SINERGIAS ENTRE AS METAS DE DESCARBONIZAÇÃO DOS SETORES DE AVIAÇÃO E DE TRANSPORTE MARÍTIMO

RELATÓRIO FINAL

COPPE UFRJ
Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

cenergia

Sinergias entre as metas de descarbonização dos setores de aviação e de transporte marítimo

Apoio

iCS
instituto
CLIMA e SOCIEDADE

Coordenação técnica

Alexandre Szklo

Joana Portugal-Pereira

Pedro R. R. Rochedo

Roberto Schaeffer

Coordenação geral

escopo energia

Lavinia Hollanda

Letícia Lorentz

Pesquisadores

Clarissa Bergman Fonte

Eduardo Müller-Casseres

Francielle Carvalho

Pedro Luiz Barbosa Maia

Rebecca Draeger

SUMÁRIO

PRODUTO 1: DESCRIÇÃO DE ROTAS PARA COPRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS PARA A AVIAÇÃO E TRANSPORTE MARÍTIMO 7

INTRODUÇÃO 9

1. AVIAÇÃO, TRANSPORTE MARÍTIMO E MITIGAÇÃO CLIMÁTICA 11

2. DESCRIÇÃO DAS ROTAS TECNOLÓGICAS 15

2.1. BIOQUEROSENE SINTÉTICO (FT-SPK) 16

2.2. HEFA 24

2.2.1. Descrição da rota de produção 24

2.2.2. Desenvolvimento tecnológico 27

2.2.3. Custos 28

2.2.4. Vantagens 29

2.2.5. Desvantagens 30

2.3. ATJ 30

2.3.1. Descrição da rota de produção 31

2.3.2. Desenvolvimento tecnológico 34

2.3.3. Custos 35

2.3.4. Vantagens 36

2.3.5. Desvantagens 37

2.4. ELETROCOMBUSTÍVEIS 37

2.4.1. Descrição da rota de produção 38

2.4.2. Desenvolvimento tecnológico 46

2.4.3. Custos 47

2.4.4. Vantagens 48

2.4.5. Desvantagens 49

2.5. ANÁLISE COMPARATIVA 49

3. PRÓXIMOS PASSOS 53

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 55

ANEXO: COPROCESSAMENTO EM REFINARIAS DE PETRÓLEO 67

A.1. DESCRIÇÃO DAS ROTAS DE PRODUÇÃO 68

A.1.1. Produtos de biomassa utilizados como matéria-prima no coprocessamento 68

A.1.2. Unidades apropriadas para coprocessamento de biomassa 71

A.1.3. Características gerais 74

A.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO 76

A.3. CUSTOS 76

A.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 77

PRODUTO 2: PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS SOB A ÓTICA DE UM MODELO DE AVALIAÇÃO INTEGRADA 81

INTRODUÇÃO 83

1. REVISÃO DAS ROTAS TECNOLÓGICAS 85

2. AVALIAÇÃO INTEGRADA E O MODELO BLUES 88

3. METODOLOGIA 93

3.1. PROJEÇÕES DE DEMANDA 93

3.1.1. Aviação 93

3.2. OFERTA DE COMBUSTÍVEIS 98

3.3. CONCEPTUALIZAÇÃO DE CENÁRIOS 100

4. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS 104

4.1. EMISSÕES 104

4.2. COMBUSTÍVEIS 106

4.3. MUDANÇAS NO USO DA TERRA 108

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 111

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 115

ANEXO A: PROJEÇÃO DA DEMANDA DA AVIAÇÃO 121

PRODUTO 1:

DESCRIÇÃO DE ROTAS PARA COPRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS PARA A AVIAÇÃO E TRANSPORTE MARÍTIMO

15 de julho de 2021

INTRODUÇÃO

Este relatório é um produto da primeira etapa do projeto ***Sinergias entre as metas de descarbonização da aviação e do transporte marítimo***, desenvolvido pelo Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) da COPPE/UFRJ, em parceria com o Instituto Clima e Sociedade (iCS). Tal projeto tem como objetivo investigar as oportunidades de mitigação climática no âmbito de dois setores de difícil descarbonização: aviação e transporte marítimo. Tendo em vista a existência de rotas tecnológicas que se prestam à produção conjunta de combustíveis de baixo carbono tanto para aeronaves quanto para embarcações, a elaboração de uma estratégia que leve essa inter-relação em conta pode conferir eficiência à descarbonização de ambos os setores. Neste primeiro relatório, após uma breve contextualização (seção 1), descrevem-se as rotas tecnológicas em questão, bem como suas principais vantagens e barreiras (seção 2). O projeto inclui ainda uma segunda etapa, descrita ao final deste relatório (seção 3) na qual modelos de avaliação integrada serão utilizados para o desenvolvimento de cenários que considerem as rotas aqui descritas. Os resultados dessa etapa serão apresentados em um relatório futuro. Como discussão adicional, inclui-se, no anexo deste relatório, uma análise a respeito das possibilidades de coprocessamento de biomassa em unidades de refinarias de petróleo, tema de relevância crescente no contexto da produção de combustíveis alternativos.

1. AVIAÇÃO, TRANSPORTE MARÍTIMO E MITIGAÇÃO CLIMÁTICA

Os setores de aviação e de transporte marítimo são importantes contribuintes para as emissões globais de gases de efeito estufa (GEE), tendo em vista a forte dependência desses de combustíveis fósseis (IEA, 2020a, b). Atualmente, a aviação internacional é responsável por cerca de 2% das emissões antropogênicas globais de dióxido de carbono (CO_2), enquanto o transporte marítimo representa aproximadamente 3% dessas emissões (ATAG, 2021, IMO, 2020). Para ambos os setores, as previsões sugerem um aumento desses números nas próximas décadas (IEA, 2020, IMO, 2020).

Nesse contexto, a associação internacional de cada setor estabeleceu estratégias para lidar com suas emissões de GEE. As metas de descarbonização definidas pela Associação Internacional de Transportes Aéreos (IATA) incluem a redução de 50% na pegada de carbono até 2050 em comparação com os níveis de 2005 (IATA, 2020). Analogamente, a Organização Marítima Internacional (IMO) propõe uma redução de 50% nas emissões de GEE em 2050 em relação aos níveis absolutos de 2008 (ICCT, 2018, IMO, 2020).

Os setores de aviação e de transporte marítimo são geralmente chamados de 'setores de difícil descarbonização', sobretudo devido à ausência de tecnologias disponíveis para descarbonização e de previsões de crescimento significativo da demanda (SHARMINA *et al.*, 2021). Embora um conjunto de medidas tenha sido proposto para atingir tais metas de redução de emissões - como ganhos de eficiência e melhorias nas operações -, é improvável que compensem o crescimento esperado na atividade. Portanto, o desenvolvimento de combustíveis renováveis e neutros em carbono é fundamental para que ambos os setores atinjam as metas propostas.

Além disso, enquanto os combustíveis de aviação representem combustíveis líquidos altamente qualificados (especificações bem estritas das propriedades físico-químicas e das cadeias carbônicas), os combustíveis marítimos (bunkers) devem possuir alta densidade energética e baixo custo, a fim de lidar com o tipo de serviço de energia exigido por eles (navegação de longa distância e geralmente para o transporte de mercadorias

de menor valor agregado). Desta forma, combustíveis de aviação usualmente compõem as margens de refinarias de petróleo, como 'combustíveis premium', enquanto bunkers são geralmente produzidos por correntes residuais dessas refinarias de petróleo, devendo atender ao compromisso entre qualidade e preço. Em outras palavras, bunkers são geralmente subprodutos da cesta de combustíveis premium produzidos em refinarias de petróleo.

Nessas circunstâncias, biocombustíveis e eletrocombustíveis podem ser potenciais alternativas para redução da dependência de combustíveis fósseis em setores de transporte de difícil descarbonização. Biocombustíveis são produzidos por uma variedade de rotas que usam a biomassa como principal insumo. Eletrocombustíveis, por sua vez, são uma classe de combustíveis usualmente produzidos por meio da eletrólise da água, resultando em hidrogênio (H_2), que pode então ser utilizado em diferentes sínteses químicas (MULLER-CASSERES, 2021). Em ambos os casos, algumas rotas tecnológicas destinadas principalmente à produção de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) coproduzem combustíveis marítimos, o que indica a existência de cobenefícios para a descarbonização destes setores – ou mesmo de sinergias de estratégias pelo lado da oferta dos combustíveis alternativos.

Alternativamente, a utilização de biomassa para obtenção de combustíveis pode ocorrer pelo processamento conjunto de óleos derivados de biomassa e óleos de origem fóssil em unidades de refinarias de petróleo existentes, estratégia conhecida como coprocessamento de biomassa. Por utilizar infraestrutura e mão-de-obra já disponíveis, esta solução pode ser prontamente aplicada. Ainda que as unidades de refino mais apropriadas para o recebimento de óleos de biomassa não possuam foco na produção de querosene de aviação, esta estratégia foi discutida no anexo neste trabalho uma vez que leva à produção de óleos pesados – adequados a servir de combustível para o setor marítimo – como coprodutos de frações de maior valor agregado, como a nafta.

A análise de tais tecnologias em modelos de análise integrada (IAMs) permite captar as sinergias entre os dois setores. A avaliação integrada baseia-se na utilização dos chamados *Integrated Assessment Models* (IAMs). Os IAMs são modelos matemáticos utilizados para o estudo conjunto dos sistemas de energia, uso do solo e outros

setores da economia (ANGELKORTE, 2019, HUPPMANN *et al.*, 2018, KRIEGLER *et al.*, 2018). Tais modelos possuem amplo espectro de aplicações, entre as quais se destaca o desenvolvimento de cenários de mitigação climática conforme opções associadas a emissões de gases de efeito estufa derivadas da combustão, de processos industriais e mudanças diretas e indiretas de uso do solo (HASEGAWA *et al.*, 2018, KOBERLE, 2018).

Diante do panorama exposto, o presente projeto de pesquisa se dedica a avaliar possíveis sinergias nos esforços de mitigação para os setores de aviação e de transporte marítimo a partir da utilização de IAMs. Ou seja, propõe-se a identificar se a utilização de combustíveis alternativos sustentáveis e neutros em carbono para o setor de aviação pode levar à produção de combustíveis adequados ao transporte marítimo.

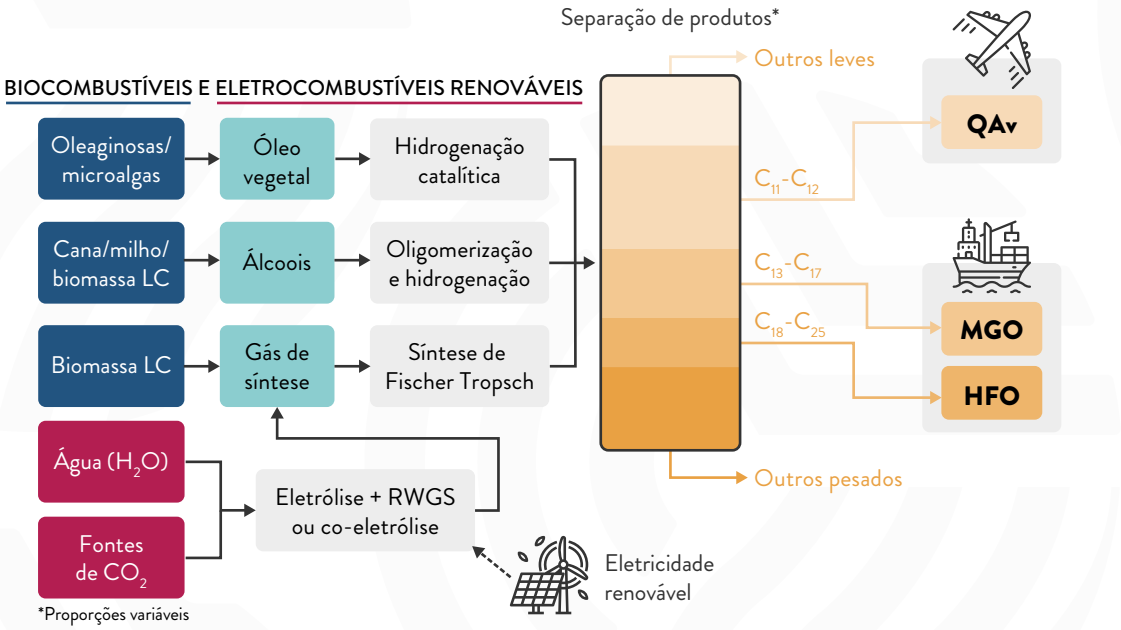
Este relatório apresenta os resultados da primeira fase deste estudo, que tem como objetivo avaliar as rotas tecnológicas de produção de combustíveis alternativos adequados à motorização atual da frota de aeronaves e navios. As rotas de produção de biocombustíveis líquidos e eletrocombustíveis são caracterizadas quanto às tecnologias envolvidas, maturidade tecnológica, custos, vantagens e desvantagens. Por fim, este relatório também apresenta alternativas de coprocessamento de biomassa em refinarias de petróleo, considerada uma solução promissora para produção de combustíveis mais sustentáveis.

2. DESCRIÇÃO DAS ROTAS TECNOLÓGICAS

A Figura 1 descreve, de maneira simplificada, o conjunto de rotas de produção de combustíveis de baixo carbono apresentadas nesta seção. Embora haja especificidades significativas, tais rotas têm dois aspectos em comum:

- A produção simultânea, de forma intrínseca ao processo, de frações adequadas à aplicação no setor de aviação e frações adequadas ao setor de transporte marítimo.
- A característica *drop-in* dos produtos, ou seja, a produção de energéticos que podem ser aplicados diretamente nos conversores atualmente existentes em embarcações e aeronaves.

Figura 1: Coprodução de combustíveis de baixo carbono adequados à utilização em aeronaves e embarcações.



Fonte: elaboração própria.

2.1. BIOQUEROSENE SINTÉTICO (FT-SPK)

2.1.1. DESCRIÇÃO DA ROTA DE PRODUÇÃO

O bioquerosene sintético, também chamado de FT-SPK (*Fischer-Tropsch – Synthetic Paraffinic Kerosene*) é um combustível produzido a partir da conversão de biomassa lignocelulósica em hidrocarbonetos líquidos por meio do processo conhecido como *Fischer-Tropsch Biomass-to-Liquids* (FT-BTL). Este processo é formado basicamente pela gaseificação da biomassa seguida da síntese de Fischer-Tropsch (FT). Assim como ocorre no refino de petróleo, este processo não tem um produto único, mas uma cesta de produtos heterogêneos. A composição dessa mistura final é determinada essencialmente pelo tipo de catalisador e reator utilizado e pelas condições de operação do processo, assim como pelas operações a jusante da síntese FT per se.

Desta forma, pode-se dizer que o combustível FT-SPK resulta da operação de uma planta FT-BTL em condições específicas que permitam a formação de hidrocarbonetos adequados à formulação do querosene (tipicamente cadeias C_8-C_{16}). Intrinsecamente, a síntese de FT-BTL coproduz outras frações, a exemplo da nafta, do diesel e do gasóleo pesado (TAGOMORI *et al.*, 2019). O FT-SPK e o FT-SPK/A[1] é um combustível de aviação *drop-in* que está aprovado pela ASTM para uso em misturas de até 50% ao querosene de aviação convencional (IATA, 2020). A Figura 2 apresenta as etapas de produção do FT-SPK.

Figura 2: Processo de produção de SAF pela rota tecnológica FT-BTL.

Fonte: elaboração própria.

O processo se inicia pela gaseificação da biomassa, que representa uma entre diversas possibilidades para sua conversão termoquímica (assim como a pirólise, liquefação hidrotérmica e combustão) (CARVALHO, 2017, TAGOMORI *et al.*, 2019). Esse processo se baseia na oxidação parcial (i.e., com presença de oxigênio em quantidade inferior à estequiométrica) da matéria-prima por um agente gaseificador (como vapor, ar ou

[1] Variação do FT-SPK na qual processos adicionais levam à formação de um combustível com maior teor de aromáticos.

oxigênio), tendo o gás de síntese como produto. Essa mistura de gases denominada gás de síntese (*syngas*) é composta majoritariamente por hidrogênio molecular (H_2), nitrogênio (N_2) (caso o ar atmosférico seja o agente oxidante), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2), mas também por metano (CH_4), vapor d'água (H_2O) e traços de outros gases (CASTRO, 2020, TAGOMORI, 2017).

No que se refere a equipamento, três tipos de reatores podem ser utilizados – gaseificadores de leito fixo (tecnologia mais antiga, adequada a plantas de pequeno e médio porte), gaseificadores de leito de arraste (que operam a temperatura e pressão mais elevadas, gerando um gás de síntese mais limpo) e gaseificadores de leito fluidizado (em que as partículas do material sólido são carregadas por um agente fluidizante – essa tecnologia apresenta diversas vantagens, entre as quais a maior adequação a grandes escalas e a matérias-primas heterogêneas, como é o caso da biomassa) (CASTRO, 2020, TAGOMORI, 2017).

O gás de síntese gerado pela gaseificação possui impurezas e uma proporção desbalanceada dos gases hidrogênio e monóxido de carbono. Assim, a fim de evitar envenenamento de catalisadores durante a síntese de biocombustíveis a jusante, é necessário remover contaminantes e, para garantir um processo eficiente, promover o ajuste da razão H_2:CO. Para a remoção de contaminantes, empregam-se ciclones, filtros e lavadores úmidos (que removem particulados, compostos halogenados e compostos nitrogenados). Já o ajuste de composição[2] é realizado por meio da reação *Water-Gas Shift* (WGS), em que parte do monóxido de carbono presente no gás de síntese, ao reagir com a água, é convertido em dióxido de carbono e hidrogênio, aumentando a razão H_2:CO (TAGOMORI, 2017).

Em seguida, deve-se remover os compostos sulfurados do gás de síntese (como H_2S, COS, CS_2, mercaptanas e sulfitos orgânicos), que são nocivos aos catalisadores utilizados nas reações da síntese FT. Assim, as plantas de gaseificação de biomassa requerem a presença de unidades de remoção de gases ácidos[3] (TAGOMORI, 2017).

---

[2] A razão H_2:CO ideal varia de acordo com a destinação do gás de síntese. No caso da produção de biocombustíveis líquidos pelo processo de Fischer-Tropsch (incluindo, portanto, a rota FT-BTL), o ajuste ótimo está em torno de 2,1 mols de hidrogênio para 1 mol de monóxido de carbono (TAGOMORI, 2017).

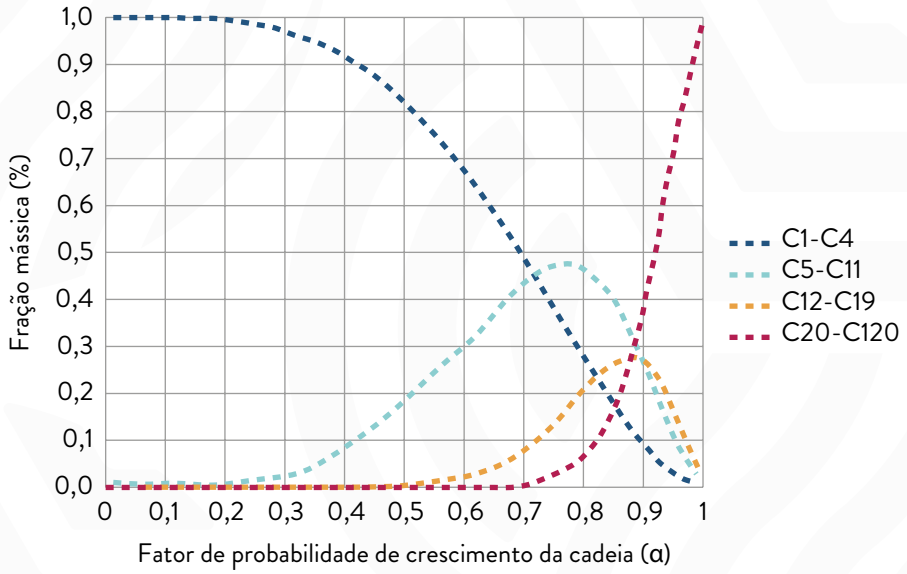
[3] Estas unidades podem também separar o dióxido de carbono remanescente no gás de síntese, o que é potencialmente interessante em termos de captura de carbono.

Já a síntese Fischer-Tropsch consiste em uma série de reações de adsorção e dissociação das substâncias que compõem o gás de síntese (CO e H_2) na superfície de um catalisador. Numa segunda etapa, esses compostos simples se combinam, formando cadeias mais longas de hidrocarbonetos (ELIA *et al.*, 2013, MEERMAN *et al.*, 2012). A ampla faixa de hidrocarbonetos (C_1 a C_{120}) obtidos é constituída principalmente por parafinas lineares, olefinas lineares e, eventualmente, hidrocarbonetos isomerizados, cíclicos e outras olefinas.

Dois tipos de unidades são mais comuns: as que empregam altas temperaturas e aquelas que trabalham com baixas temperaturas. No primeiro caso, reatores de leito fluidizado operam entre 300 e 350°C utilizando catalisadores de ferro e produzindo principalmente olefinas de baixo peso molecular. No segundo caso, reatores de leito fixo ou do tipo *slurry* trabalham entre 200 e 240°C com catalisadores de ferro ou cobalto para sintetizar parafinas de alto peso molecular (AIL e DASAPPA, 2016, SHAFER *et al.*, 2019)and recent understanding of FT kinetics are explored. Liquid fuels produced via FT process from biomass derived syngas promises an attractive, clean, carbon--neutral and sustainable energy source for the transportation sector. Performance of the FT process with various catalysts, operating conditions and its influence on the FT products are also presented. Experience from large scale commercial installations of FT plants, primarily utilizing coal based gasifiers, are discussed. Though biomass gasification plants exist for power generation via gas engines with power output of about 2 MWe; there are only a few equivalent sized FT plants for biomass derived syngas. This paper discusses the recent developments in conversion of biomass to liquid (BTL. Tendo isto em vista, a formação de querosene e de produtos mais pesados que possam ser destinados ao transporte marítimo é favorecida pela operação a baixas temperaturas.

A composição do líquido obtido pode ser descrita por meio do modelo de Anderson-Schulz-Flory (Figura 3), o qual prevê a proporção mássica de cada faixa de hidrocarbonetos como função do parâmetro α, denominado fator de probabilidade de crescimento da cadeia (com valor entre 0 e 1). No caso da produção focada em diesel, por exemplo, α deve ser maior ou igual a 0,95. Já para a rota FT-SPK, que visa favorecer produtos mais leves, o valor de α situa-se em torno de 0,82 (FONTE, 2021, TAGOMORI, 2017).

Figura 3: Modelo de Anderson-Schulz-Flory.



Fonte: elaboração própria.

Embora seja possível conceber o processo de Fischer-Tropsch de modo a otimizar a produção de cortes na faixa do querosene, a coprodução de outras frações, devido à própria natureza da síntese, sempre ocorrerá. Por isso, analogamente ao que se observa em refinarias de petróleo, a rota FT-SPK gera coprodutos – em especial, hidrocarbonetos na faixa do GLP (C_1-C_4), da nafta (C_4-C_{12}) e do diesel (C_8-C_{16}) (CARVALHO, 2017, FONTE, 2021).

De forma a obter produtos específicos, deve-se promover um *upgrade* das correntes originadas na etapa de destilação, a fim de aumentar o rendimento de determinadas frações e de adequá-las às especificações técnicas. Na rota FT-BTL, por exemplo, pode-se utilizar uma unidade de hidrotratamento para saturar ligações duplas de moléculas presentes na corrente de querosene, conferindo maior estabilidade ao combustível. Adicionalmente, pode-se destinar a corrente da nafta a uma unidade de reforma catalítica, gerando aromáticos que, ao serem misturados com a corrente de querosene, aprimoram certas propriedades do combustível, como a densidade (FONTE, 2021).

O bioquerosene sintético FT-SPK é produzido a partir de material lignocelulósico, uma combinação de polímeros naturais baseados em lignina, celulose e hemicelulose. A lignocelulose forma a parede celular das plantas lenhosas (árvores, arbustos, gramíneas

etc.), que constituem a matéria-prima orgânica mais abundantemente disponível na Terra (CAPOLUPO, FARACO, 2016). A adequação desse tipo de biomassa à gaseificação está associada a seu alto teor de carbono (47 a 50%, implicando alto poder calorífico) e a seu baixo teor de cinzas e contaminantes (CARVALHO, 2017, TAGOMORI, 2017). Assim, do ponto de vista prático, as potenciais matérias-primas das rotas do tipo BTL são as culturas energéticas lenhosas, os resíduos agrícolas, agroindustriais e florestais e, ainda, os resíduos sólidos urbanos (CARVALHO, 2017, SOMERVILLE *et al.*, 2010).

Em seu estado natural, a biomassa vegetal possui baixa densidade mássica e energética, o que torna seu uso direto ineficiente. Desta forma, previamente à gaseificação, um pré-tratamento pode ser realizado, convertendo a matéria-prima orgânica bruta em um vetor energético de maior qualidade. Diversos tipos de pré-tratamentos podem ser empregados - de natureza física, química ou biológica - como: secagem, moagem, peletização e briquetização e pirólise (CASTRO, 2020).

A eficiência global do processo de gaseificação e síntese FT (considerando-se a energia presente em todos os hidrocarbonetos produzidos) situa-se na faixa entre 40 e 51% (DIMITRIOU *et al.*, 2018, LEIBBRANDT *et al.*, 2013, TAGOMORI, 2017). A Tabela 1 indica os principais rendimentos do processo FT-BTL para a produção de SAF.

Tabela 1: Rendimentos da produção de SAF pela rota tecnológica FT-BTL.

Rendimentos – FT-BTL				
	1	**2[a]**	**3[a]**	**4[a]**
Entradas				
Biomassa (t)	5,4	6,6	9,8	11,8
Produtos				
QAv (t)	1	1	1	1
Nafta (t)	0,3	0,3	0,3	0,5
Diesel (t)	-	-	-	0,2
Eletricidade (MWh)	-	1,1	1,6	0,01

Legenda:
1: CARVALHO *et al.* (2019)
2: CERVI *et al.* (2020)
3: DIEDERICHS *et al.* (2016)
4: LI *et al.* (2019)

Notas:
[a] Consideram geração de eletricidade na planta.

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.1.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

Embora os componentes individuais do processo FT-BTL sejam bem conhecidos e tenham sido demonstrados em escala industrial, a integração do processo e demonstração da operação ainda não alcançaram o estágio comercial (TRL 6[4]) (ARUP *et al.*, 2014). Até o momento, o processo FT-BTL foi demonstrado em plantas piloto e plantas em grandes escalas ainda não entraram em operação. A companhia Velocys está construindo uma planta comercial no Reino Unido para produção de SAF utilizando resíduos sólidos urbanos e comerciais em parceria com a British Airways. Recentemente, vários projetos de demonstração em escala industrial foram cancelados na Europa (ETIP, 2019). Todavia, diversas iniciativas ainda estão em andamento (Tabela 2).

Tabela 2: Companhias envolvidas na produção de SAF pela rota tecnológica FT-BTL.

Companhia	Matéria-prima	Localização	Status	Capacidade (Milhões L/ano)
Emerging Fuels Technology	RSU[a] Bio-óleos Gás natural	Carolina do Norte (EUA)	Demonstração	-
D'Arcinoff Group	Gás Natural Biomassa lignocelulósica	Texas (EUA)	Em planejamento	1.740,9
Fulcrum Bioenergy (& Sierra BioFuels)	RSU[a]	Nevada (EUA)	Em construção	39,7
Fulcrum Bioenergy	RSU[a]	San Francisco (EUA) Los Angeles (EUA) Denver (EUA) Chicago (EUA) New Jersey (EUA) Houston (EUA)	Em planejamento	113,6
Red Rock Biofuels	Resíduos florestais Palha de milho Bagaço de cana Switchgrass[b] Algas	Oregon (EUA)	Em construção	60,9

[4] O *Technology Readiness Level* (TRL) ou nível de prontidão tecnológica é sistema de medição do desenvolvimento de uma tecnologia. Um TRL 6 indica que a tecnologia já foi demonstrada em ambiente relevante, ou seja, bastante similar às condições reais (GIL *et al.*, 2014).

Companhia	Matéria-prima	Localização	Status	Capacidade (Milhões L/ano)
Velocys	Biomassa florestal	Mississippi (EUA)	Em planejamento	114
	RSU	Immingham (UK)	Em planejamento	60
BioTfuel (Total)	Resíduos de biomassa	França	Em comissionamento	
Bioliq	Resíduos agrícolas	Alemanha	Em operação (planta piloto)	0,9
Comsyn (VTT)	Resíduos florestais	Finlândia	Em operação (planta piloto)	-
City Refinery Vuosaari (Helen, Lassila & Tikanoja, VTT)	Resíduos de biomassa	Finlândia	Em planejamento	-

Nota:
[a]: Resíduos sólidos urbanos
[b]: Switchgrass é uma gramínea nativa da América do Norte (*Panicum virgatum*)
Fonte: ALTALTO (2021), CAAFI (2018), IEA BIOENERGY (2020), REDROCKBIOFUELS (2021), THE CHEMICAL ENGINEER (2021)

2.1.3. CUSTOS

Em relação às demais tecnologias de produção de SAF a partir de biomassa, a rota FT-BTL é particularmente intensiva em capital. Estimativas para os custos de capital variam bastante, de acordo com as características de processo e insumos utilizados. De forma geral, espera-se que o custo de capital (CAPEX) para plantas FT-BTL variem de US$ 4,5-7,0/l da capacidade anual de produção (PAVLENKO *et al.*, 2019). Peters *et al.* (2015) estimam que projetos de plantas pioneiras de FT-BTL com capacidade de produção de 120 milhões de litros por ano podem custar mais de US$ 560 milhões, mas os avanços tecnológicos na etapa de gaseificação podem reduzir o CAPEX em até 30% para plantas *Nth of a kind (NOAK)*[5] (ECOFYS, 2015). A Tabela 3 apresenta estimativas para os custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX), custos nivelados para o SAF produzido a partir da rota FT-BTL e os preços do QAv fóssil em 2012 e 2018.

[5] Esta expressão refere-se aos custos da n-ésima planta, isto é, à redução de custos que se atinge após grande quantidade de instalações implementadas.

Tabela 3: Custos para a produção de SAF pela rota tecnológica FT-BTL.

Custos – FT-BTL			
	1[a]	2[b]	3[b,c]
Capacidade da planta (Milhões de litros/ano)	49,3	120,4	83,1
CAPEX (Milhões US$)	173	1.236,6	623,9
OPEX (Milhões US$)	19	40,8	128,5
Custos nivelados (US$/GJ)	24,8	60,0	56,7
QAv (US$/GJ)	15,2[d] – 23,3[e]		

Legenda:
1: CARVALHO *et al.* (2019)
2: CERVI *et al.* (2020)
3: DIEDERICHS *et al.* (2016)

Notas:
[a] Custo nulo de biomassa.
[b] Consideram geração de eletricidade na planta.
[c] Reforma de gases leves produzidos na síntese FT para produção de gás de síntese.
[d] Preços médios internacionais de 2018.
[e] Preços médios internacionais de 2012.

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.1.4. VANTAGENS

As principais vantagens da produção de SAF pela rota FT-BTL são a possibilidade de utilização de matéria-prima residual, alta eficiência de conversão de carbono, a possibilidade produção de uma ampla faixa de hidrocarbonetos e custos operacionais relativamente baixos, se comparado a outras tecnologias, como a rota HEFA (CARVALHO, 2017). A obtenção de coprodutos de alto valor agregado, pode aumentar a viabilidade econômica dos SAF produzidos pela rota FT-BTL. Considerando uma planta com capacidade de produção de 51.000 toneladas de SAF por ano, uma receita de 51 a 58 milhões de dólares por ano pode ser obtida pela venda de coprodutos, considerando seus valores de mercado de 2012 e 2018 (Tabela 4).

Tabela 4: Rendimento e receita em coprodutos para a produção de SAF pela rota tecnológica FT-BTL.

Coprodutos – FT-BTL		
Entradas		
Biomassa (t)	600.000	CERVI *et al.* (2020)
Produtos		
QAv (t)	51.000	CERVI *et al.*, (2020), LI *et al.* (2019)
Nafta (t)	26.400	
Diesel (t)	12.000	
Receita (coprodutos)		
US$ 2012	58.165.385	BUNKERINDEX (2016), IEA, (2019), INDEXMUNDI (2020), SHIP&BUNKER (2019)
US$ 2018	51.100.427	

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.1.5. DESVANTAGENS

Apesar do elevado potencial de produção de biocombustíveis pela rota FT-BTL, até o momento, o processo foi apenas demonstrado em plantas piloto.. Os principais desafios da rota FT_BTL estão associados à integração do processo e a operação ainda não alcançou o estágio comercial (TRL 6[6]) (ARUP *et al.*, 2014). Ademais, os elevados custos de produção do FT-SPK podem aumentar consideravelmente os custos com combustível no setor (Tabela 3). O elevado investimento requerido pode afetar a atratividade das plantas FT-BTL e comprometer a competitividade do combustível (CARVALHO *et al.*, 2019, ECOFYS, 2012, KASS *et al.,* 2018).

2.2. HEFA

O hidrotratamento de óleos vegetais diretos (SVO) produz biocombustíveis similares ao diesel e querosene de aviação conhecidos como HVO (*Hydrotreated Vegetable Oils*) e HEFA (*Hydrotreated Esters and Fatty Acids*). Esta rota tecnológica forma combustíveis de elevada qualidade e representa uma alternativa de produção de biocombustíveis substitutos dos derivados de petróleo a partir de óleos vegetais e gorduras residuais. O HEFA é um combustível de aviação *drop-in* que está aprovado pela ASTM para uso em misturas de até 50% ao querosene de aviação convencional (IATA, 2020). O HVO é comumente chamado de diesel renovável ou diesel verde.

2.2.1. DESCRIÇÃO DA ROTA DE PRODUÇÃO

O hidroprocessamento é um processo amplamente realizado nas refinarias de petróleo para remover oxigênio e componentes indesejáveis como nitrogênio e enxofre. O processo envolve a desoxigenação, dessulfurização e denitrogenação de óleos vegetais e gorduras por meio da hidrogenação catalítica, que produz hidrocarbonetos líquidos com elevado teor de parafinas. A desoxigenação[7] completa garante a produção de um SAF semelhante ao QAv, com boa estabilidade de armazenamento e elevada densidade energética.

---

[6] O *Technology Readiness Level* (TRL) ou nível de prontidão tecnológica é sistema de medição do desenvolvimento de uma tecnologia. Um TRL 6 indica que a tecnologia já foi demonstrada em ambiente relevante, ou seja, bastante similar às condições reais (GIL *et al.*, 2014).

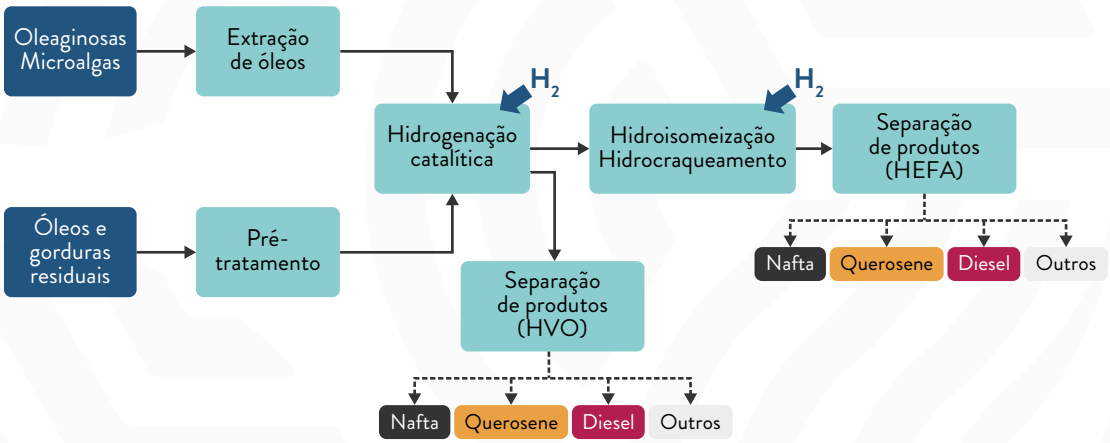
[7] Em relação ao oxigênio, sua presença no combustível reduz sua estabilidade, densidade energética, pH (que torna o combustível mais ácido e corrosivo) e aumenta sua viscosidade.

Para atender às especificações dos combustíveis de aviação, etapas adicionais de hidroisomerização e hidrocraqueamento são necessárias para encurtar as cadeias de hidrocarbonetos e ramificar suas moléculas, o que garante boas propriedades de escoamento em baixas temperaturas e elevado ponto de fulgor do combustível (GUELL *et al.*, 2012, PEARLSON, 2011).

O processo de isomerização transforma os hidrocarbonetos de cadeia linear em estruturas ramificadas, reduzindo seu ponto de congelamento. As reações de craqueamento resultam na produção de líquidos mais leves e produtos gasosos (WANG e TAO, 2015). O produto é um querosene parafínico sintético (SPK) com cadeia de carbono na faixa de C_9-C_{15} (PEARLSON, 2011). O processo de hidrotratamento produz cerca de 50% a 70% de combustível de aviação e os demais produtos são principalmente diesel, propano, nafta e GLP (GUELL *et al.*, 2012, PEARLSON, 2011).

Caso o objetivo seja a produção de HVO, o processo se finaliza antes da etapa de craqueamento/isomerização. Isto confere maior flexibilidade ao processo, pois é possível produzir uma proporção maior de diesel e obter diferentes frações de coprodutos. A Figura 4 apresenta o processo de produção de SAF pela rota HEFA e a Tabela 5 os rendimentos do processo.

Figura 4: Processo de produção de SAF pela rota tecnológica HEFA.



Fonte: elaboração própria.

Tabela 5: Rendimento da produção de SAF pela rota tecnológica HEFA.

Rendimentos - HEFA			
	(1)	(2)	(3)
Entradas			
Óleo vegetal (t)	2,02	2,02	2,26
Produtos			
QAv (t)	1	1	1
Propano (t)	0,09	-	0,01
GLP (t)	0,12	-	-
Nafta (t)	0,14	0,15	0,45
Diesel (t)	0,47	0,48	0,25

Legenda:
1: CARVALHO *et al.* (2019)
2: CERVI *et al.* (2020)
3: TAO *et al.* (2017)

Fonte: Referências citadas na tabela.

As principais matérias-primas utilizadas são os óleos vegetais, óleo de cozinha usado, gordura animal residual e óleos extraídos de algas. A utilização óleos vegetais é vantajosa devido à sua disponibilidade em larga escala e suas propriedades químicas homogêneas que simplificam os processos de pré-tratamento. Tais óleos são obtidos a partir de biomassa oleaginosa pelo processo de extração mecânica ou por um processo físico-químico, como a extração. As tecnologias usualmente empregadas conseguem remover mais de 98% do óleo presente na biomassa. Após um processo de refino, este óleo pode ser utilizado na produção do biocombustível (NEULING, KALTSCHMITT, 2014). Entretanto, estes produtos são amplamente utilizados na indústria alimentícia e para produção de biocombustíveis (biodiesel), possuem elevados preços de mercado e podem não estar disponíveis para produção de HEFA. Óleos residuais são vantajosos pelo baixo custo, entretanto são muito impuros e heterogêneos, o que dificulta o pré-tratamento, e possuem alto custo de coleta devido à sua localização dispersa. Por fim, a produção de algas para formação de combustíveis é bastante vantajosa devido à elevada produtividade, mas seu desenvolvimento tecnológico ainda se encontra em escala de laboratório e piloto (DOLIENTE *et al.*, 2020).

2.2.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

Atualmente, essa rota de produção de biocombustíveis é uma tecnologia madura e comercialmente disponível em grandes escalas (TRL 9). Em 2017, a capacidade operacional anual de todas as unidades de produção no mundo totalizou aproximadamente 4,3 bilhões de litros (DEANE *et al.*, 2017). A companhia Neste Oil é a maior produtora mundial e possui plantas na Finlândia, Singapura e Roterdã, que utilizam diferentes óleos e gorduras como matéria-prima e possuem capacidade anual de produção de 3 milhões de toneladas de biocombustíveis (ETIP BIOENERGY, 2019, NESTE, 2019). Outras companhias produtoras incluem a Diamond Green Diesel (Louisiana, Estados Unidos), REG (Louisiana, Estados Unidos) e Eni (Itália).

A Eni foi a primeira companhia a realizar o *retrofitting*[8] de uma refinaria convencional em biorrefinaria, a *Venice biorefinery*, que produz combustíveis de elevada qualidade. Operando desde 2014, a unidade possuía capacidade de processamento de 360 mil toneladas de óleo vegetal, dos quais 15% é óleo de cozinha purificado. Em 2021, a companhia planeja aumentar sua capacidade de processamento para 560 mil toneladas. A conclusão de outra biorrefinaria da companhia em Gela (Sicília) é esperada para os próximos anos. A nova refinaria terá capacidade anual de processamento de 750.000 toneladas de óleo vegetal (ENI, 2019). Ademais, a companhia liderou o projeto Flota Verde em parceria com a marinha italiana para desenvolver biocombustíveis para as embarcações navais (ENI, 2016).

Em 2020, foi anunciado o projeto Ômega Green, mega-complexo para produção de diesel renovável e SAF a partir de HEFA no Paraguai, com investimento estimado em mais de US$ 800 milhões e que será a primeira planta de combustíveis renováveis de segunda geração do Hemisfério Sul (ECBGROUP, 2020). A companhia AltAir Fuels fornece SAF baseado em HEFA e produz cerca de 13 milhões de litros por ano na sua instalação em Paramount, na Califórnia (ETIP BIOENERGY, 2020).

Em 2021, a refinadora francesa Total começou a produzir SAF pela rota HEFA em sua biorrefinaria La Mède e na refinaria de Oudalle. O biocombustível produzido a partir de óleo de cozinha usado, será entregue aos aeroportos franceses. A companhia pla-

[8] Readequação de uma instalação de produção.

neja expandir sua produção de SAF utilizando como matéria-prima, além do óleo de cozinha usado, gordura animal e outros resíduos provenientes da economia circular. A Total não utilizará óleos vegetais como matéria-prima para produção dos SAF (TOTAL, 2021).

2.2.3. CUSTOS

Estimativas indicam que o custo de capital associado às plantas de produção de HEFA representam, em média, US$ 0,67/l, sendo que as plantas de maior porte registram custos inferiores em função das economias de escala (PAVLENKO *et al.*, 2019). Os custos operacionais são dominados pela aquisição de matéria-prima, tendo em vista que os óleos vegetais são commodities com mercado bem estabelecido e os óleos e gorduras residuais têm elevados custos logísticos. Custos nivelados ou preços mínimos de venda (*minimum jet selling prices*, MJSP) estimados para o SAF de HEFA no cenário europeu variam de US$ 0,98/l a US$ 1,22/l, enquanto estimativas para o Brasil variam de US$ 0,60/l a US$ 2,22/l (CARVALHO *et al.*, 2019, CERVI *et al.*, 2020, KLEIN *et al.*, 2018). A Tabela 6 apresenta estimativas para os custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e custos nivelados para o SAF produzido a partir da rota HEFA e os preços do QAv fóssil em 2012 e 2018.

Tabela 6: Custos para produção de SAF pela rota tecnológica HEFA.

Custos - HEFA				
	1	**2**	**3**	**4**
Capacidade da planta (Milhões de litros/ano)	108	85	230	228
CAPEX (Milhões US$)	65	214[a]	137	520
OPEX (Milhões US$)	247	22,9	-	-
Custos nivelados (US$/GJ)	67,2	32,0	29,7 – 36,9	21,5
QAv (US$/GJ)	15,2[b] – 23,3[c]			

Legenda:
1: CARVALHO *et al.* (2019)
2: CERVI *et al.* (2020)
3: PAVLENKO *et al.* (2019)
4: KLEIN *et al.* (2018)

Notas:
a Considera a extração do óleo vegetal na planta.
b Preços médios internacionais de 2018.
c Preços médios internacionais de 2012.

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.2.4. VANTAGENS

Dentre as principais vantagens do HEFA estão seu caráter *drop-in*, sua composição livre de aromáticos, oxigênio e o fato de possuir tecnologia de produção desenvolvida. O elevado teor de aromáticos nos combustíveis, principalmente do benzeno, é indesejado devido à sua elevada toxicidade e redução da estabilidade química. Em relação ao oxigênio, sua presença no combustível reduz sua estabilidade, densidade energética, pH (que torna o combustível mais ácido e corrosivo) e aumenta sua viscosidade. Ademais, apresenta baixas emissões de NO_x, boa estabilidade e propriedades de escoamento à frio (ETIP BIOENERGY, 2019). A utilização de matérias-primas produzidas em grandes escalas (como os óleos vegetais) e resíduos (como os óleos de cozinha usados e gordura animal) também se configuram como vantagens significativas desta rota tecnológica. A obtenção de coprodutos de alto valor agregado, como o diesel e a nafta, por exemplo, pode aumentar a viabilidade econômica dos SAF produzidos pela rota ATJ. Considerando uma planta com capacidade de produção de 65.705 toneladas de SAF por ano, uma receita de 59,1 a 66,5 milhões de dólares por ano pode ser obtida pela venda de coprodutos, considerando seus valores de mercado de 2012 e 2018 (Tabela 7).

Tabela 7: Rendimento e receita em coprodutos para a produção de SAF pela rota tecnológica HEFA.

Coprodutos – HEFA		
Entradas		
Óleo de soja (t/ano)	132.725	CARVALHO *et al.* (2019), PEARLSON (2011)
Produtos		
QAv (t/ano)	65.705	CARVALHO *et al.* (2019), PEARLSON, (2011)
Diesel (t/ano)	30.882	
Nafta (t/ano)	9.199	
GLP (t/ano)	7.885	
Propano (t/ano)	5.913	
Receita (coprodutos)		
US$ 2012	66.526.678	IEA (2019), INDEXMUNDI (2020)
US$ 2018	59.137.665	

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.2.5. DESVANTAGENS

A produção de SAF utilizando óleos vegetais como matéria-prima pode pressionar sua demanda e provocar impactos diretos no uso do solo, caso promova o desmatamento ou conversão da vegetação natural. Impactos indiretos também podem ocorrer e são associados ao deslocamento de atividades agropecuárias para outras regiões, induzindo mudanças no uso da terra e/ou desmatamento (PORTUGAL-PEREIRA *et al.*, 2016). Estas preocupações são ainda mais evidentes para o caso da utilização de derivados da soja e palma para a produção de biocombustíveis. A oferta total de biomassa sustentável pode não ser suficiente para suprir a demanda do setor de aviação, sobretudo se considerar sua destinação para a produção de biocombustíveis rodoviários e marítimos. Ademais, existe a possibilidade de impactos na disponibilidade e preço dos alimentos (SSI, 2019).

Embora exista um esforço significativo para a produção de HEFA, seu desenvolvimento pode ser limitado, tendo em vista os requisitos de sustentabilidade impostos em algumas regiões. Na Europa, a disponibilidade de óleos vegetais é limitada pela sua significativa mobilização para a produção de biodiesel (FAME), que presenta mais de 80% do óleo de colza produzido em 2019, enquanto as redes de coleta de óleos residuais envolvem uma logística complexa e custosa. Recentemente, a Comissão Europeia limitou o uso de biocombustíveis com base em culturas alimentícias aos níveis de 2020 e proibiu o uso de óleo de palma para a produção de biocombustíveis que atendam às diretivas de energias renováveis para 2030 no setor de transportes (RED II) (EUROPEAN PARLIAMENT, 2018). Outra desvantagem deste processo é a demanda de quantidades significativas de hidrogênio. Para que o SAF seja sustentável, é necessário que o hidrogênio seja produzido a partir de fontes renováveis de energia.

2.3. ATJ

Álcoois puros não são adequados para utilização como combustíveis de aviação por vários motivos. Em comparação com o querosene convencional (Jet A e Jet A-1), seu conteúdo de energia - em massa e volume - é significativamente menor devido, principalmente, ao teor de oxigênio do álcool. Além disso, as propriedades químicas e físicas, como pontos de ebulição, calor de vaporização, miscibilidade com água e natureza solvente, por exemplo, diferem significativamente.

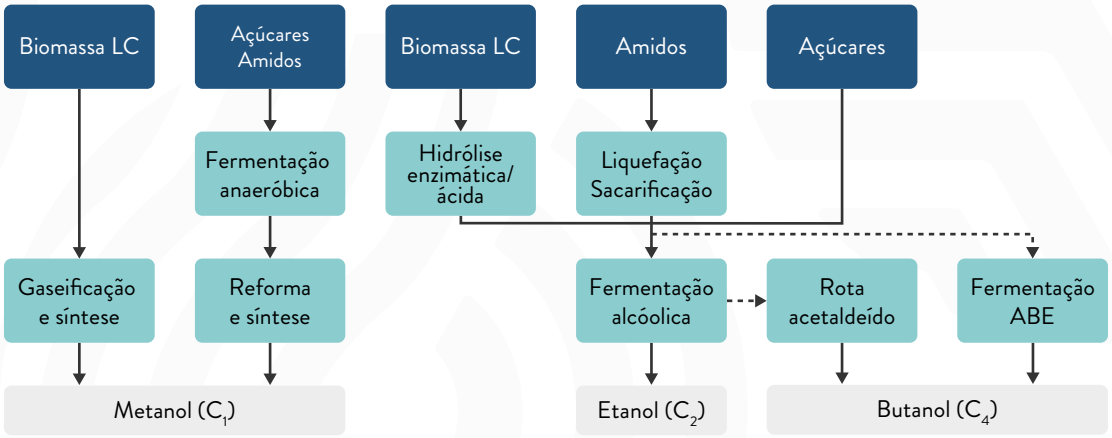
No entanto, em princípio, todos os álcoois podem ser convertidos em hidrocarbonetos similares aos destilados derivados de petróleo, como o querosene de aviação. Até o presente momento, pesquisas e iniciativas têm se concentrado principalmente em tecnologias baseadas na conversão de metanol, etanol e butanol, *commodities* negociadas em volumes significativos no mercado global. Para a produção de SAF, o processo é conhecido como *Alcohol-to-Jet* (ATJ), no qual os álcoois representam um produto intermediário. O SAF produzido pela rota ATJ (a partir de etanol ou isobutanol) é um combustível *drop-in* que está aprovado pela ASTM para uso como combustível de aviação em misturas de até 50% ao querosene de aviação convencional (IATA, 2019).

2.3.1. DESCRIÇÃO DA ROTA DE PRODUÇÃO

A rota ATJ pode ser dividida em duas etapas: produção do bio-álcool e síntese de hidrocarbonetos médios. Álcoois podem ser produzidos a partir de fontes fósseis convencionais, bem como de matérias-primas biogênicas. Para produção de SAF, é necessário que o álcool seja produzido a partir de fontes biogênicas. Diferentes tipos de bio-álcoois vêm sendo considerados para a rota ATJ, como etanol, n-butanol e isobutanol (GELEYNSE *et al.*, 2018, PECHSTEIN e KALTSCHMITT, 2019).

A fermentação de açúcares representa o processo mais desenvolvido e aplicado atualmente para produção de bio-álcoois. A utilização de biomassa residual, de culturas agrícolas não alimentícias ou outras fontes não convencionais requerem tecnologias mais sofisticadas, como a utilização de microorganismos modificados, e novas unidades de processo. Rotas termoquímicas também podem ser consideradas e envolvem etapas de gaseificação e sínteses catalíticas. Ademais, a produção de álcoois com cadeias longas a partir de processos bioquímicos vem sendo investigada, mas é geralmente muito mais custosa, o que reduz sua atratividade para produção de novos biocombustíveis. No entanto, o desenvolvimento destas tecnologias pode aumentar significativamente a disponibilidade de álcoois com custos competitivos para a produção dos SAF (PECHSTEIN *et al.*, 2018). A Figura 5 apresenta uma visão geral das principais rotas de produção de bio-álcoois (metanol, etanol e butanol) e inclui desde rotas consolidadas, como a fermentação alcoólica, até alternativas mais inovadoras, como as rotas termoquímicas.

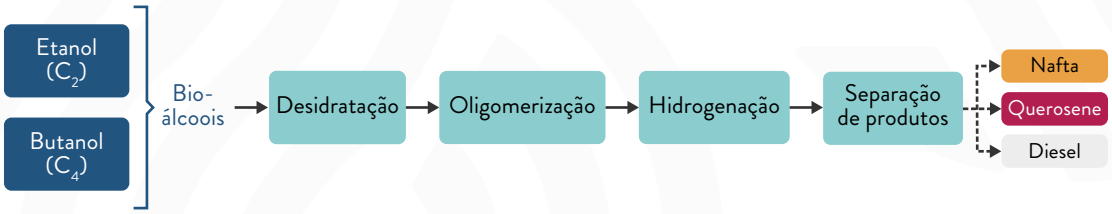
Figura 5: Alternativas de produção de álcoois a partir de biomassa.



Elaboração própria com base em PECHSTEIN *et al.* (2018)

A produção de combustíveis de aviação a partir de álcoois é baseada em tecnologias bem desenvolvidas e aplicadas na indústria petroquímica. O processo é realizado em três etapas: desidratação, oligomerização e hidrogenação. De uma forma geral, uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos sintéticos é produzida e uma etapa final permite a separação de produtos, que inclui além de biocombustíveis sintéticos na faixa do querosene de aviação, cortes na faixa do diesel e/ou nafta. A Figura 6 apresenta as etapas do processo ATJ.

Figura 6: Processo de produção de SAF pela rota tecnológica ATJ.



Fonte: elaboração própria.

A desidratação é um processo químico realizado para remover oxigênio das moléculas na forma de água. A desidratação catalítica de álcoois vem sendo utilizada desde os anos 1960 para a produção de etileno a partir do etanol renovável como alternativa ao etileno fóssil, produzido a partir do petróleo. O processo converte álcoois em alcenos, que são hidrocarbonetos insaturados, ou seja, que contém ligações duplas nas suas

moléculas. Geralmente, a desidratação de álcoois terciários é mais simplificada do que no caso de álcoois primários, que requerem a utilização de ácidos fortes e elevadas temperaturas (GELEYNSE *et al.*, 2018, PECHSTEIN *et al.*, 2018).

A oligomerização também é um processo bem estabelecido e empregado na indústria petroquímica e tem como objetivo combinar moléculas de cadeia curta para a produção de moléculas com cadeias longas. O design do processo de oligomerização varia de acordo com o tipo de alceno processado e diferentes sistemas de catalizadores são empregados dependendo do tipo de álcool intermediário. Processos comerciais para a oligomerização do eteno ocorrem em uma ou duas etapas, como o processo Chevron-Phillips Ziegler, o processo Ziegler e o Shell Higher Olefin Process (GELEYNSE *et al.*, 2018).

No contexto da rota ATJ, as olefinas produzidas na desidratação são oligomerizadas para produzir hidrocarbonetos na faixa C_8 a C_{16}. O *design* cuidadoso do processo é necessário para obtenção de rendimentos adequados e para atender às especificações do combustível. Diferentes tipos de catalisadores e condições de processo são empregados, dependendo do tipo de álcool utilizado. A utilização de álcoois ramificados (isobutanol, por exemplo) resulta na obtenção de produtos ramificados. A ramificação da molécula afeta as propriedades do combustível final, como seu escoamento à frio, ponto de congelamento e número de cetanas. Embora algumas destas propriedades não sejam relevantes para as especificações dos combustíveis de aviação, elas são importantes para outros produtos do processo, como diesel e gasolina (GELEYNSE *et al.*, 2018).

Finalmente, o processo de hidrotratamento visa saturar os hidrocarbonetos pela adição de hidrogênio nas moléculas. Assim como a desidratação e oligomerização, é um processo catalítico amplamente utilizado na indústria petroquímica e alimentícia. A obtenção de produtos saturados é crítica para reduzir a reatividade do combustível. O hidrogênio gasoso é utilizado em excesso para garantir a conversão quase completa das olefinas em parafinas. Desta forma, o suprimento externo de hidrogênio é necessário e representa um custo adicional para a produção do SAF. A Tabela 8 apresenta os rendimentos do processo a partir de diferentes álcoois intermediários.

Tabela 8: Rendimentos de produção de SAF pela rota tecnológica ATJ.

Rendimentos - ATJ					
	Geleynse *et al.* (2018)		Klein *et al.* (2018)		Han *et al.* (2018)
Entradas					
	Etanol	Isobutanol	Etanol	Isobutanol	Etanol
Álcool	1	1	1	1	1
Hidrogênio	0,006	0,007	0,005	0,006	0,012
Produtos					
Jet	0,42	0,53	0,37	0,43	0,41
Diesel	0,12	0	0,03	0,01	0,05
Gasolina	0,06	0,23	0,14	0,18	0,08

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.3.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

Diversas companhias estão envolvidas no desenvolvimento da rota ATJ, como Gevo, Lanzatech, Byogy, Vertimax e Swedish Biofuels. A Gevo, companhia americana focada na produção de produtos químicos renováveis e biocombustíveis avançados, patenteou o processo de fermentação do isobutanol que utiliza microorganismos modificados e sistemas avançados de separação. O processo chama-se GIFT (*Gevo Integrated Fermentation Technology*). Em 2016, a Gevo, em parceria com a Alaska Airlines, realizou um voo teste com SAF produzido a partir do milho (GELEYNSE *et al.*, 2018, GEVO, 2016). Em 2020, a Gevo e a Praj Industries Ltd. anunciaram um acordo para o fornecimento de SAF na Índia e países vizinhos, no qual a Gevo licenciará sua tecnologia e a Praj fornecerá tecnologia, equipamentos e serviços para o desenvolvimento de refinarias de conversão de isobutanol renovável em combustível de aviação sustentável e gasolina premium (INTRADO, 2020).

A Lanzatech desenvolveu processo produção de SAF a partir do etanol produzido pela fermentação de gases em parceria com a Virgin Atlantic e com o Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). O processo está pronto para demonstração em escalas comerciais e comercialização. Sua grande vantagem consiste na possibilidade de utilização de diferentes tipos de matérias-primas (BIOENERGY INTERNATIONAL, 2020, TECHCRUNCH, 2020). Em 2020, foi lançado o consórcio FLITE, liderado pela

SkyNRG e pela Lanzatech, para produção da primeira planta ATJ baseada na tecnologia desenvolvida pela companhia e que utilizará resíduos como matéria-prima (LANZATECH, 2021).

A Byogy é outra companhia envolvida no desenvolvimento da rota ATJ e utiliza um processo catalítico similar ao descrito acima, com a adição de uma etapa de destilação previamente ao hidrotratamento para separação de produtos (BYOGY, 2021). A companhia vem investindo na utilização de eletricidade renovável no processo de produção de combustíveis, com o objetivo de obter produtos carbono neutros. Em 2021, a companhia Biomaterial in Tokyo Co., Ltd (BITS) anunciou a construção e comissionamento de uma das maiores plantas de demonstração de ATJ do mundo para conversão de bio-etanol celulósico em SAF e diesel renovável no Japão, utilizando a tecnologia desenvolvida pela Byogy (BIOENERGY INTERNATIONAL, 2021).

A Tabela 9 apresenta um resumo das principais companhias envolvidas no desenvolvimento da rota ATJ, processos de produção e intermediários utilizados.

Tabela 9: Companhias envolvidas na produção de SAF pela rota tecnológica ATJ.

Processo de produção de álcoois	Companhias e instituições envolvidas	Álcool intermediário
Fermentação alcoólica de açúcares – tecnologia convencional	LanzaTech/PNNL, Vertimass	Etanol
Fermentação de gases	LanzaTech/PNNL	Etanol
Fermentação de açúcares em butanol	Gevo	Isobutanol
Conversão catalítica do gás de síntese em etanol	PNNL	Etanol
Não específico	Byogy, White Dog Labs	-

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.3.3. CUSTOS

Os custos de produção de SAF pela rota ATJ dependem do tipo de matéria-prima e tecnologia de produção do álcool intermediário. Klein *et al.* (2018) avaliaram a produção de ATJ a partir de etanol e isobutanol considerando a integração das plantas com refinarias de cana-de-açúcar. Geleynse *et al.* (2018) modelaram a conversão de ATJ a partir de etanol e isobutanol como intermediários. Cervi *et al.* (2020) investigaram a produção de SAF pela rota ATJ a partir de resíduos de eucalipto e cana-de-açúcar. A

Tabela 10 abaixo apresenta a comparação entre os custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e custo nivelado obtidos em cada um destes estudos.

Tabela 10: Custos para a produção de SAF pela rota tecnológica ATJ.

Custos - ATJ								
	Klein *et al.* (2018)			Geleynse *et al.* (2018)			Cervi *et al.* (2020)	
Etapa[a]	EtOH	IsobOH	SAF	EtOH	IsobOH	SAF	EtOH	SAF
CAPEX (Milhões US$)	194-298	220	274-410	52,8	39,6-78,8	15,4-24,6	252,5-776,9	82,1-124,6
OPEX (Milhões US$)	-	-	-	1,2	1,2-2,4	5,6-6,6	58,8-181,1	17,1-31
Custos nivelados (US$/GJ)	26,3-35,4	20,6		22,7	17,8		90,0	
QAv (US$/L)	15,2[b] – 23,3[c]							

Notas:
[a]: EtOH se refere à etapa de produção do etanol, quando este é o produto intermediário.
IsobOH se refere à etapa de produção do isobutanol, quando este é o produto intermediário.
SAF se refere à etapa de produção do biocombustível de aviação pela rota ATJ.
[b]: Preços médios internacionais de 2018.
[c]: Preços médios internacionais de 2012.
Fonte: Referências citadas na tabela.

2.3.4. VANTAGENS

A rota ATJ representa uma alternativa de produção de SAF que utiliza como matéria prima bio-álcoois cuja produção está consolidada ao redor do mundo. Uma ampla variedade de recursos pode ser utilizada, desde açúcares simples extraídos das plantas e convencionalmente utilizados na produção de etanol, até biomassa lignocelulósica encontrada nos resíduos de culturas agrícolas e florestais. A obtenção de coprodutos de alto valor agregado, como o diesel, por exemplo, pode aumentar a viabilidade econômica dos SAF produzidos pela rota ATJ. Considerando uma planta com capacidade de produção de 85.680 toneladas de SAF por ano, uma receita de 10 a 12 milhões de dólares por ano pode ser obtida pela venda de diesel, considerando seus valores de mercado de 2012 e 2018 (Tabela 11). Ademais, as tecnologias de conversão dos álcoois em combustíveis de aviação são processos comumente utilizados na indústria química e petroquímica. Ainda, pode representar um novo nicho de mercado para os

produtores de álcool combustível em um futuro em que a eletrificação dos transportes rodoviários reduza drasticamente sua demanda.

Tabela 11: Rendimentos e receita em coprodutos para a produção de SAF pela rota tecnológica ATJ.

Coprodutos - ATJ		
Entradas		
Resíduos de eucalipto (t/ano)	720	CERVI *et al.* (2021)
Álcool (t ano)	164,7	
Produtos		
QAv (t/ano)	85,7	CERVI *et al.* (2021)
Diesel (t/ano)	8,3	
Receita (coprodutos)		
US$ 2012	12.166.351	IEA (2019)
US$ 2018	10.918.520	

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.3.5. DESVANTAGENS

Entre as principais desvantagens para a produção do SAF a partir da rota ATJ estão os elevados custos e a disponibilidade de matéria-prima. Os bio-álcoois possuem mercado estabelecido e são atualmente utilizados nos transportes rodoviários, o que compromete sua disponibilidade. Por este motivo também possuem elevados custos. Ademais, tecnologias mais avançadas de conversão de matérias-primas não-convencionais em álcoois ainda são muito custosas e não estão disponíveis em escalas compatíveis com a demanda do setor de aviação.

2.4. ELETROCOMBUSTÍVEIS

Eletrocombustíveis são combustíveis obtidos a partir do armazenamento de eletricidade renovável e potencialmente neutra[9] em carbono na estrutura química de líquidos ou gases (GOLDMANN *et al.*, 2018). Isto é possível através do processo de eletrólise da água, em que a passagem de uma corrente elétrica pela água leva à formação dos gases hidrogênio e oxigênio. Alternativamente, é possível realizar a eletrólise conjunta da água e do dióxido de carbono, formando o gás de síntese, que neste caso contém principalmente hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO), além de dióxido de carbono (CO_2).

[9] A expressão "potencialmente" é usada para ressaltar que no ciclo de vida do processo pode haver emissões de carbono, ainda que não sejam comparáveis às emissões provenientes do uso de fontes fósseis.

O hidrogênio formado na eletrólise da água, pela definição apresentada, já é um eletrocombustível, mas também pode reagir em sínteses químicas para formar outros combustíveis do tipo, sejam gasosos ou líquidos. Similarmente, o gás de síntese obtido na coeletrólise da água e do dióxido de carbono também pode originar eletrocombustíveis a partir de processos químicos (GOLDMANN *et al.*, 2018, SUN *et al.*, 2014, WENZEL *et al.*, 2016).

Uma variedade de rotas e combustíveis finais podem ser assim definidos. Especificamente, a rota via síntese de Fischer-Tropsch (FT) permite formar, a partir de fontes renováveis, líquidos semelhantes aos produtos fósseis amplamente utilizados (por exemplo, gasolina, diesel ou querosene). No que tange o interesse pela coprodução de combustíveis para os setores de aviação e de transporte marítimo, portanto, destaca-se esta rota. Através dela, obtém-se um querosene do tipo FT-SPK (*Fischer-Tropsch – Synthetic Paraffinic Kerosene*) semelhante ao formado pela rota FT-BTL e que, conforme descrito na seção 2.1.1, é uma opção *drop-in* e que pode ser misturada em até 50% ao querosene usual.

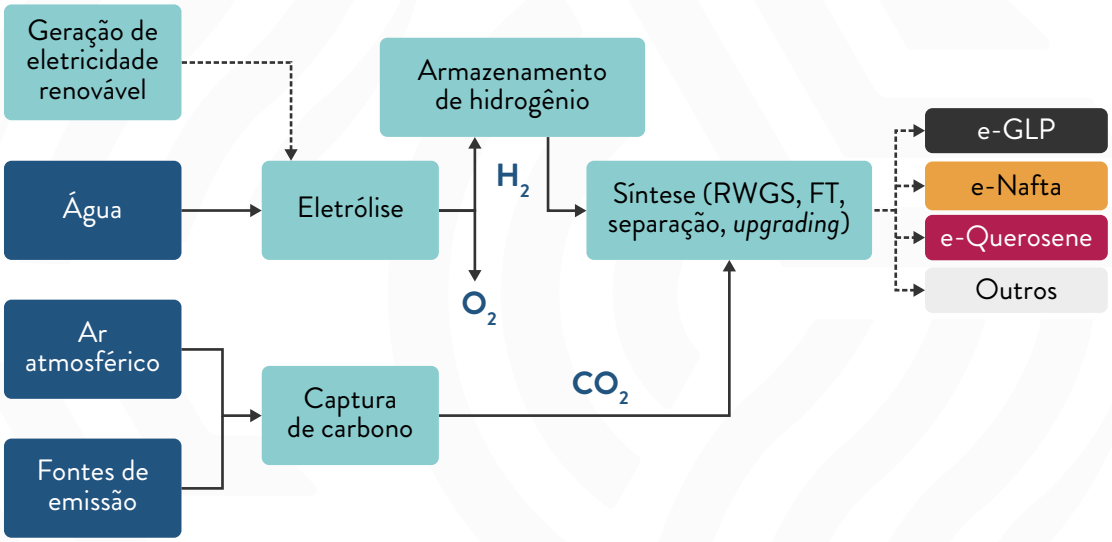
As seções a seguir descrevem estas rotas para dois casos: o uso de eletrólise da água e de coeletrólise da água e do dióxido de carbono.

2.4.1. DESCRIÇÃO DA ROTA DE PRODUÇÃO

2.4.1.1. Formação de eletrocombustíveis de FT a partir da eletrólise da água

Este tipo de rota pode ser exemplificado a partir do esquema presente na Figura 7. O prefixo e- acompanha os nomes dos produtos finais para indicar que estes foram obtidos a partir do uso de eletricidade. De toda forma, são produtos quimicamente semelhantes aos seus pares fósseis.

Figura 7: Processo de produção de SAF pela rota tecnológica de eletrocombustíveis via eletrólise da água.



Fonte: elaboração própria.

Na sequência, é feita a descrição dos cinco grandes blocos representados na figura.

Geração de eletricidade

A eletricidade para abastecer o processo de eletrólise deve ser renovável e potencialmente neutra em carbono para que os eletrocombustíveis formados também tenham estas características. De acordo com Liu *et al.* (2020), a intensidade de carbono destes combustíveis é diretamente influenciada pelo fator de emissão da geração de eletricidade.

Dentre as opções existentes, observa-se, na literatura, maior destaque para a possibilidade de uso dos recursos eólico e solar (EUROPEAN COMMISSION, 2020, ICCT, 2018), seja em instalações dedicadas ou através do aproveitamento de excedentes de eletricidade[10] (CHRISTENSEN, PETRENKO, 2017). Estudos que propõem o uso da eletricidade do *grid* também podem ser encontrados, o que se justifica especialmente em regiões com fontes de geração de eletricidade de baixa emissão (CHRISTENSEN e PETRENKO, 2017, LIU *et al.*, 2020).

[10] As formas de geração de eletricidade eólica e solar fotovoltaica baseiam-se em recursos intermitentes e estocásticos. Na prática, isto leva a situações em que a oferta de eletricidade é maior do que a demanda, e vice-versa. Os excedentes de eletricidade gerados no primeiro caso podem, então, ser aproveitados para geração de hidrogênio via eletrólise.

É importante salientar que a escolha pelas tecnologias eólica ou solar fotovoltaica leva ao fornecimento de eletricidade de maneira intermitente. Esta característica é um importante desafio para a operação da rota, seja porque nem todas as tecnologias de eletrólise disponíveis adequam-se a este tipo de variabilidade, seja porque a etapa de síntese deve operar continuamente. Nos itens a seguir abordam-se as alternativas existentes para contornar esta questão.

Eletrólise da água

A eletrólise é uma reação eletroquímica em que ocorre a passagem de uma corrente elétrica – obtida da etapa anterior – pela água[11], levando à formação dos gases hidrogênio e oxigênio.

Dentre as tecnologias existentes para cubas eletrolíticas, duas estão disponíveis em nível comercial: a eletrólise alcalina (*Alkaline Electrolysis Cell*, AEC) e a eletrólise a membrana polimérica (*Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell*, PEMEC). A eletrólise do tipo AEC apresenta como vantagens maiores eficiências, menores custos, maior vida útil e disponibilidade das células em maiores capacidades nominais. Já a eletrólise PEMEC permite a operação a maiores densidades de corrente e pressões mais elevadas, produz hidrogênio em maior grau de pureza e apresenta um *design* mais compacto (BUTTLER e SPLIETHOFF, 2018, IEA, 2019, SCHMIDT *et al.*, 2017).

A principal vantagem das células do tipo PEMEC, entretanto, está na sua flexibilidade de operação. Esta tecnologia, em comparação com a eletrólise AEC, apresenta características tais como: menores tempos de resposta a uma modificação na corrente elétrica, menores tempos para partida e desligamento, além de capacidade de operação em menores faixas de sua potência nominal (ANDIKA *et al.*, 2018, BERTUCCIOLI *et al.*, 2014, BUTTLER e SPLIETHOFF, 2018, EICHMAN *et al.*, 2014). Tais características fazem com que este tipo de cuba eletrolítica seja mais adequado ao acoplamento com tecnologias que gerem eletricidade de forma intermitente, como é o caso da eólica e da solar fotovoltaica.

---

[11] A água deve ser fornecida em alto grau de pureza, de forma que uma etapa anterior de tratamento é necessária (SILVA, 2017). Neste sentido, podem ser aplicadas tecnologias de desmineralização, que fazem a remoção de sais inorgânicos (SAMCO, 2018). No caso do uso da água do mar, processos de dessalinização devem ser considerados, dentre os quais a osmose reversa é o mais utilizado (CALDERA, BREYER, 2017).

Um terceiro tipo de cuba eletrolítica é a eletrólise a óxido sólido (*Solid Oxide Electrolysis Cell*, SOEC). Entretanto, esta tecnologia ainda se encontra em fase de demonstração (BUTTLER e SPLIETHOFF, 2018, SCHMIDT *et al.*, 2017), além de precisar de melhorias para que possa operar com eletricidade intermitente (ANDIKA *et al.*, 2018).

Ressalta-se que as informações aqui elencadas refletem o estado da arte atual da tecnologia de eletrólise. Entretanto, visto que este assunto atrai grande interesse no presente momento, há importante desenvolvimento em curso nesta área. Assim, é de se esperar que mudanças tecnológicas ocorram no futuro próximo (IRENA, 2018, 2019).

Armazenamento de hidrogênio

A etapa de armazenamento de hidrogênio mostra-se necessária caso a formação deste gás ocorra de forma variável, como resultado do uso de uma fonte intermitente de eletricidade para abastecer a eletrólise. Visto que a etapa de síntese contém uma série de reações químicas e precisa operar de forma estacionária, apresentando baixa tolerância a variações no fornecimento de seus insumos, o armazenamento é essencial para regularizar o recebimento de hidrogênio por esta etapa.

O principal desafio para o armazenamento deste gás é a sua baixa densidade energética em condições ambientes, o que faz com que pouca energia seja armazenada por volume. Para contornar este problema torna-se necessário o aumento da densidade através de alterações nas condições de temperatura e pressão. Assim, o hidrogênio é usualmente armazenado em tanques como um gás a altas pressões ou como um líquido a baixas temperaturas (SILVA, 2017). A primeira opção envolve desafios relacionados à necessidade de tanques mais resistentes e aos custos e à penalidade energética referentes à compressão. A liquefação, por sua vez, requer um sistema com isolamento térmico devido às baixas temperaturas e também possui custos e penalidade energética relevantes.

Outra alternativa tecnológica relevante é o armazenamento subterrâneo, que é adequado para grandes escalas de hidrogênio. Entretanto, esta estratégia apresenta maior complexidade – por exemplo, requer formações geológicas específicas – e menor nível de maturidade se comparada ao armazenamento em tanques (BÜNGER *et al.*, 2015, IEA, 2020).

Captura do dióxido de carbono

Em paralelo às etapas até aqui descritas, o dióxido de carbono deve ser capturado para que possa ser fornecido à etapa de síntese. Esta captura pode ocorrer nas proximidades de sua fonte de emissão, solução que se aplica a instalações industriais ou de geração de energia. Três tipos de tecnologias estão disponíveis: pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão (BACIOCCHI *et al.*, 2006).

Outra forma de captura é a remoção deste gás diretamente da atmosfera, possivelmente muito após o momento da emissão (BACIOCCHI *et al.*, 2006). De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC), trajetórias que considerem a limitação do aquecimento global em 1,5ºC em relação aos níveis pré-industriais precisam considerar a remoção do dióxido de carbono diretamente da atmosfera (ROGELJ *et al.*, 2018). Opções para tal incluem o uso de bioenergia com subsequente captura de carbono e a estratégia conhecida como *Direct Air Capture* (DAC).

Existem duas principais alternativas tecnológicas para DAC (FASIHI *et al.*, 2019): a adsorção utilizando materiais sólidos e a absorção através de soluções aquosas de hidróxidos fortes. Comparativamente, a adsorção apresenta menor consumo energético e possui um *design* modular, o que pode favorecer sua produção em massa e redução de custos. Já a absorção utiliza equipamentos já dominados em outros setores (REALMONTE *et al.*, 2019).

É importante ressaltar que todas estas soluções para captura de carbono demandam calor e eletricidade e, portanto, resultam em penalidade energética para o sistema (ANDERSSON *et al.*, 2014, FASIHI *et al.*, 2019, JACKSON e BRODAL, 2019).

Etapa de síntese

A expressão “etapa de síntese” é usada para definir o conjunto de unidades reacionais e de operações de separação que levam os gases provenientes das etapas anteriores até o produto final desejado.

A primeira unidade necessária na etapa de síntese é a reação de *Reverse Water-Gas Shift* (RWGS), processo endotérmico que produz monóxido de carbono (CO) e água a partir de dióxido de carbono (CO_2) e hidrogênio (H_2) (DAZA e KUHN, 2016). Assim, o gás de síntese é obtido.

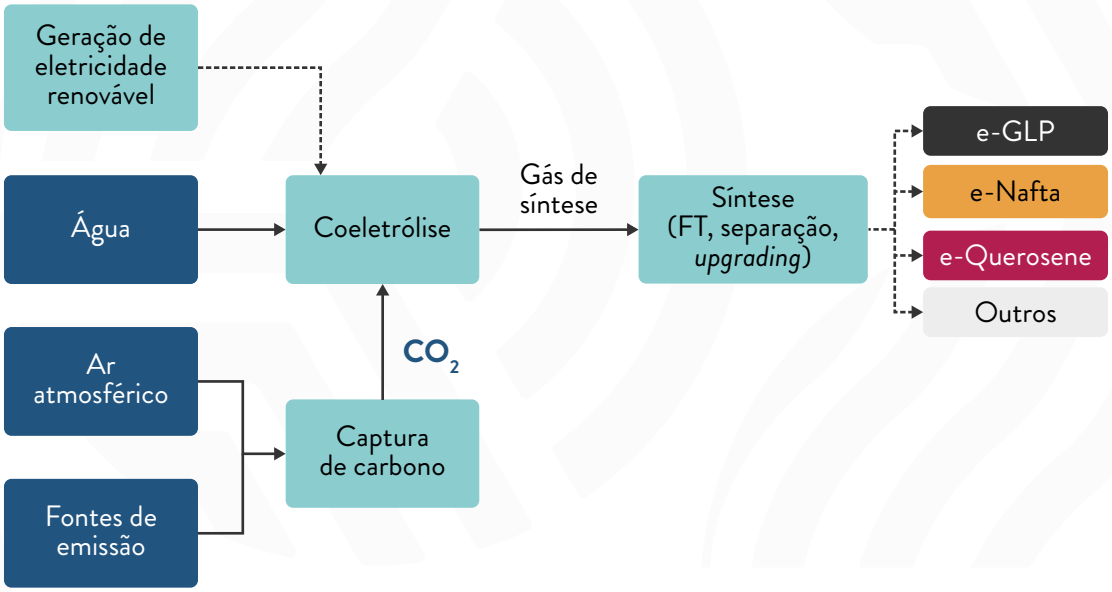
A síntese de FT, unidade central da etapa de síntese, encontra-se descrita na seção 2.1.1. O processo converte o gás de síntese em uma mistura de hidrocarbonetos composta principalmente por parafinas lineares, olefinas lineares e, eventualmente, hidrocarbonetos isomerizados, cíclicos e outras olefinas.

Unidades de separação de gases também são necessárias entre estas duas etapas reacionais, seja para recircular gases não convertidos ou para ajustar as composições necessárias na entrada da síntese de FT. Após esta síntese, novas etapas de separação devem ser aplicadas, de maneira a permitir o reciclo de gases restantes e obter a mistura de hidrocarbonetos líquidos. Por fim, estes líquidos são levados a uma unidade de destilação para serem separados em produtos de interesse como GLP, nafta, querosene e gasóleo. Estas correntes ainda podem ser tratadas em unidades de *upgrading*, novamente de maneira semelhante ao descrito na seção 2.1.1: processos de hidrotratamento e de reforma catalítica podem ser utilizados para obter o querosene de aviação especificado e seus coprodutos, o que inclui frações mais pesadas que podem ser usadas pelo transporte marítimo.

2.4.1.2. Formação de eletrocombustíveis de FT a partir da coeletrólise da água e do CO_2

Este tipo de rota pode ser exemplificado a partir do esquema presente na Figura 8. Novamente, o prefixo e- indica que os produtos foram obtidos a partir da eletricidade.

Figura 8: Processo de produção de SAF pela rota tecnológica de eletrocombustíveis via coeletrólise da água e do CO_2.



Fonte: elaboração própria.

Os quatro blocos em cinza representados nesta figura assemelham-se aos da Figura 7. Na sequência, é feita sua descrição com foco nos pontos que os diferenciam da rota anterior.

Coeletrólise da água e do dióxido de carbono

Neste tipo de rota, a eletrólise do vapor d'água e do dióxido de carbono (CO_2) é feita de maneira conjunta, isto é, ocorre a passagem de uma corrente elétrica por esta mistura, levando à formação do gás de síntese. Dentre os três tipos de cubas eletrolíticas descritos para a rota anterior, apenas a eletrólise do tipo SOEC, que trabalha a altas temperaturas, permite operar neste modo de coeletrólise e, desta forma, esta tecnologia vem atraindo atenção (BUTTLER e SPLIETHOFF, 2018).

Geração de eletricidade

Por ainda precisar de melhorias para operar de forma intermitente, a eletrólise do tipo SOEC requer o fornecimento de eletricidade de forma constante (ANDIKA *et al.*,

2018). Desta forma, a opção pela geração eólica ou solar fotovoltaica implica o uso de baterias antes do eletrolisador, para estabilizar seu recebimento de eletricidade. Outras opções são o uso do *grid* de eletricidade ou de tecnologias que se usem de fontes renováveis e neutras em carbono para fornecer eletricidade continuamente, como termelétricas a biomassa.

Captura do dióxido de carbono

As opções tecnológicas para a captura do dióxido de carbono são as mesmas elencadas para a rota anterior. A única diferença está no fato de que este gás, após capturado, é fornecido para a etapa de eletrólise, e não para a etapa de síntese.

Etapa de síntese

A principal diferença em relação à descrição feita para a etapa de síntese da rota anterior é a ausência da reação de RWGS, visto que o insumo desta etapa já é o gás de síntese proveniente da eletrólise SOEC. De maneira geral, as outras unidades reacionais e operações de separação se mantêm, com o objetivo de formar o querosene de aviação especificado e seus coprodutos, incluindo faixas mais pesadas que podem ser usadas pelo transporte marítimo.

2.4.1.3. Rendimentos do processo

Os produtos obtidos incluem o querosene de aviação e seus coprodutos: GLP, nafta e gasóleo, sendo que este último pode ser usado como combustível para o transporte marítimo. Os rendimentos em produtos são iguais para ambas as rotas – seja via eletrólise da água ou coeletrólise da água e do dióxido de carbono. A Tabela 12 mostra os rendimentos em questão:

Tabela 12: Rendimentos de produção de SAF pelas rotas tecnológicas de eletrocombustíveis.

Rendimentos - Eletrocombustíveis	
Produtos	**Rendimento mássico (%)**
GLP	5,6
Nafta	2,3
QAv	37,9
Gasóleo	54,2

Fonte: FONTE (2021).

2.4.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

A formação de eletrocombustíveis ainda se encontra em estágio de desenvolvimento, com projetos focando em plantas piloto (TRL 5). Dois motivos principais podem ser apontados para tal. Primeiramente, a produção de eletrocombustíveis atrai atenção há relativamente poucos anos: de acordo com Brynolf *et al.* (2018), o número de publicações neste tópico começou a crescer apenas em 2010 e, principalmente, desde 2014. Aliado a isto, conforme descrito na seção 2.4.1, a rota de formação de eletrocombustíveis de FT constitui-se de diferentes etapas e, para cada uma, diversas opções tecnológicas, em variados níveis de maturidade, estão disponíveis.

De maneira geral, as tecnologias de geração de eletricidade encontram-se em nível comercial (IEA, 2020). Já as opções de cubas eletrolíticas apresentam-se em diferentes graus de desenvolvimento: enquanto as eletrólises do tipo AEC e PEMEC encontram-se em estágio comercial, sendo a AEC mais madura e dominada desde o início do século XX, a tecnologia SOEC ainda está em estágio de demonstração (BUTTLER, SPLIETHOFF, 2018, IEA, 2020). O armazenamento do hidrogênio em tanques é uma solução amplamente comercializada, enquanto o uso de cavernas subterrâneas ainda precisa de esforços para que possa ser feita a integração com outros processos (IEA, 2020). As tecnologias de captura de dióxido de carbono apresentam diversos níveis de desenvolvimento. Por exemplo, a opção de captura direta do ar (DAC) encontra-se majoritariamente em fase de protótipo, com algumas empresas dando os primeiros passos rumo à comercialização (FASIHI *et al.*, 2019, IEA, 2020). Por fim, as operações envolvidas na etapa de síntese, em geral, já são maduras e dominadas pela indústria de processos químicos. No entanto, a síntese de Fischer-Tropsch, ainda que seja uma técnica bem estabelecida e dominada – tendo o primeiro reator industrial iniciado a operação em 1935 – conta com poucas plantas comerciais. Atualmente, cerca de oito estão ativas. Ou seja, a tecnologia ainda não é usada de forma ampla (AIL e DASAPPA, 2016).

Algumas iniciativas tiveram destaque nos anos recentes no que tange o investimento na produção de eletrocombustíveis. Em 2015, uma planta piloto envolvendo as empresas alemãs Audi, do ramo automobilístico, e Sunfire, que desenvolve eletrolisadores, resultou na produção de diesel. O dióxido de carbono utilizado foi obtido de uma unidade de biogás e da tecnologia de DAC via adsorção da empresa suíça Climeworks (AUDI, 2015).

Em 2017, a companhia canadense Carbon Engineering, que investe no desenvolvimento da tecnologia de DAC via absorção, incorporou à sua planta piloto de DAC a opção de produzir cerca de 1 barril/dia de eletrocombustíveis. A tecnologia, denominada *Air to Fuels*, encontra-se descrita no website da empresa (CARBON ENGINEERING, 2021).

Em 2019, iniciou-se um estudo no aeroporto holandês de Roterdã para a produção de querosene de aviação. O consórcio envolvia as empresas Climeworks e Sunfire, entre outras. A eletricidade para o processo seria fornecida por painéis solares localizados no aeroporto. O sucesso deste estudo levou o consórcio a anunciar, no início de 2021, a continuidade do projeto, denominado de Zenid (ZENID, 2021).

Por fim, outra iniciativa recente é o consórcio norueguês Norsk e-Fuel, que novamente envolve, entre outras companhias, a Sunfire e a Climeworks. O consórcio objetiva começar, em 2023, a operação de uma planta industrial de combustíveis sintéticos utilizando somente eletricidade de origem renovável (NORSK E-FUEL, 2020).

2.4.3. CUSTOS

De acordo com revisão bibliográfica realizada por Brynolf *et al.* (2018), os custos associados a eletrocombustíveis de Fischer-Tropsch podem variar em uma ampla faixa de valores. Isto é um resultado de diversos fatores, entre os quais: as diferentes opções de processos e tecnologias que podem compor este tipo de rota e as possíveis imprecisões em relação aos custos atuais e futuros de algumas destas tecnologias, especialmente as que ainda não se encontram em nível comercial. A Tabela 13 enumera os custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e custos nivelados elencados por estes autores:

Tabela 13: Custos para produção de SAF pelas rotas tecnológicas de eletrocombustíveis.

Custos – eletrocombustíveis			
Capacidade da planta[1] (GJ/ano)	$1{,}6 \cdot 10^5$	$1{,}6 \cdot 10^6$	$6{,}3 \cdot 10^6$
CAPEX (Milhões US$)	4,7 – 12,5	23,7 – 59,4	71,2 – 166, 2
OPEX (% do CAPEX/ano)	4%		
Custo nivelado (US$/GJ)	15 - 1200		
QAv (US$/GJ)	15,2[a] – 23,3[b]		

Legenda:
1: Diferentes escalas de plantas de produção avaliadas por BRYNOLF *et al.* (2018).

Notas:
a: Preços médios internacionais de 2018.
b: Preços médios internacionais de 2012.

Fonte: Referências citadas na tabela.

Analisando-se um exemplo específico, Fonte (2021) estima custos nivelados atuais na ordem de 220 a 510 US$/GJ para rota de produção de querosene utilizando eletricidade solar fotovoltaica, eletrolisador do tipo PEMEC, captura do dióxido de carbono via DAC e armazenamento do hidrogênio em tanques, além das unidades necessárias na etapa de síntese. Em 2050, devido a efeitos de aprendizagem, os custos poderiam chegar à faixa de 110 a 230 US$/GJ, conforme esse estudo.

2.4.4. VANTAGENS

A síntese de FT produz uma mistura de hidrocarbonetos líquidos que, após destilação e etapas de *upgrading*, resulta em produtos quimicamente semelhantes aos derivados de origem fóssil. Desta forma, os combustíveis obtidos pela rota em questão possuem a característica denominada *drop-in*: podem ser usados em motores e infraestrutura já existentes (GOLDMANN *et al.*, 2018, IEA, 2019), o que se configura como importante vantagem.

Outro ponto positivo que merece destaque é a ausência de contaminantes nos hidrocarbonetos obtidos da síntese de FT. Visto que o insumo desta etapa reacional é o gás de síntese obtido a partir do hidrogênio e do dióxido de carbono ou da coeletrólise da água e deste gás, não se observa, nos produtos formados, a presença de elementos indesejáveis como nitrogênio ou enxofre. Desta maneira, o tratamento das correntes formadas após a destilação fica simplificado, não requerendo processos para remoção destes contaminantes.

Por fim, outra vantagem é a obtenção de coprodutos de alto valor agregado: a nafta e o GLP, resultantes na etapa de síntese, e o oxigênio, resultante da eletrólise da água. Considerando-se o mesmo exemplo elencado na seção 2.4.3 – eletricidade solar fotovoltaica, eletrolisador do tipo PEMEC, captura do dióxido de carbono via DAC e armazenamento do hidrogênio em tanques, além das unidades necessárias na etapa de síntese (FONTE, 2021) – a produção de 7,2 kt de QAv por ano incorre em uma receita de 1,1 a 2,3 milhões de dólares por ano resultante da venda destes coprodutos, considerando seus valores de mercado de 2012 e 2018.

Tabela 14: Rendimento e receita em coprodutos para a produção de SAF pelas rotas tecnológicas de eletrocombustíveis.

Coprodutos - Eletrocombustíveis		
Produtos principais		
QAv (t/ano)	7.209,1	FONTE (2021)
Gasóleo (t/ano)	10.282,4	
Coprodutos		
GLP (t/ano)	1.061,6	FONTE (2021)
Nafta (t/ano)	435,1	
Oxigênio (t/ano)	48.330,3	
Receita (coprodutos)		
US$ 2012	2.296.624,12	IEA (2019), INDEXMUNDI (2020), FASIHI *et al.* (2016)
US$ 2018	1.066.441,17	

Fonte: Referências citadas na tabela.

2.4.5. DESVANTAGENS

Entre as desvantagens desta rota de produção, aponta-se seu nível de maturidade: este tipo de rota ainda se encontra em estágio de desenvolvimento, e atualmente há apenas a existência de projetos e plantas piloto (TRL 5). A isto somam-se os altos custos, que se encontram acima dos preços dos correspondentes fósseis (ANP, 2020) e a incerteza em relação à escala de formação dos combustíveis. De acordo com Fonte (2021), rotas de eletrocombustíveis são limitadas pela disponibilidade de recursos, especificamente pela área necessária para a geração de eletricidade fotovoltaica ou eólica, levando a potenciais de produção reduzidos. Ueckerdt *et al.* (2021) afirmam ser improvável que eletrocombustíveis tornem-se baratos e abundantes no futuro próximo, de forma a substituir combustíveis fósseis.

2.5. ANÁLISE COMPARATIVA

A Tabela 15 apresenta a comparação para todas as tecnologias em relação ao tipo de matéria-prima, tipo de processo utilizado, nível de maturidade tecnológica, rendimentos para produção de SAF e coprodutos.

Tabela 15: Resumo das rotas tecnológicas avaliadas neste estudo.

Rota	Matéria-prima	Processo	TRL	Plantas em operação	Rendimento em SAF	Coprodutos principais
FT-SPK	Biomassa lignocelulósica	Termoquímico e catalítico	7	2 (plantas piloto)	54%-80%	Diesel, Nafta
HEFA	Óleos vegetais e residuais, gordura animal e residual	Catalítico	9	10	14%-55%	Diesel, Nafta
ATJ	Açúcares ou biomassa lignocelulósica	Bioquímico e catalítico	7	0	69%-76%	Diesel, Nafta
Eletrocombustível	H_2 e CO_2	Eletroquímico e catalítico	5	0	38%	Nafta, Gasóleo, O_2

O tipo de matéria-prima varia de acordo com cada processo e influencia diretamente sua performance econômica e ambiental. Rotas que utilizam culturas alimentícias como matéria prima, possuem desafios associados à sustentabilidade, tendo em vista que a demanda adicional para produção de SAF pode comprometer o abastecimento alimentar e/ou pressionar o aumento da produção, provocando impactos no uso da terra e desmatamento. Ademais, estas *commodities* agrícolas são produtos de elevado valor, o que compromete a viabilidade econômica dos combustíveis. Por outro lado, tecnologias que utilizam matéria prima residual (biomassa lignocelulósica, por exemplo) se beneficiam da elevada disponibilidade dos insumos, do seu baixo valor de mercado e eliminam os impactos no uso da terra. Finalmente, para assegurar a sustentabilidade dos eletrocombustíveis, é necessário que o hidrogênio utilizado seja produzido a partir de fontes renováveis e o CO_2 de origem biogênica ou atmosférica.

HEFA, FT-SPK e ATJ são rotas de produção de biocombustíveis de aviação certificadas e aprovadas para mistura de até 50% com combustível de aviação convencional (IATA, 2019). Entre todas as tecnologias certificadas, apenas HEFA atingiu o status de comercialização (TRL 9). Atualmente, dez usinas HEFA estão em operação e produzem 5 bilhões de litros de combustível por ano, entretanto focadas principalmente diesel renovável. Isto é possível, pois uma característica interessante da via HEFA é a possibilidade de otimização da produção de diesel através do desvio da etapa de hidroisomerização/hidrocraqueamento. De fato, a necessidade etapas de processamento e

infraestrutura adicionais tornam a produção do HEFA mais custosa do que a produção de diesel HVO. Ademais, políticas existentes, como o US RFS (*Renewable Fuels Standard*) e o LCFS (*Low Carbon Fuels Standard*) da Califórnia, promovem incentivos para a produção de diesel HVO, o que torna esse um produto mais lucrativo para a indústria de biocombustíveis (VAN DYK e SADDLER, 2021).

O FT-SPK e o ATJ atingiram o TRL 7, o que significa que os processos foram demonstrados em um ambiente operacional. Diversas empresas estão envolvidas em seu desenvolvimento, como Red Rock Biofuels, Velocys, Byogy, Total, entre outras. De certo modo, se forem consideradas as etapas de processo associadas às duas rotas e o desafio de limpeza do gás de síntese produzido a partir de biomassa de diferentes naturezas, pode-se concluir que a rota ATJ estaria mais testada do que a rota FT, ainda que não exatamente em plantas de escala comercial para produção de combustível de aviação. Em contraste, as rotas de formação de eletrocombustíveis, que também formam um FT-SPK, ainda estão em estágio de validação (TRL 5). Empresas como a Carbon Engineering e os consórcios Zenid e Norsk e-fuel estão trabalhando para desenvolver este tipo de combustível.

O FT-SPK registrou rendimentos de combustível de aviação mais altos (até 80%), seguido por ATJ, HEFA e eletrocombustíveis (até 76%, 55% e 38%, respectivamente). Em contraste, a rota de produção de eletrocombustíveis se destaca como a via com maiores rendimentos de diesel ou bunker (54%), seguido por FT-SPK, HEFA e ATJ (46%, 26% e 20%, respectivamente). A nafta é coproduzida em todos os processos (até 30%).

Todas as rotas registraram custos nivelados superiores aos preços do combustível de aviação. Entre os biocombustíveis, os níveis de preços ficaram dentro das mesmas faixas. O SAF de ATJ registrou o menor (US$ 22/GJ) e o maior valor (US$ 93/GJ). Já os eletrocombustíveis são aproximadamente 10 vezes mais custosos que os biocombustíveis e pelo menos 15 vezes superiores ao preço do combustível de aviação convencional. No entanto, os custos de combustível são altamente dependentes de matéria-prima, insumos e tecnologias consideradas.

3. PRÓXIMOS PASSOS

Este relatório teve como objetivo avaliar as rotas tecnológicas de produção de combustíveis alternativos adequados à motorização atual da frota de aeronaves e navios. Os resultados obtidos serão utilizados na próxima etapa deste estudo para avaliar possíveis sinergias nos esforços de mitigação para os setores de aviação e transporte marítimo a partir da utilização de modelos de avaliação integrada (IAMs).

Os próximos passos deste estudo estão divididos em duas etapas:

- Construção de cenários cujas narrativas são compatíveis com os objetivos de descarbonização da aviação e do transporte marítimo. O desenho de cenários inclui a modelagem da demanda de combustível marítimo e de aviação, a definição de tecnologias comuns assim como sua inserção em ambos os setores.

- Realização de análise integrada para avaliar os impactos que a produção de SAF proporcionaria em termos de abastecimento de combustível marítimo de baixo carbono. Esta análise será realizada no modelo COFFEE (Computable Framework For Energy and the Environment) e no modelo BLUES (Brazilian Land Use and Energy Systems).

Desta forma, as próximas etapas permitem em que medida as metas de descarbonização da aviação e do transporte marítimo convergem, levando a uma oferta de base de combustíveis marítimos de baixo carbono, a partir de tecnologias que coproduzem combustível de aviação.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIL, S. S., DASAPPA, S. "Biomass to liquid transportation fuel via Fischer Tropsch synthesis - Technology review and current scenario", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 58, p. 267–286, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.143. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.143.

ALTALTO. Imminghan Biofuel Plant. 2021. Disponível em: https://www.altalto.com/immingham/%0A. Acesso em: 10 jun. 2021.

ANDIKA, R., NANDIYANTO, A. B. D., PUTRA, Z. A., et al. "Co-electrolysis for power-to-methanol applications", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 95, n. July, p. 227–241, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.07.030. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.030.

ANDERSSON, V., JILVERO, H., FRANCK, P. Å., et al. "Efficient utilization of industrial excess heat for post-combustion CO2 capture: An oil refinery sector case study", Energy Procedia, v. 63, p. 6548–6556, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.691. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.691.

ANGELKORTE, G. B. MODELAGEM DO SETOR AGROPECUÁRIO DENTRO DE MODELO DE ANÁLISE INTEGRADA BRASILEIRO. 2019. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

ANP. Preços médios ponderados semanais a partir de 2013. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2020.

ARUP, E4TECH, RICARDO-AEA. "Advanced Biofuel Demonstration Competition Feasibility Study Annex 1 : Technology status update", v. 2, n. February, p. 1–25, 2014.

ATAG. "Facts and Figures", 2021. Disponível em: https://www.atag.org/facts-figures.html.

AUDI. Fuel of the future: Research facility in Dresden produces first batch of Audi e-diesel. 2015. Audi MediaCenter. Disponível em: https://www.audi-mediacenter.com/en/press-releases/fuel-of-the-future-research-facility-in-dresden-produces-first-batch-of-audi-e-diesel-352. Acesso em: 22 fev. 2021.

BACIOCCHI, R., STORTI, G., MAZZOTTI, M. "Process design and energy requirements for the capture of carbon dioxide from air", Chemical Engineering and Processing: Process Intensification, v. 45, n. 12, p. 1047–1058, 2006. DOI: 10.1016/j.cep.2006.03.015. .

BERTUCCIOLI, L., CHAN, A., HART, D., et al. Development of water electrolysis in the European Union. . Lausanne, Suiça e Cambridge, Reino Unido, [s.n.], 2014.

BIOENERGY INTERNATIONAL. Byogy commissions “Alcohol to Jet” demo plant in Japan. 2021. Disponível em: https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/byogy-commissions-alcohol-to-jet-demo-plant-in-japan. Acesso em: 17 maio 2021.

BIOENERGY INTERNATIONAL. LanzaTech advances on alcohol-to-jet scale-ups in the United States and Japan. 2020. Disponível em: https://bioenergyinternational.com/opinion-commentary/lanzatech-advances-on-alcohol-to-jet-scale--ups-in-the-united-states-and-japan. Acesso em: 17 maio 2021.

BOUCKAERT, S., PALES, A. F., MCGLADE, C., et al. Net Zero by 2050 A Roadmap for the global energy sector. . [S.l: s.n.], 2021.

BRYNOLF, S., TALJEGARD, M., GRAHN, M., et al. “Electrofuels for the transport sector: A review of production costs”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 81, n. May, p. 1887–1905, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.288. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288.

BÜNGER, U., MICHALSKI, J., CROTOGINO, F., et al., “Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications”. In: BALL, M., BASILE, A., VEZIROĞLU, T. N. (Org.), Compendium of Hydrogen Energy - Volume 4, Ottobrunn & Hannover, Germany, Woodhead Publishing, 2015. p. 133–163. DOI: 10.1016/c2014-0-02671-8.

BUNKERINDEX. The average bunker price in 2015 was... 2016. Disponível em: https://bunkerindex.com/news/article.php?article_id=16397. Acesso em: 10 jun. 2012.

BUTTLER, A., SPLIETHOFF, H. “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, n. September 2017, p. 2440–2454, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003. .

CAAFI. Alternative Jet Fuel Production Facilities Status. 2018. Disponível em: https://www.caafi.org/focus_areas/docs/Alternative_Jet_Fuel_Production_Facilities_Status.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.

CALDERA, U., BREYER, C. “Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future”, Water Resources Research, v. 53, n. 12, p. 10523–10538, 2017. DOI: 10.1002/2017WR021402.

CAPOLUPO, L., FARACO, V. “Green methods of lignocellulose pretreatment for biorefinery development”, Applied Microbiology and Biotechnology, v. 100, n. 22, p. 9451–9467, 2016. DOI: 10.1007/s00253-016-7884-y. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1007/s00253-016-7884-y.

CARBON ENGINEERING. About Air to Fuels. 2021. Our Technology. Disponível em: https://carbonengineering.com/air-to-fuels/. Acesso em: 21 fev. 2021.

CARVALHO, F. Evaluation of the brazilian potential for producing aviation biofuels through consolidated routes. 2017. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/fmcarvalho.pdf.

CARVALHO, F., SILVA, F. T. F., SZKLO, A., et al. "Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil", Biofuels, Bioproducts and Biorefining, p. bbb.2041, 27 ago. 2019. DOI: 10.1002/bbb.2041. Disponível em: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.2041.

CASTRO, V. E. M. de. Avaliação de estratégias para a gaseificação de resíduos de biomassa conforme aspectos logísticos e tecnológicos. 2020. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.

CERVI, W. R., LAMPARELLI, R. A. C., SEABRA, J. E. A., et al. "Spatial modeling of techno-economic potential of biojet fuel production in Brazil", GCB Bioenergy, v. 12, n. 2, p. 136–157, 14 fev. 2020. DOI: 10.1111/gcbb.12659. Disponível em: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/gcbb.12659.

CHRISTENSEN, A., PETRENKO, C. CO2-based synthetic fuel: Assessment of potential european capacity and environmental performance. European Climate Foundation and the International Council on Clean Transportation Final. [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: https://theicct.org/publications/co2-based-synthetic-fuel-assessment-EU%0Ahttps://www.theicct.org/sites/default/files/publications/CO2-based-synthetic-fuel-EU-assessment_ICCT-consultant-report_14112017_vF_2.pdf.

DAZA, Y. A., KUHN, J. N. "CO2 conversion by reverse water gas shift catalysis: Comparison of catalysts, mechanisms and their consequences for CO2 conversion to liquid fuels", RSC Advances, v. 4, n. 1, p. 64–75, 2016. .

DEANE, P., GALLACHÓIR, B. Ó., SHEA, R. O. Biofuels for Aviation. [S.l: s.n.], 2017.

DIEDERICHS, G. W., ALI MANDEGARI, M., FARZAD, S., et al. "Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice", Bioresource Technology, v. 216, p. 331–339, set. 2016. DOI: 10.1016/j.biortech.2016.05.090. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960852416307313.

DIMITRIOU, I., GOLDINGAY, H., BRIDGWATER, A. V. “Techno-economic and uncertainty analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 88, p. 160–175, maio 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.02.023. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118300492.

DOLIENTE, S. S., NARAYAN, A., TAPIA, J. F. D., et al. “Bio-aviation Fuel: A Comprehensive Review and Analysis of the Supply Chain Components”, Frontiers in Energy Research, v. 8, 10 jul. 2020. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00110. Disponível em: https://www.frontiersin.org/article/10.3389/fenrg.2020.00110/full.

ECBGROUP. Omega Green. 2020. Disponível em: https://www.ecbgroup.com.br/pt/grupo/ecb-paraguay/omega-green. Acesso em: 16 maio 2021.

ECOFYS. “How to advance cellulosic biofuels: Assessment of costs, investment options and policy support”, v. 31, n. 0, 2015. .

ECOFYS. “Potential of biofuels for shipping”, p. 1–114, 2012. Disponível em: http://www.emsa.europa.eu/main/air-pollution/download/1626/1376/23.html.

EICHMAN, J., HARRISON, K., PETERS, M., et al. Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen. . Golden, Colorado, [s.n.], 2014. Disponível em: http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf.

ELIA, J. A., BALIBAN, R. C., FLOUDAS, C. A., et al. “Hardwood biomass to gasoline, diesel, and jet fuel: 1. Process synthesis and global optimization of a thermochemical refinery”, Energy and Fuels, v. 27, n. 8, p. 4302–4324, 2013. DOI: 10.1021/ef302003f. .

ENI. Biorefineries. 2019. Disponível em: https://www.eni.com/en_IT/operations/mid-downstream/refining-marketing/biorefineries.page. Acesso em: 11 abr. 2019.

ENI. Flota Verde. . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/operations/stories-people/green-refinery/ENI-Flotta-Verde-06.12.16.pdf.

ETIP BIOENERGY. “Hydrogenated Vegetable Oil”, Bioenergy Fact Sheet, 2020. Disponível em: https://etipbioenergy.eu/images/ETIP_B_Factsheet_HVO_feb2020.pdf.

ETIP BIOENERGY. HVO/HEFA. 2019. Disponível em: http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/hvo-hefa. Acesso em: 10 abr. 2019.

ETIP. FT-liquids. 2019. Disponível em: http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/ft-liquids. Acesso em: 11 abr. 2019.

EUROPEAN COMMISSION. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. . Brussels, [s.n.], 2020.

EUROPEAN COMMISSION. Direct air capture (DAC). Facts behind the debate. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/factsheet_direct_air_capture_04.pdf.

EUROPEAN PARLIAMENT. "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources", Official Journal of the European Union, v. 2018, n. L 328, p. 82–209, 2018. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN.

FASIHI, M., BOGDANOV, D., BREYER, C. "Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants", Energy Procedia, v. 99, n. March, p. 243–268, 2016. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.115. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115.

FASIHI, M., EFIMOVA, O., BREYER, C. "Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants", Journal of Cleaner Production, v. 224, p. 957–980, 2019. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086. .

FONTE, C. B. Avaliação de rota de produção de eletrocombustíveis para aviação utilizando eletricidade solar fotovoltaica e captura de dióxido de carbono diretamente do ar. 2021. 192 f. UFRJ, 2021.

GELEYNSE, S., BRANDT, K., GARCIA-PEREZ, M., et al. "The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation", ChemSusChem, v. 11, n. 21, p. 3728–3741, 2018. DOI: 10.1002/cssc.201801690. .

GEVO. Alcohol-to-jet fuel meets approved ASTM standard. 2016. Disponível em: http://biomassmagazine.com/articles/13078/gevoundefineds-alcohol-to-jet-fuel-meets-approved-astm-standard. Acesso em: 9 jan. 2018.

GOLDMANN, A., SAUTER, W., OETTINGER, M., et al. "A study on electrofuels in aviation", Energies, v. 11, n. 2, p. 1–23, 2018. DOI: 10.3390/en11020392. .

GUELL, B. M., BUGGE, M., KEMPEGOWDA, R. S., et al. Report Benchmark of conversion and production technologies for synthetic biofuels for aviation. . [S.l: s.n.], 2012. Disponível em: https://avinor.no/globalassets/_konsern/miljo-lokal/miljo-og-samfunn/delrapport-1-teknologi.pdf.

HASEGAWA, T., FUJIMORI, S., HAVLÍK, P., et al. Risk of increased food insecurity under stringent global climate change mitigation policy. Nature Climate Change. [S.l: s.n.]. , 2018

HUPPMANN, D., ROGELJ, J., KRIEGLER, E., et al. "A new scenario resource for integrated 1.5 °C research", Nature Climate Change, v. 8, n. 12, p. 1027–1030, 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0317-4. .

IATA. "Fact Sheet 2: SAF Technical Certification", p. 1–3, 2019. .

IATA. "Sustainable Aviation Fuels Fact Sheet", International Air Transport Association, 2020. Disponível em: https://www.iata.org/contentassets/23eca4effcf0495d8434b7274d272428/fact-sheet-alternative-fuels.pdf.

ICCT. "Decarbonization potential of electrofuels in the European Union", n. September, p. 36, 2018. .

ICCT. "the International Maritime Organization'S Initial Greenhouse Gas Strategy", 2018. Disponível em: https://www.theicct.org/publications/long-term-potential-increased-shipping-efficiency.

IEA BIOENERGY. Emerging Gasification Technologies for Waste & Biomass. [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/new-publication-emerging-gasification-technologies-for-waste-biomass/.

IEA. "Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report.", World Energy Outlook, p. 185, 2020. Disponível em: https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery%0Ahttps://webstore.iea.org/download/direct/4022?fileName=Energy_Technology_Perspectives_2020_-_Special_Report_on_Clean_Energy_Innovation.pdf.

IEA. Clean Energy Technology Guide. Energy Technology Perspectives. [S.l: s.n.], 2020.

IEA. Global fuel price changes 2005-2018. 2019. Data and Statistics. Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-fuel-price-changes-2005-2018. Acesso em: 6 jun. 2021.

IEA. The future of hydrogen: seizing today's opportunities. . [S.l: s.n.], 2019.

IMO. "Fourth IMO GHG Study 2020 - Final report", International Maritime Organization, v. MEPC 75/7/, 2020. .

INDEXMUNDI. Propane. 2020. Commodity. Disponível em: https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=propane&months=120. Acesso em: 13 out. 2020.

INTRADO. Gevo and Praj to Commercialize Sustainable Aviation Fuel in India. 2020. Global News Wire. Disponível em: https://www.globenewswire.com/news-release/2020/08/18/2079991/0/en/Gevo-and-Praj-to-Commercialize-Sustainable-Aviation-Fuel-in-India.html. Acesso em: 17 maio 2021.

IRENA. Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition. . Abu Dhabi, [s.n.], 2018. Disponível em: www.irena.org.

IRENA. Hydrogen: a Renewable Energy Perspective. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: www.irena.org.

JACKSON, S., BRODAL, E. "Optimization of the energy consumption of a carbon capture and sequestration related carbon dioxide compression processes", Energies, v. 12, n. 9, 2019. DOI: 10.3390/en12091603. .

KASS, M., ABDULLAH, Z., BIDDY, M., et al. "Understanding the Opportunities of Biofuels for Marine Shipping", Oak Ridge National Laboratory, n. December, p. 26, 2018. Disponível em: https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub120597.pdf.

KHAN, M. Y. "WASTE VEGETABLE OILS (WVO) AS COMPRESSION IGNITION ENGINE FUEL : A REVIEW". 2018. Anais [...] [S.l: s.n.], 2018.

KLEIN, B. C., CHAGAS, M. F., JUNQUEIRA, T. L., et al. "Techno-economic and environmental assessment of renewable jet fuel production in integrated Brazilian sugarcane biorefineries", Applied Energy, v. 209, n. October 2017, p. 290–305, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.079. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.079.

KOBERLE, A. IMPLEMENTATION OF LAND USE IN AN ENERGY SYSTEM MODEL TO STUDY THE LONG-TERM IMPACTS OF BIOENERGY IN BRAZIL AND ITS. 2018. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/teses-e-dissertacoes/2018/130-implementation-of-land-use-in-an-energy-system-model-to-study-the-long-term--impacts-of-bioenergy-in-brazil-and-its-sensitivity-to-the-choice-of-agricultural-greenhouse-gas-emiss.

KRIEGLER, E., BERTRAM, C., KURAMOCHI, T., et al. "Short term policies to keep the door open for Paris climate goals", Environmental Research Letters, v. 13, n. 7, 2018. DOI: 10.1088/1748-9326/aac4f1. .

LANZATECH. Building Europe's first-of-its-kind alcohol-to-jet production plant. 2021. Disponível em: https://www.lanzatech.com/2021/01/07/building-europes-first-of-its-kind-alcohol-to-jet-production-plant/. Acesso em: 17 maio 2021.

LI, M., ZHAO, W., XU, Y., et al. “Comprehensive Life Cycle Evaluation of Jet Fuel from Biomass Gasification and Fischer–Tropsch Synthesis Based on Environmental and Economic Performances”, Industrial & Engineering Chemistry Research, v. 58, n. 41, p. 19179–19188, 16 out. 2019. DOI: 10.1021/acs.iecr.9b03468. Disponível em: https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.9b03468.

LIU, C., SANDHU, N., MCCOY, S., et al. “A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer-Tropsch fuel production”, Sustainable Energy and Fuels, v. 4, n. 6, p. 3129–3142, 2020. DOI: 10.1039/c9se00479c. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1039/C9SE00479C.

MEERMAN, J. C., RAMÍREZ, A., TURKENBURG, W. C., et al. “Performance of simulated flexible integrated gasification polygeneration facilities, Part B: Economic evaluation.”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 16, n. 8, p. 6083–6102, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.06.030. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.018.

MÜLLER-CASSERES, E., CARVALHO, F., NOGUEIRA, T., et al. “Production of alternative marine fuels in Brazil: An integrated assessment perspective”, Energy, v. 219, 2021. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119444. .

NESTE. NexBTL technology. 2019. Disponível em: https://www.neste.com/corporate-info/who-we-are/research/nexbtl-technology.

NEULING, U., KALTSCHMITT, M. “Conversion routes for production of biokerosene—status and assessment”, Biomass Conversion and Biorefinery, v. 1, p. 1–19, 2014. DOI: 10.1007/s13399-014-0154-2. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1007/s13399-014-0154-2.

NO, S. Y. “Inedible vegetable oils and their derivatives for alternative diesel fuels in CI engines: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 1, p. 131–149, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.08.012. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.08.012.

NORSK E-FUEL. Supplying your renewable fuel. Unlimited. 2020. On the road to climate neutral transportation. Disponível em: https://www.norsk-e-fuel.com/en/. Acesso em: 22 fev. 2021.

PAVLENKO, A. N., SEARLE, S., CHRISTENSEN, A. “The cost of supporting alternative jet fuels in the European Union”, n. March, p. 20, 2019. .

PEARLSON, M. N. A Techno-economic and Environmental Assessment of Hydroprocessed Renewable Distillate Fuels. 2011. 106 f. M.Sc. Dissertation – Massachu-

setts Institute of Technology, 2011. Disponível em: http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/65508/746766700.pdf?sequence=1.

PECHSTEIN, J., KALTSCHMITT, M. “Liquid Hydrocarbon Fuels Derived from Alcohols”, Energy from Organic Materials (Biomass), p. 1023–1046, 2019. DOI: 10.1007/978-1-4939-7813-7_1039. .

PECHSTEIN, J., NEULING, U., GEBAUER, J., et al., “Alcohol-to-Jet (AtJ)”. Biokerosene, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 2018. p. 543–574. DOI: 10.1007/978-3-662-53065-8_21. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53065-8_21.

PETERS, J. F., IRIBARREN, D., DUFOUR, J. “Simulation and life cycle assessment of biofuel production via fast pyrolysis and hydroupgrading”, Fuel, v. 139, p. 441–456, jan. 2015. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.09.014. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236114008746.

PORTUGAL-PEREIRA, J., SORIA, R., RATHMANN, R., et al. “Agricultural and agro--industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil”, Biomass and Bioenergy, v. 81, n. April, p. 521–533, 2015. DOI: 10.1016/j.biombioe.2015.08.010. .

REALMONTE, G., DROUET, L., GAMBHIR, A., et al. “An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways”, Nature Communications, v. 10, n. 1, p. 1–12, 2019. DOI: 10.1038/s41467-019-10842-5. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1038/s41467-019-10842-5.

REDROCKBIOFUELS. Lakeview Site. 2021. Disponível em: https://www.redrockbio.com/lakeview-site/%0A. Acesso em: 10 jun. 2021.

ROGELJ, J., SHINDELL, D., JIANG, K., et al. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. IPCC Special Report Global Warming of 1.5°C. [S.l: s.n.], 2018.

SAMCO. What Is Water Demineralization and How Does It Work? 2018. Learning Center. Disponível em: https://www.samcotech.com/what-is-demineralization--and-how-does-it-work/. Acesso em: 1 mar. 2021.

SCHMIDT, O., GAMBHIR, A., STAFFELL, I., et al. “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study”, International Journal of Hydrogen Energy, v. 42, n. 52, p. 30470–30492, 2017. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

SHAFER, W. D., GNANAMANI, M. K., GRAHAM, U. M., et al. “Fischer-tropsch: Product selectivity-the fingerprint of synthetic fuels”, Catalysts, v. 9, n. 3, 2019. DOI: 10.3390/catal9030259. .

SHARMINA, M., EDELENBOSCH, O. Y., WILSON, C., et al. “Decarbonising the critical sectors of aviation, shipping, road freight and industry to limit warming to 1.5–2°C”, Climate Policy, v. 21, n. 4, p. 455–474, 21 abr. 2021. DOI: 10.1080/14693062.2020.1831430. Disponível em: https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14693062.2020.1831430.

SHIP&BUNKER. World Bunker Prices. 2019. Disponível em: https://shipandbunker.com/prices#MGO. Acesso em: 21 dez. 2019.

SILVA, G. N. da. Produção de hidrogênio renovável via Power to Gas para mitigação de emissões de CO2 do refino do petróleo e maior aproveitamento da energia eólica. 2017. 170 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

SSI. “The Role of Sustainable Biofuels in the Decarbonisation of Shipping”, Sustainable Shipping Initiative, 2019. Disponível em: www.ssi2040.org.

SUN, J., YANG, G., YONEYAMA, Y., et al. “Catalysis chemistry of dimethyl ether synthesis”, ACS Catalysis, v. 4, n. 10, p. 3346–3356, 2014. DOI: 10.1021/cs500967j.

TAGOMORI, I. Potencial técnico e econômico para a produção de Fischer-Tropsch Diesel a partir de biomassa (FT-BTL) associada à captura de carbono no Brasil. 2017. 216 f. UFRJ, 2017. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Isabela_Schmidt_Tagomori.pdf.

TAGOMORI, I. S., ROCHEDO, P. R. R., SZKLO, A. “Techno-economic and georeferenced analysis of forestry residues-based Fischer-Tropsch diesel with carbon capture in Brazil”, Biomass and Bioenergy, v. 123, p. 134–148, abr. 2019. DOI: 10.1016/j.biombioe.2019.02.018. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953419300881.

TAO, L., MILBRANDT, A., ZHANG, Y., et al. “Techno-economic and resource analysis of hydroprocessed renewable jet fuel”, Biotechnology for Biofuels, v. 10, n. 1, p. 1–16, 2017. DOI: 10.1186/s13068-017-0945-3. .

TECHCRUNCH. LanzaJet launches to make renewable jet fuel a reality. 2020. Disponível em: https://techcrunch.com/2020/06/02/lanzajet-launches-to-make-renewable-jet-fuel-a-reality/. Acesso em: 17 maio 2021.

THE CHEMICAL ENGINEER. Velocys signs CCUS agreement for its US biomass-to--fuel plant. 2021. Disponível em: https://www.thechemicalengineer.com/news/velocys-signs-ccus-agreement-for-its-us-biomass-to-fuel-plant/%0A. Acesso em: 10 jun. 2021.

TOTAL. LA MÈDE: A FACILITY FOR THE ENERGIES OF TOMORROW. 2020. Disponível em: https://www.total.com/energy-expertise/projects/bioenergies/la--mede-a-forward-looking-facilityT. Acesso em: 2 jun. 2020.

UECKERDT, F., BAUER, C., DIRNAICHNER, A., et al. "Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation", Nature Climate Change, v. 11, n. May 2021, p. 384–393, 2021. DOI: https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7 Potential. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7.

VAN DER GIESEN, C., KLEIJN, R., KRAMER, G. J. "Energy and climate impacts of producing synthetic hydrocarbon fuels from CO2", Environmental Science and Technology, v. 48, n. 12, p. 7111–7121, 2014. DOI: 10.1021/es500191g. .

VAN DYK, S., SADDLER, J. Progress in the commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies, potential and challenges. . [S.l: s.n.], 2021.

WANG, W.-C., TAO, L. "Bio-jet fuel conversion technologies", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 801–822, 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.09.016. Disponível em: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115009867.

WENZEL, M., RIHKO-STRUCKMANN, L., SUNDMACHER, K. "Thermodynamic analysis and optimization of RWGS processes for solar syngas production from CO2", AIChE Journal, v. 63, n. 1, p. 15–22, 2016. DOI: 10.1002/aic.15445. .

ZENID. Sustainable aviation fuel made from air. Fully circular. 2021. Jet fuel from air. Disponível em: https://zenidfuel.com/. Acesso em: 22 fev. 2021.

ANEXO: COPROCESSAMENTO EM REFINARIAS DE PETRÓLEO

O processamento de biomassa para obtenção de combustíveis pode se dar de três formas: em biorrefinarias completamente novas, construídas para este fim; em refinarias convencionais totalmente convertidas para utilização de biomassa como matéria-prima; ou pelo processamento conjunto de óleos derivados de biomassa e óleos de origem fóssil em unidades de refinarias de petróleo existentes, o que é conhecido como coprocessamento de biomassa. De acordo com a organização dedicada à bioenergia da Agência Internacional de Energia (*IEA Bioenergy*), o coprocessamento é uma estratégia chave para a expansão da produção de biocombustíveis *drop-in* (VAN DYK *et al.*, 2019a).

De fato, o coprocessamento de biomassa em refinarias de petróleo é uma opção promissora uma vez que utiliza unidades de processo, utilidades, logística e mão-de-obra qualificada disponíveis. Como consequência, a estratégia pode ser prontamente aplicada a baixos custos de capital adicionais (AL-SABAWI *et al.*, 2012, HAN *et al.*, 2020), e não envolve os desafios existentes em investir em uma biorrefinaria inteiramente nova ou na adaptação completa de instalações existentes. Assim, apresenta potencial para acelerar a transição em direção a combustíveis mais sustentáveis (YÁÑEZ *et al.*, 2021) e, em paralelo, leva à preservação de ativos existentes no refino de petróleo mesmo em cenários de redução de demanda por produtos convencionais.

Neste sentido, é importante ressaltar que trabalhos recentes têm apontado para uma queda significativa na utilização de refinarias de petróleo em cenários de baixo carbono. Por exemplo, o relatório *Net Zero by 2050*[12] da Agência Internacional de Energia (BOUCKAERT *et al.*, 2021) descreve uma trajetória em que a eletrificação do transporte rodoviário levaria a uma diminuição considerável na demanda por gasolina e diesel e, como consequência, o setor de refino enfrentaria queda de 85% em suas operações entre 2020 e 2050. Isto resultaria em fechamentos inevitáveis de refinarias, que se

[12] O relatório detalha uma trajetória para atingir emissões líquidas nulas de dióxido de carbono globalmente em 2050 nos setores de energia e industrial.

tornariam ativos afundados[13]. Entretanto, este tipo de análise usualmente não considera que existem oportunidades para uso das refinarias mesmo em cenários de transição energética, e nisto se inclui o coprocessamento de biomassa. Assim, é importante aprofundar este assunto e as oportunidades envolvidas.

De acordo com Van Dyk e Saddler (2021), as unidades mais apropriadas para a inserção de óleos derivados de biomassa são as de craqueamento catalítico fluido (*Fluid Catalytic Cracking,* FCC) e de hidrotratamento (HDT) de diesel ou gasóleos. Como estes processos não possuem foco na produção de querosene de aviação, esta solução não maximiza à obtenção conjunta de combustíveis para o setor de aviação e para o transporte marítimo. Ainda assim, esta estratégia merece destaque no contexto deste trabalho, uma vez que leva à produção de óleos pesados – adequados a servir de combustível para o setor de transporte marítimo – como coprodutos de frações mais leves como a nafta e gasóleos que podem compor, se ajustadas, o *pool* do QAv.

A.1. DESCRIÇÃO DAS ROTAS DE PRODUÇÃO

A.1.1. PRODUTOS DE BIOMASSA UTILIZADOS COMO MATÉRIA-PRIMA NO COPROCESSAMENTO

São dois os tipos de óleos derivados de biomassa comumente propostos para uso como matéria-prima no coprocessamento: óleos vegetais diretos e óleos de pirólise, estes últimos também conhecidos como bio-óleos (AL-SABAWI *et al.*, 2012).

Os óleos vegetais diretos também são matéria-prima para a rota HEFA abordada na seção 2.2. Conhecidos pela sigla SVO (do inglês *Straight Vegetable Oils*), são extraídos de cultivos como soja, colza, girassol, coco, canola, algodão, jatrofa e palma, entre outros. A obtenção do óleo é feita através das técnicas de prensagem e/ou extração, conforme descrito no item 3.2.1 (OLIVEIRA, 2015).

Dentre estes insumos para obtenção dos SVOs, há aqueles que são apropriados para o consumo humano e aqueles que não são comestíveis (AL-SABAWI *et al.*, 2012), por

[13] A expressão ativos afundados é usada neste texto como tradução para *stranded assets*. De acordo com IRENA (2017), ativos afundados podem ser definidos como aqueles que, em algum momento anterior ao final de sua vida útil, deixam de prover retorno econômico. Isto, em geral, é resultado de mudanças externas, por exemplo, decorrentes da transição para uma economia de baixo carbono.

exemplo, o algodão, a jatrofa e determinados tipos de colza (cujo óleo contém alto teor de ácido erúcico) (DUPAIN *et al.*, 2007, NO, 2011). A utilização deste tipo de cultura não alimentícia apresenta como vantagens incorrer em menos impactos associados à competição com o setor de alimentos e às mudanças de uso do solo, além de envolver menores custos (KHAN, 2018).

Os SVOs são compostos principalmente por ésteres obtidos da combinação do glicerol (um álcool) com três ácidos graxos, também conhecidos como triglicerídeos. As propriedades de um SVO são função dos ácidos graxos que o compõem e, em geral, suas características envolvem instabilidade química e térmica, alta viscosidade e tendência a formar depósitos. Tais propriedades dificultam seu uso direto como combustível (DUPAIN *et al.*, 2007).

Para que possam ser aplicados como combustíveis, os SVOs são utilizados na produção de biodiesel. Entretanto, esta alternativa apresenta desvantagens, entre as quais está a coprodução de glicerol em grandes escalas, representando um importante desafio para esta cadeia de produção (MONTEIRO *et al.*, 2018). Além disso, o biodiesel não é apropriado para uso como combustível de aviação ou mesmo para aplicação integral como combustível nos setores rodoviário e marítimo.

Assim, outra possibilidade para conversão de SVOs em combustíveis está no seu coprocessamento em unidades de refino, com objetivo de produzir alcanos e isoalcanos de alta qualidade. Estudos apontam para a opção de processamento em conjunto com gasóleos de petróleo tanto em operações de FCC (BIELANSKY *et al.*, 2010, DUPAIN *et al.*, 2007) quanto de HDT (AL-SABAWI *et al.*, 2012, LAPPAS *et al.*, 2009).

Óleos de pirólise são obtidos a partir de materiais lignocelulósicos, que incluem, por exemplo, resíduos agrícolas e florestais. O processo consiste na decomposição térmica deste tipo de matéria-prima, na ausência de oxigênio, levando à formação dos líquidos conhecidos como óleos de pirólise ou bio-óleos. Em paralelo, formam-se também produtos gasosos e sólidos. A distribuição de produtos é determinada pelas temperaturas e perfis de aquecimento aplicados, sendo a pirólise rápida o processo que maximiza a obtenção de produtos líquidos (rendimentos aproximados de 70% em massa) e, por-

tanto, de maior interesse para a produção de bio-óleos. Este processo se dá a altas temperaturas (400 – 550 °C) e a pressão atmosférica (HAN *et al.*, 2020, PRIHARTO *et al.*, 2019).

O uso de matéria-prima lignocelulósica atrai interesse devido à sua disponibilidade e distribuição ampla e a seus baixos custos. Além disso, não servem ao consumo alimentício e, ainda, sua utilização representa uma forma de destinação de um material que seria residual (PINHO *et al.*, 2017, PRIHARTO *et al.*, 2019).

A composição dos bio-óleos varia em função da matéria-prima utilizada. Em geral, também apresentam instabilidade química e térmica e sua viscosidade aumenta rapidamente com o aquecimento, levando aos fenômenos de polimerização, separação de fases e formação de coque (HAN *et al.*, 2020). Estas propriedades fazem com que os bio-óleos necessitem passar por processos para que possam ser usados como combustíveis.

Neste contexto, o coprocessamento em FCC com gasóleos de petróleo apresenta-se como possibilidade. Os bio-óleos tanto podem ser levados diretamente a esta operação, como também podem ser submetidos, em sua forma pura, a hidrotratamento prévio, com objetivo de melhorar suas propriedades através da remoção de seu conteúdo de oxigênio. Neste caso, o óleo resultante, comumente chamado de bio-óleo hidrotratado, pode ser, então, encaminhado ao coprocessamento em FCC (AL-SABAWI *et al.*, 2012, PRIHARTO *et al.*, 2019, WILDSCHUT *et al.*, 2009, ZHANG *et al.*, 2013).

O coprocessamento de bio-óleos em unidades de HDT, por outro lado, apresenta desafios consideráveis. O processo ocorre em associação com outras reações que desviam os átomos de carbono e hidrogênio do combustível final desejado. Isto usualmente resulta em baixos rendimentos (VAN DYK e SADDLER, 2021). Catalisadores compostos por metais nobres são necessários, bem como condições severas, o que faz com que os custos associados comprometam a viabilidade econômica (SOUSA-AGUIAR *et al.*, 2018). Dadas estas dificuldades, esta rota não é aborada neste trabalho.

A.1.2. UNIDADES APROPRIADAS PARA COPROCESSAMENTO DE BIOMASSA

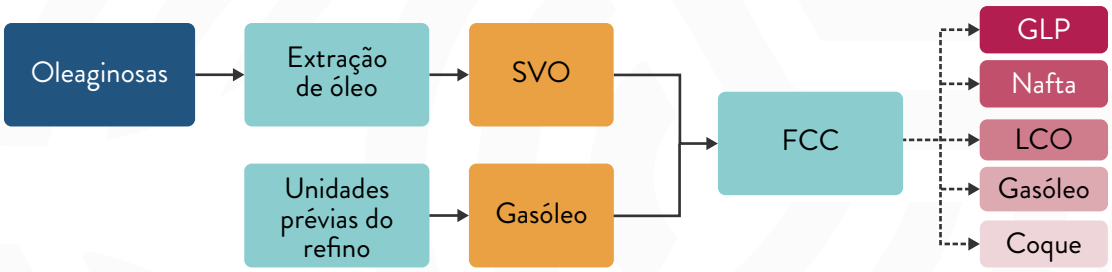
Conforme já destacado, dois tipos de processo de refino são mais comuns para o coprocessamento de óleos derivados de biomassa: FCC e HDT (VAN DYK e SADDLER, 2021).

A unidade de FCC é um dos principais processos do refino de petróleo disponível mundialmente, e converte frações pesadas do petróleo (gasóleos) em produtos de maior valor agregado como GLP, nafta e LCO[14]. A nafta produzida nesta unidade é predominante na mistura que forma a gasolina em grande parte das refinarias brasileiras e dos Estados Unidos (GARY e HANDWERK, 2001, PINHO *et al.*, 2017).

A utilização, no FCC, de uma carga de SVO ou de bio-óleo em conjunto com frações pesadas do petróleo (gasóleos) resulta, de maneira geral, nos mesmos produtos principais que se obtêm na operação convencional. Entretanto, observam-se variações nos rendimentos finais. Além disso, os produtos contêm um teor carbono originário da biomassa (DUPAIN *et al.*, 2007, PINHO *et al.*, 2015).

A Figura A.1 e a Figura A.2 ilustram as rotas para coprocessamento de SVO e bio-óleos, respectivamente, em unidades de FCC:

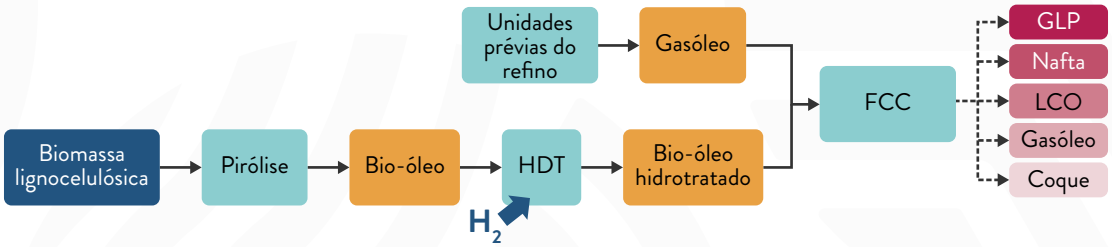
Figura A.1: Rota para coprocessamento de SVO em unidades de FCC.



Fonte: elaboração própria

[14] Do inglês *Light Cycle Oil* (óleo leve de reciclo), consiste em produtos instáveis na faixa do diesel.

Figura A.2: Rota para coprocessamento de bio-óleos em unidades de FCC.



Fonte: elaboração própria

Rendimentos típicos são apresentados na Tabela A.1 para o coprocessamento em FCC de 20% de óleo de canola (SVO) e 80% de gasóleos de petróleo (proporções mássicas) (DUPAIN *et al.*, 2007). Já na Tabela A.2 exemplificam-se rendimentos para o processamento conjunto em FCC de 10% de óleo de pirólise obtido de pinus e 90% de gasóleos de petróleo (proporções mássicas) (PINHO *et al.*, 2015).

Tabela A.1: Rendimentos típicos do coprocessamento em FCC de 20% de óleo de canola (SVO) e 80% de gasóleos de petróleo (proporções mássicas).

Rendimentos – Coprocessamento de SVO em FCC	
Produtos	**Rendimento mássico (%)**
GLP	9
Nafta	60
LCO	18
Gasóleo	11
Coque	2

Fonte: DUPAIN et al. (2007).

Tabela A.2: Rendimentos típicos do coprocessamento em FCC de 10% de óleo de pirólise obtido de pinus e 90% de gasóleos de petróleo (proporções mássicas).

Rendimentos – Coprocessamento de bio-óleos em FCC	
Produtos	**Rendimento mássico (%)**
GLP	17
Nafta	43
LCO	18
Gasóleo	14
Coque	8

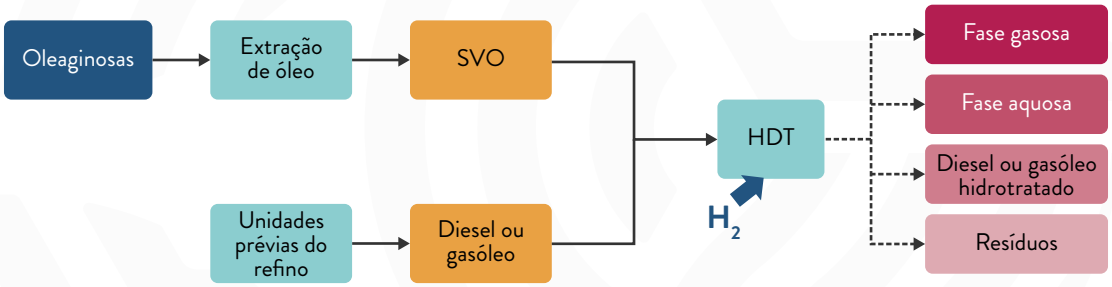
Fonte: PINHO et al. (2015).

As unidades de HDT possuem a função de converter hidrocarbonetos insaturados como olefinas (que possuem ligações duplas entre carbonos) em parafinas (que apenas possuem ligações simples entre carbonos), uma vez que isto resulta em produtos mais estáveis. Além disso, a unidade de HDT pode fazer a remoção, da carga recebida, de elementos indesejáveis como enxofre, nitrogênio, oxigênio, haletos ou até metais. Estes objetivos são atingidos através de reações catalíticas na presença de hidrogênio. Como produtos, além dos hidrocarbonetos saturados (sem ligações duplas), obtêm-se, a depender dos contaminantes removidos, ácido sulfídrico, amônia, água ou metais, entre outros. O hidrotratamento pode ser aplicado a diversos tipos de cargas, como às faixas da nafta, do diesel, do querosene ou a gasóleos (GARY e HANDWERK, 2001, JECHURA, 2014).

A inserção, no HDT, de uma carga de SVO em conjunto com frações fósseis faz com que ocorram não só as reações típicas do óleo fóssil descritas acima, mas também as reações de conversão desse óleo vegetal, especialmente sua desoxigenação. Assim, além dos produtos listados no parágrafo anterior, também se obtêm dióxido de carbono, propano, diversos compostos oxigenados e água, entre outros. Estes produtos compõem uma fase gasosa, uma fase aquosa e uma fase residual, além do óleo principal hidrotratado (TÓTH *et al.*, 2010).

A Figura A.3 ilustra a rota para coprocessamento de SVO em unidades de HDT:

Figura A.3: Rota para coprocessamento de SVO em unidades de HDT.



Fonte: elaboração própria

Rendimentos típicos apresentados por Tóth *et al.* (2010) para o coprocessamento em HDT de 15% de óleo de girassol (SVO) e 85% de gasóleos de petróleo (proporções mássicas) mostram a obtenção de 96% do gasóleo hidrotratado, com conteúdo de enxofre menor que 10 mg/kg. Os autores ressaltam que a remoção de enxofre da carga fóssil se torna

mais desafiadora na presença de SVOs, uma vez que a remoção do oxigênio presente no óleo vegetal ocorre nos mesmos sítios do catalisador, isto é, ambas as reações competem.

A.1.3. CARACTERÍSTICAS GERAIS

Os três casos ilustrados – a saber, coprocessamento de SVO ou bio-óleos em FCC e coprocessamento de SVO em HDT – têm suas principais características exemplificadas na Tabela A.3, de acordo com alguns trabalhos da literatura científica. Em todos os casos, a fração de petróleo utilizada corresponde a óleos pesados (gasóleos).

Tabela A.3: Principais características e conclusões de trabalhos da literatura a respeito de coprocessamento de biomassa com gasóleos em refinarias.

Autor	Tipo de biomassa	Tipo de óleo	Unidade	% de SVO ou bio-óleo (mássica)	Tipo de catalisador	Razão mássica catalisador/ carga	Temperatura da reação (°C)	Pressão de H_2 (HDT) (bar)	Principais conclusões
DUPAIN *et al.* (2007)	Canola	SVO	FCC	20 e 40%	E_{cat} [2]	4	480 – 585	-	A adição de SVO aumenta a proporção de LCO e diminui a de nafta.
BIELANSKY *et al.* (2010)	Soja, palma e colza	SVO	FCC	20 até 100%	E_{cat}	n.d.	550 – 600	-	Obtêm-se eteno e propeno, além dos produtos principais. A concentração destes produtos na fase gasosa aumenta com a adição de SVO.
PINHO *et al.*, (2015)	Pinus	Bio-óleo	FCC	10 e 20%	E_{cat}	Valores para o bio-óleo no fundo do reator 10 vezes maiores do que valores usuais.	540 e 560	-	Os rendimentos de nafta e LCO não mudam significativamente para 10% de bio-óleo, mas caem para 20% de bio-óleo. O aumento da fração de bio-óleo favorece a incoporporação de bio-carbono nos produtos.
WANG *et al.* (2018)	Pinus	Bio-óleo e bio-óleo hidrotratado	FCC	10%	E_{cat}	5 – 8	525	-	Os rendimentos dos produtos principais são semelhantes ou diminuem com adição de bio-óleo. O uso de bio-óleo hidrotratado favorece a incoporporação de bio-carbono.
LE-PHUC *et al.* (2020)	Casca de arroz	Bio-óleo hidrotratado	FCC	5 – 20%	E_{cat}	2,5;3;3,5	520	-	Não se observa mudança significativa nos rendimentos dos produtos principais.

Autor	Tipo de biomassa	Tipo de óleo	Unidade	% de SVO ou bio-óleo (mássica)	Tipo de catalisador	Razão mássica catalisador/ carga	Temperatura da reação (°C)	Pressão de H_2 (HDT) (bar)	Principais conclusões
TÓTH *et al.* (2010)	Girassol	SVO	HDT	0, 5, 15, 25 e 100%	NiMo/ Al_2O_3	n.d.	300 – 380	60 – 80	As condições mais favoráveis encontradas envolvem o uso de 15% de SVO e permitem atingir conteúdos de enxofre e aromáticos desejáveis. Proporções maiores de SVO reduzem a eficiência de remoção do enxofre.
VARAKIN *et al.* (2020)	Girassol	SVO	HDT	15%	Catalisadores baseados em MoS_2	n.d.	340	40	A camada superior de catalisador baseada em MoS_2 apresenta alta atividade para lidar com o SVO. Pressões mais severas são necessárias, pois a presença de óleo vegetal influencia a remoção de enxofre.

Legenda:
[1]Variável relevante apenas para os casos de coprocessamento em HDT.
[2]Catalisador comercial de equilíbrio de FCC, que consiste em uma mistura de catalisador novo (alta atividade e baixa concentração de metais) e catalisador utilizado e regenerado (baixa atividade, alta concentração de metais) (CERQUEIRA *et al.*, 2008).

Fonte: Elaboração própria a partir das referências citadas na tabela.

Os exemplos da tabela mostram que, ainda que alguns trabalhos avaliem valores mais altos, as frações mássicas de SVO ou bio-óleo utilizadas, comumente, chegam ao valor de 20%. Isto está de acordo com a observação de Yáñez *et al.* (2021) que definem, em linhas gerais, a substituição de até 15% de óleos fósseis em razão de limitações técnicas.

Para o coprocessamento de biomassa em FCC, observa-se a aplicação de catalisadores comerciais de equilíbrio (E_{cat}), semelhantes aos utilizados em operações convencionais com óleo fóssil somente (CERQUEIRA *et al.*, 2008). No caso da operação em HDT, catalisadores usuais – sulfetos de cobalto e molibdênio ou de níquel e molibdênio, obtidos a partir de óxidos destes materiais ($CoMo/Al_2O_3$ e $NiMo/Al_2O_3$) (GARY e HANDWERK, 2001) – podem ser normalmente aplicados para SVO (AL-SABAWI *et al.*, 2012). Entretanto, também se encontram estudos a respeito de novos catalisadores.

Em relação às condições de temperatura de reação, de maneira geral, não se observam mudanças significativas em comparação à utilização usual das unidades (temperaturas entre 480 e 540°C para FCC e menores do que que 427°C, para HDT (GARY e HANDWERK, 2001)). Já a pressão de hidrogênio, variável relevante apenas no caso do HDT, deve ser mais elevada em comparação com o processamento de cargas fósseis somente (YÁÑEZ *et al.*, 2021).

Este último ponto merece atenção, visto que o hidrogênio em refinarias é majoritariamente formado a partir de fontes fósseis e, assim, este aumento em seu consumo resulta em maiores emissões de dióxido de carbono. Ainda assim, Yáñez *et al.* (2021) apontam que, em comparação com combustíveis totalmente fósseis, emissões de carbono podem ser reduzidas de 33 a 84% via coprocessamento de biomassa a depender da rota empregada.

A.2. DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

SVOs são produzidos em grandes volumes e são de fácil integração em refinarias. Bio-óleos, por outro lado, não se encontram disponíveis em quantidades significativas, e a integração de sua produção com os processos de refino apresenta complexidade (YÁÑEZ *et al.*, 2021). Assim, o uso de SVOs em refinarias possui um nível de maturidade mais avançado.

Na prática, diversas refinarias, principalmente nos Estados Unidos e na Europa e incluindo empresas como Repsol, BP e Shell, já operam unidades com coprocessamento de biomassa (IHS MARKIT, 2020). No Brasil, a Petrobras fez testes de HDT com SVO em suas unidades (PETROBRAS, 2020). A disponibilidade de recursos de biomassa no país, bem como a presença de unidades de FCC e HDT nas principais refinarias brasileiras (GUEDES, 2015) representam uma oportunidade para aplicação desta estratégia.

A.3. CUSTOS

O coprocessamento de biomassa utiliza-se de infraestrutura já existente no setor de refino. No máximo, são necessárias modificações pontuais, como é o caso da proposta de PINHO *et al.* (2015) para uso do FCC, envolvendo a injeção da carga de biomassa e de petróleo em diferentes alturas do reator. Assim, de forma geral, pouco investimento adicional em capital é requerido (AL-SABAWI *et al.*, 2012).

Já os custos de operação e manutenção são afetados principalmente pela necessidade de aquisição da biomassa e, no caso do hidrotratamento, pelo maior uso de hidrogênio. Yáñez *et al.* (2021) avaliam custos de várias possibilidades para coprocessamento de biomassa e, entre os valores mais elevados, destacam a utilização de SVO em HDT, exatamente devido ao alto consumo de hidrogênio.

A.4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-SABAWI, M., CHEN, J., NG, S. "Hydroprocessing of Biomass-Derived Oils and Their Blends with Petroleum Feedstocks: A Review", Energy and Fuels, v. 26, n. 9, p. 5355–5372, 2012. DOI: 10.1021/ef3006417. .

BIELANSKY, P., REICHHOLD, A., SCHONBERGER, C. "Processing of pure vegetable oils in a continuous FCC pilot plant". 2010. Anais [...] [S.l.], Engineering Conferences International, 2010.

CERQUEIRA, H. S., CAEIRO, G., COSTA, L., et al. "Deactivation of FCC catalysts", Journal of Molecular Catalysis A: Chemical, v. 292, n. 1–2, p. 1–13, 2008. DOI: 10.1016/j.molcata.2008.06.014. .

DUPAIN, X., COSTA, D. J., SCHAVERIEN, C. J., et al. "Cracking of a rapeseed vegetable oil under realistic FCC conditions", Applied Catalysis B: Environmental, v. 72, n. 1–2, p. 44–61, 2007. DOI: 10.1016/j.apcatb.2006.10.005. .

GARY, J. H., HANDWERK, G. E. Petroleum Refining: Technology and Economics. Golden, Colorado, USA, Marcel Dekker, Inc, 2001.

GUEDES, F. P. D. C. 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. 2015. 192 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/guedes_fernanda.pdf.

HAN, X., WANG, H., ZENG, Y., et al. "Advancing the application of bio-oils by co-processing with petroleum intermediates: A review", Energy Conversion and Management: X, v. 10, p. 100069, 2020. DOI: 10.1016/j.ecmx.2020.100069. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100069.

HAN, Y., GHOLIZADEH, M., TRAN, C. C., et al. Hydrotreatment of pyrolysis bio-oil: A review. Fuel Processing Technology. [S.l.], Elsevier B.V. , 1 dez. 2019

IHS MARKIT. Reduce, repurpose, reinvent: Long-term refinery outlook defined by diverging regional imperatives. 2020. Energy & Natural Resources Research &

Analysis. Disponível em: https://ihsmarkit.com/research-analysis/reduce-repurpose-reinvent-longterm-refinery-outlook.html. Acesso em: 25 jan. 2021.

IRENA. Stranded Assets and Renewables: How the energy transition affects the value of energy reserves, buildings and capital stock. . Abu Dhabi, [s.n.], 2017. Disponível em: www.irena.org/remap.

JECHURA, J. Hydroprocessing: Hydrotreating & Hydrocracking. . [S.l: s.n.], 2014.

LAPPAS, A. A., BEZERGIANNI, S., VASALOS, I. A. "Production of biofuels via co-processing in conventional refining processes", Catalysis Today, v. 145, n. 1–2, p. 55–62, 2009. DOI: 10.1016/j.cattod.2008.07.001. .

LE-PHUC, N., NGO, P. T., HA, Q. L. M., et al. "Efficient hydrodeoxygenation of guaiacol and fast-pyrolysis oil from rice straw over PtNiMo/SBA-15 catalyst for co-processing in fluid catalytic cracking process", Journal of Environmental Chemical Engineering, v. 8, n. 2, p. 103552, 2020. DOI: 10.1016/j.jece.2019.103552. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jece.2019.103552.

MONTEIRO, M. R., KUGELMEIER, C. L., PINHEIRO, R. S., et al. "Glycerol from biodiesel production: Technological paths for sustainability", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 88, n. February, p. 109–122, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.02.019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.019.

OLIVEIRA, A. Processo de extração do óleo vegetal. 2015. Biodiesel. Disponível em: https://www.producaodebiodiesel.com.br/biocombustiveis/processo-de-extracao-do-oleo-vegetal. Acesso em: 7 jun. 2021.

PETROBRAS. Estamos preparados para produzir nova gasolina em nossas refinarias. 2020. Fatos e dados. Disponível em: https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/estamos-preparados-para-produzir-nova-gasolina-em-nossas-refinarias.htm. Acesso em: 28 jun. 2021.

PINHO, A. de R., DE ALMEIDA, M. B. B., MENDES, F. L., et al. "Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production", Fuel, v. 188, p. 462–473, 2017. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.10.032. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.032.

PINHO, A., DE ALMEIDA, M. B. B., MENDES, F. L., et al. "Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit", Fuel Processing Technology, v. 131, p. 159–166, 2015. DOI: 10.1016/j.fuproc.2014.11.008. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.008.

PRIHARTO, N., RONSSE, F., PRINS, W., et al. “Hydrotreatment of pyrolysis liquids derived from second-generation bioethanol production residues over NiMo and CoMo catalysts”, Biomass and Bioenergy, v. 126, n. May, p. 84–93, 2019. DOI: 10.1016/j.biombioe.2019.05.005. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.05.005.

SOUSA-AGUIAR, E. F., XIMENES, V. L., ALMEIDA, J. M. A. R. de, et al., “Catalysts for Co-processing Biomass in Oil Refining Industry”. In: FRUSTERI, F., ARANDA, D., BONURA, G. (Org.), Sustainable catalysis for biorefineries, [S.l.], Royal Society of Chemistry, 2018. p. 25.

TÓTH, C., BALADINCZ, P., KOVÁCS, S., et al. “Producing diesel fuel by co-hydrogenation of vegetable oil with gas oil”, Chemical Engineering Transactions, v. 21, p. 1219–1224, 2010. DOI: 10.3303/CET1021204. .

VAN DYK, S., SU, J., MCMILLAN, J. D., et al. “Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries”, Biofuels, Bioproducts and Biorefining, v. 13, p. 760–775, 2019b. DOI: 10.1002/bbb. .

VAN DYK, S., SU, J., MCMILLAN, J. D., et al. “Drop-in” Biofuels: the key role that co-processing will play in its production. . [S.l: s.n.], 2019a.

VARAKIN, A. N., MOZHAEV, A. V., PIMERZIN, A. A., et al. “Toward HYD/DEC selectivity control in hydrodeoxygenation over supported and unsupported Co(-Ni)-MoS2 catalysts. A key to effective dual-bed catalyst reactor for co-hydroprocessing of diesel and vegetable oil”, Catalysis Today, v. 357, n. January, p. 556–564, 2020. DOI: 10.1016/j.cattod.2019.06.005. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.06.005.

WANG, C., VENDERBOSCH, R., FANG, Y. “Co-processing of crude and hydrotreated pyrolysis liquids and VGO in a pilot scale FCC riser setup”, Fuel Processing Technology, v. 181, n. October, p. 157–165, 2018. DOI: 10.1016/j.fuproc.2018.09.023.

WILDSCHUT, J., MAHFUD, F. H., VENDERBOSCH, R. H., et al. “Hydrotreatment of fast pyrolysis oil using heterogeneous noble-metal catalysts”, Industrial and Engineering Chemistry Research, v. 48, n. 23, p. 10324–10334, 2009. DOI: 10.1021/ie9006003. .

YÁÑEZ, É., MEERMAN, H., RAMÍREZ, A., et al. “Assessing bio-oil co-processing routes as CO2 mitigation strategies in oil refineries”, Biofuels, Bioproducts and Biorefining, v. 15, n. 1, p. 305–333, 2021. DOI: 10.1002/bbb.2163. .

ZHANG, X., WANG, T., MA, L., et al. “Hydrotreatment of bio-oil over Ni-based catalyst”, Bioresource Technology, v. 127, p. 306–311, 2013. DOI: 10.1016/j.biortech.2012.07.119. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2012.07.119.

SAFETY FIRST

PRODUTO 2:

PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS SOB A ÓTICA DE UM MODELO DE AVALIAÇÃO INTEGRADA

15 de setembro de 2021

INTRODUÇÃO

Este relatório é produto do projeto ***Sinergias entre as metas de descarbonização da aviação e do transporte marítimo***, desenvolvido pelo Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia), em parceria com o Instituto Clima e Sociedade (iCS). Tal projeto tem como objetivo investigar as oportunidades de mitigação climática no âmbito de dois setores de difícil descarbonização, os transportes aéreo e marítimo. Tendo em vista a existência de rotas tecnológicas que se prestam à produção conjunta de combustíveis de baixo carbono tanto para aeronaves quanto para embarcações, a elaboração de uma estratégia que leve essa inter-relação em conta poderia conferir eficiência à descarbonização de ambos os setores.

No primeiro relatório (***Descrição de rotas para coprodução de combustíveis para a aviação e transporte marítimo***), o foco foi a descrição das rotas tecnológicas em questão e de suas principais vantagens e barreiras.

Nesta segunda etapa, o objetivo é a avaliação da demanda e da oferta de combustíveis de aviação e transporte marítimo sob o ponto de vista de um modelo nacional de avaliação integrada, o *Brazilian Land Use and Energy System* (BLUES). Tal modelo representa não apenas os dois setores de interesse, mas o conjunto dos sistemas energético, agrícola e de uso do solo do Brasil. Assim, a partir de premissas de evolução da demanda por transporte aéreo e marítimo e da adição das rotas tecnológicas do Produto 1 à estrutura existente do modelo, utiliza-se o BLUES para avaliar possíveis futuros (traduzidos em sete cenários) com foco nos setores de aviação e de transporte marítimo internacional e como esses são atendidos pelo suprimento energético brasileiro.

Este relatório está estruturado da seguinte forma: após esta breve introdução, propõe-se uma revisão das rotas estudadas no Produto 1 (seção 1). Em seguida, discute-se o conceito de modelagem integrada e apresenta-se o modelo BLUES (seção 2). Na seção 3, descreve-se a metodologia empregada para adaptar o BLUES especificamente aos propósitos deste estudo. Os resultados são apresentados na seção 4. A seção 5 traz considerações finais, limitações do estudo e sugestões para trabalhos futuros.

1. REVISÃO DAS ROTAS TECNOLÓGICAS

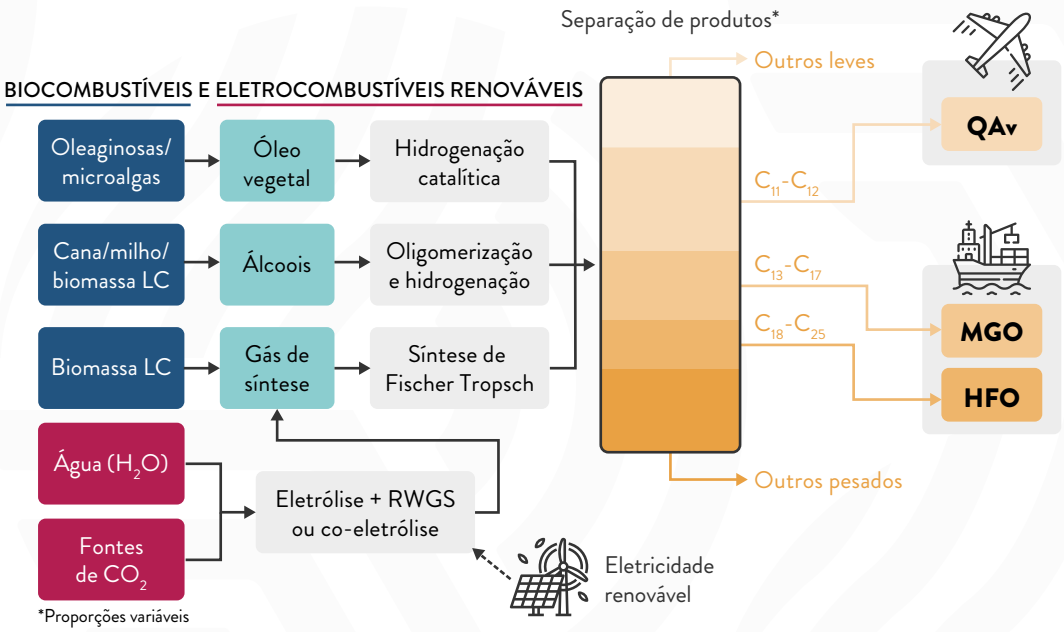
A Figura 1 sintetiza as rotas tecnológicas de produção de combustíveis de baixo carbono avaliadas na fase anterior deste projeto. Tais rotas se caracterizam por coproduzir frações adequadas ao setor de aviação e ao setor marítimo. Além disso, seus produtos têm característica *drop-in*, ou seja, podem ser aplicados diretamente aos conversores energéticos existentes atualmente em embarcações e aeronaves.

- *HVO/HEFA*. Hidrotratamento de óleos vegetais para produzir biocombustíveis similares ao diesel e/ou ao querosene de aviação.
- *Alcohol-to-Jet (AtJ)*. Produção de biocombustíveis de aviação a partir de álcoois por meio de sua desidratação, oligomerização e hidrogenação.
- *Biomass-to-Liquids (BtL)*. Gaseificação de biomassa lignocelulósica seguida de síntese de Fischer-Tropsch para obtenção de cesta de hidrocarbonetos similares a seus pares fósseis (e.g., FT-SPK ou bioquerosene sintético).
- *Eletrocombustíveis*. Uso de hidrogênio proveniente de eletrólise empregando eletricidade renovável e de dióxido de carbono capturado para formar hidrocarbonetos semelhantes aos fósseis via síntese de Fischer-Tropsch.

Cabe ressaltar que a Figura 1 não é exaustiva do ponto de vista das tecnologias representadas no modelo BLUES, referindo-se apenas às rotas estudadas em detalhe na fase inicial deste projeto. Conforme será exposto à frente, outros combustíveis marítimos estão representados no BLUES, a exemplo da amônia e do metanol.

Ademais, este projeto de pesquisa estudou o coprocessamento de óleos derivados de biomassa e óleos de origem fóssil em unidades de refino de petróleo existentes, pois tal opção é vista atualmente como uma estratégia-chave para a expansão da produção de biocombustíveis *drop-in* (VAN DYK et al. 2019). Assim, foram selecionadas três rotas possíveis: coprocessamento de SVO ou óleos de pirólise em unidades de craqueamento catalítico fluido (FCC) e coprocessamento de SVO em unidades de hidrotratamento de instáveis (HDT).

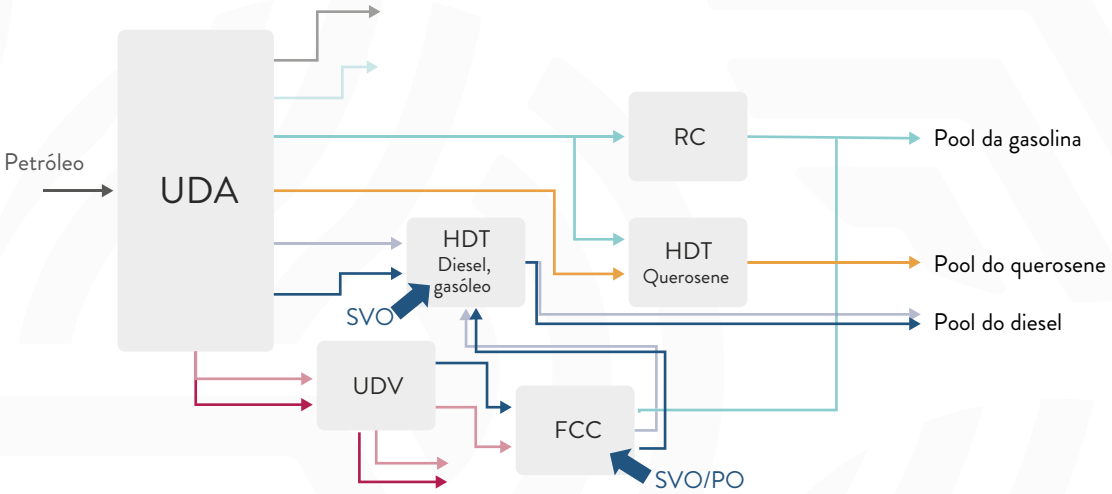
Figura 1: Síntese das rotas de produção de combustíveis de aviação e transporte marítimo descritas no Produto



1. Nota: Biomassa LC = Biomassa Lignocelulósica, RWGS = Reverse Water Gas Shift, QAv = Querosene de Aviação, MGO = Marine Gas Oil, HFO = Heavy Fuel Oil.

Fonte: elaboração própria

Figura 2: Coprocessamento de biomassa em refinarias de petróleo.



Nota: UDA = Unidade de Destilação Atmosférica, UDV = Unidade de Destilação a Vácuo, HDT = Hidrotratamento, FCC = Craqueamento catalítico fluido (Fluid catalytic cracking), RC = Reforma catalítica, SVO = Óleo vegetal direto (Straight Vegetable Oil), PO = Óleo de pirólise (Pyrolysis Oil).

Fonte: elaboração própria

2. AVALIAÇÃO INTEGRADA E O MODELO BLUES

Modelos de Avaliação Integrada (Integrated Assessment Models - IAMs) são modelos matemáticos que representam sistemas energéticos, uso do solo e outros setores da economia, de forma a avaliar interações complexas entre estes sistemas socioeconômicos e os impactos causados aos sistemas naturais (Angelkorte 2019; IPCC 2019; van Beek et al. 2020). Assim, os IAMs procuram investigar elementos-chave para o alcance de trajetórias de médio e longo prazo de mitigação e adaptação às mudanças climáticas globais (Clarke et al. 2014; Patt et al. 2010; Nordhaus 2018).

Tais modelos possuem amplo espectro de aplicações, podendo ser utilizados para estimativa de custos e benefícios de políticas climáticas e ambientais, como a redução de emissão de gases de efeito estufa, definindo a trajetória mais economicamente viável para o alcance do nível de emissão almejado, identificando as medidas de mitigação e adaptação preferíveis e indicando os impactos econômicos de tais políticas (Baptista 2020; Angelkorte 2019; Huppmann et al. 2018; Kriegler et al. 2018).

Dessa forma, são ferramentas úteis para avaliar estratégias para o alcance de uma transição energética voltada para o uso de tecnologias limpas, sendo também adequados para estimar a necessidade, ou não, de se empregarem estratégias de remoção de dióxido de carbono (CDR, em inglês), de acordo com a ambição de seus cenários. Assim, auxiliam em estudos para analisar os possíveis efeitos da implementação de diferentes políticas e de que forma elas podem afetar a economia de maneira integrada. Portanto, funcionam como instrumentos para gerar um conjunto de informações úteis para os decisores políticos (Rochedo 2016; Parson e Fisher-Vanden 1997; Van Vuuren et al. 2011).

Neste estudo, utilizou-se o IAM de escopo nacional BLUES, desenvolvido pelo laboratório CENERGIA, para avaliação integrada de possíveis sinergias nos esforços de mitigação para os setores de transportes aéreo e marítimo, visando atender as metas de descarbonização estipuladas pela Associação Internacional do Transporte Aéreo (IATA) (50% de redução na pegada de carbono em relação aos níveis de 2005) e pela

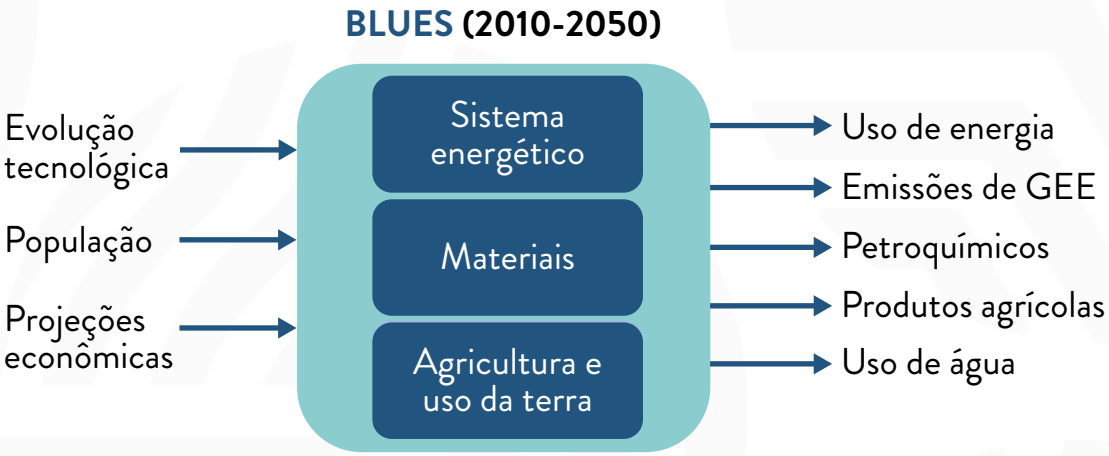
Organização Marítima Internacional (IMO) (50% de redução de emissões de gases de efeito estufa, em relação aos níveis de 2008) para 2050, assim como a meta aspiracional da Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) (2% de aumento de eficiência de combustível por ano até 2050) (IMO 2020; IATA 2018; ICAO 2010a; 2013a). Em outras palavras, utilizou-se o BLUES para o desenvolvimento de cenários de abastecimento energético compatíveis com as metas da IATA, ICAO e da IMO, e para a avaliação de possíveis coproduções. O principal interesse científico associado a essa modelagem, além da avaliação da sinergia entre metas setoriais do transporte internacional, é a investigação dos impactos indiretos desses cenários sobre energia, agricultura e uso do solo.

O *Brazilian Land Use and Energy System model* (BLUES) é um IAM de escopo nacional, ou seja, uma representação matemática dos setores de energia, materiais, agricultura, floresta e outros usos do solo no Brasil, que leva em conta as diferentes interações existentes entre esses sistemas. O modelo representa dados de cinco macrorregiões brasileiras e tem o propósito de analisar a integração entre a mitigação das mudanças climáticas, o desenvolvimento de bioenergia e as mudanças de uso do solo no Brasil com horizonte de análise até 2050 (IAMC 2020; Koberle 2018; Angelkorte 2019).

Um diagrama conceitual do funcionamento do modelo é mostrado na Figura 3: a partir de premissas econômicas, tecnológicas e populacionais, o BLUES procura, por meio de uma otimização intertemporal[1] entre 2010 e 2050, determinar a trajetória ótima dos sistemas nele representados em termos de insumos, tecnologias e quantidades requeridas. Tal trajetória corresponde a uma solução de mínimo custo (custo-efetividade).

[1] Em uma otimização intertemporal (*perfect foresight*), a decisão tomada corresponde a um ótimo absoluto em relação ao tempo. Em outras palavras, cada decisão do modelo visa garantir o mínimo custo global para todo o intervalo de tempo considerado. Modelos intertemporais contrapõem-se a algoritmos recursivos dinâmicos, que podem ser descritos como "míopes", uma vez que suas escolhas se baseiam em períodos mais curtos.

Figura 3: Diagrama conceitual do modelo BLUES, com destaque para suas principais entradas e saídas.



Fonte: elaboração própria

As possibilidades de resultados obtidos no modelo são diversas. Dentre as mais relevantes, pode-se citar as emissões de diferentes gases de efeito estufa (CO_2, CH_4, N_2O), a oferta e o uso de energia resultando nas matrizes energética e elétrica para o Brasil, a fabricação de produtos petroquímicos, a produção agrícola, as mudanças de uso do solo e o uso de água.

Além disso, podem-se obter resultados mais específicos através do BLUES, como: a escolha entre diferentes tecnologias para a produção do mesmo energético; as diversas opções de exploração e produção de petróleo, diferentes configurações de refinarias e múltiplas tecnologias de uso final para o atendimento da demanda dos setores energético, de transportes, industrial, residencial, serviços e uso do solo.

Dessa forma, o modelo detalha os diferentes níveis do setor energético, reportando os resultados por fonte de energia primária (carvão, petróleo, gás natural, biomassa etc.), secundária (óleo diesel, gasolina, etanol, eletricidade etc.), final ou útil (calor, vapor, *transport work* etc.).

Ademais, é possível a inclusão de restrições adicionais na otimização realizada pelo BLUES, ou seja, em vez de permitir que o modelo seja simulado com menos inequações de restrição, podem-se definir trajetórias normativas com base em equações que limitem determinada saída do modelo. Por exemplo, em estudos de mitigação climáti-

ca, tal recurso é utilizado para representar os chamados orçamentos de carbono (*carbon budgets*), que consistem em limites de emissões de GEE ao longo de certo período. Quanto mais se deseja limitar o aumento da temperatura média global, menor o orçamento de carbono[2]. No caso do presente estudo, trabalhou-se com um orçamento de carbono de 15,4 $GtCO_2$ para o Brasil (entre 2010 e 2050).

Note-se que o BLUES é um modelo de escopo nacional enquanto as metas IATA/ICAO e IMO referem-se ao transporte internacional como um todo. Assim, a análise desenvolvida no presente estudo diz respeito a uma fração das emissões de CO_2 do transporte internacional, e não a seu total. Nesse sentido, é importante chamar atenção para a hipótese geral adotada para traduzir as metas internacionais para o escopo do BLUES: assume-se simplesmente que o esforço de mitigação do Brasil nesses setores deve ser proporcional ao esforço total. Ou seja, assim como as metas IATA/ICAO e IMO preveem redução de 50% das emissões de GEE, neste trabalho, considera-se que o suprimento de energia para os setores de aviação internacional e transporte marítimo internacional no Brasil deverá apresentar redução de emissões de 50% até 2050.

[2] A compreensão desse conceito é mais simples no caso de modelos de escopo global, que levam em consideração o orçamento de carbono total do planeta. No caso de modelos nacionais, como o BLUES, o orçamento de carbono utilizado como restrição é obtido a partir de rodadas de modelos integrados globais, a exemplo do COFFEE – modelo global do Cenergia (Rochedo 2016) –, cujo resultado para o Brasil é usado como condição de contorno para o modelo BLUES.

SAFETY
FIRST

3. METODOLOGIA

3.1. PROJEÇÕES DE DEMANDA

3.1.1 AVIAÇÃO

A Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) define e quantifica a demanda por aviação em diversos indicadores, seguindo padrão do setor no mundo, podendo-se destacar a demanda por transporte aéreo de passageiros – Passageiro Quilômetro Pago (RPK, na sigla inglesa) e a demanda por transporte aéreo total em toneladas – Tonelada Quilômetro Paga (RTK, na sigla inglesa) (Agência Nacional da Aviação Civil (ANAC) 2019).

Com o contexto da pandemia da Covid-19, opta-se por dividir a demanda de aviação em passageiro e carga, para confirmar em âmbito nacional comportamentos observados no exterior de impacto reduzido sobre o transporte aéreo de carga durante a pandemia (ICAO 2021; Willis Towers Watson 2021) e conversão de aviões de passageiro para carga (John 2020).

Dessa forma, o presente trabalho utiliza de RPK para quantificação de demanda aérea de passageiro e do indicador da ANAC de "Carga paga km"3, aqui referido como Tonelada Quilômetro (TK, na sigla inglesa), para demanda aérea de bens comercializáveis. A modelagem baseia-se na Equação (1):

$$D(t) = D(t-1) * \left(e * \frac{PIB(t) - PIB(t-1)}{PIB(t-1)} + 1 \right) \qquad (1)$$

Onde "D" representa a demanda em determinado ano *t*, onde a demanda por passageiro é medida em RPK e a por carga em TK; "e" a elasticidade demanda-renda[4] e "PIB" valores do produto interno bruto do país ou região no ano *t*.

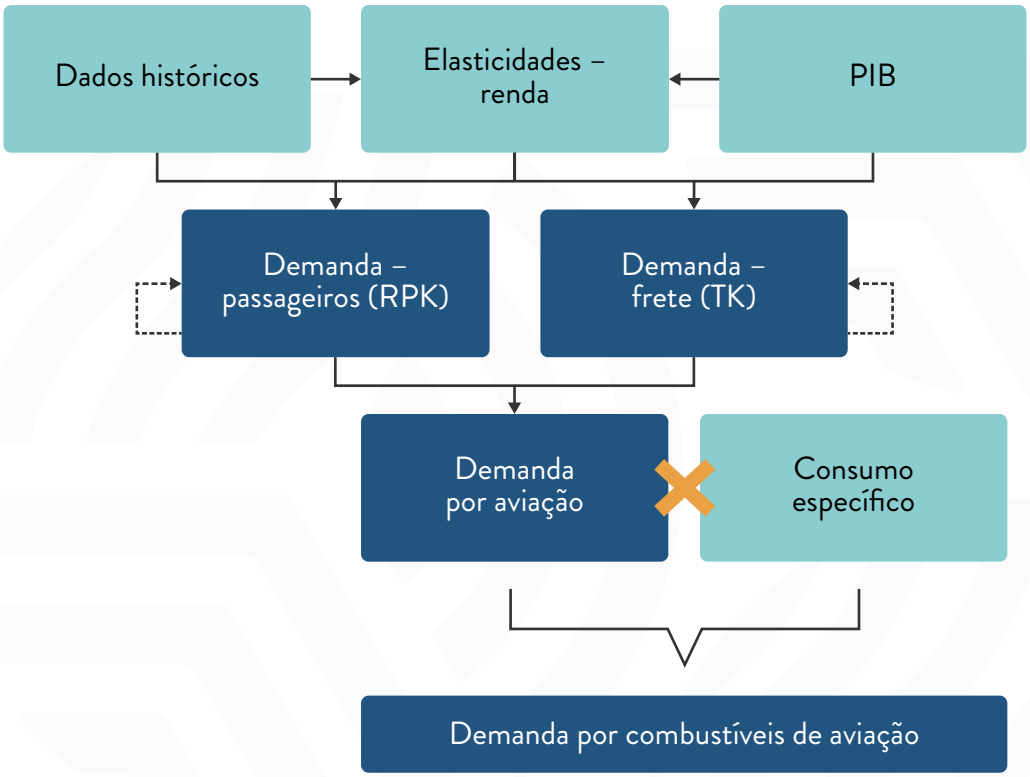
Para projeção de demandas futuras por aviação, utilizaram-se dados históricos de RPK e TK (Agência Nacional da Aviação Civil (ANAC) 2021a) e valores de PIB (Da-

[3] Bens transportados em kg, excluindo correio e bagagem, que geram receita para a empresa aérea, multiplicados pela distância percorrida.

[4] Medida da quantidade de aviação demandada como resultado da alteração em níveis de renda.

taSebrae 2021a; IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) 2021b) de 2000 a 2019 para estimação de elasticidades demanda-renda para o Brasil. Para cálculo de impactos da Covid-19, utilizou-se a mesma base de dados de RPK e TK da ANAC, mas para os anos de 2020 e 2021. Para projeção de demanda futura, utilizou-se a projeção de PIB de 2010 a 2050, resultado de modelagem integrada do modelo *Total Economy Assessment* (TEA) (Cunha 2019; IAMC 2019). Por fim, para cálculo de intensidades de combustível (consumo específico em RPK/m³ e TK/m³) para projeção de consumo de combustível de aviação pelo modelo BLUES utilizou-se o consumo total de querosene de aviação no Brasil em 2010 (Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 2021) e taxas de crescimento anuais distintas (Grewe et al. 2021a; ICAO 2010a; 2013a). Maiores detalhes sobre cálculos e premissas metodológicas estão presentes no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**. A figura abaixo ilustra a metodologia adotada para a estimativa da demanda por combustíveis de aviação para o ano de 2050. Para demandas internacionais, consideraram-se voos que partiam do Brasil, ou seja, consumiam querosene no país.

Figura 4: Diagrama ilustrativo da metodologia de projeção da demanda por combustíveis de aviação.



Fonte: elaboração própria

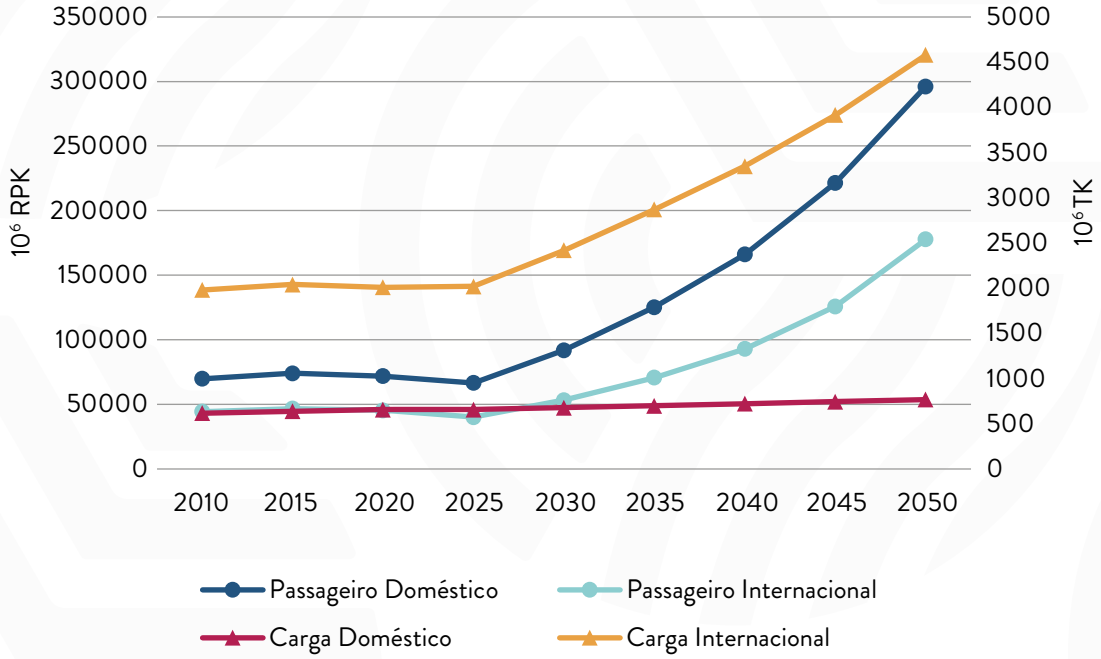
Também foram avaliados diferentes cenários para a projeção de demanda (Tabela 1). Com base no trabalho de Grewe et al. (2021), dois cenários de recuperação pós-Covid são abordados. Tratando de eficiência de combustível, aplicam-se um cenário de baixa eficiência e um de alta eficiência, decorrente da meta aspiracional da ICAO (ICAO 2010b; 2013b). Para a modelagem integrada no BLUES, selecionou-se como cenário base para demanda de aviação a opção de baixa eficiência energética (LOWEFF) e rápida recuperação econômica da Covid-19 (CVD-V) (Figura 5), ou seja, o cenário CV-D-V-LOWEFF (hipótese conservadora).

Tabela 1: Matriz de cenários para demandas futuras de consumo de combustível de aviação.

Cenários	LOWEFF	HIGHEFF
No-CVD	Sem impactos da Covid-19, eficiência de combustível de 1% a.a.	Sem impactos da Covid-19, eficiência de combustível de 2% a.a.
CVD-V	2 anos de impacto da Covid-19, eficiência de combustível de 1% a.a.	2 anos de impacto da Covid-19, eficiência de combustível de 2% a.a.
CVD-L	15 anos de impacto da Covid-19 supondo mudança comportamental, eficiência de combustível de 1% a.a.	15 anos de impacto da Covid-19 supondo mudança comportamental, eficiência de combustível de 2% a.a.

Fonte: Elaboração própria

Figura 5: Projeções futuras de demanda para o cenário base "CVD-V", para aviação internacional e doméstica, de passageiro e carga. Valores para passageiro em 106 passageiro-quilômetro (eixo principal) e carga em 106 toneladas-quilômetro (eixo secundário).

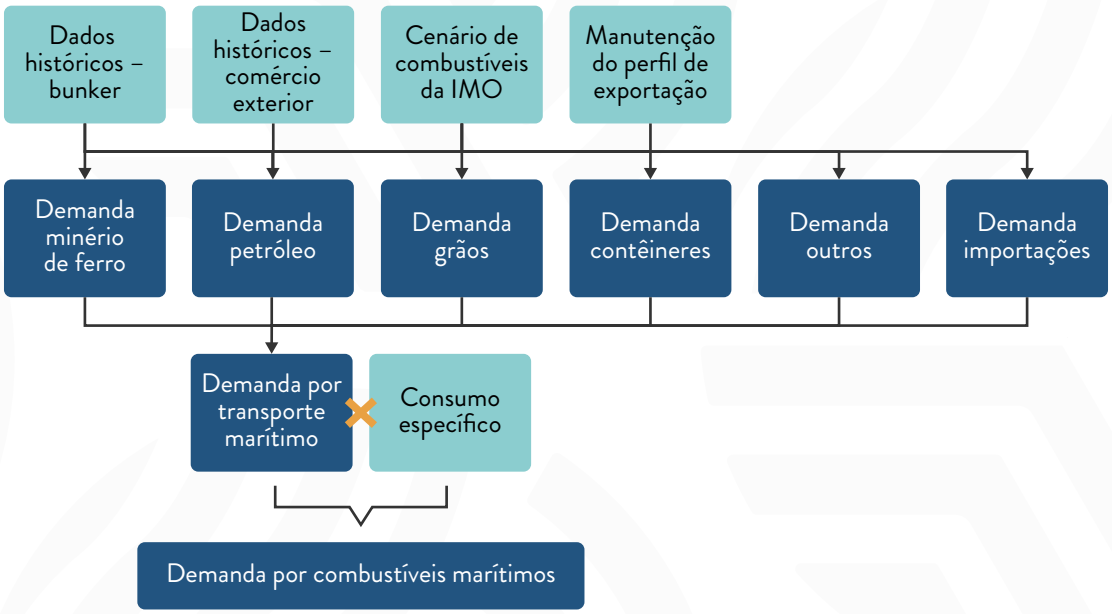


Fonte: elaboração própria

3.1.2. TRANSPORTE MARÍTIMO

Em um primeiro momento, estimou-se, com base em um modelo energético *bottom--up* de cunho setorial (Müller-Casseres, Edelenbosch, et al. 2021)its future development is highly dependent on regional and sectoral trends. So far, the literature on the decarbonization of shipping has focused on sectoral analyses while integrated assessment models (IAMs, o consumo de combustível associado aos diferentes navios que transitam pelos portos brasileiros, sejam eles associados a exportações, importações ou transporte de cabotagem. Em seguida, comparou-se esse consumo ao dado histórico de abastecimento marítimo no país, disponível sob a forma agregada (EPE 2019).

Figura 6: Diagrama ilustrativo da metodologia de projeção da demanda por combustíveis marítimos.



Fonte: elaboração própria

Assumindo-se que apenas parte da demanda das embarcações envolvidas no comércio internacional é atendida pelos referidos portos (já que o navio pode abastecer ao longo de outros pontos da rota comercial), estimou-se, com base no dado histórico, uma fração média de toneladas-quilômetro percorridas com combustível produzido no Brasil[5].

[5] Não se aplica à cabotagem, inteiramente abastecida por combustível nacional.

De posse dessa proporção estimada através da comparação com o dado histórico e do *transport work* (t-km) total vinculado a cada produto/grupo (Tabela 2) de produtos do comércio exterior no período-base, geraram-se dois cenários de demanda por toneladas-quilômetro até 2050 (baixa e alta demanda).

Tabela 2: Desagregação do cálculo da demanda por transporte marítimo

	Massa transportada em 2018 (Mt)	Distância típica (mn)	*Transport work* (Tt-km)	Transport work atendido pelo Brasil (Tt-km)
Minério de ferro (Valemax)	195	8.000	2,89	0,90
Minério de ferro (Capesize)	195	8.000	2,89	0,90
Petróleo bruto	58	8.000	0,87	0,27
Agrícola e outros	258	8.000	3,82	1,18
Importações	153	8.000	2,27	0,70
Cabotagem	229	780	0,22	0,22

O crescimento do *transport work* de baixa e alta demanda deriva de cenários globais do setor marítimo presentes na literatura (DNV GL 2018; IMO 2015). O uso desses dois cenários (cujo consumo de combustível é mostrado na Tabela 3) tem por objetivo abranger um leque de possibilidades de evolução da atividade nos próximos 30 anos[6]. No entanto, para a modelagem integrada desenvolvida no âmbito deste trabalho, considerou-se apenas o cenário de alta demanda (hipótese conservadora).

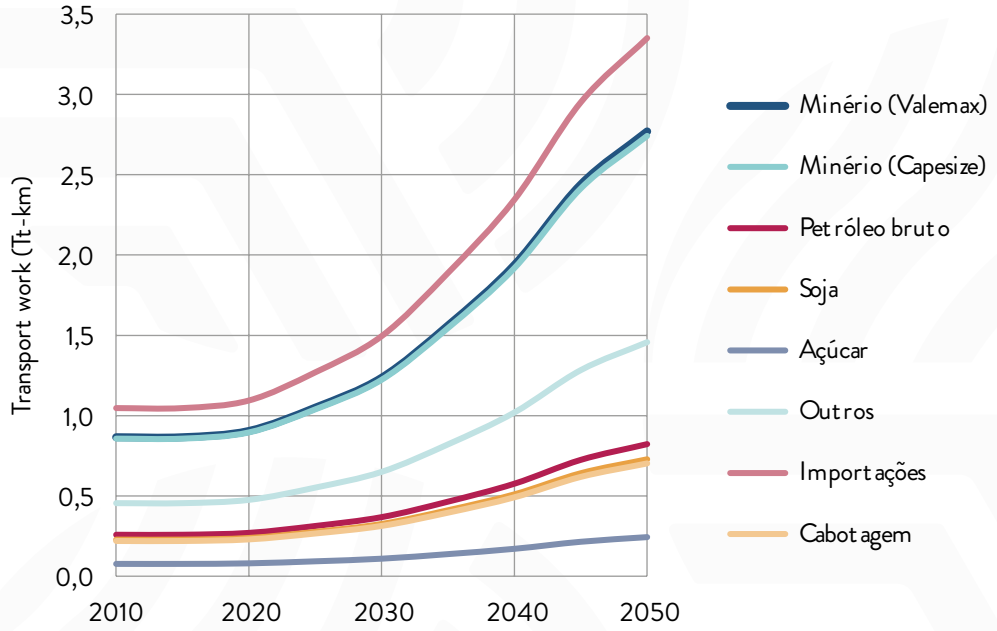
[6] Note-se que os cenários de literatura adotados se baseiam em energia secundária, e não em *transport work* (energia útil). Para o caso do cenário de alta demanda, que considera manutenção das eficiências de conversão do ano-base, isso não é um problema. No caso do cenário com consumo mais baixo, no entanto, há uma defasagem entre o perfil da curva energética e o de demanda, dadas as premissas endógenas relativas à eficiência. Contudo, por simplicidade e limitação de dados, utilizou-se a curva de energia final diretamente como *proxy* do crescimento das toneladas-quilômetro projetadas. Como a ideia é trabalhar com um leque de cenários de demanda, isto significa, na pior das hipóteses, uma faixa de demanda ligeiramente mais larga.

Outra hipótese a ser ressaltada nesse caso é a de manutenção do perfil de exportação mineral e agrícola do país ao longo do período considerado.

Tabela 3: Cenários globais de demanda por energia no setor marítimo

Demanda (EJ)	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Alta	9,4	9,4	9,8	11,3	13,4	16,9	21,0	26,4	29,9
Baixa	9,4	9,4	9,8	10,1	10,3	10,4	10,2	9,7	9,1

Figura 7: Evolução da demanda por serviço de transporte no caso de alta demanda

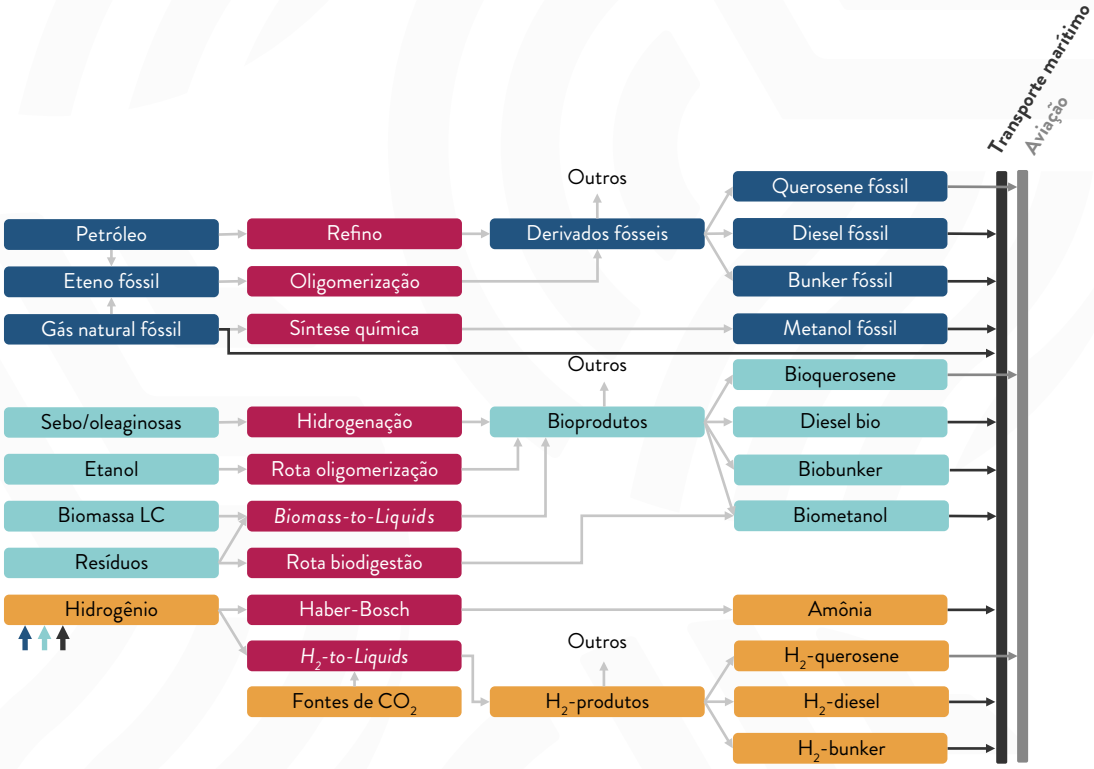


3.2. OFERTA DE COMBUSTÍVEIS

Na Figura 8, mostra-se um panorama das rotas de produção de combustíveis líquidos representadas no BLUES (com foco em cadeias associadas à aviação e ao transporte marítimo). Note-se que as rotas ilustradas não se limitam àquelas estudadas na fase inicial deste projeto (que se concentrou em combustíveis *drop-in*). Em cinza, são representadas as rotas fósseis (petróleo, gás natural e derivados). Em verde, mostram-se as rotas baseadas em biomassa, a exemplo da hidrogenação de óleos vegetais/gordura animal (HEFA/HVO), da oligomerização de eteno proveniente da desidratação do etanol (*Alcohol-to-Jet*) e da gaseificação de biomassa lignocelulósica seguida da síntese FT (*Biomass-to-Liquids*). Em amarelo, ilustram-se as rotas baseadas em hidrogênio,

cuja origem pode ser fóssil sem captura (e.g., reforma a vapor do metano), fóssil com captura ou renovável (e.g., eletrólise a partir de fontes renováveis).

Figura 8: Rotas de produção de combustíveis de aviação e marítimos no modelo BLUES. Nota: Representação simplificada das rotas de produção. As setas coloridas associadas ao hidrogênio representam as diferentes possibilidades de produção (hidrogênio cinza, verde, azul).



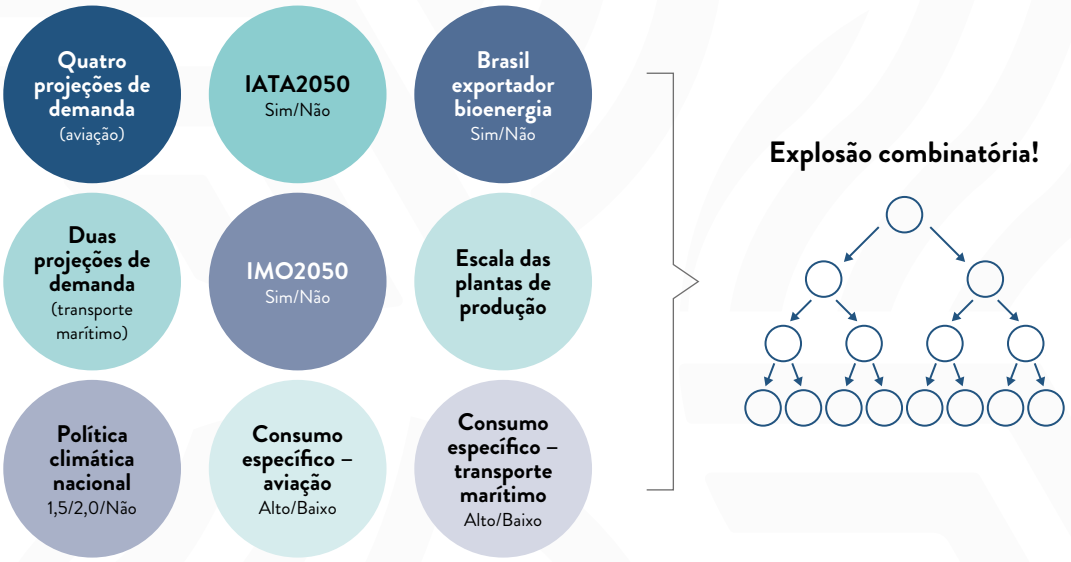
Fonte: elaboração própria

Além das opções apresentadas na Figura 8, o BLUES inclui tecnologias que representam refinarias com opções de coprocessamento. Assim, é possível a oferta de uma mistura (um *blend*) formado a partir de óleos originados da biomassa e óleos de origem fóssil (conforme as rotas mencionadas na seção 1). Em sua maioria, esses *blends* possuem 20% de óleo vegetal e 80% de óleo fóssil, contribuindo para redução de emissões em comparação com combustíveis inteiramente fósseis.

3.3. CONCEPTUALIZAÇÃO DE CENÁRIOS

Conforme explicado, a avaliação integrada proposta neste estudo tinha por objetivo estudar as possibilidades e os impactos da produção e coprodução de combustíveis alternativos para os setores de aviação e transporte marítimo sobre os sistemas energético, agrícola e de uso do solo do Brasil. Dado o grande número de rotas tecnológicas disponíveis e a possibilidade de se combinar ou não a descarbonização dos dois setores com uma meta climática nacional, o espaço de cenários possíveis é bastante amplo (Figura 9).

Figura 9: Ilustração do amplo espaço de cenários possíveis. Nota: a meta aspiracional da ICAO altera diretamente o consumo específico da aviação.



Fonte: elaboração própria

A título de simplicidade, optou-se por trabalhar com sete cenários, entre os quais três podem ser classificados como cenários de sensibilidade (Tabela 4). Os quatro cenários originais são *IATA*, *IMO*, *IATA_IMO* e *B2C*. O cenário *IATA*[7] se caracteriza por ser um cenário de referência em que se adiciona a restrição de cumprimento da meta aspiracional IATA/ICAO (redução de 50% das emissões da aviação até 2050 e ganhos de eficiência energética das aeronaves de 2% ao ano até 2050). Similarmente, o cenário *IMO* é um cenário de referência em que o Brasil se vê obrigado a cumprir a redução

[7] O cenário IATA envolve metas/aspirações tanto da IATA (*International Air Transport Association*) como da ICAO (*International Civil Aviation Organization*). Para simplificação, em nomes de cenários, utiliza-se apenas o nome da IATA.

de 50% das emissões estabelecida pela IMO. O terceiro cenário, *IATA_IMO*, é uma combinação dos dois primeiros, que visa justamente a investigar os impactos de se considerar essas metas[8] em conjunto ou separadamente. Finalmente, o cenário B2C (*Brazil well-below 2ºC*) combina as restrições associadas a metas internacionais com a existência de uma política climática brasileira compatível um mundo com aquecimento médio inferior a dois graus[9]. Em outras palavras, trata-se de um cenário de alta mitigação climática nos sistemas energético, agrícola e de uso do solo brasileiros.

Os três cenários de sensibilidade estão relacionados a variações em custos de investimento de tecnologias específicas e à possibilidade de o Brasil se tornar um exportador de bioenergia. Os cenários *IATA_IMO (Sml BtL)* e *B2C (Sml BtL)* são idênticos, respectivamente, aos cenários *IATA_IMO* e *B2C*, a não ser pelo fato de contarem com maiores custos de investimento associados à tecnologia *Biomass-to-Liquids (BtL)*. O modelo BLUES tipicamente emprega grandes quantidades de BtL (Müller-Casseres, Carvalho, et al. 2021)considering the International Maritime Organization (IMO. Tendo em vista a incerteza associada a essa tecnologia – cuja maturidade tecnológica ainda não é completa (Tagomori, Rochedo, e Szklo 2019), é válido investigar em que medida um desenvolvimento lento dessa opção (por exemplo, com menores ganhos de escala, plantas menores etc.) afetaria os resultados da modelagem integrada. Essa é a ideia dos cenários *Sml BtL* (abreviação de *Smaller Biomass-to-Liquids plants*). Por sua vez, o cenário *IATA_IMO (KeroExp)* é uma sensibilidade associada à demanda por querosene de aviação. Considerando-se o grande potencial brasileiro de bioenergia, é razoável admitir que o país possa se tornar um importante exportador de bioquerosene (Daioglou et al. 2019). Esse cenário procura refletir essa possibilidade, com uma demanda de QAv duas vezes superior à dos demais cenários.

---

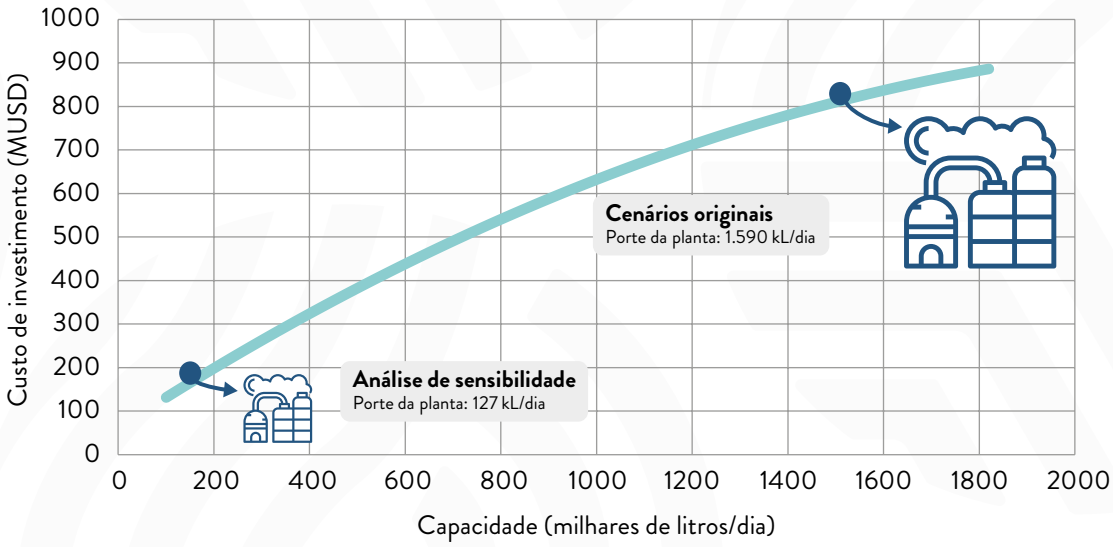
[8] Note-se que, no caso deste estudo, de escopo nacional, a menção ao cumprimento das metas IATA/ICAO/IMO não significa o cumprimento do ponto de vista global. Assume-se que o suprimento energético nacional teria uma descarbonização proporcional às metas internacionais.

[9] A política climática brasileira em questão é representada por um orçamento de carbono que deriva de resultados de um modelo de avaliação integrada global (denominado COFFEE), também desenvolvido pelo Cenergia, em que o Brasil é uma entre 18 regiões. O valor desse orçamento de carbono, referente ao período 2010-2050, é de 15,4 $GtCO_2$.

Tabela 4: Cenários definidos

Cenário	IATA2050	IMO2050	Meta nacional	Sensibilidade
IATA	Sim	Não	Não	-
IMO	Não	Sim	Não	-
IATA_IMO	Sim	Sim	Não	-
IATA_IMO (KeroExp)	Sim	Sim	Não	Exportação de bioquerosene
IATA_IMO (Sml BtL)	Sim	Sim	Não	Menor ganho de escala BtL
B2C	Sim	Sim	Sim	-
B2C (Sml BtL)	Sim	Sim	Sim	Menor ganho de escala BtL

Figura 10: Ganhos de escala em plantas Biomass-to-Liquids.



Fonte: elaboração própria.

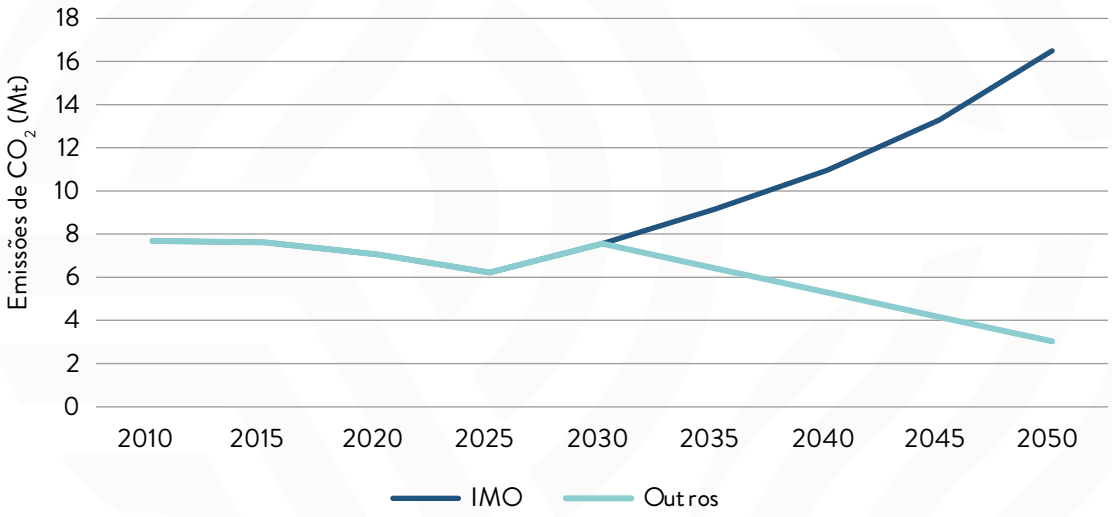
4. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Nesta seção, apresentam-se os resultados da modelagem integrada, com foco nas emissões associadas aos setores estudados, nas emissões nacionais (subseção 4.1), na matriz de combustíveis (subseção 4.2) e na dinâmica de mudança do uso do solo (subseção 4.3).

4.1. EMISSÕES

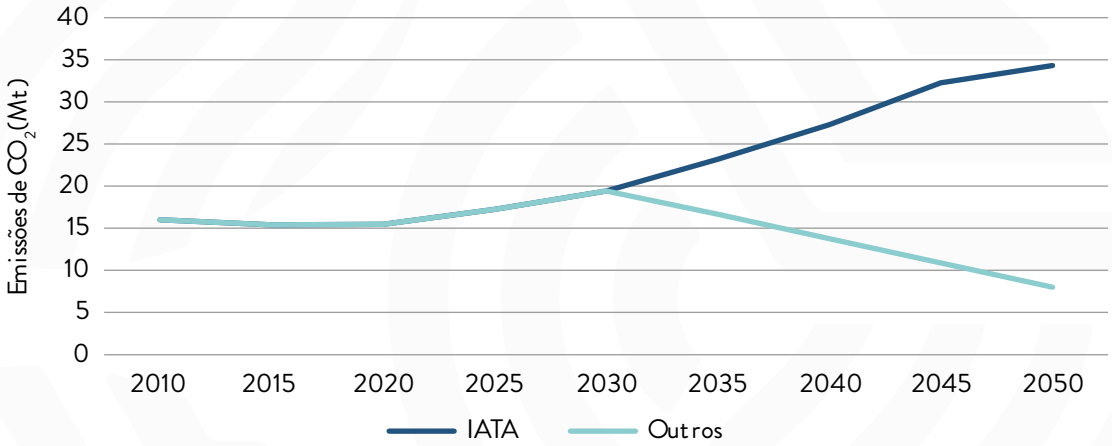
A Figura 11 mostra as emissões de dióxido de carbono da aviação internacional associadas a combustíveis com origem em aeroportos brasileiros (de acordo com o critério estabelecido na metodologia). Considerando a trajetória de emissões anuais estabelecida na modelagem para o atingimento da redução almejada, a curva é a mesma para quase todos os cenários. A exceção é o cenário *IMO*, o único em que não há restrição de emissões para a aviação. Nesse cenário, a energia fóssil segue sendo a base do setor até 2050, o que faz a quantidade de dióxido de carbono emitido aumentar de 6,2 $MtCO_2$/ano (2020) para 16,5 $MtCO_2$/ano (2050). Analogamente, as emissões do setor marítimo internacional associada a portos brasileiros seguem uma trajetória equivalente em todos os casos, à exceção do cenário *IATA/ICAO*, que só inclui a meta referente à aviação (Figura 12). Nesse caso, as emissões passam de 15,5 $MtCO_2$/ano (2020) para 34,3 $MtCO_2$/ano (2050).

Figura 11: Emissões de dióxido de carbono da aviação internacional associadas ao abastecimento em aeroportos brasileiros.



Fonte: elaboração própria

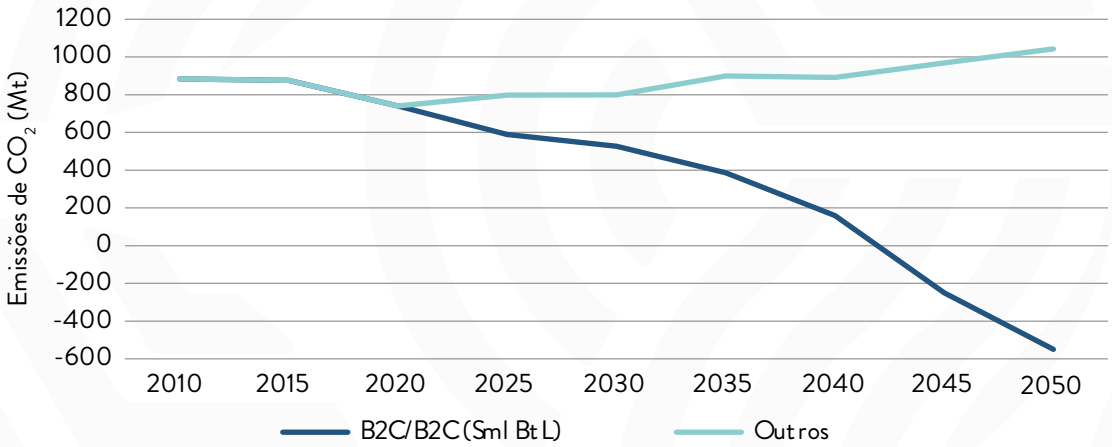
Figura 12: Emissões de dióxido de carbono do transporte marítimo internacional associadas ao abastecimento em portos brasileiros.



Fonte: elaboração própria

A Figura 13 mostra as emissões de dióxido de carbono de todos os setores da economia brasileira entre 2020 e 2050. Duas trajetórias de emissões[10] aparecem na figura, refletindo a presença ou ausência de uma política climática nacional a partir de 2020. Nos cenários *B2C* e *B2C (Sml BtL)*, o país reduziria fortemente suas emissões e atingiria a neutralidade de carbono na década de 2040. A partir desse ponto, o Brasil passaria a ter emissões líquidas negativas (-550 $MtCO_2$/ano), advindas sobretudo da captura de carbono associada à produção de bioenergia.

Figura 13: Emissões brasileiras de dióxido de carbono.



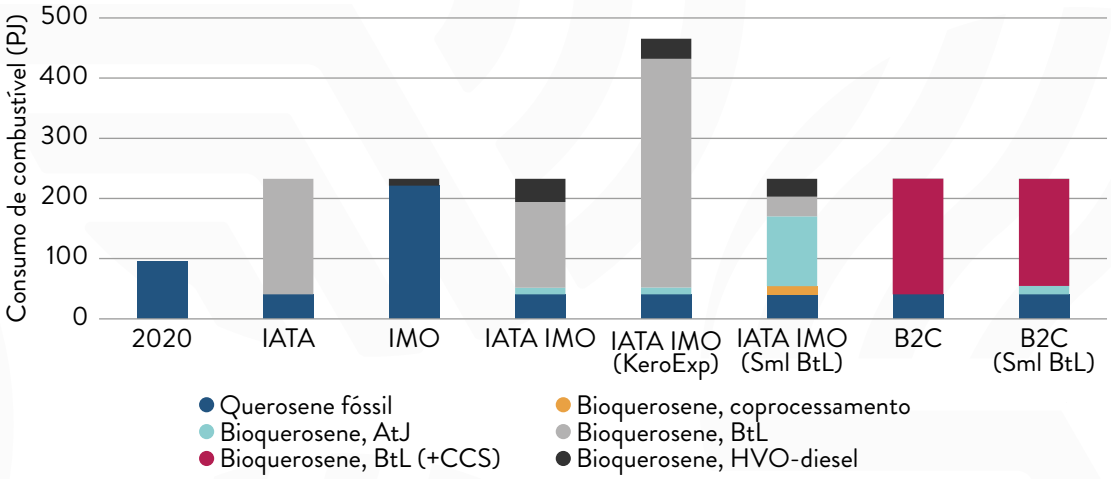
Fonte: elaboração própria.

[10] A rigor, um número maior de trajetórias de emissões apareceria, com as pequenas diferenças sendo devidas às variações das emissões domésticas da aviação e do transporte marítimo. Olhando para o total de emissões do Brasil, essas discrepâncias são desprezíveis.

4.2. COMBUSTÍVEIS

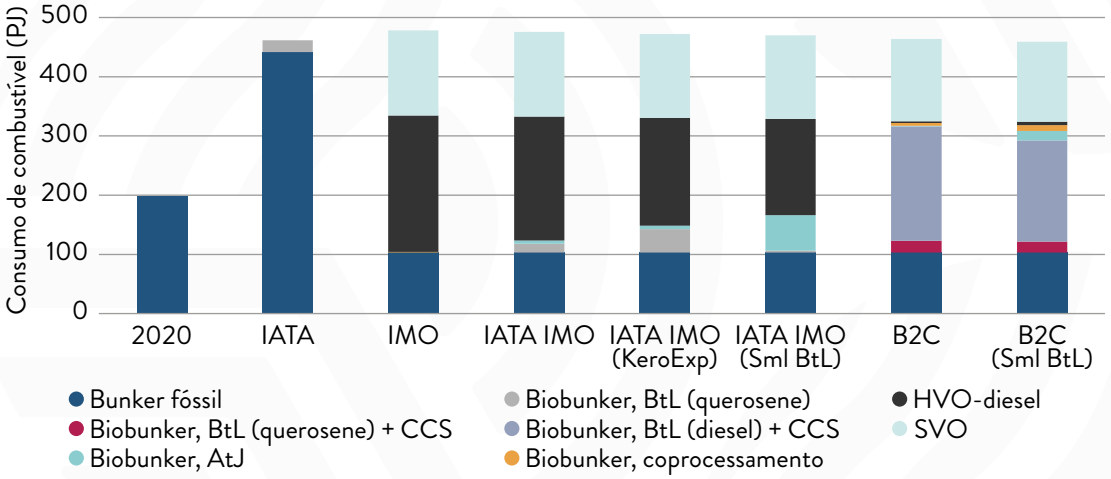
A Figura 14 e a Figura 15 mostram, para os diferentes cenários estudados, os combustíveis usados para atender às demandas da aviação e da navegação internacional em 2050 (o ano de 2020 é mostrado a título de comparação). Naturalmente, as demandas totais são constantes[11] nos diferentes cenários, aproximadamente iguais a 230 PJ (aviação) e 460 PJ (transporte marítimo). Há, portanto, uma diferença importante no tamanho desses setores (que também se verifica no ano-base). Conforme será discutido à frente, essa diferença tem implicações importantes na seleção de combustíveis.

Figura 14: Matriz de combustíveis de aviação em 2050 nos diferentes cenários.



Fonte: elaboração própria.

Figura 15: Matriz de combustíveis marítimos em 2050 nos diferentes cenários.



Fonte: elaboração própria.

[11] À exceção do cenário que prevê exportação de bioquerosene.

No cenário *IATA*, o objetivo de reduzir as emissões da aviação internacional é alcançado pelo desenvolvimento da rota BtL, com foco na produção de bioquerosene. Assim, em 2050, mais de 80% do mercado de QAv é atendido por esse biocombustível. Já o transporte marítimo internacional, livre de restrições de emissões, continua a depender de bunker fóssil. No entanto, uma pequena fração da demanda de combustíveis marítimos é atendida por biobunker, coproduzido justamente nas plantas BtL.

No cenário *IMO*, a situação se inverte: sem política climática, a aviação internacional tem sua demanda atendida por querosene fóssil. Por outro lado, para atender à meta da IMO, o transporte marítimo demanda energia renovável, com preferência pelas rotas baseadas em oleaginosas, principalmente soja. O SVO representa 30% da demanda total, enquanto o HVO-diesel responde por 44% dessa demanda, garantindo também a qualidade do *blend* formado. As plantas de HVO coproduzem quantidades discretas de frações adequadas à formulação de querosene, o que faz com que haja uma pequena proporção de bioquerosene na aviação internacional, derivada dessas plantas.

Nos cenários que combinam as metas da aviação e do transporte marítimo, uma maior diversidade de rotas de produção aparece. No cenário *IATA IMO*, por exemplo, apesar de a rota BtL continuar dominando o mercado de querosene em 2050, ela perde importância em relação ao cenário *IATA*: parte do bioquerosene passa a vir das rotas AtJ e HVO (coprodução de QAv em plantas focadas em diesel). No mercado marítimo, os óleos vegetais continuam a prevalecer. No entanto, a coprodução de bunker nas plantas de querosene BtL e AtJ reduz ligeiramente a demanda por SVO e HVO.

Ao se incorporar a possibilidade de exportação de querosene renovável pelo Brasil (cenário *IATA IMO (KeroExp)*), a expansão da produção de bioquerosene é praticamente dada pela rota BtL - em 2050, cerca de 380 PJ de bioquerosene são produzidos anualmente. Esse crescimento expressivo da rota reduz a necessidade de plantas dedicadas a combustíveis marítimos, já que uma fração do biobunker passa a vir da produção de bioquerosene. Logo, uma produção considerável de QAv via BTL atenderia parte do mercado de bunker também.

Por sua vez, a análise de sensibilidade relativa ao custo de investimento das plantas BtL altera significativamente os resultados. No cenário *IATA IMO (Sml BtL)*, com menores ganhos de escala nas plantas BtL focadas em bioquerosene, a oligomerização de álcoois (rota AtJ) torna-se a opção mais importante para reduzir as emissões da aviação, contribuindo também para o suprimento de energia do transporte marítimo. A rota BtL ainda está presente, mas representa apenas 13% do mercado de QAv. Além disso, o bioquerosene advindo de coprocessamento com combustível fóssil em refinarias de petróleo aparece pela primeira vez, ainda que em pequena escala.

Nos cenários de política climática nacional (*B2C e B2C (Sml BtL)*), a dinâmica da produção de biocombustíveis é fortemente alterada em ambos os setores pela necessidade de estratégias de remoção de dióxido de carbono com base em tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS). No caso da aviação, a rota BtL+CCS é praticamente a única empregada além da rota fóssil. Em termos de combustíveis marítimos, há maior diversidade. Por ser a opção mais barata, o SVO se mantém com cerca de 30% do mercado. O restante da demanda é atendido principalmente por biobunker advindo de plantas BtL+CCS com foco em diesel rodoviário (plantas de bioquerosene também estão presentes, mas a escala de produção é muito menor). Além disso, há pequenas quantidades de biobunker de AtJ e coprocessamento.

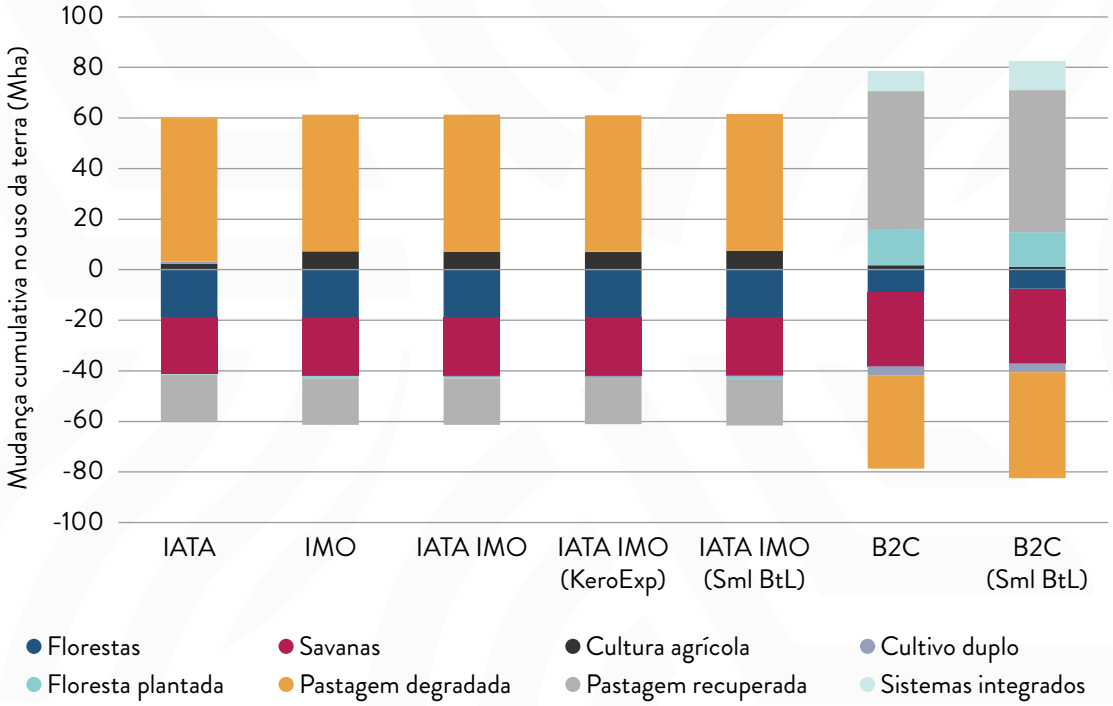
4.3. MUDANÇAS NO USO DA TERRA

A Figura 16 mostra a mudança cumulativa no uso da terra no Brasil para o período 2010-2050. Note-se que há uma grande semelhança entre os resultados dos cenários *IATA*, *IMO* e suas derivações. Nesses cenários, sem medidas de mitigação de âmbito nacional, há uma forte expansão de pastagens para a pecuária (54 Mha), o que representa perda de áreas florestais (18 Mha) e de savana (23 Mha). A figura ilustra também o efeito do uso em larga escala de oleaginosas sobre o uso da terra: nos cenários que incluem a meta da IMO, com forte dependência de biocombustíveis HVO-diesel e SVO derivados de oleaginosas, o crescimento da área dedicada a culturas agrícolas é bastante superior àquele observado no cenário *IATA*.

Em cenários com política climática nacional, a dinâmica da mudança do uso do solo é totalmente diferente. Apesar de se verificar uma perda bruta de floresta (8 Mha),

quando se considera a área de floresta plantada ao longo do período (14 Mha) há um aumento líquido da cobertura florestal entre 2010 e 2050 e de retenção de carbono. No caso da savana, apesar de haver uma perda significativa (29 Mha), essa mudança não ocorre em Áreas de Preservação Permanente (APPs). Cabe ainda notar que a maior parte da mudança de uso do solo observada nos cenários de política climática diz respeito à recuperação de pastagens degradadas (55 Mha). Finalmente, há um papel importante dos sistemas integrados (a exemplo da integração lavoura-pecuária-floresta, ILPF).

Figura 16: Mudança cumulativa no uso da terra nos diferentes cenários.



Fonte: elaboração própria.

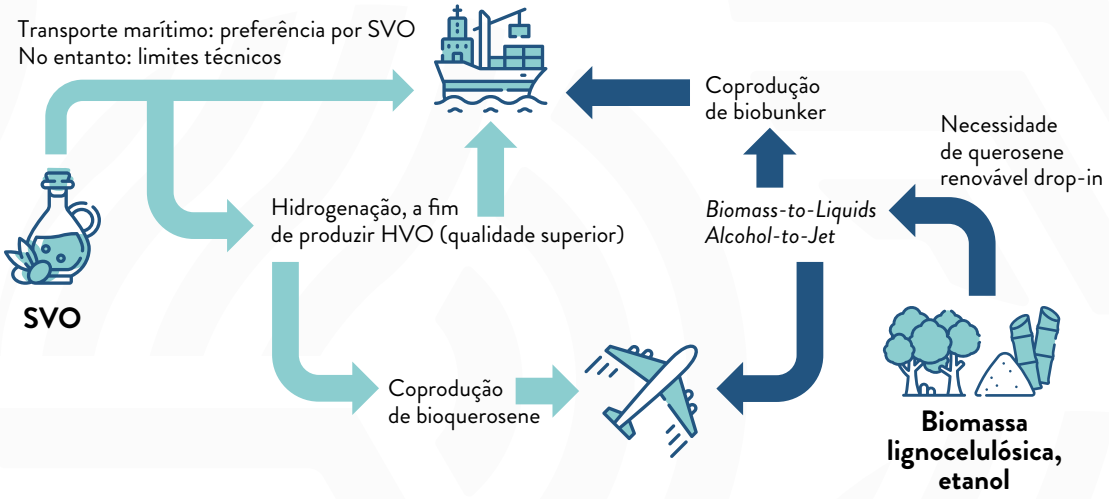
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Um dos objetivos centrais deste projeto de pesquisa foi avaliar o nível de sinergia entre a descarbonização do suprimento energético dos setores de aviação e transporte marítimo internacional para o caso brasileiro. Pelo fato de permitir uma avaliação dos dois setores como parte de um contexto energético mais amplo, a modelagem integrada se mostrou uma ferramenta muito útil para a investigação dessa hipótese.

Em primeiro lugar, pode-se concluir que a substituição de combustíveis fósseis é essencial para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa nos níveis almejados pelos órgãos que regulam a aviação e o transporte marítimo internacional. Isso é especialmente verdade se considerarmos a perspectiva de crescimento da atividade de ambos os setores no longo prazo (até 2050). Ademais, do ponto de vista da análise integrada, os biocombustíveis *drop-in* são aqueles que melhor se adequam a esse propósito no médio prazo (até 2030), tanto do ponto de vista de custo como pelo fato de não requererem modificação das frotas existentes, que possuem longa vida útil média.

A sinergia esperada entre os dois setores, apesar de conceitualmente válida, foi limitada do ponto de vista da modelagem integrada. Em grande medida, os combustíveis utilizados para a descarbonização da aviação e do transporte marítimo foram produzidos separadamente, com algumas exceções importantes (Figura 17, coprodução de bunker em plantas BtL e AtJ, coprodução de querosene em plantas de HVO-diesel). Nesse sentido, a principal explicação está associada à diferença de tamanho dos dois setores. Em 2020, a demanda por querosene está em torno de 100 PJ, enquanto a demanda por bunker situa-se no patamar de 200 PJ (tal proporção entre os setores se mantém aproximadamente constante até 2050). Assim, por mais que o biobunker seja um coproduto residual de plantas de bioquerosene, o montante gerado não é suficiente para garantir o suprimento do setor marítimo, que acaba se associando fortemente aos energéticos derivados de oleaginosas. Tendo em vista a diferença de valor do querosene e do bunker, é possível afirmar que a sinergia tenderia a ser muito mais significativa caso o contrário fosse verdade (mercado de querosene maior que o mercado de bunker).

Figura 17: Mecanismos de sinergia entre a descarbonização dos setores de aviação e transporte marítimo internacional.



Fonte: elaboração própria.

Sob uma política climática nacional, os resultados se alteram completamente. Diante da necessidade de uma grande quantidade de remoção de dióxido de carbono, a produção de biocombustíveis líquidos passa a se associar fortemente à captura de carbono (BECCS), com grande destaque para a rota BtL. Nesse cenário, biocombustíveis marítimos coproduzidos em plantas de produtos de maior valor agregado são mais abundantes. Ainda assim, a maior parte desse biobunker não advém de plantas de bioquerosene, mas de plantas de diesel verde rodoviário.

Outro ponto importante é a dinâmica de custos da rota *Biomass-to-Liquids*. Conforme explorado, a tecnologia BtL se baseia em processos cuja maturidade tecnológica ainda é baixa (gaseificação de biomassa e síntese de Fischer-Tropsch), o que traz incerteza a respeito de sua escalabilidade. Tipicamente, o modelo BLUES emprega grandes quantidades de BtL, especialmente de forma a atender setores de difícil descarbonização. Contudo, as premissas de custo para essa tecnologia são relativamente otimistas, considerando grandes ganhos de escala (plantas com capacidade da ordem 1,5 milhão de litros por dia). Ao se realizar uma análise de sensibilidade em que a planta-padrão considerada tem menor capacidade (150 mil litros por dia), os resultados se alteram consideravelmente, com um maior espaço para a rota de oligomerização (AtJ) e mesmo para o coprocessamento de biomassa em refinarias de petróleo. Entretanto, em

cenários de alta mitigação, a tecnologia BtL volta a ter grande importância devido à sua associação com a remoção de dióxido de carbono.

Finalmente, em relação às mudanças de uso do solo, há um contraste entre os cenários *B2C* e os demais. Enquanto em cenários sem política climática nacional há uma expansão considerável de pastagens e oleaginosas (com perda de vegetação nativa), nos cenários *B2C*, há uma expansão líquida da cobertura florestal e recuperação de pastagens degradadas em grande escala.

Conforme detalhado na metodologia, as projeções de demanda por aviação e transporte marítimo foram feitas de maneira exógena. Um avanço metodológico importante seria a utilização de um modelo de escopo global para determinação de tais demandas de forma endógena. Atualmente, o modelo COFFEE está passando por uma atualização cujo foco é a representação detalhada do transporte marítimo entre 18 regiões do mundo, com desagregação em mais de 20 grupos de produtos. Tal atualização permitirá uma análise mais robusta dos possíveis futuros do comércio exterior brasileiro (notadamente de produtos energéticos), relacionando-os inclusive com cenários globais de emissões de gases de efeito estufa. Analogamente, a representação detalhada da aviação internacional no modelo COFFEE poderia aprimorar a análise desenvolvida no BLUES.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência IBGE. 2021. "PIB cai 4,1% em 2020 e fecha o ano em R$ 7,4 trilhões". 2021. https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/30165-pib-cai-4-1-em-2020-e-fecha-o-ano-em-r--7-4-trilhoes.

Agência Nacional da Aviação Civil (ANAC). 2019. "Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas da Aviação Civil". 2019. https://www.anac.gov.br/assuntos/paginas-tematicas/meio-ambiente/inventario-nacional-de-emissoes-atmosfericas--da-aviacao-civil.

———. 2021a. "Dados Estatísticos". 2021. https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/dados-e-estatisticas/dados-estatisticos/dados-estatisticos.

———. 2021b. "Dados Estatísticos". 2021.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). 2021. "Dados estatísticos". 2021. http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos.

Angelkorte, Gerd Brantes. 2019. "Modelagem do setor agropecuário dentro de modelo de análise integrada brasileiro". Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Baptista, L. B. 2020. "Aprimoramento do Modelo de Análise Integrada BLUES e estudo de caso para os Shared Socioeconomic Pathways". Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Beek, Lisette van, Maarten Hajer, Peter Pelzer, Detlef van Vuuren, e Christophe Cassen. 2020. "Anticipating futures through models: the rise of Integrated Assessment Modelling in the climate science-policy interface since 1970". *Global Environmental Change* 65 (October): 102191. https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102191.

Carmona-Benítez, Rafael Bernardo, Maria Rosa Nieto, e Danya Miranda. 2017. "An Econometric Dynamic Model to estimate passenger demand for air transport industry". *Transportation Research Procedia* 25: 17–29. https://doi.org/10.1016/j.trpro.2017.05.191.

Clarke, L., K. Jiang, K. Akimoto, M. Babiker, G. Blanford, K. Fisher-Vanden, J.-C. Hourcade, et al. 2014. "Assessing Transformation Pathways". In *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working Group III contribution to the IPCC 5th Assessment Report*. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

Cunha, Bruno Scola Lopes da. 2019. “DESENVOLVIMENTO DE UM MODELOGLOBALDE EQUILÍBRIO GERAL COMPUTÁVELPARA AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS CLIMÁTICAS:O PAPEL DA MUDANÇA DE DIETA”. UFRJ/COPPE. http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/doutorado/Bruno_Cunha._DOUTORADO-2019.pdf.

Daioglou, Vassilis, Matteo Muratori, Patrick Lamers, Shinichiro Fujimori, Alban Kitous, Nico Bauer, Martin Junginger, et al. 2019. “Implications of climate change mitigation strategies on international bioenergy trade”. *Climatic Change*.

DataSebrae. 2021a. “Conhecer o PIB te ajuda a entender o passado e programar o futuro”. 2021. https://datasebrae.com.br/pib/?pagina=evolucao-do-pib&ano=1990.

———. 2021b. “Conhecer o PIB te ajuda a entender o passado e programar o futuro”. 2021.

DNV GL. 2018. “Maritime Forecast to 2050”. *Energy Transition Outlook 2018*.

DYK, S. VAN, J. SU, J. D. MCMILLAN, e J. N. Saddler. 2019. “‘Drop-in’ Biofuels: the key role that co-processing will play in its production”. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/09/Task-39-Drop-in-Biofuels-Full-Report--January-2019.pdf.

EPE. 2019. “NOTA TÉCNICA - Precificação de óleo combustível marítimo para cabotagem”. *Empresa de Pesquisa Energética*.

Gallet, Craig A., e Hristos Doucouliagos. 2014. “The income elasticity of air travel: A meta-analysis”. *Annals of Tourism Research* 49: 141–55. https://doi.org/10.1016/j.annals.2014.09.006.

Grewe, Volker, Arvind Gangoli Rao, Tomas Grönstedt, Carlos Xisto, Florian Linke, Joris Melkert, Jan Middel, et al. 2021a. “Evaluating the climate impact of aviation emission scenarios towards the Paris agreement including COVID-19 effects”. *Nature Communications* 12 (1): 1–10. https://doi.org/10.1038/s41467-021-24091-y.

———. 2021b. “Evaluating the climate impact of aviation emission scenarios towards the Paris agreement including COVID-19 effects”. *Nature Communications* 12 (1): 1–10. https://doi.org/10.1038/s41467-021-24091-y.

Huppmann, Daniel, Joeri Rogelj, Volker Krey, Elmar Kriegler, e Keywan Riahi. 2018. “A new scenario resource for integrated 1.5 °C research”. *Nature Climate Change*. https://doi.org/10.1038/s41558-018-0317-4.

IAMC. 2019. “Model Documentation - COFFEE-TEA”. 2019. https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/Model_Documentation_-_COFFEE-TEA.

———. 2020. “The common Integrated Assessment Model (IAM) documentation”. IAMC Wiki. 2020. https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/IAMC_wiki.

IATA. 2018. “IATA reaffirms commitment to reducing emissions”. 2018.

ICAO. 2010a. “Resolution A37-19: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection – Climate change”. http://www.icao.int/environmental-protection/37thAssembly/A37_Res19_en.pdf.

———. 2010b. “Resolution A37-19: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection – Climate change”.

———. 2013a. “Assembly Resolution in Force”. https://www.icao.int/environmental--protection/Documents/A38-17_A38-18.pdf.

———. 2013b. “Assembly Resolution in Force”.

———. 2021. “Priority Brief: Air Cargo”. https://doi.org/10.4324/9781315566375-24.

IMO. 2015. “Third IMO GHG Study 2014 - Executive Summary and Final Report”. International Maritime Organization.

———. 2020. “Fourth IMO Greenhouse Gas Study”. London.

IPCC. 2019. “Annex I: Glossary [van Diemen, R. (ed.)]. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems”.

IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada). 2021a. “Ipea projeta crescimento de 3% do produto interno bruto em 2021”. 2021. https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=37711&catid=3&Itemid=3.

———. 2021b. “ipeadata”. 2021. http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx.

———. 2021c. “ipeadata”. 2021.

John, Reji. 2020. “Boeing issues guidelines on passenger airplane carriage of cargo”. 2020. https://www.stattimes.com/news/boeing-issues-guidelines-on-passenger-airplane-carriage-of-cargo-air-cargo/.

Koberle, Alexandre. 2018. “IMPLEMENTATION OF LAND USE IN AN ENERGY SYSTEM MODEL TO STUDY THE LONG-TERM IMPACTS OF BIOENERGY IN BRAZIL AND ITS”. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Kriegler, Elmar, Christoph Bertram, Takeshi Kuramochi, Michael Jakob, Michaja Pehl, Miodrag Stevanovic, Niklas Höhne, et al. 2018. “Short term policies to keep the door open for Paris climate goals”. *Environmental Research Letters* 13 (7): 74022. https://doi.org/10.1088/1748-9326/aac4f1.

Marriott, F. H. C., J. Neter, W. Wasserman, e M. H. Kutner. 1985. *Applied Linear Regression Models*. *Biometrics*. Vol. 41. https://doi.org/10.2307/2530893.

Müller-Casseres, Eduardo, Francielle Carvalho, Tainan Nogueira, Clarissa Fonte, Mariana Império, Matheus Poggio, Huang Ken Wei, et al. 2021. “Production of alternative marine fuels in Brazil: An integrated assessment perspective”. *Energy* 219. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119444.

Müller-Casseres, Eduardo, Oreane Y. Edelenbosch, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer, e Detlef P. van Vuuren. 2021. “Global futures of trade impacting the challenge to decarbonize the international shipping sector”. *Energy* 237: 121547. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121547.

Nordhaus, William. 2018. “Evolution of modeling of the economics of global warming: changes in the DICE model, 1992–2017”. *Climatic Change* 148: 623–40. https://doi.org/10.1007/s10584-018-2218-y.

Parson, Edward A, e Karen Fisher-Vanden. 1997. “INTEGRATED ASSESSMENT MODELS OF GLOBAL CLIMATE CHANGE”. *Annu. Rev. Energy Environ*. Vol. 22. www.annualreviews.org.

Patt, Anthony G, Detlef P van Vuuren, Frans Berkhout, Asbjørn Aaheim, Andries F Hof, Morna Isaac, e Reinhard Mechler. 2010. “Adaptation in integrated assessment modeling: where do we stand?” *Climatic Change* 99 (3): 383–402. https://doi.org/10.1007/s10584-009-9687-y.

Rochedo, P. R. R. 2016. “Development of a global integrated energy model to evaluate the Brazilian role in climate change mitigation scenarios”. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Smyth, Mark, e Brian Pearce. 2008a. “Air Travel Demand : IATA Economics Brienfing N°9”. *IATA*. https://www.iata.org/whatwedo/documents/economics/air_travel_demand.pdf.

———. 2008b. “Air Travel Demand : IATA Economics Brienfing N°9”. *IATA*.

Tagomori, Isabela S., Pedro R.R. Rochedo, e Alexandre Szklo. 2019. “Techno-economic and georeferenced analysis of forestry residues-based Fischer-Tropsch diesel with carbon capture in Brazil”. *Biomass and Bioenergy* 123 (abril): 134–48. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.02.018.

Valdes, Victor. 2015. “Determinants of air travel demand in Middle Income Countries”. *Journal of Air Transport Management* 42: 75–84. https://doi.org/10.1016/j.jairtraman.2014.09.002.

Ventura, Rodrigo V., Manoela Cabo, Rafael Caixeta, Elton Fernandes, e Vicente Aprigliano Fernandes. 2020. “Air transportation income and price elasticities in remote areas: The case of the Brazilian Amazon Region”. *Sustainability (Switzerland)* 12 (15). https://doi.org/10.3390/su12156039.

Vuuren, Detlef P Van, Jason Lowe, Elke Stehfest, Laila Gohar, · Andries, F Hof, Chris Hope, et al. 2011. “How well do integrated assessment models simulate climate change?” *Climatic Change* 104 (2): 255–85. https://doi.org/10.1007/s10584-009-9764-2.

Willis Towers Watson. 2021. “COVID-19 impact on the air cargo industry”. 2021. https://www.willistowerswatson.com/en-GB/Insights/2021/01/covid-19-impact-on-the-air-cargo-industry.

RCL

ANEXO A: PROJEÇÃO DA DEMANDA DA AVIAÇÃO

Utilizando da base de dados histórica da ANAC (Agência Nacional da Aviação Civil (ANAC) 2021b) e de valores de PIB nacionais (DataSebrae 2021b) e regionalizados (IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) 2021c), foram calculadas elasticidades demanda-renda para aviação, desagregadas entre aviação nacional e internacional e aviação de passageiros e carga.

Com base na literatura (Smyth e Pearce 2008a; Gallet e Doucouliagos 2014; Ventura et al. 2020; Carmona-Benítez, Nieto, e Miranda 2017; Valdes 2015), realizou-se uma simples análise econométrica via regressão linear por método de mínimos quadrados ordinários para uma variável preditora (Marriott et al. 1985). Ao aplicar o logaritmo natural tanto nos valores de demanda quanto nos valores de PIB, estima-se que o valor do coeficiente da variável independente possa ser aproximado para a elasticidade demanda-renda (Smyth e Pearce 2008b; Ventura et al. 2020), conforme a (2).

$$\ln(D) = constante + e * \ln(PIB) \qquad (2)$$

Onde "D" é a demanda em RPK ou TK, "e" a elasticidade e "PIB" o valor do produto interno bruto da região ou país.

Obtiveram-se significativas confirmações de que há uma forte relação linear entre a demanda por passageiros e a evolução do PIB, para cada região brasileira (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul), com valores de R2[12] acima de 0,81, e significância estatística, com p-valores[13] muito próximos de zero. Para demanda por carga, resultados satisfatórios foram observados apenas para valores agregados a nível nacional. A Tabela 5 expõe os principais dados.

[12] Chamado de R-Squared, pode ser definido como a taxa de explicação do modelo pela variação da resposta.

[13] Pela interpretação mais usual, quanto menor o p-valor, melhor. Um p-valor baixo representa maior relevância estatística do parâmetro estimado, no caso a elasticidade. Usualmente parâmetros com p-valores menores que 0,05 são considerados estatisticamente relevantes.

Tabela 5: Elasticidades demanda-renda calculadas.

Região	Passageiro					
	Nacional			Internacional		
	Elasticidade	*R^2*	*p-value*	*Elasticidade*	*R^2*	*p-value*
Norte	2.14	0.97	4.59e-15	2.45	0.83	2.66e-08
Nordeste	2.77	0.98	2.81e-17	2.32	0.85	5.54e-09
Centro-Oeste	2.12	0.98	1.11e-16	11.94	0.91	1.05e-10
Sudeste	3.55	0.89	3.73e-10	2.43	0.81	6.47e-08
Sul	3.09	0.96	5.30e-14	5.72	0.92	3.60e-11
Brasil	3.18	0.97	2.06e-15	2.39	0.91	4.46e-11
	Carga					
Brasil	0.68	0.77	4.30e-07	1.54	0.77	1.80e-07

Fonte: Elaboração própria

Também utilizando da mesma base de dados da ANAC, mas para os anos de 2020 e 2021 (primeira metade do ano), calcula-se o impacto real que a pandemia teve na demanda por aviação no Brasil, com 2019 como base. Extrapola-se o valor encontrado para os seis primeiros meses de 2021 para o ano todo. Para mensuração de impacto real, desconsideram-se variações devido ao PIB, utilizando as elasticidades calculadas e taxas de evolução do PIB de -4,06% de 2019 para 2020 (Agência IBGE 2021) e 3% de 2020 para 2021 (IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) 2021a). A Tabela 6 apresenta os valores calculados. Observa-se, como previsto, impacto inferior sobre a carga, observando-se acréscimos em algumas regiões, principalmente no ano de 2021.

Tabela 6: Impactos da pandemia de Covid sobre demanda por aviação no Brasil, referentes ao ano de 2019.

Ano	Região	ΔRPK		ΔTK	
		Doméstico	*Internacional*	*Doméstico*	*Internacional*
2020	**Nordeste**	-35%	-65%	-25%	-32%
	Centro-Oeste	-43%	-27%	-42%	-22%
	Norte	-33%	-66%	1%	7%
	Sudeste	-34%	-61%	-12%	-7%
	Sul	-45%	-49%	-37%	-35%
2021	**Nordeste**	-33%	-93%	-20%	-49%
	Centro-Oeste	-47%	-80%	-31%	29%
	Norte	-36%	-95%	5%	9%
	Sudeste	-41%	-83%	-7%	22%
	Sul	-55%	-88%	-32%	2%

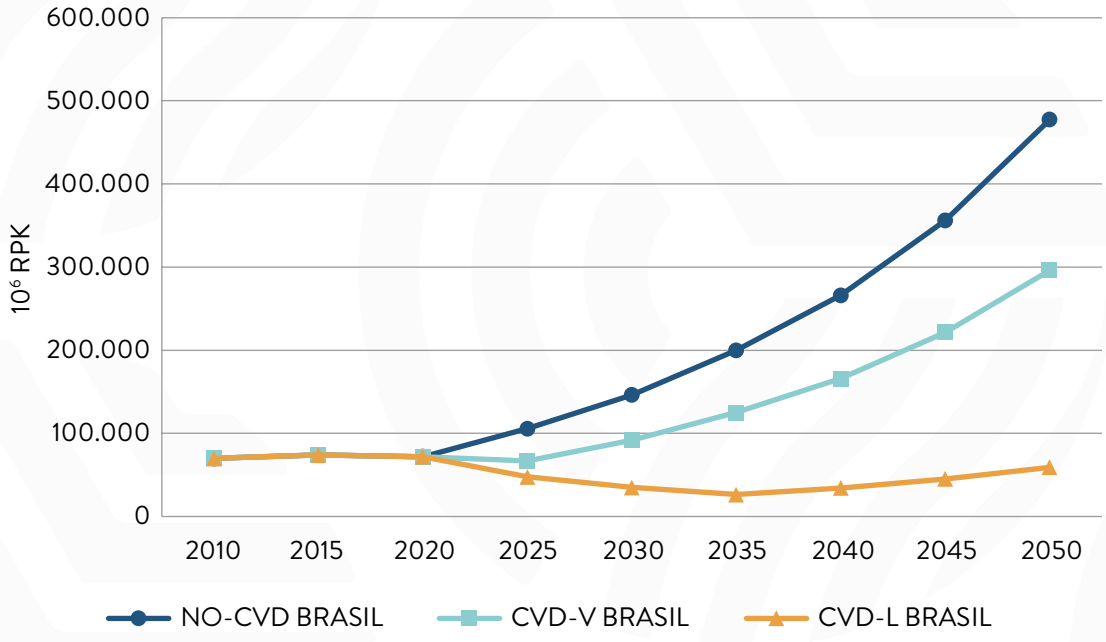
Fonte: Elaboração própria

Para cenários de recuperação rápida (CVD-V), considera-se apenas o impacto real observado. Cenários baseline (NO-CVD) não consideram impactos e cenários de mudança de comportamento (CVD-15) consideram um impacto médio de 2020-2021 atuando por 15 anos. O impacto atua diretamente sobre a variação de demanda de um período para outro, aplicando simultaneamente a elasticidade, a variação do PIB e o impacto Covid.

As Figura 18 e Figura 19 apresentam os resultados para projeções futuras de demanda por aviação de passageiro para o Brasil, doméstica e internacional, respectivamente, e as Figura 20 e Figura 21 apresentam para demanda por aviação de carga, também respectivamente doméstica e internacional. Observam-se os impactos das diferentes elasticidades no formato das curvas a longo prazo, reforçando a robustez da análise quando desagregada.

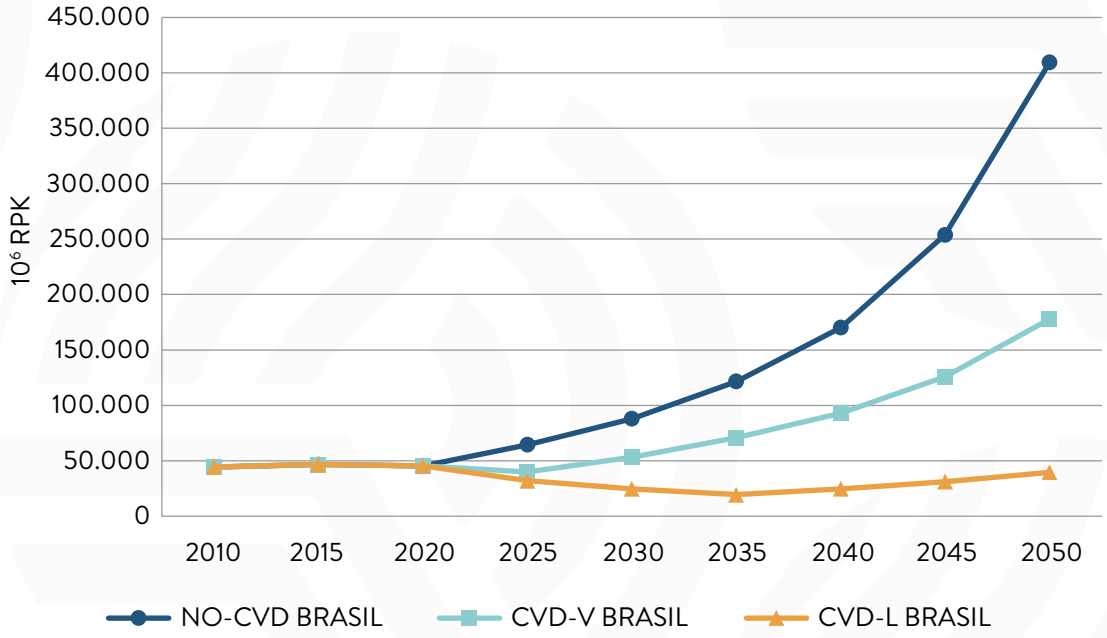
A Tabela 7 expõe os valores utilizados pelo modelo BLUES para cálculo do consumo de combustível, com crescimentos anuais baseado na taxa de 1% ao ano (LOWEFF) e 2% ao ano (HIGHEFF).

Figura 18: Projeções futuras de demanda para aviação doméstica de passageiros no Brasil.



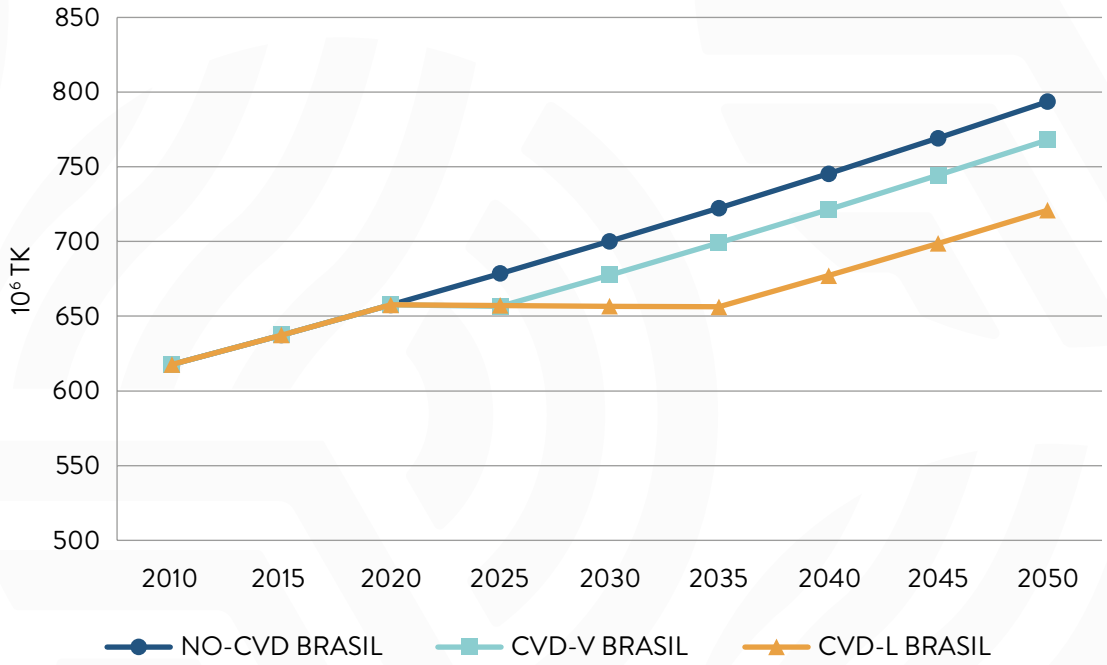
Fonte: Elaboração própria

Figura 19: Projeções futuras de demanda para aviação internacional de passageiros no Brasil.



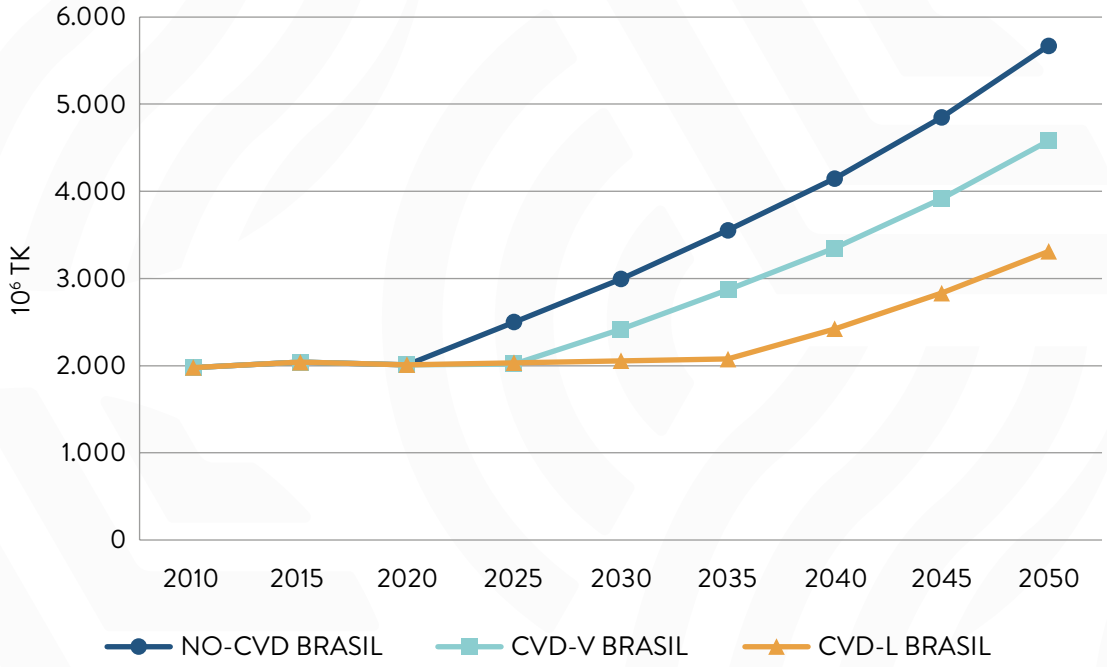
Fonte: Elaboração própria

Figura 20: Projeções futuras de demanda para aviação doméstica de carga no Brasil.



Fonte: Elaboração própria

Figura 21: Projeções futuras de demanda para aviação internacional de carga no Brasil.



Fonte: Elaboração própria

Tabela 7: Eficiências de combustível.

Consumo específico	PKM/m³		TK/m³	
CENÁRIO	LOWEFF	HIGHEFF	LOWEFF	HIGHEFF
2010	23.816	23.816	1.786	1.786
2015	25.031	26.295	1.877	1.972
2020	26.307	29.031	1.973	2.177
2025	27.649	32.053	2.074	2.404
2030	29.060	35.389	2.179	2.654
2035	30.542	39.072	2.291	2.930
2040	32.100	43.139	2.408	3.235
2045	33.737	47.629	2.530	3.572
2050	35.458	52.586	2.659	3.944

Fonte: Elaboração própria