

# **Perspectivas de Produção de Combustíveis Marítimos de Emissão Neutra de Carbono no Brasil**

**Produto 3:** Análise Econômica e Avaliação Integrada para Combustíveis Seleccionados

**Data:** 2 de setembro de 2020

**Elaboração:** Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia), Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Instituto Clima e Sociedade (iCS)

## **Coordenação:**

Alexandre Szklo

Joana Portugal-Pereira

Pedro R. R. Rochedo

Roberto Schaeffer

## **Equipe Técnica:**

Francielle Carvalho

Eduardo Müller-Casseres

Matheus Poggio

Tainan Nogueira

Clarissa Bergman Fonte

Huang Ken Wei

Mariana Império

## 1. Introdução

O projeto ***Perspectivas de Produção de Combustíveis Marítimos de Emissão Neutra de Carbono no Brasil*** consiste em uma análise das alternativas de descarbonização do setor da navegação internacional baseadas na utilização de combustíveis renováveis em substituição aos vetores energéticos fósseis hoje dominantes no setor, o bunker e o diesel marítimo. Tal estudo, que se insere no contexto das metas de mitigação climática da Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization, IMO*) para 2040, 2050 e 2070, objetiva auxiliar as autoridades brasileiras na definição das melhores opções de combustíveis sob a perspectiva nacional, de modo a assegurar ao país efeitos positivos associados a uma economia de baixo carbono.

Assim, este projeto propõe-se a comparar, dos pontos de vista ambiental, técnico e econômico, os diversos combustíveis de origem renovável que poderiam ser selecionados para a descarbonização do transporte marítimo de longa distância, levando em conta a expertise brasileira na produção de biocombustíveis em larga escala.

No primeiro produto da pesquisa, intitulado ***Descrição das Rotas Tecnológicas, Avaliação dos Desafios de Compatibilidade e Análise Comparativa de Combustíveis***, apresentaram-se as diferentes possibilidades de produção de vetores energéticos de origem renovável para embarcações de grande porte, bem como suas possíveis aplicações tecnológicas.

Em seguida, estabeleceu-se uma comparação qualitativa entre tais opções, fundada em nove critérios: disponibilidade, aplicabilidade, maturidade tecnológica, densidade energética, economicidade, segurança, normatização, sustentabilidade local e sustentabilidade global. Os combustíveis foram pontuados com notas de 1 a 5 em cada critério e, finalmente, atribuíram-se pesos (1, 2 ou 3) a tais critérios, gerando-se um ranqueamento das alternativas originais. Entre os treze combustíveis estudados, os cinco com melhor avaliação foram selecionados para análises aprofundadas no âmbito dos relatórios nº 2. São eles:

1. Óleo vegetal direto (*Straight Vegetable Oil, SVO*);
2. Óleo vegetal hidrotratado (*Hydrotreated Vegetable Oil, HVO*);
3. Diesel sintético de Fischer-Tropsch produzido a partir de biomassa (FT-diesel);
4. Biometanol (bio-CH<sub>3</sub>OH);
5. Diesel sintético de Fischer-Tropsch produzido a partir de hidrogênio renovável e CO<sub>2</sub> capturado (eletrodiesel/e-diesel).

O processo de produção considerado para cada um desses combustíveis é apresentado, de maneira resumida, na Figura 1.

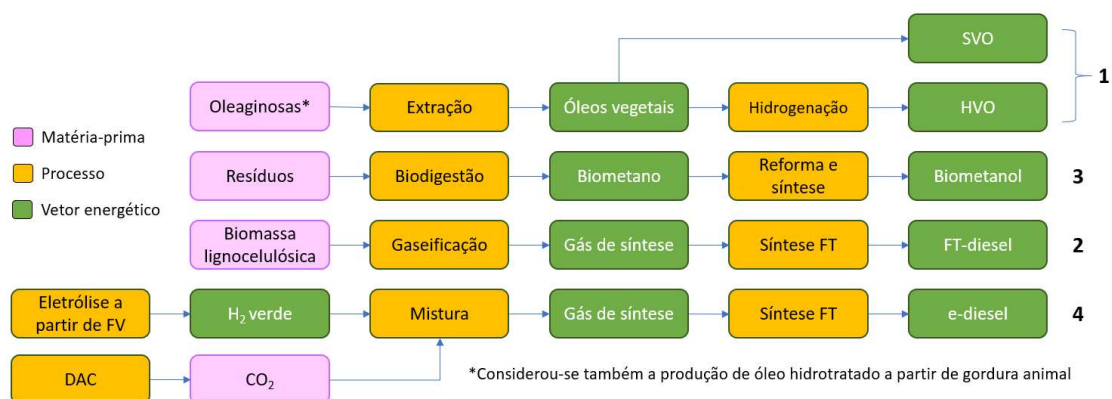


Figura 1: Representação simplificada dos processos de produção dos combustíveis marítimos alternativos selecionados para análise aprofundada

No segundo produto, intitulado **Modelagem Georreferenciada e Avaliação de Ciclo de Vida para Combustíveis selecionados**, os cinco combustíveis de melhor desempenho do relatório nº 1 foram estudados de maneira mais aprofundada. Para cada um deles, desenvolveu-se uma análise georreferenciada, cujo objetivo foi mapear o potencial nacional de produção, bem como os principais *hotspots* associados. Adicionalmente, estimaram-se as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao ciclo de vida desses vetores.

Este terceiro e último relatório concentra-se na análise econômica e na avaliação integrada da produção dos mesmos combustíveis: SVO, HVO, FT-diesel, biometanol e eletrodiesel. A análise econômica teve como objetivo determinar os custos nivelados para as alternativas energéticas selecionadas, assim como os custos de investimento, operação e manutenção das unidades produtoras. Esta análise permitiu identificar os ganhos de escala para diferentes tamanhos de plantas e o sobrecurso das plantas pioneiras em comparação às plantas maduras.

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).

No caso do presente estudo, utilizou-se o IAM de escopo nacional BLUES (*Brazilian Land Use and Energy System model*), desenvolvido pelo CENERGIA, para a avaliação integrada da produção e distribuição de combustíveis marítimos alternativos nos portos brasileiros entre 2020 e 2050, visando atingir a meta da IMO de redução do montante anual de emissões de GEE, em 2050, à metade de 2008 (IMO 2018).

## 2. Análise Econômica

### 2.1. Rotas tecnológicas de produção de combustíveis

A análise econômica possui o objetivo de, a partir de custos e receitas relativos a cada rota de produção, calcular o custo nivelado do combustível (LCOF, do inglês *Levelized Cost of Fuel* ou LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*) em cada um dos *hotspots* determinados no Produto 2 deste estudo. As informações de custos e receitas foram obtidas a partir de dados da literatura.

Para cada rota, os custos considerados foram: os de investimento ( $C_{INV}$ ), que incluem custos de equipamento e de infraestrutura, engenharia, dentre outros; de operação e manutenção ( $C_{O&M}$ ), incluindo custos fixos e variáveis; e de substituição ( $C_{SUB}$ ), consistindo no custo necessário para novo equipamento após o fim de sua vida útil, caso esta se encerre antes do tempo total de análise. Como receitas, foram consideradas a venda de coprodutos da rota ( $COP$ ) e o valor residual ( $RES$ ) de cada equipamento, sendo este o valor que o equipamento ainda possui, ao fim do tempo de análise, caso sua vida útil ainda não tenha se esgotado.

Nos casos em que os custos de equipamentos obtidos da literatura referem-se a escalas de produção diferentes das escalas dos *hotspots* determinados por este estudo, foi feito um ajuste por escala segundo a equação 1. Nela, o subscrito  $U$  indica a unidade do processo, o subscrito  $R$  indica a unidade de referência para a qual os custos foram encontrados na literatura e  $FE$  é o fator de escala.<sup>1</sup>

$$Custo_U = Custo_R \cdot \left( \frac{Capacidade_U}{Capacidade_R} \right)^{FE} \quad \text{Equação 1}$$

Os custos de referência foram levados a dólar de 2019 com uso do índice CEPCI, consultado em *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI 2019). A equação 2 descreve este cálculo, em que

---

<sup>1</sup> Não se consideraram aqui economias associadas à implementação de mais de um trem de produção num mesmo *hotspot*.

o subscrito  $N$  se refere ao período de interesse e o subscrito  $M$  se refere ao período para o qual os custos são encontrados na literatura.

$$Custo_N = Custo_M \cdot \left( \frac{CEPCI_N}{CEPCI_M} \right) \quad \text{Equação 2}$$

O custo nivelado do combustível é, então, dado pela equação 3, em que  $COMB$  se refere à quantidade de combustível produzida,  $r$  é a taxa de desconto e  $i$  é o ano em questão, contado até o horizonte final do projeto ou tempo total da análise ( $n$ ). Para todos os combustíveis avaliados, foi considerado um horizonte de 30 anos e uma taxa de desconto de 5%.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{(C_{INV} + C_{O\&M} + C_{SUB} - V_{COP} - RES)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{COMB}{(1+r)^i}} \quad \text{Equação 3}$$

Calculou-se, também, o valor pelo qual as emissões evitadas de  $CO_2$  devem ser remuneradas de forma que os combustíveis avaliados se tornem competitivos com os combustíveis usualmente empregados.

$$Valor_{CO_2} = \frac{LCOF_{Comb\ alternativo} - LCOF_{Comb\ usual}}{Emissões_{Comb\ usual} - Emissões_{Comb\ alternativo}} \quad \text{Equação 4}$$

Além do LCOE e das emissões de ciclo de vida calculadas neste estudo para cada combustível, os valores considerados para o bunker marítimo são os da Tabela 1.

Tabela 1: LCOE e emissões para o HFO

Combustível	LCOE (USD/MJ)	Emissões (g <sub>CO2</sub> /MJ)
HFO	0,009	200

Fonte: Elaborado pelos autores baseado em (Ship&Bunker 2019).

Por fim, para o FT-diesel e o e-diesel, que envolvem tecnologias que ainda não são maduras tecnologicamente, a análise de custos foi feita para plantas maduras e pioneiras (respectivamente, plantas NOAK, *N<sup>th</sup> Of A Kind* e plantas FOAK, *First Of A Kind*). Esta análise baseia-se na expressão a seguir, que define o investimento em plantas NOAK como função do investimento em plantas FOAK e de um fator de crescimento dos custos,  $FC$ .

$$C_{INV,FOAK} = \left( \frac{C_{INV,NOAK}}{FC} \right) \quad \text{Equação 5}$$

### 2.1.1. Óleo vegetal direto (SVO)

Os SVO são commodities amplamente produzidas e comercializadas no país. Assim, não foi realizada a análise econômica para esta alternativa de combustível.

## 2.1.2. Óleo vegetal hidrotratado (HVO)

Para a rota de hidrogenação dos óleos vegetais - HVO, três capacidades de planta foram consideradas. O óleo de soja é a principal matéria-prima para o processo. Demais insumos incluem eletricidade, gás natural e hidrogênio. Assumiu-se que o hidrogênio utilizado no processo é produzido na própria planta a partir da eletrólise da água utilizando eletricidade de origem fotovoltaica<sup>2</sup>. Além do HVO-diesel, principal produto do processo, a planta produz propano, GLP, nafta, querosene de aviação (QAV) e oxigênio (produto da eletrólise). A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Tabela 2 apresenta a produção das três capacidades de planta e resume os rendimentos do processo de produção do HVO-diesel.

Tabela 2: Capacidades de plantas de produção de HVO-diesel e rendimentos do processo

HVO	Planta A	Planta B	Planta C
<b>Produção anual (TJ/ano)</b>	4.000	8.000	12.000
<b>Rendimento (base mássica)</b>		0,68	
<b>Insumos (por GJ de HVO-diesel)</b>			
<b>Óleo de soja (GJ)</b>		1,32	
<b>Hidrogênio (GJ)</b>		0,11	
<b>Gás natural (GJ)</b>		0,0000003	
<b>Eletricidade (GJ)</b>		0,04	
<b>Água (m<sup>3</sup>)</b>		0,003	
<b>Coprodutos (por GJ de HVO-diesel)</b>			
<b>Propano (GJ)</b>		0,06	
<b>LPG (GJ)</b>		0,02	
<b>Nafta (GJ)</b>		0,03	
<b>QAV (GJ)</b>		0,19	
<b>O<sub>2</sub> (t)</b>		0,007	

Fonte: Elaborado pelos autores baseado em (Pearlson 2011; Simioni 2017; Buttler and Hartmut 2017).

A determinação dos custos de capital foi baseada em (Pearlson 2011). Os custos de capital (CAPEX) podem ser divididos em ISBL (*inside battery limits*), que incluem despesas com aquisição e instalação de unidades de processo e auxiliares, e OSBL (*outside battery limits*), que incluem unidades de armazenamento e processos básicos. Os custos adicionais incluem os custos “*offsite*” e custos especiais. Os custos *offsite* representam custos externos decorrentes da necessidade de infraestrutura associada, como a construção de estrada, por exemplo. Custos especiais incluem o gerenciamento de projetos, escritórios, entre outros (PEARLSON, 2011).

---

<sup>2</sup> No modelo IAM, BLUES, contudo, a origem do H<sub>2</sub> pode derivar não apenas da eletrólise, mas da reforma a vapor de hidrocarbonetos ou carboidratos leves, ou da gaseificação de hidrocarbonetos ou carboidratos pesados.

Adicionalmente, foi considerada uma contingência de 15% sobre o total dos custos ISBL, OSBL e custos adicionais. Por fim, os custos de referência foram levados a dólar de 2019 com uso do índice CEPCI, conforme mencionado na introdução deste capítulo. A Tabela 3 resume as unidades de processamento e componentes dos CAPEX para as plantas de HVO-diesel.

*Tabela 3: Unidades de processamento e componentes dos custos de capital do HVO-diesel*

<b>CAPEX</b>	
<b>ISBL</b>	
	Hidrotratamento (HDT)
	Isomerizador
	Produção de hidrogênio on-site (Eletrólise + FV)
<b>OSBL</b>	
	Estocagem alimentação
	Estocagem de produtos líquidos
	Estocagem de produtos gasosos
	Sistema de resfriamento de água
<b>Custos adicionais</b>	
	<i>Offsites - planta greenfield</i>
	Custos Especiais
	Contingência

Fonte: Elaborado pelos autores com base em (Pearlson 2011).

Os custos de operação e manutenção são compostos por custos fixos e variáveis. Os custos fixos (FOM) incluem as despesas que não dependem dos níveis de produção, ao contrário dos custos operacionais variáveis (VOM). Os custos fixos incluem seguros, impostos, manutenção e salários e no estudo de Pearlson (2011), utilizado como referência, os custos fixos foram baseados em heurísticas da literatura e entrevistas. A Tabela 4 mostra as premissas utilizadas para determinação dos custos fixos.

*Tabela 4: Custos fixos para produção de HVO-diesel*

<b>FOM – HVO-Diesel</b>	
<b>Seguros</b>	0,5% Investimento
<b>Taxas</b>	1,0% Investimento
<b>Manutenção</b>	5,5% Investimento
<b>Suprimentos diversos</b>	0,15% Investimento
<b>Funcionários</b>	US\$ 0,06 - 0,011/L

Fonte: Elaborado pelos autores com base em (Pearlson 2011).

Seguros e impostos representam cerca de 0,5% e 1,0% do investimento total da planta. Os impostos incluem o custo financeiro mais a remuneração básica da instituição de crédito e o risco da taxa de juros (BNDES, 2016). Custos de manutenção foram estimados em torno de 5,5% do investimento total da planta. Custos com suprimentos diversos representam cerca de 0,2%

do investimento total e incluem compra de produtos químicos, água potável, entre outros (Pearlson 2011). Assumiu-se uma equipe de 12 a 18 funcionários, dependendo do tamanho da planta, cujos salários foram assumidos de acordo com a realidade brasileira (Exame 2016; Pearlson 2011). As despesas com funcionários resultam em um custo de US\$ 0,06 a US\$ 0,011 por litro de combustível produzido. Os valores utilizados foram ajustados para o ano de 2019 (FRED 2020).

Os custos variáveis incluem as despesas com matéria-prima, eletricidade, gás natural, catalisadores, produção de H<sub>2</sub> e água, por exemplo. O óleo de soja foi considerado como matéria-prima do processo. A eletricidade é necessária para alimentar bombas, compressores e aparelhos elétricos e o gás natural como combustível para aquecimento. Custos fixos com catalisadores representam US\$ 0,006 por litro de combustível produzido. Este estudo considerou a produção de hidrogênio no local (*on-site*) a partir da eletrólise da água utilizando eletricidade de fonte fotovoltaica. O custo de transporte do óleo de soja baseou-se em (Carvalho et al. 2019; SIFRECA 2016) e o custo com transporte de HVO-diesel foi estimado com base nos dados de fretes de caminhões-tanque (Fretebras 2020). As distâncias de transporte consideradas foram estimadas na análise georreferenciada apresentada no relatório anterior deste projeto (Produto 2). A Tabela 5 apresenta os parâmetros utilizados para determinação dos custos variáveis do HVO-diesel.

*Tabela 5: Dados utilizados para determinação dos VOM do HVO-diesel*

<b>VOM – HVO-diesel</b>		
<b>Óleo de soja</b>	664,70 US\$/t	(ABIOVE 2019)
<b>GN</b>	0,10 US\$/GJ	(BR Distribuidora 2017)
<b>Eletricidade</b>	116,70 US\$/MWh	(ANEEL 2020)
<b>Makeup de água</b>	4,74 US\$/m <sup>3</sup>	(Sabesp 2018)
<b>Catalisador</b>	US\$ 0,006/L	(Pearlson 2011)
<b>Produção de H<sub>2</sub></b>	US\$ 0,09/L	(Simioni 2017; Buttler and Hartmut 2017)
<b>Transporte da soja</b>	0,02 US\$/L	(SIFRECA 2016; Carvalho et al. 2019)
<b>Transporte de HVO</b>	0,02 US\$/L	(Fretebras 2020)

Fonte: Elaborado pelos autores.

Finalmente, para a determinação dos custos nivelados do HVO-diesel é necessário estimar a receita obtida pela venda dos coprodutos. A Tabela 6 apresenta os preços considerados para comercialização dos coprodutos.



Tabela 6: Dados utilizados para determinação da receita com coprodutos do HVO-diesel

Preço dos coprodutos (HVO-diesel)		
<b>Propano (t)</b>	US\$ 561,00/t	(ANP 2019)
<b>GLP (t)</b>	US\$ 507,00/t	(Petrobrás 2019)
<b>Nafta (t)</b>	US\$ 551,00/t	(ANP 2019)
<b>QAV (t)</b>	US\$ 702,40/t	(ANP 2019)
<b>O<sub>2</sub> (t)</b>	US\$ 20/t	(Fasihi et al. 2016)

Fonte: Elaborado pelos autores.

### 2.1.3. Diesel sintético de biomassa (FT-diesel)

Para a produção do diesel sintético de biomassa, apenas uma capacidade de planta foi considerada. O processo utiliza biomassa lignocelulósica como principal insumo e eletricidade. Além do FT-diesel, a planta produz gásóleo, GLP e nafta. Neste trabalho, considerou-se que o diesel produzido para utilização como combustível marítimo é formado por uma mistura entre o diesel e gásóleo produzidos. Para esta tecnologia, foram estimados custos para plantas pioneiras (FOAK, *first of a kind*) e maduras (NOAK, *N<sup>th</sup> of a kind*). A Tabela 7 resume os principais rendimentos do processo.

Tabela 7: Capacidade da planta de produção do FT-diesel e rendimentos do processo

FT-diesel	Plantas NOAK/FOAK
<b>Produção anual (TJ/ano)</b>	8.000
<b>Rendimentos (base mássica)</b>	0,68
<b>Insumos (por GJ de FT-diesel)</b>	
Biomassa (GJ)	2,33
Eletricidade (MWh)	0,22
<b>Coprodutos (por GJ de FT-diesel)</b>	
Nafta (GJ)	0,07
GLP (GJ)	0,30

Fonte: Elaborado pelos autores com base em (Tagomori et al. 2019; Meerman et al. 2013).

Para determinação dos custos de capital (CAPEX), primeiramente foram avaliados os custos totais de equipamentos adquiridos (TPEC), baseado em (Tagomori 2017). A Tabela 8 resume os equipamentos e unidades de processo consideradas para determinação do TPEC.

Tabela 8: Equipamentos e unidades de processo da planta FT-diesel

TPEC (FT-Diesel)
Unidade de pré-tratamento
Unidade de Alimentação
Unidade de Separação de Ar
Unidade de Gaseificação
Unidade de Limpeza do Gás de Síntese
Unidade de Absorção Física (Selexol)

Unidade de Tratamento de Enxofre
Unidade de Separação de Hidrogênio (PSA)
Unidade de Síntese (Fischer-Tropsch)
Unidade de <i>Upgrading</i> (Colunas de Destilação)
Unidade de Hidrotratamento (HDT)
Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)

O custo de capital compreende, além das despesas dos equipamentos, os custos instalados, capital de giro e custos de contingência. Os custos totais instalados (TIC) representam os custos totais de equipamentos acrescidos dos custos com infraestrutura, materiais, engenharia, entre outros. Assumiu-se que o TIC representa um acréscimo de 50% do TPEC, baseado em (NETL/DOE 2013) e um fator contingência (custo de contingência, CC) de 20%. O investimento em capital fixo (FCI) representa o somatório entre o TIC e o CC. O capital de giro (WC) foi determinado com base no investimento capital fixo, correspondendo a 10% deste. Por fim, o CAPEX foi estimado pela contabilização do investimento em capital fixo acrescido do capital de giro. A Tabela 9 apresenta a metodologia utilizada para determinação do CAPEX.

*Tabela 9: Metodologia para cálculo do CAPEX para a planta FT-diesel*

CAPEX	
<b>Custo total de Equipamentos (TPEC)</b>	
<b>Custos Instalados Totais (TIC)</b>	150% TPEC
<b>Custos de Contingência (CC)</b>	20% TIC
<b>Investimento em Capital Fixo (FCI)</b>	TIC+CC
<b>Capital de Giro (WC)</b>	10% FCI
<b>CAPEX</b>	FCI+WC

Fonte: Elaborado pelos autores com base em (Tagomori 2017).

Assumiu-se que os custos fixos de operação equivalem a 4% do CAPEX. A determinação dos custos variáveis considerou os preços dos insumos utilizados e o custo com transporte de matéria-prima e do combustível final. Admitiu-se que custo da biomassa é representado apenas pelos custos logísticos de transporte e entrega da matéria-prima à unidade de conversão, visto que a biomassa residual não possui valor de mercado (resíduos de eucalipto) (Tagomori 2017). Custos de transporte do combustível foram determinados a partir dos valores de fretes de caminhões-tanque e das distâncias determinadas na avaliação georreferenciada realizada no relatório anterior deste projeto. A Tabela 10 resume os dados utilizados para determinação dos custos variáveis do FT-Diesel.

*Tabela 10: Dados utilizados para determinação dos VOM do FT-diesel*

VOM (FT-Diesel)	
<b>Biomassa</b>	US\$ 0,44/GJ (Tagomori 2017)

<b>Eletricidade</b>	US\$ 116,70/MWh (ANEEL 2020)
<b>Transporte FT-diesel</b>	US\$ 0,07/GJ (Fretebras 2020)

Fonte: Elaborado pelos autores.

Finalmente, para a determinação dos custos nivelados do FT-Diesel determinou-se a receita obtida pela venda dos coprodutos. A Tabela 11 apresenta os preços considerados para sua comercialização.

Tabela 11: Dados utilizados para determinação da receita com coprodutos do FT-Diesel

<b>Preços dos coprodutos (FT-Diesel)</b>	
<b>Nafta</b>	US\$ 551,00/t (ANP 2019)
<b>GLP</b>	US\$ 507,00/t (Petrobrás 2019)

Fonte: Elaborado pelos autores.

#### 2.1.4. Biometanol (bio-CH<sub>3</sub>OH)

A análise do biometanol baseou-se na rota de biodigestão, detalhada na Figura 1 deste capítulo. Conforme demonstrado anteriormente, esta rota inclui cinco etapas: coleta de resíduos, biodigestão, *upgrading*, reforma e síntese do metanol e transporte. Como o biometanol não é um combustível *drop-in*, também foi considerado um custo adicional correspondente à adaptação dos motores diesel para motores *dual-fuel* na frota existente. O biofertilizante foi considerado como coproduto da etapa de biodigestão. A Tabela 12 apresenta as principais matérias-primas e o rendimento do processo para os três principais *hotspots* analisados durante a etapa de georreferenciamento (fase 2).

Tabela 12: Capacidade de produção de biometanol por hotspot e rendimentos do processo

<b>Biometanol</b>	<b>Hotspot PR</b>	<b>Hotspot GO</b>	<b>Hotspot SC</b>
<b>Produção anual (TJ/ano)</b>	50.871	34.752	33.272
<b>Rendimento médio (base energética)</b>	24%		
<b>Insumos da Biodigestão e <i>Upgrading</i> – Resíduos (por GJ de biometanol)</b>			
Agrícolas (t)	0,10	0,10	0,08
Esterco animal (t)	0,23	0,09	0,37
Vinhaça (t)	0,01	0,69	0,00
RSU e lodo de esgoto (t)	0,01	0,00	0,01
<b>Insumo para a planta de metanol (por GJ de biometanol)</b>			
Biometano (GJ)	1,85		
<b>Coprodutos (por GJ de biometanol)</b>			
Biofertilizante (t)	0,05	0,13	0,07

Fonte: Elaborado pelos autores com base em (International Energy Agency 2020; IRENA 2017; EPE 2019a).

Os custos de capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX) dos processos envolvidos nas etapas de produção e transporte do biometanol basearam-se em custos de equipamentos típicos encontrados na literatura. A Tabela 13 resume os valores adotados para o cálculo destes custos bem como a vida útil utilizada e a fonte de dados.

Tabela 13: Custos considerados para a rota do biometanol

Processo	Custo de Capital	Escala <sup>1</sup>	Custo de O&M	Vida útil (anos)	Fonte
Coleta	-	-			
Palha de Soja	-	-	49 \$/t resíduo	30	(da Silva 2017)
Palha de Milho	-	-	51 \$/t resíduo	30	(da Silva 2017)
Palha Arroz	-	-	50 \$/t resíduo	30	(da Silva 2017)
Palha de Trigo	-	-	85 \$/t resíduo	30	(da Silva 2017)
Esterco Animal	-	-	3 \$/GJ Biogás	30	(IRENA 2017)
Vinhaça	-	-	4,7 \$/GJ Biogás	30	(IRENA 2017)
RSU e Lodo	-	-	-23 \$/t resíduo <sup>2</sup>	30	(EPE 2014)
Biodigestão	5,2 \$/MBTU biogás	750 m <sup>3</sup> /h	70% do CAPEX	20	(IEA 2020)
Upgrading	1,9 \$/m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ano	750 m <sup>3</sup> /h	30% do CAPEX	30	(IRENA 2017)
Reforma e Síntese	12 \$/GJ/ano	1,8 Mt/ano	4% do CAPEX	30	(Methanex 2020)
Transporte	-	-	0,2 \$/t de MeOH	30	(Fretebras 2020)
Armazenamento	14 \$/kg		3% do CAPEX	30	(Lloyd's Register and UMAS 2020)
Adaptação do Motor	305 \$/kW	37.620 kW	0,017 \$/kW	30	(Ammar 2019)

<sup>1</sup>Escala do processo para a qual os custos foram encontrados na literatura  
<sup>2</sup>Receita recebida por tratamento de lixo

Fonte: Elaborado pelos autores.

Com base nos valores apresentados acima, foram calculados os valores totais para o CAPEX e OPEX em cada *hotspot*. Também foi considerado um preço de venda de 48 \$/t para o biofertilizante produzido no processo. A Tabela 14 ilustra os valores.

Tabela 14: CAPEX e OPEX por hotspot de biometanol

Milhões de dólares/ano	Hotspot PR		Hotspot SC		Hotspot GO	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
Coleta	-	9.054	-	5.496	-	6.441
Biodigestão	9.534	7.584	6.235	4.960	6.513	5.180
Upgrading	4.773	1.396	3.121	913	3.260	953
Planta de Biometanol	659	385	431	252	450	263
Transporte	-	404	-	219	-	656
Armazenamento	43	20	28	13	30	14
Adaptação do Motor	292	0,3	292	0,3	292	0,3

Fonte: Elaborado pelos autores.

### 2.1.5. Eletrodiesel (e-diesel)

A avaliação econômica para o e-diesel considerou as três capacidades de planta correspondentes às localizações escolhidas como *hotspots* na fase 2 deste projeto.

Os principais recursos da rota incluem a irradiação solar para geração de eletricidade fotovoltaica; água, usada principalmente na produção de hidrogênio eletrolítica; e hidróxido de sódio (NaOH), carbonato de cálcio (CaCO<sub>3</sub>), oxigênio e gás natural, que são insumos da captura direta do CO<sub>2</sub> do ar (DAC). Tanto o hidróxido de sódio quanto o carbonato de cálcio são recirculados durante o processo e, portanto, devem ser fornecidos para a partida da planta (formação do inventário do processo). Devido a perdas que ocorrem durante a operação da planta, entretanto, estes insumos devem ser novamente fornecidos, em menores quantidades, durante a operação da rota (*make-up* do processo).

O diesel é o principal produto da rota, e esta avaliação econômica considerou que este combustível é composto por uma mistura de diesel com gásóleo. GLP e nafta são gerados como coprodutos da síntese de diesel, e o oxigênio é um coproduto da eletrólise.

A Tabela 15 resume as informações a respeito da capacidade de produção e dos rendimentos do processo da rota em questão.

*Tabela 15: Capacidade de produção de e-diesel por hotspot e rendimentos do processo*

E-diesel	Hotspot SP	Hotspot BA	Hotspot AL
<b>Produção anual (TJ/ano)</b>	2.400	2.300	1.900
<b>Rendimento médio (base energética)</b>		30%	
<b>Insumos – Partida da planta</b>			
NaOH (kt)	160	151	127
CaCO <sub>3</sub> (kt)	1,27	1,19	1,01
<b>Insumos – Operação da planta (por GJ de e-diesel)</b>			
Eletricidade fotovoltaica (GJ)		3,46	
Água (m <sup>3</sup> )		0,28	
NaOH (t)		0,014	
CaCO <sub>3</sub> (t)		0,02	
Gás natural (GJ)		0,64	
<b>Coprodutos (por GJ de e-diesel)</b>			
GLP (GJ)		0,31	
Nafta (GJ)		0,37	
O <sub>2</sub> (t)		0,09	

Fonte: Elaborado pelos autores baseado em (Baciocchi et al. 2006; Simioni 2017; Tagomori 2017; Buttler and Hartmut 2017).

A rota de produção do e-diesel foi subdividida em cinco processos principais, para os quais os custos foram obtidos na literatura. São eles: geração solar fotovoltaica (FV), tratamento da água

via osmose reversa<sup>3</sup> (OR), eletrólise a membrana polimérica<sup>4</sup> (PEMEL, *Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis*), captura direta de CO<sub>2</sub> do ar (DAC) e síntese química<sup>5</sup>.

Os custos de investimento compreendem, além dos equipamentos em si (TPEC), custos com infraestrutura, materiais e engenharia, dentre outros (TIC). Os custos de operação e manutenção possuem duas parcelas: a fixa, geralmente determinada como uma porcentagem do custo de investimento, e a variável, que inclui valores dos insumos usados nos processos. É importante ressaltar que custos com eletricidade não estão inclusos nos custos de operação e manutenção variáveis, visto que, na rota em questão, a eletricidade vem dos painéis fotovoltaicos. Por fim, o custo de substituição foi considerado como um novo custo de equipamentos.

Estes custos foram adquiridos da literatura para cada um dos processos envolvidos. A Tabela 16 resume as informações utilizadas, nas escalas encontradas na literatura e em dólares de 2019. Não constam nesta tabela os valores utilizados para cálculo das receitas obtidas com a venda de coprodutos, visto que são os mesmos apresentados na Tabela 6 para GLP, nafta e oxigênio.

*Tabela 16: Custos considerados para a rota do e-diesel*

Processo	Custo de equipamento (TPEC)	Escala <sup>1</sup>	Fator de escala	Custo de investimento Total (TIC)	Custo de O&M Fixo <sup>2</sup>	Custo de O&M Variável	Vida útil (anos)
FV	710 US\$/kW	25000 kW	0,7	1,4*TPEC	1%	0	25
OR	1100 US\$/(m <sup>3</sup> /d)	1000 m <sup>3</sup> /d	0,7	1,5*TPEC	4%	0,14 US\$/m <sup>3</sup>	15
PEMEL <sup>3,4</sup>	1450 US\$/kW <sub>e</sub>	700 kW <sub>e</sub>	0,85	1,2*TPEC	1,3%	0	10
DAC	450 US\$/(t <sub>CO2</sub> /ano)	10 <sup>6</sup> t <sub>CO2</sub> /ano	0,7	6*TPEC	4,6%	120 US\$/t <sub>CO2</sub>	20
Síntese <sup>5</sup>	1215 US\$/kW <sub>diesel</sub>	1215·10 <sup>3</sup> kW <sub>diesel</sub>	0,7	1,5*TPEC	3%		30

<sup>1</sup>Escala do processo para a qual os custos foram encontrados na literatura.

<sup>2</sup>Como porcentagem do custo de investimento ao ano.

<sup>3</sup>Custos e escalas da eletrólise estão quantificados em kW de eletricidade que chega ao equipamento.

<sup>4</sup>Considera-se uma vida útil curta para a eletrólise PEMEL visto que ela trabalha, nesse estudo, com fornecimento intermitente de eletricidade.

<sup>5</sup>Custos e escalas da síntese quantificados em kW de diesel produzido.

<sup>3</sup> A osmose reversa é um processo adequado para o tratamento da água do mar, cuja utilização é considerada nos *hotspots* em questão.

<sup>4</sup> A eletrólise a membrana polimérica (PEMEL) é o tipo de eletrólise mais adequado com fornecimento de eletricidade intermitente, típico de plantas solares fotovoltaicas.

<sup>5</sup> Neste relatório, o processo de síntese química engloba as reações de *Reverse Water Gas Shift* e *Fischer-Tropsch*, que levam o CO<sub>2</sub> e o H<sub>2</sub> a hidrocarbonetos líquidos, e processos de *Upgrading*, destinados a adequar o *pool* de hidrocarbonetos ao produto desejado (diesel).

Fonte: (MME; EPE 2018; Shouman et al. 2015; IEA 2019; Socolow et al. 2011; Léon 2008; Perry and Green 2007; Fasihi et al. 2016)

Com uso da Equação 1 e dos fatores de escala da Tabela 16, os custos de equipamentos foram corrigidos para as escalas típicas dos *hotspots* avaliados.

Com base nestas informações, o LCOE foi calculado para dois cenários: um em que se considera a planta FOAK e outro em que se considera a planta NOAK. Para a planta NOAK, prevista para 2050, os custos de investimento para os processos de síntese química e DAC foram atualizados utilizando-se a Equação 5 e um fator de crescimento de custos de 0,7, estimado a partir da literatura (Keith et al. 2018). Para a geração solar fotovoltaica, o tratamento de água e a eletrólise, utilizaram-se custos conforme curvas de aprendizado obtidas da literatura (IRENA 2019; Caldera and Breyer 2017; Böhm, H; Zauner A.; Goers, S.; Tichler, R.; Kroon 2018).

## 2.2 Resultados da análise econômica

O Gráfico 1 apresenta os valores do LCOE para os combustíveis avaliados e os compara com estimativas da literatura. No caso do biometanol e do e-diesel, no gráfico está representado o LCOE referente a média dos três *hotspots* calculados<sup>6</sup>.

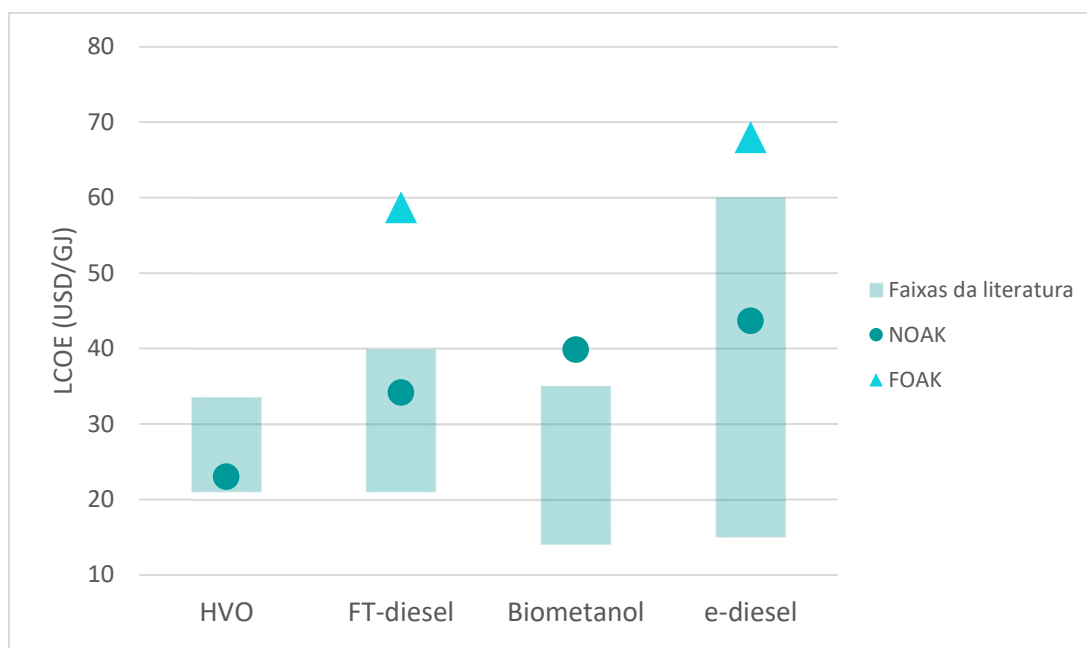


Gráfico 1: LCOE dos combustíveis avaliados e faixas da literatura.

<sup>6</sup> Os valores encontrados para os *hotspots* do biometanol foram: *hotspot* PR – 41,2 USD/GJ, *hotspot* GO – 38,6 USD/GJ e *hotspot* SC – 39,7 USD/GJ. Já os valores encontrados para o e-diesel foram: *hotspot* SP – NOAK 42,4 USD/GJ, FOAK 66,5 USD/GJ; *hotspot* BA – NOAK 43,2 USD/GJ, FOAK 67,7 USD/GJ; *hotspot* AL – NOAK 45,50 USD/GJ, FOAK 71,1 USD/GJ.

Pode-se notar que, em termos de plantas NOAK, o e-diesel registra o maior LCOE (43,7 USD/GJ), seguido pelo biometanol (39,9 USD/GJ) e FT-bunker (34,2 USD/GJ). O HVO registra o menor LCOE entre os combustíveis alternativos (23,8 USD/GJ). No caso das plantas FOAK, os custos do e-diesel e FT-bunker são ainda maiores, totalizando 68,0 USD/GJ e 58,7 USD/GJ, respectivamente. Os valores calculados se encontram dentro de faixas encontradas na literatura, exceto pelo biometanol que apresentou um valor ligeiramente mais alto. Esse resultado pode ser explicado pelo baixo rendimento da rota de biodigestão e pela distância considerada na etapa de transporte.

O Gráfico 2 compara o LCOE dos combustíveis avaliados com os preços dos combustíveis convencionais de bunker (HFO e MGO) e biodiesel. Pode-se perceber que os valores do LCOE dos combustíveis alternativos são mais altos do que os preços dos combustíveis convencionais. Em relação ao HFO, os custos dos combustíveis alternativos em plantas NOAK são até cinco vezes maiores e, em plantas FOAK, são até oito vezes maiores. Em relação aos preços do MGO e biodiesel, a diferença é menor, mas ainda assim significativa. O LCOE do e-diesel em plantas NOAK, por exemplo, é duas vezes maior que o preço atual do MGO.

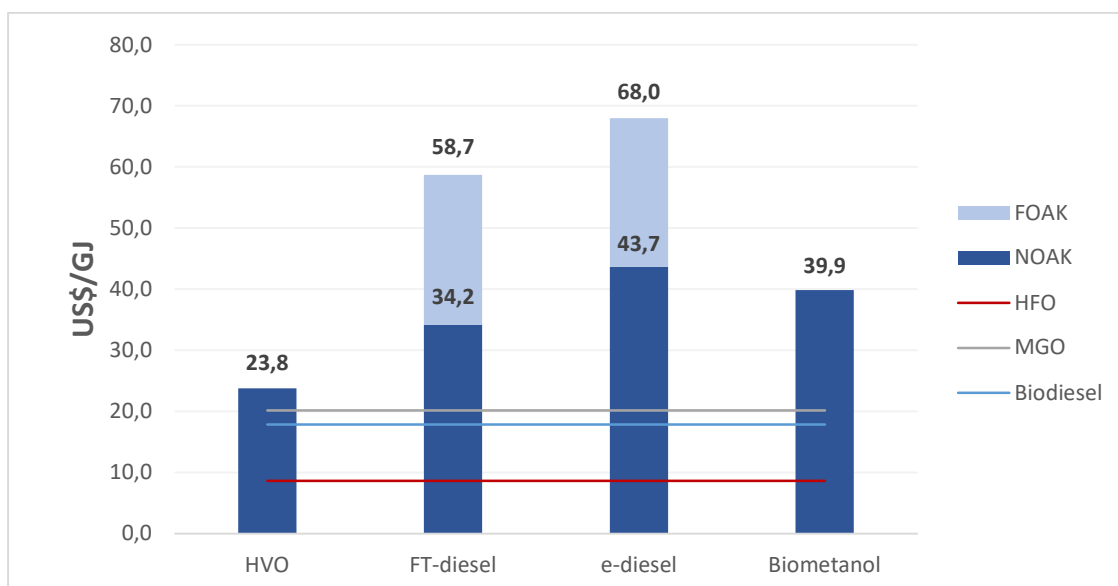


Gráfico 2: LCOE (NOAK) dos combustíveis avaliados e preços do bunker convencional e biodiesel.

Os custos elevados indicam que tais tecnologias ainda se mostram pouco competitivas em termos econômicos. Assim, para que os combustíveis alternativos sejam amplamente difundidos, políticas de incentivo devem ser realizadas como, por exemplo, subsídios governamentais, políticas de financiamento e até mesmo taxaço de carbono.

A partir dos dados de emissões calculados na etapa de ciclo de vida e dos custos nivelados de cada combustível, foi possível estimar o valor do custo das emissões evitadas de CO<sub>2</sub> para que



os combustíveis estudados se tornem viáveis se comparados ao HFO. O Gráfico 3 ilustra o resultado.

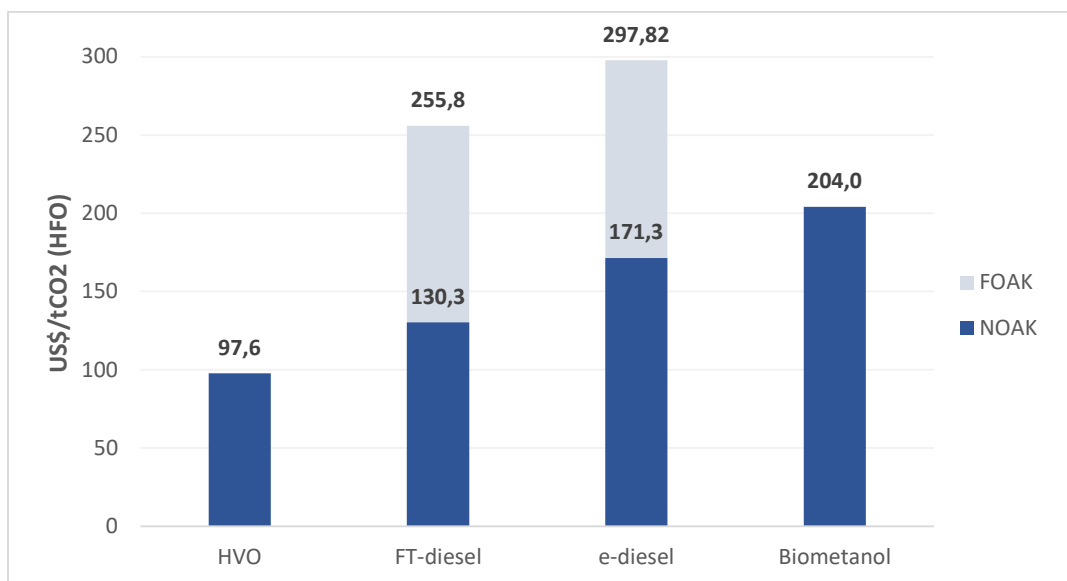


Gráfico 3: Comparação entre os preços de carbono que tornam os combustíveis alternativos competitivos, considerando-se plantas maduras (NOAK) e pioneiras (FOAK).

No caso de plantas NOAK, nota-se que o maior custo de emissões é relativo à produção de biometanol, enquanto em termos FOAK, a produção de e-diesel se mostra como a mais custosa. Esse valor elevado para o biometanol se deve ao baixo rendimento da rota de biodigestão e a localização desfavorável, uma vez que os *hotspots* estudados se encontram à grandes distâncias dos terminais marítimos brasileiros. No caso da rota do e-diesel, os custos elevados se justificam pela utilização de processos relativamente pouco maduros, como é o caso da eletrólise e geração de energia por plantas fotovoltaicas.

### 3. Avaliação Integrada

A avaliação integrada foi realizada nos chamados Modelos de Avaliação Integrada (IAMs<sup>7</sup>). IAMs são ferramentas úteis para o desenvolvimento de políticas e cenários futuros que avaliam a integração entre medidas de mitigação de GEE e as transformações de longo prazo nos setores de energia, uso da terra e agricultura e outros setores da economia (Angelkorte 2019; Huppmann et al. 2018; Kriegler et al. 2018). Atualmente, os IAMs têm uma ampla gama de aplicações e níveis de complexidade, que vão desde a avaliação da implementações de novas

---

<sup>7</sup> *Integrated Assessment Models*

políticas na mitigação das mudanças climáticas até a avaliação dos impactos das mudanças de dieta e segurança alimentar em diferentes cenários de aquecimento global e para diferentes regiões do mundo (Koberle 2018; Hasegawa et al. 2018). O presente estudo utilizou o modelo nacional BLUES.

### 3.1. O modelo BLUES

O BLUES (*Brazilian Land Use and Energy System model*) é um IAM de escopo nacional, ou seja, uma representação matemática dos setores de energia, materiais, agricultura e uso da terra no Brasil, que leva em conta as diferentes interações existentes entre esses sistemas (IAMC 2020; Koberle 2018; Angelkorte 2019).

Um diagrama conceitual do funcionamento do modelo é mostrado na Figura 2: a partir de premissas populacionais, econômicas e tecnológicas, o BLUES procura, por meio de uma otimização intertemporal<sup>8</sup> entre 2010 e 2050, determinar a trajetória ótima dos sistemas nele representados em termos de insumos, tecnologias e quantidades empregados. Tal trajetória corresponde, em última instância, a uma solução de mínimo custo global.

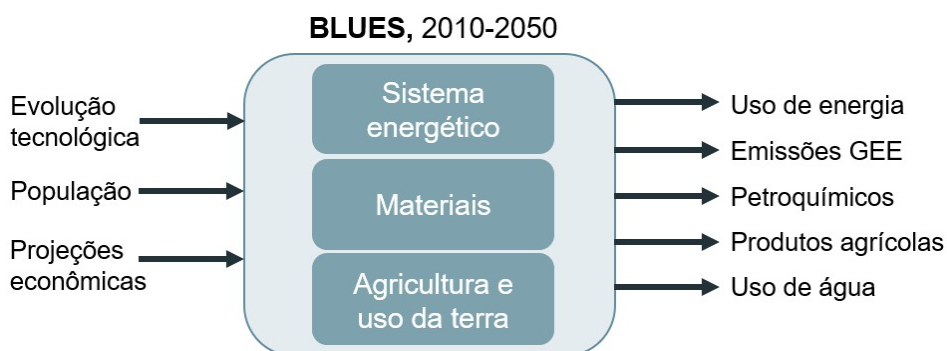


Figura 2: Diagrama conceitual do modelo BLUES

Os resultados obtidos no modelo são diversos. Dentre os mais relevantes, pode-se citar a oferta e o uso de energia, resultando nas matrizes energética e elétrica para o Brasil, as emissões de diferentes gases de efeito estufa (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O), a fabricação de produtos petroquímicos, a produção agrícola, as mudanças de uso do solo e o uso de água. Resultados mais detalhados também podem ser obtidos através do BLUES, como a escolha entre tecnologias diferentes para

---

<sup>8</sup> 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.

a produção do mesmo energético, como 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 de transportes, industrial, residencial, energético, 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.).

Note-se ainda que a otimização realizada pelo BLUES pode incluir restrições adicionais. Ou seja, em vez de se permitir ao modelo rodar livremente, podem-se incluir equações em sua formulação matemática que limitem determinado *output*. Em estudos de mitigação climática, 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<sup>9</sup>.

### 3.2. Avaliação Integrada

Neste estudo, o objetivo da modelagem integrada foi avaliar os possíveis caminhos para se atender à meta de redução de GEE estipulada pela IMO para 2050 (50% de redução em relação a 2008). Em outras palavras, utilizou-se o BLUES para o desenvolvimento de cenários de abastecimento energético em portos brasileiros compatíveis com a meta da IMO.

O principal interesse científico associado a essa modelagem é a investigação dos impactos indiretos desses cenários sobre energia, agricultura e uso do solo. Cabe, no entanto, sublinhar alguns pontos.

- A IMO2050 é uma meta global do setor marítimo internacional. Tendo em vista que apenas uma fração das emissões de GEE tem origem no combustível fornecido na costa brasileira, a rigor, não faria sentido falar em “cumprimento da meta da IMO”. Na realidade, adota-se, por simplicidade, a hipótese de que a redução das emissões associadas à parcela do comércio marítimo internacional cujo abastecimento energético ocorre em portos brasileiros deva ocorrer na mesma proporção da meta global (ver 3.2.1).

---

<sup>9</sup> 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 *budget* utilizado como restrição é obtido a partir da rodada de modelos globais, a exemplo do COFFEE – modelo global do Cenergia (Rochedo 2016) –, cujo resultado para o Brasil é usado como condição de contorno.

- A IMO2050 diz respeito, ao menos por enquanto (a estratégia definida em 2018 será revisada até 2023 (IMO 2018)), a emissões diretas de gases de efeito estufa. Portanto, as restrições impostas ao modelo para representação da meta da IMO referem-se exclusivamente a emissões diretas, ou as emissões que ocorrem no navio. Assim, os impactos sobre emissões indiretas são captados justamente pelos resultados da avaliação integrada.
- Em todas as fases deste projeto de pesquisa, por uma questão de seu próprio escopo, trabalhou-se exclusivamente com combustíveis marítimos potencialmente neutros em carbono. Inclusive, esta é a abordagem utilizada na primeira parte deste relatório (cálculo de custo nivelado). Contudo, no contexto da modelagem no BLUES, adotam-se premissas ligeiramente diferentes. Em função da diferenciação entre emissões diretas e indiretas estabelecida no ponto anterior, pouco sentido haveria em forçar o modelo a utilizar rotas neutras em carbono, já que a IMO2050 se limita ao setor marítimo internacional. Ao contrário, considera-se que combustíveis como a amônia e o metanol possam vir de fontes fósseis ou renováveis, deixando-se a critério do modelo a escolha da fonte primária. Essa opção metodológica é interessante justamente por permitir uma visão mais ampla sobre as possibilidades de vazamento de emissões (cumprimento da meta da IMO pela redução de emissões diretas nos navios às custas do aumento em outros setores). Este ponto será mais bem explorado na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

A modelagem da produção e distribuição de combustíveis alternativos no contexto da IMO2050 no modelo BLUES seguiu quatro etapas:

- Desenvolvimento de vetores de demanda por transporte marítimo (em termos de toneladas-quilômetro, t-km) associada ao comércio exterior brasileiro.
- Modelagem da conversão de energia em navios associados a estes fluxos.
- Representação das possíveis rotas tecnológicas de produção e distribuição de combustíveis marítimos, com base nas etapas anteriores do projeto.
- Elaboração de cenários de abastecimento energético em portos brasileiros entre 2020 e 2050, tendo a IMO2050 como uma restrição da modelagem.

### 3.2.1. Demanda por transporte marítimo

Em um primeiro momento, estimou-se, com base em um modelo energético simplificado (Schaeffer et al. 2018), 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 2019b).

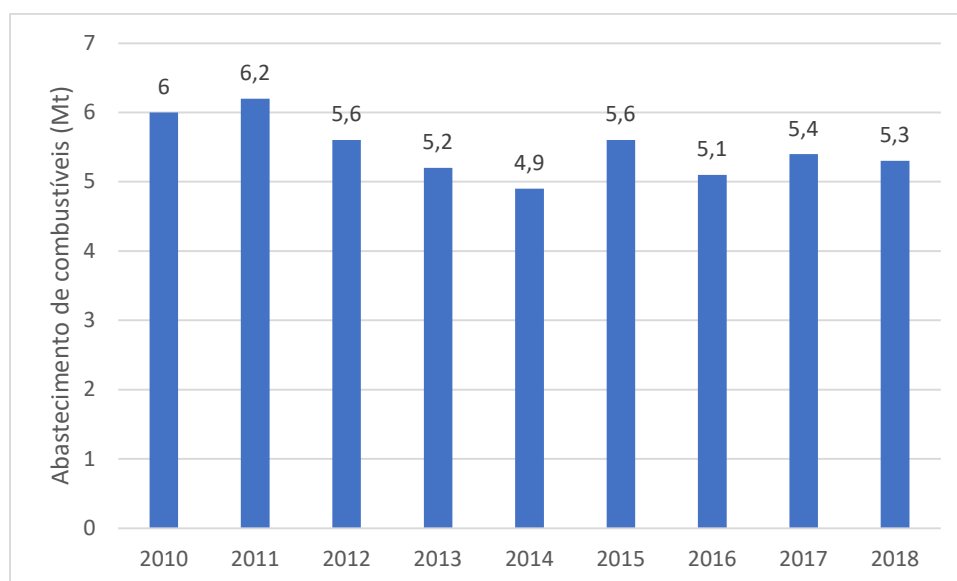


Gráfico 4: Abastecimento de combustíveis marítimos no Brasil entre 2010 e 2018. Fonte: elaboração própria a partir de dados de (EPE 2019b)

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<sup>10</sup>.

De posse desta proporção estimada através da comparação com o dado histórico e também do *transport work* (t-km) total vinculado a cada produto/grupo (Tabela 17) de produtos do comércio exterior no período-base, geraram-se dois cenários de demanda por toneladas-quilômetro até 2050 (baixa e alta demanda).

Tabela 17: 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)
<b>Minério de ferro (Valemax)</b>	195	8.000	2,89	0,90
<b>Minério de ferro (Capesize)</b>	195	8.000	2,89	0,90
<b>Petróleo bruto</b>	58	8.000	0,87	0,27
<b>Agrícola e outros</b>	258	8.000	3,82	1,18
<b>Importações</b>	153	8.000	2,27	0,70
<b>Cabotagem</b>	229	780	0,22	0,22

<sup>10</sup> Não se aplica à cabotagem, inteiramente abastecida por combustível nacional.

O crescimento dos t-km 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 18) tem por objetivo abranger um leque de possibilidades de evolução da atividade nos próximos 30 anos<sup>11</sup>.

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

Tabela 18: 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

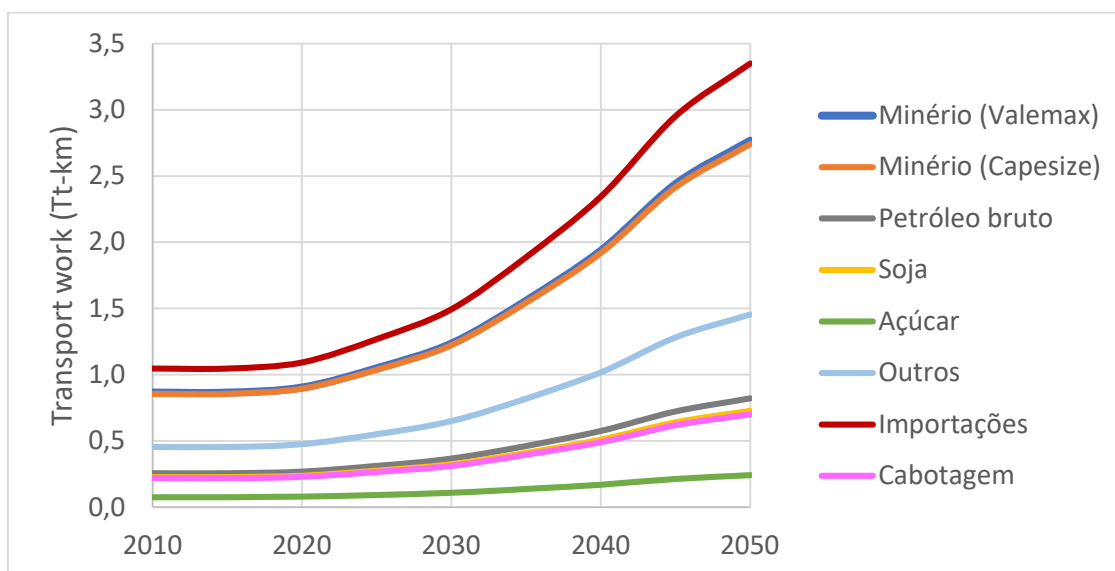


Gráfico 5: Evolução da demanda por tonelada-quilômetro no caso de alta demanda

<sup>11</sup> Note-se que os cenários de literatura adotados baseiam-se 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, isto 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.

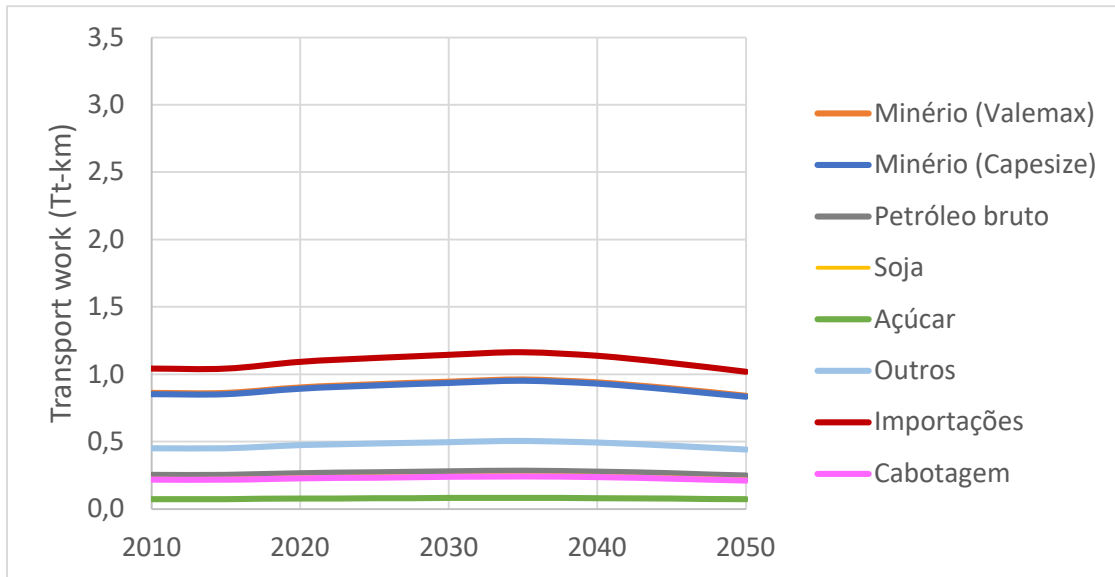


Gráfico 6: Evolução da demanda por tonelada-quilômetro no caso de baixa demanda

### 3.2.2. Modelagem da conversão energética nos navios

Utilizando-se o mesmo modelo energético citado em 3.2.1, representou-se a demanda por energia de diferentes tipos de embarcação (Figura 3). Além da diferenciação por produto, consideraram-se três diferentes tecnologias para propulsão, cada qual com uma eficiência de conversão própria.

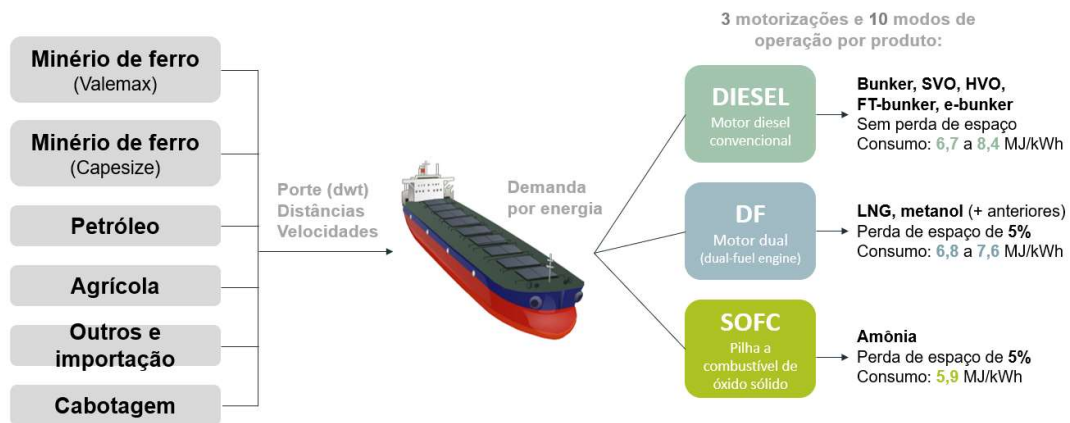


Figura 3: Opções tecnológicas de motorização fornecidas ao modelo BLUES. Fonte: elaboração própria com base em ilustração de ConceptDraw.

O motor ciclo diesel de dois tempos é o mais utilizado na indústria naval. É um motor de combustão interna que queima o combustível a partir de uma injeção de ar quente de alta pressão. Este motor opera com uma sequência fixa de eventos, e o ciclo desta sequência pode ser feito em dois ou quatro tempos, no qual um tempo é determinado a partir do curso do pistão

entre seus pontos extremos (Taylor 1996). Os combustíveis passíveis de serem empregados neste motor são o SVO, HVO, FT-diesel e e-diesel, além do próprio bunker.

O motor *dual-fuel* tem a capacidade de operar tanto com combustíveis na forma líquida quanto na gasosa. Este tipo de motor trabalha com o ciclo Diesel quando opera com combustíveis líquidos e com ciclo Otto quando opera com combustíveis gasosos. Quando este dispositivo trabalha com ciclo Otto, é necessário a injeção de um pequeno volume, cerca de 1 a 5% do volume total injetado, de diesel como combustível piloto para se fazer a ignição (Aeligsøy et al. 2011). Para o uso neste motor, além dos combustíveis aptos ao motor diesel, o metanol e o GNL foram considerados como opções.

Já a pilha a combustível (FC, do inglês *fuel cell*)<sup>12</sup> é um dispositivo estacionário que produz eletricidade a partir de um processo eletroquímico, com o armazenamento de energia na forma de combustível de hidrogênio (Mace 2019). A FC opera praticamente sem emissões diretas de poluentes, mesmo quando são usados combustíveis à base de carbono e tem uma alta eficiência de conversão (Baldi et al. 2020). No caso do presente estudo, considerou-se apenas a amônia como potencial combustível da célula a combustível.

A partir do conjunto combustível-motor empregado, foi calculado um percentual médio de perda de tonelada de peso morto. Este percentual é mostrado na Tabela 19. Tendo como ponto de partida um navio base e dados das referências, foi calculada a perda de tonelada de peso morto<sup>13</sup> da embarcação conforme o emprego da tecnologia do combustível alternativo. Observa-se que a utilização do metanol como combustível marítimo acarreta na maior perda de tonelada de peso morto disponível. Nota-se também que os combustíveis sintéticos (e-diesel e FT-diesel) não foram considerados para o cálculo de perda de tonelada disponível pois suas características (massa específica) são similares ao diesel derivado do petróleo, não sendo necessárias alterações nos navios para a sua utilização e, portanto, sem perdas na tonelada de peso morto e volume disponível.

---

<sup>12</sup> É comum encontrar na literatura em língua portuguesa a tradução como célula a combustível.

<sup>13</sup> A sigla para tonelada de peso morto é DWT, do inglês *deadweight tonnage*.



Tabela 19: Percentual de redução de tonelada de peso morto e volume disponível

Combustível	Amônia	Metanol	HVO	SVO	GNL
<b>Tonelada de peso morto do navio base com o combustível tradicional (DWT)</b>	30.000	153.148	30.000	30.000	30.000
<b>Perda de tonelada de peso morto (DWT)</b>	756	7.947,3	45,6	184,4	837
<b>Percentual de redução de tonelada disponível</b>	2,5%	5,2%	0,2%	0,6%	2,8%
<b>Referência</b>	(Kim et al. 2020)	(Ammar 2019)	(Ushakov and Lefebvre 2019)	(Kesieme et al. 2019)	(Stuer-lauridsen et al. 2010)

### 3.2.3. Modelagem da oferta de combustíveis

A modelagem da produção e distribuição de combustíveis no modelo BLUES é ilustrada na Figura 4, que apresenta as diferentes opções tecnológicas. Além dos combustíveis neutros em carbono avaliados nas etapas anteriores deste projeto, outras alternativas de combustíveis, que podem ou não ser produzidos a partir de fontes renováveis, foram incluídos, deixando-se a critério do modelo a escolha da fonte primária. Em relação às opções fósseis, além do bunker marítimo convencional, foram considerados o gás natural liquefeito (GNL), que vem ganhando força no contexto das regulamentações da IMO para poluição atmosférica (Lindstad et al. 2020), metanol e amônia (promissor carreador de hidrogênio). É importante notar que, em alguns casos (por exemplo, refino e BTL), o combustível marítimo não é a principal saída do processo.

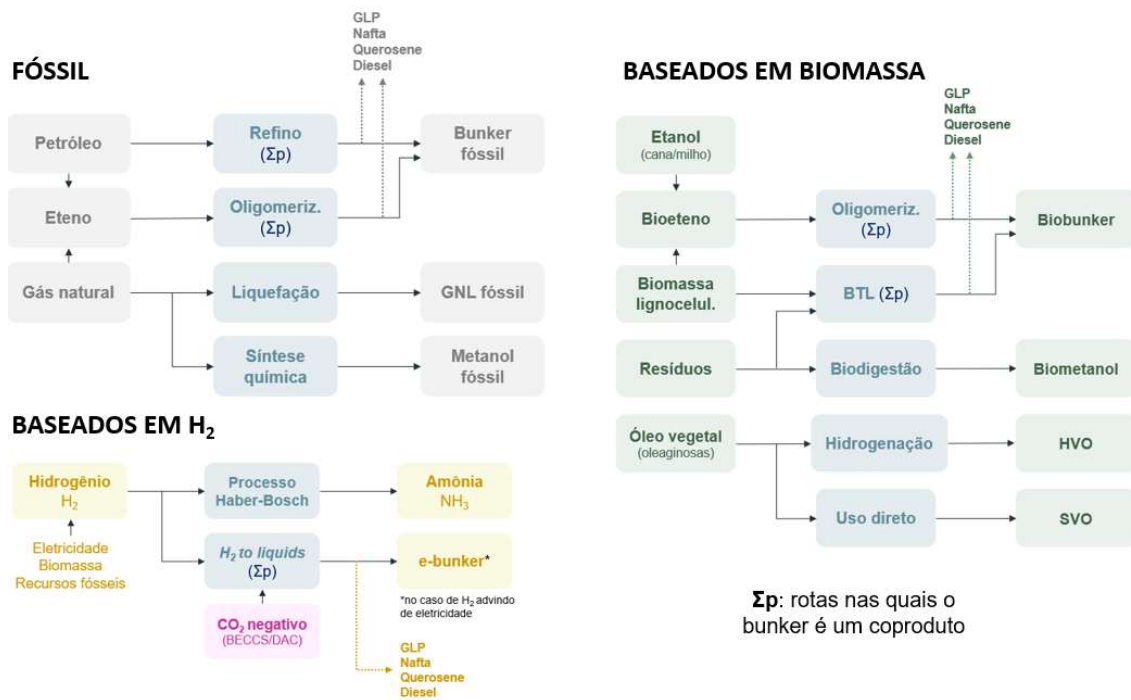


Figura 4: Opções tecnológicas para produção de combustíveis marítimos

### 3.2.4. Cenários propostos

A Figura 5 apresenta os cenários de combustíveis alternativos desenvolvidos na modelagem integrada, desenvolvidos a partir de duas projeções de demanda por combustível (seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**). O cenário de linha de base considera a tendência atual das políticas brasileiras, incluindo as metas da NDC<sup>14</sup> e não inclui restrições de emissão. Adicionalmente, três cenários de metas climáticas foram desenvolvidos: CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>eq e BA2C. O cenário CO<sub>2</sub> representa a meta de mitigação definida pela IMO2050, considerando apenas as emissões de dióxido de carbono. O cenário CO<sub>2</sub>eq também representa o esforço de mitigação definido pela IMO2050 e considera não só as emissões de CO<sub>2</sub>, mas de todos os GEE (como CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O, por exemplo). Já o cenário BA2C contabiliza, além da IMO2050, esforços de redução de emissão em todo o sistema energético nacional, considerando um mundo “bem abaixo de 2°C”<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> As NDCs são as Contribuições Nacionalmente Determinadas, que representam o compromisso afirmado pelas nações para a implementação de políticas e medidas para enfrentar as mudanças do clima, de acordo com Acordo de Paris, um tratado mundial que possui como objetivo reduzir o aquecimento global.

<sup>15</sup> Este cenário tem como premissa os compromissos definidos no Acordo de Paris, no qual os países se comprometeram a manter o aquecimento global bem abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços adicionais para limitar esse aumento da temperatura média a 1,5°C (ONU 2015).

Finalmente, cenários individuais foram projetados, nos quais apenas uma categoria de combustível substitui o bunker fóssil para atingir as metas IMO2050: Drop-in, E-diesel, Amônia e Metanol. A Tabela 20 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta um resumo de todos os cenários desenvolvidos.

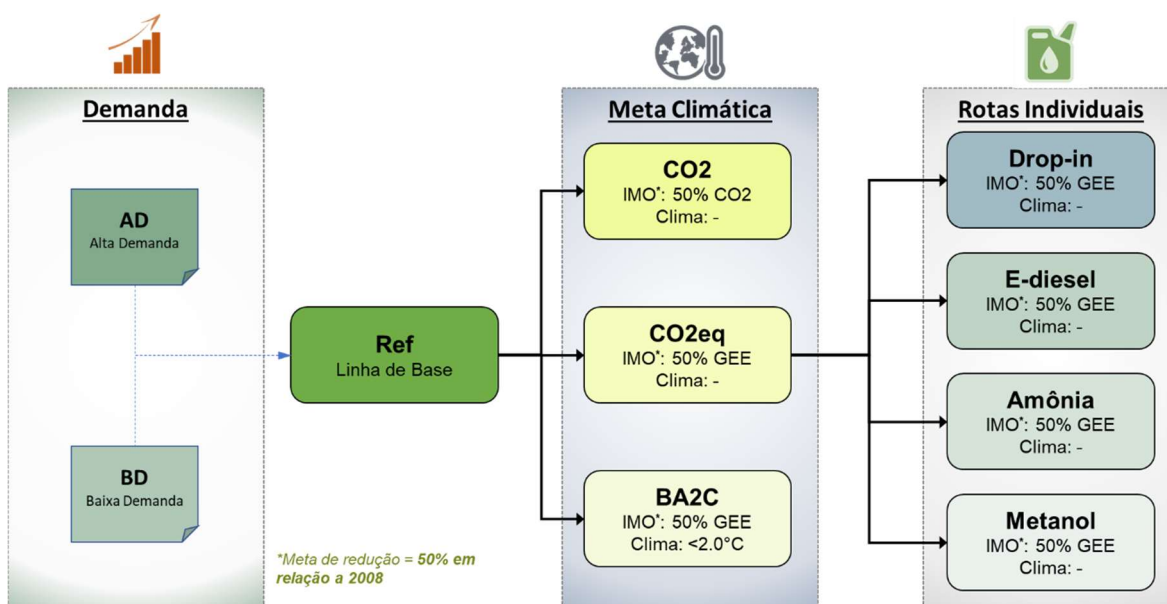


Figura 5: Premissas dos cenários da modelagem integrada

Tabela 20: Resumo dos cenários desenvolvidos na modelagem integrada

Cenário	Demanda de combustível	Meta de emissão	Restrições na escolha do combustível	
Referência_BD	Baixa	Ilimitado	Nenhuma	
Referência_AD	Alta	Ilimitado		
CO2_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub>	Nenhuma	
CO2_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub>		
CO2eq_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		
CO2eq_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		
BA2C_BD	Baixa	IMO2050CO <sub>2</sub> + "bem abaixo 2°C"		
BA2C_AD	Alta	IMO2050CO <sub>2</sub> + "bem abaixo 2°C"		
Drop-in_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		Apenas combustíveis <i>Drop-in</i> para atingir a meta
Drop-in_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		
E-diesel_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq	Apenas e-diesel utilizado para atingir a meta	
E-diesel_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		
Metanol_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq	Apenas metanol utilizado para atingir a meta	
Metanol_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		
Amônia_BD	Baixa	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq	Apenas amônia utilizada para atingir a meta	
Amônia_AD	Alta	IMO2050 CO <sub>2</sub> eq		

**Nota:**

*Drop-in*: SVO, HVO, FT-bunker (apenas o combustível residual produzido pela síntese FT), e-bunker (apenas o combustível residual produzido pela síntese química).

E-diesel: mistura formada pelo diesel e bunker produzidos na síntese química

Amônia: Amônia de origem fóssil e renovável

Metanol: Metanol de origem fóssil e renovável

### 3.3. Resultados da avaliação integrada

O Gráfico 7 apresenta os resultados dos cenários de metas climáticas indicando o consumo dos combustíveis no período de 2020 a 2050. Os resultados do cenário CO<sub>2</sub> indicam que o GNL, SVO e HVO são os combustíveis preferenciais para a descarbonização do transporte marítimo, considerando-se apenas as emissões de CO<sub>2</sub> na meta da IMO e na ausência de metas climáticas nacionais. O GNL se apresenta como uma das opções mais relevantes dentro da escolha de custo mínimo, reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub> em relação ao bunker convencional. Contudo, este combustível ainda é responsável por parte das emissões de CO<sub>2</sub>. Logo, a escolha exclusiva do GNL não seria suficiente para atender a IMO2050. Combustíveis neutros em carbono também são necessários dentro do *mix* de combustíveis marítimos escolhido pelo modelo. O SVO apresenta-se como uma escolha no cenário CO<sub>2</sub>\_BD, enquanto no cenário CO<sub>2</sub>\_AD, além do SVO observa-se a entrada do HVO, substituindo todo o bunker convencional em 2050.

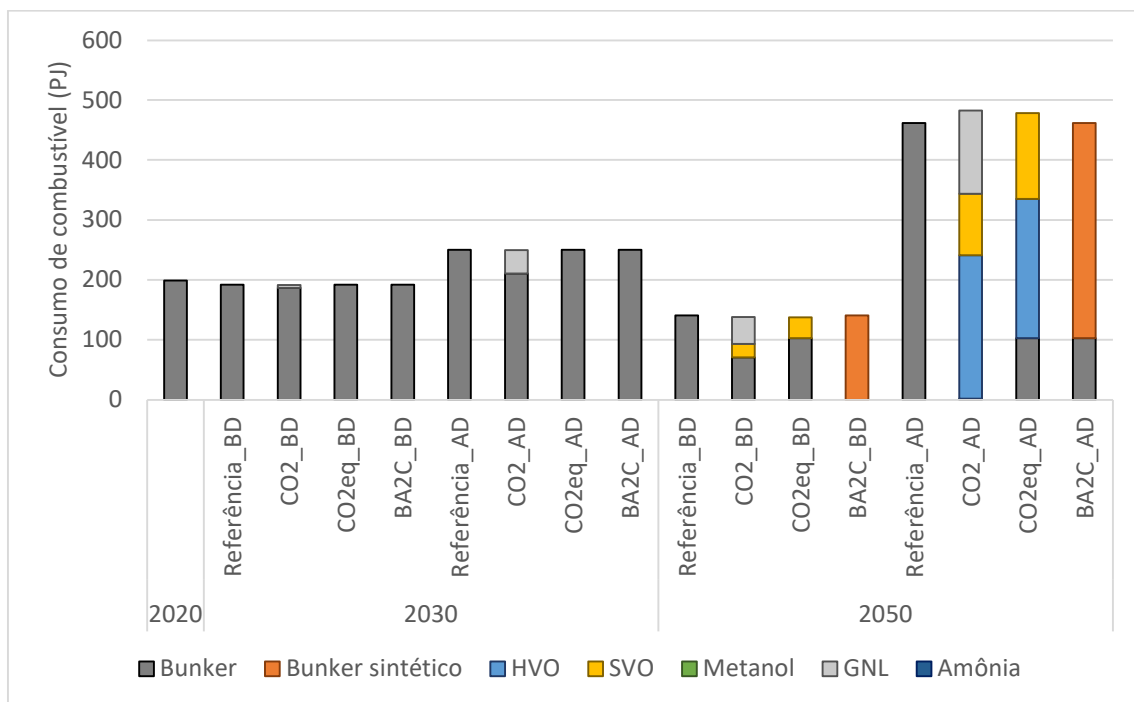


Gráfico 7. Consumo de combustível para cada cenário

Nos cenários CO2eq, que contabilizam as emissões de todos os GEE (não apenas CO<sub>2</sub>) nas metas da IMO, observa-se a substituição do GNL, emissor de metano<sup>16</sup> via *fugas* ou vazamento de gás, pelo SVO. Este último é produzido a partir do óleo de soja, que dobra sua produção nos cenários CO2\_AD e CO2eq\_AD em 2050, em comparação com o cenário Referência\_AD. Apesar da expansão da área de cultivo de soja nestes cenários (em torno de 9 Mha em cada um), não ocorre aumento no desmatamento, sob uma avaliação puramente técnico-econômica. No entanto, no Brasil, o desmatamento não é proporcional à produção agrícola, mas sim relacionado à grilagem de terras (Rochedo et al. 2018). Nestes cenários observa-se a conversão de áreas de pastagens degradadas em áreas de cultivo de soja para produção de SVO, não afetando as taxas de desmatamento.

Nos cenários BA2C, a inclusão de um orçamento de carbono juntamente à meta IMO2050 mostra uma sinergia entre os dois objetivos. Em um mundo “bem abaixo de 2°C”, observa-se que biocombustíveis avançados são produzidos no Brasil para substituir parte da demanda de QAV (combustível de aviação) e diesel fósseis. Essas rotas tecnológicas produzem o aqui denominado bunker sintético<sup>17</sup> como coproduto e contam com tecnologias para captura de carbono (CCS<sup>18</sup>). Nesse sentido, pode-se afirmar que a descarbonização dos transportes marítimos necessária para atender a IMO2050 estaria incluída nos esforços nacionais para um futuro “bem abaixo de 2°C”.

A mudança cumulativa do uso da terra entre 2020 e 2050 é apresentada no Gráfico 8. Entre os cenários que objetivam atender apenas a meta IMO2050, observa-se um pequeno aumento na área de cultivo para produção de soja, matéria-prima para produção de SVO e HVO, utilizado nos cenários CO2\_AD e CO2eq\_AD. No cenário BA2C, o uso da terra desempenha um papel fundamental para a mitigação de emissões a partir do reflorestamento e recuperação de pastagens. Por este motivo, este cenário apresenta mudanças significativas no uso da terra no período de 2020 a 2050, e que não podem ser associadas somente à troca de combustíveis da navegação para o atingimento da meta IMO2050.

---

<sup>16</sup> O metano (CH<sub>4</sub>) é um GEE com potencial de aquecimento global (GWP), cerca de 28 vezes superior ao dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

<sup>17</sup> Combustível residual produzido em refinarias de combustíveis sintéticos.

<sup>18</sup> *Carbon Capture and Storage*.

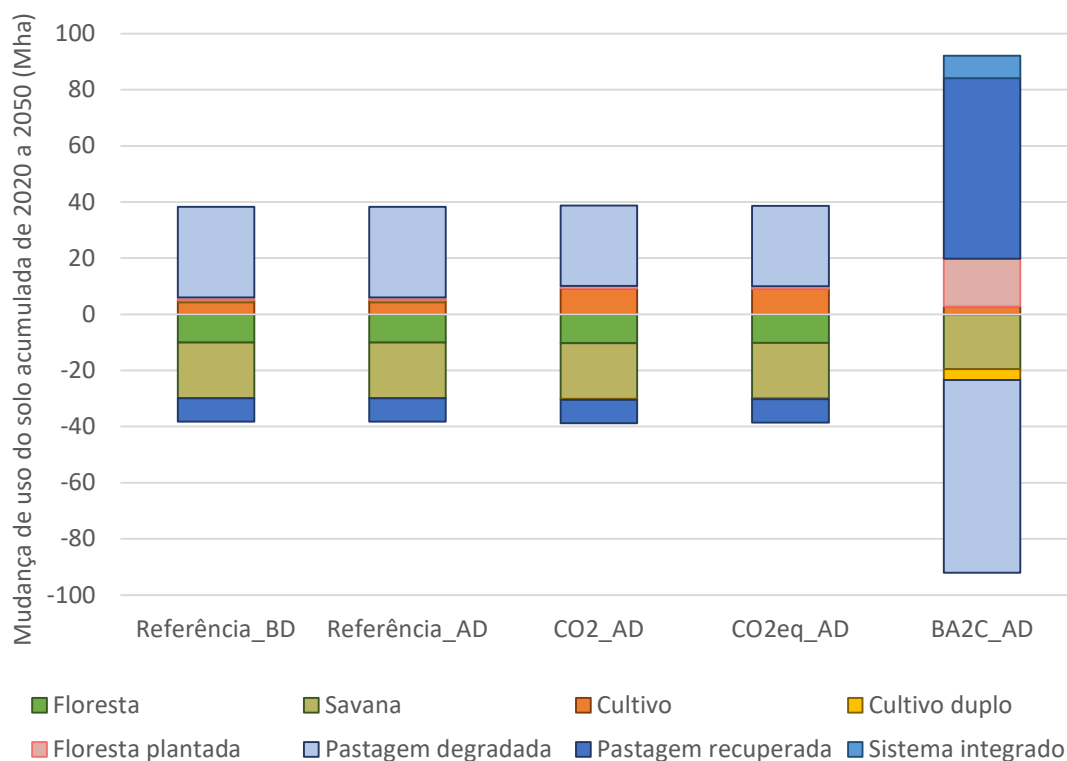


Gráfico 8. Mudança de uso do solo acumulada de 2020 a 2050 (em Mha)

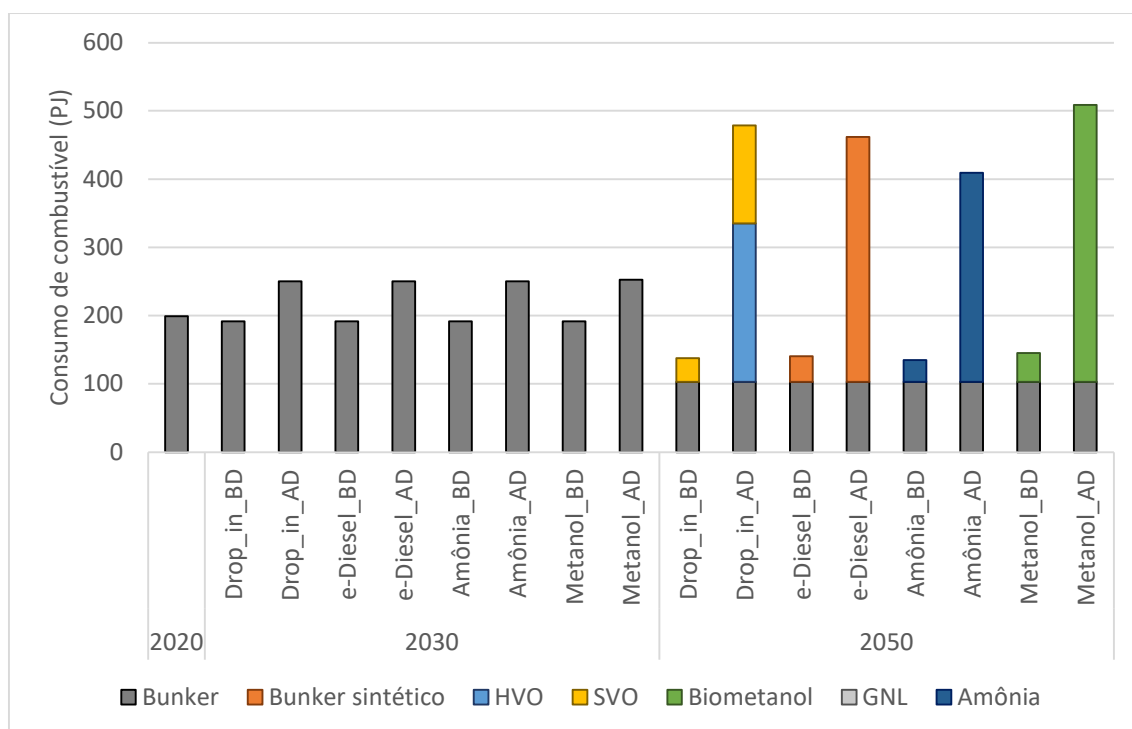
O Gráfico 9 mostra os resultados para os cenários de rotas individuais, nos quais apenas uma categoria de combustível substitui o bunker fóssil, o que significa que o país opta por uma estratégia monotecnológica para lidar com a meta IMO2050. Nos cenários *drop-in*, os mesmos resultados dos cenários de CO2eq são alcançados, uma vez que a opção de menor custo para ambos é, de fato, o uso de combustíveis *drop-in*. Assim, o SVO figura como o combustível alternativo preferido, devido aos seus custos relativos mais baixos, seguido pelo HVO. Novamente, sob uma análise puramente técnico-econômica, observa-se um aumento no uso da terra para a produção de soja, mas que ocorre em áreas de pastagens degradadas e, portanto, não induz ao aumento do desmatamento.

Nos cenários de e-diesel, o combustível é produzido a partir de hidrogênio fóssil (nas UGH<sup>19</sup>) e hidrogênio renovável. Uma grande quantidade de CO<sub>2</sub> é necessária na produção do eletrodiesel, que é suprida via captura de carbono aplicada na produção de etanol, de FT-diesel e de hidrogênio a partir da biomassa. Por este motivo, observa-se um aumento de cerca de 30% na produção de etanol no cenário e-diesel\_AD, em relação ao cenário Referência\_AD. Parte deste excedente de etanol (aproximadamente 7 bilhões de litros) é utilizado para produção de querosene avançado por meio da desidratação do etanol e posterior oligomerização do eteno.

<sup>19</sup> Unidades de geração de hidrogênio

Ainda neste cenário, observa-se que as capacidades de UGH devem aumentar 20 vezes no período de 2020 a 2050 para produzir as quantidades necessárias de hidrogênio dos cenários de alta demanda, o que seria bastante desafiador ou improvável.

O mesmo é observado nos cenários de amônia, uma vez que o combustível é inteiramente produzido a partir de hidrogênio de fonte fóssil. Um aumento de 12 vezes na capacidade de UGH no período entre 2020 e 2050 é observado no cenário Amônia\_AD. Por fim, nos cenários de metanol, nos quais o uso de metanol fóssil aumentaria as emissões marítimas, o modelo opta pelo biometanol. Esta opção não é observada nos cenários da Amônia, em que não há emissões diretas de GEE durante a operação dos navios, e, por isso, não há incentivo para produção de um hidrogênio limpo. Sendo assim, grandes quantidades de hidrogênio fóssil são produzidas neste cenário. Tais resultados indicam que a aposta na amônia como combustível para descarbonização do transporte marítimo deve traçar a origem desse combustível, que apesar de não emitir GEE diretamente no navio, pode fazê-lo, no setor energético, por ser produzido a partir de combustíveis fósseis.

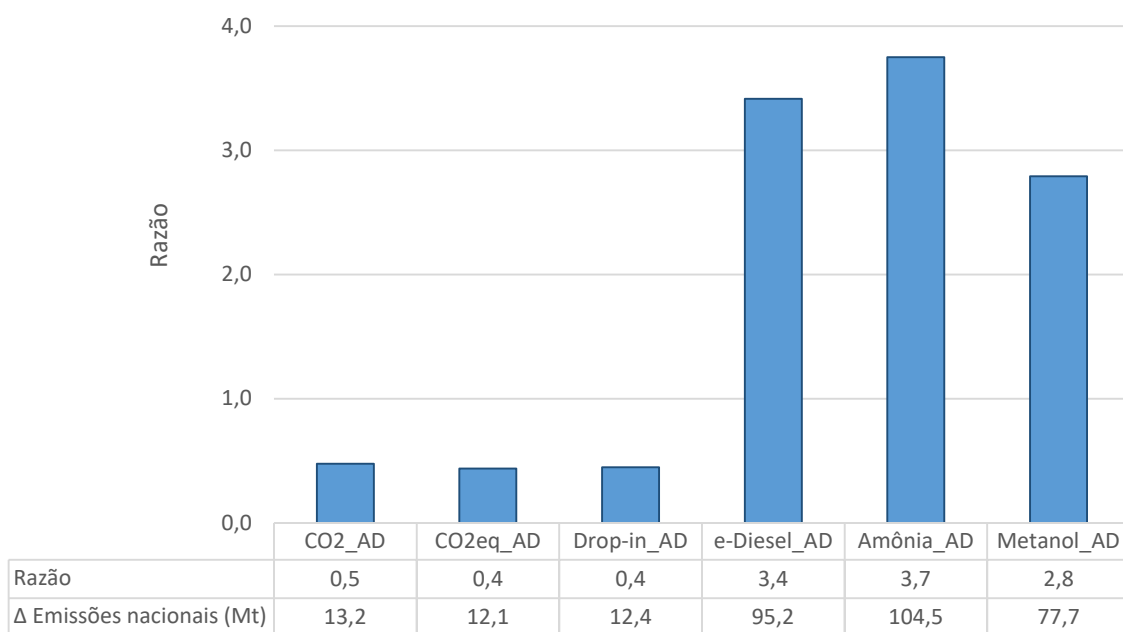


*Nota: Nos cenários Metanol, o biometanol é necessário para cumprir a meta da IMO2050.*

*Gráfico 9. Consumo de combustível para os cenários de rotas individuais*

O Gráfico 10 apresenta a razão entre as emissões nacionais e a mitigação no setor marítimo alcançada em decorrência das metas IMO2050 para todos os cenários, exceto o BA2C. Observa-

se que, principalmente nos cenários das rotas individuais, a descarbonização do setor marítimo implica em um *spillover*<sup>20</sup> nas emissões brasileiras, justificada pelo aumento das atividades no setor de energia. Nos cenários de CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>eq e *Drop\_in*, cerca da metade das emissões evitadas pela utilização de combustíveis marítimos de baixo carbono seria emitida pelo sistema energético brasileiro, comprometendo parcialmente os esforços de mitigação do transporte marítimo internacional.



Nota: A redução de emissões em 2050 para os cenários de alta demanda é de 28 MtCO<sub>2</sub>, comparadas ao cenário Referência\_AD.

Gráfico 10. Aumento de emissões nacionais, relativo à redução das emissões da navegação, em 2050.

Em relação aos custos, a função objetivo do modelo contabiliza todas as despesas do sistema de energia e uso do solo, incluindo custos de investimento e operacionais, bem como os custos associados à demanda de energia como, por exemplo, novos equipamentos de consumo de energia final. Desta forma, os custos associados a cada cenário refletem o incremento de custo dos sistemas de energia ao produzir os combustíveis necessários para atender às metas IMO2050, bem como os custos para aquisição de novas embarcações. Por exemplo, contabiliza os custos de expansão de UGH (produção de hidrogênio) e tecnologias de cultivo (expansão da produção de soja fornecida para os combustíveis SVO e HVO). A Tabela 21 apresenta o

<sup>20</sup> Transferência e/ou vazamento de emissões entre setores



incremento do custo relativo, que foi normalizado em relação ao cenário CO2. Observa-se que, dentre os cenários que visam atender apenas as metas de mitigação da IMO, os cenários monotecnológicos de metanol apresentam os custos mais elevados, sobretudo devido à expressiva produção de biometanol.

*Tabela 21. Aumento de custos para os cenários de mitigação de emissões da navegação internacional*

	Custo Relativo <sup>a,d</sup> (%)	
	BD	AD
CO2	1,0 <sup>b</sup>	1,0 <sup>c</sup>
CO2eq	1,6	1,1
Drop_in	1,6	1,1
e-Diesel	4,9	2,4
Amônia	7,1	3,0
Metanol	12,5	5,9

**Nota :**

<sup>a</sup> Representa o incremento de custo devido a todo o sistema de uso de energia e solo, incluindo investimentos e custos operacionais, demanda, transformação, logística, aquisição de embarcações e outros.

<sup>b</sup> Incremento de custo no cenário CO2\_BD: US \$ 91 milhões.

<sup>c</sup> Incremento de custo no cenário CO2\_AD US\$ 1.900 milhões.

<sup>d</sup> O custo do cenário BA2C representa principalmente a descarbonização do sistema para atingir as metas climáticas globais e não apenas para cumprir as metas do setor marítimo IMO2050. Nesse cenário, o bunker sintético é um resíduo das rotas de biocombustíveis sintéticos de maior valor agregado utilizadas no mundo “bem abaixo de 2°C”, com foco principalmente no diesel e no combustível de aviação (e às vezes na nafta). Como tal, o bunker como combustível residual tem um preço sombra nulo. Como os custos de transporte para chegar aos portos brasileiros são pequenos em comparação ao custo total, eles podem ser desprezados. Portanto, os cenários BA2C podem ser vistos como uma política *non-regret* para as metas da IMO2050.

Os cenários das rotas individuais exigem uma grande expansão das capacidades na cadeia de abastecimento dos combustíveis. Para atender a demanda de combustível do cenário Drop\_in\_AD, a capacidade das UGH precisaria aumentar 20 vezes. No caso do cenário Amônia\_AD, vários navios extras e específicos para utilização de amônia são necessários, o que é desafiador e de ocorrência pouco provável. Por outro lado, os cenários de baixa demanda para as rotas individuais não pressionam tanto os sistemas de energia e uso do solo. Eles oferecem soluções plausíveis, respeitando o desenvolvimento industrial em patamares razoáveis e que podem ser um caminho possível para o futuro.

## 4. Conclusões

Este projeto de pesquisa teve como objetivo comparar diferentes alternativas de combustíveis renováveis marítimos em termos de impactos ambientais, técnicos e econômicos, visando o atendimento da meta IMO2050. Os resultados das fases anteriores deste projeto indicaram que

o Brasil possui diversas vantagens para produção de combustíveis marítimos de baixa emissão. Dentre as alternativas mais promissoras, estão o SVO, HVO, FT-diesel, biometanol e e-diesel, que foram avaliadas em relação aos seus potenciais de produção e mitigação.

Exceto pelo e-diesel, todas as alternativas mostraram elevado potencial de produção no país, superior à demanda de combustíveis marítimos nos portos brasileiros. Todavia, questões logísticas desafiam a implementação destas alternativas, tendo em vista que a concentração dos recursos está localizada no interior do país e, portanto, longe dos pontos de abastecimento. Em relação às emissões de GEE, todas os combustíveis apresentaram elevado potencial de mitigação (em média 75%), com destaque para o FT-diesel que registrou um potencial de redução de 97% nas emissões em relação ao HFO.

Neste relatório foram apresentados os resultados da avaliação econômica e da modelagem integrada para os combustíveis selecionados. A avaliação econômica indicou que as alternativas ainda não são competitivas, pois os custos nivelados determinados são superiores aos preços dos combustíveis convencionais, HFO e MGO. O HVO foi a alternativa de menor custo, seguido pelo FT-diesel, biometanol e e-diesel. Os custos do e-diesel são, aproximadamente, cinco vezes superiores aos preços do HFO.

Os resultados da modelagem integrada mostram que, considerar apenas as emissões de CO<sub>2</sub> ou considerar a emissão de todos os GEE na meta da IMO os resultados são afetados significativamente. Ao considerar apenas as emissões de CO<sub>2</sub> dentro da IMO2050, o GNL figura como uma importante alternativa de substituição, representando cerca de 30% do consumo total de combustível, em 2050, nos cenários de alta e baixa demanda. Todavia, ao considerar as emissões de todos os GEE dentro da IMO2050, o GNL desaparece como alternativa de combustível, devido às emissões de CH<sub>4</sub>, GEE com elevado GWP. Neste cenário, o GNL é substituído pelo SVO e HVO, que representam cerca de 80% do consumo total de combustível, em 2050, no cenário de alta demanda. Cabe ressaltar novamente que a utilização de SVO e HVO, ambos produzidos a partir da soja, não apresenta impactos diretos no uso da terra e desmatamento, pois o modelo assume que a expansão no cultivo de soja ocorre pela conversão de pastagens degradadas em áreas de cultivo, sob uma perspectiva puramente técnico-econômica. Entretanto, o desmatamento no Brasil é uma questão delicada e impactos de segunda ordem devem ser avaliados em estudos futuros.

Os resultados para o cenário BA2C, que reflete não apenas a mitigação da IMO2050, mas um esforço nacional de descarbonização, revelam um diferente portfólio de combustíveis. Nestes cenários, combustíveis *drop-in* produzidos a partir de tecnologias acopladas com CCS,

substituem toda a demanda de combustível marítimo fóssil em 2050 para o cenário de baixa demanda e representam a maior parte do consumo de combustível no cenário de alta demanda. É importante ressaltar que, neste caso, o bunker sintético utilizado como combustível alternativo é um coproduto da produção de derivados sintéticos de maior valor agregado, como diesel e nafta, destinados a outros setores da economia. Tais resultados enfatizam a sinergia entre ambos os esforços de mitigação, indicando que o total comprometimento com a IMO2050 estaria implícito em uma estratégia nacional de descarbonização.

Os cenários de rotas individuais mostram que é possível considerar apenas uma categoria de combustível para substituir o bunker fóssil, embora seja bastante desafiador devido aos elevados custos e demanda por tecnologias de produção de hidrogênio e CCS. A intensificação da atividade do setor energético para produção dos combustíveis visando o atendimento da meta IMO em 2050 ocorre às custas do aumento nas emissões nacionais.

Em resumo, os resultados da modelagem integrada indicam que, mesmo que seja possível atender a IMO2050 no Brasil a partir de plantas dedicadas à produção de combustíveis marítimos alternativos, apenas uma estratégia integrada nacional levaria a uma descarbonização efetiva de toda a cadeia produtiva destes combustíveis.



- balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
- Caldera, U., and C. Breyer, 2017: Learning Curve for Seawater Reverse Osmosis Desalination Plants: Capital Cost Trend of the Past, Present, and Future. *Water Resour. Res.*, **53**, 10523–10538, <https://doi.org/10.1002/2017WR021402>.
- Carvalho, F., F. T. F. da Silva, A. Szklo, and J. Portugal-Pereira, 2019: Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil. *Biofuels, Bioprod. Biorefining*, **13**, 1454–1475, <https://doi.org/10.1002/bbb.2041>.
- CEPCI, 2019: CEPCI Archives.
- DNV GL, 2018: Maritime Forecast to 2050. *Energy Transit. Outlook 2018*,.
- EPE, 2019a: Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Metanol. 16.
- , 2019b: NOTA TÉCNICA - Precificação de óleo combustível marítimo para cabotagem. *Empres. Pesqui. Energética*,.
- EPE, E. de P. E., 2014: Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano. *Política Agrícola*, **XV**, 119.
- Exame, 2016: Revista exame. Tabela de salários. <http://exame.abril.com.br/ferramentas/tabela-de-salarios/> (Accessed December 15, 2016).
- Fasihi, M., D. Bogdanov, and C. Breyer, 2016: Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia*, **99**, 243–268, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>.
- FRED, 2020: GDP Deflators. *Fed. Reserv. Econ. Data*,.
- Fretebras, 2020: Carroceria-tanque. <https://www.fretebras.com.br/fretes/carroceria-tanque/> (Accessed June 25, 2020).
- Hasegawa, T., and Coauthors, 2018: Risk of increased food insecurity under stringent global climate change mitigation policy. *Nat. Clim. Chang.*, <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0230-x>.
- Huppmann, D., J. Rogelj, E. Kriegler, V. Krey, and K. Riahi, 2018: A new scenario resource for integrated 1.5 °C research. *Nat. Clim. Chang.*, **8**, 1027–1030,

<https://doi.org/10.1038/s41558-018-0317-4>.

IAMC, 2020: Model Documentation - BLUES.

IEA, 2019: *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*.

—, 2020: Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth. 93.

IMO, 2015: *Third IMO GHG Study 2014 - Executive Summary and Final Report*. International Maritime Organization,.

—, 2018: UN body adopts climate change strategy for shipping. <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>.

International Energy Agency, 2020: Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth. 93.

IRENA, 2017: *Biogas for Road Vehicles Technological Brief*. 1–64 pp.

—, 2019: *Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. 1–88 pp.

Keith, D. W., G. Holmes, D. St. Angelo, and K. Heidel, 2018: A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere. *Joule*.

Kesieme, U., K. Pazouki, A. Murphy, and A. Chrysanthou, 2019: Biofuel as an alternative shipping fuel: technological, environmental and economic assessment. *Sustain. Energy Fuels*, **3**, 899–909, <https://doi.org/10.1039/C8SE00466H>.

Kim, K., G. Roh, W. Kim, and K. Chun, 2020: A preliminary study on an alternative ship propulsion system fueled by ammonia: Environmental and economic assessments. *J. Mar. Sci. Eng.*, **8**, <https://doi.org/10.3390/jmse8030183>.

Koberle, A., 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, <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-emission-factors>.

Kriegler, E., and Coauthors, 2018: Short term policies to keep the door open for Paris climate goals. *Environ. Res. Lett.*, **13**, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aac4f1>.

- Léon, A., 2008: *Hydrogen Technology: Mobile and Portable Applications*. Springer, Ed.
- Lindstad, H. E., C. F. Rehn, and G. S. Eskeland, 2020: Sulphur abatement globally in maritime shipping. *Transp. Res. Part D*, **57**, 303–313, <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.09.028>.
- Lloyd's Register, and UMAS, 2020: Techno-economic assessment of zero-carbon fuels. *Lloyds Regist.*.
- Mace, A., 2019: Here's Why Fuel Cells Will Power the World's Marine Vessels. *Hydrog. Fuel Cells Ships*, 2–15. <https://blog.ballard.com/fuel-cells-marine-vessels> (Accessed September 8, 2019).
- Meerman, J. C., M. M. J. Knoope, A. Ramírez, W. C. Turkenburg, and A. P. C. Faaij, 2013: Technical and economic prospects of coal- and biomass-fired integrated gasification facilities equipped with CCS over time. *Int. J. Greenh. Gas Control*, **16**, 311–323, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.01.051>.
- Methanex, 2020: Methanex plans up to \$1.4 billion methanol plant in Geismar -- its third there | Methanex Corporation.
- MME; EPE, 2018: Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. 43.
- NETL/DOE, 2013: Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants - Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity,. *Natl. Energy Technol. Lab. U.S. Dep. Energy*.,
- ONU, 2015: Adoção do acordo paris. *Conv. Quadro sobre Mudança do Clima*, **4**, 1–42.
- Pearlson, M. N., 2011: A Techno-economic and Environmental Assessment of Hydroprocessed Renewable Distillate Fuels. Massachusetts Institute of Technology, 106 pp. <http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/65508/746766700.pdf?sequence=1>.
- Perry, R. H., and D. W. Green, 2007: *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 8a Edição. MCGRAW-HILL, Ed.
- Petrobrás, 2019: GLP - Industrial. <https://petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/precos-de-venda-as-distribuidoras/glp> (Accessed June 27, 2020).
- Rochedo, P. R. R., 2016: Development of a Global Integrated Energy Model to Evaluate the Brazilian Role in Climate Change Mitigation Scenarios. .
- Sabesp, 2018: *Tarifas de Água. Water tariffs.*

- [http://site.sabesp.com.br/site/uploads/file/asabesp\\_doctos/comunicado\\_06\\_2018.pdf](http://site.sabesp.com.br/site/uploads/file/asabesp_doctos/comunicado_06_2018.pdf).
- Schaeffer, R., and Coauthors, 2018: *Avaliação do Impacto da Implementação de Medidas de Mitigação de Emissões de GEE para Cumprimento da Meta da IMO : Contribuições para a Sustentabilidade e Competitividade do Comércio Exterior Brasileiro*.
- Ship&Bunker, 2019: World Bunker Prices. <https://shipandbunker.com/prices#MGO> (Accessed December 21, 2019).
- Shouman, E. R., M. H. Sorour, and A. G. Abulnour, 2015: *Economics of renewable energy for water desalination in developing countries*. 227–231 pp.
- SIFRECA, 2016: Fretes Rodoviários. Óleo de soja. Sistema de Informação de fretes. <http://esalqlog.esalq.usp.br/sifreca/mercado-de-fretes/outros-produtos/#oleodesoja> (Accessed July 15, 2016).
- da Silva, F. T. F., 2017: AVALIAÇÃO DA TORREFAÇÃO E DENSIFICAÇÃO DE RESÍDUOS AGRÍCOLAS NO BRASIL. UFRJ, 5–9 pp.
- Simioni, T., 2017: O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil. UFRJ, 204 pp.
- Socolow, R., and Coauthors, 2011: *Direct Air Capture of CO2 with chemicals: a technology assessment for the APS panel on public affairs*. 100 pp.
- Stuer-lauridsen, F., and Coauthors, 2010: Natural gas for ship propulsion in Denmark - Possibilities of using LNG and CNG on ferry and cargo routes. 138.
- Tagomori, I., 2017: Potencial técnico e econômico para a produção de Fischer-Tropsch Diesel a partir de biomassa (FT-BTL) associada à captura de carbono no Brasil. UFRJ, 216 pp. [http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Isabela\\_Schmidt\\_Tagomori.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Isabela_Schmidt_Tagomori.pdf).
- Tagomori, I. S., P. R. R. Rochedo, and A. Szklo, 2019: Techno-economic and georeferenced analysis of forestry residues-based Fischer-Tropsch diesel with carbon capture in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, **123**, 134–148, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.02.018>.
- Taylor, D. A., 1996: *Introduction to Marine Engineering*. Second Edi. Elsevier, Ed.
- Ushakov, S., and N. Lefebvre, 2019: Assessment of Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) Applicability as an Alternative Marine Fuel Based on Its Performance and Emissions Characteristics. *SAE Int. J. Fuels Lubr.*, **12**, 4–12, <https://doi.org/10.4271/04-12-02-0007>.



