

RELATÓRIO DO SUBCOMITÊ
COMBUSTÍVEIS MARÍTIMO

COMBUSTÍVEIS DO FUTURO



PARTICIPANTES DO TRABALHO

Marinha do Brasil (MB)

Capitão de Mar e Guerra (RM1) Fernando Alberto Gomes

Capitão de Mar e Guerra (RM1) Flávio Haruo Mathuiy (Coordenador)

Ministério de Minas e Energia (MME)

Daniel Reis Mendes

Danielle Lanchares Ornelas

Lorena Mendes de Souza

Mariana Ferreira Carriconde de Azevedo

Ronny Peixoto

Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI)

Gustavo Ramos

Ministério de Infraestruturas (MINFRA)

Karênina Martins Teixeira Dian

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Alexandre Cardoso Costa Caldeira

Luiz Fernando Coelho

Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ)

Ilson Iglesias Gomes

Pedro Celso Rodrigo Fonseca

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Angela Costa

Carlos Lima

Juliana Rangel

Marina Ribeiro

Patrícia Stelling

Rachel Henriques

Rafael Araujo

PETROBRAS (CENPES)

André Bello

Antonio Fernandez Prada Junior

Especialistas

Amanda Gondim - Professora-Doutora junto à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (RBQAV/UFRN)

Francielle Carvalho - Doutoranda junto à Universidade do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) e Pesquisadora Associada ao ICCT

Joana Pereira - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE/UFRJ)

Pedro Rochedo - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE/UFRJ)

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	1
1 PANORAMA INTERNACIONAL E PARTICIPAÇÃO DA ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO) FRENTE ÀS MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA USO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS DE BAIXA OU ZERO EMISSÃO.....	5
1.1 A Organização Marítima Internacional (IMO) e as medidas globais de prevenção de poluição do ar e redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE)	5
1.1.1 Redução do teor de enxofre.....	6
1.1.2 Redução das emissões de GEE	9
1.1.3 Quarto Estudo sobre GEE da IMO.....	10
1.2 Perspectivas para o Brasil	14
2 FROTA DE BAIXO CARBONO.....	16
2.1 Estrutura regulatória para os combustíveis de baixa ou zero emissão de GEE em discussão na IMO.....	16
2.2 Perspectivas para indústria marítima	17
2.3 Transição para uma frota de baixo carbono	18
2.4 Análise comparativa dos combustíveis marítimos.....	19
2.4.1 Características e desafios de combustíveis alternativos promissores para o transporte marítimo.....	19
2.4.2 Captura de carbono e combustíveis sintéticos	37
2.5 Desafios portuários e de infraestrutura	39
2.5.1 Perspectivas de produção de combustíveis marítimos de emissão neutra de carbono no Brasil.....	40
3 VIABILIDADE DO USO DOS BIOCOMBUSTÍVEIS NO TRANSPORTE MARÍTIMO	53
3.1 Demanda por combustíveis marítimos.....	53
3.2 Projeções de preço dos combustíveis marítimos	55
3.3 Projeções de capacidade de produção e escalabilidade dos biocombustíveis.....	58
3.3.1 Biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Ester).....	59
3.3.2 Outros biocombustíveis.....	63
3.3.3 Cenários.....	65
3.4 Análise SWOT	68
4 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA E CERTIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS	70
4.1 Avaliação do ciclo de vida.....	70
4.2 Certificação de combustíveis marítimos.....	71

5	INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS INSTALADA NOS PORTOS BRASILEIROS	75
6	CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE AÇÕES DECORRENTES.....	81
6.1	Conclusão.....	81
6.2	Propostas de ações decorrentes.....	88
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Redução do teor de enxofre nas áreas globais e ECAs.	7
Figura 2.	Potencial de produção dos combustíveis alternativos no Brasil.	46
Figura 3.	Resultado das projeções de demanda alocadas por <i>cluster</i> portuário (2025-2060), milhões de toneladas.....	79

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.	Emissões e comércio marítimo.....	11
Gráfico 2.	Projeções das emissões do transporte marítimo percentualmente em relação às emissões de 2008.....	13
Gráfico 3.	Análise de ciclo de vida dos combustíveis avaliados no estudo.	48
Gráfico 4.	Custo nivelado dos combustíveis estudados.....	50
Gráfico 5.	Estimativa do valor do custo das emissões evitadas de CO ₂ pelos combustíveis estudados.	50
Gráfico 6.	Balanço nacional de óleo combustível (mil m ³ /d).....	54
Gráfico 7.	Comércio marítimo internacional por tipo de carga (Gt – milha / ano).....	54
Gráfico 8.	Projeção de demanda de combustíveis marítimos com suprimento nacional.	55
Gráfico 9.	Trajetórias de preço para o petróleo Brent (US\$ dez2020/b).....	56
Gráfico 10.	Preços de petróleo e derivados (US\$ dez/2020/b).....	57
Gráfico 11.	<i>Spread</i> entre óleo combustível e <i>Brent</i> (%).....	57
Gráfico 12.	Preços de <i>proxy</i> para o <i>bunker</i> nacional e internacional (US\$/mt).	58
Gráfico 13.	Capacidade nominal autorizada e consumo de biodiesel.	60
Gráfico 14.	Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel.	61
Gráfico 15.	Preços de produtos.....	63
Gráfico 16.	Preços HVO e biodiesel FAME.	64
Gráfico 17.	Projeção da demanda e percentuais de adição de biodiesel.	65

Gráfico 18. Projeção de demanda de biodiesel (7% v/v) no óleo diesel marítimo.....	66
Gráfico 19. Projeção de demanda de mistura do biodiesel em óleo diesel marítimo.....	66
Gráfico 20. Projeção de demanda de biodiesel com diferentes teores de mistura.....	67
Gráfico 21. Movimentação anual dos graneis líquidos em milhões de toneladas.....	76

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Apresentações realizadas.....	3
Tabela 2. Uso do excedente de capacidade de produção de biodiesel para aplicação em óleo diesel marítimo.....	67
Tabela 3. Uso do excedente na capacidade de produção de biodiesel para aplicação em combustíveis marítimos.....	68
Tabela 4. Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças para o fornecimento e uso de biocombustíveis em combustíveis marítimos.....	69
Tabela 5. Movimentação de graneis líquidos em portos públicos em 2020.....	76
Tabela 6. Movimentação de granel líquido nos portos privados no ano de 2020.....	78
Tabela 7. Licitações de terminais de graneis líquidos e químicos.....	79
Tabela 8. Localização geográfica dos terminais privados e públicos.....	80

APRESENTAÇÃO

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução CNPE nº 7/2021 que instituiu o Programa Combustível do Futuro, com o objetivo de propor medidas para incrementar o uso de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono.

Para tal foram estabelecidas as seguintes diretrizes estratégicas do Programa Combustível do Futuro, à luz do desenvolvimento sustentável nacional:

- Integração de políticas públicas afetas ao Programa;
- Promoção da redução da intensidade média de carbono da matriz de combustíveis, da redução das emissões em todos os modos de transporte e do incremento da eficiência energética;
- Avaliação da eficiência energético-ambiental por meio da análise de ciclo de vida completo (do poço à roda) nos diversos modos de transporte; e
- Estímulo ao desenvolvimento tecnológico e à inovação, buscando-se medidas para incentivar operadores do setor de óleo e gás a investir recursos de pesquisa e desenvolvimento em temas relacionados ao Programa Combustível do Futuro.

Essa resolução criou o Comitê Técnico do Combustível do Futuro (CT-CF), composto por quinze órgãos e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Cabendo a esse comitê, dentre outros objetivos:

- Propor medidas para integração entre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve), o Programa Rota 2030, o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBE Veicular) e o Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET);
- Propor medidas para a melhoria da qualidade dos combustíveis, com vistas a promover redução da intensidade média de carbono da matriz de combustíveis e de emissões do transporte e o incremento da eficiência energética; - propor a metodologia de avaliação do ciclo de vida completo (do poço à roda) para fins de avaliação das emissões dos diversos modos de transporte, incluindo as emissões associadas à fabricação dos veículos;

- Propor estudos para avaliar a possibilidade de aproximação dos combustíveis de referência aos combustíveis efetivamente utilizados, considerando a manutenção dos prazos estabelecidos pelo Proconve; e
- Propor estudos para ampliação do uso de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono.

O CT-CF iniciou suas atividades aprovando a formação de Subcomitês Técnicos, a metodologia de planejamento e seus planos de ação. Foram criados inicialmente seis subcomitês para atender o Programa, dentre esses o Subcomitê de Combustíveis Marítimos.

A falta de uma estratégia brasileira, visando fazer frente às metas previstas no médio e longo prazo na Estratégia Inicial de redução dos gases de efeito estufa da Organização Marítima Internacional (sigla em inglês, IMO – *International Maritime Organization*), foi identificada como ponto a ser trabalhado em relação aos combustíveis para descarbonização do transporte marítimo.

Este relatório pretende:

- (i) identificar possíveis combustíveis marítimos para o futuro,
- (ii) apresentar as rotas tecnológicas promissoras,
- (iii) mapear o potencial nacional de produção dos combustíveis selecionados,
- (iv) apontar os principais desafios a serem superados,
- (v) verificar a viabilidade da produção e da distribuição desses combustíveis,
- (vi) sugerir ações que auxiliem na definição das melhores opções de

combustíveis sustentáveis para o transporte marítimo.

O subcomitê foi constituído por representantes da Marinha do Brasil (MB), Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério de Infraestrutura (MInfra), Ministério de Relações Exteriores (MRE), Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/PETROBRAS) e pesquisadores/professores/doutores/doutoranda da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

Foram realizadas 17 reuniões, no período de agosto de 2021 a maio de 2022, e convidados representantes da Vale S.A., da Associação Brasileira de Armadores de Cabotagem (ABAC), Sindicato Nacional das Empresas de Navegação Marítima (SYNDARMA), Companhia de Navegação Norsul, União Brasileira do Biodiesel e

Bioquerosene (Ubrabio), Associação dos Produtores de Biocombustíveis do Brasil (Aprobio), Associação Brasileira de Indústria de Óleos Vegetais (Abiove) e UNIGEL para participaram daquelas cujos assuntos estavam relacionados as suas empresas e associações.

Durantes as reuniões foram convidados representantes dos setores interessados direta ou indiretamente na transição energética do setor marítimo (*stakeholders*) para apresentar sobre suas áreas e discutir o assunto sob suas perspectivas (Tabela 1).

Tabela 1. Apresentações realizadas.

SETOR	TEMA DA APRESENTAÇÃO	ORGANIZAÇÃO/REPRESENTANTE
Hidrogênio	Produção de hidrogênio verde e tendência mundial para o transporte marítimo.	SAE Brasil/ Mônica Saraiva Panik
	Oportunidades de atuação na cadeia do Hidrogênio Verde.	UNIGEL/ Edson Alves
Biocombustíveis	Cadeia produtiva da soja e do biodiesel.	ABIOVE /Daniel Amaral
	Perspectivas do uso do biodiesel no transporte marítimo.	UFRN /Amanda Gondim
Comunidade Marítima	Novas tecnologias para a melhoria da eficiência energética dos navios VALEMAX/GUAIBAMAX e as perspectivas com os combustíveis alternativos.	VALE S.A./Rodrigo Bermelho
Certificação e Avaliação do Ciclo de Vida	Certificação Nacional – Programa RENOVABIO e comparativo com as certificações internacionais.	ANP/Luiz Fernando Coelho
	Ciclo de Vida dos Combustíveis Marítimos.	COPPE-UFRJ/Joana Portugal

Fonte: elaboração própria.

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos.

No primeiro capítulo, é feita uma contextualização do panorama internacional, a participação da IMO e a perspectiva do Brasil nas discussões para o uso de combustíveis de baixa ou zero emissão.

No Capítulo 2, são apresentadas as tendências para a transição para uma frota de baixo carbono, as características, desafios das principais alternativas de combustíveis em discussão pela comunidade marítima internacional e uma análise comparativa dos combustíveis marítimos baseado no estudo do Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) da COPPE/UFRJ.

No Capítulo 3 é apresentada uma análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) abordando a demanda de combustível marítimo e a viabilidade do uso dos biocombustíveis nesse segmento.

Fruto da necessidade vislumbrada do Subcomitê de Combustíveis Marítimos em contribuir com as discussões dos assuntos tratados na IMO, com o intuito de que não haja

nenhuma medida discriminatória aos biocombustíveis produzidos no Brasil, foi inserido o Capítulo 4 descrevendo qual a metodologia usada no país para a certificação e a análise do ciclo de vida dos biocombustíveis.

O Capítulo 5 apresenta a infraestrutura de abastecimento de combustíveis marítimos instalada nos portos brasileiros para servir de parâmetro para estudos futuros de adequação ao uso para biocombustíveis.

No Capítulo 6, é apresentada a conclusão do trabalho com algumas propostas de ações decorrentes para auxiliar na definição das melhores opções de combustíveis sustentáveis para o transporte marítimo.

1 PANORAMA INTERNACIONAL E PARTICIPAÇÃO DA ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO) FRENTE ÀS MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA USO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS DE BAIXA OU ZERO EMISSÃO

Este primeiro capítulo traz uma breve histórico do panorama internacional sobre as medidas de prevenção à poluição do ar e regulatórias em discussão para a substituição dos atuais padrões dos combustíveis marítimos para combustíveis de baixa ou zero emissão. Ademais, demonstra todo o esforço que a Organização Marítima Internacional (sigla em inglês, IMO) tem empenhado para a redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE) e da poluição marinha por navios.

1.1 A Organização Marítima Internacional (IMO) e as medidas globais de prevenção de poluição do ar e redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE)

A IMO é uma agência especializada das Nações Unidas responsável pela segurança do transporte marítimo e pela prevenção da poluição marinha e atmosférica por navios. Sua principal função é criar uma estrutura regulatória, por meio da definição de padrões para a segurança, proteção e desempenho ambiental do transporte marítimo internacional, que seja justa e eficaz, adotada e implementada universalmente.

Em 1973, a IMO adotou a *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships*, conhecida universalmente como MARPOL, que foi emendada pelos Protocolos de 1978 e 1997 e mantida atualizada com as emendas relevantes.

Dentro da estrutura da IMO, o Comitê de Proteção do Meio Ambiente Marinho (sigla em inglês, MEPC) aborda questões ambientais, o controle e prevenção da poluição de origem marítima coberta pela convenção MARPOL, provocadas por derramamentos de óleo, substâncias líquidas nocivas transportadas a granel, esgoto, lixo e a prevenção da poluição do ar por navios, abrangendo poluentes atmosféricos e emissões de gases de efeito estufa.

As discussões no MEPC e os trabalhos desenvolvidos em um grupo de trabalho levaram à adoção, em 1991, da *IMO Assembly Resolution A.719(17) on Prevention of Air Pollution from Ships*. A resolução instava o MEPC a preparar um novo projeto de anexo à MARPOL sobre prevenção da poluição do ar.

Ademais, o Protocolo de Kyoto, adotado em dezembro de 1997, foi um passo importante na luta contra as mudanças climáticas. Ele operacionalizou a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (sigla em inglês, UNFCCC), comprometendo

os países industrializados e as economias em transição a limitar e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) de acordo com metas individuais acordadas.

Em resposta, após 6 anos de desenvolvimento, na Conferência MARPOL de 1997, a IMO adotou, por meio de um Protocolo adicionado a sua Convenção, o Anexo VI sobre regulamentos para a prevenção da poluição do ar causada por navios, tendo o propósito de minimizar as emissões na atmosfera, de gases e partículas danosas à atmosfera, oriundas da atividade do comércio marítimo internacional, entrando em vigor em 19 de maio de 2005. Essa resolução convidou o MEPC a considerar quais estratégias de redução de CO₂ podem ser viáveis à luz da relação entre CO₂ e outros poluentes atmosféricos e marinhos. A resolução também convidou a IMO, em cooperação com a UNFCCC, a realizar um estudo das emissões de CO₂ dos navios com o objetivo de estabelecer a quantidade e a porcentagem relativa das emissões de CO₂ dos navios como parte do inventário global de emissões de CO₂ (IMO, 2022a).

Em 2005, a IMO estabeleceu medidas para a redução das emissões gasosas por navios, tanto das que são prejudiciais à saúde humana, causadas por poluentes atmosféricos, quanto das prejudiciais ao clima, causadas por GEE. Em consequência desse ato, as embarcações de qualquer tipo com arqueação bruta (AB) igual ou superior a 400, operando no meio ambiente marinho, bem como as plataformas fixas e flutuantes, passaram a demandar combustíveis com teores máximos de enxofre prescritos pela IMO. A participação do Brasil entre os signatários da MARPOL foi estabelecida a partir da publicação do Decreto Legislativo nº 499/2009 e está vigente desde 2010.

1.1.1 Redução do teor de enxofre

Internacional

Com o intuito de mitigar os efeitos deletérios a saúde humana e ao meio ambiente, ao longo dos anos o mundo vem reduzindo o teor de enxofre dos combustíveis fósseis. Nesse diapasão, em 2005, a IMO incluiu um limite máximo global de 4,5% m/m de teor de enxofre no óleo combustível marítimo e o monitoramento do teor médio de enxofre do combustível fornecido mundialmente, no Anexo VI da MARPOL, que estabelece limites para as emissões de óxidos de enxofre (SO_x) e óxidos de nitrogênio (NO_x) pelos navios e proíbe as emissões deliberadas de substâncias que destroem a camada de ozônio.

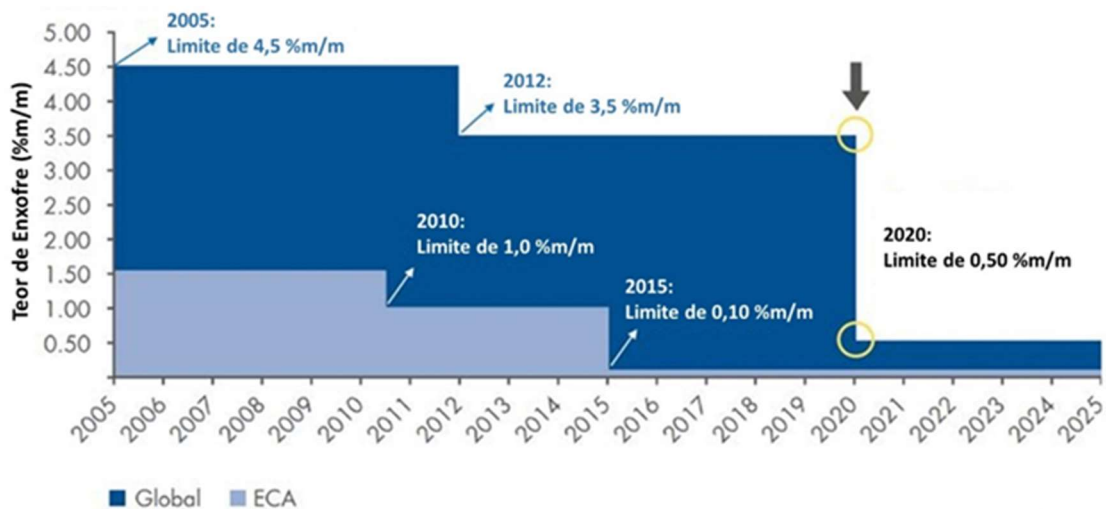
A esta época, já se previa que, alternativamente, os navios poderiam utilizar um sistema de lavagem dos gases de exaustão (*scrubbers*) ou qualquer outra tecnologia para limitar as emissões de SO_x. Em 2005, também, foram designadas as primeiras *SO_x Emission*

Control Areas (ECAs), onde os controles sobre as emissões de óxidos de enxofre são mais rigorosos, sendo os teores de enxofre dos combustíveis marítimos limitados inicialmente ao máximo de 1,5% m/m.

Em 2008, o MEPC-58 incorporou revisões ao anexo VI da MARPOL onde se destacaram prazos para a redução progressiva das emissões de SOx, até o limite de 0,50 %m/m, com vigência a partir de janeiro de 2020 para as áreas globais, conhecida como IMO2020, e de 0,10 % m/m para as ECAs a partir de 2015.

Na **Figura 1** observa-se o histórico das reduções graduais do limite máximo do teor de enxofre nos combustíveis marítimos.

Figura 1. Redução do teor de enxofre nas áreas globais e ECAs.



Fonte: EPE (elaboração própria).

Em paralelo a esse processo de redução dos teores de enxofre nos combustíveis marítimos a *International Organization for Standardization* (ISO) trabalha para atualizar a norma com as especificações dos combustíveis marítimos (ISO 8217 “*Petroleum products - Fuels (class F) – Specifications of marine fuels*”). Esta norma internacional, de caráter voluntário, é utilizada como referência entre o fornecedor e o comprador nos contratos de comercialização por conter os requisitos mínimos de qualidade que o produto deve ter. Está prevista em 2024 a conclusão da revisão que irá refletir as características dos combustíveis que atendem à redução do teor de enxofre nas áreas globais (0,50% m/m), dentre outros itens da norma ISO 8217.

Brasil

A fim de acompanhar os esforços mundiais reduzindo o teor de enxofre dos combustíveis fósseis o país vem tomando uma série de medidas, em consonância com a os limites de redução das emissões de SO_x estabelecidos pela IMO para os combustíveis marítimos.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão responsável pelo estabelecimento das especificações dos combustíveis destinados ao uso aquaviário, óleo diesel marítimo e óleo combustível marítimo, por meio da Resolução ANP nº 52/2010, que foi alterada pela Resolução ANP nº 789/2019, reduzindo o limite máximo do teor de enxofre nos combustíveis marítimos a 0,50% m/m para as embarcações que não dispuserem de sistema de lavagem de gases de exaustão.

Em paralelo o CNPE, por meio da Resolução nº 18, de 29 de agosto de 2019, instituiu o Comitê de Avaliação do Abastecimento de Combustíveis Aquaviários, coordenado pelo MME. Os trabalhos desenvolvidos foram consolidados em um relatório (MME, 2019) que apresentou um diagnóstico do fornecimento de combustíveis marítimos nos mercados mundial e brasileiro, inserido no âmbito da nova regulamentação da IMO, além de avaliar os possíveis impactos no setor com a entrada em vigor do novo limite de teor de enxofre na demanda do combustível nos preços dos derivados de petróleo.

Entre as principais conclusões foi destacado que:

- Apesar do Brasil ser um dos países que produz *bunker* com menor teor de enxofre (<1%), quando comparado com o mercado mundial (média de 2,5%), foram necessárias algumas medidas por parte da Petrobras para produzir *bunker* com 0,50% m/m de enxofre;
- Poucas embarcações possuíam os *scrubbers* disponíveis;
- Havia a possibilidade de efetuar a mistura do *bunker* com alto teor de enxofre com óleo diesel, no intuito de diluir o combustível e, dessa forma, reduzir seu teor de enxofre para 0,50% m/m, porém havia o risco de elevação do preço do combustível;
- Havia vantagem competitiva do Brasil, devido ao petróleo de baixo teor de enxofre do pré-sal, que permite produzir *bunker* com teores inferiores a 1% de enxofre;
- O *bunker* 0,50% m/m de enxofre seria o combustível que apresentaria o maior crescimento ao longo do médio prazo;

- O combustível é um dos itens mais relevantes nos custos do frete marítimo; e
- As políticas públicas não devem dificultar a utilização de modos mais eficientes de transporte, inclusive, distorcendo a concorrência entre a cabotagem e outras modalidades de transporte de cargas, por médias e longas distâncias, como o modo rodoviário, ferroviário e dutoviário.

Considerando que o combustível é um dos itens mais relevantes nos custos do frete marítimo, estima-se que o custo de combustíveis possa representar entre 50 e 60% do custo total operacional de uma viagem marítima (WORLD SHIPPING COUNCIL, 2008), havia uma grande preocupação sobre qual o impacto que a IMO2020 traria para as exportações brasileiras. Em estudo publicado em 2012, a Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (*United Nations Conference on Trade and Development – UNCTAD*) apresentou a composição do preço do frete de um petroleiro com capacidade de carga de 10 mil toneladas, em que o custo do *bunker* representaria 35% do preço do frete (UNCTAD, 2012).

Interessante observar que as medidas adotadas pela IMO, quando entram em vigor, independente da aceitação ou internalização pelos seus estados-membros, passam a ter alcance global e são cumpridas pelas empresas de navegação, para que não haja impedimento ou restrição nas operações de seus navios.

1.1.2 Redução das emissões de GEE

Com o intuito de reduzir as emissões de GEE, em 15 de julho de 2011, foi adotado o primeiro conjunto de medidas internacionais obrigatórias para melhorar a eficiência energética dos navios. Foram estabelecidas medidas técnicas, que melhoraram a hidrodinâmica e a eficiência dos motores, e as medidas operacionais, que otimizaram o emprego dos navios. Neste contexto, foram criados o Índice de Projeto de Eficiência Energética (sigla em inglês, EEDI), estabelecendo padrões obrigatórios de eficiência energética para navios, construídos a partir de janeiro de 2013, o Plano de Gerenciamento de Eficiência Energética do Navio (sigla em inglês, SEEMP), exigindo que os navios desenvolvam um plano para monitorar e melhorar sua eficiência energética e o Sistema de Coleta de Dados (sigla em inglês, DCS), para mensurar o consumo de combustível dos navios, com adesão compulsória (IMO, 2022a).

Em 2015, após adoção do acordo de Paris, os setores de transporte marítimo internacional, representado pela IMO, e da aviação civil internacional, representado pela

Organização da Aviação Civil Internacional (OACI), foram instados a estabelecer metas próprias para a redução de GEE, proporcionais aos esforços do Acordo de Paris.

Em 2018a IMO aprovou a sua Estratégia Inicial para a redução de GEE, com previsão de revisão em 2023. Nela foram estabelecidos níveis de ambição e princípios orientadores. Os níveis de ambição previstos foram para que a navegação internacional reduzisse as emissões de CO₂ por carga útil transportada, em comparação a 2008, em pelo menos 40%, até 2030, objetivando alcançar a redução da intensidade de carbono em 70%, até 2050, e como objetivo global a redução em 50% das emissões de GEE, até 2050. Para que os níveis de ambição aprovados na Estratégia Inicial sejam atendidos foi estabelecido um cronograma para a implementação das medidas candidatas de curto prazo, entre 2018 e 2023, de médio prazo, entre 2023 de 2030, e de longo prazo, além de 2030¹ (IMO, 2022c).

A adoção da Estratégia Inicial foi um marco para o desenvolvimento de uma estratégia abrangente da IMO sobre redução de emissões de GEE de navios contendo um processo para, entre outros, desenvolver o Quarto Estudo sobre GEE da IMO (MEPC-70/18/Add.1). Estudos da IMO sobre GEE foram publicados em 2000, 2009 e 2014, conhecidos como Primeiro, Segundo e Terceiros Estudos da IMO sobre GEE. Cada estudo foi reconhecido como importante contribuição para a compreensão das emissões por um público amplo e aprimoramento das metodologias utilizadas para quantificar as emissões e projetar o desenvolvimento futuro das emissões. Seguindo a programação prevista na Estratégia Inicial, no MEPC-76 (10 a 17/JUN2021) foram aprovadas as criações dos Índices de Projeto de Eficiência Energética (sigla em inglês, EEXI), para navios existentes²; dos Indicadores operacional anual de Intensidade de Carbono (CII)³; e um mecanismo de classificação dos navios pelo CII (*CII rating mechanism*). O *rating mechanism* classifica os navios na categoria A, B, C, D e E, dependendo da avaliação do CII, onde A é o mais eficientes. As medidas já foram aprovadas e a IMO está finalizando as diretrizes para a implementação das mesmas.

1.1.3 Quarto Estudo sobre GEE da IMO

O Quarto Estudo sobre GEE da IMO teve o propósito de realizar uma estimativa com maior precisão das emissões históricas do transporte marítimo internacional, quando comparado com os anteriores, e apresentar as projeções das emissões futuras. Para isso,

¹ Resolution MEPC.304(72) - Initial IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions From Ships (adotado em 13/04/2018).

² São considerados navios existentes aqueles construídos antes de 2013.

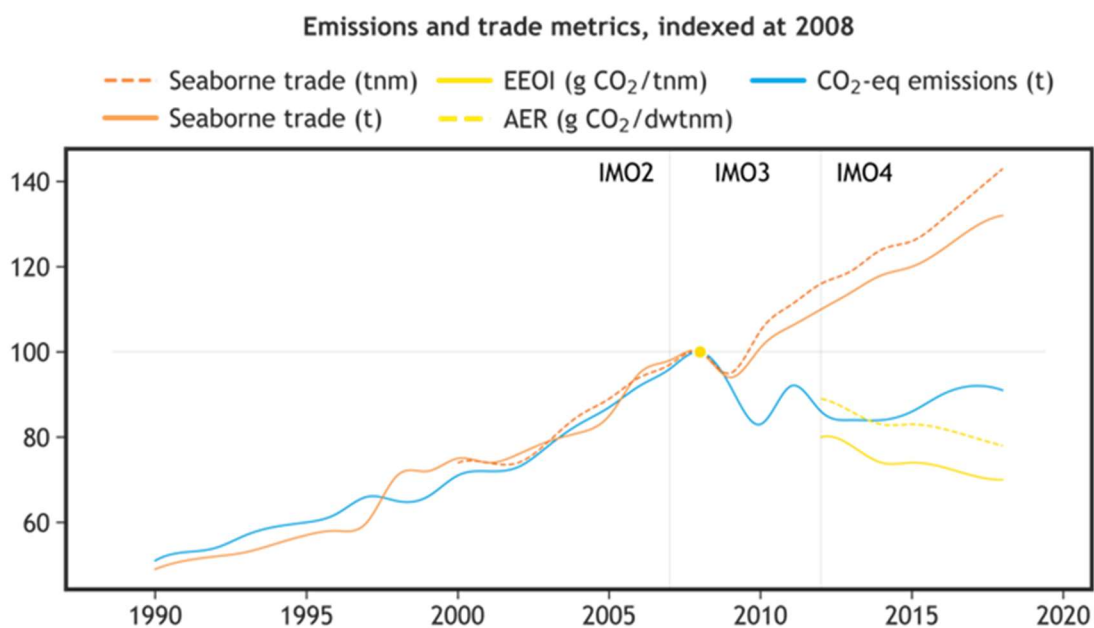
³ O Indicador de Intensidade de Carbono é um indicador operacional que relaciona as emissões de GEE à quantidade de carga transportada pela distância percorrida no período de um ano.

desenvolveu um inventário de emissões de GEE do transporte marítimo internacional para o período 2012-2018 e projetou cenários para futuras emissões de transporte marítimo internacional de 2018-2050 (IMO, 2021).

a) Inventário de emissões de GEE do transporte marítimo internacional 2012-2018⁴

O Quarto Estudo IMO GHG 2020 trouxe algumas descobertas interessantes que identificam que os esforços da organização com medidas de eficiência energética foram positivos até certo ponto. O **Gráfico 1** indica que após 2008, com o advento das medidas de eficiência energética, embora a frota mundial tenha mantido sua trajetória de crescimento conforme o esperado, as emissões foram achatadas e a intensidade de carbono do transporte marítimo internacional mostrou uma tendência de queda.

Gráfico 1. Emissões e comércio marítimo.



Fonte: IMO, 2021.

Pode-se destacar os seguintes resultados desse estudo:

- As emissões de GEE – incluindo dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), expressos em CO₂eq – do transporte total (internacional, doméstico e pesqueiro) aumentaram de 977 milhões de toneladas em 2012 para 1.076 milhões de toneladas em 2018 (aumento de 9,6%);

⁴ Fourth Greenhouse Gas Study 2020 – International Maritime Organization.

- Em 2012, foram 962 milhões de toneladas de emissões de CO₂, enquanto em 2018 esse valor cresceu 9,3% para 1.056 milhões de toneladas de emissões de CO₂;
- A participação das emissões do transporte marítimo nas emissões antropogênicas globais aumentou de 2,76% em 2012 para 2,89% em 2018;
- Sob uma nova alocação de navegação internacional baseada em viagem⁵, as emissões de CO₂ também aumentaram no mesmo período de 701 milhões de toneladas em 2012 para 740 milhões de toneladas em 2018 (aumento de 5,6%), mas para uma taxa de crescimento menor do que as emissões totais de navegação, e representam uma parcela aproximadamente constante das emissões globais de CO₂ durante este período (aproximadamente 2%);
- Usando a alocação baseada em navios do transporte internacional retirado do Terceiro Estudo de GEE da IMO, as emissões de CO₂ aumentaram ao longo do período de 848 milhões de toneladas em 2012 para 919 milhões de toneladas em 2018 (aumento de 8,4%) (IMO, 2021).

Devido à evolução dos dados e métodos de inventário, segundo os autores do estudo, esse é o primeiro Estudo da IMO sobre GEE capaz de produzir inventários de gases de efeito estufa distinguindo as emissões do transporte marítimo doméstico e internacional, em uma base de viagem consistente com o as diretrizes e definições do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (sigla em inglês, IPCC) (IMO, 2021).

b) Intensidade de carbono 2012 – 2018

A intensidade de carbono diminuiu entre 2012 e 2018 para o transporte internacional como um todo, bem como para a maioria dos tipos de navios. A intensidade global de carbono, foi em média em todo o transporte marítimo internacional, melhorou entre 21% a 32% menor quando comparado a 2008 (nível de referência), dependendo do indicador utilizado (Índice de Eficiência Anual-AER ou Indicador Operacional de Eficiência Energética-EEOI)⁶, ou da alocação por viagem ou por navio (IMO, 2022b).

As melhorias na intensidade de carbono do transporte marítimo internacional não seguiram um caminho linear e mais da metade foi alcançada antes de 2012. O ritmo de

⁵ A alocação baseada em viagem define emissões internacionais como aquelas que ocorreram em uma viagem entre dois portos em países diferentes, enquanto a alocação alternativa “baseada em navios” define as emissões de acordo com os tipos de navios, conforme o Terceiro Estudo de GEE 2014.

⁶ A diferença entre esses indicadores é que o AER mede as emissões de CO₂ equivalente em grama dividido pela capacidade de transporte da carga (DWT) e milhas navegadas (NM), enquanto o EEOI mede as emissões de CO₂ equivalente em grama dividido pela carga transportada (GT) e pelas milhas navegadas (NM).

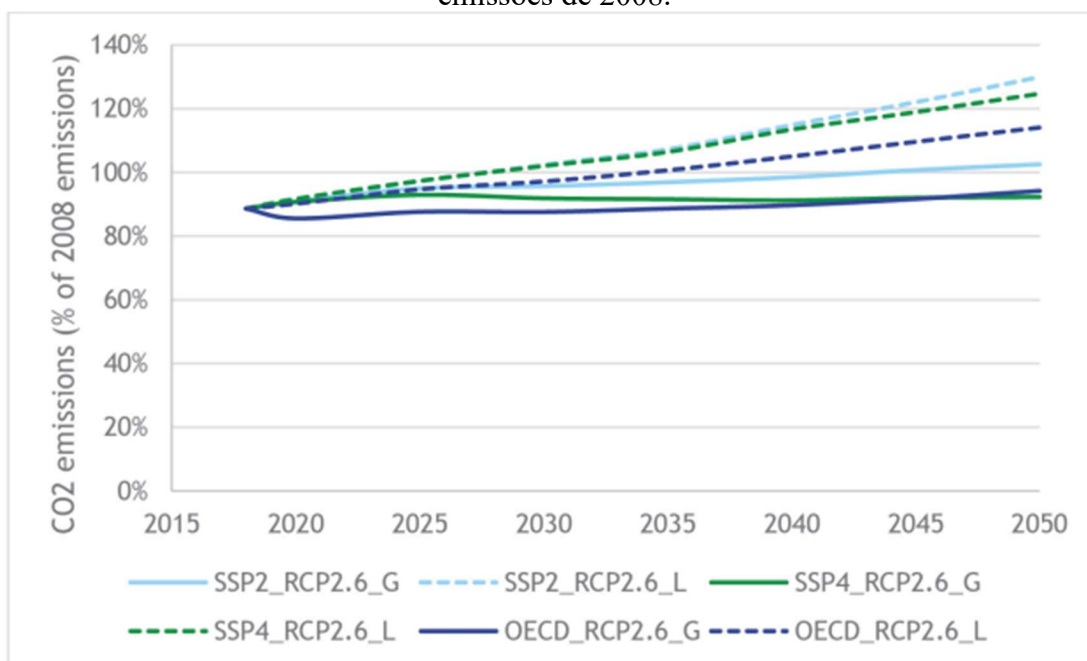
redução da intensidade de carbono diminuiu desde 2015, com variações percentuais médias anuais de 1 a 2%. O desempenho anual da intensidade de carbono de navios individuais oscilou ao longo dos anos (IMO, 2021).

Pelo inventário de emissões, a participação das emissões de CO₂ do transporte marítimo sobre as emissões antropogênicas globais aumentou de 2,76% em 2012 para 2,89% em 2018, porém o transporte marítimo internacional, vem mantendo uma taxa de crescimento inferior ao das emissões totais do setor, contribuindo com uma parcela de aproximadamente 2% das emissões globais de CO₂ durante esse período (IMO, 2021).

Embora tenha ocorrido a melhoria na intensidade de carbono do transporte marítimo por meio das medidas em curso desenvolvidas pela IMO, os resultados do Quarto Estudo indicam que para alcançar a ambição de redução de GEE da IMO, em 2050, será necessário alinhar tecnologias de melhoria da eficiência energética e redução da velocidade dos navios, com utilização de combustíveis alternativos com baixo teor de carbono.

Nesse estudo as emissões de CO₂ do transporte marítimo foram projetadas até o ano de 2050, considerando diversos cenários. As projeções apontam para um aumento de 90% a 130% até 2050, se comparadas com as emissões do período de 2008 (**Gráfico 2**). A título de comparação, o Terceiro Estudo de GEE da IMO estimava até 2050 um aumento entre 50 e 250% das emissões.

Gráfico 2. Projeções das emissões do transporte marítimo percentualmente em relação às emissões de 2008.



Fonte: IMO, 2021.

Seguindo a tendência das discussões que ocorreram neste ano, no MEPC-77 e no Grupo de Trabalho intersessional sobre redução de GEE (ISWG-GHG12), os próximos passos serão focados para finalizar e aprovar as medidas de médio prazo. As medidas que estão em pauta nas discussões visam incentivar o investimento em desenvolvimento tecnológico e em pesquisa de combustíveis de baixa ou zero emissão de GEE.

Muitos estados-membros, liderados pela União Europeia, advogam que os combustíveis alternativos e outras tecnologias de economia de energia precisam de incentivos econômicos que compensem os seus custos extras para serem desenvolvidos e produzidos. O Brasil tem sido bastante cauteloso com essa iniciativa, pois as principais propostas são relacionadas à criação de Medidas Baseadas em Mercado (MBM), do tipo taxaço dos combustíveis ou da instituição de um mercado de carbono para o setor marítimo, com o intuito de elevar os preços dos combustíveis marítimos fósseis.

A principal preocupação brasileira reside no fato de que uma taxaço por consumo de combustível aumente em muito o custo do transporte das *commodities* brasileiras, em virtude das características dos produtos da cesta de exportação (grandes volumes e baixo valor agregado) e das distâncias envolvidas com os principais mercados consumidores. Caso o MEPC não consiga desenvolver outras soluções que contribuam efetivamente para as metas previstas, acredita-se que o próximo passo será a adoção dessas MBM.

1.2 Perspectivas para o Brasil

A IMO está na fase de desenvolvimento de medidas para a adoção dos combustíveis alternativos de baixa ou zero emissão de CO₂ no transporte marítimo. Nesse contexto, é importante que o Brasil esteja preparado para as mudanças que se avizinham, definindo diretrizes para o estabelecimento de uma estratégia em âmbito nacional para os combustíveis marítimos do futuro, tanto para a navegação nacional, quanto internacional, a fim de orientar as negociações da delegação brasileira naquela organização. Espera-se que, nos próximos anos, a IMO adote medidas que nortearão os combustíveis marítimos do futuro, assim é importante que qualquer programa ou estratégia a ser desenvolvida no país esteja em consonância com essas medidas.

O desenvolvimento dessa estratégia permitirá que o Brasil se prepare para as mudanças previstas, buscando o aproveitamento das oportunidades, a defesa dos interesses nacionais e o desenvolvimento das potencialidades em relação à produção de combustíveis e geração de energia sustentáveis.

A tendência mundial, liderada pelos países desenvolvidos, é promover o hidrogênio e a amônia como os combustíveis marítimos do futuro. Entretanto, como a produção desses combustíveis demandam muita energia, será necessária a geração de energia sustentável para suprir essa demanda, a fim de que a redução de emissões seja efetiva, avaliando todo o ciclo de vida do combustível. Nesse contexto, o Brasil com um potencial enorme de geração de energia renovável (hidroelétrica, solar e eólica) desponta como promissor produtor, consumidor e exportador desses combustíveis.

Além dessas alternativas, vislumbra-se que os biocombustíveis possam ter um papel importante na transição energética, até que o hidrogênio e amônia tornem-se realidade. Nesse desiderato, cabe mencionar que o Brasil é o país com a maior extensão de terra do mundo que ainda pode ser incorporada ao processo produtivo, possui um potencial imensurável para a produção de biocombustíveis, que inclui o cultivo de cana-de-açúcar e de oleaginosas, com destaque para a soja, além da mamona, o algodão, o amendoim, o dendê, o girassol, gergelim, babaçu, sem que se promova uma competição com a agricultura de alimentos. Como exemplo, verifica-se que somente para mamona existe uma área de mais de 3 milhões de hectares aptas ao seu cultivo (Peres,2005).

Para que o Brasil possa aproveitar as vantagens competitivas na produção de biocombustíveis é fundamental que esse combustível seja considerado como umas das alternativas para a descarbonização do setor marítimo pela IMO. Assim, salienta-se a importância que este Subcomitê contribua com os trabalhos da CCA-IMO nas negociações das medidas de redução dos gases de efeito estufa (GEE), para que não seja aprovada nenhuma medida discriminatória aos biocombustíveis.

2 FROTA DE BAIXO CARBONO

Este capítulo analisa a estrutura regulatória, em discussão na IMO, para combustíveis de baixa ou zero emissão de GEE, as tendências para a transição para uma frota de baixo carbono, alternativas ao uso desses combustíveis para redução de emissão de GEE, as características e os desafios dos principais combustíveis alternativos em pauta na comunidade marítima internacional para serem utilizados pelo transporte marítimo. Além disso, analisa os principais resultados do estudo da COPPE intitulado “Perspectivas de Produção de Combustíveis Marítimos de Emissão Neutra de Carbono no Brasil”.

2.1 Estrutura regulatória para os combustíveis de baixa ou zero emissão de GEE em discussão na IMO

Para atender às metas de emissões de médio e longo prazo estabelecidas pela IMO, os combustíveis precisarão surgir como opções viáveis para o transporte marítimo mundial, em conjunto com os avanços tecnológicos.

Para avaliar diferentes opções de combustível, é necessário considerar questões como segurança, regulamentação, preços, disponibilidade de infraestrutura, emissões de GEE do ciclo de vida, restrições da cadeia de suprimentos, barreiras à adoção e muito mais.

Os futuros combustíveis de baixo e zero carbono candidatos para transporte marítimo têm diversos caminhos de produção (por exemplo, diferentes gerações de biocombustíveis ou combustíveis à base de hidrogênio produzidos por fontes de energia renovável) implicando diferenças significativas em sua pegada ambiental. Nesse sentido, as discussões em andamento na IMO apontam para a necessidade de desenvolver um procedimento com critérios claros e objetivos a serem usados para determinar os valores de emissão padrão ou valores reais em determinadas circunstâncias, incluindo documentação, verificação e certificação.

A determinação dos valores de intensidade de GEE do ciclo de vida para uma ampla gama de combustíveis requer avaliações usando uma abordagem científica. Nos trabalhos das sessões intersessionais sobre redução das emissões de GEE de Navios (ISWG-GHG) e do Comitê de Proteção ao Meio Ambiente Marinho (sigla em inglês, MEPC), a IMO vem negociando a aprovação de diretrizes para avaliação do ciclo de vida (sigla em inglês *LCA Guidelines*) para combustíveis marítimos.

Nas discussões foram identificadas áreas prioritárias para trabalhos adicionais visando avançar no desenvolvimento das diretrizes, incluindo o estabelecimento de critérios de sustentabilidade, de esquemas de certificação de combustível apropriados, considerações

sobre a metodologia para cálculos dos valores padrão de emissão (*default value*) e dos valores reais de emissão (*actual value*).

Considera-se importante que a abordagem da LCA tenha abrangência desde a produção do combustível até o uso final a bordo de um navio (*Well-to-Wake* – do poço à esteira), permitindo efetiva mensuração da contribuição de determinado combustível na mitigação das emissões. Por outro lado, a fim de evitar a dupla contagem das emissões deverão ser discriminadas também as emissões da produção primária até o transporte do combustível no tanque de um navio (*Well-to-Tank* – do poço ao tanque) e do tanque de combustível do navio até a exaustão na atmosfera (*Tank-to-Propeller ou Tank-to-Wake* – do tanque à hélice ou esteira).

Há uma expectativa de que as diretrizes para LCA sejam aprovadas na MEPC-79, prevista para dezembro de 2022, ou na MEPC-80, prevista para meados de 2023. Foi observada a urgência da finalização das LCA *Guidelines* e das diretrizes do indicador de intensidade de carbono para combustíveis marítimos (sigla em inglês, CII *Guidelines*), conforme expresso por muitas delegações, para facilitar as orientações e decisões de investimento em pesquisa, desenvolvimento e infraestrutura voltadas para os novos combustíveis.

2.2 Perspectivas para indústria marítima

A indústria marítima é crítica para a economia global, com mais de 11 milhões de toneladas métricas de mercadorias embarcadas em 2019, representando um valor comercial de US\$ 18,9 trilhões. As embarcações marítimas transportam cerca de 80% do volume do comércio mundial e 70% do seu valor, enquanto respondem por 2,9% das emissões mundiais de dióxido de carbono (CO₂). Embora a indústria marítima tenha experimentado algumas diminuições nas taxas de crescimento e perturbações do mercado no passado, a tendência histórica geral mostrou um crescimento contínuo. A função dos diferentes tipos de carga mudou com o tempo; o petróleo bruto foi a carga mais transportada na década de 1970, mas agora representa apenas 20% das mercadorias transportadas (ABS, 2021).

Apesar dos desafios enfrentados pelo setor de transporte marítimo globalmente devido à pandemia (crise econômica, interrupções na cadeia de abastecimento, políticas nacionais com foco mais interno), reduzir as emissões e abordar as questões ambientais ainda é uma alta prioridade. As projeções futuras de emissões do transporte marítimo são altamente dependentes de vários parâmetros, incluindo crescimento geral da frota e demanda, melhoria da eficiência dos navios e implantação de novas tecnologias. A IMO estima que as emissões

do transporte marítimo em 2050 variarão de 1.200 MtCO₂/ano, em um cenário de baixa emissão, a 1.700 MtCO₂/ano, em um cenário de alta emissão (UNCTAD, 2020).

Atenta a estratégia de redução de Gases de Efeito Estufa (GEE) da IMO e as medidas em discussão no MEPC a indústria marítima sinalizou seu início e compromisso com a descarbonização, conforme observa-se pelos posicionamentos dos seus representantes nos fóruns da IMO e por iniciativas de algumas empresas de navegação na contratação da construção de navios com uso de combustíveis alternativos.

Entende-se que para a meta desafiadora de uma frota global de baixo carbono em 2050, as soluções provisórias serão importantes para a transição, antes que uma implantação mais disruptiva em tecnologias de baixo carbono possa ser adotada. Uma barreira importante a ser vencida em uma mudança de padrão de combustível para o transporte marítimo é a necessidade de disponibilidade do fornecimento ao longo das principais rotas marítimas internacionais.

Assim, entende-se que seria necessária uma transição em estágios, de modo que as cadeias de suprimentos dos novos combustíveis tornem-se disponíveis comercialmente e que as de embarcações existentes sejam adaptadas ou substituídas. Levando em consideração que os navios mercantes têm vida útil, em média, entre 25 a 30 anos, há que se avaliar se a retirada antecipada de navios poderá causar efeitos deletérios, não somente para a depreciação de ativos das empresas de navegação, mas também para o próprio meio ambiente, em função do possível efeito rebote na geração de GEE que poderia causar o descomissionamento e desmanche dos navios em massa e a construção de novos navios.

A transição para combustíveis associados à baixa ou zero emissão de GEE é valiosa e desejável para consumidores, produtores e governos que se esforçam em mitigar o impacto das mudanças climáticas. Entretanto há preocupações com os impactos advindos sobre o comércio mundial e sobre os próprios países, com reflexos no aumento do frete marítimo e consequente repasse para o consumidor final, além da necessidade da adequação das políticas e regulamentações.

O setor de transporte marítimo pode impulsionar a criação de um futuro de baixo carbono, de forma equilibrada e sustentável, gerando grandes oportunidades para aqueles que estiverem preparados.

2.3 Transição para uma frota de baixo carbono

O caminho da frota global em direção ao cumprimento das metas de redução de GEE da IMO para 2050 exigirá mudanças significativas na tecnologia e nos combustíveis da

embarcação, e conseqüentemente nas atualizações das infraestruturas relacionadas à produção, armazenamento e distribuição dos novos combustíveis e, possivelmente, no *design* e construção de novos navios.

Os usos de amônia, hidrogênio, metanol e eletrificação são apontados pela comunidade internacional como soluções de longo prazo, mas identificar as soluções de médio prazo adequadas representa um desafio para armadores e operadores. Essas soluções de médio prazo precisam permitir que a frota global cumpra os regulamentos do Índice de Eficiência Energética de Navios Existentes (EEXI) e do Indicador de Intensidade de Carbono (CII), para estender a vida útil das embarcações existentes por meio de *retrofits*, quando possível, e abrir caminho para a adoção de combustíveis sustentáveis. Gás natural liquefeito (GNL) e biocombustíveis podem oferecer benefícios a médio prazo usando a tecnologia e infraestrutura existentes ou com pequenos ajustes.

2.4 Análise comparativa dos combustíveis marítimos

Embora o transporte marítimo tenha conseguido grande avanço na redução das emissões de GEE, por meio da melhoria da eficiência energética dos navios, com a implementação de medidas técnicas e operacionais, observa-se que será necessária a substituição de grande parcela dos vetores energéticos fósseis, hoje dominantes no setor (*bunker* e o óleo diesel marítimo), por combustíveis renováveis, para que a meta de redução de 50% das emissões absolutas de GEE seja atendida.

A seguir serão apresentados as características e os desafios dos principais combustíveis alternativos em pauta para serem utilizados pelo transporte marítimo e os principais resultados de um estudo realizado pelo Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) (SCHAEFFER, 2020).

2.4.1 Características e desafios de combustíveis alternativos promissores para o transporte marítimo

Conforme abordado anteriormente, alguns combustíveis têm sido apresentados pela comunidade marítima internacional como soluções de longo prazo, tais como a amônia, hidrogênio e metanol, e para o curto/médio prazo menciona-se o GNL e alguns biocombustíveis. A seguir serão apresentadas algumas considerações sobre os principais combustíveis em discussão na atualidade para a redução das emissões de GEE.

a) Gás Natural Liquefeito (GNL)

Embora o GNL seja um combustível de baixo carbono que pode reduzir as emissões da combustão (*Tank-to-Wake*)⁷ em cerca de 20% em comparação ao *bunker*, é importante considerar sua pegada de carbono em relação ao ciclo de vida total (*Well-to-Wake*)⁸ e a contribuição da fuga de metano⁹ para as emissões de GEE. Ambos os fatores são importantes e podem levar a emissões de GEE até 80% mais altas do que o gasóleo marítimo (MGO)¹⁰, dependendo da motorização utilizada (WORLDBANK, 2021b).

A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) estima que as emissões de metano da produção de gás natural dos EUA são de, aproximadamente, 1,4% do gás bruto produzido. No entanto, estudos recentes revelaram que este valor pode estar subestimado em até 60% (EDF, 2019). Tais dados reforçam a importância da análise do ciclo de vida para as emissões de GEE de todos os combustíveis usados no transporte marítimo. Desta forma, o GNL poderia ser um combustível de transição, mas provavelmente não seria uma solução de longo prazo, a menos que sejam equacionados os desafios anteriormente mencionados.

b) Metanol

O metanol tem maior proporção de hidrogênio para carbono dentre todos os combustíveis líquidos, o que potencialmente reduz as emissões de CO₂ da combustão, quando comparado ao óleo diesel marítimo (ABS, 2021b).

O metanol usado é utilizado em uma variedade de aplicações, como por exemplo, na indústria química, há muitas décadas. É mais comumente produzido em escala comercial a partir do gás natural, mas também pode ser produzido a partir de fontes renováveis, como a biomassa, o que poderia reduzir consideravelmente suas emissões de CO₂.

Embora a produção de metanol a partir da biomassa possa ser considerada como um processo neutro de emissões de GEE, onde a quantidade de carbono liberado é aproximadamente igual ao carbono absorvido pela matéria vegetal durante sua vida, a geração de energia para o processo de produção pode contribuir para as emissões de GEE (ABS, 2021b).

⁷ *Tank-to-Wake*: Do tanque de combustível do navio ao consumo de combustível para operar o navio.

⁸ *Well-to-Wake*: Da produção de combustível ao consumo de combustível para operar o navio.

Well-to-Tank: Da produção de combustível a um tanque de combustível de um navio.

⁹ Fração do metano emitido para a atmosfera na cadeia de produção, distribuição, armazenamento e abastecimento do GNL.

¹⁰ O MGO na RANP n° 52/2010 é o óleo diesel marítimo A - DMA, e na ISO 8216 o DMA é definido com um combustível marítimo isento de resíduo.

A indústria química e outras indústrias comercializam metanol ao redor do mundo há décadas. A Clarkson Platou estima que 26,7 milhões de toneladas foram comercializadas em 2017. Se por um lado os diversos usos na indústria química podem afetar a disponibilidade para uso no modal marítimo, por outro lado a infraestrutura existente de comércio do metanol pode ser um fator importante para o custo em relação a outras opções de combustíveis alternativos (ABS, 2019).

O advento dos navios de transporte de metanol com os novos sistemas de propulsão, que podem usar sua carga como combustível e para geração de energia, está impulsionando uma nova área de demanda para a construção de navios-tanque que transportam metanol. Se o metanol for produzido de fontes renováveis, esses navios-tanque podem ter um potencial ainda maior para reduzir suas emissões de carbono no ciclo de vida e, ao mesmo tempo, aprimorar a cadeia de suprimento de metanol renovável para outras aplicações.

O metanol apresenta baixo ponto de fulgor e, portanto, medidas de proteção devem ser tomadas para evitar a exposição do combustível ao ar ou a fontes de ignição. Sua baixa lubricidade é outro fator de destaque, sendo necessário o uso de óleos lubrificantes específicos e a adaptação no sistema de injeção para manter a qualidade da queima (ELLIS & TANNEBERGER, 2015).

A densidade de energia do metanol em base volumétrica e mássica é significativamente menor do que dos combustíveis marítimos convencionais, requerendo cerca de 2,5 vezes mais espaço de armazenamento. Por outro lado, o estado líquido do metanol a temperatura e pressão ambiente, permite que os tanques possam ser convertidos com pequenos *retrofits* para conter maiores volumes de metanol necessários para fornecer uma quantidade equivalente de energia (ABS, 2021b).

Segundo a Maersk, empresa de navegação que encomendou 12 navios contêineres movidos a metanol, o metanol verde (produzido a partir de fontes renováveis) é a única solução pronta para o mercado e escalável disponível atualmente. Nesse sentido, para aumentar a capacidade de produção global de metanol verde e garantir o fornecimento de pelo menos 730.000 toneladas/por ano desse combustível, até o final de 2025, para seus navios, a Maersk firmou parcerias estratégicas com seis empresas líderes¹¹ (GUIA MARÍTIMO, 2022).

Segundo a MAN, o manuseio, armazenamento e abastecimento simples de metanol, combinados com sistemas auxiliares relativamente simples e o potencial de ser neutro em carbono, o tornam uma opção interessante para atender às metas de descarbonização, atraindo

¹¹ As seis empresas são CIMC ENRIC, European Energy, Green Technology Bank, Orsted, Proman e WasteFuel.

um interesse mais amplo dos proprietários de navios de passageiros e de carga. Embora sua produção como combustível verde ainda seja limitada, seus custos de manuseio são baixos, reduzindo a complexidade da infraestrutura de armazenamento e abastecimento nos portos (MAN, 2022).

Abaixo podem ser observadas algumas das principais iniciativas de uso de metanol como combustível marítimo:

1) A companhia alemã MAN Energy Solutions desenvolveu em 2016 o motor ‘ME-LGI’ para injeção de alta pressão de combustíveis líquidos com baixo ponto de fulgor, como metanol. O MAN B&W ME-LGIM é um motor bi-combustível de dois tempos que pode funcionar tanto com metanol como com combustíveis convencionais. Segundo o fabricante, o motor fornece uma solução eficiente, comprovada e confiável e desempenhará um papel importante na descarbonização da indústria marítima. Os motores ME-LGIM atendem a uma ampla gama de aplicações de navios, incluindo navios porta-contêineres de todos os tamanhos, navios-tanque de produtos, *Very Large Crude Carrier* (VLCC), vários tamanhos de graneleiros, navios *Roll on-Roll off* (Ro-Ro) e navios transporte de carros e caminhões (MAN, 2022).

2) A empresa de tecnologia finlandesa Wärtsilä, com um amplo portfólio de motores, sistemas de propulsão e tecnologia híbrida, lançou o motor Wärtsilä 32 Methanol e desenvolveu um sistema de fornecimento de combustível dedicado para metanol, o MethanolPac (WARTSILA, 2022).

3) A primeira embarcação marítima significativa adaptada para funcionar com metanol como combustível foi a balsa RoPax, Stena Germanica, operando entre Gotemburgo e Kiel, onde há instalações de abastecimento e apoio. A balsa usa um motor adaptado para queimar metanol e requer um combustível piloto (5% diesel) (OFFSHORE ENERGY, 2021).

4) A Waterfront Shipping Company Ltd. (WFS), uma subsidiária integral da Methanex Corporation em parceria com Marinvest/Skagerack Invest (Marinvest), Nippon Yusen Kaisha (NYK), Meiji Shipping Co., Ltd. (Meiji Shipping), KSS Line Ltd. e Mitsui O.S.K. Lines, Ltd. (MOL), anunciou a encomenda de 8 novos navios bicombustíveis de metanol à sua frota, perfazendo um total de 19 navios movidos a metanol. Esses 8 navios de 49.999 toneladas de porte bruto serão construídos na Coreia do Sul, no Hyundai Mipo Dockyard. Segundo o seu presidente, Paul Hexter, a WFS vem trabalhando com navios movidos a metanol há mais de quatro anos, tendo ultrapassado mais de 90.000 horas de operação combinadas, o que demonstra seu potencial de uso como combustível marítimo. Ele

comenta que o metanol é um combustível marítimo prático, competitivo e seguro para o setor de transporte comercial no mercado pós-IMO 2020 (WATERFRONT, 2020).

5) Foi lançado pelo projeto *Fastwater*, um consórcio de líderes de pesquisa e tecnologia marítima da Europa, a primeira lancha da praticagem (*Pilot boat*) com motor Metanol-MD97, para demonstrar a viabilidade de *retrofit* e novas embarcações para operar com metanol. Desenvolvido pelo provedor sueco de serviços de transporte ScandiNAOS, o motor MD97 movido a metanol atende aos requisitos IMO Tier III sem pós-tratamento e espera-se que reduza o NO_x em 75% (OFFSHORE, 2021).

Os principais desafios a serem enfrentados:

1) Baixa densidade de energia - A densidade de energia é menor do que o GNL e os combustíveis líquidos convencionais, portanto, é necessário mais espaço para os tanques a bordo dos navios para uma mesma quantidade de energia a ser fornecida. Como isso pode resultar em menos espaço de carga, pode ser um dos motivos para a adoção limitada do metanol como um combustível alternativo.

O volume necessário de metanol é cerca de 1,5 vezes maior do que o volume do GNL e de 2,5 vezes maior do que os combustíveis convencionais para geração da mesma quantidade de energia (WEI, 2021).

2) Corrosão - O metanol é corrosivo, tornando vulneráveis alguns dos materiais usados atualmente em motores de combustão; o redesenho de algumas peças do motor ou o estudo do uso de inibidores de corrosão (como aditivos para o combustível) e revestimentos especiais podem ser necessários (MÜLLER-CASSERES *et al.*, 2021).

3) Regulamento - O atual Código IGF¹² não compreende o uso do metanol como combustível marítimo. No entanto, qualquer combustível de baixo ponto de fulgor pode ser estudado como alternativa de acordo com suas disposições de design (2.3 do Código IGF) e avaliações de risco (4.2). No âmbito da IMO, estão sendo discutidas propostas para alterar o Código IGF e incluir os requisitos para o uso de metanol como combustível marítimo.

4) Desempenho de GEE - A produção de metanol a partir da biomassa pode ser vista como um processo neutro de gases de efeito estufa (GEE). Quando o gás natural é usado como matéria-prima, as emissões de GEE são ligeiramente maiores do que os combustíveis convencionais. O desempenho de emissão de GEE dependerá da matéria-prima e da fonte de energia usada para a produção do metanol (ABS, 2021b).

¹² Código IGF - código internacional de segurança para navios com propulsão a gás ou outros combustíveis de baixo ponto de fulgor.

5) Segurança - O metanol apresenta baixo ponto de fulgor e medidas de proteção adicionais para evitar exposição do combustível ao ar ou a fontes de ignição devem ser tomadas. O vapor é inflamável quando a porcentagem no ar está entre 6 e 36% na presença de uma fonte de ignição. A temperatura de autoignição do gás metanol é 464°C, uma temperatura que exige que o equipamento elétrico seja atribuído a uma classificação de temperatura de superfície T2 (ABS, 2021b). O vapor de metanol é mais pesado do que o ar, indicando que qualquer vazamento teria a tendência de se acumular nos porões ou seções baixas de um espaço. Portanto, atenção especial deve ser dada à colocação de sistemas de ventilação e detecção em conceitos de barreira dupla e espaços de máquinas.

Por ser uma substância altamente tóxica, deve ser manuseado cuidadosamente. Sua ingestão a grandes quantidades pode resultar em morte. Por ser corrosivo, o contato com a pele ou os olhos pode causar irritação, e o contato com o metanol líquido pode causar queimaduras na pele (ABS, 2021b).

c) Biocombustíveis

Os biocombustíveis são combustíveis obtidos por fontes renováveis, podendo dessa forma oferecer redução nas emissões de carbono do tanque à esteira (*Tank-to-Wake*). No entanto, essas emissões podem ser parciais ou totalmente compensadas durante sua produção para criar combustíveis neutros em carbono. Esse combustível pode oferecer benefícios significativos para o setor marítimo, desde que sua pegada de carbono seja calculada com base no princípio do poço para à esteira (*Well-to-Wake*) e desde que, sozinho ou em mistura com o combustível fóssil, atenda aos requisitos de especificação, qualidade e adequação ao uso como combustível marítimo.

Ademais, o teor de enxofre dos biocombustíveis é muito baixo, atendendo aos requisitos de 2020 e eliminando potencialmente qualquer demanda por sistemas de limpeza de gases de exaustão.

A semelhança nas propriedades físicas e químicas entre determinados tipos de biocombustíveis (como o HVO) e o diesel marítimo significa que o primeiro pode ser usado como combustível *drop-in*, sem a necessidade de grandes modificações nos equipamentos ou *retrofit* das embarcações. Atualmente, muitos armadores e operadores em todo o mundo vêm realizando testes com misturas contendo biocombustíveis para avaliar seus efeitos nas máquinas e nas emissões dos navios. Uma das principais limitações dos biocombustíveis é sua baixa disponibilidade global e, portanto, alto custo, quando comparado aos combustíveis fósseis. O Brasil tem uma indústria bem consolidada e disponibilidade de solo e água para

umentar expressivamente a oferta dos biocombustíveis, contribuindo, desta forma, para que estes possam também contribuir com a sustentabilidade do transporte marítimo e aéreo. (SCHAEFFER *et al.*, 2020; SSI, 2019).

Na versão mais recente da ISO 8217 (2017) (*Petroleum products - Fuels (class F) - Specifications of marine fuels*), foram incluídos 3 novos tipos de diesel marítimo que podem conter até 7% em volume de FAME, tornando-se a primeira abordagem do uso de biocombustíveis em mistura com combustíveis marítimos.

Com vários portos oferecendo incentivos para combustíveis de baixo carbono, algumas empresas estão explorando a viabilidade de utilizar biodiesel (FAME) em seus navios (IAPH, 2022). Mais de 50 portos ao redor do mundo aderiram ao *Environmental Ship Index* (ESI), estimulando soluções que reduzam as emissões de carbono do setor. O ESI identifica os navios que apresentam desempenho na redução de emissões atmosféricas superior ao exigido pelos atuais padrões de emissão da IMO (IAPH, 2022). Ao aderir ao ESI, as embarcações que atracam nesses portos e cujos parâmetros sejam superiores aos estabelecidos pela Convenção MARPOL, ganham acesso a uma tarifa portuária diferenciada. No Brasil os portos de Suape, Itaqui, Açú e Pecém fazem parte do ESI (DATAMARNEWS, 2021).

Atualmente, o custo de produção dos biocombustíveis não permite competir com o dos combustíveis fósseis. Mesmo os biocombustíveis de primeira geração que empregam matéria-prima oriunda da palma, soja e milho são relativamente caros, quando comparados com o óleo diesel, e de disponibilidade limitada.

Os principais desafios do uso do biodiesel no transporte marítimo são:

1) Tendem a oxidar e degradar, em alguns meses, durante o armazenamento. A degradação do biodiesel (FAME), por bactérias redutoras de sulfato, por exemplo, pode produzir sulfeto de hidrogênio altamente corrosivo, que corrói metais, incluindo tanques de armazenamento de aço (ABS, 2021b).

2) As misturas de biodiesel (FAME) são suscetíveis ao crescimento microbiano, em parte devido à natureza do B100 (100% de biodiesel). Procedimentos de drenagem adequada dos tanques minimizam o acúmulo de água e lodo, reduzindo o risco de criar condições que favoreçam a atividade microbiana (ABS, 2021b).

3) O biodiesel apresenta características de escoamento distintas, conforme a sua origem. Quanto maior for o teor dos radicais de ácidos graxos saturados e com cadeias longas na matéria-prima, mais facilmente ocorre a formação de cristais, logo, piores são suas propriedades a frio. Desta forma, as temperaturas de armazenamento precisam ser

controladas. Uma boa prática é manter a temperatura 10°C acima do ponto de fluidez e localizar os tanques de combustível distante das regiões mais frias do navio (ABS, 2021b).

Em função de sua natureza química o biodiesel pode interagir com ligas metálicas e elastômeros. Nesse sentido, devem ser evitados materiais como: ligas contendo latão, bronze, cobre, chumbo e zinco; elastômeros de borracha natural, nitrílica e poliuretano; assim como longos contatos com polietileno, polipropileno e concreto. Os materiais recomendados para uso com o biodiesel são: o aço inoxidável, aço carbono e alumínio; assim como elastômeros de polietileno fluorado, polipropileno fluorado e poliamida. O fabricante do motor deve ser consultado sobre o uso de FAME (ABS, 2021b).

4) Uma questão importante a ser observada é a garantia da disponibilidade de matéria prima para atender às necessidades do transporte marítimo global ou pelo menos de determinadas rotas marítimas. Para tal, os biocombustíveis precisariam ser produzidos em escala industrial, geograficamente representado, com fornecimento de biomassa confiável/certificada e independente das condições ambientais e da sazonalidade.

À medida que a demanda por segurança alimentar cresce, as questões sobre os usos apropriados das matérias-primas e recursos agrícolas podem aumentar. Outras questões relacionadas incluem: engenharia genética, disponibilidade de água e poluição, efeitos de fertilizantes e impactos na biodiversidade.

Iniciativas e testes com biocombustíveis

1) Canadian Steamship Lines - o projeto de demonstração de biodiesel foi iniciado em 2019 com o motor auxiliar de um navio, progredindo para os motores principais e auxiliares de dois navios em 2020, antes de oito navios serem lançados em 2021. Um graneleiro e um graneleiro auto descarregável de diferentes configurações de motor foram testados em diferentes percentuais de biodiesel em uma ampla gama de cargas de motor. Todos as misturas com biodiesel usados no teste foram analisados para confirmar sua conformidade com os valores especificados na ISO 8217:2017, com exceção dos ésteres metílicos de ácidos graxos (FAME), pois os combustíveis de origem biológica apresentam alto teor de FAME. O NO_x foi medido de acordo com o Código Técnico NO_x (NTC) e o teor de enxofre no combustível foi medido de acordo com a norma ISO 8754. Todos os testes a bordo ocorreram no Lago Ontário entre o Canal Welland e Montreal, Canadá. A empresa realizou testes de emissões e análise de combustível durante o teste em diferentes concentrações de biodiesel misturado com óleo diesel marítimo (MDO). O primeiro teste em 2019 começou com um B50 (50% de biodiesel, 50% de MDO) e depois aumentou para um

B80 (80% de biodiesel, 20% de MDO). Os testes de 2020 começaram com um B50 antes de progredir para um B80 e finalmente atingir um B100 completo (100% de conteúdo biológico). Em 2021, oito navios usaram o B100 continuamente por cinco a oito meses, do final de março a 30 de novembro, durante a temporada de transporte doméstico canadense nos Grandes Lagos (LR, 2022).

2) Maran Dry Management, Angelicoussis Group - em 2021, foram realizados testes no mar FAME B30 em geradores principais e a diesel. O ajuste das configurações do motor não foi necessário, portanto, indicando que o biodiesel ou misturas com biodiesel podem ser usadas. Em geral, para armazenamento de *bunker* e queima da mistura do combustível fóssil misturado com o biodiesel não foram observados problemas operacionais significativos com armazenamento, manuseio, tratamento e uso a bordo (LR, 2022).

3) M.T.M. Ship Management- em 24 de janeiro de 2022, uma viagem de teste usando biodiesel foi concluída com sucesso no navio-tanque MTM Colorado, com bandeira de Singapura, usando mistura com biodiesel (B30 Bio VLSFO) em uma viagem da Holanda para o Brasil. A MTM disse que o teste com a mistura com o biodiesel resultou em uma redução nas emissões de 31,5% para o motor principal e 23,1% para o motor auxiliar, e em comparação com o uso apenas do VLSFO (THE MARINE TIMES, 2022).

4) d'Amico Società di Navigazione Inc - foi realizado um teste de mistura de FAME B30. O teste seguiu os regulamentos/diretrizes de combustível da União Europeia (EU) apropriados sobre o cálculo das emissões de CO₂ usando a análise de ciclo de vida completa (WTW). Os resultados foram:

- redução de 4,3% das emissões de CO₂ por tonelada de combustível e um CII resultante (gCO₂/DWT milha) de 3,99, com uma melhoria de 3,5% usando óleos combustíveis VLSFO, permitindo uma classificação de navio “A” até 2026.
- a mistura de biodiesel B30 não afetou a certificação Tier II¹³ dos motores para conformidade com NO_x. Ambos os motores principais e geradores a diesel foram testados quanto à conformidade com NO_x usando os dados medidos permitidos pelo código técnico NO_x.
- redução efetiva das emissões de CO₂ por tonelada de combustível em 25,3%, aplicando a metodologia Defra. Esta metodologia foi utilizada em antecipação à aprovação do

¹³ Os limites de emissão de Óxido de Nitrogênio (Nox) da Regra 13 do Anexo VI da MARPOL aplicam-se a motores diesel marítimo com potência superior a 130 kW instalado em um navio. Limite da as emissões NO_x Nível II (NO_x) variam de 14,4 a 7,7 g / kWh, com base na velocidade nominal do motor.

quadro de análise WTW pela IMO e aguardando indicações claras sobre qual metodologia será aplicada pela IMO (D'AMICO GROUP, 2022).

5) As empresas de transporte de navios-tanque Stena Bulk e GoodFuels, em abril de 2020, concluíram o teste com o navio-tanque “Stena Immortal” utilizando biocombustível a 100%, como óleo combustível marítimo.

Foi utilizado óleo biodiesel MR1-100, produzido de óleo de cozinha usado pela GoodFuels em Rotterdam. Ao utilizar 100% biodiesel, as emissões de CO₂ foram reduzidas em aproximadamente 83%. O combustível também emitiu níveis reduzidos de SO_x em comparação com outros combustíveis. O teste foi realizado com a embarcação operando normalmente.

Stena Bulk comentou que o teste demonstra que o transporte de baixo carbono pode ser uma realidade em breve, caso a indústria marítima pressione pelo desenvolvimento dos biocombustíveis. Segundo a empresa, o navio “Stena Immortal” funcionou muito bem com o biodiesel, fazendo o percurso previsto, sem qualquer interrupção (SHIP TECHNOLOGY, 2020).

6) CMA CGM - vem realizando testes de misturas de biodiesel, desde 2019, para determinar a compatibilidade técnica e operacional do biodiesel (FAME) no uso marítimo. Os resultados têm sido positivos e não foram necessárias alterações na configuração do motor. Com isso, o uso do biodiesel misturado aos VLSFOs está sendo considerados uma alternativa para a melhoria do Índice de Intensidade de Carbono (CII), para os navios que não satisfazem os critérios (LR, 2022).

7) Wärtsilä Engine Builder - tem realizado experimentos com diversos biocombustíveis diferentes, desde a década de 1990. Nos últimos dez anos, vem desenvolvendo técnicas avançadas de combustão para melhorar a eficiência e a flexibilidade do binômio combustível-motor. A Wärtsilä em parceria com a Bunkers Boskalis e a GoodFuelstestou uma série de novos biodieseis, otimizando o combustível e o desempenho do motor, reduzindo drasticamente as emissões de partículas e eliminando as emissões de SO_x. Os resultados dos testes com óleos hidrotratados (HVO) e FAME UCO, em motor de velocidade média de 4 tempos, foram apresentados no congresso CIMAC, pela Wärtsilä em 2016 (LR, 2022).

8) MAN Energy Solutions SE EngineBuilder - vem realizando testes com biocombustíveis dos seguintes tipos: Ésteres Metílicos de Ácidos Graxos (FAME) - e combustíveis semelhantes do tipo FAME; Óleo Vegetal Hidrotratado (HVO); e misturas desses biocombustíveis com combustíveis de petróleo (MANIFOLD TIMES, 2022).

9) Toyota Tsusho Petroleum Private Limited ("TTP") - a Toyota Tsusho Corporation, uma empresa multi-divisão do grupo Toyota criada para apoiar o negócio automotivo e outras holdings, anunciou que a Toyota Tsusho Petroleum Private Limited (TTP) começará a testar o uso de biodiesel no transporte marítimo. A TTP é uma fornecedora de combustível e abastece navios no porto de Singapura. Os testes serão realizados em colaboração com o grupo de navegação francês CMA CGM e com a Academia e contará com o apoio da Autoridade Portuária de Singapura (MPA) (LR, 2022).

Durante o teste com prazo de duração de aproximadamente seis meses, a TTP verificará aspectos técnicos, como estabilidade à oxidação e armazenamento de biodieséis, e ganhará conhecimento medindo as emissões dos navios. A TTP afirma que se essas iniciativas levarem aos resultados esperados, o uso regular do biodiesel ajudará a reduzir as emissões de GEE, ajudando a indústria naval a caminhar para a descarbonização. O teste envolverá até 32 navios porta-contêineres operando com diferentes misturas de biocombustíveis para medir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) e óxido de nitrogênio (NO_x). Os navios em teste terão capacidade de 2.200 a 10.640 TEU e servirão várias rotas comerciais, incluindo Ásia-América do Sul, Ásia-África, Ásia-Oceania, Ásia-Mediterrâneo, Norte da Europa-Oceania e Norte da Europa-América do Norte. Algumas dessas embarcações serão abastecidas em Singapura com 24% de éster metílico de óleo de cozinha usado (UCOME) misturado com combustíveis convencionais (CN, 2022).

d) Hidrogênio

Embora abundante como elemento, o hidrogênio quase sempre é encontrado como parte de outro composto e precisa ser separado antes de ser usado como combustível. Uma vez separado, pode ser usado junto com o oxigênio do ar em uma célula a combustível (ou pilha a combustível), por exemplo, para criar eletricidade por meio de um processo eletroquímico.

O hidrogênio pode ser extraído de combustíveis fósseis e biomassa, ou da água, ou de uma combinação dos dois. Cerca de 95% do hidrogênio é produzido a partir de combustíveis fósseis, tais como gás natural e petróleo. Atualmente, a energia total usada mundialmente para a produção de hidrogênio é de cerca de 275 Mtep, o que corresponde a 2% da demanda mundial de energia. O gás natural é atualmente a principal fonte de produção de hidrogênio (hidrogênio cinza, 75%) e é amplamente utilizado nas indústrias de amônia e metanol. A segunda maior fonte de produção de hidrogênio é o carvão (hidrogênio marrom, 23%). Os 2% restantes baseiam-se no petróleo e na energia elétrica. Atualmente, seus maiores

consumidores são as indústrias químicas e refinarias, que utilizam mais de 90% da produção global. Nessas indústrias, não é usado como combustível, mas como um insumo para seus processos (IEA, 2019).

O hidrogênio também pode ser produzido a partir da eletricidade por meio da eletrólise da água. Neste processo, uma corrente elétrica é usada para dividir a molécula de água em oxigênio e hidrogênio. Esse método é comparativamente menos eficaz em termos de emissões quando alimentado por combustíveis fósseis. Mas quando a eletrólise é alimentada por eletricidade de fonte renovável, oferece uma pegada de carbono quase zero (hidrogênio verde).

Outros processos relacionados à eletrólise que estão sendo explorados incluem: "divisão de água em alta temperatura", que usa o calor gerado por concentradores solares ou reatores nucleares para criar reações químicas que dividem a água para produzir hidrogênio; "divisão fotobiológica da água", no qual microorganismos (como algas verdes) consomem água na presença de luz solar, produzindo hidrogênio como subproduto; e "separação fotoeletroquímica da água", que usa sistemas foto eletroquímicos para produzir hidrogênio a partir da água, usando semicondutores especiais e energia da luz solar (IEA, 2019).

O hidrogênio poder ser considerado o combustível marítimo com menor emissão quando produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia renovável, com quase zero emissões de GEE e zero emissão de óxido de nitrogênio (NO_x), óxido de enxofre (SO_x) e material particulado.

Em relação aos custos, o custo do hidrogênio marrom e cinza varia entre US\$1-4/kg, enquanto o do hidrogênio verde atualmente varia entre US\$ 6-8/kg. No entanto, o custo de produção de hidrogênio reduziu cerca de 50% desde 2015 e essa tendência deve continuar na década seguinte, à medida que projetos de geração de energia renovável para aumentar a produção de hidrogênio sejam implementados. Estima-se que a redução do custo do hidrogênio verde para US\$ 2/kg pode torná-lo competitivo para uso no setor marítimo (IEA, 2019).

Ademais, espera-se que o custo das instalações de abastecimento de hidrogênio seja superior ao das instalações de GNL, por exemplo, principalmente devido à maior necessidade de armazenamento criogênico de hidrogênio líquido e ao material necessário para tanques, tubulações e vedações. Os principais componentes desse custo são os tanques de armazenamento e *bunker*, que precisam ser dimensionados com base no número de navios atendidos.

A despeito dos altos custos envolvidos nas instalações de abastecimento de hidrogênio e da infraestrutura, o custo do combustível continua a ser o principal fator a se levar em consideração, considerando uma vida útil de 15 a 20 anos para os navios, e esses custos iniciais passam a ser uma fração relativamente pequena dos custos totais de transporte diluídos ao longo do tempo.

Muitas demonstrações estão em andamento para avançar seu uso para propulsão marítima e avaliar seu papel como uma opção sustentável. Alguns projetos estão sendo lançados, como o caso *Energy Observer 2*, um navio cargueiro multiuso movido a hidrogênio líquido, com a promessa de uma navegação com emissão zero, oferecendo capacidades de transporte muito altas e grande autonomia (CPG, 2022).

O hidrogênio pode ser utilizado como combustível em motores de combustão interna, em turbinas a gás ou em células a combustível. Em motores de combustão interna possui uma eficiência menor em comparação com as células a combustível, e suas emissões líquidas de GEE seriam aumentadas pela necessidade de utilização de combustíveis piloto de origem fóssil.

Os principais desafios para o uso do hidrogênio como combustíveis marítimos são relacionados à segurança, ao armazenamento e ao transporte, pois possui características explosivas, pode causar asfixia, é inflamável e na forma líquida, pode tornar as estruturas de aço quebradiças (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2020; IEA, 2020).

O hidrogênio pode ser armazenado como um gás comprimido ou liquefeito, e os avanços na tecnologia de armazenamento são chave para sua adoção como combustível marítimo. Na forma de gás, o armazenamento requer tanques de alta pressão e sua baixa densidade volumétrica torna essas unidades grandes (cerca de quatro vezes o tamanho dos tanques de combustíveis convencionais), pesadas e de difícil acomodação. Na forma líquida, os tanques podem ser menores, mas precisam suportar temperaturas criogênicas (cerca de -253°C). Os sistemas de armazenamento precisam de materiais, ventilação e detecção de vazamentos apropriados, pois seu vazamento em espaços fechados pode causar asfixia (IEA, 2020; DNV GL, 2019).

A densidade energética do hidrogênio em base mássica é a mais alta dentre todos os potenciais combustíveis marítimos alternativos, mas em base volumétrica, mesmo quando liquefeito, é menor. Para obter o mesmo conteúdo de energia do óleo diesel marítimo, por exemplo, é necessário cerca de 4 vezes o volume de hidrogênio. Atualmente, o armazenamento comprimido ou liquefeito de hidrogênio puro pode parecer prático apenas

para navios pequenos, mas os fabricantes de motores estão explorando tecnologias que poderiam apoiar seu uso em navios de grande porte (DNV GL, 2019).

O transporte de hidrogênio apresenta desafios adicionais para seu armazenamento. Suas moléculas menores o tornam mais sujeito a vazamentos e, junto com sua inflamabilidade, podem dificultar o transporte. Desta forma, o desenvolvimento de transporte e logística eficazes e seguros são essenciais para sua adoção como combustível marítimo (DNV GL, 2019).

Em relação à segurança, os principais desafios para o uso do hidrogênio incluem garantir uma contenção segura, identificar os riscos para a tripulação e os perigos associados aos layouts físicos, operação e manutenção dos navios. Esforços significativos serão necessários para avaliar os perigos associados ao *layout* físico, operações, manutenção, transferência e transporte do combustível em escala. Ventilação a bordo, sistemas de alarme e estratégias de proteção contra incêndio - e outras medidas para limitar a probabilidade e a consequência de vazamento - precisarão ser projetadas para ativos dedicados a hidrogênio após extensas avaliações de risco.

Embora o uso de hidrogênio como combustível marítimo seja coberto pelo Código IGF, neste estágio inicial de aplicação como combustível marítimo, a IMO atualmente não está desenvolvendo requisitos focados em hidrogênio. Como combustível, será tratado como um design alternativo de acordo com o Código IGF e exigirá uma revisão equivalente.

Alguns investimentos para desenvolver a infraestrutura e estações de abastecimento de hidrogênio estão em andamento. Como exemplos: o Porto de Rotterdam anunciou recentemente significativo investimento em tecnologia de eletrolisador que apoiará a produção de hidrogênio verde a partir da água do mar no local. Esta abordagem é baseada em recursos de energia colocados para gerar hidrogênio verde para uso como combustível ou matéria-prima para produção posterior. O plano atual é instalar um eletrolisador de 100 MW até 2025 com expansão para 500 MW no futuro; o projeto Pilbara localizado na Austrália planeja instalar plantas de produção de hidrogênio e amônia, com 26 GW de energia renovável; um projeto semelhante na Arábia Saudita pretende alavancar 4 GW de energia solar e eólica para produzir 650 toneladas de hidrogênio verde por dia (IEA, 2019). É provável que esses projetos sejam concluídos nos próximos cinco anos, seguidos por muitos outros em um esforço para apoiar um mercado global de hidrogênio estimado em US\$ 700 bilhões (HYDROGEN COUNCIL, 2021).

Além do abastecimento dos navios, há também iniciativas para a redução das emissões nas operações portuárias. O Porto de Los Angeles e o Porto de Long Beach estabeleceram

metas ambiciosas para alcançar emissões líquidas zero. As ações propostas incluem o emprego de caminhões de carga com célula de combustível de hidrogênio para operações portuárias, bem como uma estrutura de demonstração para fornecimento e campo de testes para outras tecnologias de baixo carbono (WPSP, 2019). Esses esforços iniciais sinalizam o potencial de viabilizar o uso dos mesmos combustíveis de baixo e zero carbono para navios e operações portuárias.

No contexto nacional, principais iniciativas relacionadas ao hidrogênio iniciaram na década de 90. Em 1998, foi criado o Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH), seguido de diversas parcerias internacionais, programas e planos nacionais voltados ou associados ao hidrogênio. Em agosto de 2021, foram aprovadas as diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio – PNH₂ (MME, 2021).

Conforme mencionado nas diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio (MME, 2021), há um movimento internacional em torno do hidrogênio como solução de descarbonização em importantes mercados de produção de eletricidade como a União Europeia (UE) - em particular a Alemanha -, o Japão e os EUA, por exemplo. Hoje, cerca de 70% da produção de hidrogênio é baseada na reforma do metano a vapor usando gás natural como insumo (IEA, 2019). As tecnologias de captura, sequestro e uso de carbono (CCUS) podem tornar o hidrogênio produzido a partir de gás natural (cinza) em hidrogênio de baixo carbono (azul), reduzindo em 90% sua pegada de carbono. Além disso, espera-se que o hidrogênio produzido pela eletrólise da água a partir da eletricidade gerada por fontes renováveis (verde), como a hidroeletricidade, a eólica e a solar, seja competitivo até 2030 (BNEF, 2020). O hidrogênio produzido pela reforma a vapor do etanol e de outros biocombustíveis também ampliará as alternativas de hidrogênio renovável e algumas alternativas ainda permitirão emissões negativas ao associarem CCUS. Outra opção de hidrogênio de zero carbono ocorre por meio de energia nuclear, tanto pela rota termoquímica, quanto pela própria eletrólise da água. Há, ainda, diversas outras rotas para a produção de hidrogênio, como pirólise, gaseificação, biodegradação e micro-ondas (para conversão de resíduos plásticos). Tecnologias híbridas também podem desempenhar papel no desenvolvimento da economia de hidrogênio de baixo ou zero carbono, com base uma variedade de matérias-primas.

O Brasil tem sido considerado privilegiado para a produção de hidrogênio verde, especialmente em função de seu grande potencial de energia renovável. Conforme mencionado anteriormente, a Agência Alemã de Cooperação Internacional anunciou investimentos de 34 milhões de euros para o desenvolvimento de projetos de produção de

hidrogênio verde no Brasil (H2V), durante evento organizado pela Câmara Brasil-Alemanha (AHK). A iniciativa chamada H₂ Brasil prevê a disponibilização dos recursos ao longo dos próximos dois anos para a construção de uma planta piloto de eletrólise com capacidade de 5 MW (EPBR, 2021).

Iniciativas com hidrogênio

A Wärtsilä lançou um grande programa de testes para motores marítimos com hidrogênio e amônia. Testes de motor em grande escala foram recentemente realizados no laboratório de motores em Vaasa, Finlândia, para avaliar os parâmetros ideais do motor. Segundo o fabricante os resultados dos testes foram muito encorajadores, com um motor de teste funcionando bem com combustível com 70% de amônia, em uma faixa de carga marítima típica, e a 100% de hidrogênio em outro motor em operação. Para o mercado de energia, a Wärtsilä espera ter um conceito de motor e planta para operação de hidrogênio puro pronto até 2025. Para o mercado marítimo, a empresa espera ter um motor funcionando com uma mistura de amônia em 2022, e um conceito de motor com combustível de amônia pura em 2023 (WARTSILA, 2022b).

O Estaleiro Armón em Navia, Espanha, em 16 de maio de 2022, fez o lançamento no mar do Hydrotug, um rebocador movido por dois BeHydro V12, motor de velocidade média (cada um fornecendo 2 megawatts) bicomustível que pode funcionar com hidrogênio ou combustível tradicional. O rebocador tem capacidade para armazenar 415 quilos de hidrogênio comprimido em seis tanques instaladas no convés. Programado para operar no Porto de Antuérpia-Bruges tem previsão de entrar em operação no primeiro trimestre de 2023 (OFFSHORE ENERGY, 2022).

e) Amônia

A amônia é um composto formado por nitrogênio e hidrogênio comumente encontrado na natureza como um gás incolor à pressão atmosférica e temperatura ambiente. Embora tenha alimentado motores de combustão interna (em terra) por 75 anos, a amônia está nos estágios iniciais de desenvolvimento para propulsão marítima. Embora nenhum navio esteja usando atualmente, motores de combustão interna e células a combustível alimentados por amônia estão em desenvolvimento (FAHNESTOCK; BINGHAM, 2021). Quando utilizada em motores de combustão interna, produz água, nitrogênio e óxido de nitrogênio (NO_x).

É uma alternativa potencial ao *bunker*, livre de dióxido de carbono (CO₂), mas que exigirá o uso de energia renovável durante sua produção. Semelhante ao hidrogênio, pode ser

produzido a partir de combustíveis fósseis usando captura e armazenamento de carbono ou a partir de energia renovável, reduzindo suas emissões de GEE. Além disso, para utilização em motores de combustão interna, a amônia, assim como o hidrogênio, precisa de um combustível piloto, o que pode aumentar suas emissões (ASH; SCARBROUGH, 2019). De maneira geral, considera-se que a amônia tem um potencial significativo para reduzir as emissões do setor de transporte marítimo internacional, caso se viabilize a produção em quantidades suficientes e utilizando tecnologias de baixo carbono (BAREVIC, 2019).

A amônia é o segundo produto químico mais utilizado, principalmente para a produção de fertilizantes, produtos farmacêuticos, água purificada e entre outras aplicações químicas (CARNEIRO DOS SANTOS, 2016). Embora a infraestrutura de produção, armazenamento e distribuição esteja disponível em escala mundial, sua produção em escala industrial não é simples, além de ser custosa. Desta forma, investimentos significativos serão necessários para sua utilização como combustível marítimo (DNV GL, 2019).

A amônia é produzida pelo processo de Haber-Bosch, que basicamente, combina hidrogênio com nitrogênio atmosférico. Pode ser produzida a partir de combustíveis fósseis, como o gás natural, ou de fontes renováveis (CARNEIRO DOS SANTOS, 2016). Sua produção a partir de fontes renováveis ocorre a partir da eletrólise da água, fornecendo hidrogênio. Assim, com a produção da amônia zero-carbono diretamente relacionada à do hidrogênio, todos os desafios associados à geração do H₂, incluindo aumento de escala, também se lhe aplicam. As principais vantagens da amônia em relação ao hidrogênio derivam de sua densidade energética em base volumétrica mais alta e do fato de que pode ser armazenada na forma líquida a -33°C e à pressão atmosférica a bordo do navio e nas instalações portuárias. Esses fatores favorecem sua distribuição e armazenamento comparado ao hidrogênio (ASH&SCARBROUGH, 2019).

Prevê-se que a experiência da indústria química e de fertilizantes, e os desenvolvimentos recentes de abastecimento de GLP/GNL, ajudem no processo do uso da amônia como combustível marítimo. A amônia pode ser pressurizada, semi-refrigerada ou totalmente refrigerada, dependendo do volume necessário para armazenamento seguro, variando de pequenos tanques pressurizados de 1.000 galões até tanques de armazenamento liquefeito de 30.000 toneladas nos terminais de distribuição. Em grandes quantidades, pode ser transportado em tanques semelhantes aos de GLP (DNV GL, 2019).

A amônia mantém o estado líquido em altas pressões ou baixas temperaturas. O armazenamento em escala industrial usa baixas temperaturas, o que requer energia. No entanto, essa opção tem um custo de capital menor do que a pressurização, que exige maior

espessura dos tanques de armazenamento, e, portanto, mais aço. A amônia também precisa de cerca de 2,5 vezes mais volume do tanque do *bunker* para gerar a mesma energia (DNV GL, 2019; ASH& SCARBROUGH, 2019). Sua velocidade de chama lenta e os desafios inerentes à sua combustão geralmente requerem uma grande quantidade de combustível piloto para atingir a ignição. (ASH& SCARBROUGH, 2019).

Conforme mencionado, quando utilizada em motores de combustão interna, a amônia produz água, nitrogênio, amônia (não queimada) e NO_x . Embora sua combustão possa ser zero carbono (não produz CO_2), gerenciar seus subprodutos será um desafio ambiental. Sistemas seletivos de redução catalítica (SCR) ou medidas equivalentes seriam necessários para reduzir as emissões de NO_x , o que aumenta os custos da instalação.

Certos tipos de células a combustível podem reformar internamente o a amônia, eliminando a necessidade de separação prévia em hidrogênio e nitrogênio (DNV GL, 2019; ASH&SCARBROUGH, 2019).

A amônia apresenta grandes desafios associados à segurança, por ser um gás altamente tóxico e corrosivo, podendo resultar em irritação, cegueira e morte. A amônia é solúvel quando misturada a água, tornando ameaça ao meio ambiente, devido à dificuldade de resposta à poluição, em um eventual derramamento acidental do produto no meio marinho. Além disso, as baixas temperaturas de operação requerem cuidados especiais no seu manuseio. Ademais, pode causar corrosão nos sistemas de contenção e suprimento de combustível feitos de aço carbono-manganês, aço-níquel, ligas de zinco e cobre, o que requer o desenvolvimento de vedantes específicos (DNV GL, 2019; KOKARAKIS, 2020).

Segundo a Wärtsilä, alguns países vêm apoiando a utilização de amônia como combustível marítimo, sobretudo por suas vantagens em relação ao conteúdo de hidrogênio. Para contornar o problema da toxicidade e corrosão, a fabricante conta com sua experiência por vários anos de projetos de sistemas de manuseio de amônia como carga. Do lado do armazenamento e fornecimento de combustível, a Wärtsilä está participando de um projeto da UE ShipFC para desenvolver sistemas que fornecerão amônia para células de combustível que serão instaladas no navio de abastecimento Viking Energy da Eidesvik Offshore até 2023 (WARTSILA, 2020a).

A Wärtsilä iniciou testes de combustão de amônia em março de 2020. Com base nos resultados iniciais, os testes continuarão em motores bicombustíveis e a gás com ignição por centelha, seguidos por testes de campo em colaboração com armadores a partir de 2022. (WARTSILA, 2020a).

2.4.2 *Captura de carbono e combustíveis sintéticos*

À medida que a indústria marítima traça um curso em direção ao transporte de baixo carbono, ganham espaço as aplicações marítimas para a tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) e de combustíveis sintéticos com o intuito de atender às metas de GEE da IMO para 2030 e 2050.

O objetivo desse item é falar sobre os temas de forma muito breve, visto que no âmbito do Programa Combustível do Futuro (CT-CF) foi instituído o Subcomitê ProBioCCS, com o objetivo de desenvolver o arcabouço legal e regulatório para tecnologia de captura e armazenagem de CO₂, bem como o Subcomitê de Combustíveis Sintéticos de Baixo Carbono, a fim de avaliar entraves legais e regulatórios para produção descentralizada de combustíveis e a inclusão no RenovaBio.

A captura de carbono envolve a coleta, transporte e armazenamento das emissões de dióxido de carbono. A própria tecnologia é considerada uma solução alternativa de baixo carbono, pois captura o CO₂ proveniente da combustão de combustíveis à base de carbono (usados na geração de energia, em plantas industriais, etc.) e o separa de outras substâncias criadas pela combustão. A captura pode ocorrer antes ou depois da combustão. Os processos de pré-combustão geram hidrogênio e CO₂ a partir de combustíveis à base de carbono (sólidos, líquidos e gasosos) por meio de um processo semelhante ao de reforma usado para gerar hidrogênio para emprego em células a combustível. O processo de pós-combustão separa o CO₂ dos demais produtos da combustão usando solventes ou catalisadores, filtrando e outros métodos de separação que absorvem CO₂ (NETL, 2007).

Em usinas elétricas e indústrias, a opção selecionada de transporte e armazenamento é baseada na quantidade de espaço disponível. O CO₂ tem sido transportado e usado com segurança por muitas indústrias por décadas e pode ser transportado por navio, caminhão ou gasoduto.

Atualmente, o armazenamento geológico proporciona um armazenamento permanente. É necessário um local subterrâneo seguro e adequado, sendo selecionado com base em parâmetros como profundidade, pressão e temperatura. O processo de injeção de CO₂ está bem estabelecido na indústria *offshore*, onde é usado para recuperação avançada dos poços de petróleo (IEA, 2022).

Em geral, os regulamentos e políticas para CCS estão em desenvolvimento, com a Europa sendo um notável primeiro a adotá-lo. A Diretiva CCS da União Europeia sobre armazenamento geológico de dióxido de carbono entrou em vigor em 2009, fornecendo requisitos regulamentares para armazenamento. O Departamento de Energia e Mudanças

Climáticas do Reino Unido também tem projetos em andamento para apoiar as tecnologias relativamente novas e, nos EUA, a Agência de Proteção Ambiental (EPA) está trabalhando no desenvolvimento de regulamentos para rastrear a atividade nacional de CCS e garantir práticas seguras (IEA, 2022).

É possível implantar tecnologias de captura de carbono a bordo de embarcações, uma vez que existem opções de pós-combustão semelhantes para absorver ou filtrar CO₂ dos gases de exaustão. O CO₂ pode ser capturado a bordo, armazenado e transferido para a costa para produzir mais combustível (FEENSTRA *et al.*, 2019; LUO & WANG, 2017; MONTEIRO, 2020; VAN DER AKKER, 2017).

O desafio no ambiente marinho é o manuseio e armazenamento do CO₂. Esse processo exigiria um espaço significativo e bastante energia para ser resfriado e liquefeito para armazenamento (OGCI, 2021). Outro desafio para qualquer navio seria transportar o CO₂ até seu local final. Isso exigiria que o navio tivesse um sistema para descarregar o CO₂ nas instalações portuárias, de onde poderia ser transportado para o armazenamento final (OGCI, 2021).

Combustíveis sintéticos é um termo que se aplica a qualquer combustível fabricado que seja comparável em composição e energia aos combustíveis naturais. O principal processo para o desenvolvimento de combustíveis sintéticos renováveis é combinar o hidrogênio (produzido pela eletrólise da água) e uma fonte de carbono (da biomassa ou CO₂ capturado). O produto, gás de síntese, pode ser convertido em diferentes formas de combustível (HALL; WILSON & RENNIE, 2015; SCHAEFFER *et al.*, 2020; CARVALHO *et al.*, 2021).

O objetivo principal deste tipo de combustível é fornecer uma fonte de combustível neutra em carbono. O carbono capturado para produzir o combustível sintético compensa a emissão de CO₂ do processo de combustão. Porém, os combustíveis sintéticos são neutros em carbono apenas quando são gerados pelo uso de energia de fontes renováveis. O processo de fabricação é caro quando comparado a produção de combustíveis fósseis, mas a tecnologia continua a se desenvolver, o que contribuirá para redução do custo e promoverá oportunidades para combustíveis futuros (SCHAEFFER *et al.*, 2020).

No momento, não há relatos de combustíveis sintéticos renováveis usados em aplicações marítimas. Um dos principais benefícios de seu uso é que as modificações necessárias aos equipamentos e sistemas existentes da embarcação seriam mínimas.

2.5 Desafios portuários e de infraestrutura

A disponibilidade de suprimento e o estado da infraestrutura de suporte são variáveis muito importantes no processo da avaliação dos diferentes tipos de combustível, possíveis de serem utilizados no transporte marítimo de baixo carbono. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), a demanda por combustíveis navais em 2018 foi de cerca de 4,3 milhões de barris por dia, principalmente *bunker* (HFO) e óleo diesel marítimo (MGO). Substituir ou readaptar qualquer parte dessa rede global de ativos para servir novos combustíveis será um processo intensivo em capital e recursos (IEA, 2021).

Segundo especialistas, quaisquer combustíveis que estejam sendo considerados para substituir os combustíveis fósseis marítimos empregados atualmente precisam ser ofertados em quantidade, qualidade e com disponibilidade semelhantes nos principais portos como Houston, Rotterdam, Singapura e Fujairah (CN, 2021).

Ademais, quaisquer novos combustíveis de baixo e zero carbono adotados por diferentes países especificamente para suas frotas locais podem precisar desenvolver ou adaptar infraestruturas, dependendo da tecnologia escolhida. Por outro lado, a potencialidade de produção de determinado combustível, os requisitos regionais e as limitações operacionais podem levar que algumas frotas optem pela adoção de um combustível que seja amplamente oferecido em apenas uma área ou rotas marítimas dedicadas, como por exemplo, os *Green Corridors*.

A infraestrutura de combustível marítimo atende mais do que os requisitos de suprimento global em portos locais, ela compreende a cadeia de valor completo dos ativos que suportam a fabricação, processamento, distribuição, armazenamento e entrega ao usuário final.

Ao contrário das atuais redes de armazenamento e distribuição, os requisitos da infraestrutura futura podem precisar ser flexíveis o suficiente para atender a diferentes combustíveis usados por cada navio, uma vez que, conforme os operadores fazem a transição para a era de baixo carbono, seus navios podem usar mais de um tipo de combustível para propulsão e geração de energia.

Alguns dos novos combustíveis podem ser adaptáveis aos processos tradicionais de abastecimento, mas podem exigir procedimentos especiais de manuseio, treinamento de funcionários *onshore* e *offshore* e uma cadeia de valor dedicada de produção, armazenamento e distribuição. Assim, não serão somente as embarcações que poderão sofrer uma transformação, mais também a infraestrutura para suprimento do combustível.

O GNL ilustra os desafios que poderão ser enfrentados para a implantação da infraestrutura necessária para atender o novo mercado de combustíveis alternativos em todo o mundo. Após 10 anos do emprego do GNL como uma alternativa para o combustível marítimo, somente 1% da frota global é abastecida por GNL.

2.5.1 *Perspectivas de produção de combustíveis marítimos de emissão neutra de carbono no Brasil*

O estudo da COPPE intitulado “Perspectivas de Produção de Combustíveis Marítimos de Emissão Neutra de Carbono no Brasil” comparou, sob a ótica ambiental, técnica e econômica, os diversos combustíveis de origem renováveis passíveis de serem selecionados para a descarbonização do transporte marítimo.

Na parte 1 da pesquisa, foram descritas as rotas tecnológicas, a avaliação dos desafios de compatibilidade e a análise comparativa entre os combustíveis, bem como apresentadas as diferentes possibilidades de produção de combustíveis renováveis para embarcações de grande porte, e suas possíveis aplicações tecnológicas.

A comparação qualitativa foi 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. (SCHAEFFER et al., 2020). São eles, por ordem de pontuação:

- 1) Diesel sintético de *Fischer-Tropsch* produzido a partir de biomassa (FT-diesel);
- 2) Óleo vegetal hidrotreatado (*Hydrotreated Vegetable Oil*, HVO);
- 3) Óleo vegetal direto (*Straight Vegetable Oil*, SVO);
- 4) Diesel sintético de *Fischer-Tropsch* produzido a partir de hidrogênio renovável e CO₂ capturado (eletrodiesel/e-diesel); e
- 5) Biodiesel e Biometanol (bio-CH₃OH).

Na fase 2 da pesquisa, intitulada “Avaliação do ciclo de vida de combustíveis marítimos neutros em carbono no Brasil”, as cinco opções selecionadas na fase anterior foram analisadas em profundidade por meio de uma metodologia de georreferenciamento e de avaliação de ciclo de vida. Para cada combustível desenvolveu-se uma análise georreferenciada, cujo propósito foi mapear o potencial nacional de produção, bem como os

principais *hotspots* associados. Adicionalmente, estimaram-se as emissões de GEE associadas ao ciclo de vida desses vetores.

Na fase 3 da pesquisa, intitulada “Análise econômica e modelagem integrada”, foi utilizado o modelo de análise integrado 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).

A seguir, os resultados obtidos no estudo são apresentados com maiores detalhes. O relatório final do estudo pode ser consultado em (SCHAEFFER et al., 2020) e os resultados da fase 1 e 3 em (CARVALHO et al., 2021; MÜLLER-CASSERES et al., 2021).

2.5.1.1 Resultados da Fase 1 do estudo (descrição das rotas tecnológicas e análise comparativa)

A classificação obtida no estudo foi liderada pelo diesel sintético de FT, seguido pelo HVO. No primeiro caso, pesou muito favoravelmente o potencial de redução de emissões de GEE do FT-diesel, incluindo-se aqui as emissões de mudança de uso do solo. Para o HVO, pesou favoravelmente o seu caráter *drop-in*, que indica baixa ou, em alguns casos, desprezível/nula necessidade de adaptação de logística, *bunkering* e navios para uso dos combustíveis. Em terceiro lugar, apareceu o SVO e em quarto o e-diesel, mais bem colocado entre os eletrocombustíveis, em função do seu caráter *drop-in* (apesar do seu alto custo). Em quinto, ficaram empatados o biodiesel e o biometanol (também com vantagens em termos de *bunkering*, mas com menores vantagens em termos de densidade volumétrica).

Nota-se que o HVO e SVO, possuem a mesma cadeia tecnológica que o biodiesel, uma vez que o HVO e biodiesel representam combustíveis processados de SVO.

Em uma faixa intermediária, figuraram o HDPO, o bio-GNL e o eletrometanol. Amônia verde, etanol, eletrometano e hidrogênio verde ocuparam as piores colocações do ranking. No caso da amônia, para qual existe razoável expectativa de uso, vale notar que, mesmo os textos que valorizam seu uso, o definem para transporte de curta distância, e, ademais, a NH₃ possui desafios de aplicabilidade, pois requer o uso de combustível de suporte ou de um maquinário de propulsão inteiramente novo, ainda carente em termos de maturidade tecnológica.

A seguir, um resumo da avaliação dos combustíveis realizada no estudo:

a) FT-diesel (Diesel de Fischer-Tropsch)

O FT-diesel é uma alternativa de combustível *drop-in* que utiliza biomassa residual como matéria-prima (o que pode ser uma vantagem para o Brasil, fruto da potencial capacidade de produção de matéria prima). Sua alta densidade energética e o potencial de mitigação das emissões de GEE do combustível o tornam uma opção interessante para substituir os combustíveis fósseis no transporte de longa distância. Além disso, os coprodutos de alto valor (diesel rodoviário, nafta, querosene de aviação etc.) podem aumentar a viabilidade das plantas de produção. No entanto, a tecnologia foi demonstrada apenas em escala piloto e ainda não está disponível comercialmente. Adicionalmente, sua elevada qualidade e custo podem favorecer a utilização desta tecnologia para produção de combustíveis “*premium*” (como o querosene de aviação).

b) HVO

O HVO também é uma alternativa *drop-in* para substituir os combustíveis marítimos fósseis. Sua alta densidade energética, produção atual em escala comercial e a previsão de crescimento para os próximos anos o tornam um substituto interessante dos combustíveis fósseis. No entanto, questões de sustentabilidade em relação aos biocombustíveis produzidos a partir de culturas alimentares podem comprometer sua elegibilidade para utilização no setor marítimo e sua disponibilidade. Ademais, a alta qualidade dos combustíveis produzidos por esta rota tecnológica, pode torná-la uma alternativa mais adequada para a produção de combustíveis de aviação.

c) SVO

O SVO tem as vantagens de alta maturidade tecnológica e boa densidade energética para substituir o óleo combustível pesado (HFO). Dependendo das condições operacionais, o SVO deve ser pré-aquecido antes da injeção em motores a diesel. No entanto, sua utilização atual na indústria de alimentos e para produção de biodiesel pode afetar sua disponibilidade. Além disso, questões associadas à sustentabilidade podem dificultar sua utilização como combustível marítimo, principalmente se produzido a partir de culturas alimentares.

d) E-diesel (Eletrodiesel)

Em termos de composição química, o eletrodiesel é similar ao FT-diesel. Assim, apresenta elevada densidade energética e aplicabilidade à frota marítima (*drop-in*). Do ponto de vista da sustentabilidade, é um combustível promissor, apresentando emissões de GEE do

ciclo de vida muito baixas ou quase nulas. Sua principal desvantagem é o aspecto econômico, com custos de produção muito elevados, pois a produção de H₂ a partir de fontes de energia intermitentes implica em altos custos e diversos desafios técnicos. A disponibilidade de matéria-prima também pode ser uma barreira ao seu desenvolvimento, dado que requer a utilização de CO₂ capturado a partir de tecnologias que não estão disponíveis em grandes escalas (CCS – *Carbon Capture and Storage* e DAC – *Direct Air Capture*).

e) Biodiesel

A densidade energética e a maturidade tecnológica do biodiesel constituem suas maiores vantagens para utilização como combustível marítimo. Além disso, a existência de um mercado e cadeia de distribuição consolidados aumentam sua viabilidade econômica, pelo menos no curto prazo. Para produzir um biodiesel totalmente renovável, álcoois renováveis devem ser utilizados no processo de transesterificação, o que pode aumentar os custos do combustível. Não obstante, a baixa estabilidade do combustível, a possibilidade de contaminação, entre outros fatores, dificulta sua utilização como alternativa *drop-in* (vide 2.4.1). Ademais, a atual utilização do biodiesel no transporte rodoviário e preocupações associadas à sustentabilidade (similar os HVO e SVO) podem reduzir sua atratividade para o setor de transporte marítimo.

f) Biometanol

O biometanol é um combustível líquido nas condições ambientes de temperatura e pressão. Pode ser produzido a partir de diversas matérias-primas e conta com uma sólida infraestrutura existente, principalmente se for produzido a partir do biometano. Revelou um bom desempenho econômico na análise realizada, com custos de produção razoáveis em comparação com as demais alternativas. Apesar de não ser um combustível *drop-in*, tem boa aplicabilidade na frota global, pois requer pequenas modificações nos motores *dual-fuel* e na infraestrutura de abastecimento, com possibilidade de operação *flex-fuel*. Além disso, o biometanol proporciona reduções significativas na poluição do ar e nas emissões de GEE. O principal inconveniente relacionado ao uso como combustível marítimo é sua baixa densidade energética, pois requer aproximadamente o dobro de espaço de armazenamento, comparado aos combustíveis destilados. Ademais, caso seja produzido a partir do biometano (biodigestão), a utilização de matéria-prima que está geograficamente dispersa, também representa uma desvantagem.

g) HDPO (Óleo de pirólise hidrotratado)

O HDPO também é uma alternativa *drop-in* produzida a partir de biomassa lignocelulósica (por exemplo, resíduos agrícolas e florestais), recurso amplamente disponível no mundo e especialmente no Brasil. A alta densidade de energia do HDPO o torna uma opção adequada para substituir os combustíveis fósseis nos navios. Embora a tecnologia ainda não esteja madura, novas instalações de conversão estão em construção. Preocupações com seu baixo ponto de fulgor e altos custos podem se tornar uma barreira para seu uso como combustível marítimo.

h) Bio-GNL (Biometano liquefeito)

O Bio-GNL representa uma alternativa de biocombustível não adequada para os motores diesel, que compõem a maior parte da frota mundial de navios. No entanto, algumas embarcações movidas a GNL, equipadas com motores bicombustíveis, já estão em operação. O desenvolvimento do Bio-GNL é limitado principalmente pela disponibilidade de instalações de abastecimento em todo o mundo. Sua densidade energética volumétrica inferior aos combustíveis destilados, implica em uma demanda de 80% mais espaço de armazenamento nos navios. Além disso, os custos associados à construção da infraestrutura de abastecimento representam um desafio econômico para seu uso como combustível marítimo em escala mundial. No entanto, pode ser uma boa alternativa para as rotas marítimas que já possuem infraestrutura para o GNL fóssil. A existência de padrões/normas para utilização de combustíveis marítimos gasosos e a potencial redução de GEE e emissões de poluentes atmosféricos podem torná-lo uma alternativa atraente.

i) Bioetanol

O etanol é o biocombustível mais utilizado no setor de transporte, sendo o Brasil seu segundo maior produtor mundial. Dada a sua alta disponibilidade, os preços do bioetanol são baixos em comparação com outros combustíveis alternativos. No entanto, o etanol não é utilizado como combustível marítimo. Para torná-lo uma alternativa para os motores diesel, é necessário aumentar sua octanagem e poder lubrificante, o que pode aumentar significativamente o custo de produção. No longo prazo, as células a combustível de etanol podem se tornar uma opção. Ademais, o bioetanol tem aproximadamente metade da densidade energética do diesel, o que requer espaço adicional para o armazenamento do combustível no navio. Pode ser corrosivo para alguns materiais e apresentar impactos locais e

globais, considerando suas emissões de aldeídos e CO₂ e, dependendo das características do motor, também de óxidos de nitrogênio (NO_x).

j) Hidrogênio

O uso de hidrogênio (H₂) em células a combustível é considerada a principal alternativa para utilização nos navios, mas a adaptação de motores de combustão interna para sua utilização é também uma possibilidade. O hidrogênio não produz emissões diretas de GEE ou poluentes atmosféricos. No entanto, possui algumas desvantagens para utilização como combustível marítimo. É um combustível altamente inflamável, produz chama invisível e possui densidade energética volumétrica muito baixa, além de apresentar elevados custos de produção, transporte e abastecimento. Sua prontidão tecnológica também é um problema, especialmente quando produzido a partir de energia renovável. A infraestrutura existente de produção de hidrogênio é totalmente baseada em energia não renovável e a produção via eletrólise pode exercer uma pressão extra sobre os recursos hídricos. Por outro lado, o elevado potencial de expansão das fontes renováveis de energia (solar e eólica) representa uma grande vantagem para sua produção e utilização no longo prazo.

k) Amônia

A amônia é um potencial combustível neutro em carbono e que também reduz a emissão de poluentes atmosféricos (exceto NO_x). Pode ser utilizada como combustível marítimo em motores a combustão interna (MCI) ou em células a combustível (diretamente ou como transportador de energia para H₂). Em ambos os casos desafios tecnológicos e técnicos existem. Sua utilização direta em MCI, por exemplo, é dificultada por suas propriedades de combustão. No caso das células a combustível, uma planta a bordo seria necessária para quebrar as moléculas de NH₃ e produzir H₂ e a tecnologia não está totalmente desenvolvida. Assim, amônia não é considerada uma tecnologia totalmente madura (especialmente em termos de uso como combustível) e tem baixa aplicabilidade à frota existente. Sua densidade de energia também é uma barreira, uma vez que requer um volume de armazenamento três vezes superior ao combustível convencional. Devido ao alto custo da eletrólise, a amônia verde apresenta custos nivelados muito elevados. Ademais, é uma substância corrosiva e tóxica, o que compromete sua segurança operacional. Releva mencionar que o uso da amônia como combustível gerará uma pressão por demanda muito grande por esse produto e que atualmente, o Brasil já é altamente dependente das importações de amônia/ureia como fertilizante.

l) E-GNL (Eletrometano liquefeito)

O eletrometano é quimicamente idêntico ao biometano. Portanto, muitas das avaliações do bio-GNL também se aplicam ao e-GNL. Além disso, similarmente ao e-diesel, o e-GNL possui um desempenho fraco em termos de custos e disponibilidade de matéria-prima (CO₂ proveniente de CCS ou DAC).

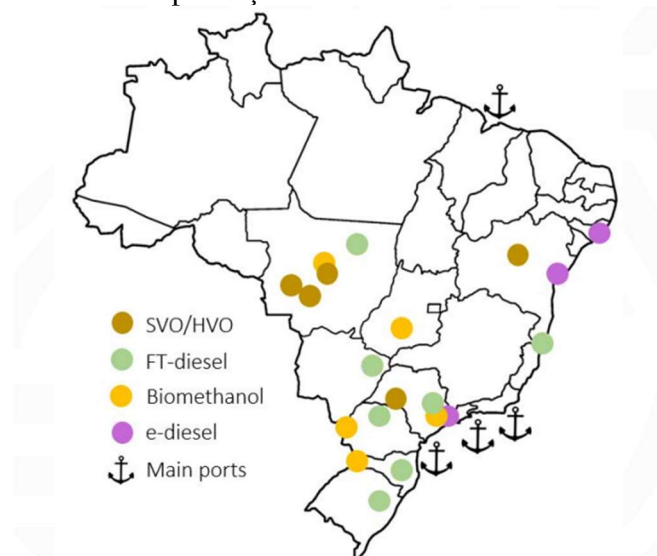
m) E-metanol (Eletrometanol)

O eletrometanol e o biometanol são combustíveis equivalentes em termos de composição molecular e possuem muitas similaridades na avaliação realizada. Da mesma forma que os outros e-combustíveis, o e-metanol enfrenta desafios em relação à disponibilidade de matéria-prima (mais uma vez, CO₂ de CCS ou DAC) e nível de prontidão tecnológica. No entanto, seus custos de produção tendem a ser ligeiramente inferiores aos do e-diesel e e-GNL, o que pode ser uma vantagem.

2.5.1.2 Resultados da Fase 2 do estudo (mapeamento do potencial nacional de produção dos combustíveis selecionados)

A quantificação do potencial dos combustíveis revelou que à exceção do eletrodiesel, os potenciais de produção dos combustíveis alternativos têm mesma ordem de grandeza, entre 0,4 e 1,0 EJ/ano. Tais valores superam, com grande margem, o consumo anual de combustíveis marítimos em portos brasileiros, da ordem de 0,2 EJ. A **Figura 2** apresenta a localização dos *hotspots* identificados no trabalho.

Figura 2. Potencial de produção dos combustíveis alternativos no Brasil.



Fonte: Estudo da COPPE (WEI,2021).

Para o SVOs, o potencial determinado no estudo totalizou 1,00 EJ, dos quais mais de 80% estão associados ao cultivo de soja. No caso do HVO, o potencial é menor, totalizando 0,76 EJ. Todavia, a utilização de SVO para produção de biodiesel e pela indústria de alimentos podem representar alternativas mais competitivas para o seu uso. Adicionalmente, a concentração dos *hotspots* de SVO/HVO no interior do país representa um desafio para sua utilização como combustível marítimo, tendo em vista as dificuldades logísticas associadas ao transporte por longas distâncias.

O potencial de FT-diesel produzido a partir de resíduos de biomassa totalizou 0,67 EJ. Resíduos agrícolas de soja e cana-de-açúcar representam cerca de 60% deste potencial. Áreas com potencial mais expressivo (*hotspots*) se concentram no interior do país, porém mais próximos ao litoral comparado ao caso do SVO/HVO. A identificação de áreas potenciais em localidades mais próximas aos portos e terminais aquaviários do país, mesmo que com potencial inferior de matéria-prima, podem favorecer sua utilização como combustível marítimo.

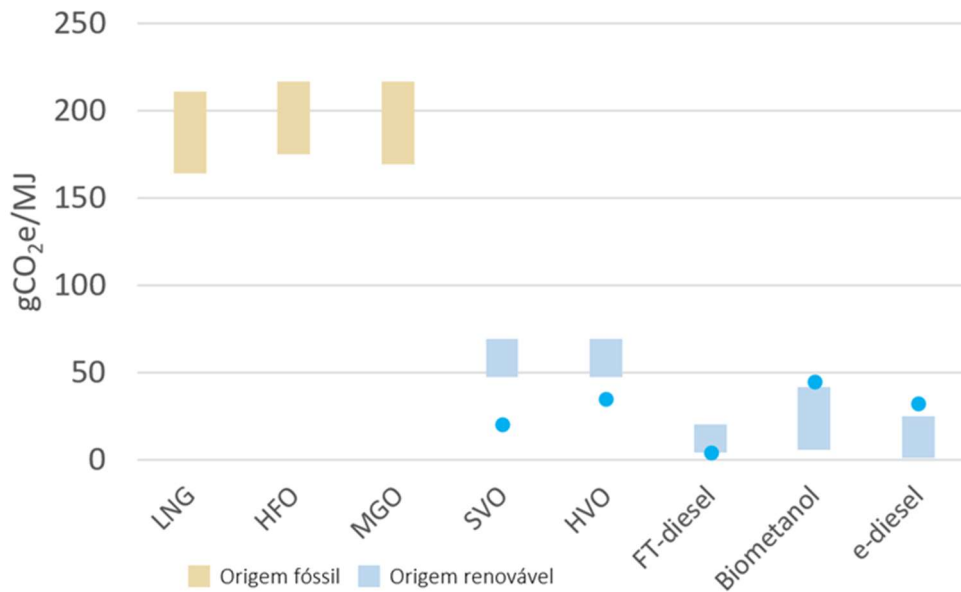
O potencial de produção de biometanol foi estimado em 0,41 EJ/ano. No entanto, deve-se ressaltar que apenas uma das duas rotas de produção de biometanol descritas no relatório 1 foi avaliada. Caso se considerasse a produção do combustível a partir da gaseificação de biomassa (similar ao FT-diesel), o resultado teria uma adição potencialmente expressiva. Além disso, dentre os substratos considerados para a biodigestão não foram incluídos os resíduos agrícolas de cana-de-açúcar e resíduos florestais (pois foram considerados apenas na análise do FT-diesel).

No caso do e-diesel, cuja cadeia de produção difere completamente dos demais combustíveis, o potencial estimado é inferior a 0,01 EJ, cerca de cem vezes inferior aos demais combustíveis. Isto não deriva da carência de energia renovável para produção de hidrogênio verde (energia solar), mas das hipóteses referentes à captura direta de CO₂ atmosférico (DAC) utilizado para formação do gás de síntese. A formação do inventário das plantas de DAC requer grandes quantidades de hidróxido de sódio, insumo cuja disponibilidade se correlaciona com a produção de cloro. O baixo potencial calculado deriva justamente da magnitude da atual capacidade instalada de cloro no Brasil.

Os resultados da análise do ciclo de vida estão apresentados no **Gráfico 3**, onde comparam-se as emissões de ciclo de vida dos combustíveis fósseis mais utilizados em embarcações atualmente (*bunker*, HFO ou VLSFO, óleo diesel marítimo, MGO e gás natural liquefeito, LNG) e dos combustíveis renováveis avaliados no estudo. Apresenta tanto os valores calculados no presente estudo, como as faixas encontradas na literatura científica.

Segundo Schaeffer *et al.* (2020), os resultados demonstram que o Brasil tem vantagens para iniciar a produção de combustíveis alternativos de baixa emissão para o transporte marítimo. Enquanto HFO, MGO e LNG situam-se na faixa entre 170 e 220 gCO₂e/MJ, SVO, HVO, FT-diesel, biometanol e e-diesel têm emissões de ciclo de vida entre 5 e 70 gCO₂e/MJ. Isto representa uma redução média de 75% das emissões de GEE.

Gráfico 3. Análise de ciclo de vida dos combustíveis avaliados no estudo.



Fonte: Estudo da COPPE (WEI,2021).

As emissões de ciclo de vida para o SVO e HVO totalizaram respectivamente, 21 e 35 gCO₂e/MJ no estudo. Tais estimativas se encontram abaixo da faixa de resultados encontrados na literatura existente para estes combustíveis, o que pode se dever às diferentes características de produção de oleaginosas (produtividade e aplicação de fertilizantes, pesticidas e herbicidas, por exemplo) e ao fato de que o estudo não considerou as mudanças indiretas de uso da terra associadas às matérias-primas dos óleos vegetais.

Para o FT-diesel as emissões quantificadas no estudo totalizaram cerca de 4 gCO₂e/MJ. Tal estimativa encontra-se abaixo da faixa da literatura existente. Esta diferença associa-se às diferentes premissas da modelagem tipo de matéria-prima utilizada, distância de transporte e aproveitamento energético no processo FT.

As emissões de ciclo de vida para o biometanol totalizaram aproximadamente 47 gCO₂e/MJ no *hotspot* com maior potencial de produção (PR). Ainda que tal valor esteja acima da média dos demais biocombustíveis, trata-se de uma redução expressiva em relação ao bunker fóssil. Ademais, os valores da literatura utilizados para comparação geralmente se

referem à rota de gaseificação de biomassa. Isto, juntamente com as grandes distâncias dos *hotspots* de resíduos até os portos (até 530 km), pode justificar a diferença entre os resultados do estudo e da literatura.

As emissões do e-diesel totalizaram 32 gCO₂e/MJ. Dada a similaridade com a rota FT, esperava-se uma proximidade maior entre os resultados. As emissões adicionais devem-se principalmente à formulação do inventário da planta de DAC, que envolve uma quantidade expressiva de hidróxido de sódio. Ademais, o resultado obtido no estudo situa-se acima da faixa da literatura, o que também se justifica pelas considerações realizadas para o inventário associado à captura de carbono.

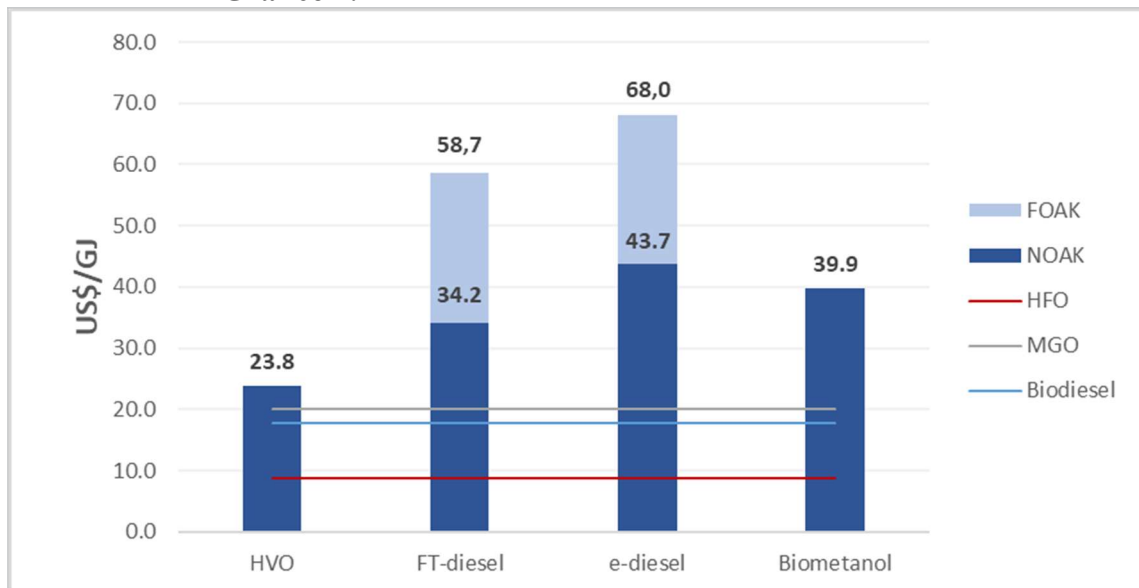
2.5.1.3 Resultado da Fase 3 do estudo (análise econômica e avaliação integrada da produção dos combustíveis selecionados)

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 sobrecusto das plantas pioneiras em comparação às plantas maduras.

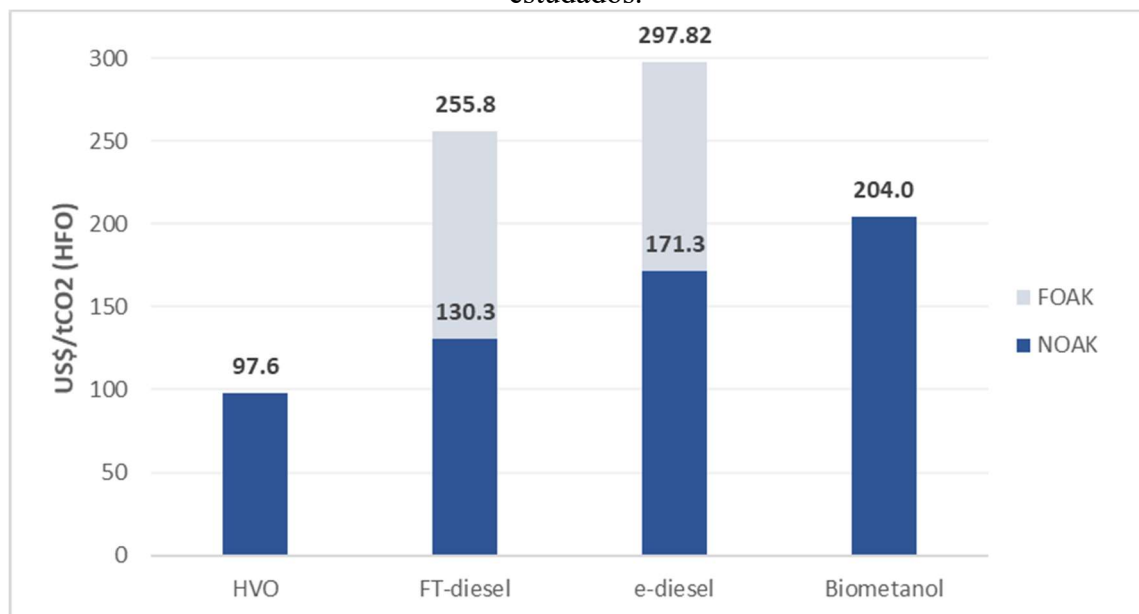
O **Gráfico 4** apresenta uma comparação entre o custo nivelado (LCOE) dos combustíveis determinados no estudo com os preços dos combustíveis convencionais de bunker (HFO e MGO) e biodiesel. Pode-se perceber que os valores do LCOE dos combustíveis alternativos são mais altos do que os preços dos combustíveis convencionais. Em relação ao HFO, os custos dos combustíveis alternativos em plantas consolidadas (NOAK) são até cinco vezes maiores e, em plantas pioneiras (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.

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, o estudo estimou o valor do custo das emissões evitadas de CO₂ para que os combustíveis estudados se tornem viáveis se comparados ao HFO. O **Gráfico 5** ilustra o resultado.

Gráfico 4. Custo nivelado dos combustíveis estudados.

Fonte: Estudo da COPPE (WEI,2021).

Gráfico 5. Estimativa do valor do custo das emissões evitadas de CO₂ pelos combustíveis estudados.

Fonte: A partir dos dados de emissões calculados na etapa de ciclo de vida e dos custos nivelados de cada combustível, o estudo estimou o valor do custo das emissões evitadas de CO₂ para que os combustíveis estudados se tornem viáveis se comparados ao HFO.

No caso de plantas NOAK, o estudo revelou um maior custo de emissões associado à produção de biometanol, enquanto em termos FOAK, a produção de e-diesel se mostra como a mais custosa. O 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.

A avaliação integrada baseia-se na utilização dos chamados *Integrated Assessment Models* (IAMs). Os IAM 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. É uma ferramenta para análise consistente de longo prazo, utilizando metodologia de cenários, com diferentes abordagens. Agrega análise econômica, regional, temporal. Faz a análise consistente dos sistemas energético e do solo (para alguns, inclui: água, materiais, poluição atmosférica, etc.). Tradicionalmente integra diversas ferramentas, sendo intrinsecamente multidisciplinar.

Os IAM são modelos matemáticos utilizados para o estudo conjunto dos sistemas de energia, uso do solo e outros setores da economia. 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.

No estudo realizado, a modelagem integrada teve como objetivo avaliar os possíveis caminhos para atendimento das metas de redução de GEE estipulada pela IMO para o ano de 2050. Assim, cenários de abastecimento energético em portos brasileiros compatíveis com a meta estabelecida foram desenvolvidos. A modelagem de produção e distribuição de combustíveis alternativos no contexto da IMO2050 seguiu 4 etapas: projeção da demanda por transporte marítimo associada (em termos de toneladas-quilômetro, t-km), modelagem da conversão de energia nos navios; representação das rotas tecnológicas de produção e distribuição de combustíveis alternativos (baseado nas fases anteriores do estudo) e elaboração de cenários de abastecimento nos portos brasileiros, tendo a meta de descarbonização como uma restrição.

Os resultados da análise econômica indicaram que os combustíveis alternativos ainda não são competitivos frente ao HFO e MGO. O HVO foi a alternativa de menor custo dentre todas avaliadas, seguido pelo FT-diesel, biometanol e e-diesel. Já os resultados da modelagem integrada mostraram diferenças na escolha de combustíveis ao considerar apenas as emissões de CO₂ dentro das metas da IMO ou as emissões de todos os GEE. No primeiro caso, os resultados favoreceram a utilização de GNL, enquanto no segundo, alternativas como SVO e HVO são priorizadas. Cabe ressaltar que nos cenários com maior utilização de SVO e HVO, não foram identificados impactos direto no uso da terra, sob uma perspectiva puramente

técnico-econômica. Todavia, impactos de segunda ordem associados ao uso da terra não foram considerados.

Os cenários que consideraram apenas a entrada de rotas tecnológicas individuais exigem uma grande expansão das capacidades na cadeia de abastecimento dos combustíveis (por exemplo: para a produção de hidrogênio). Por outro lado, os cenários que consideraram não apenas as metas da IMO como restrição, mas também todo o esforço nacional de descarbonização, revelaram um portfólio diferente de combustíveis como resultado. Nestes cenários, combustíveis *drop-in* produzidos a partir de tecnologias acopladas com tecnologias de captura de carbono substituem toda ou grande parte da demanda de combustível marítimo.

O estudo destacou que, principalmente para os cenários de rotas tecnológicas individuais, a descarbonização do setor marítimo implica em um *spillover* de emissão, justificada pelo aumento das atividades no setor de energia (*upstream*). Em suma, os resultados da terceira fase do estudo indicam que uma estratégia integrada entre a meta de descarbonização nacional e da IMO levaria a uma descarbonização efetiva de toda a cadeia produtiva destes combustíveis.

3 VIABILIDADE DO USO DOS BIOCOMBUSTÍVEIS NO TRANSPORTE MARÍTIMO

Este capítulo tem como objetivo analisar o mercado de combustíveis marítimos, considerando aspectos de produção e demanda nacionais, o comércio marítimo internacional e as projeções de preço de petróleo e seus derivados. Também serão apresentados o potencial brasileiro de uso e fornecimento de biocombustíveis no segmento marítimo e cenários prospectivos, levando em consideração os programas e políticas públicas vigentes e as perspectivas de mercado relacionadas.

3.1 Demanda por combustíveis marítimos

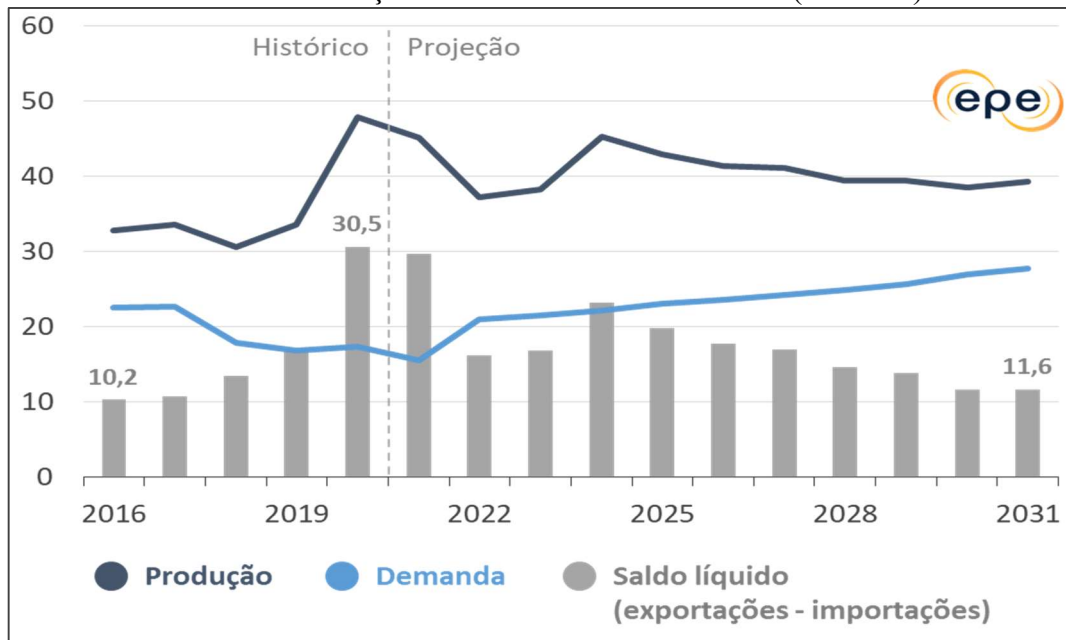
Os combustíveis marítimos são aqueles destinados ao uso em motores de embarcações, tanto na propulsão, como em motores auxiliares (ANP, 2010). São usualmente classificados em duas categorias (Petrobras, 2021):

- Óleo combustível marítimo (OCM), apresentando outras denominações tais como: MF (*marine fuel*), VLSFO (*Very Low Sulfur Fuel Oil*) ou *bunker*; e
- Óleo diesel marítimo, também chamado de DMA, DMB ou gásóleo (MGO).

Segundo a Resolução ANP nº 52/2010, o óleo combustível marítimo (OCM) é um composto de óleo combustível e diluente (diesel marítimo) na quantidade suficiente para ajuste da viscosidade, para uso aquaviário.

Em seu histórico recente, o Brasil, com um parque de refino projetado para processar petróleos mais pesados, é superavitário em óleo combustível. Desta forma, embora o País seja um importador líquido dos principais derivados de petróleo, o óleo combustível constitui uma exceção. O **Gráfico 6** ilustra o histórico recente e as projeções de produção e demanda desse derivado.

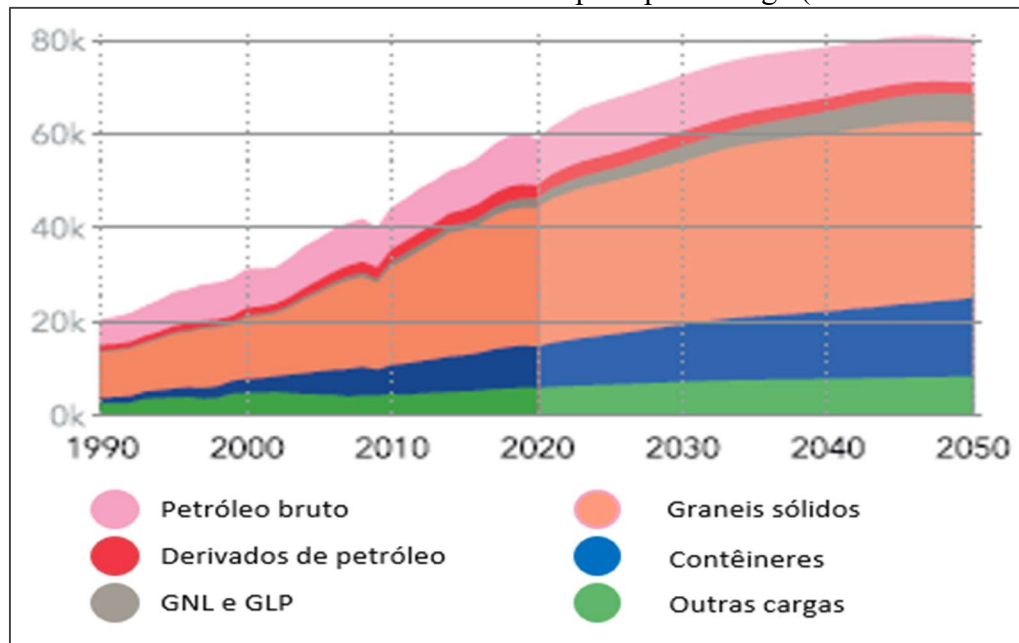
Estima-se que o Brasil deverá se manter como exportador líquido de óleo combustível durante todo o período decenal. Em 2020, com a publicação da resolução da IMO, reduzindo o limite máximo de enxofre presente em combustíveis marítimos para 0,50% m/m (IMO 2020a), a produção de óleo combustível marítimo (*bunker*) no Brasil se tornou uma oportunidade comercial para o refino nacional, uma vez que os petróleos nacionais possuem, em geral, baixo teor de enxofre. Como consequência, a produção brasileira e a exportação de óleo combustível registraram aumento expressivo em 2020, em comparação aos anos anteriores. Espera-se, porém, que as margens do óleo combustível de baixo teor de enxofre sejam gradualmente reduzidas nos próximos anos, na medida em que refinadores no mundo adéquam suas unidades para atender às especificações do *bunker* 0,50% m/m.

Gráfico 6. Balanço nacional de óleo combustível (mil m³/d).

Notas: Inclui óleo combustível marítimo (*bunker* 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. O fornecimento de óleo combustível marítimo para navios estrangeiros é contabilizado como demanda doméstica.

Fonte: EPE (2022), com dados históricos de ANP e EPE.

Em escala global, espera-se que a demanda de combustíveis marítimos se mantenha em ritmo de crescimento. A DNV projeta um cenário em que a carga transportada pelo modo marítimo crescerá, em toneladas-milha, 28% entre 2019 e 2035. O **Gráfico 7** mostra a projeção da DNV para o crescimento do frete marítimo no longo prazo.

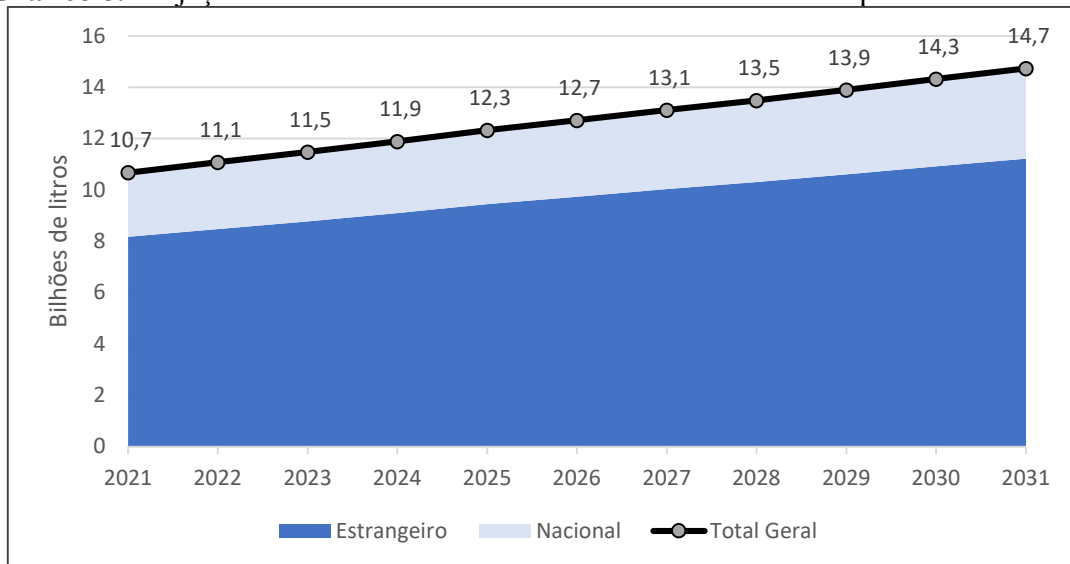
Gráfico 7. Comércio marítimo internacional por tipo de carga (Gt – milha / ano).

Fonte: Adaptado de DNV, com dados históricos de Clarksons Research.

Este aumento projetado será atendido pela combinação de 3 fatores: pelo *bunker* marítimo, pela inserção de combustíveis marítimos com menor emissão de gases do efeito estufa (GEE) em seu ciclo de vida, e por aprimoramentos na eficiência energética das embarcações (DNV).

Com relação ao Brasil, segundo o PDE2031 (EPE, 2022), estima-se que a demanda de combustíveis marítimos (óleo diesel marítimo, *bunker* e óleo combustível) deverá sair de 10,7 bilhões de litros em 2021 para 14,7 bilhões de litros em 2031. O **Gráfico 8** apresenta esta evolução, segmentada entre as parcelas nacional e estrangeira.

Gráfico 8. Projeção de demanda de combustíveis marítimos com suprimento nacional.

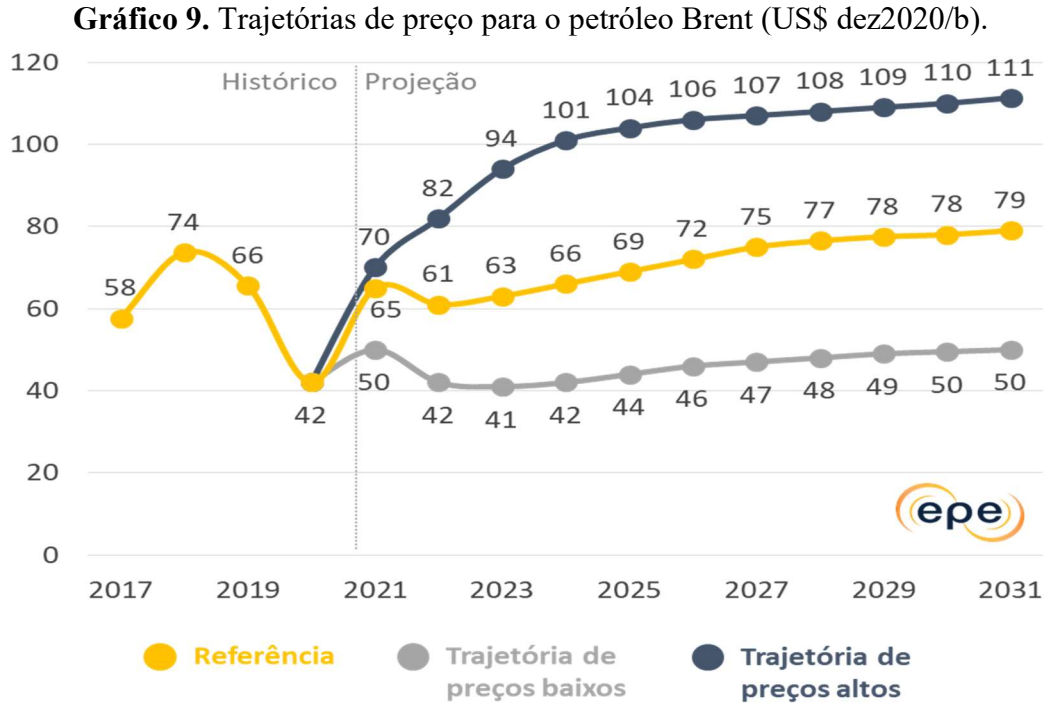


Fonte: EPE (elaboração própria).

3.2 Projeções de preço dos combustíveis marítimos

Na última década, a revolução tecnológica para produção do *shale* e o aumento da produção da Opep geraram um excedente de oferta e uma guerra por *market share* que derrubou os preços do petróleo em 2015 e 2016. Em um contexto de demanda crescente, a formação da Opep+ conseguiu estabilizar o mercado e recuperar os preços. No início de 2020, contudo, o alastramento da Covid-19 gerou impactos profundos na demanda e disputas entre produtores derrubaram os preços. Em maio de 2020, a Opep+ estabeleceu os maiores cortes de produção da história, promovendo gradual recuperação nos preços. Em 2021, campanhas de vacinação contribuíram para o retorno das atividades industriais e da mobilidade, melhorando a demanda. A continuidade dos cortes pela Opep+ e a falta de reação da produção não-Opep causaram uma escassez de oferta, que reduziu os estoques mundiais e elevou os

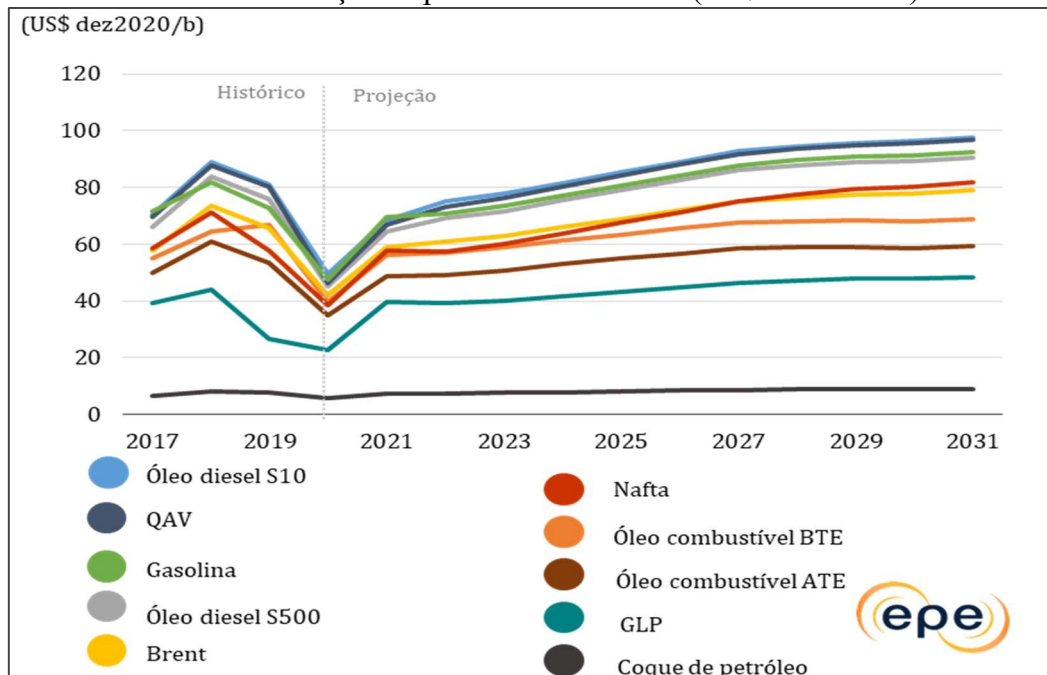
preços. O **Gráfico 9** traz o histórico recente de preços do petróleo de referência Brent e projeções de preços, com três trajetórias possíveis.



Ao longo do decênio, a demanda crescente de petróleo exigirá o desenvolvimento em novas fronteiras exploratórias, que requerem preços mais altos, equilibrando o mercado em torno do preço do barril marginal.

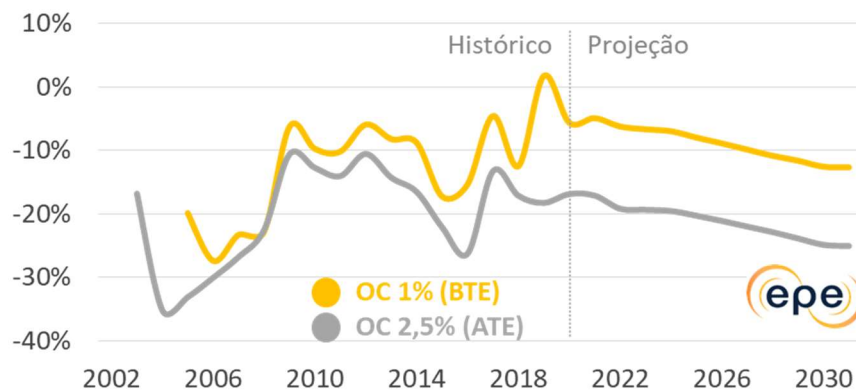
Entre os fatores que deslocam para cima os preços de petróleo, destacam-se a produção nos EUA, que atinge pico no final da década, a redução de investimentos em E&P desde 2014, que acelera taxas de declínio e limita aumento da oferta não-Opep, e que vem sendo pressionada pelos compromissos mundiais para transição energética e redução de GEE. Há a tendência crescente de integração energética, e a maior mobilidade em países em desenvolvimento, em especial no sudeste asiático, aumenta a demanda global.

Com base na trajetória de referência, a EPE (2022) constrói projeções de derivados de petróleo, baseadas em procedimentos econométricos, sendo o preço do Brent a principal variável independente. Posteriormente, procedem-se ajustes temporais sobre o resultado parcial da econometria, de modo a refletir os impactos conjunturais e as perspectivas de especialistas acerca da particularidade de cada combustível e mercado. O **Gráfico 10** traz a projeção dos preços dos principais derivados para o próximo decênio, apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2031 (EPE, 2022).

Gráfico 10. Preços de petróleo e derivados (US\$ dez/2020/b).

Fonte: EPE(2022), com dados históricos de EIA e Opep.

Historicamente, o óleo combustível é normalmente negociado abaixo do valor do petróleo bruto, possuindo, portanto, *spread* negativo. O **Gráfico 11** traz o histórico e estimativa do *spread* percentual do óleo combustível de alto teor de enxofre (ATE) e de baixo teor de enxofre (BTE) com relação ao petróleo de referência Brent.

Gráfico 11. *Spread* entre óleo combustível e Brent (%).

Nota: Fuel oil 1% e Fuel oil 2.5% spot FOB U.S Gulf Coast.

Fonte: EPE (elaboração própria), com dados históricos de EIA e Opep.

No Brasil, os preços do *bunker* eram relativamente pouco valorizados, registrando descontos frente mesmo ao óleo combustível ATE. Com crescentes restrições ambientais e o aumento da carga de petróleos menos sulfurosos (oriundos do pré-sal) nas refinarias

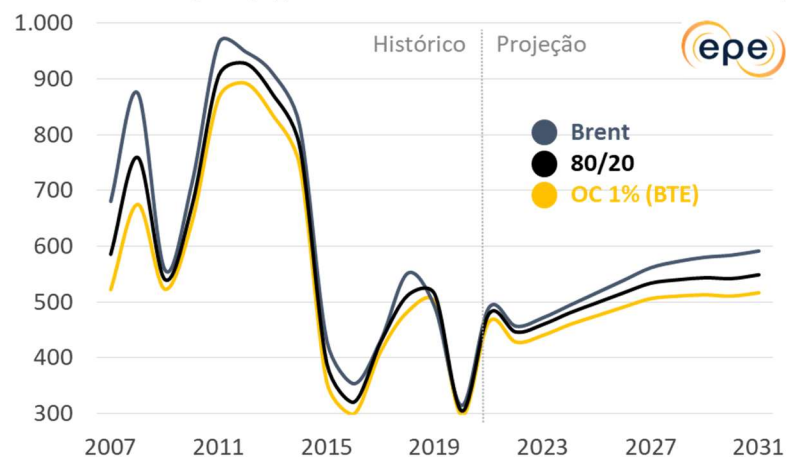
brasileiras, esta condição começou a mudar com o aumento do *spread* entre os OC ATE e BTE.

Projeta-se que, ao longo do próximo decênio, a diferença de preço entre óleo combustível de baixo teor de enxofre (BTE) e de alto teor de enxofre (ATE) se mantenha superior à média histórica em função da nova especificação mundial de combustíveis marítimos (IMO, 2020a). Pressões ambientais, crescente eletrificação e uso de gás natural na indústria e no transporte marítimo aumentam o desconto do óleo combustível ao longo da década.

Os preços do *bunker* internacional são influenciados pelos preços do petróleo. No entanto, não é possível encontrar uma relação econométrica significativa entre essas variáveis devido à importância do balanço entre oferta e demanda de embarcações.

Nos últimos anos, os preços da mistura com 80% de OC BTE e 20% de óleo diesel 500 ppm têm se mostrado como uma boa *proxy* para os preços do *bunker* em portos internacionais (**Gráfico 12**). Em especial, depois do início da venda de combustíveis marítimos com menor teor de enxofre, iniciada em meados da década de 2010 (MPA).

Gráfico 12. Preços de *proxy* para o *bunker* nacional e internacional (US\$/mt).



Fonte: EPE (elaboração própria), com dados históricos de EIA e Opep.

3.3 Projeções de capacidade de produção e escalabilidade dos biocombustíveis

Conforme detalhado em capítulos anteriores, ao longo dos últimos anos a IMO vem promovendo ações para a descarbonização do transporte marítimo. Dentre elas, algumas têm a possibilidade de implementação mais rápida e no curto prazo, como alterações nos cascos dos navios, nos sistemas de potência e propulsão e mudanças na velocidade de operação. Outras opções estão relacionadas com combustíveis e fontes de energia alternativas (IMO, 2022b).

A aplicação de biocombustíveis no setor de transporte marítimo vem sendo considerada como uma das alternativas para alcançar as metas propostas pela IMO. Porém, sua viabilidade deve considerar principalmente os seguintes aspectos (IEA, 2017):

- Preço dos biocombustíveis para essa aplicação (mesmo com a aplicação de taxas);
- Disponibilidade de matéria-prima em diversos países, incluindo atenção a aspectos relacionados ao uso da terra e à preservação da biodiversidade;
- Capacidade de produção dos biocombustíveis e suprimento do mercado, visto o elevado consumo dos combustíveis marítimos;
- O processo de produção deve ter baixo custo e eliminar um refino secundário;
- Máximo aproveitamento da infraestrutura existente;
- Máxima adequação às condições operacionais e de engenharia do navio/motor;
- Especificações menos restritas e maior flexibilidade; e
- Fatores técnicos, operacionais e logísticos do setor marítimo, que diferem dos demais modos de transportes.

3.3.1 Biodiesel FAME (*Fatty Acid Methyl Ester*)

Conforme visto no capítulo anterior, dentre as possibilidades de combustíveis com baixa intensidade de carbono (IC) e reduzido teor de enxofre, destaca-se o biodiesel de base éster, que tem produção relevante e pode se configurar como uma das possibilidades para atender às metas da IMO de redução de emissões locais e globais em um horizonte de curto a médio prazo, visto sua aplicação em outros modos de transporte e disponibilidade de fornecimento. A produção mundial deste biocombustível foi de 46,5 bilhões de litros em 2020 (sendo 7,5 bilhões de litros de HVO). Os principais produtores seguem sendo a Indonésia, o Brasil e os Estados Unidos (REN21, 2021).

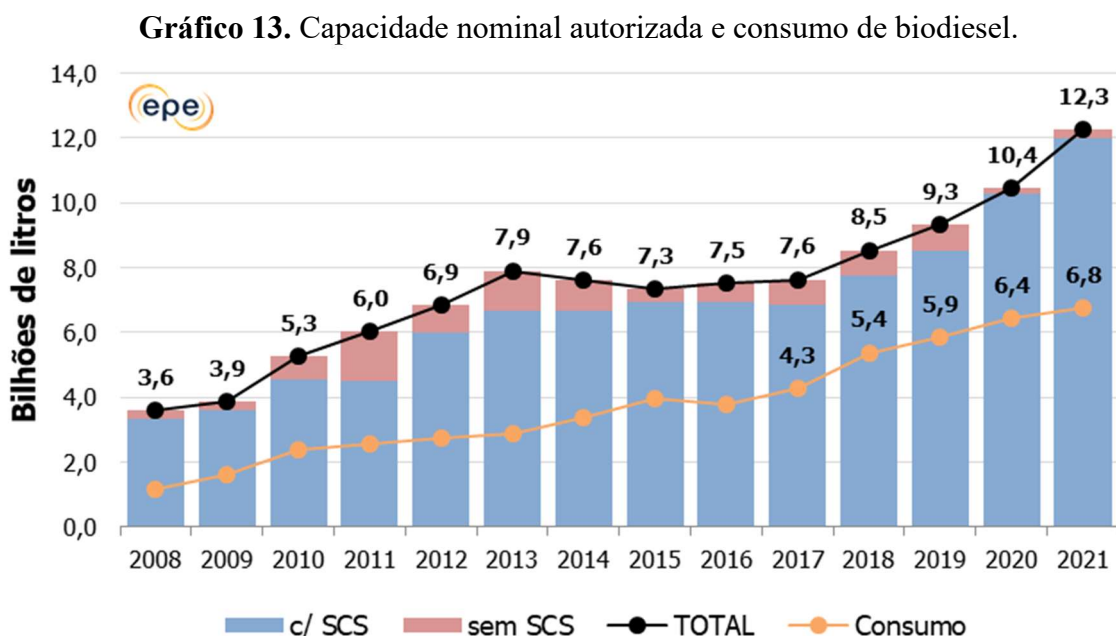
A Indonésia manteve-se como o maior produtor de biodiesel no mundo, com 8,0 bilhões de litros em 2020, obtidos a partir de óleo de palma (REN21, 2021). O seu consumo é impulsionado pelo mandato de mistura B20 e apoiado por fundos do imposto sobre exportações de óleo de palma bruto (CPO). É usado principalmente para o setor de transporte rodoviário, com pequena fração empregada na geração de eletricidade (USDA, 2019).

Por sua vez, os Estados Unidos utilizam o biodiesel em qualquer percentual de adição, sendo comum a mistura B20 (USDOE, 2021). Em 2020, foram produzidos 6,8 bilhões de litros desse biocombustível (sendo 2,8 bilhões de litros de HVO) (EIA, 2021).

No Brasil, em 2021, foram produzidos/consumidos 6,8 bilhões de litros de biodiesel (FAME), o que representa um aumento de 6,3% em relação a 2020. Desde que foi instituído o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil, através da Lei nº 11.097/2005 (BRASIL, 2005), observou-se uma rápida evolução para a adição do biocombustível em maiores teores. O valor inicial foi fixado em 2% em volume, em 2008, alcançando 5% já em 2010, quando o previsto originalmente ocorreria somente em 2013. Nos anos subsequentes, houve a elevação gradual dos percentuais mínimos obrigatórios no diesel B, chegando a 12% em março de 2020. Atualmente, o teor obrigatório é de 10% (CNPE, 2021).

Nacionalmente, o biodiesel aparenta ser a alternativa de combustível com baixa IC para embarcações mais promissoras, visto que possui uma cadeia produtiva já estabelecida e responde rapidamente aos aumentos de demanda.

Em dezembro de 2021, a capacidade instalada correspondeu a 12,3 bilhões de litros, a partir de 49 usinas produtoras autorizadas. O **Gráfico 13** apresenta a capacidade autorizada anual, com distinção para as usinas que possuem o Selo Biocombustível Social (SBS), assim como o consumo anual, demonstrando o efeito de sobre capacidade desde 2008. Observa-se que a produção deste biocombustível, em 2021, correspondeu a 55 % da capacidade instalada nominal no país, o que demonstra que há potencial para sua utilização plena (ANP, 2022).



Nota: O Selo Biocombustível Social (SBS) é uma distinção conferida às empresas produtoras de biodiesel que utilizam, em sua cadeia produtiva, produtos oriundos da agricultura familiar. O objetivo é a garantia de renda e estímulo à inclusão social das famílias produtoras. As empresas produtoras de biodiesel e detentoras do SBS são beneficiadas com o acesso a melhores condições de financiamento junto às instituições financeiras.

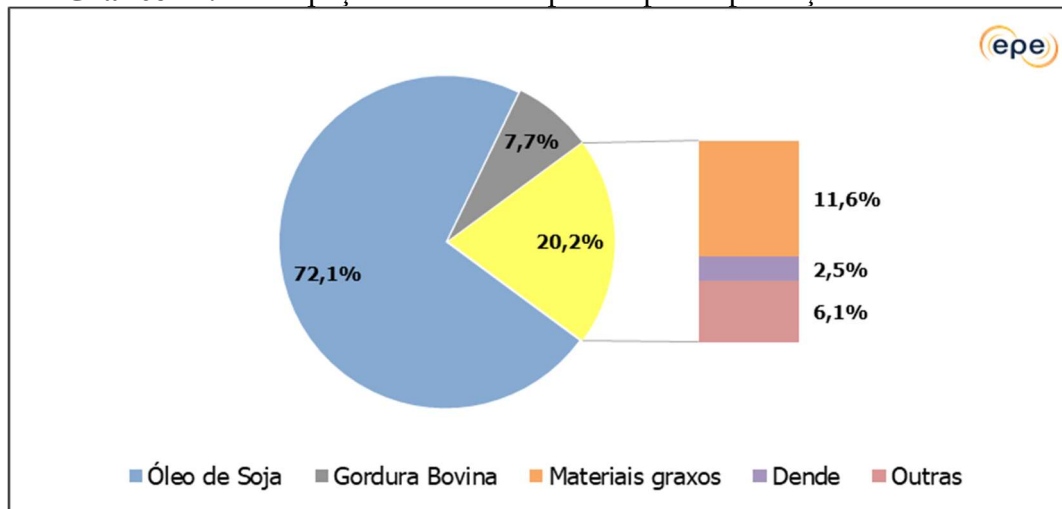
Fonte: ANP (2022).

O investimento (CAPEX) para a instalação de novas unidades de produção de biodiesel (transesterificação) é relativamente baixo, estando na faixa de R\$ 0,35/litro de capacidade instalada, o que contribuiu no caso de necessidades de aumento de demanda (EPE, 2021).

No quadro nacional, a produção de biodiesel se concentra nas regiões Sul (47,1%) e Centro-Oeste (37,8%), em função da abundante disponibilidade das principais matérias-primas (soja e sebo), embora o maior volume de vendas/consumo se concentre na Região Sudeste.

A principal matéria-prima utilizada para a produção de biodiesel é a soja, cuja participação na cesta de insumos vem se mantendo no patamar de 70% ao longo dos anos, seguida do sebo bovino, e de insumos variados, dentre esses se destacando os materiais graxos (ANP, 2022). O **Gráfico 14** apresenta a cesta de insumos para a produção de biodiesel.

Gráfico 14. Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel.



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2022).

A soja merece um destaque especial, pois é a cultura mais difundida no país, com oferta regular, uma cadeia produtiva consolidada e tecnologicamente madura, sendo cultivada em praticamente todas as regiões brasileiras (com exceção de zonas áridas), e conta com aparato legal para acompanhamento das suas fronteiras de expansão. Hoje, o Brasil é o principal produtor mundial de soja, com a maior produtividade global e área plantada (CONAB, 2022). A produção estimada de soja para a safra 2021/22 é de 122,8 milhões de toneladas. As exportações, 80,1 milhões de toneladas, representam 65% do total (CONAB, 2022).

Esse grande direcionamento para o mercado internacional é impulsionado pela Lei Kandir, instituída em 1996, a qual isentou a exportação da soja “*in natura*” de pagamento de impostos (ICMS). Tais condições privilegiaram o comércio do grão, em detrimento do produto beneficiado na forma de farelo proteico e óleo. Dessa forma, a indústria de produção de óleo de soja opera com ociosidade (ABIOVE, 2022).

Com base em dados da Abiove, tendo como referência 2020, estima-se que a capacidade instalada efetiva¹⁴ de esmagamento seja de 64 milhões de toneladas/por ano. Em 2021, o complexo soja processou cerca de 48 milhões de toneladas, ou seja, uma ociosidade de 16 milhões de toneladas/por ano (25%) (ABIOVE, 2022).

O Brasil tem potencial de desenvolvimento de outras matérias-primas para a produção de biodiesel, como o dendê, óleos residuais e, mais recentemente, a macaúba. Esta última tem despontado como promissora, devido à sua alta produtividade e adaptação aos diversos ecossistemas brasileiros. O desenvolvimento de biocombustíveis para aplicação marítima passa pelo aumento do fomento ao desenvolvimento da cadeia de produção desses outros insumos. As regiões Norte e Nordeste têm potencial elevado para estas outras oleaginosas, além de possuírem portos relevantes para o fluxo marítimo internacional, o que pode vir a reduzir os custos de exportação de biodiesel para esse fim. Nesse sentido, é importante a proposição de políticas públicas que incentivem toda a cadeia de produção desses potenciais insumos, procurando ampliar sua disponibilidade e produtividade, com redução de custos.

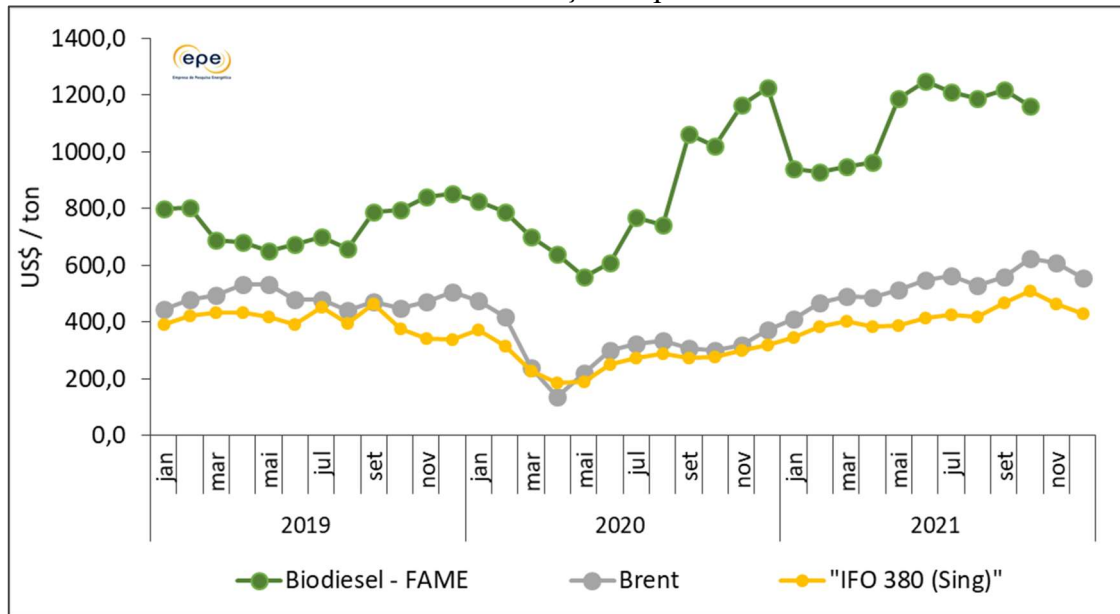
O preço do biodiesel é superior ao do *bunker* marítimo [IFO 380 (Sing)], como pode ser observado no **Gráfico 15**, sendo a diferença de preço entre eles de cerca de US\$600/ton. Dessa forma, caso o preço do combustível seja um impeditivo para seu uso no transporte marítimo, seria necessária a adoção de algum mecanismo indutor, como, por exemplo, diferenciação tributária entre o combustível fóssil e o biocombustível.

Na norma ISO 8217: 2017 (ISO, 2017), está previsto que o biodiesel (FAME) pode ser adicionado no diesel marítimo, em um teor máximo de até 7% v/v. O seu uso em combustíveis marítimos apresenta algumas vantagens, como alto ponto de fulgor e sua ação lubrificante. Entretanto, existem algumas desvantagens: baixa estabilidade oxidativa; é muito higroscópico, o que reduz a eficiência da combustão e possibilita o crescimento microbiano (no caso dos combustíveis marítimos, com as longas distâncias percorridas, o material permanece por um longo período nos tanques); baixo ponto de fluidez, o que restringe usos em baixas temperaturas; a disponibilidade de matéria-prima em diversos países; a baixa

¹⁴ Fator de ocupação: 92% da capacidade nominal.

capacidade de produção existente no mundo versus a alta demanda de combustíveis marítimos (elevados volumes) e a competitividade com outros modos de transportes.

Gráfico 15. Preços de produtos.



Nota: O preço do biodiesel indicado no gráfico é referente ao dos leilões.

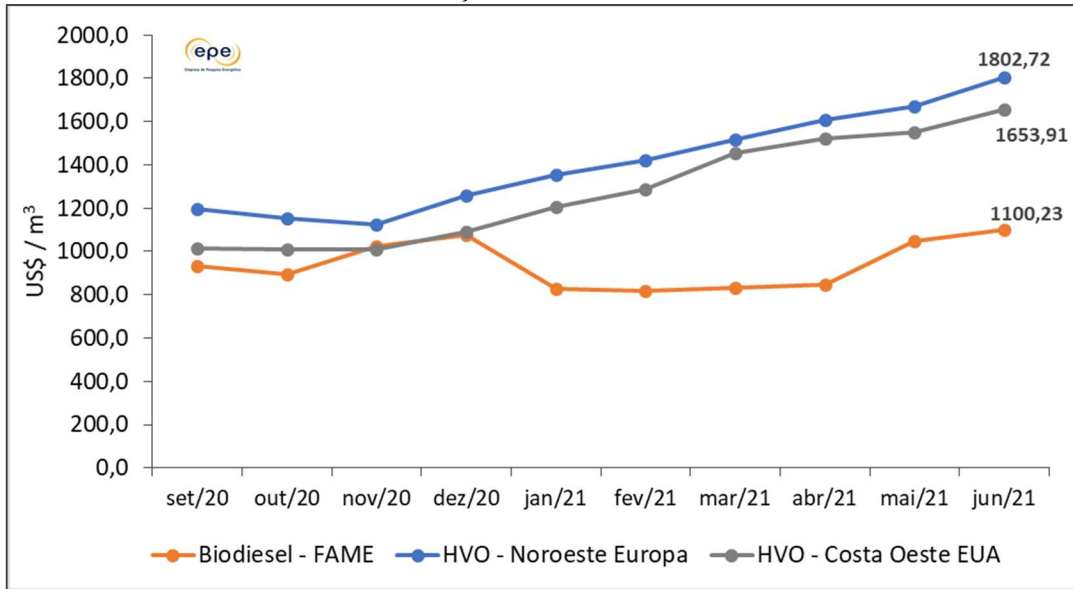
Fonte: ANP (2022), EIA (2022), Ship&Bunker (2022).

3.3.2 Outros biocombustíveis

Uma alternativa seria a utilização do HVO (óleo vegetal hidrotratado), biocombustível de base parafínica, que vem sendo considerado para adição no óleo diesel automotivo, de maneira similar ao que ocorre atualmente com o biodiesel¹⁵, e que também pode ser empregado como bioquerosene de aviação.

O HVO é um combustível *drop-in*, com maior número de cetano e densidade energética que pode utilizar matéria-prima de qualidade inferior, quando comparada ao biodiesel (FAME). Sua utilização como combustível marítimo, também já é permitida, segundo as normas da ISO 8217:2017 (ISO, 2017). Atualmente, contudo, sua produção é mais onerosa, quando comparada a do biodiesel FAME, e sua capacidade produtiva é incompatível com os altos volumes requeridos. Além disso, como se pode observar pelo **Gráfico 16**, o preço do HVO (Noroeste da Europa e Costa Oeste dos EUA) é consideravelmente superior ao do biodiesel FAME.

¹⁵ A Resolução ANP nº 842/2021 (ANP, 2021) regulamentou as especificações necessárias e obrigações quanto ao controle de qualidade do diesel verde para a sua comercialização no país, na qual está incluído o HVO. Visando o interesse da Política Energética Nacional, em 9 de dezembro de 2020, foi instituído por meio da Resolução CNPE nº 13/2020, um Grupo de Trabalho para avaliar a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo Diesel (CNPE, 2020; EPE, 2020).

Gráfico 16. Preços HVO e biodiesel FAME.

Fonte: S&P Global Platts (2021, *apud* Biodiesel BR, 2021).

O PDE 2031 (EPE, 2022) faz uma análise acerca do volume de HVO que pode ser ofertado por uma unidade com capacidade de 400 milhões de litros por ano (considerando-se um fator de utilização de 92%), que tem como produtos o HVO, o bioquerosene de aviação, a bionafta e o bio-GLP. Coloca-se que uma unidade desse tipo também teria potencial para a produção de biocombustível com aplicação no transporte marítimo. Da mesma forma que colocado anteriormente para o caso do biodiesel, é sempre importante avaliar a aplicação em outros modos de transporte, os incentivos governamentais para o desenvolvimento da cadeia produtiva relacionada e ainda, mecanismos de taxaço de carbono que possam alavancar esse biocombustível. Segundo a ISO 8217:2017 (ISO, 2017), o HVO pode ser adicionado tanto ao óleo diesel marítimo, quanto ao *bunker*, devendo a parcela de combustíveis hidrocarbonetos derivados do refino do petróleo ser majoritária.

No longo prazo, várias matérias-primas poderiam ser aproveitadas para a produção de biocombustíveis visando atender o segmento marítimo. Tal fato pode se configurar como uma oportunidade para desenvolver uma produção descentralizada, possibilitando ainda o surgimento de programas socioambientais voltados para esse fim. Pontos negativos se relacionam com a escala de produção e aumento da competitividade, bem como da infraestrutura necessárias nos portos. O setor sucroenergético, que já é relevante para a produção de etanol, pode vir também a contribuir para nesse sentido.

Como colocado nos demais capítulos deste documento, outros combustíveis renováveis vêm sendo considerados para a aplicação em combustíveis marítimos, como amônia, metanol e hidrogênio.

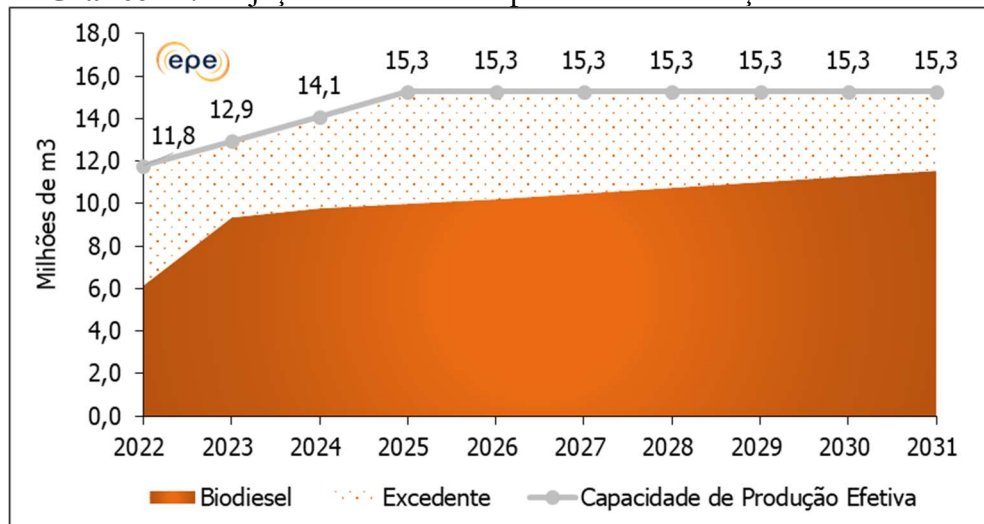
3.3.3 Cenários

Para a análise de cenários do uso de biocombustíveis em combustíveis marítimos, foram empregadas as projeções de demanda do PDE 2031. Será avaliada apenas a inserção do biodiesel FAME nesse setor, visto que, no presente momento, aparenta ser a alternativa mais promissora de curto prazo. Contudo, cabe adicionar, que no longo prazo, novos combustíveis com baixa intensidade de carbono e reduzido teor de enxofre podem ser considerados, tal como o HVO.

Primeiramente, para a mistura do biodiesel neste segmento, considerou-se a projeção de demanda (nacional e estrangeira) de combustíveis marítimos, como mostra o **Gráfico 8**. Esse biocombustível possui um percentual mandatório de adição no diesel B, previsto para alcançar 15% em 2023, o qual deverá permanecer até 2031. Assim, é necessário considerar o crescimento da sua demanda e da capacidade produtiva nesse período, de forma a avaliar a disponibilidade de uso no setor marítimo.

A capacidade efetiva de produção de biodiesel autorizada pela ANP (2022) em abril de 2022 é de 11,8 bilhões de litros. A demanda estimada para o biocombustível neste ano é de 6,1 bilhões de litros, resultando em uma capacidade ociosa de 5,1 bilhão de litros. Em 2031, estima-se que a demanda de diesel B deva alcançar 77 bilhões de litros, o que acarreta uma necessidade de 11,6 bilhões de litros biodiesel. Somando-se 3,5 bilhões de litros em solicitações de ampliação de unidades existentes e construção de novas, a capacidade efetiva atingiria 15,3 bilhões de litros em 2031. Desta forma, essa ociosidade chegaria a 3,8 bilhões de litros (24%), conforme pode ser observado no **Gráfico 17**. Esse excedente poderia ser destinado para o setor marítimo.

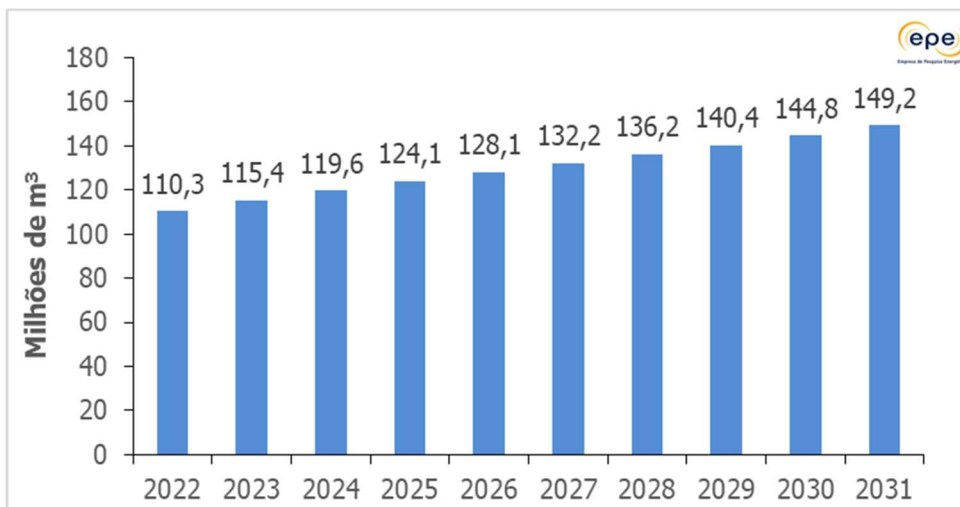
Gráfico 17. Projeção da demanda e percentuais de adição de biodiesel.



Fonte: EPE (Elaboração própria) e ANP (2022) (histórico).

Com base na demanda estimada de combustível marítimo (nacional + estrangeira) para o horizonte decenal, foram avaliados percentuais de adição de biodiesel, comparando com o excedente na capacidade de produção autorizada, conforme ANP (**Gráfico 17**). Segundo a ISO 8217:2017 (ISO, 2017), o biodiesel (FAME) pode ser adicionado ao óleo diesel marítimo no teor de 7% v/v, sendo necessário atender à referida especificação para a mistura. O **Gráfico 18** mostra o volume de biodiesel que seria demandado para este caso, no qual seria utilizado 4% da capacidade produtiva excedente em 2031.

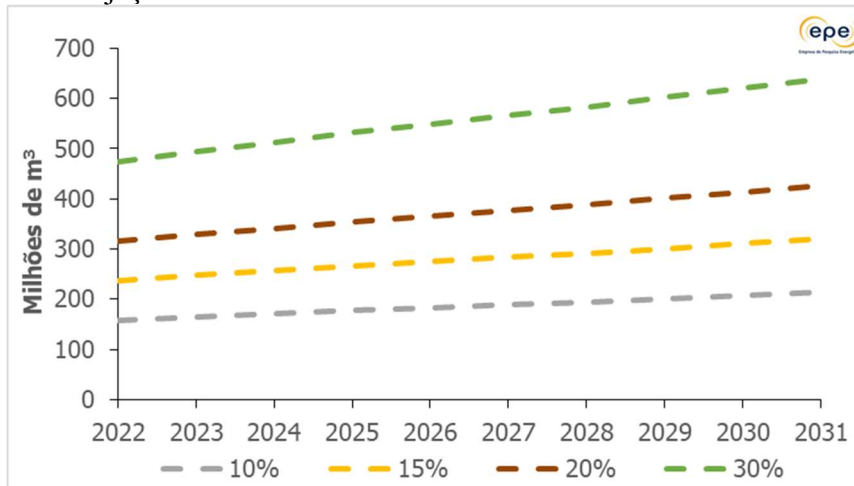
Gráfico 18. Projeção de demanda de biodiesel (7% v/v) no óleo diesel marítimo.



Fonte: EPE (elaboração própria).

Adicionalmente, foram propostos cenários de mistura do biocombustível em valores superiores, de forma a avaliar os reflexos de eventuais alterações nesta regulamentação, no futuro, conforme o **Gráfico 19** e a **Tabela 2**.

Gráfico 19. Projeção de demanda de mistura do biodiesel em óleo diesel marítimo.



Fonte: EPE (elaboração própria).

Tabela 2. Uso do excedente de capacidade de produção de biodiesel para aplicação em óleo diesel marítimo.

	2022	2026	2031
10%	2,8%	3,6%	5,7%
15%	4,2%	5,4%	8,6%
20%	5,6%	7,2%	11,5%
30%	8,4%	10,8%	17,2%

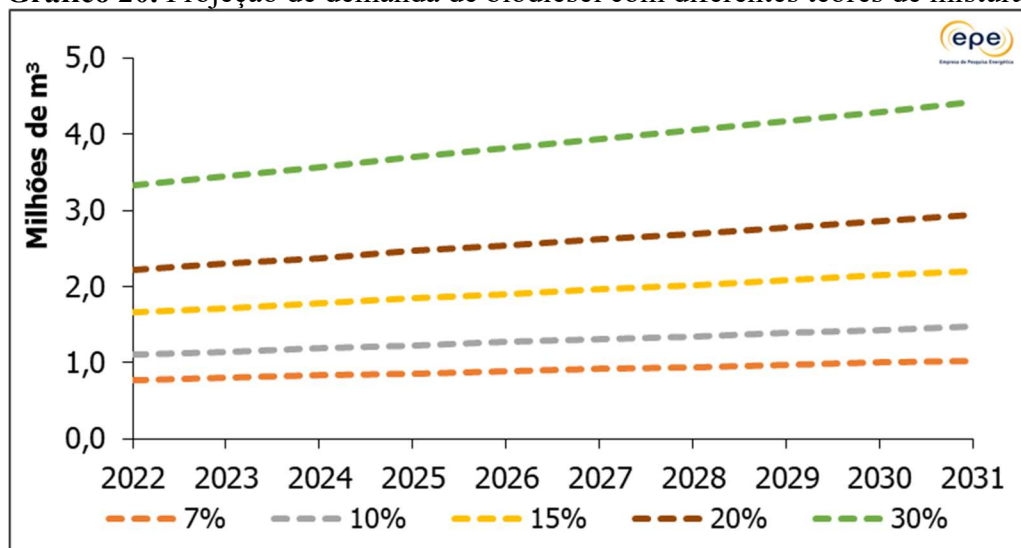
Fonte: EPE (elaboração própria)

Nesta hipótese de adição do biodiesel somente ao óleo diesel marítimo, o excedente de capacidade produtiva de 3,8 milhões de m³ conseguiria atender a teores de até 30% (valor máximo avaliado) no óleo diesel marítimo em 2031, desde que tenha qualidade, atenda à especificação do combustível marítimo, segundo a ISO 8217, e seja adequada para o uso, com apropriação de apenas 17,2% deste excedente.

Em caráter exploratório, realizando-se a análise de percentuais de mistura em toda a demanda de combustíveis marítimos (óleo combustível marítimo + óleo diesel marítimo), observa-se que seria necessário um aumento de capacidade de produção de biodiesel apenas para a porcentagem de adição de 30%, em 2030 e 2031, conforme **Gráfico 20** e **Tabela 3**.

Importante colocar que a especificação atualmente existente para os combustíveis marítimos limita o teor do biodiesel (FAME) em 7% v/v apenas no óleo diesel marítimo. Dessa forma, cenários alternativos a esse, tanto nos percentuais, quanto na mistura com os óleos residuais, implicariam em mudanças na regulamentação da ISO e nas normas nacionais.

Gráfico 20. Projeção de demanda de biodiesel com diferentes teores de mistura.



Fonte: EPE (elaboração própria)

Tabela 3. Uso do excedente na capacidade de produção de biodiesel para aplicação em combustíveis marítimos.

	2022	2026	2031
7%	13,8%	17,6%	27,8%
10%	19,7%	25,1%	39,7%
15%	29,5%	37,7%	59,5%
20%	39,3%	50,3%	79,4%
30%	59,0%	75,4%	119,1%

Fonte: EPE (elaboração própria).

As projeções apresentadas servem para mostrar que o Brasil apresenta um relevante potencial para o uso de biodiesel em combustíveis marítimos, com base na capacidade de produção autorizada pela ANP, desde que atenda aos requisitos de especificação, qualidade e adequação ao uso e seja economicamente viável. Ressalta-se que existe possibilidade de competição para o uso desse biocombustível em outros modos de transporte, como o rodoviário e ferroviário, assim como no setor agropecuário, além da possibilidade de exportação¹⁶ do biocombustível para atendimento a *hubs* internacionais de movimentação marítima.

3.4 Análise SWOT

Com base no que foi ponderado ao longo deste capítulo, apresenta-se na **Tabela 4** a análise SWOT¹⁷ [*Strengths* (Forças), *Weaknesses* (Fraquezas), *Opportunities* (Oportunidades) e *Threats* (Ameaças)] do potencial nacional para o fornecimento e uso de biocombustíveis em combustíveis marítimos.

Dada a expertise nacional na área de biocombustíveis, vislumbra-se que o Brasil possui um potencial de produção para aplicação no setor marítimo, podendo também se tornar um importante exportador. Existem desafios relacionados à competitividade com outros modos de transportes e ao preço, que podem vir a ser solucionados com o desenvolvimento de políticas públicas específicas.

¹⁶ Ressalta-se que a exportação de biodiesel para esse fim necessita de ajustes em regulamentações nacionais e também no aspecto tributário.

¹⁷ Técnica que se destina a especificar os riscos do negócio ou projeto e identificar os fatores que são favoráveis e desfavoráveis para alcançar seus objetivos.

Tabela 4. Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças para o fornecimento e uso de biocombustíveis em combustíveis marítimos.

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> - Presença de matérias-primas abundantes - Capacidade instalada de produção de biodiesel disponível no Brasil - Oferta de mão-de-obra qualificada - Prática de certificação da produção já estabelecida - Biodiesel possui alto ponto de fulgor e ação lubrificante 	<ul style="list-style-type: none"> - Dificuldade de otimizar a logística de produção até os portos e <i>hubs</i> de abastecimento globais - Inexistência de plantas de rotas alternativas ao FAME - Custos de produção elevados - Baixa competitividade com outros setores - Possibilidade de problemas técnicos, operacionais e logísticos, uma vez que o biodiesel possui baixa estabilidade oxidativa, alta higroscopicidade e baixo ponto de fluidez
Oportunidades	Desafios
<ul style="list-style-type: none"> - Existência de esforços da IMO para a redução das emissões locais e globais - Busca por fontes de energias com menor susceptibilidade a eventos geopolíticos - Implementação de políticas públicas que incentivem a diversificação de matérias-primas - Existência de normativos da IMO que podem atuar como um indutor adicional para a produção nacional de HVO 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento da competitividade dos preços de biocombustíveis - Diversificação das fontes de matérias-primas - Geração de maior valor agregado para a produção de óleo de soja nacionalmente - Ampliação da capacidade de extração de óleos vegetais - Aumento da competição entre rotas e opções de redução de emissões - Atendimento às especificações e condições de operação - Necessidade de ajustes na regulamentação nacional e internacional, incluindo aspectos tributários - Escolha do armador na definição do combustível a ser usado em sua frota

Fonte: EPE (elaboração própria).

4 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA E CERTIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS

Neste capítulo é descrita a metodologia usada no país para a certificação e a análise do ciclo de vida (ACV) dos biocombustíveis, quais as Normas ISO norteadoras para um estudo de ACV, traz também informações sobre Política Nacional dos Biocombustíveis (RenovaBio) e o conjunto de procedimentos e critérios necessários para que uma unidade produtora de biocombustíveis possa participar desta política.

4.1 Avaliação do ciclo de vida

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta de gestão que permite avaliar o desempenho ambiental de produtos ao longo de todo o seu ciclo de vida. Trata-se de uma metodologia com forte base científica e reconhecida internacionalmente, sendo padronizada pela série de normas ISO 14040 (ISO, 2006a).

No setor agrícola nacional, a ACV pode contribuir para a promoção de uma agricultura mais limpa e para a defesa dos produtos agrícolas brasileiros no mercado internacional.

São várias as possíveis aplicações da ACV:

- 1) na formulação de políticas públicas;
- 2) na definição de critérios para rotulagem ambiental;
- 3) no desenvolvimento de produtos e processos;
- 4) no desenvolvimento de estratégias de negócios;
- 5) no desenvolvimento de políticas de produtos;
- 6) na comunicação sobre aspectos ambientais de produtos; e
- 7) na tomada de decisão para compras.

A série de Normas ISO 14040 determina a estrutura, os princípios, os requisitos e as diretrizes que devem constar em um estudo ACV. Este se caracteriza pelo alto grau de interação entre suas quatro grandes fases: definição de objetivo e escopo, a análise de inventários, avaliação de impactos e interpretação.

São as seguintes a série de Normas ISO para ACV:

ISO 14040 – Princípios gerais (ISO, 2006a)

ISO 14044 – Requerimentos e diretrizes (ISO, 2006b)

Especificamente para a pegada de carbono de produtos, a ACV é norteadada pela ISO 14067 (ISO, 2018).

4.2 Certificação de combustíveis marítimos

A certificação da produção dos combustíveis visa contabilizar as emissões de GEE, por meio da Avaliação de Ciclo de Vida, determinando a sua intensidade de carbono ($\text{gCO}_{2\text{eq.}}/\text{MJ}$). Contempla as etapas de produção, distribuição e uso (ABNT, 2014). A relevância da certificação de combustíveis nas políticas de descarbonização também se dá pela garantia da redução das emissões ou da intensidade de carbono, com menores impactos ambientais, seja pelo aumento da eficiência energética, seja pelo uso de combustíveis com menor “pegada de carbono”, como no caso dos biocombustíveis.

Por intermédio da Resolução nº 758, de 23 de novembro de 2018, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) regulamentou a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis e o credenciamento de firmas inspetoras, estabelecendo os critérios, os procedimentos e as responsabilidades para o certificado da produção eficiente de biocombustíveis, os requisitos para o credenciamento de firmas inspetoras responsáveis pela certificação de biocombustíveis, as rotas de produção e os critérios de elegibilidade do produtor de biomassa.

Nessa resolução, a certificação de biocombustíveis foi definida como o “conjunto de procedimentos e critérios em processo, no qual uma organização reconhecida avalia a conformidade da mensuração de aspectos relativos à produção ou à importação de biocombustíveis em função da eficiência energética e das emissões de gases do efeito estufa, com base em avaliação do ciclo de vida”.

Atualmente no Brasil, está em vigor a Política Nacional dos Biocombustíveis (RenovaBio - Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017), que objetiva fomentar a participação de diversos biocombustíveis na matriz energética brasileira, como etanol, biodiesel, biogás e bioquerosene de aviação, visando reduzir a intensidade de carbono na matriz de transportes nacional (BRASIL, 2017). Para que uma unidade produtora de biocombustíveis possa participar desta política é necessário atender a uma série de critérios ambientais, como o não desmatamento, a partir da data de regulamentação da Lei, e possuir Cadastro Ambiental Rural ativo ou pendente. Posteriormente, podem requerer a certificação de sua produção para avaliar qual percentual do seu volume é elegível e determinar sua intensidade de carbono (ANP, 2018).

Para o caso das alternativas de biocombustíveis apresentadas, visando a mistura com combustíveis marítimos, as rotas de produção de biodiesel e de combustíveis alternativos sintetizados por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados estão consideradas no RenovaBio.

No entanto, seria necessário pleitear a inclusão dos biocombustíveis marítimos na política, por meio da revisão da norma, para a geração dos Créditos de Descarbonização (CBIO).

Com relação às matérias-primas empregadas na obtenção desses biocombustíveis, coloca-se um ponto de atenção em relação à rastreabilidade da soja, sendo que tal aspecto será novamente abordado na revisão da regulação existente pela ANP. Sob o ponto de vista da sua exportação para outros mercados, com políticas de carbono bem estabelecidas, caso da Europa e EUA, o biodiesel brasileiro pode ser mais vantajoso que o de outros países sob o aspecto ambiental.

No âmbito da IMO, desde 2019, foi incluído um item de agenda para o desenvolvimento de diretrizes de emissões de GEE no ciclo de vida /intensidade de carbono para todos os tipos relevantes de combustíveis, como parte do pacote das medidas concretas para incentivar a adoção de combustíveis alternativos de baixa emissão de carbono e ou balanço neutro de carbono (“zero carbono”).

Nas reuniões que se seguiram o tema foi bastante discutido resultando em uma proposta de minuta de diretriz de ACV. Nas discussões, fruto da divergência de opiniões, não houve consenso em relação aos critérios de sustentabilidade, ao cálculo dos valores de emissão padrão (*default values*) para os diversos combustíveis e ao esquema de certificação para rotas tecnológicas dos combustíveis, bem como em relação a outros detalhes de implementação com importantes consequências para os seus resultados, como a definição das “fronteiras do sistema” cujo ciclo de vida será avaliado. Esses tópicos ficaram para serem discutidos nas próximas sessões do MEPC, devendo os estados-membros interessados apresentarem propostas.

Nas discussões, a delegação brasileira tem sido vocal em não utilizar o modelo europeu Diretiva das Energias Renováveis II (RED II) ou o americano *California Air Resources Board* (CARB) nos critérios de sustentabilidade, embora entenda que é essencial garantir que as rotas de combustíveis alternativos não causem efeitos adversos e vazamentos de GEE ao longo do ciclo de vida do poço à esteira dos combustíveis marítimos e efeitos colaterais adversos à segurança alimentar.

A ideia da quantificação do efeito de mudança indireta do uso da terra (ILUC) como parte da avaliação de ciclo de vida sofre reconhecidamente de margem de incerteza, que decorre, em larga medida, de sua natureza contra-factual e da subjetividade na adoção dos parâmetros que alimentam os modelos econométricos utilizados para a projeção dos valores ILUC (GAZONI, 2014). Em muitos casos, ademais, os modelos econométricos utilizados para estimar emissões resultantes de mudanças indiretas no uso da terra não consideram

adequadamente as particularidades da agricultura brasileira, e tendem a superestimar o grau de emissões.

O Brasil tem defendido que os impactos da mudança do uso da terra deveriam ser baseados por uma abordagem de gestão de risco local, por certificação em nível de projeto, ao invés do uso de modelos globais ou regionais que projetam estimativas descoladas da realidade.

Outro fator relevante no debate sobre ACV na IMO tem sido a abrangência das fronteiras do sistema, em particular o debate sobre a aplicabilidade de um ciclo de vida completo (*Well-to-Wake*), ou apenas as emissões efetivamente incorridas no transporte marítimo (*Tank-to-Wake*). Por um lado, a contabilização das emissões em terra (*upstream*) é relevante para evitar a utilização indiscriminada de combustíveis supostamente “zero emissões”, mas cujo processo produtivo seja altamente dependente do uso de carbono fóssil, como o hidrogênio e a amônia produzidos a partir de gás natural ou derivados de petróleo. Por outro lado, qualquer incorporação das emissões *upstream* em uma contabilização de emissões de carbono do setor marítimo oneraria duplamente o setor, com a possibilidade de impacto negativo desproporcional sobre o Brasil, como já foi discutido, além de ir contra as diretrizes de contabilização de emissões do IPCC, provocando uma dupla contagem. A discussão é tanto mais problemática porque as diretrizes para ACV estão sendo debatidas e elaboradas sem referência anterior às medidas de médio e longo prazo às quais estariam vinculadas. Isso dificulta a calibragem de um sistema de ACV que seja *fit for purpose*, ou seja, adequado ao instrumento de política pública que pretenda utilizá-lo.

A solução que o Brasil tem defendido para esse dilema, em conjunto com a China e outros países, tem sido a adoção de critérios para ACV com ambos os alcances: *well-to tank* e *tank-to-wake*. Isso evitaria ao menos parcialmente o risco de um prejulgamento sobre a possibilidade de utilização desses mecanismos em futuras medidas a serem aprovadas na IMO em modo que impacte desproporcionalmente os interesses brasileiros. Idealmente, o ciclo de vida completo poderia ser usado para estabelecer uma “linha de corte” entre combustíveis sustentáveis, a serem aceitos em uma medida de médio prazo, e combustíveis que não receberiam tratamento diverso do diesel marítimo fóssil. Desde que sejam aprovados dentro da linha de corte, porém, apenas as emissões “*tank-to-wake*” desses combustíveis sustentáveis seriam contabilizadas para efeitos de quaisquer medidas de médio e longo prazo que venham a ser aprovadas em conexão com essas emissões, sejam padrões de combustível, sejam esquemas de “*cap-and-trade*”, sejam esquemas de cobrança por emissão, ou outros mecanismos.

Há a expectativa de que as diretrizes de avaliação do ciclo de vida (*LCA Guidelines*) sejam finalizadas no final de 2022 ou início de 2023. Observando as discussões que acontecem no âmbito da ICAO, por quase 14 anos, verifica-se a importância de encaminhar para a mesa de negociações propostas alinhadas ao modelo brasileiro, para evitar que os critérios de sustentabilidade ora em discussão, não levem a medidas discriminatórias, dificultando ou inviabilizando a certificação internacional dos biocombustíveis nacionais, que impeçam o seu uso no transporte marítimo.

5 INFRAESTRUTURA DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS INSTALADA NOS PORTOS BRASILEIROS

O capítulo analisa o Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP) e trata da infraestrutura de abastecimento de combustíveis marítimos instalada nos portos brasileiros para servir de parâmetro para estudos futuros de adequação ao uso para biocombustíveis.

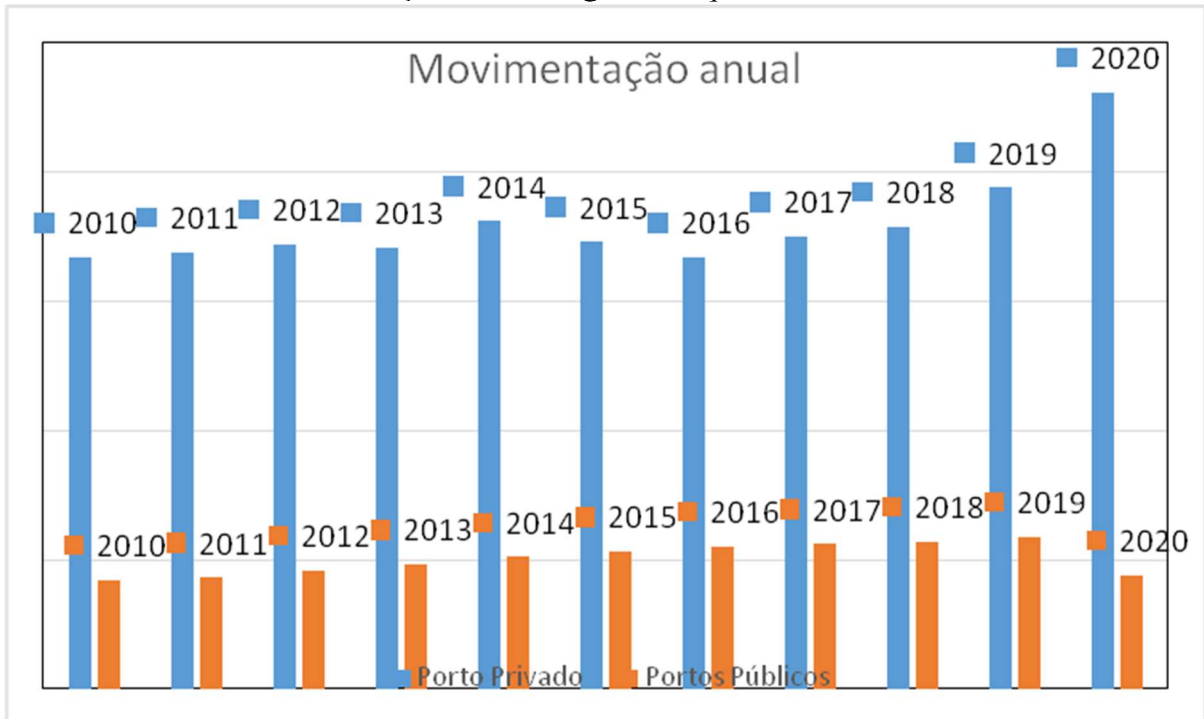
Os combustíveis marítimos são em geral movimentados em terminais portuários dedicados à graneis líquidos e gasosos. Tais terminais possuem a infraestrutura necessária para o armazenamento e, se necessário, o processamento dos combustíveis. No Brasil a administração portuária é segmentada entre os portos organizados (porto público) e os portos privados (terminais de uso privativo - TUP). O porto organizado consiste em poligonal georreferenciada estabelecida em Decreto presidencial, assim, se o terminal se situar dentro do porto organizado afirma-se que este pertence ao porto público, caso se situe fora da poligonal consiste em TUP (PNLP, 2019).

O Plano Nacional de Logística Portuária faz parte de um conjunto de instrumentos previstos pela Portaria da Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR) nº 03/2014, que também traz orientações para os estudos dos Planos Mestres, dos Planos de Desenvolvimento e Zoneamento (PDZ) e do Plano Geral de Outorgas (PGO). A Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ) por meio do panorama estatístico aquaviário compila desde 2010 as informações de movimentação portuária com as seguintes segmentações: a) por tipo de instalação portuária (público e privado); b) sentido da movimentação (embarcado e desembarcado); c) por instalação portuária específica; d) por grupo de mercadorias; e) por tipos de navegação e sentido; e f) por perfil de carga. As edições do Panorama Aquaviário têm com o objetivo o atendimento à demanda com dados estatísticos e informações referentes ao setor portuário e ao setor de navegação marítima e de interior (ANTAQ, 2021).

Além disso, cumpre destacar que é possível inserir diversos filtros: a) gerais: tipo de instalação, tipo de navegação, sentido, perfil da carga, etc; b) localidade: região geográfica, município, porto etc.

Dentre os graneis líquidos movimentados no Brasil, mais de 90% deles corresponde a combustíveis minerais (**Gráfico 21**).

Percebe-se que atualmente o País possui a capacidade de movimentar anualmente aproximadamente 300 milhões de toneladas de graneis líquidos em terminais públicos e privados. A movimentação recorde deu-se no ano 2020 (**Tabela 5**).

Gráfico 21. Movimentação anual dos graneis líquidos em milhões de toneladas.

Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021

Tabela 5. Movimentação de graneis líquidos em portos públicos em 2020.

Porto Público	Milhões ton	Percentual
Suape	19	32,17%
Santos	15	24,97%
Itaquí	6	10,61%
Aratu	4	7,36%
Paranaguá	4	6,14%
Rio Grande	3	4,49%
Belém	2	4,13%
Fortaleza	2	3,76%
Vila Do Conde	2	2,79%
Vitória	1	1,43%
Cabedelo	0	0,68%
Rio De Janeiro	0	0,67%
Maceió	0	0,60%
Santarém	0	0,15%
Porto Velho	0	0,02%
Imbituba	0	0,02%
São Francisco Do Sul	0	0,02%
Recife	0	0,01%

Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021

Dentre os portos públicos destacam-se os portos de Suape e Santos. No caso de Santos isso ocorre devido à proximidade deste as refinarias da Petrobras, bem como em função das ligações, por oleodutos e gasodutos, a região Sudeste, principal mercado consumidor de combustíveis do País. Já no caso de Suape há nas proximidades do porto a Refinaria de Abreu e Lima.

No que se refere aos terminais privados, vê-se enorme concentração da movimentação nos terminais de Angra dos Reis, de São Sebastião, do Açú e de Madre de Deus, à exceção do terminal do Açú, os demais são operados pela Petrobras e estão ligados as suas atividades *downstream*.

Assim, vislumbra-se que existem atualmente 81 (oitenta e um) terminais aptos a movimentar combustíveis no País. A capacidade de expansão destes varia de terminal para terminal, pois nem todos possuem área útil para ampliar a sua movimentação. No entanto, pela movimentação de granel líquido nos portos privados no ano de 2020 (**Tabela 6**) percebe-se que havendo demanda a oferta de capacidade é ofertada pelo mercado.

A possibilidade de ampliação da capacidade é consubstanciada pelas licitações recentes de terminais de graneis líquidos e químicos realizados nos últimos 5 anos e resumidas na **Tabela 7**.

Visualiza-se na **Tabela 7** o número significativo de novos terminais de graneis líquidos que serão construídos. Assim como, a ampliação da capacidade dos terminais existentes. Vários terminais se propõem a ampliar os investimentos no intuito de aperfeiçoar e ampliar a operação portuária. Tais licitações possuem suas previsões de oferta e demanda provenientes do Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP), o último foi realizado em 2019¹. As projeções de demanda referentes a graneis líquidos encontram-se resumidas na **Figura 3**.

Fica evidenciado na **Figura 3** que os *clusters* de São Paulo, Pernambuco, Maranhão e Bahia se destacam na movimentação por cabotagem de derivados de petróleo. No *cluster* paulista concentra-se não somente a movimentação de derivados de petróleo, mas também de etanol, devido à proximidade com a região sucroalcooleira. O *cluster* do Rio de Janeiro destaca-se pela exportação de petróleo bruto, em virtude da sua proximidade com a bacia de campos.

A título de ilustração apresenta-se a localização geográfica dos terminais privados e públicos, que correspondem aos círculos azuis e vermelhos, respectivamente (**Tabela 8**).

Tabela 6. Movimentação de granel líquido nos portos privados no ano de 2020.

Porto Público	Milhões de tons	Percentual
Terminal Aquaviário De Angra Dos Reis	60	26,08%
Terminal Aquaviário De São Sebastião (Almirante Barroso)	52	22,60%
Terminal De Petróleo Tpet/Toil - Açú	30	12,82%
Terminal Aquaviário De Madre De Deus	20	8,66%
Terminal Aquaviário Da Ilha D'Água	18	7,84%
Terminal Aquaviário De Osório	12	5,19%
Terminal Aquaviário De São Francisco Do Sul	11	4,66%
Terminais Fluviais Do Brasil	4	1,92%
Cattalini Terminais Marítimos	4	1,77%
Terminal Aquaviário De Manaus	4	1,72%
Terminal Aquaviário De Guamaré	2	1,02%
Terminal Aquaviário Solimões - Coari	1	0,53%
Terminal Portuário Privativo Da Alumar	1	0,42%
Terminal De Regaseificação De Gnl Da Bahia - Trba	1	0,41%
Suodétrico Cutrale	1	0,37%
Atem Manaus	1	0,32%
Terminal De Tubarão	1	0,32%
Terminal Aquaviário De Aracaju	1	0,28%
Terminal Marítimo Dow	1	0,28%
Terminal Flexível De Gnl Da Baía Da Guanabara	1	0,27%
Terminal Aquaviário Do Norte Capixaba	1	0,24%
Terminal Marítimo Dow Aratu - Bahia	0	0,20%
Base Secundária Ipiranga De Porto Velho	0	0,19%
Aivel	0	0,17%
Porto Murucupi	0	0,15%
Terminal Bras kem	0	0,15%
Terminal Santa Clara	0	0,13%
Atem Pvh	0	0,12%
Cos an Lubrificantes E Especialidades	0	0,11%
Terminal Ccpn	0	0,11%
Bemar Iii	0	0,10%
Terminal Aquaviário De Niterói	0	0,10%
Terminal Portuário Do Peoém	0	0,10%
Terminal Ilha Do Governador	0	0,09%
Terminal Aquaviário De Ilha Redonda E Terminal Aquaviário Da Ilha Comprida	0	0,07%
Terminal Marítimo Bras kem	0	0,07%
Terbian - Terminal Bianchini	0	0,07%
Base De Distribuição Secundária De Itaituba	0	0,06%
Bianchini Canoas	0	0,05%
Terminal Aquaviário De Barra Do Riacho	0	0,05%
Terminal Marítimo Ponte Do Thun	0	0,04%
Atem Mirituba	0	0,04%
Terminal Portuário Bunge Alimentos	0	0,03%
Terminal Graneleiro Hermasa	0	0,03%
Terminal Vila Do Conde	0	0,02%
Poly Terminais Portuários	0	0,02%
Companhia Brasileira De Asfalto Da Amazônia	0	0,02%
Terminal De Gás Do Sul - Tergasul	0	0,02%
Terium Br	0	0,01%
Porto Jari - Terminal Munguba	0	0,01%
Base De Caracaraí - Barac	0	0,01%
Yara Brasil Fertilizantes	0	0,01%
Porto Cra	0	0,01%
Belo Monte Logística De Terminal	0	0,01%
Terfron	0	0,00%
Cmpc Guaíba	0	0,00%
Terminal De Expedição De Grãos Portochuelo	0	0,00%
Intermoor - Base De Apoio Marítimo Inter moor Açú	0	0,00%
Companhia Portuária Vila Velha - Cpw	0	0,00%
Ipiranga Manaus	0	0,00%
J A Leite Navegação	0	0,00%
Terminal Navecunha	0	0,00%

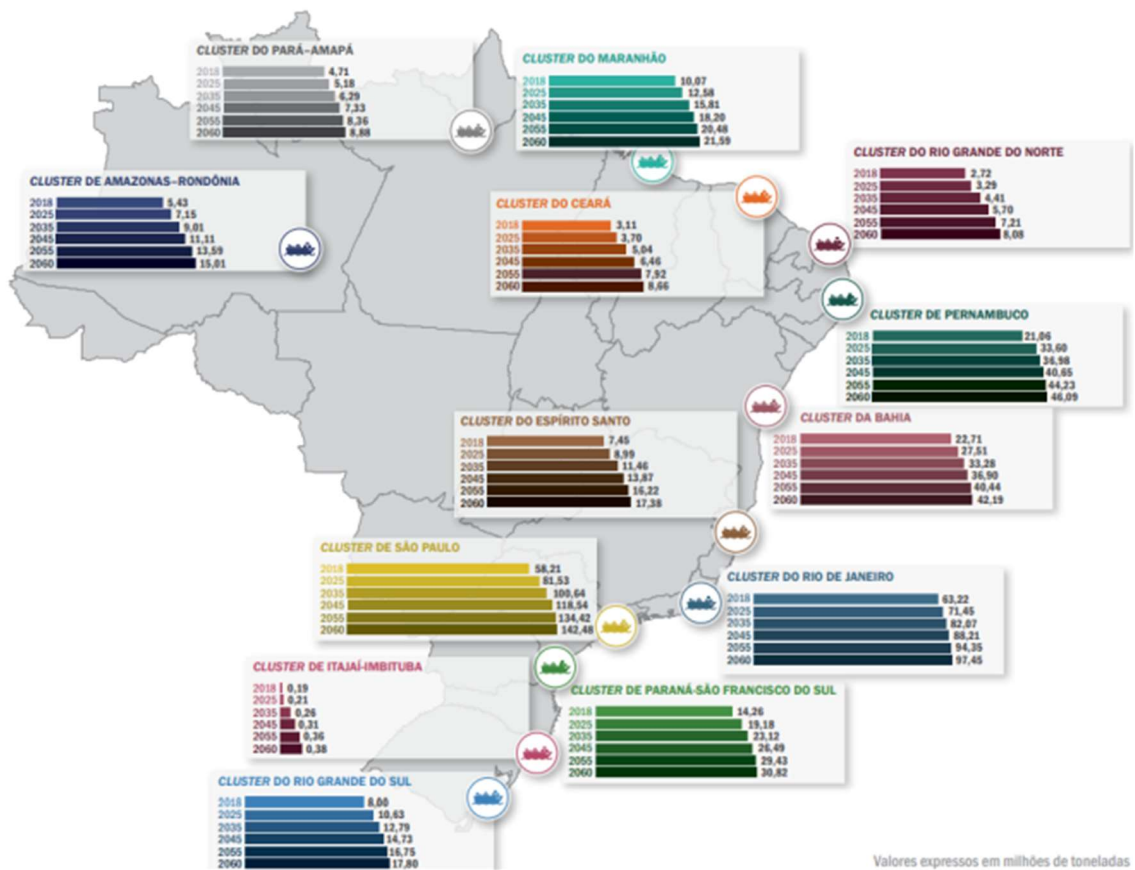
Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021.

Tabela 7. Licitações de terminais de graneis líquidos e químicos.

Cód	Localização	Vocação	Tipo	Status	CAPEX	Prazo
STM04	Santarém (PA)	Graneis Líquidos Comb	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 18.900.000,00	25
STM05	Santarém (PA)	Graneis Líquidos Comb	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 11.000.000,00	25
MIR01	Belém - Miramar (PA)	GLP	Greenfield	Licitação Realizada	R\$ 65.622.000,00	20
BEL05	Belém - Miramar (PA)	GLP	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 51.545.000,00	20
STS13	Santos (SP)	Graneis Líquidos Comb	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 198.252.000,00	25
BEL06	Belém - Miramar (PA)	GLP	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 50.893.000,00	20
VIX30	Vitória (ES)	Granéis Líquidos	Greenfield	Licitação Realizada	R\$ 128.222.922,00	25
AI01	Cabedelo (PB)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 24.221.000,00	25
AE10	Cabedelo (PB)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 36.492.715,00	25
AE11	Cabedelo (PB)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 34.939.857,00	25
VDC 12	Vila do Conde (PA)	Granéis Líquidos	Greenfield	Licitação Realizada	R\$ 121.064.031,00	25
BEL09	Belém - Miramar (PA)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 124.628.605,00	20
BEL02A	Belém - Miramar (PA)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 74.723.109,00	15
BEL02B	Belém - Miramar (PA)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 22.570.772,00	15
BEL04	Belém - Miramar (PA)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 14.645.464,00	15
BEL08	Belém - Miramar (PA)	Granéis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 113.145.625,00	20
STS13A	Santos (SP)	Graneis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 110.746.000,00	25
MAC10	Maceió (AL)	Granéis Líquidos (Ac. Sulfur.)	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 12.706.000,00	25
IQI12	Itaqui (MA)	Combustíveis Líquidos	Greenfield	Licitação Realizada	R\$ 177.276.386,00	20
IQI13	Itaqui (MA)	Combustíveis Líquidos	Greenfield	Licitação Realizada	R\$ 178.503.000,00	20
IQI03	Itaqui (MA)	Combustíveis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 106.535.000,00	20
IQI11	Itaqui (MA)	Combustíveis Líquidos	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 133.312.000,00	20
IMB05	Imbituba (SC)	Granel Líquido - Soda	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 25.053.571,31	10
STS08A	Santos (SP)	Combustíveis Líquidos - GLP	Brownfield	Licitação Realizada	R\$ 678.326.000,00	25
					R\$ 2.513.324.057,31	



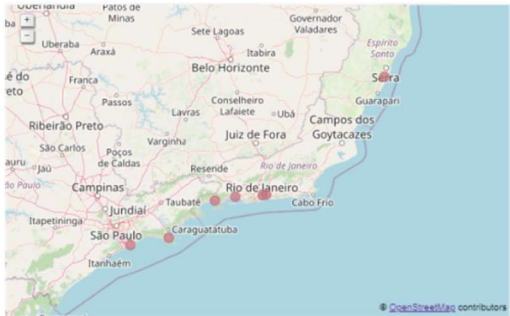
Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021.

Figura 3. Resultado das projeções de demanda alocadas por *cluster* portuário (2025-2060), milhões de toneladas.



Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021.

Tabela 8. Localização geográfica dos terminais privados e públicos.

TERMINAIS PRIVADOS	TERMINAIS PÚBLICOS
<p style="text-align: center;">Centro-Oeste</p> 	<p style="text-align: center;">Centro-Oeste</p> <p style="text-align: center;">NÃO TEM TERMINAL PÚBLICO</p>
<p style="text-align: center;">Nordeste</p> 	<p style="text-align: center;">Nordeste</p> 
<p style="text-align: center;">Norte</p> 	<p style="text-align: center;">Norte</p> 
<p style="text-align: center;">Sudeste</p> 	<p style="text-align: center;">Sudeste</p> 
<p style="text-align: center;">Sul</p> 	<p style="text-align: center;">Sul</p> 

Fonte: Anuário Estatístico da ANTAQ- 2021.

6 CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE AÇÕES DECORRENTES

6.1 Conclusão

O transporte marítimo vem paulatinamente melhorando a eficiência energética dos navios, por meio de medidas técnicas e operacionais, em cumprimento as normas da IMO para a redução das emissões de GEE. Apesar dos esforços da indústria marítima, essas medidas poderão não ser suficientes para atingir os níveis de ambição estabelecidos pela na Estratégia Inicial da IMO para 2050 (redução de 50% das emissões globais de GEE e 70 % da intensidade de carbono). As próximas medidas que estão em discussão naquela organização dizem respeito a mudança do padrão dos combustíveis fósseis atuais por combustíveis alternativos de baixo ou zero carbono.

Em 2023 está prevista a revisão da Estratégia Inicial, com tendências a tornar as metas mais restritivas, com uma forte pressão para alterar o nível de ambição de 2050 para emissão zero ou emissão neutra de GEE. Isso poderia acelerar o processo de descarbonização do transporte marítimo, acarretando efeitos deletérios e desbalanceamento ao mercado marítimo.

Dentre as propostas em discussão estão as medidas baseadas em mercado, do tipo taxação direta das emissões de GEE ou de precificação de carbono (*Cape-and-Trade*). Essas iniciativas teriam o propósito de estimular a mudança de padrão dos combustíveis fósseis, para os de baixo ou zero/neutro carbono, uma vez que o custo, direto ou indireto, dos combustíveis marítimos atuais (*Bunker* e óleo diesel marítimo) sofreria um aumento significativo, além de gerar recursos para um fundo voltado ao desenvolvimento de pesquisa e tecnologia para os combustíveis de baixo ou zero carbono.

O cumprimento das metas de redução de GEE de médio e longo prazo da IMO exigirá mudanças significativas na tecnologia de produção dos combustíveis de baixo ou zero carbono e da infraestrutura de distribuição, armazenamento e abastecimento desses combustíveis alternativos.

O hidrogênio, a amônia, o metanol e a eletrificação são as apostas da comunidade marítima internacional, especialmente a europeia, como alternativas de combustíveis de baixo ou zero carbono para o transporte marítimo. Apesar do potencial desses combustíveis para a redução das emissões de GEE, desde que sejam produzidos a partir de fontes renováveis, ainda há um longo caminho a ser percorrido para que esses combustíveis possam virar realidade, quer pela falta de maturidade tecnológica ou pela necessidade de pesados investimentos para a implantação da infraestrutura necessária à sua produção de forma sustentável, entre outros fatores.

Algumas características desses combustíveis alternativos podem criar determinadas barreiras, como exemplo, a baixa densidade de energia por unidade de volume do hidrogênio, que acarreta a necessidade de um volume cerca de 4,1 vezes maior, para realizar o mesmo trabalho, quando comparado com os combustíveis fósseis. Assim, para que os navios movidos a hidrogênio tenham autonomia nas longas travessias, serão necessários grandes tanques de armazenamento a bordo, o que poderá, dependendo da configuração do navio, implicar na perda do espaço da carga. Possivelmente, para o caso do Brasil, cujos principais mercados consumidores encontram-se a grandes distâncias, o uso do hidrogênio como combustível pode ser inviável. Embora a amônia e o metanol também apresentem menor densidade energética por unidade de volume do que os combustíveis fósseis, necessitando cerca de 2,5 vezes mais espaço de armazenamento, essa diferença é bem menor, ao compararmos com o hidrogênio.

Destacam-se também os desafios relacionados à segurança, ao armazenamento e ao transporte desses combustíveis. O hidrogênio possui características explosivas, causa asfixia, é inflamável e na forma líquida, torna as estruturas de aço quebradiças. A amônia apresenta grandes desafios em relação a segurança da tripulação dos navios, por ser um gás altamente tóxico e corrosivo, cujo contato pode resultar em irritação, cegueira e morte, dependendo da forma e do tempo de exposição. O metanol apresenta baixo ponto de fulgor, e medidas de proteção devem ser tomadas para se evitar exposição do combustível ao ar ou a fontes de ignição. Apesar das preocupações com a segurança em relação ao uso da amônia e do metanol como combustível, releva mencionar que por serem produtos amplamente utilizados, as empresas de navegação possuem larga experiência no seu manuseio como carga, sem a ocorrência de acidentes significativos.

A disponibilidade, o preço e a adequação da infraestrutura existente também são variáveis muito importantes no processo da avaliação dos diferentes tipos de combustível, para encontrar um caminho viável para o transporte marítimo de baixo carbono. Embora a amônia, o segundo produto químico mais amplamente empregado, para atender a indústria de fertilizantes e química, tenha toda uma infraestrutura para a produção, armazenamento e distribuição, em escala mundial, mesmo assim, haverá a necessidade de investimentos pesados para ampliar a capacidade de fornecimento dedicada para atender o transporte marítimo, uma vez que a atual produção é quase que integralmente destinada para a produção de fertilizantes, e o seu desabastecimento impactaria a segurança alimentar. Releva mencionar que é difícil e caro produzir volumes de amônia em escala industrial. A semelhança da amônia, o metanol também é amplamente utilizado na indústria química e outras indústrias, possuindo toda uma infraestrutura instalada, o que pode ser um fator importante para reduzir

os custos e aumentar a disponibilidade do metanol em relação a outras opções de combustível alternativo.

Um aspecto importante a ressaltar é que o processo para produção do hidrogênio, da amônia e do metanol consome muita energia, assim esses combustíveis somente contribuirão para a redução efetiva das emissões, caso as fontes de energia sejam de origem sustentável. Nesse cenário, o Brasil poderá ser um grande produtor desses combustíveis, em face da potencialidade na geração de energia renovável.

A adoção de novos combustíveis e tecnologias, possivelmente, provocará mudanças significativas nos designs dos navios e nas atualizações das infraestruturas relacionadas à armazenagem, distribuição e abastecimento dos combustíveis marítimos nas instalações portuárias.

Conforme visto ao longo do relatório, diversas iniciativas estão em andamento para promover o uso do hidrogênio no setor marítimo e reafirmar o seu papel como uma opção combustível para o transporte sustentável para o comércio marítimo internacional. O hidrogênio poder ser considerado o combustível marítimo com menor emissão quando produzido a partir de energia renovável, com quase zero emissões de GEE e zero emissão de óxido de nitrogênio (NO_x), óxido de enxofre (SO_x) e material particulado. Espera-se que o custo das instalações de abastecimento de hidrogênio seja superior ao das instalações de GNL, principalmente por causa da maior necessidade de armazenagem criogênica de hidrogênio líquido e do material necessário para tanques, tubulações e vedações. Apesar dos esforços iniciais demonstrarem a viabilidade do uso do hidrogênio como combustível de baixo e zero carbono para navios e operações portuárias, estima-se que ele possa ser uma realidade somente no longo prazo, e mesmo assim para rotas específicas de curta e média distância, em decorrência da necessidade de investimentos pesados em infraestrutura para a produção e abastecimento, da limitada disponibilidade e escalabilidade, da falta de maturidade tecnológica e da necessidade de grande oferta de energia renovável.

Assim como o hidrogênio, a amônia tem um potencial significativo para alcançar as metas de redução de GEE da IMO para 2050, caso se viabilize a produção em quantidades suficientes e com energia renovável durante a produção, como por exemplo a captura e armazenagem de carbono podem influenciar sua competitividade de custo. Vale lembrar que para a combustão em motor, a amônia geralmente precisa de um combustível piloto, que pode aumentar a pegada de carbono geral de seu uso.

Os principais benefícios da amônia em relação ao hidrogênio derivam de sua densidade mais alta e do fato de que ela pode ser armazenada como um líquido a -33°C e à

pressão ambiente a bordo do navio e nas instalações portuárias. Esses fatores tornam a amônia um transportador de energia volumetricamente mais eficaz do que o hidrogênio e oferece distribuição e armazenamento mais fáceis. A experiência da indústria química e de fertilizantes, e os desenvolvimentos recentes de abastecimento de GLP/GNL, ajudam no processo do uso da amônia como combustível marítimo. Apesar da vantagem relativa da amônia na comparação com o hidrogênio, espera-se que somente possa ser utilizada como combustível marítimo de forma mais ampla no médio e longo prazo. Outrossim, pode-se concluir que, provavelmente, a amônia será parte da solução para atingir as metas da IMO em 2050, mas limitada a rotas específicas, em função da logística de abastecimento ou das distâncias envolvidas.

Um outro combustível que vem atraindo cada vez mais interesse dos proprietários de navios de passageiros e de carga, devido ao seu potencial para reduzir a emissão de CO₂ dos combustíveis marítimos e ser significativamente mais fácil e econômico de armazenar a bordo do que o GNL é o metanol, cuja a produção a partir da biomassa é vista como um processo neutro de GEE, onde a quantidade de carbono liberado é aproximadamente igual ao carbono absorvido pela matéria vegetal durante sua vida, mas a geração de energia para o processo de produção pode contribuir para as emissões de GEE.

A vantagem do metanol sobre o GNL ou outros combustíveis gasosos é seu estado líquido e capacidade de reaproveitar a infraestrutura existente e de converter motores e embarcações por meio de *retrofits*. Reconstruir os tanques de *bunker*, lastro ou resíduo para conter metanol líquido em uma embarcação, também pode ser mais simples do que instalar tanques de GNL.

Alguns países já estão testando o metanol como combustível marítimo, como é o caso da Alemanha (balsa RoPax, Stena Germanica), do Canadá (Waterfront Shipping operando atualmente navios projetados para transportar cargas, sete transportadores de metanol, com mais quatro encomendados) e da Suécia (barco-piloto de alta velocidade). Apostando no uso do metanol, a Maersk encomendou 12 navios bicombustíveis portas containers de 16 mil TEU que podem operar com combustíveis tradicionais ou a metanol, o primeiro previsto para ser entregue em 2023. Acredita-se que o metanol possa ter uma participação relevante como um dos combustíveis alternativos de baixo ou neutro carbono amplamente utilizados no curto e médio prazo.

Nesse contexto, sob a ótica brasileira, os biocombustíveis podem ser considerados uma das opções mais viáveis para contribuir com a descarbonização do transporte marítimo a curto prazo. Os biocombustíveis podem oferecer benefícios significativos para o setor

marítimo, desde que sua pegada de carbono seja calculada com base no princípio do poço para a esteira (*Well-to-Wake*). A queima de biocombustíveis, que têm propriedades semelhantes aos combustíveis fósseis, potencialmente proporciona uma redução líquida na produção de CO₂ porque a produção de biocombustíveis é um processo comparativamente menos intensivo em carbono. Além disso, o teor de enxofre dos biocombustíveis é muito baixo, atendendo aos requisitos de 2020 e eliminando potencialmente qualquer demanda por sistemas de lavagem de gases de exaustão. Um ponto positivo relevante é que alguns biocombustíveis podem ser usados como combustível *drop-in*, ou seja não há necessidade de modificações nos motores, na infraestrutura de abastecimento ou *retrofit* das embarcações.

Os principais desafios para o uso dos biocombustíveis no transporte marítimo estão relacionados ao longo período que esses combustíveis necessitarão ficar armazenados a bordo das embarcações ou nos portos, a compatibilidade das misturas, a estabilidade térmica e oxidativa, e a corrosão. Uma das principais limitações dos biocombustíveis é sua baixa disponibilidade global e, portanto, alto custo, quando comparado aos combustíveis fósseis.

Não se esperam grandes dificuldades tecnológicas para fazer frente aos desafios, acima mencionados, no entanto, devem ser priorizados projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) relacionados ao armazenamento, movimentação e *bunkering* de combustíveis em portos e embarcações, bem como projetos pilotos de produção de várias rotas, adequação da qualidade e ao uso dos combustíveis alternativos de forma que possam contribuir com a sustentabilidade do transporte marítimo.

No processo do desenvolvimento das medidas de redução de GEE, a IMO vem trabalhando na minuta das diretrizes para ACV dos combustíveis marítimos, de modo que os combustíveis alternativos efetivamente contribuam para a redução das emissões dos GEE. As discussões em pauta referem-se a definição dos critérios de sustentabilidade e elegibilidade, e uma das questões sensíveis é a da mudança do uso da terra. O Brasil tem defendido que os impactos da mudança do uso da terra deveriam ser considerados por uma abordagem de gestão de risco, ao invés do uso de modelos econométricos integrados de avaliação para estimar um valor de ILUC futuro no cálculo da ACV, uma vez que a modelagem quantitativa ILUC permite subjetividade alta nas suposições e não reflete as condições do mundo real e avanços nas práticas agrícolas.

Uma das principais preocupações é evitar que os critérios de sustentabilidade ora em discussão não levem a medidas discriminatórias, dificultando ou inviabilizando a certificação internacional dos biocombustíveis nacionais. Nesse sentido é importante que o Subcomitê de Combustíveis Marítimos contribua com a delegação brasileira com subsídios e com a

proposição de documentos que apresentem o modelo e as práticas utilizadas pelo país para a certificação dos biocombustíveis, a fim de demonstrar a seriedade e transparência do processo sustentável da produção no Brasil.

Em um estudo autóctone, a COPPE comparou, sob a ótica ambiental, técnica e econômica, alguns combustíveis de origem renováveis passíveis de serem selecionados para a descarbonização do transporte marítimo. Nessa avaliação os autores, utilizando 9 critérios qualitativos, selecionaram os seguintes combustíveis promissores sob a perspectiva brasileira: Óleo vegetal direto (*Straight Vegetable Oil*, SVO); Óleo vegetal hidrotratado (*Hydrotreated Vegetable Oil*, HVO); Diesel sintético de *Fischer-Tropsch* produzido a partir de biomassa (FT-diesel); Biometanol (bio-CH₃OH); Diesel sintético de *Fischer-Tropsch* produzido a partir de hidrogênio renovável e CO₂ capturado (eletrodiesel/e-diesel). Os resultados obtidos indicaram que os HVO são alternativas promissoras, pelo menos no curto prazo. Foi considerado também o Bio-LNG como uma alternativa de médio e longo prazo, podendo não ser adequada para o transporte marítimo de longa distância, fruto da falta de infraestrutura de abastecimento e baixa densidade energética. O hidrogênio e a amônia foram considerados alternativas de longo prazo. Esses combustíveis receberam baixas pontuações em função da baixa densidade energética, custo elevado da eletrólise, baixa maturidade tecnológica, aplicabilidade e segurança.

Na segunda fase desse estudo foi realizada uma análise georreferenciada, levando em consideração a localização das áreas de produção (*hotspots*) e as distâncias dos terminais analisados. Nessa análise chegou à conclusão de que o potencial técnico do Brasil para produzir combustíveis de base renovável é significativo, mas alguns desafios logísticos devem ser vencidos em função das distâncias envolvidas e da disponibilidade das vias de escoamento para os principais portos.

Na terceira fase foi realizada uma Modelagem Integrada para avaliar *trade-offs* e *spillover* de emissões, de modo a verificar se as metas do setor marítimo internacional não poderiam representar um aumento das emissões nacionais. Nessa fase foi observada a necessidade da correta certificação dos combustíveis, a partir da ACV, para que se obtenha uma efetiva redução das emissões. Esse modelo apontou ainda que a produção de *bunker* com conteúdo renovável possui efeito marginal no desmatamento e mudança no uso do solo, mas precisa ser certificado. Esse estudo concluiu que o Brasil possui múltiplas oportunidades para contribuir com a transição energética para combustíveis de baixa emissão de GEE.

Tendo em vistas que principais promessas de combustíveis alternativos de baixa ou zero emissão de GEE ainda carecem de tempo para a maturidade tecnológica, implantação de

infraestrutura e escalabilidade, pressupõe-se que a substituição dos combustíveis marítimos para outros de menor pegada de carbono ocorra de forma progressiva e faseada. Nesse contexto, espera-se que os biocombustíveis tenham um papel importante nessa transição energética.

Dentre os biocombustíveis, o biodiesel base éster (FAME) tem destaque, visto sua aplicação em outros modos de transporte e a disponibilidade de fornecimento. O Brasil encontra-se entre os maiores produtores mundiais, e em 2021, produziu 6,8 bilhões de litros., com uma capacidade instalada de 12,3 bilhões de litros. Sua cadeia produtiva encontra-se bem estabelecida e responde rapidamente aos aumentos de demanda. Cenários de adição do biodiesel em óleo diesel marítimo e combustível marítimo, com base no excedente de capacidade das unidades (descontando a parcela que é adicionada ao diesel B), evidenciam o potencial nacional. No longo prazo, várias matérias-primas poderiam ser aproveitadas para a produção de biocombustíveis visando atender o segmento marítimo. Tal fato pode se configurar como uma oportunidade para desenvolver uma produção descentralizada, possibilitando ainda o surgimento de programas socioambientais voltados para esse fim.

Para a viabilidade da aplicação dos biocombustíveis no setor marítimo deve-se considerar sua relação ao preço do bunker internacional, a disponibilidade de matéria prima, a capacidade de produção e sua adequação às condições operacionais e de engenharia do motor da embarcação.

Ao contrário das atuais redes de armazenamento e distribuição, os requisitos da infraestrutura futura podem precisar ser flexíveis o suficiente para atender às diferentes tecnologias de combustíveis usadas por cada navio, uma vez que, conforme os operadores fazem a transição para a era de baixo carbono, seus navios podem precisar usar vários tipos de combustíveis para propulsão e geração de energia.

Por outro lado, a potencialidade de produção de determinado combustível, os requisitos regionais e as limitações operacionais podem levar que algumas frotas optem pela adoção de um tipo de combustível, que seja amplamente oferecido em apenas uma área ou rotas marítimas dedicadas. Observa-se que o setor de transporte marítimo passará por uma década de mudanças e decisões significativas que afetarão muito seu futuro.

Baseado nas análises do andamento das discussões no Comitê de Proteção ao Meio Ambiente Marinho na IMO e nas informações colhidas de estudos técnicos e seminários relacionados aos combustíveis marítimos alternativos, faz-se as seguintes ilações, utilizando como referência a linha do tempo da Estratégia Inicial da IMO e das medidas de curto prazo

aprovadas, cabendo ressaltar que qualquer previsão em intervalo temporal de quase 30 anos, em torno de inúmeras e complexas variáveis, está sujeito a grandes imprecisões:

- até 2026, espera-se que o diesel marítimo e o óleo de baixo teor de enxofre (VLSFO) ainda respondam pelo abastecimento de quase a totalidade da frota marítima. Inicia-se o desenvolvimento de projetos para uso de hidrogênio e amônia em navios e o crescimento de testes de navios com metanol e biocombustíveis;
- até 2030, espera-se que à medida que entrem em vigor os limites de intensidade de carbono dos combustíveis marítimos e que aumente a disponibilidade de combustíveis alternativos de baixa emissão, haverá uma redução lenta e progressiva do uso do diesel marítimo e do VLSFO, sendo substituídos por combustíveis do tipo *drop-in* ou que requeiram *retrofit* mais simples, de modo a aproveitar os navios existentes. Espera-se que o metanol e os biocombustíveis sejam as alternativas para essa substituição gradual dos combustíveis fósseis. Prevê-se que até essa data, somente uma parcela pequena da frota seja movida a amônia e a hidrogênio, enquanto se amplia a disponibilidade desses combustíveis; e
- até 2050, espera-se que uma grande parte dos navios utilize combustíveis de baixo ou neutro carbono.

6.2 Propostas de ações decorrentes

Com o propósito de auxiliar as autoridades brasileiras na definição das melhores opções de combustíveis sustentáveis para o transporte marítimo sob a perspectiva nacional, assegurando ao país os efeitos positivos da economia de baixo carbono, o Subcomitê Combustíveis Marítimos recomenda:

- (1) o estudo da utilização de combustíveis sustentáveis no transporte marítimo, precedida de avaliação de ciclo de vida completo do combustível e que incluam testes em motor de bancada e de campo para comprovação dos requisitos de qualidade da formulação e adequação ao uso;
- (2) o mapeamento dos ajustes necessários para inclusão dos biocombustíveis marítimos no RenovaBio pelo Ministério de Minas e Energia;
- (3) o mapeamento dos ajustes necessários para inclusão dos biocombustíveis marítimos na RenovaCalc pela Embrapa e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

(4) o fomento das linhas de pesquisa para biocombustíveis no transporte marítimo, sugeridos por esse Subcomitê por meio da Nota Técnica nº 43/2022/DBIO/SPG pelo Ministério de Minas e Energia;

(5) avaliação pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da inclusão na agenda regulatória a edição de ato normativo semelhante à Resolução ANP 58, de 10/11/2011, que regulamenta o uso experimental de biodiesel em mistura com os óleos marítimos, bem como outros possíveis ajustes de atos normativos sobre o uso do HVO e outros biocombustíveis no modal marítimo;

(6) a elaboração de estudo pelo Ministério de Minas e Energia visando a escalabilidade da produção dos biocombustíveis para atender a uma possível demanda do transporte marítimo;

(7) verificar a pertinência da inclusão da amônia no Programa Nacional do Hidrogênio pelo Ministério de Minas e Energia;

(8) a elaboração de estudo pelo Ministério da Infraestrutura visando a proposição de medidas relacionadas às instalações de infraestrutura para produção, armazenamento e distribuição dos combustíveis marítimos de baixa ou zero emissão de GEE, levando em consideração a cadeia logística, a fim de minimizar emissões na fase de transporte dos combustíveis;

(9) a elaboração de estudo pelo Ministério da Infraestrutura visando a proposição de medidas relacionadas às instalações portuárias, tanto de infraestrutura logística quanto operacionais, de forma a contribuir com o aumento da eficiência e a descarbonização do transporte marítimo;

(10) a proposta de realização de reuniões periódicas para manutenção do acompanhamento das discussões sobre qualidade dos combustíveis marítimos no âmbito da ISO pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, trazendo os avanços para especificação nacional, de forma a contribuir para o incremento da eficiência energética e para a redução da intensidade de carbono do transporte marítimo;

(11) a elaboração de documentos informativos a serem encaminhados para a Comissão Coordenadora para os Assuntos da IMO, a fim de serem submetidos pelo Brasil à IMO sobre:

- a. o RenovaBio, pelo Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a EMBRAPA e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis sobre o RenovaBio, visando a divulgação do programa,

sobretudo com relação ao processo de certificação da produção de biocombustíveis e da confiabilidade sobre a origem da matéria-prima de áreas que atendem critérios de não supressão de vegetação nativa;

b. o Programa Combustível do Futuro, pelo Ministério de Minas e Energia, visando a divulgação do avanço brasileiro rumo à descarbonização do setor pelo uso de biocombustíveis;

c. o Biodiesel no Brasil, pelo Ministério de Minas e Energia, com o apoio das associações de produtores de biodiesel visando a divulgação;

d. a importância para a descarbonização do setor marítimo da contribuição dos combustíveis fósseis de baixo carbono, obtidos por petróleos com menor pegada de carbono, processos de refino com menor emissões associadas, coprocessamento de correntes renováveis no refino e mistura de correntes oriundas de plantas dedicadas, como por exemplo, óleo diesel renovável e do HVO;

e. Reforçar a importância da Análise do Ciclo de Vida (ACV) completo das alternativas para os combustíveis marítimos para atendimento às metas da IMO para 2030 e 2050 e com isso evitar a introdução de alternativas que se beneficiem somente das avaliações TtW (*Tank-to-Wake*);

f. Reforçar a importância dos benefícios da adoção de diferentes modelos de cadeias de custódia, podendo incluir balanço de massa e *book and claim*, possibilitando redução de tempo.

(12) a criação de um fórum para o acompanhamento dos encaminhamentos propostos por este Subcomitê e acompanhamento da evolução das medidas de redução dos GEE no âmbito da IMO, a fim de que o grupo siga contribuindo com propostas de ações governamentais para descarbonização do transporte marítimo.

Por fim, o subcomitê referenda a importância de que a posição do Brasil frente à IMO seja no sentido de defesa da redução da intensidade de carbono do setor marítimo sem taxação de combustível e sem prescrição de rota tecnológica de produção de combustíveis para uso na navegação marítima. A posição do Brasil deve ser clara no intuito de ratificar o objetivo maior por trás das tratativas: a descarbonização do setor e não a imposição de vias para atingimento da meta. Nesse sentido, propõe-se que o Brasil defenda frente à IMO que cada Estado faça uso das suas vocações tecnológicas para fins do cumprimento de metas de redução da pegada de carbono do transporte marítimo, padronizando a avaliação pela análise

de ciclo de vida completa de produção e tipo da energia utilizada. Assim, o Brasil, que se destaca pela vocação para a produção de bioenergia, poderá continuar contribuindo para o desenvolvimento ambiental, econômico e social, a partir da redução das emissões de carbono, geração de riquezas, empregos, renda e oportunidades para o Brasil.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIOVE - Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. **Estatísticas**. 2022. Disponível em: www.abiove.org.br/estatistica. Acesso em: 06 abr. 2021.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **Gestão Ambiental: Avaliação do ciclo de vida - princípios e estrutura**. Versão corrigida 21.07.2014. Disponível em: www.abnt.org.br. Acesso em: 03 fev. 2022.

ABS - American Bureau of Shipping. **American Bureau of Shipping: Setting the Course to Low Carbon Shipping - View of the Value Chain**. 2021a. 3rd in the ABS Setting the Course to Low Carbon Shipping Series, 2021. Disponível em: <https://absinfo.eagle.org/acton/media/16130/setting-the-course-to-low-carbon-shipping-view-of-the-value-chain-outlook-iii-high-res>. Acesso em: 08 fev. 2022.

_____. **Setting the Course to Low Carbon Shipping - 2030 Outlook - 2050 Vision**.

2021c. Disponível em:

<http://www.mtccasia.com/infodocs/pdf/abs/%E7%83%AD%E7%82%B95Low%20Carbon%20Shipping%20Outlook%20%E2%80%93%202030%20Outlook%202050%20Vision.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2022.

_____. **Sustainability whitepaper –Methanol as marine fuel** 2021b. Disponível em:

[https://safety4sea.com/Methanol as marine fuel/](https://safety4sea.com/Methanol%20as%20marine%20fuel/). Acesso em: 10 fev. 2022.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Informações de Mercado - Biodiesel**. ANP: Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-debiocombustiveis/biodiesel/biodiesel/informacoes-de-mercado>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010**. Estabelece, no Regulamento Técnico ANP, as especificações dos combustíveis aquaviários comercializados pelos diversos agentes econômicos em todo o território nacional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 dez. 2010. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-52-2010?origin=instituicao&q=52/2010http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/novembro&item=ranp-758-2018>. Acesso em: 29 abr. 2022.

_____. **Resolução ANP nº 758, de 23 de novembro de 2018**. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras. Diário Nacional da União, Brasília, DF, 27 nov. 2018. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/novembro&item=ranp-758-2018>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Resolução ANP nº 842, de 14 de maio de 2021**. Estabelece a especificação do diesel verde. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 mai. 2021. Disponível em: www.anp.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

ANTAQ - Agência Nacional de Transportes Aquaviários. **Anuário Estatístico 2021: Desempenho Portuário**. 2021. Disponível em: <https://abtra.sharepoint.com/sites/Dados/Documentos/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2FDados%2FDocumentos%2FAdministra%C3%A7%C3%A3o%2FInfoporto%2F2022%2FCom%C3%A9rcio%20exterior%2FAnu%C>

3%Arrio%20ANTAQ%202021%2Epdf&parent=%2Fsites%2FDados%2FDocumentos%2FAdministra%C3%A7%C3%A3o%2FInfoporto%2F2022%2FCom%C3%A9rcio%20exterior&p=true&ga=1. Acesso em: 06 mar. 2022.

ASH, N.; SCARBROUGH, T. **Sailing on Solar. Ricardo Energy & Environment.** 2019.

BARECIC, D. **Ammonia as a ship fuel: transition pathways.** Disponível em: https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2019/08/20191113.1517-Ammonia-Energy-Conference-Presentation_13_11_2019.pdf. Acesso em: 29 mai. 2022.

BIODIESELBR. **HVO custa mais de R\$ 9 por litro.** 2021. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/cana/hvo-custa-mais-de-r-9-por-litro-280721#:~:text=HVO%20custa%20mais%20de%20R%24%209%20por%20litro%20%7C%20BiodieselBR.com>. Acesso em: 20 set. 2021.

BNEF - Bloomberg New Energy Finance. **Hydrogen Economy Outlook Key messages.**2020. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEFHydrogen-EconomyOutlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.

BRASIL. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 jan. 2005. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017.** Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 dez. 2017. Disponível em: www.planalto.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

CARNEIRO DOS SANTOS, P. **Biocombustíveis líquidos e a pressão de demanda por fertilizantes nitrogenados: um papel não energético do gás natural no Brasil?** 2016. 155 p. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

CARVALHO, F. et al. **Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil.** *Journal of Cleaner Production*, v. 326, p. 129385, dez. 2021.

CN - Container News. **CMA CGM starts biofuel bunkering trial in Singapore, 32 container ships involved in the project.**2022. Disponível em: <https://container-news.com/cma-cgm-starts-biofuel-bunkering-trial-in-singapore-32-container-ships-involved-in-the-project/>. Acesso em: 30 maio.

_____. **Renewable fuels could cut up to 80% of shipping emissions by 2050.**2021. Disponível em: <https://container-news.com/renewable-fuels-could-cut-up-to-80-of-shipping-emissions-by-2050/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

_____. **Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018.** Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 nov. 2018. Disponível em:

www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf/. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Resolução CNPE nº 13, de 09 de dezembro de 2020.** Institui Grupo de Trabalho para avaliar a inserção de biocombustíveis para uso no ciclo diesel na Política Energética Nacional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 dez. 2020. Disponível em: www.in.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento. **Safra Brasileira de Grãos.** CONAB: Brasília, 2022. Disponível em: www.conab.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

CPG - Click Petróleo e Gás. **Navio movido a hidrogênio líquido ultrapassa os limites da descarbonização marítima e revoluciona a indústria naval.** 2022. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/navio-movido-a-hidrogenio-liquido-ultrapassa-os-limites-da-descarbonizarao-maritima-e-revoluciona-a-industria-naval/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

D'AMICO GROUP. **d'Amico Group-led decarbonization trial confirms positive reduction in carbon emissions and carbon intensity of biofuel blend derived from renewable feedstock.** 2022. Press Release 01 fev. 2022. Disponível em: pr_damico-group-led-decarbonization-trial-confirms-positive-reduction-in-carbon-emissions-010222-4.pdf. Acesso em 25 abr. 2022.

DATAMARNEWS. **Porto de Suape oferece desconto em tarifas para navios com baixa emissão de poluentes.** 2021. Disponível em: <https://www.datamarnews.com/pt/noticias/porto-de-suape-oferece-desconto-em-tarifas-para-navios-com-baixa-emissao-de-poluentes/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

DNV GL. **Comparison of Alternative Marine Fuels.** Norway: 2019. Disponível em: https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2019/09/19-09-16_Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report.pdf.

EDF. 2018. Environmental Defense Fund. **New Study Finds U.S. Oil and Gas Methane Emissions Are 60 Percent Higher Than EPA Reports.** Disponível em: <https://www.edf.org/media/new-study-finds-us-oil-and-gas-methane-emissions-are-60-percent-higher-epa-reports-0>. Acesso em: 06 abr. 2022.

EIA - U.S. Energy Information Administration. **Petroleum and others liquids: Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel).** 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRTE&f=M>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Monthly Energy Review: Renewable Energy. Total Energy Data.** EIA: Washington DC, 2021. Disponível em: www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm. Acesso em: 06 abr. 2022.

ELLIS, J., TANNEBERGER, K. **Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping.** [S.l: s.n.], 2015.

EPBR. **Alemanha anuncia € 34 milhões para desenvolver mercado de hidrogênio verde no Brasil.** 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/alemanha-anuncia-e-34-milhoes-para-desenvolver-mercado-de-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Combustíveis Alternativos para motores do ciclo Diesel.** Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Investimentos e custos operacionais e de manutenção no setor de biocombustíveis: 2022 – 2031.** EPE: Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Plano Nacional de Expansão de Energia 2031.** 2022. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

FAHNESTOCK, J.; BINGHAM, C. **Mapping of Zero Emission Pilots and Demonstration Projects.** 2021. Global Maritime Forum, p. 1–127, 2021.

FEENSTRA, M. et al. **Ship-based carbon capture onboard of diesel or LNG-fuelled ships.** 2019. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 85, p. 1–10, 1 jun. 2019.

GAZZONI, D. L. **O impacto do uso da terra na sustentabilidade dos biocombustíveis.** 2014. Embrapa, Londrina, PR, 2014. Disponível em: <https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/976599/1/Doc347.pdf>. Acesso em: 20 mai. 2022.

GUIA MARÍTIMO. **A escalda da Maersk para a produção de metanol verde.** 2022. Disponível em: <https://www.guiamaritimo.com.br/noticias/sustentabilidade/a-escalda-da-maersk-para-a-producao-de-metanol-verde>. Acesso em: 26 mai. 2022.

HALL, P. J.; WILSON, I. A. G.; RENNIE, A. **CO₂-Derived Fuels for Energy Storage.** 2015. Carbon Dioxide Utilisation: Closing the Carbon Cycle: First Edition, p. 33–44, 1 jan. 2015.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen for Net-Zero.** 2021. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>. Acesso em: 29 mai. 2022.

IAPH - International Association of Ports and Harbors. **The IAPH port industry incentive scheme – ESI.** Disponível em: <https://www.iaphworldports.org/environmental-ship-index-esi/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

IEA - International Energy Agency. **Biofuels for the marine shipping sector: an overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations.** 2017. IEA Bioenergy: Task 39, 2017. Disponível em: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017.pdf>. Acesso em: 20 set. 2021.

_____. **Carbon capture, utilisation and storage - Fuels & Technologies.** Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>. Acesso em: 29 mai. 2022.

_____. **The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities.** 2019. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Disponível em: <https://webstore.iea.org/download/direct/2803> IEA- International Energy Agency. **The Future of Hydrogen.** 2019. International Energy Agency, jun. 2019.

IMO - International Maritime Organization. **Fourth Greenhouse Gas Study 2020.** 2021. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Fourth-IMO-Greenhouse-Gas-Study-2020.aspx>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **IMO action to reduce greenhouse gas emissions from international shipping.** 2022b. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/HotTopics/Documents/IMOACTIONTOREDUCEGHGEMISSIONSFROMINTERNATIONALSHIPPING.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Prevention of Air Pollution from Ships.** 2022a. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Air-Pollution.aspx>. Acesso em: 06 abr. 2022.

_____. **Cutting GHG emissions from shipping - 10 years of mandatory rules.** 2022a. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/DecadeOfGHGAction.aspx>. Acesso em: 06 abr. 2022.

ISO - International Organization for Standardization. **ISO 14040: Environmental Management of Life Cycle Assessment: Principles and Framework.** 2006a.

_____. **ISO 14044: Environmental Management of Life Cycle Assessment: Requirements and Guidelines.** 2006b.

_____. **ISO 14067: Greenhouse gases - Carbon footprint of products — Requirements and guidelines for quantification.** 2018.

_____. **ISO 8217: Petroleum products – fuels (class F) – specifications of marine fuels.** 2017.

KOKARAKIS, J. **The case of ammonia as a marine fuel - SAFETY4SEA.** Disponível em: <https://safety4sea.com/cm-the-case-of-ammonia-as-a-marine-fuel/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

LR - Lloyd's Register. **Technical Report: NOx from marine diesel engines using biofuels.** 2022.

LUO, X.; WANG, M. **Study of solvent-based carbon capture for cargo ships through process modelling and simulation.** 2017. Applied Energy, v. 195, p. 402–413, 1 jun. 2017.

MAN - Energy Solution. **Enabling a scalable energy transition.** [S.l: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.man-es.com/marine/products/man-b-w-me-lgim>

MANIFOLD TIMES. **Lloyd's Register releases 'Technical Report: NOx from marine diesel engines using biofuels'**. 2022. Disponível em: <https://www.manifoldtimes.com/news/lloyds-register-releases-technical-report-nox-from-marine-diesel-engines-using-biofuels/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

MARITIME-EXECUTIVE. **Testing Continues to Show Environmental Benefits of Biofuels.**2021. Disponível em: <https://www.maritime-executive.com/article/testing-continues-to-show-environmental-benefits-of-biofuels>. Acesso em: 29 mai. 2022.

MINFRA. **Plano Nacional de Logística Portuária-PNLP.** 2019. Disponível em: <http://antigo.infraestrutura.gov.br/planejamento-portuario/113-politica-e-planejamento-de-transportes/5424-plano-nacional-de-log%C3%ADstica-portu%C3%A1ria-pnlp.html>. Acesso em: 30 mai. 2022.

MME. **Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).** 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrognioRelatriodiretrizes.pdf>. Acesso em: 30 mai. 2022.

MONTEIRO, J. **CO2 ASTS-carbon capture, storage and transfer in shipping A technical and economic feasibility study: Public Concise Report.** [s.l: s.n.]. Disponível em: www.mariko-leer.de. Acesso em: 29 mai. 2022.

MÜLLER-CASSERES, E. et al. **Production of alternative marine fuels in Brazil: An integrated assessment perspective.** Energy, v. 219, 2021.

NETL - National Energy Technology Laboratory. **9.1.1. Carbon Dioxide Capture Approaches.** Disponível em: <https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/capture-approaches>. Acesso em: 29 mai. 2022.

NYK LINE. **NYK Completes Biofuel Trial on Seanergy Vessel Transporting Anglo American Cargo | NYK Line.** Disponível em: https://www.nyk.com/english/news/2022/20220316_01.html. Acesso em: 29 mai. 2022.

OFFSHORE ENERGY. **Stena Germanica runs on recycled methanol.** 2021. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/stena-germanica-runs-on-recycled-methanol/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

_____. **Maersk, US Navy Test Algae-based Biofuel on Container Ship Maersk Kalmar.** Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/maersk-us-navy-tests-algae-based-biofuel-on-container-ship-maersk-kalmar/>. Acesso em: 30 mai. 2022.

_____. **PIL tests marine biofuel as a potential drop-in fuel solution - Offshore Energy.** Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/pil-tests-marine-biofuel-as-a-potential-drop-in-fuel-solution/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

_____. **World 1st methanol-powered pilot boat launched.** 2021. [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/worlds-1st-methanol-powered-pilot-boat-launched/>

_____. **Port of Antwerp-Bruges readies for first hydrogen-powered tugboat en route to becoming climate-neutral.** 2022. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/port-of-antwerp-bruges-readies-for-first-hydrogen-powered-tugboat-en-route-to-becoming-climate-neutral/>. Acesso em: 03 jun. 2022.

OGCI - Oil and Gas Climate Initiative. **Is carbon capture on ships feasible? 2021.** Acesso em: 29 mai. 2022.

PERES, J. R. R.; FREITAS JUNIOR, E. de; GAZZONI, D. L. **Biocombustíveis: uma oportunidade para o agronegócio brasileiro.** 2005. Disponível em: <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/202346/1/Biocombustiveis-uma-oportunidade.pdf>. Acesso em 06 abr. 2022.

PETROBRAS. **Combustíveis Marítimos – Informações Técnicas.** 2021. Disponível em: https://petrobras.com.br/data/files/02/83/FA/2C/5A39C710E2EF93B7B8E99EA8/Manual_Combustiveis_Maritimos_2021.pdf. Acesso em: 06 abr. 2022.

REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2021 - Global Status Report.** REN21: Paris, 2021. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 06 abr. 2022.

SCHAEFFER, R. et al. **Prospects for Carbon-neutral maritime fuel production in Brazil - Final Report.** 2020. Instituto Clima e Sociedade, p. 1–28, nov. 2020. Disponível em: https://www.climaesociedade.org/_files/ugd/d19c5c_91bc84b55c804b35bc73c56aef3e4c45.pdf. Acesso em: 24 mai. 2022.

SEP/PR. **Portaria nº 3, de 7 de janeiro de 2014.** Estabelece as diretrizes para a elaboração e revisão dos instrumentos de planejamento do setor portuário - Plano Nacional de Logística Portuária – PNL P e respectivos Planos Mestres, Planos de Desenvolvimento e Zoneamento PDZe Plano Geral de Outorgas – PGO. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 08 jan. 2014. Disponível em: www.in.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2022.

SHIP TECHNOLOGY. **Maersk Tankers, bp conclude marine biofuel tests.** Disponível em: <https://www.ship-technology.com/news/bp-maersk-tankers-marine-biofuel/>. Acesso em: 29 mai. 2022.

_____. **Stena Bulk to test operation of MR tanker with 100% biofuel.** 2020. Disponível em: <https://www.ship-technology.com/news/stena-bulk-test-operation-mr-tanker/>. Acesso em 06 jun. 2022.

SHIP&BUNKER. **Santos Bunker Prices,** 2022. Disponível em: Santos Bunker Prices - Ship& Bunker (shipandbunker.com). Acesso em: 06 abr. 2022.

SSI - Sustainable Shipping Initiative. **The Role of Sustainable Biofuels in the Decarbonisation of Shipping.** Sustainable Shipping Initiative, 2019.

THE MARINE TIMES. **MM to expand biofuel use after successful trial.** Disponível em: <https://themarinetimes.com/mtm-to-expand-biofuel-use-after-successful-trial/>. 2022. Acesso em: 06 jun. 2022.

UNCTAD. **Review of Maritime Transport 2020.** 2020. In UNCTAD (Ed.). Geneva, Switzerland: UNCTAD.

USDA - United State Department of Agriculture. **Biofuels Annual: Indonesia.**2019. USDA: Foreign Agricultural Service. USDA: Washington DC, 2019. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Jakarta_Indonesia_8-9-2019. Acesso em: 12 jun. 2021.

USDOE - U.S. Department of Energy. **Alternative Fuels Data Center: Biodiesel Blends.** 2021. USDOE: Energy Efficiency & Renewable Energy, Washington DC, 2021.

_____. **Safe use of hydrogen.** Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safe-use-hydrogen>. Acesso em: 19 jan. 2020.

VAN DER AKKER, J. **Carbon capture onboard LNG-fueled vessels | TU Delft Repositories.** Tese de Mestrado-Delft: Delft University of Technology, 2017.

WÄRTSILÄ. **Flexibility key to enabling shipping's transition to future fuels.**2022a. Disponível em: <https://www.wartsila.com/media/news/15-05-2020-flexibility-key-to-enabling-shipping-s-transition-to-future-fuels-2823479>. Acesso em: 29 mai. 2022.

_____. **Major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia.**2022b. Disponível em: <https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362>. Acesso em: 25 abr. 2022.

_____. **WÄRTSILÄ to deliver first dedicated methanol fuel supply system.** [S.l: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.wartsila.com>

WATERFRONT. **Shipping industry to welcome new, lower emission, methanol dual-fuel vessels.** [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.waterfront-shipping.com/news/2020/11/shipping-industry-welcome-new-lower-emission-methanol-dual-fuel-vessels>

WEI, H. K. **Análise comparativa do porto ao navio de combustíveis alternativos para transporte marítimo.** 2021. Orientadores: Alexandre Salem Szklo Carlos e Rodrigues Pereira Belchior. 2021.128p. Dissertação (Mestrado) - Planejamento Energético. Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

WORLDBANK. **Report The Potential of Zero-Carbon Bunker Fuels in Developing Countries 2021.**2021a. © World Bank. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/215561546957017567/Understanding-the-Economic-Impacts-of-Greenhouse-Gas-Mitigation-Policies-on-Shipping-What-Is-the-State-of-the-Art-of-Current-Modeling-Approaches>. Acesso em 12 mai. 2022.

_____. **The Role of LNG in the Transition Toward Low- and Zero-Carbon Shipping.** World Bank, Washington, DC. 2021b. © World Bank. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35437> License: CC BY 3.0 IGO.

WPSP - World Port Sustainability Program. **Port of Los Angeles – Zero Emissions Pathway Technology Demonstrations.** Disponível em: <https://sustainableworldports.org/project/port-of-los-angeles-zero-emissions-pathway/>. Acesso em: 29 mai. 2022.