



AVALIAÇÃO DE UM CORREDOR VERDE ENTRE BRASIL E CHINA PARA TRANSPORTE MARÍTIMO DE MINÉRIO DE FERRO COM USO DO METANOL

Laura de Britto Pereira Viana

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético e Ambiental, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro R. R. Rochedo

Rio de Janeiro

Março de 2023

AVALIAÇÃO DE UM CORREDOR VERDE ENTRE BRASIL E CHINA PARA
TRANSPORTE MARÍTIMO DE MINÉRIO DE FERRO COM USO DO METANOL

Laura de Britto Pereira Viana

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro R. R. Rochedo

Aprovada por: Prof. Alexandre Salem Szklo

Prof. Pedro R. R. Rochedo

Prof^a. Suzana Kahn

Prof^a. Paula Carvalho Pereda

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2023

Viana, Laura B. P.

Avaliação de um Corredor Verde entre Brasil e China para Transporte Marítimo de Minério de Ferro com Uso do Metanol/
Laura de Britto Pereira Viana. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XIII, 170 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro R. R. Rochedo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético e Ambiental, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 154-170.

1. Descarbonização Transporte Marítimo.
2. Combustíveis Alternativos.
3. Corredores Verdes. I. Szklo, Alexandre Salem; Rochedo, Pedro R. R. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer imensamente ao meu orientador Prof. Alexandre Szklo e ao meu co-orientador Prof. Pedro Rochedo, pelas inúmeras revisões e contribuições que me foram dadas e por me direcionarem no desenvolvimento desta dissertação. Aos meus colegas do PPE, que me apoiaram durante a minha trajetória no mestrado, especialmente ao Huang Ken Wei e Eduardo Müller-Casseres que colaboraram com dados utilizados nas análises deste estudo, muito obrigada!

Agradeço também aos membros externos da banca examinadora, Suzana Kahn e Paula Pereda, por terem aceitado participar da defesa e por todas as contribuições. Por fim, gostaria de agradecer à COPPE/UFRJ pela excelente estrutura e conteúdo do programa PPE.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DE UM CORREDOR VERDE ENTRE BRASIL E CHINA PARA TRANSPORTE MARÍTIMO DE MINÉRIO DE FERRO COM USO DO METANOL

Laura de Britto Pereira Viana

Março/2023

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro R. R. Rochedo

Programa: Programa de Planejamento Energético e Ambiental

A Organização Marítima Internacional (IMO) definiu como meta reduzir 50% das emissões de gases de efeito estufa do transporte marítimo internacional até 2050, em relação a 2008. Assim, os agentes da indústria vivem um momento de incerteza quanto às diferentes trajetórias que podem ser adotadas para a redução de suas emissões. O estabelecimento de corredores verdes, em rotas de comércio específicas, é uma forma de diluir as incertezas e riscos dos atores envolvidos, facilitando as primeiras tomadas de decisões, a implementação e o ganho de escala de opções de combustíveis e motorização alternativas. Dessa forma, o trabalho em tela avaliou a implementação de um corredor verde na rota de minério de ferro Brasil-China. Tendo em vista que há uma grande movimentação de carga anual nessa rota, descarbonizá-la representa um significativo potencial de redução de emissões em escala global. O combustível selecionado foi o biometanol. Os resultados mostraram que o uso do biometanol representaria uma redução de 37% das emissões de CO₂eq da rota. Os cenários envolvendo a operação com biometanol tiveram entre 9 e 25% de custos adicionais, se comparados aos cenários de combustível convencional. Destarte, para tornar a operação com biometanol financeiramente competitiva, seria necessária a adoção de um preço de CO₂eq entre 360 e 500 USD/tCO₂eq, a depender do cenário. Não obstante, foi visto que há engajamento por parte dos agentes da indústria, gerando um ambiente favorável para a implementação de medidas para redução de emissões da cadeia, proporcionado, especialmente, pelas mineradoras. Foi também estimado que há potencial de produção de biometanol para suprir a demanda de combustível da rota.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

ASSESSMENT OF A GREEN CORRIDOR BETWEEN BRAZIL AND CHINA FOR
IRON ORE MARITIME TRANSPORTATION USING METHANOL

Laura de Britto Pereira Viana

March/2023

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Pedro R. R. Rochedo

Department: Energy Planning

The International Maritime Organization (IMO) has set the target of reducing 50% of the greenhouse gas emissions from international shipping by 2050, compared to 2008 levels. Thus, the industry actors are challenged by the various still uncertain trajectories that can be adopted to reduce their emissions. The establishment of green corridors, in specific trading routes, is a way to dilute the uncertainty and risks of the actors involved, facilitating the first movements to be taken, the implementation and the scale gains of alternative fuels and engine options. Therefore, this study assessed the implementation of a green corridor in the Brazil-China iron ore trading route. As this route counts with a heavy annual cargo movement, decarbonizing it represents a significant potential of emissions reduction in global scale. The selected fuel was the biomethanol. The results revealed that the use of biomethanol could reduce by 37% the CO₂eq emissions of the route. The scenarios of biomethanol operation have showed to be between 9 and 25% more costly than the scenarios based on conventional fuel. Consequently, to fill this cost gap, it would be necessary to adopt a CO₂eq price between 360 and 500 USD/tCO₂eq, depending on the scenario. Notwithstanding, it was unveiled that there is a commitment among the industry actors that brings a favorable environment for the implementation of emissions reduction through the supply chain, specially provided by the mining companies. It was also estimated that the biomethanol production potential could supply the fuel demand in the route.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. Transporte Marítimo Internacional	6
2.1. Histórico e Evolução do Setor	6
2.2. Emissões de Gases de Efeito Estufa do setor	12
2.3. Frota Global	13
2.4. Principais Rotas e cargas transportadas	15
2.4.1. Óleo Cru e Derivados	16
2.4.2. Gás Natural Liquefeito (GNL).....	17
2.4.3. Carvão	17
2.4.4. Minério de Ferro	18
2.4.5. Grãos	18
2.4.6. Container.....	19
2.5. Tipos de Contratos	20
2.6. Regulações de segurança e meio ambiente.....	24
2.7. Cenários tendenciais de evolução do comércio marítimo internacional.....	33
2.7.1. Óleo e Derivados	34
2.7.2. Gás Natural	37
2.7.3. Carvão	39
2.7.4. Minério de Ferro	41
2.7.5. Grãos	43
2.7.6. Container.....	44
3. Descarbonização do Transporte Marítimo Internacional.....	49
3.1. Medidas de Redução de Emissão de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	49
3.2. Combustíveis alternativos.....	55
3.2.1. Gás Natural Liquefeito (GNL).....	56
3.2.2. Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)	57
3.2.3. Biocombustíveis.....	57
3.2.4. Hidrogênio (H ₂)	58

3.2.5.	Amônia (NH ₃).....	60
3.2.6.	Metanol (CH ₃ OH).....	61
3.3.	Barreiras à adoção de tecnologias de baixo carbono	69
3.4.	Estratégias do setor	72
4.	Metodologia	85
4.1.	Seleção da Rota.....	86
4.2.	Perfil da frota e rotas.....	86
4.3.	Consumo energético	87
4.4.	Histórico de Demanda e Projeções	88
4.5.	Emissões de GEE (Ciclo de Vida).....	89
4.6.	Oferta de Combustível Alternativo.....	90
4.7.	Custo Total de Propriedade.....	91
4.8.	Agentes da Indústria	93
5.	Resultados e Discussões.....	95
5.1.	Caracterização da Rota e Frota	95
5.2.	Projeção de Demanda	96
5.3.	Consumo energético	97
5.4.	Emissões de GEE (Ciclo de Vida).....	98
5.5.	Oferta de Combustível Alternativo.....	101
5.5.1.	Brasil.....	104
5.5.2.	China.....	112
5.6.	Custo Total de Propriedade (TCO).....	120
5.7.	Agentes da Indústria	124
5.7.1.	Mineradoras	124
5.7.2.	Siderúrgicas	128
5.7.3.	Operadores	131
5.7.4.	Portos	133
5.7.5.	Governos.....	135
5.8.	Discussões.....	139

6. Conclusão.....	150
Referências Bibliográficas.....	154

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do comércio marítimo internacional (dados em milhões de toneladas carregadas), adaptado de UNCTAD (2021a).	11
Figura 2: Potencial de redução de emissões de GEE por medida tecnológica, adaptado de DNV (2022).	51
Figura 3: Rotas de produção de biometanol, adaptado de Szklo et al. (2020).	63
Figura 4: Partes interessadas na adoção de combustíveis alternativos por navios. Em azul os facilitadores, em verde os condutores. Adaptado de DNV GL (2020).	72
Figura 5: Ilustração da rota Shangai – Los Angeles.	78
Figura 6: Ilustração da rota Austrália – Japão.	80
Figura 7: Ilustração da rota Singapura – Roterdã.	82
Figura 8: Metodologia para estudo do corredor verde.	85
Figura 9: Rota de minério de ferro (Brasil-China).	95
Figura 10: Ano de fabricação dos navios analisados.	96
Figura 11: Projeção de demanda de comércio marítimo de minério de ferro. Elaboração própria, com base em DRAEGER, CUNHA, et al., 2022 e IAMC, 2019.	97
Figura 12: Emissões de MtCO ₂ eq de HFO, separada por fase do ciclo de vida, para os anos de 2020 e 2021, e projetada para os anos subsequentes.	98
Figura 13: Emissões de MtCO ₂ eq de biometanol, separada por fase do ciclo de vida, para os anos de 2020 e 2021, e projetada para os anos subsequentes.	99
Figura 14: Emissões de MtCO ₂ eq de biometanol, a depender da região de produção no Brasil.	99
Figura 15: Intensidade de emissões (KgCO ₂ eq/t) da rota de minério de ferro Brasil-China.	100
Figura 16: Emissões evitadas com a substituição do combustível fóssil por biometanol.	100
Figura 17: TCO para os diferentes cenários, em que o número de navios se manteve constante e o número médio de viagens por ano foi alterado.	121
Figura 18: TCO para os diferentes cenários, em que o número médio de viagens por ano se manteve constante e o número de navios foi alterado.	122
Figura 19: TCO subdividido em despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) – Variante 01.	123

Figura 20: TCO subdividido em despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) – Variante 02.	123
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Preços de transportes e commodities entre 1960-2004, adaptado de STOPFORD (2009).....	9
Tabela 2 – Tipo de navio e representatividade por toneladas de porte bruto, adaptado de UNCTAD (2021a) e IMO (2020a).	13
Tabela 3 – Idade dos navios da frota global, adaptado de UNCTAD (2020).	14
Tabela 4 – Comércio de óleo cru em 2020, Fonte: (BP, 2021).	16
Tabela 5 – Comércio de derivados de óleo em 2020, Fonte: (BP, 2021).....	16
Tabela 6 – Comércio de GNL em 2020, Fonte: (BP, 2021).....	17
Tabela 7 – Comércio de Carvão em 2020, Fonte: (BP, 2021).	17
Tabela 8 – Comércio de minério de ferro em 2020, Fonte: (TRADE MAP, 2021).....	18
Tabela 9 – Comércio de cereais em 2020, Fonte: (FAO, 2021).....	19
Tabela 10 – Comércio de soja em 2020, Fonte: (FAO, 2021).	19
Tabela 11 – Comércio de containers em 2019, Fonte: (OEC WORLD, 2020).....	20
Tabela 12 – Responsabilidades contratuais, adaptado de (PLOMARITOU, 2014).....	22
Tabela 13 – Exemplos de contratos, adaptado de (PLOMARITOU, 2014).....	22
Tabela 14 – Parâmetros para determinação dos valores de referência do EEDI, para diferentes tipos de navio (linha de referência = $a*b^{-c}$). Adaptado de CLASSNK (2021); IMO (2011, 2020c).	27
Tabela 15 – Fatores de redução EEXI, adaptado de IMO (2011, 2020c).	28
Tabela 16 – Parâmetros para determinação dos valores de referência do CII (referente a 2019), para diferentes tipos de navio (linha de referência = $a*capacidade^{-c}$). Adaptado de IMO (2021d).....	30
Tabela 17 – Fatores de redução CII, relativos à linha de referência de 2019, adaptado de IMO (2021e).....	30
Tabela 18 – Vetores (dd) para determinação das fronteiras de classificação do CII, após transformação exponencial e por tipo de navio. Adaptado de IMO (2021f).....	31
Tabela 19 – Resumo das tendências observadas nos diferentes cenários.	46
Tabela 20 – Estimativa de custos de produção dos combustíveis, adaptada de Maersk MMC (2021).....	65
Tabela 21 – Características dos combustíveis alternativos. Fontes: (IEA, 2017, IRENA, 2021a, KEN WEI, 2021).	66

Tabela 22 – Potencial de redução de emissão dos combustíveis alternativos, adaptada de ABS (2021).....	67
Tabela 23 – Desafios por combustível alternativo, adaptado de DNV GL, (2020).	68
Tabela 24 – Dados levantados para mapeamento da frota.	87
Tabela 25 – Projeção demanda de minério de ferro.	89
Tabela 26 – Agentes selecionados.....	94
Tabela 27 – Bandeira dos navios analisados.	96
Tabela 28 – Projeção de consumo anual da rota.	97
Tabela 29 – Cenários de TCO e premissas.....	121
Tabela 30 – Sistemas de produção de minério de ferro da Vale. Fonte: VALE S.A. (2022).	124
Tabela 31 – Áreas portuárias – Porto de Qingdao. Fonte: Qingdao Port International (2022).	134
Tabela 32 – Emissões de GEE rota de minério de ferro, Brasil-China.	143
Tabela 33 – Custos anuais para os cenários retrofit %VPL”; “navio metanol” e “HFO”.	152

1. INTRODUÇÃO

O setor de transporte marítimo é responsável por cerca de 3% das emissões mundiais de Gases de Efeito Estufa (GEE) (REHMATULLA, SMITH, 2015), sendo a maior parte relativa ao transporte internacional (MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021). Em 2015, preocupações com as mudanças climáticas pautaram a definição do Acordo de Paris, que consiste no compromisso de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C, com esforços para limitá-lo a 1,5°C, comparado aos níveis pré-industriais (NEPOMUCENO DE OLIVEIRA, SZKLO, *et al.*, 2022). Contudo, o escopo do Acordo de Paris é de âmbito nacional, não incorporando, assim, as emissões do transporte marítimo internacional. Dessa forma, a Organização Marítima Internacional (IMO) anunciou, em 2018, as ambições definidas para o setor. As metas consistem em reduzir 50% das emissões de GEE até 2050, com relação ao ano de 2008, e reduzir a média de intensidade de carbono (CO₂/tonelada-milha náutica) em 40% até 2030 e 70% em 2050 (IMO, 2018).

Para atingir as metas de redução de emissão colocadas pela IMO, será necessária a implementação de medidas de eficiência energética, atreladas à introdução de combustíveis alternativos, com menor conteúdo de carbono (HANSSON, MÅNSSON, *et al.*, 2019). Não obstante, o setor de transporte marítimo possui características que o tornam um setor de difícil abatimento de emissões (em inglês, “*hard-to-abate*”), ou, em outras palavras, um setor cujo serviço energético é particularmente difícil de ser entregue sem que ocorra emissão de CO₂ para a atmosfera (MÜLLER-CASSERES, SZKLO, *et al.*, 2022).

Os navios de transporte marítimo internacional possuem uma longa vida útil, sendo em média de 25 anos, mas podendo em alguns casos chegar a até 40 anos (IEA, 2017). E, muito embora a idade média da frota de navios comerciais mundial seja de aproximadamente 21 anos, alguns segmentos contam com navios majoritariamente novos, como o segmento de granel que possui uma idade média de 9,6 (UNCTAD, 2020). Sendo a frota mundial majoritariamente dotada de motores a diesel e dado que muitos navios ainda possuem longo tempo de operação antes de serem substituídos, a aquisição de navios movidos a combustíveis alternativos se torna um desafio no médio prazo. Por

esse motivo, há uma necessidade da avaliação de estratégias voltadas para o uso de combustíveis *drop-in*¹ ou ao processo de *retrofit* de navios existentes para uso de combustíveis alternativos, não *drop-in*.

Considerando-se as rotas de longa distância, o desafio de redução de emissões se torna ainda maior, pois essas rotas geralmente são percorridas por navios que carregam produtos de baixo valor agregado, como minerais e produtos da agricultura (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2021, 2023). Sendo assim, o uso de combustíveis mais caros, como é o caso dos combustíveis alternativos, tem um impacto grande nesses segmentos que possuem uma menor margem, que ao incidir sobre o preço dos fretes, acabam por afetar o comércio (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2023).

No caso do Brasil, esses fatores se tornam especialmente importantes de serem avaliados uma vez que, além de ser um grande exportador de produtos de baixo valor agregado, o país está geograficamente afastado dos seus maiores parceiros comerciais, como a China (ADLAND, JIA, *et al.*, 2018). Portanto os produtos exportados são transportados por longas distâncias, havendo um maior gasto com combustível e uma maior intensidade de carbono por serviço de transporte. O transporte em longas distâncias depende ainda de combustíveis com uma boa densidade energética, de forma a garantir a autonomia ao navio e minimizar a perda de espaço de carga a bordo (MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021, XING, STUART, *et al.*, 2021). É também essencial que o combustível adotado esteja disponível nos pontos de abastecimento ao longo da rota utilizada.

O setor de transporte marítimo já passou por transições de combustível anteriormente, como do carvão ao diesel, na década de 20 do século XX, e do diesel ao bunker de navegação (HFO), na década de 50 do mesmo século (BALCOMBE, BRIERLEY, *et al.*, 2019). Porém, esses processos de transição foram direcionados por ganhos financeiros. A transição atual possui características diferentes das anteriores: além de ser direcionada pela necessidade de atendimento das metas climáticas e não por retornos financeiros

¹ Combustível que pode ser utilizado sem que sejam necessárias adaptações na estrutura já existente (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2023).

(DNV GL, 2021), não há ainda um consenso sobre qual tecnologia e combustível devem ser adotados para atendimento das metas (DNV, 2022a, HESSEVIK, 2022). Dessa forma, a transição em curso traz um contexto de muita incerteza para as empresas de transporte marítimo, que diante de diferentes opções de trajetórias estão monitorando o desenvolvimento de novas tecnologias para selecionarem a melhor forma de reduzir as suas emissões. Nesse sentido, a criação de redes voltadas para descarbonização do setor de transporte marítimo pode ser uma forma de gerar engajamento entre os atores envolvidos e diluir as incertezas que existem para as empresas do setor (HESSEVIK, 2022).

Dentro desse contexto, um novo conceito que vem ganhando força na indústria é o de “corredor verde”, o qual consiste no estabelecimento de rotas de comércio específicas, entre importantes redes portuárias, onde a disponibilidade de combustíveis de zero emissão tenha sido comprovada e cujos agentes da indústria e governos envolvidos na rota estejam dispostos a investir em estratégias de descarbonização do comércio marítimo na dada rota (GETTING TO ZERO COALITION, 2021). Iniciar o processo de transição do transporte marítimo através de rotas específicas, reduz a escala do desafio de coordenação entre os diferentes setores (ABS, 2022). Adicionalmente, os corredores verdes, por serem implementados através da união de esforços entre as partes interessadas, podem ser uma solução para destravar o início da transição energética do setor, diluindo incertezas e riscos dos atores envolvidos quando das decisões iniciais (ABS, 2022, GETTING TO ZERO COALITION, 2021).

Já existem alguns projetos e acordos transformando o conceito de “corredor verde” em ações tangíveis. Em 2022 foram anunciados alguns acordos para o desenvolvimento de corredores verdes, como por exemplo para a rota de contêineres entre os portos do Estados Unidos e China (C40 CITIES, 2022), rota de transporte de minério de ferro entre a Austrália e Leste Asiático (BHP, 2022) e na rota de contêineres entre a Europa e Ásia (MÆRSK MC-KINNEY MØLLER CENTER FOR ZERO CARBON SHIPPING, 2022b). Contudo, ainda não foi anunciado nenhum acordo sobre implementação de corredores verdes em rotas de exportação de *commodities* do Brasil, tampouco há estudos detalhados sobre o tema no país. Um exemplo de estudo específico de uma rota, mas que não se refere exatamente a uma proposta de implementação de corredor verde, é o

trabalho de CARVALHO et al. (2023). Tais autores avaliaram a substituição de combustível convencional por biocombustíveis² na rota de comércio de soja Brasil-China, de forma a estimar o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa. Para tal, estimaram a demanda de biocombustível para 2030 e 2050 e a capacidade de suprimento de combustível lignocelulósico avançado do país; e mostraram que, a depender da rota de produção, o Brasil teria capacidade de suprir a demanda por biocombustíveis dessa rota em 2050. Esse estudo serve como um sinal inicial de viabilidade de substituição de combustíveis na rota de comércio selecionada, porém a avaliação da implementação de um corredor verde deve levar em consideração também outros fatores como, o engajamento dos atores da indústria envolvidos no corredor e o arcabouço regulatório existente.

O Brasil é o segundo maior exportador de minério de ferro do mundo, sendo que a China importa cerca de 50% do minério de ferro produzido no país (ADLAND, JIA, *et al.*, 2018). Em 2020 o Brasil enviou para a China quase 248 milhões de toneladas de minério de ferro (TRADE MAP, 2021). Sabe-se que os esforços para mitigar às mudanças climáticas podem gerar alterações em diversos padrões socioeconômicos que, por consequência, podem influenciar a demanda por transporte marítimo e afetar as rotas de comércio das maiores *commodities* globais (WALSH, LAZAROU, *et al.*, 2019). Ainda assim, cenários que projetaram as tendências de evolução para o comércio de minério de ferro, levando em consideração as metas de mitigação climática, mostraram que a demanda por esse produto ou deve crescer, devido a necessidade de infraestrutura adicional para a geração de eletricidade de energias renováveis, ou ser mantida nos mesmos níveis atuais. Independente da evolução, os cenários mostram que o Brasil e a Austrália devem permanecer como os dois maiores exportadores globais de minério de ferro em 2050 (DNV GL, 2018, IEA, 2021c, MSI, 2019, MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021, WALSH, LAZAROU, *et al.*, 2019, WORLD BANK GROUP; EGPS, 2017).

A rota de transporte de minério de ferro Brasil-China é caracterizada por navios que percorrem uma longa distância e movimentam uma grande quantidade de carga. Logo,

² Produzidos a partir de biomassa lignocelulósica.

descarbonizá-la representa um significativo potencial de redução de emissões em escala global, contribuindo para o atendimento das metas da IMO. Além disso, até o momento existem poucos trabalhos disponíveis que abordam o tema sobre corredores verdes, e, nenhum estudo foi publicado envolvendo essa rota. Dessa forma, o trabalho em tela pretende avaliar a implementação de um corredor verde na rota de minério de ferro Brasil-China, segundo a disponibilidade de combustível alternativo e seu consumo potencial na rota, os custos e emissões associados à implementação do corredor verde e o arcabouço institucional existente. Levando em consideração que tanto o Brasil, quanto a China são grandes produtores agropecuários, havendo, portanto, uma potencial disponibilidade de resíduos de biomassa, o biometanol foi selecionado como combustível a ser testado no corredor. Esse combustível também é mais facilmente adotado em frotas existentes diante da sua facilidade de movimentação, estocagem e uso em motores dual, o que permite o *retrofit* de navios.

O presente estudo está estruturado da seguinte forma: o **Capítulo 2** apresenta o histórico, principais características, regulações e cenários tendenciais do setor de transporte marítimo internacional; o **Capítulo 3**, as medidas para redução de emissão de GEE, as barreiras à adoção de tecnologias de baixo carbono, assim como as estratégias que podem ser adotadas pela indústria; o **Capítulo 4** a metodologia para estudo do corredor verde; **Capítulo 5**, resultados e discussões; e **Capítulo 6**, conclusão.

2. TRANSPORTE MARÍTIMO INTERNACIONAL

2.1. HISTÓRICO E EVOLUÇÃO DO SETOR

O centro comercial do setor de transporte marítimo sofreu diversas alterações geográficas ao longo dos últimos 5.000 anos. Esse movimento ocorreu na direção Leste-Oeste, criando o jargão “linha do Oeste” (em inglês, “*westline*”). O comércio marítimo nasceu na Mesopotâmia em 3.000 a.C., região que atualmente corresponde à grande parte do Iraque e Kuwait, além de partes da Síria e regiões fronteiriças entre Turquia-Síria e Irã-Iraque. Posteriormente, o centro foi movido para o Tiro, no Líbano, depois para Rodes, na Grécia e Roma na Itália. Nos anos 1.000 d.C. Veneza e Gênova, na Itália, eram as cidades responsáveis pelas trocas entre o mar Mediterrâneo e os centros emergentes da região noroeste europeia - Colônia (Alemanha), Bruges e Antuérpia (Bélgica) e Amsterdã (Holanda). Simultaneamente, as cidades Hanseáticas abriram um elo comercial com o mar Báltico e Rússia. No século XVII, essas duas correntes de comércio se fundiram em Amsterdã e no século XVIII, em Londres (STOPFORD, 2009).

Em suma, do início do desenvolvimento do setor até o século XV, o comércio se concentrou no mar Mediterrâneo e noroeste Europeu, sendo o único contato da Europa com outros continentes, proveniente das rotas de seda e especiarias.

O segundo período de desenvolvimento do comércio marítimo, foi marcado pelo início das travessias de descobrimento, com a descoberta de novas rotas de negócio entre o Atlântico, Pacífico e o Oceano Índico. Essa globalização do comércio teve como primeiro protagonista Portugal, posteriormente os Países Baixos e, por fim, a Inglaterra. No contexto do século XVIII, Londres era o ponto focal do comércio marítimo, e o longo trajeto asiático era controlado pelos monopólios inglês e alemão da “East India Company”. Por outro lado, o comércio no Atlântico ainda era dominado por pequenos comerciantes. No século XIX, com a Revolução Industrial, o surgimento dos navios a vapor e o crescimento da economia norte americana, o centro comercial marítimo cruzou o Atlântico, sendo transferido para a América do Norte. Já no século XX, o centro foi movido ainda mais para Oeste, cruzando o Pacífico em direção ao Japão, Coreia do Sul, China e Índia (STOPFORD, 2009).

Um fato importante no que se refere à distância das jornadas, é que, entre 1859 e 1869,

o Canal de Suez foi construído, cavado no deserto Egípcio, com o objetivo de interligar o Mar Vermelho com o Mediterrâneo. Esse novo caminho reduziu metade do tempo necessário para as viagens entre a Inglaterra e a Índia, quando comparado ao trajeto via Cabo da Boa Esperança, além de conectar a Europa ao Extremo Oriente e mais a frente possibilitar o transporte de enormes volumes de óleo provenientes do Golfo Pérsico. Todavia, embora o Canal de Suez tenha ficado pronto em 1869, a aprovação para a passagem de navios tanque só ocorreu em 1892 (YERGIN, 2008).

Em 1955, cerca de dois terços do óleo utilizado na Europa, passava pelo Canal de Suez. Contudo, o fechamento do canal em 1956, fez com que a passagem de óleo para Europa fosse interrompida e as Américas voltassem a ser o maior fornecedor de óleo da Europa, assim como haviam sido até 1940 (YERGIN, 2008). Esse fato contribuiu para o desenvolvimento de rotas mais longas.

De forma geral, as distâncias percorridas pelas embarcações comerciais cresceram de forma significativa até o final do século XX (anos 70), devido à crescente participação do Oriente Médio no fornecimento de óleo cru, ultrapassando 5.000 milhas. Embora esses percursos tenham sido reduzidos durante a década de 80, com o surgimento de novas regiões produtoras de petróleo, o comércio de produtos derivados do petróleo e de minério de ferro fez com que as distâncias médias navegadas voltassem a crescer, representando cerca de 4.900 milhas no século XXI (MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021).

O primeiro transporte de óleo por navio da América do Norte para a Europa ocorreu em 1861, em um navio movido à vela, abrindo as portas para o óleo no comércio mundial (YERGIN, 2008). Os primeiros petroleiros, todavia, somente foram introduzidos em meados de 1880, ainda a vapor (STOPFORD, 2009). De acordo com Yergin (2008), esse novo design permitia que as cargas de óleo fossem transportadas em tanques, ao invés de em compartimentos que envolviam um alto custo para serem produzidos e manuseados, além de serem suscetíveis a danos e vazamentos.

Até o início dos anos 1900, a gasolina era uma parcela insignificante do processo de refino de petróleo. Seu uso até então se dava apenas como combustível para fogão e um pouco era direcionado para solventes. O ponto de virada foi a introdução da gasolina como combustível para carros, possibilitando não apenas que maiores velocidades fossem

alcançadas, mas também que fossem alcançadas de forma mais rápida (YERGIN, 2008). Stopford (2009) observa, que no século XX, a eficiência dos motores a diesel aumentou cerca de 25% (STOPFORD, 2009).

Sendo assim, em 1905 os carros movidos a gasolina passaram a substituir automóveis a vapor e eletricidade, transformando a gasolina em um produto cada vez mais valorizado (YERGIN, 2008). O óleo também passou a ser usado não apenas em carros, mas em navios e trens. Sendo o primeiro navio movido a diesel introduzido em 1912, substituindo nos anos subsequentes os navios movidos a carvão (STOPFORD, 2009).

Ressalta-se que o uso de óleo em navios, tornou mais fácil o processo de abastecimento, viabilizando o abastecimento no mar e sem que fosse necessário mobilizar um quarto da tripulação, como ocorria com o uso do carvão (YERGIN, 2008). Em 1970 o óleo cru e produtos do petróleo representavam mais de metade da massa total carregada (55%) no setor de transporte marítimo, posteriormente, o aumento do comércio de *commodities* classificados como granel seco e crescimento da indústria de container, fez com que essa proporção fosse reduzida (MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021).

O sistema de transporte marítimo, no século XIX, era dividido em navios com rotas regulares (em inglês, “*liners*”) e os chamados “*tramps*”, que transportavam cargas pontuais em rotas não realizadas pelos “*liners*”. No século XX, em face de uma nova era da economia, movida pelo consumo e com um crescimento substancial do fluxo de carros a motor e produtos eletrônicos, o sistema que até então era baseado em mão de obra intensiva, foi substituído por tecnologia mecanizada, sendo dividido entre navios containers, a granel e navios especializados (STOPFORD, 2009).

Outra importante contribuição para evolução do setor, foi o desenvolvimento de tecnologias de comunicação no século XIX, como telégrafo. Segundo Yergin (2008), a possibilidade de uma rápida comunicação, eliminou os meses de espera por respostas e tornou viável o fechamento de negociações mais transparentes, realizadas antecipadamente, substituindo a antiga empreitada especulativa. Os papéis desempenhados nos negócios do setor, que até o final do século XVIII, não apresentavam uma divisão clara, foram por sua vez sendo subdivididos através de um sistema mais estruturado, com empresas especializadas em cada área do negócio: comércio,

proprietárias de navios e operadoras de navios (STOPFORD, 2009).

Entre os anos 1980 e 2010, o Produto Interno Bruto (PIB) mundial cresceu, em média, 3,5% ao ano. Todavia, embora exista uma conexão entre o crescimento do PIB, comércio e transporte marítimo, a curva de crescimento do comércio não necessariamente tem a mesma inclinação que a do PIB. Estudos mostram que, entre 1990 e 2010, o comércio cresceu cerca de duas vezes mais rápido que o PIB (PANTEIA, SIGNIFICANCE, *et al.*, 2015). O número de navios da frota mundial cresceu 44% entre 1980 e 2014 e o tamanho médio, em termos de volume, foi duplicado (PANTEIA, SIGNIFICANCE, *et al.*, 2015). De acordo com MULLER-CASSERES *et al.* (2021), entre 1970 e 2019 a massa total carregada em navios comerciais cresceu, em média, 34% por década (de 2,6 Gt/ano em 1970 para 11,1 Gt/ano em 2019).

Segundo Stopford (2009), a unidade de custo, para se transportar uma tonelada de carga em uma viagem, é definida pela soma do custo de capital do navio com o seu custo de operação e o custo de manuseio da carga, dividida pelo tamanho da parcela que se pode transportar. Sendo assim, a construção de navios maiores, o desenvolvimento de novas tecnologias, melhores portos e medidas mais eficientes de manuseio de carga, permitiram que o setor de transporte marítimo alcançasse uma alta performance na manutenção de custos, em períodos em que o valor das *commodities* subia rapidamente. Esse fato fez com que o frete de várias *commodities* se tornassem uma parcela bem menor nos custos totais no início do século XXI, quando comparado a meados do século XX. Exemplos podem ser visualizados na Tabela 1.

Tabela 1 – Preços de transportes e *commodities* entre 1960-2004, adaptado de STOPFORD (2009).

Item	1960	1990	2004
Frete do óleo (Golfo/Oeste) (\$/barril)	0,55	0,98	3,30
Óleo cru (Arabian Light) (\$/barril)	1,5	20,5	50,0
Frete do carvão (Hampton Roads/Japão) (\$/t)	6,9	14,8	44,8
Carvão de uso domiciliar (\$/t)	12	217	194

Segundo UNCTAD (2021a), na última década o número de navios mega containers (>10.000 TEU³) utilizados no comércio marítimo cresceu significativamente, tendo a sua participação, dentro da capacidade de carga da frota global de navios containers, aumentado de 6% para quase 40%. Todavia, embora a introdução de navios maiores tenha atraído avanços tecnológicos e gerado economias de escala, também resultou em um excesso de fornecimento nas principais rotas, assim como uma maior pressão na infraestrutura e logística nos portos. Ainda segundo o mesmo estudo, o tamanho dos navios aumentou mais rapidamente do que os volumes de comércio; e o número de empresas, por outro lado, diminuiu no mesmo período (2011-2021), concentrando o comércio entre um menor número empresas

Outro fator que contribuiu para a redução dos custos de frete, foi o uso de bandeiras internacionais para reduzir as despesas. Segundo Stopford (2009), enquanto em meados do século XX, a frota mundial era majoritariamente (71%) registrada na Europa e Estados Unidos, em 2005 essa representatividade caiu para 11%. Isso decorreu da crescente independência dos armadores e suas preferências por registrar seus navios em locais que possibilitassem uma redução do custo de operação (devido a vantagens fiscais e isenção de restrições de seleção de tripulação), como Libéria e Panamá, através da categoria de registros livres (bandeiras de conveniência).

Atualmente existem duas variações no mercado de afretamento: empresas com frotas próprias para transportar suas cargas e navios de proprietários independentes, afretados para os detentores de carga. As grandes parcelas homogêneas como minério de ferro e carvão ainda são transportadas em navios a granel, pequenas parcelas de mercadorias gerais são transportadas pelos navios de serviços regulares (“liners”) e cargas grandes e específicas, transportadas em navios especializados (STOPFORD, 2009). A Figura 1 apresenta a evolução do comércio marítimo internacional entre 1970 e 2020, em termos de carga carregada.

³ Unidade equivalente a vinte-pés

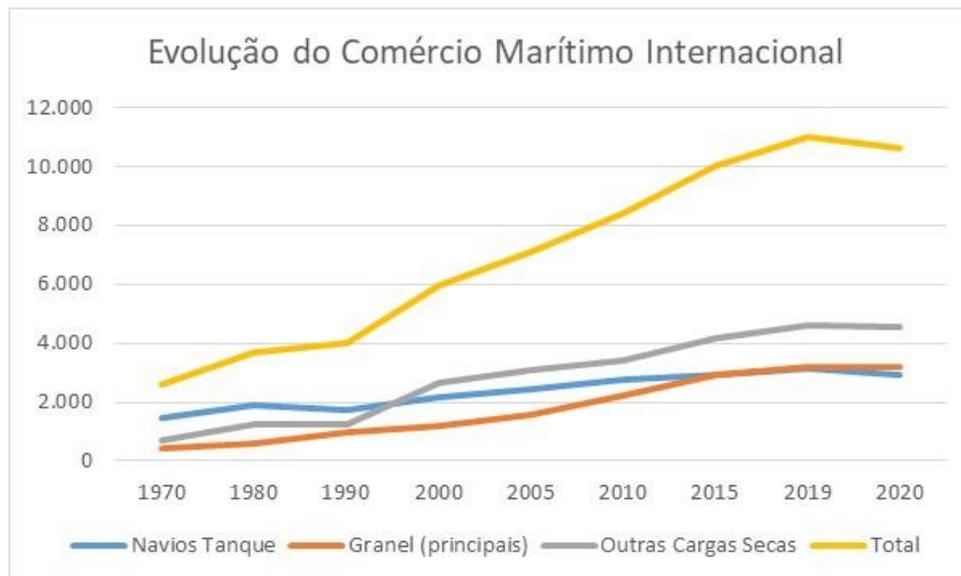


Figura 1: Evolução do comércio marítimo internacional (dados em milhões de toneladas carregadas), adaptado de UNCTAD (2021a).

Legenda: “Navios tanque” inclui óleo cru, derivados do petróleo gás e químicos; “Granel” inclui minério de ferro, grãos, carvão, bauxita e fosfato, a partir de 2010 apenas minério de ferro, grãos e carvão – dados referentes as demais categorias supracitadas foram transferidas para “Outras Cargas Secas”, a qual também inclui commodities menores, containers e cargas gerais residuais.

De acordo com PANTEIA et al. (2015), devido ao ganho de eficiência energética e ao crescimento de fontes alternativas de energia, o aumento do transporte marítimo de óleo e derivados nos últimos anos foi menor do que a média dos demais produtos. Olhando para o cenário atual, embora as exportações de óleo cru ainda sejam dominadas pelo oeste asiático, a grande expansão do petróleo não convencional (“*light tight oil*”) permitiu que os Estados Unidos se tornassem um exportador líquido de energia (UNCTAD, 2021a).

Ainda no que se refere ao panorama recente do setor, é importante mencionar que a pandemia do COVID-19 gerou uma queda de cerca de 3,8% (422 milhões de toneladas carregadas) na carga total do comércio marítimo, quando comparada os anos de 2020 e 2019 (UNCTAD, 2021a). A rápida retomada econômica da China sustentou o mercado marítimo internacional em 2020, gerando no referido ano um aumento de 9% da demanda de importações marítimas, especialmente minério de ferro (que representou 76% das importações totais mundiais - base mássica) e grãos. Ainda com relação a 2020, a

Austrália, seguida pelo Brasil, foram os protagonistas das cargas transportadas por navios a granel (> 100.000 DWT⁴), tendo contribuído, respectivamente, com 58% e 23% de minério de ferro mundial exportado (base mássica). A expectativa é o crescimento dos volumes do comércio marítimo ocorra em uma taxa anual de 2,4% ao ano entre 2022 e 2026 (UNCTAD, 2021a).

2.2. EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DO SETOR

De acordo com o quarto inventário de GEE da IMO (2020a), as emissões totais de CO₂ do setor de transporte marítimo (internacional e doméstico) cresceram 9,3% entre 2012 e 2018, e sua participação nas emissões globais subiu de 2,76 para 2,89%, sendo o transporte marítimo internacional responsável por cerca de 2% das emissões globais. Ainda de acordo com o estudo, em 2008⁵, as emissões de CO₂eq⁶ provenientes do setor de transporte marítimo internacional era de 794 milhões de toneladas.

O Índice de Eficiência Energética Operacional (EEOI⁷) do setor de transporte marítimo internacional, apresentou uma redução de 29%, com relação a 2008⁸ (IMO, 2020a). Contudo, mais de metade dessa redução ocorreu antes de 2012. Até 2008 as emissões cresceram de forma conjunta com o crescimento do comércio marítimo, já entre 2008 e 2014, houve um desacoplamento entre esses dois parâmetros (IMO, 2020a, TRAUT, LARKIN, *et al.*, 2018).

Segundo UNCTAD (2020), o aumento do tamanho dos navios, junto a múltiplos ganhos de eficiência, possibilitou esse fato. Ainda de acordo com o documento, a capacidade média dos petroleiros em 2020 era nove vezes maior do que a de navios construídos no início dos anos 2000.

É preciso levar em consideração, contudo, que existem variações na intensidade de CO₂ emitida pelos diferentes tipos de navio. Por exemplo, um navio a granel seco,

⁴ Tonelada de porte bruto

⁵ Ano de base para as metas de redução de emissão de GEE da IMO, tópico que será discutido mais a frente nesse estudo

⁶ GWP (potencial de aquecimento global) – 100 (AR5)

⁷ Relação de massa de CO₂ emitido por unidade de transporte (quantidade de carga x distância - t/mn)

⁸ Método de alocação baseado em viagem – apenas viagens entre portos de países diferentes são contabilizadas como comércio marítimo internacional

geralmente emite menos CO₂ por tonelada de porte bruto do que os navios de container, que, por navegarem em velocidades mais altas, emitem mais CO₂ (UNCTAD, 2021a). Corroborando com a mesma linha, Muller-Casseres et al. (2021) observaram que navios containers navegam a cerca de 20 a 25 nós de velocidade, enquanto navios a granel operam a cerca de 12 a 15 nós. Segundo os autores, essa diferença na dinâmica de consumo, faz com que o potencial de mitigação relacionado a medidas de redução de velocidade seja muito maior para os containers do que para a outra classe supracitada⁹.

As projeções do IMO (2020a) sugerem que as emissões do setor devem, no pior caso, crescer de 1.000 Mt CO₂ em 2018 para 1.500 Mt CO₂ em 2050, o que representaria um aumento de 130% com relação aos níveis de 2008. O estudo da DNV GL (2020) encontrou, como resultado das suas projeções, que no cenário “sem ambições”, as emissões do setor podem, em 2050, atingir até cerca de 1,800 Mt CO₂, no pior caso.

2.3. FROTA GLOBAL

Atualmente a frota global conta com 99.800 navios comerciais de 100 toneladas de arqueação ou mais, correspondendo a uma capacidade de 2,13 bilhões de toneladas de porte bruto (UNCTAD, 2021b). Dados mostram (Tabela 2) que, em 2020, as categorias de maior representatividade com relação a toneladas de porte bruto, eram navios graneleiros (42,8%), seguido por petroleiros (29,0%) e containers (13,2%) (UNCTAD, 2021a).

Tabela 2 – Tipo de navio e representatividade por toneladas de porte bruto, adaptado de UNCTAD (2021a) e IMO (2020a).

Tipo de navio	Mil toneladas de porte bruto (2021)	% da frota global (toneladas de porte bruto)	% da frota global (número de navios)¹⁰
Graneleiro	913.032	42,77%	9,8%
Petroleiro	619.148	29,00%	6,8%
Container	281.784	13,20%	4,3%
Outros	243.922	11,43%	66,6%

⁹ A potência do navio é função da velocidade ao cubo

¹⁰ Apenas essa coluna apresenta dados de 2018, os dados das demais colunas são de 2020

Cargo	76.754	3,60%	12,5%
Todos navios	2.134.640	100%	100%

No que se refere à idade média da frota, quando consideradas todas as categorias de navio, a média encontrada é de aproximadamente 21 anos. Os navios a granel representam a classe mais jovem da frota mundial, com uma idade média de 9,69 anos, e os navios cargueiros, a frota mais velha, com uma média de 26,3 anos, Tabela 3 (UNCTAD, 2020). A vida útil de um navio é em média de 25 anos, mas em alguns casos pode chegar a até 40 anos (IEA, 2017).

Tabela 3 – Idade dos navios da frota global, adaptado de UNCTAD (2020).

Tipo de navio	% do total entre 0-9	% do total entre 10-19	% do total 20+	Idade média (2020)
Graneleiro	62,39	27,69	9,93	9,69
Container	35,99	47,46	16,55	12,29
Cargo	16,98	23,66	59,36	26,30
Petroleiro	33,40	40,30	35,32	18,77
Outros	29,26	23,81	46,93	22,70
Todos navios	31,75	26,40	41,85	20,83

De acordo com UNCTAD (2021a), no início de 2021, cerca de 30% da capacidade de carga da frota global se concentrava em navios com entre 5 e 9 anos. O estudo, todavia, faz ressalva ao ponto de que há uma grande variação com relação à idade média da frota, a depender do país de origem. Nos países menos desenvolvidos, aproximadamente 30% dos navios possuem mais de 20 anos.

Ainda no mesmo ano, dados mostraram que os maiores proprietários de navios, em termos de toneladas de arqueação bruta e valor comercial da frota, foram os seguintes países: Grécia, China e Japão. Já no que se refere aos países de registro das bandeiras, os mais representativos em termos de capacidade de carga e valor comercial da frota foram Panamá, Libéria e Ilhas Marshall (UNCTAD, 2021a).

No que tange ao tipo de motor, a frota mundial é majoritariamente dotada de motores a diesel. De acordo com a DNV GL (2021), em meados de 2021, apenas 79 navios em

operação ou já encomendados utilizavam GLP como combustível e 25 o metanol, sendo a maioria transportadores de GLP e tanqueiros, utilizando sua carga como combustível.

Até 2030, é esperado que cerca de 1.000 a 2.000 novos navios sejam encomendados a cada ano (DNV GL, 2021). A DNV GL (2018) teve como resultado de suas projeções uma demanda de transporte de 76 trilhões de toneladas-milhas náuticas em 2050, o que representa aproximadamente 38% a mais de serviço de transporte do que em 2016. Todavia, espera-se que o número de navios e tamanho total das frotas (toneladas de arqueação bruta), cresçam de forma diferente da demanda, uma vez que questões como utilização do navio, tamanho e redução da velocidade vão impactar diretamente essa relação. É projetado que a utilização dos navios cresça em todos os seguimentos e que o tamanho médio dos navios de mar aberto siga essa mesma tendência, apresentando um aumento de cerca de 40% no tamanho médio dos navios da frota de GNL, 30% no tamanho médio dos containers e outros cargueiros e 10% no tamanho dos navios a granel (DNV GL, 2018).

No que se refere ao tamanho das frotas, a frota de petroleiros deve ter seu pico em 2030, cerca de 20% maior do que a registrada em 2018, e após isso entrará em queda, chegando a uma redução de 30% da frota atual em 2050. A frota de GNL deve, em 2050, ser 190% maior do que em 2018, e a frota de graneleiros, deve crescer cerca de 44% no mesmo período. A frota de navios containers apresentará um aumento 88%, entre 2018 e 2050 (DNV GL, 2018). Com o crescimento esperado da frota global nos próximos anos, o ponto chave será como maximizar o potencial de redução de emissão gases de GEE (DNV GL, 2021).

2.4. PRINCIPAIS ROTAS E CARGAS TRANSPORTADAS

Atualmente, os produtos classificados como óleo/derivados e principais graneis (carvão, minério de ferro e grãos) representam juntos quase 60% de massa carregada anualmente em navios, correspondendo a 29% da massa global, cada um (MÜLLER-CASSERES, EDELENBOSCH, *et al.*, 2021). E a maior parte do comércio de bens ocorre sob demanda dos países em desenvolvimento, que contribuíram em 2020, com cerca de 60% dos bens exportados e 70% dos bens importados – grande parte sendo responsabilidade do Leste Asiático, especialmente da China (UNCTAD, 2021a).

A seguir são apresentadas as principais rotas comerciais dos seguimentos de: i) Óleo cru e derivados; ii) GNL; iii) Carvão; iv) Minério de ferro; v) Grãos; e vi) Containers.

2.4.1. ÓLEO CRU E DERIVADOS

Em 2020, os dois maiores exportadores de óleo cru (em termos de milhões de toneladas) foram Arábia Saudita e Rússia, enquanto os maiores importadores China e Europa (BP, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Comércio de óleo cru em 2020, Fonte: (BP, 2021).

De (milhões de toneladas)	Para				
Arábia Saudita (349)	China (84,9)	Outros Países no Pacífico Asiático (79,5)	Japão (49,6)	Europa (41,9)	Índia (37,6)
Rússia (260)	Europa (138,2)	China (83,4)	Demais CIS ¹¹ (14,8)	Outros Países no Pacífico Asiático (10,6)	Japão (5,1)
África Oeste (203,7)	China (71,8)	Europa (65,4)	Índia (21,4)	Outros Países no Pacífico Asiático (16,0)	África (8,1)
Canadá (189,3)	Estados Unidos (179,7)	Europa (4,7)	China (3,2)	Índia (1,0)	Américas do Sul e Central (0,5)
Iraque (178,9)	China (60,1)	Índia (47,3)	Europa (44,9)	Outros Países no Pacífico Asiático (13,6)	Estados Unidos (8,9)

No que se refere a produtos derivados de óleo, em 2020 os dois maiores exportadores (em termos de milhões de toneladas) foram Estados Unidos e demais países do Pacífico Asiático, e importadores demais países do Pacífico Asiático e Europa (BP, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Comércio de derivados de óleo em 2020, Fonte: (BP, 2021).

De (milhões de toneladas)	Para				
Estados Unidos (240,2)	Américas do Sul e Central (71,8)	México (49,9)	Outros Países no Pacífico Asiático (25,6)	Europa (24,6)	Canadá (24,4)
Outros Países no Pacífico Asiático (111,5)	Singapura (36,8)	China (32,0)	Australásia (12,3)	Japão (7,8)	Estados Unidos (7,0)

¹¹ Commonwealth of Independent States

Rússia (106,8)	Europa (57,5)	Estados Unidos (22,3)	Outros Países no Pacífico Asiático (9,5)	Singapura (3,9)	China (3,0); África (3,0)
Europa (104,4)	África (43,6)	Estados Unidos (17,4)	Oriente Médio (13,2)	Outros Países no Pacífico Asiático (7,8)	Américas do Sul e Central (7,2)
Singapura (71,5)	Outros Países no Pacífico Asiático (44,0)	China (8,6)	Australásia (8,1)	África (3,4)	Oriente Médio (2,2)

2.4.2. GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

Em 2020, os dois maiores exportadores de GNL (em termos de bilhões de m³) foram a Austrália e Qatar, enquanto os maiores importadores Japão e Coréia do Sul (BP, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Comércio de GNL em 2020, Fonte: (BP, 2021).

De (bilhões de m³)	Para				
Austrália (106,2)	Pacífico Asiático (106)	Américas do Sul e Central (0,1)	América do Norte (0,1)	-	-
Qatar (106,1)	Pacífico Asiático (71,8)	Europa (30,2)	Oriente Médio e África (3,2)	Américas do Sul e Central (0,9)	-
Estados Unidos (61,4)	Pacífico Asiático (26,4)	Europa (25,6)	Américas do Sul e Central (7,1)	Oriente Médio e África (1,3)	América do Norte (0,9)
Federação Russa (40,4)	Pacífico Asiático (22,5)	Europa (17,2)	Oriente Médio e África (0,6)	Américas do Sul e Central (0,1)	-
Nigéria (28,4)	Europa (14,6)	Pacífico Asiático (11,9)	Oriente Médio e África (1,5)	América do Norte (0,4)	-

2.4.3. CARVÃO

No que tange ao carvão, em 2020 os dois maiores exportadores (em termos de exajoules) foram a Austrália e Indonésia, enquanto os maiores importadores China e demais países do Pacífico Asiático (BP, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Comércio de Carvão em 2020, Fonte: (BP, 2021).

De (exajoules)	Para				
Austrália (9,25)	Japão (2,73)	China (2,10)	Pacífico Asiático – outros (1,79)	Coréia do Sul (1,24)	Índia (0,87)
Indonésia (8,51)	Pacífico Asiático – outros (2,78)	China (2,34)	Índia (2,04)	Japão (0,69)	Coréia do Sul (0,64)

Rússia (5,66)	Europa (1,96)	China (1,00)	Pacífico Asiático – outros (0,73)	Coréia do Sul (0,71)	Japão (0,58)
Colômbia (1,66)	Europa (0,67)	Américas do Sul e Central (0,46)	Coréia do Sul (0,13)	Oriente Médio (0,11)	Estados Unidos (0,09)
África do Sul (1,64)	Pacífico Asiático – outros (0,69)	Índia (0,62)	África (0,12)	Europa (0,08)	Oriente Médio (0,07)

2.4.4. MINÉRIO DE FERRO

Em 2020, os dois maiores exportadores de minério de ferro (em termos de toneladas) foram a Austrália e Brasil, enquanto os maiores importadores China e Japão (TRADE MAP, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Comércio de minério de ferro em 2020, Fonte: (TRADE MAP, 2021).

De (toneladas)	Para				
Austrália (873.675.384)	China (720.430.009)	Japão (51.655.427)	República da Coreia (46.804.142)	Hong Kong, China (16.174.419)	Singapura (12.080.092)
Brasil (341.511.890)	China (247.919.575)	Malásia (22.927.512)	Japão (11.300.121)	Oman (7.769.297)	Países Baixos (7.682.535)
África do Sul (65.535.365)	China (40.854.084)	Países Baixos (5.607.708)	República da Coreia (4.822.975)	Moçambique (4.469.850)	Japão (2.909.579)
Canadá (55.287.891)	China (18.859.136)	Japão (6.116.796)	França (5.756.561)	Alemanha (4.800.959)	Países Baixos (2.845.371)
Ucrânia (46.292.847)	China (27.347.856)	Polônia (4.227.471)	República Tcheca (3.959.283)	Áustria (2.759.306)	Alemanha (957.780)

2.4.5. GRÃOS

Os dados referentes ao comércio de grãos foram divididos nas subclasses “cereais” e “soja”, conforme apresentados a seguir.

2.4.5.1. CEREAIS

Com relação aos cereais, em 2020, os dois maiores exportadores (em termos de toneladas) foram a Estados Unidos e Ucrânia, enquanto os maiores importadores China e México (FAO, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 9. Em cereais são incluídos: trigo, arroz, milho, cevada, sorgo, aveia, painço e alpiste.

Tabela 9 – Comércio de cereais em 2020, Fonte: (FAO, 2021).

De (toneladas)	Para				
Estados Unidos (90.947.093)	México (19.147.437)	China (17.034.664)	Japão (13.848.181)	Colômbia (5.961.445)	República da Coréia (4.848.012)
Ucrânia (51.315.748)	China (10.316.502)	Egito (6.005.086)	Espanha (3.125.216)	Indonésia (2.735.338)	Turquia (2.537.726)
Argentina (50.462.076)	Vietnam (8.009.563)	Brasil (5.320.476)	Peru (3.297.906)	República da Coréia (2.725.750)	China (1.520.251)
Rússia (44.924.795)	Egito (8.255.309)	Arábia Saudita (3.058.512)	Azerbaijão (1.508.406)	Nigéria (998.131)	Líbia (467.781)
Brasil (37.592.146)	Iran (4.401.703)	Japão (4.237.682)	Vietnam (3.994.214)	Egito (3.173.339)	República da Coréia (2.517.895)

2.4.5.2. SOJA

Com relação à soja, em 2020, os dois maiores exportadores (em termos de toneladas) foram o Brasil e Estados Unidos, enquanto os maiores importadores China e México (FAO, 2021). Os detalhes estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Comércio de soja em 2020, Fonte: (FAO, 2021).

De (toneladas)	Para				
Brasil (82.947.674)	China (61.575.568)	Países Baixos (3.250.435)	Espanha (2.819.028)	Tailândia (2.632.754)	Paquistão (1.219.113)
Estados Unidos (64.569.921)	China (36.226.573)	México (4.968.772)	Egito (4.156.640)	Países Baixos (2.981.840)	Japão (2.519.648)
Paraguai (6.618.591)	Argentina (5.031.408)	Brasil (767.954)	Rússia (688.370)	Itália (63.001)	Espanha (33.001)
Argentina (6.359.764)	China (5.542.731)	Egito (574.664)	Chile (78.286)	Estados Unidos (75.472)	Vietnam (74.210)
Canadá (4.433.986)	Iran (779.982)	China (523.075)	Japão (318.167)	Itália (303.747)	Bangladesh (297.746)

2.4.6. CONTAINER

No seguimento de containers, em 2019, os dois maiores exportadores (em termos de USD) foram a China e Guiana, enquanto os maiores importadores Estados Unidos e Singapura. Os detalhes estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Comércio de containers em 2019, Fonte: (OEC WORLD, 2020).

De (USD)		Para			
China (1.81B)	Estados Unidos (397M)	Singapura (158M)	Coreia do Sul (145M)	Japão (141M)	Canadá (75.7M)
Guiana (510M)	Trinidade e Tobago (300M)	Panamá (88.4M)	Colômbia (82.7M)	Jamaica (14.8M)	Estados Unidos (6.53M)
Estados Unidos (412M)	Singapura (56.8M)	Canadá (40.7M)	Japão (38.4M)	Coreia do Sul (34.3M)	Alemanha (22.6M)
França (182M)	Estados Unidos (74.3M)	Alemanha (16.6M)	México (14.8M)	Catar (10.7M)	Suíça (10.2M)
Polônia (174M)	Alemanha (64.8M)	Suíça (28.5M)	Bélgica (21.3M)	Países Baixos (15.8M)	Dinamarca (8.49M)

2.5. TIPOS DE CONTRATOS

Os termos nos quais os bens e produtos são transportados, assim como as obrigações de cada parte interessada, são definidos através de um contrato de fretamento (em inglês, “*charterparty*”) - documento, legalmente obrigatório e internacionalmente reconhecido. Nesses contratos, o proprietário do navio concorda com disponibilizar o seu navio, ou parte dele, para um proprietário de carga (afretador) transportar seus bens. Os principais tipos de contrato são: o de fretamento por viagem (em inglês, “*voyage charter*”), fretamento a tempo (em inglês, “*time charter*”) e o de fretamento a casco nu (em inglês, “*bareboat charter*”) (PLOMARITOU, 2014).

No primeiro tipo de contrato citado, o afretador emprega o navio para uma viagem ou viagens específicas, por um frete fixo, por tonelada (ou outra unidade de medida). É de obrigação do afretador gerir e custear o manuseio da carga até a área de atracação do navio, assim como definir os portos de carga/descarga. O proprietário do navio, por sua vez, deve arcar com os custos de operação do navio no porto e durante a viagem, garantindo a chegada da carga no porto estipulado. No segundo tipo, o afretador usa o navio por um período de tempo determinado, podendo ser o tempo necessário para completar apenas uma jornada ou um período de meses/ano, e para um comércio específico, com localização geográfica delimitada - a remuneração nesse caso é conhecida como um aluguel (geralmente uma diária fixa). O proprietário do navio fica então responsável pela gestão operacional do navio e seus respectivos custos e o afretador, pela parte comercial, gestão dos portos e requisitos de segurança, manuseio da carga nos

portos, assim como os custos atrelados à essas responsabilidades. Na maior parte das vezes, o afretador também deve arcar com o abastecimento de combustível. No terceiro tipo de contrato, o proprietário do navio transfere o controle e gestão completa do navio para o afretador, durante um período acordado entre as partes. O afretador fica responsável por todos os custos operacionais do navio (combustível, reparos, seguro, docagem, tripulação, custos portuários, entre outros), enquanto fica apenas a cargo do proprietário arcar com a depreciação do navio e amortização de custos de capital (PLOMARITOU, 2014).

A Tabela 12 apresenta a divisão de responsabilidades em cada tipo de contrato e a Tabela 13, exemplos de contratos específicos.

Tabela 12 – Responsabilidades contratuais, adaptado de (PLOMARITOU, 2014).

Requisito	voyage charterparty	time charterparty	bareboat charterparty
Navegabilidade	proprietário	proprietário	proprietário
Manutenção	proprietário	proprietário	afretador
Capacidade de carga	proprietário	proprietário	proprietário
Operação de carregamento	proprietário	proprietário/afretador	afretador
Entrega da carga	proprietário	proprietário	afretador
Nomeação de portos	afretador	afretador	afretador
Operação comercial	proprietário	proprietário	afretador
Tripulação	proprietário	proprietário	afretador
Equipamento e provisão	proprietário	proprietário	afretador
Seguro	proprietário	proprietário	afretador
Atribuições administrativas	proprietário	proprietário	afretador
Navegação	proprietário	proprietário	afretador
Custos operacionais	proprietário	proprietário	afretador
Custos de viagem ¹²	proprietário	afretador	afretador
Custo de capital	proprietário	proprietário	proprietário
Inspeção e docagem	proprietário	proprietário	afretador
Custo de manuseio de carga	proprietário/afretador	afretador	Afretador

Tabela 13 – Exemplos de contratos, adaptado de (PLOMARITOU, 2014).

Produto	Contrato	Tipo
Granel seco	Gencon 94	voyage charterparty
Granel líquido	Tankervoy 87	voyage charterparty
Granel seco	NYPE '93	time charterparty
Tanque	Intertanktime 80	time charterparty
Granel seco	Barecon 2001	bareboat charterparty

¹² Incluindo o custo de combustível

Nota-se que o contrato do tipo “*time charterparty*” coloca o afretador em uma posição de maior risco, uma vez que fica sob sua responsabilidade tomar decisões sobre gerenciamento da carga durante o transporte, locais e período de carga e descarga, bem como o gerenciamento e custeio do abastecimento dos navios, ficando exposto a riscos de disponibilidade de combustível, qualidade, oscilação de preços.

Contudo, de acordo com Sigalas (2022), quando a regulação da IMO de limite de enxofre nos combustíveis entrou em vigor no início de 2020, o modelo antes pré-estabelecido no setor de granel seco, por exemplo, mudou. O custo adicional decorrente do aumento do valor do combustível com baixo teor de enxofre passou a ser de responsabilidade do proprietário do navio, não sendo incorporado no valor de afretamento do navio, reduzindo assim a margem de lucro dos proprietários.

Vários estudos tentam estabelecer uma relação entre o setor de transporte marítimo e variáveis macroeconômicas. Estudos sugerem que o preço do óleo tem uma correlação negativa com o comércio marítimo, e o crescimento econômico, por outro lado, uma relação positiva (MICHAIL, MELAS, 2020). Sigalas (2022) observa que a maximização da Taxa Equivalente de Afretamento (em inglês, “*Time Charter Equivalent*” – TCE), medida de desempenho padrão do setor, é alcançada através de uma combinação específica de velocidade do navio, para um determinado nível de valor do combustível, sendo essa taxa (TCE) muito sensível a aumentos no preço do combustível.

Segundo Michail & Melas (2020), até o momento poucos estudos analisaram como a quantidade de comércio marítimo afeta o preço dos fretes, mas como resultado de suas projeções foi observado que a quantidade é também uma variável importante no que se refere à determinação do valor dos fretes. Dessa forma, a realização de projeções aferidas sobre o comércio marítimo de *commodities*, pode ser crucial para uma previsão adequada das taxas de frete futuras. Não obstante, embora o comércio venha crescendo historicamente, o preço dos fretes apresenta várias flutuações ao longo do tempo, o que pode ser explicado por uma série de fatores que afetam o setor, como toneladas-milhas, tamanho dos trajetos e o preço do combustível que, por sua vez, é uma parte crítica da função de custos operacionais. (MICHAIL, MELAS, 2020).

2.6. REGULACÖES DE SEGURANÇ A E MEIO AMBIENTE

A Organizaç ão Marítima Internacional (IMO) foi criada em 1948, com o objetivo de promover a cooperaç ão entre governos no que se refere a questõ es técnicas ligadas ao setor de navegaç ão e comér cio internacional, assim como promover a segurança e eficiê ncia marítima de forma mais efetiva – o que até então ocorria através de diversos tratados internacionais (IMO, 2019). Dentro da IMO há o Comitê de Segurança Marítimo (MSC), o Comitê de Proteç ão ao Ambiente Marinho (MEPC), o Comitê Jurídico (LC), o Comitê de Cooperaç ão Técnica (TCC) e o Comitê de Facilitaç ão (FAL) (PSARAFTIS, KONTOVAS, 2020).

O tratado mais importante em relaç ão à segurança marítima é a Convenç ão Internacional para Segurança da Vida no Mar (SOLAS), cuja última vers ão foi adotada em 1960 pela IMO. A SOLAS especifica os padrõ es mínimos para a construç ão, equipamento e operaç ão de navios (IMO, 2019). A primeira vers ão da Convenç ão SOLAS foi adotada em 1914, em decorrê ncia do desastre do Titanic, a segunda em 1929, a terceira em 1948 e a quarta em 1960, conforme supracitado. Em 1974 a última vers ão foi atualizada com um procedimento sobre aceitaç ão de emendas.

As classificadoras também exercem um importante papel na definiç ão de padrõ es para o setor de transporte marítimo. Nesse contexto, vale citar a Lloyd’s Register, instituí da em 1760 como uma empresa responsável por registrar navios, mas posteriormente, assumindo o papel de definiç ão de padrõ es e emiss ão de certificados de classificaç ão. Outras sociedades classificadoras, criadas após a Lloyd’s Register, foram a American Bureau of Shipping (ABS) em 1862 e a Det Norske Veritas (DNV) em 1864 (STOPFORD, 2009).

Com relaç ão a questõ es ambientais, o aumento da quantidade de óleo transportado no mar e incidentes com derramamento de óleo, desencadearam a necessidade da implementaç ão de regulaç ões relativas à poluiç ão. A medida mais importante do setor, para prevenç ão de poluiç ão, é a Convenç ão Internacional para Prevenç ão da Poluiç ão por Navios, criada em 1973, e alterada pelo Protocolo de 1978. A Convenç ão é conhecida como MARPOL 73/78 e abrange não apenas diretrizes para acidentes e medidas operacionais relacionadas a poluiç ão por óleo, mas também por produtos químicos, efluente sanitário, resí duos e emiss ões atmosféricas. Os estados de registro da bandeira

ficam responsáveis por garantir que seus navios cumpram os requisitos em vigência (IMO, 2019).

A MARPOL 73/78 conta com 6 anexos: Anexo I – Óleo; Anexo II – Substâncias líquidas nocivas carregadas em navios a granel; Anexo III – Substâncias nocivas carregadas sob forma de embalagem; Anexo IV – Esgoto; Anexo V – Resíduos; Anexo VI – Poluição do ar e eficiência energética (REMPEC, 2020).

Segundo Panteia et al. (2015), as regulações e padrões ambientais são tradicionalmente fatores chave para definição das estratégias de negócio e *design* de navios da indústria marítima. Como exemplo, citam o requisito da adoção de cascos duplos e navios tanques após o acidente da Exxon Valdez, quando os Estados Unidos através do Ato de Poluição por Óleo 1990 introduziram essa exigência. Logo após, a IMO, através da convenção MARPOL 1992, aderiu à mesma exigência para prevenir derramamento de óleo de navios tanques e a União Europeia acelerou a adoção do *design* de casco duplo, que deveria ser implementada em fases, através da regulação EC 417/2002.

Em janeiro de 2020, requisitos da IMO voltados para melhoria da qualidade do ar entraram em vigor (MEPC 74/18, Resolução MEPC 320(74)). As novas diretrizes reduziram o limite de conteúdo de enxofre dos combustíveis dos navios de 3,5 para 0,5 por cento (base mássica), sendo que em áreas designadas como Áreas de Controle de Emissões (ECA), esse limite é de 0,1 por cento (IMO, 2020b). Nesse contexto, três alternativas podem ser exploradas para atendimento da norma: i) utilizar combustíveis como o bunker de navegação com conteúdo de enxofre muito baixo (em inglês, “*Very Low Sulphur Fuel Oil*” - VLSFO) ou o diesel marítimo (em inglês, “*Marine Gas Oil*” – MGO); ii) utilizar combustíveis alternativos como o Gás Natural Liquefeito (GNL), metanol ou o Gás Liquefeito do Petróleo (GLP), biocombustíveis, entre outros; ou iii) aplicar métodos que permitam reduzir o percentual de emissão de enxofre das emissões, como o *retrofitting* do navio com sistemas de depuração de gás de escape (conhecidos como *scrubbers*) (UNCTAD, 2021a).

No que se refere especificamente às emissões de gases do efeito estufa, as metas adotadas pela IMO, através da MEPC 75, em abril de 2018 - redução de 50% das emissões absolutas de GEE até 2050, referente aos níveis de 2008, e redução de pelo menos 40%

da intensidade de carbono (CO₂/t/mn) do setor marítimo internacional até 2030 e 70% até 2050, com relação ao mesmo ano de referência supracitado (IMO, 2020a) - desencadearam a implementação de novos requisitos a serem seguidos pelos operadores de navios. Dando sequência à estratégia sua inicial, em meados de 2021, o MEPC adotou novas regulações mandatórias como emendas do Anexo VI da Convenção MARPOL. Tais medidas incluem a necessidade de aferição da eficiência energética de todos os navios por seus operadores e alcance de metas específicas (UNCTAD, 2021a).

Entre as medidas estabelecidas, encontra-se o Índice de Eficiência Energética de Navios Existentes (EEXI), que mede a eficiência energética do navio, comparado a um parâmetro de referência, e deve ser calculado para navios com 400 AB (arqueação bruta) ou mais, seguindo os valores estabelecidos para as categorias de tipo e tamanho dos navios. Os navios devem, então, reduzir o EEXI a um percentual específico com relação a uma linha de referência. Ressalta-se que o EEXI é um requisito equivalente ao EEDI (Índice de Eficiência Energética para *Design*¹³ (IMO, 2011), em vigência desde 2013), de cunho técnico e baseado em referências padronizadas, sem necessidade de monitoramento a bordo. No entanto, enquanto o EEDI é direcionado apenas para novos navios, o EEXI se aplica para os navios existentes. Ou seja, embora o escopo de ambos aborde os mesmos tipos e tamanhos de navios, o EEXI independe do ano de construção (DNV GL, 2021).

Assim como para o EEDI, existe o **EEXI alcançado** e o **EEXI requerido**. O primeiro deve ser calculado para cada navio, cujo requisito se aplique, de forma individual. Já o segundo é determinado por tipo de navio, capacidade do navio e seu princípio de propulsão, representando o valor máximo aceitável para o EEXI alcançado. O EEXI requerido se refere a quase o mesmo nível do EEDI requerido para novos navios a partir de 2023. A fórmula para se calcular o EEXI requerido é: $EEXI\ requerido = (1 - X/100) * \text{linha de referência do EEDI}$ (Tabela 14), onde X representa o fator de redução (Tabela 15). A partir de 01 de janeiro de 2023, os proprietários/operadores de navio devem

¹³ Detalhado na Resolução MEPC 203(62)

garantir que as suas frotas de navios estejam em conformidade com os requisitos do EEXI (CLASSNK, 2021).

Embora o cálculo do EEXI de cada navio seja realizado apenas uma vez, deve ser feita uma verificação, com emissão de um novo certificado de eficiência, em no máximo um ano (DNV GL, 2021). Detalhes sobre o método de cálculo de EEXI atingido, bem como os parâmetros que diferem do cálculo de EEDI, podem ser encontrados na Resolução MEPC 333(76)(IMO, 2021a). No que tange aos detalhes de verificação e certificação do EEXI atingido, maiores informações são apresentadas na Resolução MEPC 334(76)(IMO, 2021b)

Tabela 14 – Parâmetros para determinação dos valores de referência do EEDI, para diferentes tipos de navio (linha de referência = $a*b^c$). Adaptado de CLASSNK (2021); IMO (2011, 2020c).

Tipo de Navio	a	b	c
Graneleiro	961,79	TPB do navio ¹⁴	0,477
		se TPB ≤ 279.000 279.000 se TPB > 279.000	
Navio de Gás	1120,00	TPB do navio	0,456
Navio Tanque	1218,80	TPB do navio	0,488
Navio Container	174,22	TPB do navio	0,201
Navio de Cargas Gerais	107,48	TPB do navio	0,216
Navio de Carga Refrigerada	227,01	TPB do navio	0,244
Navio Misto	1219,00	TPB do navio	0,488
Ro-ro de Carga (veículos)	780,36	TBP/AB ^{-0,7} x TBP se TBP/AB < 0,3	0,471
	1812,63	TBP do navio se TBP/AB $\geq 0,3$	
Ro-ro de Carga	1686,17	TBP do navio se TBP/AB ≤ 17.000 17.000 se TPB > 17.000	0,498

¹⁴ Tonelagem de porte bruto

Ro-ro de Passageiros	902,59	TBP do navio se TBP/AB \leq 10.000 10.000 se TBP > 10.000	0,381
Navio de Transporte de GNL	2253,7	TBP do navio	0,474
Navio de Passageiros (propulsão não convencional)	170,84	AB do navio	0,214

Tabela 15 – Fatores de redução EEXI, adaptado de IMO (2011, 2020c).

Tipo de Navio	Tamanho	Fator de Redução (X) %
Graneleiro	200.000 TPB ou acima	15
	20.000 – 200.000 TPB	20
	10.000 – 20.000 TPB	0-20 ¹⁵
Navio de Gás	15.000 TPB ou acima	30
	10.000 – 15.000 TPB	20
	2.000 – 10.000 TPB	0-20
Navio Tanque	200.000 TPB ou acima	15
	20.000 – 200.000 TPB	20
	4.000 – 20.000 TPB	0-20
Navio Container	200.000 TPB ou acima	50
	120.000 – 200.000 TPB	45
	80.000 – 120.000 TPB	35
	40.000 – 80.000 TPB	30
	15.000 – 40.000 TPB	20
	10.000 – 15.000 TPB	0-20
Navio de Cargas Gerais	15.000 TPB ou acima	30
	3.000 – 15.000 TPB	0-30
Navio de Carga Refrigerada	5.000 TPB ou acima	15
	3.000 – 5.000 TPB	0-15
Navio misto	20.000 TPB ou acima	20
	4.000 – 20.000 TPB	0-20
Ro-ro de Carga (veículos)	10.000 TPB ou acima	15
Ro-ro de Carga	2.000 TPB ou acima	5

¹⁵ O fator de redução deve ser linearmente interpolado entre os dois valores, dependendo do tamanho do navio. Sendo o menor valor de fator de redução, aplicado ao menor tamanho de navio.

	1.000 – 2.000 TPB	0-5
Ro-ro de Passageiros	1.000 TPB ou acima	5
	250 – 1.000 TPB	0-5
Navio de Transporte de GNL	10.000 TPB ou acima	30
Navio de Passageiros (propulsão não convencional)	85.000 AB ou acima	30
	25.000 – 85.000 AB	0-30

Outro indicador que deve ser medido é de cunho operacional, o Indicador de Intensidade de Carbono (CII), que deve ser medido em termos de gramas de CO₂ por tonelada de arqueação bruta (ou arqueação bruta, dependendo do tipo do navio), por distância percorrida (milha náutica) em um ano - (gCO₂/dwt*nm). A massa de CO₂ deve ser a soma do CO₂ emitido, em gramas, referente a todo combustível consumido a bordo do navio no ano (*combustível consumido no ano*fator de emissão*). Mais detalhes sobre o método de cálculo do CII alcançado podem ser encontrados na Resolução MEPC 336(76)(IMO, 2021c). Juntos, esses dois indicadores (EEXI e CII) permitem que os operadores enderecem ao mesmo tempo medidas operacionais e técnicas (UNCTAD, 2021a); (PANTEIA, SIGNIFICANCE, *et al.*, 2015).

Nesse novo contexto, a partir de 1 de novembro de 2022, os navios com mais de 5.000 AB devem ter seus níveis de CII aferidos, documentados e verificados, em um nível específico, de acordo com os parâmetros de referência determinados (referentes ao ano de 2019) e fatores de redução anuais estabelecidos (UNCTAD, 2021a). Os parâmetros para cálculo da linha de referência de CII dos diferentes tipos de navio, podem ser encontrados na Tabela 16, assim como na Resolução MEPC 337(76)(IMO, 2021d). O CII anual requerido é $= (1-Z/100)*CII(r)$, onde Z representa o fator de redução (Tabela 17) e CII(r), os valores de referência do ano de 2019. Maiores informações podem ser encontradas na Resolução MEPC 338(76). Vale frisar que os fatores de redução para os anos subsequentes a 2026, ainda serão definidos (em 2026), após a revisão da implementação das medidas de curto prazo (IMO, 2021e).

Tabela 16 – Parâmetros para determinação dos valores de referência do CII (referente a 2019), para diferentes tipos de navio (linha de referência = $a \cdot \text{capacidade}^{-c}$). Adaptado de IMO (2021d).

Tipo de Navio	Tamanho	Capacidade	a	c
Graneleiro	TPB > 279.000	279.000	4745	0,622
	TPB <279.000	TPB		
Navio de Gás	TPB > 65.000	TPB	14405E7	2.071
	TPB <65.000	TPB	8104	0,639
Navio Tanque	Sem divisão	TPB	5247	0,610
Navio Container	Sem divisão	TPB	1984	0,489
Navio de Cargas Gerais	TPB <20.000	TPB	31948	0,792
	PB <20.000	TPB	588	0,3885
Navio de Carga Refrigerada	Sem divisão	TPB	4600	0,557
Navio Misto	Sem divisão	TPB	40853	0,812
Ro-ro de Carga (veículos)	Sem divisão	AB	5739	0,631
Ro-ro de Carga	Sem divisão	TPB	10952	0,637
Ro-ro de Passageiros	Sem divisão	AB	930	0,383
Navio de Transporte de GNL	TPB > 100.000	TPB	9,827	0,000
	65.000-100.00	TPB	14479E10	2,673
	TPB			
	PB <65.000	65.000		

Tabela 17 – Fatores de redução CII, relativos à linha de referência de 2019, adaptado de IMO (2021e).

Ano	Fator de Redução (Z) %
2023	5
2024	7
2025	9
2026	11

Os dados do CII devem ser registrados no Plano de Gerenciamento de Eficiência Energética do Navio (SEEMP), resultando em uma performance classificada entre A e E. Caso um navio seja classificado como D, ou abaixo, por três anos subsequentes, torna-se

necessária a submissão de um plano de medida corretiva com o passo a passo de como será atingida a nota C (ou acima) (UNCTAD, 2021a). As fronteiras para definição das classificações de performance são definidas pela transformação exponencial dos vetores (*dd*) referente a cada fronteira, multiplicado pelo CII requerido - (*limite superior* = $\exp(d1) * CII \text{ requerido}$; *limite mais baixo* = $\exp(d2) * CII \text{ requerido}$; *limite mais alto* = $\exp(d3) * CII \text{ requerido}$; *limite inferior* = $\exp(d4) * CII \text{ requerido}$). Sendo as fronteiras representadas por (IMO, 2021f):

- i) Abaixo do limite superior (A);
- ii) Entre limite superior e limite mais baixo (B);
- iii) Entre limite mais baixo e limite mais alto (C, CII requerido);
- iv) Entre limite mais alto e limite inferior (D); e
- v) Acima do limite inferior (E).

Os vetores para determinação das classificações, por tipo de navio, podem ser encontrados na Tabela 18, assim como na Resolução MEPC 339(76) (IMO, 2021f).

Tabela 18 – Vetores (*dd*) para determinação das fronteiras de classificação do CII, após transformação exponencial e por tipo de navio. Adaptado de IMO (2021f).

Tipo de Navio	Tamanho	Capacidade (cálculo CII)	exp(d1)	exp(d2)	exp(d3)	exp(d4)
Graneleiro	Sem divisão	TPB	0.86	0.94	1.06	1.18
Navio de Gás	TPB > 65.000	TPB	0.81	0.91	1.12	1.44
	TPB < 65.000	TPB	0.85	0.95	1.06	1.25
Navio Tanque	Sem divisão	TPB	0.82	0.93	1.08	1.28
Navio Container	Sem divisão	TPB	0.83	0.94	1.07	1.19
Navio de Cargas Gerais	Sem divisão	TPB	0.83	0.94	1.06	1.19
Navio de Carga Refrigerada	Sem divisão	TPB	0.78	0.91	1.07	1.20
Navio Misto	Sem divisão	TPB	0.87	0.96	1.06	1.14
Ro-ro de Carga (veículos)	Sem divisão	AB	0.86	0.94	1.06	1.16
Ro-ro de Carga	Sem divisão	TPB	0.66	0.90	1.11	1.37
Ro-ro de Passageiros	Sem divisão	AB	0.72	0.90	1.12	1.41

Navio de Transporte de GNL	TPB > 100.000	TPB	0.89	0.98	1.06	1.13
	TPB < 100.000	TPB	0.78	0.92	1.10	1.37

Os requisitos de certificação do EEXI e CII, entrarão em vigência a partir de 1 de janeiro de 2023, permitindo, assim, que a primeira medição de CII ocorra ao final de 2023 e a classificação da performance do navio em 2024. Em janeiro de 2026 a IMO deve avaliar a efetividade das medidas e, caso necessário, adotar novas emendas (UNCTAD, 2021a).

Em termos de sistema de gestão, houve aprimoramentos no Plano de Gerenciamento de Eficiência Energética do Navio (SEEMP) (DNV GL, 2021). A primeira parte do SEEMP entrou em vigência em janeiro 2013, fazendo com que a gestão da eficiência energética se tornasse um requisito para todos os navios, integrantes de viagens internacionais, com mais de 400 AB. Em 2016, o SEEMP (parte II) foi adotado com o objetivo de tornar obrigatória a coleta e informe dos dados de combustível consumido (IMO, 2022), a partir do ano de 2019 (início da obrigatoriedade de coleta dos dados de consumo de combustível, para o Sistema de Coleta de Dados – DCS (IMO, 2016)). A parte II é aplicável para todos os navios com mais de 5.000 AB, envolvidos em viagens internacionais, requerendo o desenvolvimento do plano de gestão de coleta de dados de consumo de combustível (SEEMP II). O SEEMP (parte III), por sua vez, deve ser implementado até 01 de janeiro de 2023, também é aplicável a navios com mais de 5.000 AB e abrange novos requisitos (IMO, 2022):

- i) Descrição da metodologia que será utilizada para calcular o CII anual alcançado dos navios;
- ii) O processo que será utilizado para divulgar os valores registrados para a Administração ou organização autorizada;
- iii) O CII anual requerido para os próximos três anos;
- iv) Um plano de implementação, descrevendo como o CII requerido será alcançado nos próximos três anos; e
- v) Procedimento de autoavaliação e melhoria.

Atualmente, a IMO está desenvolvendo as diretrizes para os fatores de emissão e cálculo de ciclo de vida das emissões de GEE dos diferentes tipos de combustíveis, cuja

primeira versão deve ser emitida até 2023 – até o momento as regulações da IMO só endereçam emissões de CO₂ geradas a bordo, durante a combustão (em inglês, “*tank-to-propeller*”) (DNV GL, 2021).

2.7. CENÁRIOS TENDENCIAIS DE EVOLUÇÃO DO COMÉRCIO MARÍTIMO INTERNACIONAL

Os esforços para mitigar às mudanças climáticas podem gerar alterações em diversos padrões socioeconômicos como intensidade no uso de material, avanços tecnológicos, padrões populacionais e crescimento econômico que, por consequência, devem influenciar a distribuição de centros de produção, demanda por transporte marítimo e rotas existentes de comércio (WALSH, LAZAROU, *et al.*, 2019).

Nesse contexto, o presente item pretende compilar diferentes cenários de evolução do comércio marítimo para alguns dos principais grupos de produtos comercializados, de forma a melhor avaliar potenciais alterações nas grandes rotas comerciais. A avaliação das tendências futuras do transporte marítimo é importante não apenas para uma melhor visualização dos padrões de emissão de CO₂, que varia de acordo com os níveis de serviço de transporte, mas também para melhor informar as diferentes partes envolvidas no setor sobre as possíveis tendências de crescimento ou redução no comércio de um certo produto, que por final influenciam também na demanda por infraestrutura e tipos de navios que devem ser mais utilizados no futuro.

De forma geral, as projeções da DNV GL (2018) indicam um aumento de 39% no comércio marítimo, em termos de massa (toneladas), durante o período de 2016 a 2030, e um aumento de 2% entre 2030 e 2050. De acordo com o estudo, o maior crescimento relativo na demanda de transporte marítimo internacional se dá para os segmentos de gás e container (ambos com crescimento de cerca de 120% até 2050). Para o segmento de granel o crescimento é de 41%, até 2050, apresentando reduções no comércio de carvão, mas um aumento no transporte de outros produtos do segmento a granel.

Ainda de acordo com o estudo, há um crescimento mais lento em termos de toneladas/milhas náuticas do que em toneladas, até 2030, que são, em sua maior parte, resultado de melhorias nos planejamentos de rotas e otimização de viagens. As distâncias

das rotas relacionadas ao comércio de granel devem cair e do comércio de óleo cru, crescer.

2.7.1. ÓLEO E DERIVADOS

Segundo MÜLLER-CASSERES et al. (2021), a variação do comércio de óleo e derivados apresentada entre cenários segue, principalmente, as diferentes trajetórias da demanda do setor de transportes. A variação observada é de 2,2 Gt/ano em 2050 no cenário de mitigação, representando uma redução de pouco menos de 30% com relação a 2020, e um crescimento de cerca de 60% com relação a 2020, no cenário de desenvolvimento baseado em combustíveis fósseis. De acordo com os autores, no cenário de mitigação, a redução no comércio desses produtos ocorre devido à eletrificação, somada ao estímulo de uso de biocombustíveis no setor de transporte. Em 2100 o comércio de óleo no cenário de mitigação se limita em 1,2 Gt/ano; e o cenário focado no uso de combustíveis fósseis apresenta um pico de 7,0 Gt/ano em 2075. Após essa data, o aumento da eletrificação do setor de transportes faz com que o comércio de petróleo diminua, se limitando a pouco mais 4 Gt/ano em 2100.

Já as projeções da IEA (2021), no cenário NZE (“*Net Zero Emissions*”), mostram uma queda de quase 75% na demanda por óleo entre 2020 (88 milhões de barris/dia) e 2050 (24 mb/dia). No que se refere ao setor de refino, se, por um lado ocorre uma queda na demanda por produtos convencionais do refino como diesel e gasolina, explicada pelo aumento da eletrificação da frota de veículos, por outro, há um aumento na demanda por produtos de não combustão, como os da petroquímica, gerando desafios ao setor diante da projeção de queda do processamento primário em refinarias em cerca de 85% entre 2020 e 2050. A falta de demanda para novos investimentos em exploração e produção de petróleo, faz com que o fornecimento fique cada vez mais concentrado nos grandes produtores como Oriente Médio e América do Norte.

Os dados da DNV GL (2018) mostram que, no cenário de transição energética (“*Energy Transition Outlook*” - ETO), é esperado que o pico na demanda por óleo ocorra durante a década de 2020, sendo explicado até então pela demanda do setor de transporte. Após isso, ocorre um declínio devido ao aumento da velocidade de eletrificação das frotas. O documento mostra que devem ocorrer mudanças no padrão de consumo e de

produção, com a Europa e OCDE reduzindo o consumo de óleo, a China seguindo em ritmo de crescimento de importações até 2030, quando ocorre o pico, e, posteriormente, as importações passam a entrar em declínio. A Índia tem seu pico de importações um pouco após 2030. No que tange a produção, o Oriente Médio e Norte da África continuam dominando o mercado, as produções do Nordeste da Eurásia e da América do Norte se mantêm estáveis até a década de 2030, com posterior declínio, enquanto a América Latina apresenta um aumento em sua produção nas décadas de 2020 e 2030.

Ainda de acordo com DNV GL (2018), em vias gerais, os resultados mostram que há um aumento anual médio de 1,5% (base mássica) entre 2016 e 2030, e, um declínio médio anual de 1,3% entre 2030 e 2050. Os dados indicam que o comércio marítimo de óleo cru terá seu platô, por volta de 2027, em um nível cerca de 21% mais alto do que os observados em 2016, entrando posteriormente em declínio. Adicionalmente, o relatório aponta que, como as projeções do comércio de derivados de petróleo são função da demanda e fornecimento das refinarias regionais, a expansão de capacidade das refinarias da Rússia, do Oeste da África e do Oriente Médio, apresenta um impacto significativo em um futuro próximo. A redução do comércio de derivados deve ser inferior do que a redução do comércio de óleo cru, na medida em que haverá aumento do comércio de biocombustíveis, que nas análises do documento é definido como um “produto do óleo” – ou, pelo menos, um produto similar aos derivados de petróleo em termos do seu transporte por navios.

No que concerne o relatório da ABS (2021), no cenário base é esperado que o pico da demanda por óleo ocorra entre 2025 e 2030, entrando em declínio posteriormente. Já no cenário de ações climáticas aceleradas, esse pico deve ocorrer entre 2020 e 2025, entrando em queda nos anos subsequentes. As análises são em base mássica.

Segundo a IEA (2020), o cenário de políticas declaradas (“*Stated Policies Scenario*” – STEPS) indica que em 2023 a demanda global por óleo bruto deve retornar aos níveis que eram observados antes da pandemia de Covid-19, e, posteriormente seguir crescendo até 2030, a uma taxa de 0,7 milhões de barris por dia, por ano. É esperado que após 2030 a demanda atinja um platô, com uma redução do crescimento anual para 0,1 mb/dia. De acordo com o relatório, as projeções variam bastante entre economias desenvolvidas e economias em desenvolvimento, sendo a União Europeia uma das fortes razões por trás

da redução da demanda por óleo, devido a sua política para acelerar a eletrificação e eficiência energética. De forma geral há uma queda de cerca de 5 mb/dia na demanda por óleo nas economias avançadas, entre 2019 e 2030, mas um crescimento na demanda por óleo dos países em desenvolvimento de cerca de 9 mb/dia, como a Índia, África e Sudeste Asiático. Embora a China tenha reforçado suas metas climáticas, a sua demanda por óleo deve seguir crescendo, tendo seu pico em 2030.

MSI (2019) encontra, no cenário de redução de emissões de GEE, que o consumo global de óleo será reduzido em 50% entre 2020 e 2050. Enquanto na China, Oriente Médio e África ocorre uma queda de cerca de 40% da demanda nesse período, na Índia a demanda permanece estável. A produção é liderada pelo Oriente Médio, Américas e Eurásia, sendo a produção nas Américas movida principalmente pelo petróleo não convencional. Segundo o estudo, devido à alteração de regiões exportadoras e importadoras, o comércio marítimo ainda será necessário. No que se refere à capacidade das refinarias, é esperado que o corra uma defasagem gerada pela redução da demanda de óleo. Embora a demanda por petroquímicos siga necessária, a redução na demanda por óleo acaba por deteriorar a viabilidade comercial de refinarias. No cenário de referência, por outro lado, a demanda global por óleo se mantém próxima aos níveis de 2018, mas com uma redistribuição da demanda - redução da demanda por países da OCDE e aumento da demanda pelos demais países (não-OCDE).

WALSH et al. (2019) corroboram o fato de que o processo de descarbonização não necessariamente gera uma redução no comércio global de óleo bruto. Segundo os autores, a concentração da demanda em regiões que não apresentem uma grande capacidade de produção doméstica pode gerar o aumento do comércio de derivados do petróleo.

Os resultados de DRAEGER, CUNHA, et al., 2022 apontam para a mesma direção. O estudo utilizou Modelos de Análise Integrada, levando em consideração a diferença na qualidade dos diversos tipos de óleos, para avaliar as possíveis trajetórias para o atendimento das metas climáticas. Embora os cenários tenham indicado uma redução na utilização global de óleo, não houve alteração nos níveis do comércio internacional do produto. De acordo com os autores, isso ocorre devido a mudanças regionais nos locais de produção, que por consequência alteram as rotas de comércio. Como exemplo de alterações que podem ocorrer, os autores indicam que regiões que possuem grandes

volumes de óleo pesado e azedo, como a América do Norte, América Latina e Rússia, teriam nos cenários de mitigação quantidades relevantes de óleo que não seriam extraídos, representado recursos afundados. O Canadá, contaria com maiores volumes de óleo importado, devido à necessidade de óleo leve e médio para o refino. Por outro lado, regiões com reservas de óleo leve, como o Oriente Médio teriam sua produção mantida e continuariam liderando as exportações nos cenários de mitigação.

Segundo HALFF; YOUNES; BOERSMA (2019), as projeções sobre a demanda futura de óleo são difíceis de serem mensuradas. Para o setor de transporte marítimo, devido ao fato de que o *bunker* é consumido no mar em navios de diferentes bandeiras, os países não incluem esse valor nas estimativas de consumo doméstico. Logo, a projeção é ainda mais incerta. Esse fato explica o nível de incerteza ligado aos dados de demanda global de *bunker*.

2.7.2. GÁS NATURAL

Os dados MÜLLER-CASSERES et al. (2021), mostram que o comércio de gás natural em 2050 pode variar entre cerca de 0,4 Gt/ano (queda de cerca de 40% com relação a 2020), no cenário SSP3 e pouco mais de 2,5 Gt/ano (crescimento de mais de 70%), no cenário baseado em combustíveis fósseis. No último, o comércio de gás segue crescendo continuamente, chegando a aproximadamente 3,5 Gt/ano em 2100. O aumento na importação é principalmente explicado pelos países asiáticos, como também pela África e Europa. No cenário de mitigação o gás é utilizado como combustível de transição até que tecnologias mais limpas assumam seu espaço, com o comércio aumentando quase 60% até 2050, com relação aos níveis de 2020.

Já a IEA (2021) mostra que, em seu cenário NZE, a demanda por gás natural alcança seu pico em meados de 2020 (cerca de 4.300 bilhões de metros cúbicos). Em 2050 cai para 1.750 bcm, cerca de 55% a menos do que em 2020. O comércio via gasoduto cai cerca de 65% de 2020 para 2050. Como não há demanda para novos investimentos em exploração e desenvolvimento de petróleo, o fornecimento fica cada vez mais concentrado nos grandes produtores existentes, como Oriente Médio, América do Norte e Eurásia. Em 2050, mais da metade do gás natural utilizado globalmente é direcionado para produção de hidrogênio.

De acordo com a DNV GL (2018), em seu cenário de transição energética (ETO), ocorre um aumento de 4,3% ao ano entre 2016 e 2030 e de 1,0% ao ano entre 2030 e 2050, em base mássica. Segundo o relatório, o crescimento do setor de fabricação na China gera um aumento nas importações de gás natural, fazendo com que o país se torne líder em importações a partir de 2021, também é observado um crescimento nas importações da Índia e região Africana Sub-Saara. A Europa, por sua vez, continua sendo uma grande importadora de gás natural. Com relação aos produtores de gás natural, o Oriente Médio, a África do Norte, América do Norte e Nordeste da Eurásia seguirão representando as principais regiões produtoras. Deve ser observado um aumento substancial das exportações da América do Norte entre 2016 e 2050.

Os resultados do relatório da ABS (2021) mostram que, no cenário base, é esperado que o pico da demanda por gás natural ocorra entre 2025 e 2030, entrando em declínio posteriormente. Já no cenário de ações climáticas aceleradas, esse pico deve ocorrer entre 2020 e 2025, entrando em queda nos anos subsequentes. No último cenário, a demanda por gás natural cai cerca de 0,6% entre 2019 e 2040. As análises são baseadas em base mássica.

Segundo a IEA (2020), o cenário de políticas declaradas (STEPS) indica que em 2030 a demanda por gás (chegando a cerca de 4.600 bilhões de metros cúbicos) deve ser quase de 15% maior do que em 2019. O crescimento na demanda por gás natural, observado entre 2020 e 2030, deve ser principalmente causado pela China, Índia, Sudeste Asiático e Oriente Médio, sendo a China e a Índia responsáveis por aproximadamente 45% do aumento total da demanda. Também é observado um incremento na demanda dos Estados Unidos. Na União Europeia, por outro lado, as renováveis tomam conta da maior parte da demanda por energia, sendo a demanda por gás em 2030, 8% menor do que em 2019.

MSI (2019) mostra que no cenário de redução de emissões de GEE o consumo total de gás deve cair cerca de 33% entre 2020 e 2050, com a maior parte da redução do consumo vinda da América do Norte. Nos países da América do Sul, há um crescimento na demanda local que faz com que as exportações totais sejam reduzidas em aproximadamente 85% entre o período de pico, em 2022, e 2050. O consumo na região da Eurásia deve cair cerca de 50% entre 2020 e 2050, contudo as importações de gás natural só começam a declinar a partir de 2025, sendo o gás natural necessário até que

ocorra a penetração de outras fontes no setor de geração de energia elétrica. A Índia, por sua vez, terá um aumento no consumo até 2030, com um subsequente declínio em 2040 e um ligeiro aumento em 2050. Já a China terá um crescimento na demanda até 2035, com uma posterior queda até 2050, chegando a níveis similares aos de 2020. O Irã e a Arábia Saudita continuarão a ser importantes fornecedores de gás natural para o mercado internacional.

Vale ressaltar que o contínuo conflito entre a Rússia e Ucrânia trouxe incertezas para o mercado global de gás, principalmente para o mercado Europeu. A Rússia é a maior fonte de importações do mercado de gás Europeu, tendo fornecido em 2019, através de seus gasodutos, cerca de 35% do total das importações de gás da Europa. Nesse sentido, em um cenário de perda parcial ou total do gás fornecido pela Rússia, a alternativa principal para a Europa seria aumentar suas importações do produto através do mercado global de gás natural liquefeito (GNL), cujo transporte ocorre em navios (FULWOOD, 2022). De acordo com FULWOOD (2022), esse padrão já foi visto anteriormente, no início de 2022, quando houve um crescimento substancial das importações de GNL para a Europa, devido à flexibilização das restrições causadas pela pandemia da COVID-19 e à retomada do crescimento da demanda mundial por gás.

2.7.3. CARVÃO

Enquanto MÜLLER-CASSERES et al. (2021) encontram em suas projeções que o comércio de carvão em 2050 pode variar entre 1 Gt/ano (apresentando uma queda de cerca de 50% com relação à 2020), no cenário com medidas de mitigação de emissões para atender as metas climáticas, e aproximadamente 9 Gt/ano no cenário de desenvolvimento baseado em fontes fósseis (crescimento de cerca de 350% com relação a 2020), o estudo da IEA (2021) indica, em seu cenário de emissões líquidas zero NZE, uma queda de 90% no uso do carvão entre 2020 e 2050, passando de 5.250 milhões de toneladas de carvão equivalente (Mtce) em 2020 para menos de 600 Mtce em 2050. DNV GL (2018), por sua vez, em seu cenário de transição energética (ETO) indica uma queda de 0,7% ao ano entre 2016 e 2030 e de 3,3% ao ano entre 2030 e 2050, em termos de tonelada/milha náutica.

Com relação às rotas, o comércio de carvão que é, atualmente, majoritariamente dominado por exportações da Austrália e Indonésia para a China, Índia, Japão e Coreia, apresenta algumas alterações, com as importações Chinesas entrando em declínio a partir do final de 2020, devido ao foco na descarbonização do país e setores de fabricação; e a Índia se tornando autossuficiente perto de 2050, com crescimento no consumo do carvão, mas também em sua produção.

Os dados de MÜLLER-CASSERES et al. (2021) mostram que, no cenário focado em combustíveis fósseis, em 2100 o desenvolvimento das regiões oeste e leste da África gera um aumento ainda maior do comércio de carvão (cerca de 10,5 Gt/ano), já no cenário de mitigação o comércio de carvão em 2100 apresenta uma redução drástica, cerca de 75% com relação a 2020, correspondendo a 0,5 Gt/ano.

Os resultados do relatório da ABS (2021) mostram que, no cenário base, é esperado que o pico da demanda por carvão ocorra entre 2025 e 2030, entrando em declínio posteriormente. Já no cenário de ações climáticas aceleradas, esse pico deve ocorrer entre 2020 e 2025, entrando em queda nos anos subsequentes. No último cenário, a demanda por carvão cai cerca de 5% entre 2019 e 2040. As análises são realizadas em base mássica.

Segundo a IEA (2020), o cenário de políticas declaradas (STEPS) indica que a demanda por carvão entre 2020 e 2030 é, na média, 8% inferior aos níveis observados antes da pandemia de Covid 19. A demanda no uso do carvão cai devido à adoção de políticas de promoção de energia renovável. Na União Europeia a demanda por carvão cai quase 60% de 2019 para 2030, e, nos Estados Unidos, pouco mais de 50%. Já para a Índia e Sudeste Asiático é notado um aumento na demanda no mesmo período. Com relação a China, a demanda por carvão permanece estável entre 2019 e 2030, com o pico no meio do período e declínio após 2030.

MSI (2019) aponta que, no cenário de redução de emissões de GEE, o consumo global de carvão será reduzido em mais de 80% entre 2020 e 2050, sendo metade da redução do consumo atribuída à China, embora todas as regiões apresentem uma queda no consumo de carvão. A redução no consumo é orientada, principalmente, pela diversificação de fontes utilizadas no setor de geração de energia elétrica, com a tentativa das regiões de melhorar a qualidade do ar. De acordo com o estudo, também ocorrerá a redução do uso do carvão em processos industriais, majoritariamente devido a mudanças no setor

siderúrgico que passa a utilizar mais arco-elétricos em seu processo produtivo, ao invés de alto-forno que fazem uso de carvão.

Segundo o relatório da MSI (2019), o comércio marítimo, neste cenário, ficará centralizado em países que não produzem carvão, particularmente carvão metalúrgico, que alcançará uma maior parcela do consumo total. Entre os países sem capacidade de produção estão a Índia, cujas reservas contam majoritariamente com carvão-vapor, Coréia do Sul e Taiwan que não produzem carvão. A China, em 2050, se tornará autônoma, produzindo carvão em quantidade suficiente para demanda interna. No que se refere à exportação, o cenário de redução aponta para um aumento na participação da América do Norte nas exportações globais de carvão, devido a suas reservas apresentarem grande proporção de carvão metalúrgico, e uma manutenção da parcela de participação da Rússia nas exportações, pelo mesmo motivo.

De acordo com WALSH et al. (2019), no cenário de mitigação (“*Green Road*”- GR), é prevista uma redução de 97% no uso do carvão para geração de eletricidade, entre 2010 e 2050 e uma redução de 88% no comércio de carvão, levando em consideração o mesmo período. É esperado também que ocorra uma mudança nos centros de fornecimento e demanda, com, por exemplo, a Austrália reduzindo 90% das exportações de carvão.

2.7.4. MINÉRIO DE FERRO

No que se refere aos minerais e minério, os resultados de MÜLLER-CASSERES et al. (2021) indicam que, no cenário de mitigação, observa-se um aumento no comércio desses produtos, especialmente de minério de ferro, chegando a 4,0 Gt/ano (aumento de mais de 30% com relação a 2020) em 2050, e 5,2 Gt/ano em 2100 (quase 50% de crescimento com relação a 2020). No cenário baseado em combustíveis fósseis, o crescimento entre 2020 e 2050 ultrapassa 50% e entre 2020 e 2100, ultrapassa 60%. Nos cenários intermediários (SSP1, SSP3 e SSP4), o crescimento do minério é menor entre 2020 e 2050, e, nos cenários SSP3 e SSP4, o comércio entra em declínio após 2040.

De acordo com IEA (2021) é comum o crescimento de segmentos de material de base, como aço, cimento e químicos primários, enquanto as economias estão em expansão. Sendo assim, em fases de desenvolvimento de economia, a demanda de material per capita tende a aumentar rapidamente para construção dos estoques de bens e

infraestrutura. Conforme as economias vão se tornando mais maduras, a demanda futura tende a diminuir. O relatório mostra que no cenário de emissões zero (NZE), devido ao achatamento ou até redução na demanda em muitos países há uma redução futura do crescimento da demanda global. A produção na China, por exemplo, cai consideravelmente seguindo seu período de crescimento industrial, após a mudança do milênio. Todavia, alguns países como a Índia, apresentam um maior crescimento na produção de cimento e aço.

A infraestrutura adicional necessária para a geração de eletricidade de fontes renováveis e para transporte no NZE, em relação ao que há atualmente, contribui com cerca de 10% da demanda de aço em 2050. Mas, estratégias coordenadas entre setores, incluindo alterações nos modais de transporte e renovação de edifícios, assim como outras mudanças no *design*, métodos de fabricação, práticas de construção e comportamento do consumidor, mais do que compensam esse crescimento. Em termos gerais, a demanda global de aço em 2050 é 12% maior do que a atual (IEA, 2021c).

WORLD BANK GROUP & EGPS (2017) corroboram a ideia de que a implementação de sistemas de geração de eletricidade de baixo carbono dependem do fornecimento de quantidades substanciais de materiais de base e metais. Segundo os autores, a adoção de tecnologias limpas, como eólica, solar e sistemas de armazenamento (baterias), gera uma maior demanda material-intensiva do que o uso dos mecanismos tradicionais de combustíveis fósseis.

Para a DNV GL (2018), no cenário de transição energética (ETO), o crescimento do comércio de minério de ferro deve ser sólido entre 2016 e 2030, com cerca de 2,6% de crescimento ao ano em termos de tonelada/milha náutica, mas posteriormente, entre 2030 e 2050 passa a cair cerca de 0,1% ao ano. Segundo o documento esse fato reflete uma menor demanda de materiais de base de produção.

MSI (2019) indica que, no cenário de redução de emissões de GEE, as importações globais de minério de ferro devem entrar em declínio após 2025, em sua maior parte por causa da redução de consumo da China. De acordo com o relatório, são esperadas mudanças no modelo econômico chinês, para um modelo mais focado em serviços e demanda do consumidor e menos focado em indústria pesada, infraestrutura e construção, reduzindo a intensidade da produção de aço; e espera-se também que a produção de aço

seja realizada em arco elétrico, e não mais em alto-fornos básicos a oxigênio. Esses fatores direcionam a redução na demanda de minério de ferro pela China. Embora o cenário também aponte para uma queda nas exportações, Brasil e Austrália devem seguir como os dois maiores exportadores, representando 80% das exportações globais.

WALSH et al. (2019), no cenário de mitigação (“*Green Road*”- GR), também observam a redução no uso do carvão para produção de aço, devido à crescente introdução de arco elétrico no processo de produção. O cenário aponta para um aumento do uso do aço reciclado e uma redução na demanda de minério básico. Contudo, diferente dos dados de MSI (2019), WALSH et al. (2019) notam uma tendência de aumento de importações na China, para compensar o esgotamento de suas reservas domésticas. Esse fato faz com que, embora seja prevista uma redução de 40% da produção do minério entre 2010 e 2050, a redução observada no comércio seja menor, cerca de 10%.

2.7.5. GRÃOS

MÜLLER-CASSERES et al. (2021), observam que o comércio de produtos de agropecuária em 2050 pode variar entre um crescimento de cerca de 28% entre 2020 e 2050 (de 1,8Gt/ano para cerca de 2,5 Gt/ano) na maior parte dos cenários, incluindo o de medidas de mitigação, e um crescimento de 64% no cenário baseado em combustíveis fósseis, refletindo principalmente o aumento de dietas baseadas em carne.

DNV GL (2018) sugere que, de acordo com seu cenário de transição energética (ETO), deve ocorrer um crescimento no comércio de grãos de 3,5% ao ano entre 2016 e 2030 e de 2,5% ao ano entre 2030 e 2050, em termos de tonelada/milha náutica. De acordo com o relatório, alterações climáticas e escassez de água nos países em desenvolvimento influenciam a produção de agricultura, aumentando a necessidade para importação de grãos. Nessas regiões ocorre ainda um maior crescimento populacional, acima do que aumento na produção agrícola, refletindo também no aumento de comércio de grãos (DNV GL, 2018).

Após 2050, MÜLLER-CASSERES et al. (2021) indicam que há uma redução no crescimento do comércio de produtos de agricultura no cenário de mitigação, limitando-se a 4 Gt/ano em 2100. Já no cenário baseado em combustíveis fósseis o comércio desse segmento alcança 9 Gt/ano em 2100.

Segundo MSI (2019), no cenário de redução de emissões de GEE, as importações de grãos na Europa e no Sul da Ásia aumentam, mas, simultaneamente entram em declínio nas demais regiões, com as maiores reduções nas importações observadas na China e na região Sub Saara Africana. Diferentemente de DNV GL (2018), MSI (2019) observa que as alterações nos locais de produção de grãos, em resposta à mudança climática, são limitadas. Nesse contexto, os maiores centros de produção devem se manter os mesmos, devendo ser buscadas formas incrementais de produção através aumento de área e produtividade nesses locais.

2.7.6. CONTAINER

MÜLLER-CASSERES et al. (2021) mostram que, em todos os cenários, o comércio de produtos manufaturados ultrapassa o nível de 1,9 Gt/ano observado em 2020. O maior crescimento no comércio é observado no cenário baseado em combustíveis fósseis, em que o comércio de produtos manufaturados chega a 7,0 Gt/ano em 2050 (cerca de 70% maior que em 2020) e 16 Gt/ano em 2100. O cenário SSP3, por outro lado, apresenta o menor crescimento do comércio desses produtos. Tal fato ocorre devido ao desenvolvimento econômico mais lento e a um mundo fragmentado, a partir de 2030 o comércio se estabiliza em cerca de 2,5 Gt/ano.

De acordo com a DNV GL (2018), em seu cenário de transição energética (ETO), ocorre um aumento de 3,6% ao ano entre 2016 e 2030 e de 1,4% ao ano entre 2030 e 2050, em base mássica. O documento aponta que o comércio de container está diretamente ligado a produção de produtos manufaturados, portanto o crescimento do comércio desses produtos será maior em países que apresentam maior capacidade de produção. Dessa forma, a China seguirá dominando o crescimento do setor até um pouco após meados da década de 2020. Posteriormente a Índia apresentará o maior crescimento na produção. A África e a Ásia dominarão cada vez mais o comércio, conforme o crescimento econômico é movido para sudeste.

MSI (2019) observa que no cenário de redução de emissões de GEE há um aumento na demanda por container gerada em rotas mais curtas. As economias emergentes, principalmente a China, apresentam maior crescimento econômico do que economias avançadas, e é esperado que adicionem demanda pelo comércio de container. Todavia,

esses consumidores (economias emergentes) tendem a estar localizados relativamente perto dos locais de produção. Assim, esse fato deve gerar um aumento na demanda por navios de tamanho médio, de até 10.000 TEU, pois são mais adequados para transitar em pequenas distâncias.

WALSH et al. (2019) observam que no cenário de mitigação (“*Green Road*” – GR) é notada uma dissociação entre o Produto Interno Bruto e o crescimento do comércio de container, gerado pela redução de intensidade em material e adoção de princípios de energia circular. Assim como MSI (2019), os autores notam um crescimento no comércio intra-regional. Por outro lado, ainda segundo WALSH et al. (2019), o comércio de bens manufaturados entre a Ásia, Europa e outras rotas estabelecidas, deve apresentar uma estagnação.

Em suma, de forma geral, os cenários mostraram que as medidas direcionadas para atendimento das metas climáticas acabam por afetar as rotas de comércio das maiores *commodities* globais. No que se refere aos recursos minerais energéticos, embora haja uma divergência sobre a evolução do comércio desses produtos, a maior parte dos cenários aponta para uma redução em sua demanda a partir de 2030. Contudo, que devido a mudanças nos locais de produção e alterações de rotas, nem sempre uma redução na demanda, representa uma redução no comércio marítimo.

Para o comércio de container, é observada uma tendência de crescimento, assim como para o comércio de grãos. No que se refere ao minério de ferro, alguns cenários apontam para crescimento, movido pela necessidade de infraestrutura adicional para a geração de eletricidade de energias renováveis, e outros pela manutenção no nível de demanda.

A Tabela 19 apresenta um resumo das tendências observadas nos diferentes cenários de mitigação analisados.

Tabela 19 – Resumo das tendências observadas nos diferentes cenários.

Produto	Tendência	Trajетórias – cenários mitigação
Óleo	Redução no consumo, mas não no comércio	<ul style="list-style-type: none"> - O fornecimento de óleo cru se torna cada vez mais concentrado nos grandes produtores, como Oriente Médio; - Há uma queda na demanda por óleo nas economias avançadas, mas um crescimento na demanda dos países em desenvolvimento, como a Índia, África e Sudeste Asiático; - UE é uma das fortes influenciadoras na redução de demanda por óleo, devido a sua política para acelerar a eletrificação; - A demanda da China por óleo deve seguir crescendo, tendo seu pico em 2030, com posterior declínio; <li style="padding-left: 20px;">- Índia deve ter pico de importações um pouco após 2030; - Devido à alteração de regiões exportadoras e importadoras, o comércio marítimo ainda será necessário; <li style="padding-left: 20px;">- Embora a demanda por petroquímicos siga necessária, a redução na demanda por óleo acaba por deteriorar a viabilidade comercial das refinarias.
Gás Natural	Manutenção ou aumento inicial, com posterior declínio no longo prazo	<ul style="list-style-type: none"> - O gás é utilizado como combustível de transição até que tecnologias mais limpas estejam disponíveis; - Fornecimento fica cada vez mais concentrado nos grandes produtores como Oriente Médio, América do Norte e Eurásia; <li style="padding-left: 20px;">- Aumento nas importações da China, Índia e região Africana Subsaariana; - Na América do Sul, há um crescimento na demanda local que faz com que as exportações totais sejam reduzidas; - O contínuo conflito entre a Rússia e Ucrânia pode gerar um aumento do comércio de GNL por navios.
Carvão	Redução no consumo e comércio	<ul style="list-style-type: none"> - Pico na demanda varia entre 2025 e 2030, a depender do cenário; <li style="padding-left: 20px;">- Demanda na UE e Estados Unidos cai drasticamente;

		<ul style="list-style-type: none"> - Importações Chinesas entram em declínio; - Índia se torna autossuficiente perto de 2050; - O comércio marítimo se torna centralizado em países que não produzem carvão metalúrgico.
Minério de Ferro	Crescimento ou manutenção	<ul style="list-style-type: none"> - Por um lado os cenários indicam aumento da demanda, devido à infraestrutura adicional necessária para a geração de eletricidade de fontes renováveis; - Por outro, redução na demanda de materiais de base de produção e mudança no processo de produção do aço; <ul style="list-style-type: none"> - Em alguns cenários o aumento é compensado pela redução; - Brasil e a Austrália seguem como os dois maiores exportadores.
Grãos	Em sua maioria, crescimento	<ul style="list-style-type: none"> - Um estudo indica que alterações climáticas influenciam a produção de agricultura, aumentando a necessidade de importação de grãos; - Outro que as alterações nos locais de produção de grãos em resposta à mudança climática são limitadas.
Container	Crescimento	<ul style="list-style-type: none"> - China seguirá dominando o crescimento do setor até um pouco depois de meados da década de 2020; <ul style="list-style-type: none"> - Posteriormente a Índia apresentará o maior crescimento na produção; - A África e a Ásia dominarão cada vez mais o comércio; - Aumento na demanda por container em rotas mais curtas.

No próximo capítulo serão analisadas as medidas para redução de emissão de GEE do setor de transporte marítimo, as barreiras à adoção de tecnologias de baixo carbono, assim como as estratégias que podem ser adotadas pela indústria.

3. DESCARBONIZAÇÃO DO TRANSPORTE MARÍTIMO INTERNACIONAL

3.1. MEDIDAS DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE)

De acordo com Rehmatulla & Smith (2015), as emissões de CO₂ do transporte marítimo podem ser expressas em termos de produto da demanda do transporte, representado pela capacidade - tonelada-milha náutica¹⁶ - ou, em termos de fornecimento de transporte, representado pela intensidade das emissões – gramas de CO₂ ou CO₂eq¹⁷ emitida por tonelada-milha náutica. Segundo os autores, olhando para o lado do fornecimento, existem quatro formas para reduzir as emissões do setor de transporte marítimo: i) melhorias na eficiência energética, viabilizando um aumento de produtividade, dada a mesma quantidade de energia; ii) utilização de fontes de energia renováveis, como a solar ou eólica; iii) utilização de combustíveis com baixo conteúdo de carbono; e iv) utilização de tecnologias de redução de emissões.

Como já visto no **Capítulo 2** do presente estudo, nem sempre o crescimento das emissões de GEE do setor de transporte marítimo esteve atrelado ao crescimento do comércio marítimo. Nepomuceno de Oliveira et al. (2022) observam que de 1990 a 2008 o crescimento do setor de comércio marítimo gerou um aumento nas emissões de gases de efeito estufa, contudo, embora o setor tenha seguido a tendência de crescimento até 2012, houve uma redução de emissões de GEE proveniente do transporte marítimo entre 2007 e 2012. Segundo os autores, esse fato pode ser explicado por uma tendência de ganhos de eficiência do setor que ocorreu no mesmo período. Entre 2012 e 2018 houve, por sua vez, um período de estabilidade de emissões, com um aumento no final, explicado pela menor intensidade dos ganhos de eficiência nessa fase, com relação ao período anterior.

Nepomuceno de Oliveira et al. (2022) sugerem que as duas medidas que contribuíram para os ganhos de eficiência no referido período foram o aumento no tamanho dos navios,

¹⁶ Uma carga de 1 tonelada transportada por 1 milha-náutica (1,852km). Para contêineres a medida utilizada é TEU (unidade equivalente a 20 pés).

¹⁷ CO₂ equivalente

sendo essa uma medida técnica, e, a redução de velocidade, uma medida operacional. O aumento do tamanho dos navios trouxe ganhos de escala para o setor de transporte marítimo, com uma maior quantidade de produtos podendo ser transportada em uma única viagem. Exemplo disso foi a introdução do primeiro navio da classe Valemax (maior navio de transporte de minério da frota mundial) na indústria marítima, que ocorreu em 2012, possibilitando o transporte de até 400 mil toneladas de carga, o que representa uma capacidade de carga de 2,3 vezes maior do que dos navios a granel que eram empregados até então no setor (VALE, 2016).

No que se refere à redução de velocidade, essa é uma medida interessante para as empresas, pois reduz o consumo de combustível, e, conseqüentemente as emissões. A potência de saída do motor de um navio é função da velocidade ao cubo (na medida em que a força é proporcional à velocidade ao quadrado e a potência é dada pela força multiplica pela velocidade). Assim, uma redução de 10% da velocidade pode gerar uma diminuição de cerca de 27% da potência do motor. Como reduzir a velocidade resulta em um maior tempo de trânsito para atingir uma mesma distância, a redução de 10% da velocidade gera uma diminuição de cerca de 19% da energia necessária para a viagem (INTERNATIONAL TRANSPORT FORUM; OECD, 2018).

Atualmente, com o avanço tecnológico, há ainda a possibilidade do uso da digitalização a favor da descarbonização, como por exemplo o planejamento de viagens inteligentes e redução de tempo de espera para entrada e saída dos portos. Segundo DNV (2022), através de um melhor planejamento de rotas, monitoramento e sincronização das chegadas no porto, é possível compensar parte do tempo perdido com a redução de velocidade. Se um navio chega no porto no momento planejado, as autoridades portuárias estarão preparadas, tornando o processo mais rápido. Por outro lado, se o navio chega antes ou depois do período previsto, causará um problema de congestionamento no porto. O mesmo pode ocorrer se o navio deixa o porto depois do horário previsto, uma vez que impedirá a entrada do navio seguinte (SINAY, 2021).

O estudo da DNV (2022) também apresenta outras medidas relacionadas à digitalização que podem contribuir para a redução de emissões da indústria marítima, como a otimização do *design* dos navios com redução da resistência hidráulica, feita através do uso de modelos baseados em simulação, e a otimização do uso da frota,

utilizando-se a simulação para tornar o tamanho, composição e velocidade da frota mais eficientes.

Por existirem diversas formas para se reduzir as emissões de GEE do setor de transporte marítimo, o estudo da DNV (2022), elencou os potenciais de redução de diferentes tecnologias, por categoria (Figura 2).

Logística e Digitalização (>20%)	Hidrodinâmica (5-15%)	Maquinário (5-20%)	Energia (0%-100%)	Após tratamento (>30%)
<ul style="list-style-type: none"> • Redução de velocidade • Utilização do navio • Tamanho do navio • Rotas alternativas 	<ul style="list-style-type: none"> • Revestimento de casco • Otimização do formato do casco • Lubrificação do ar • Limpeza 	<ul style="list-style-type: none"> • Melhorias de eficiência do maquinário • Recuperação de energia • Redução de potência do motor • Hibridização 	<ul style="list-style-type: none"> • GNL, GLP • Biocombustível • Eletrificação • Metanol • Amônia • Hidrogênio • Eólica • Nuclear 	<ul style="list-style-type: none"> • CCS

Figura 2: Potencial de redução de emissões de GEE por medida tecnológica, adaptado de DNV (2022).

Segundo Rehmatulla & Smith (2015) muitos autores usam a Curva de Custo Marginal de Abatimento (MACC) para analisar a ordem de magnitude que as diferentes medidas podem apresentar, em termos de redução de emissões de GEE, dado um investimento, bem como o custo variável da medida. Ou seja, o Custo Marginal de Abatimento indica o custo de abatimento de emissões para uma certa quantidade de emissões reduzida. De acordo com os autores, após analisar diferentes medidas, é possível observar que, para algumas, o custo de abatimento é negativo.

Nepomuceno de Oliveira et al. (2022) também avaliaram em seu estudo a implementação de medidas de mitigação para o setor de transporte marítimo, seus custos marginais de abatimento e os potenciais de redução de emissões. Entre as 22 medidas analisadas pelos autores, 10 apresentaram custo marginal de abatimento negativo e 12 apresentaram custo positivo. De todas as opções avaliadas, as três que apresentaram o maior potencial de mitigação foram: uso de combustíveis alternativos sem carbono (custo positivo), formato do casco (custo negativo) e redução de velocidade (custo positivo). Os autores observam que as duas últimas medidas foram responsáveis pela redução de emissões de GEE que ocorreu entre 2008 e 2012, já mencionada no início desse capítulo,

sendo dessa forma esperado que tenham um alto percentual de implementação entre os navios.

É importante considerar nas análises, contudo, que essas duas medidas já são bem difundidas no mercado e não poderiam ser instaladas de novo em uma parte relevante da frota mundial. Ainda de acordo com o estudo supracitado, os autores constataram que existe uma faixa grande de custos para a medida de redução de velocidade nas diferentes literaturas analisadas. Sendo que o custo marginal de abatimento positivo visto em alguns estudos é resultado da aquisição de novos navios para manter a tonelagem dos fretes que existia antes da implementação da medida. Contudo, a redução de velocidade é economicamente vantajosa, pois reduz o valor gasto com combustível (NEPOMUCENO DE OLIVEIRA, SZKLO, *et al.*, 2022).

Ressalta-se, todavia, que a medida de redução de velocidade pode apresentar diferentes potenciais de redução de emissão, a depender do segmento de navios para qual é aplicada. Segundo Müller-Casseres *et al.* (2021), enquanto os navios contêineres operam normalmente em velocidades de 20 a 25 nós, os navios a granel apresentam velocidade inferior, entre 12 e 15 nós, como já mencionado anteriormente. Por esse fato, o potencial de mitigação relacionado à medida de redução de velocidade é muito maior para o segmento de contêineres do que para granel. Contudo, como o mercado de contêineres conta cargas de maior valor, o aumento de tempo no trânsito envolve também mais capital imobilizado.

Como visto no **Capítulo 2**, a IMO definiu recentemente alguns requisitos operacionais e técnicos, que devem ser atendidos pelo setor de transporte marítimo. Entre as **medidas operacionais**, estão o Índice de Intensidade de Carbono (CII) e o Plano de Gerenciamento de Eficiência Energética (SEEMP).

International Transport Forum & OECD (2018) elucidam que as medidas operacionais se relacionam às formas através das quais os navios podem ser operados, identificando quatro medidas diferentes: velocidade, tamanho do navio (capacidade de utilização do navio), redução de tempo de espera do navio antes de entrada no porto e energia terrestre (do porto). Os autores observam que o tamanho do navio também pode ser considerado uma medida técnica. Ainda de acordo com o mesmo estudo, entre as

medidas citadas, a redução de velocidade é a que apresenta o maior potencial de redução de emissões.

A União Europeia, uma das regiões com metas climáticas mais ambiciosas no contexto global, colocou como metas reduzir as suas emissões em 55% em 2030, com relação a 1990, e se tornar neutra em emissões em 2050. Para dar suporte ao atendimento das metas definidas, a UE lançou o pacote legislativo chamado “Fit for 55”, o qual inclui medidas específicas para o setor de transporte marítimo (DNV GL, 2020). Dentro desse pacote está a iniciativa “*Fuel EU Maritime*”, que estabelece que a intensidade média anual de emissão de gases de efeito estufa proveniente dos combustíveis utilizados nos navios, cujos fatores de emissão devem incorporar todo o seu ciclo de vida, deve ser reduzida (com relação aos níveis de 2020) em 2% a partir de 1 de janeiro de 2025, 6% a partir de 1 de janeiro de 2030, 13% a partir de 1 de janeiro de 2035, 26% a partir de 1 de janeiro de 2040, 59% a partir de 1 de janeiro de 2045 e 75% a partir de 1 de janeiro de 2050 (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

Essa regulação se aplica para todos os navios com mais de 5.000 de arqueação bruta, independente da sua bandeira com relação a: i) energia utilizada durante a estadia em portos sob jurisdição de um Estado Membro; ii) energia total utilizada em viagens entre portos sob jurisdição de um Estado Membro; e iii) 50% da energia utilizada em viagens partindo ou chegando em um porto sob jurisdição de um Estado Membro, cujo último ou porto subsequente seja de jurisdição de um terceiro país (EUROPEAN COMMISSION, 2021). Adicionalmente, a iniciativa também promulga que a partir de janeiro de 2030, os navios atracados em portos sob jurisdição de Estados Membros, devem estar conectados à rede de energia do porto e utilizá-la durante todo o período de atracamento. A norma será aplicável para navios contêineres e de passageiros (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

Como a União Europeia é uma grande protagonista do comércio marítimo, é esperado que essas medidas impulsionem ainda mais o setor em direção à transição e ao desenvolvimento de tecnologias que possam contribuir para a redução da intensidade de emissão dos navios.

Segundo a DNV (2022), os portos têm um papel importante na transição energética do setor de transporte marítimo, pois servem como polos de energia, entregando a

infraestrutura necessária para armazenagem e abastecimento dos combustíveis alternativos e eletricidade. Ainda de acordo com o estudo, os portos podem vir a se tornar centros de captura e armazenamento de carbono (CCS) para os navios.

No que se refere a **medidas técnicas**, como já visto no **Capítulo 2**, a IMO prevê em suas regulações, níveis mínimos de eficiência energética (o Índice de Eficiência Energética para *Design* – EEDI, direcionado a novos navios, e o Índice de Eficiência Energética de Navios Existentes - EEXI), que podem ser alcançados através de medidas tecnológicas. Dessa forma, os proprietários de navio são obrigados a estar em conformidade com um dado nível de eficiência energética, baseado no *design* do navio.

International Transport Forum & OECD (2018) identificam as seguintes medidas técnicas: uso de materiais leves, *design* do navio, formas de reduzir o atrito (como tratamento do revestimento do casco e lubrificação do ar) e medidas de recuperação de energia (melhorias no propulsor e recuperação de calor). De acordo com os autores, navios com cascos mais estreitos podem reduzir o consumo de combustível entre cerca de 10 e 25% por milha náutica (a 15/16 nós), quando comparados ao *design* de casco padrão. Mas, como o *retrofit* não é aplicável nesse caso, a aplicação dessa medida suscita a fabricação de novos navios e renovação de frota.

Outra medida que tem tido sua aplicabilidade avaliada pela indústria é a captura de carbono (CCS) a bordo. Segundo a DNV (2022), embora nenhum sistema de captura de carbono completo tenha sido implementado a bordo de navios ainda, essa tecnologia pode ter um papel importante na redução de emissões de GEE do transporte marítimo. Um documento recentemente publicado pela Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2022), abordou estudos de casos da viabilidade da implementação de sistemas de captura de carbono a bordo, para os segmentos de contêineres, granel e petroleiros, levando em consideração a aplicação parcial ou completa do sistema e o uso da medida em navios novos ou via *retrofit*. Como resultado, os navios classificados como VLCC (*very large crude carrier*) do segmento de petroleiros apresentaram a maior viabilidade de implementação com um custo de abatimento de CO₂ variando entre 220 e 290 USD/tonelada de CO₂, com uma redução de emissões de CO₂ tanque-combustão de cerca de 74 a 78%.

Vale mencionar, contudo, que, na prática, a aplicabilidade de sistemas de CCS a bordo gera uma crescente ocupação de espaço uma vez que ao longo da viagem, o estoque de CO₂ capturado e armazenado em forma líquida no navio, aumentará até que possa ser transferido para um novo espaço de armazenamento em um dos portos intermediários ou final.

Com relação ao uso da energia eólica em navios, existem algumas tecnologias cuja adoção é atualmente investigada pela indústria, como a sua aplicação em forma de vela, pipas, asas fixas ou rotor *Flettner*. Segundo a DNV (2022), o potencial de redução da energia de propulsão com o uso de velas, normalmente varia entre 3 e 15%. Nepomuceno de Oliveira et al. (2022) observam, no entanto, que as tecnologias que fazem uso de energia eólica só podem ser instaladas em um percentual pequeno da frota mundial, não sendo considerada de aplicação viável no segmento de contêineres por alguns estudos.

Outra forma do uso da energia de recursos naturais para redução de emissões do setor de transporte marítimo é o uso da energia das ondas, associada a uma resistência e maior demanda de potência de propulsão – tecnologias investigadas são o uso de *foil* ou asas na proa do navio – com um potencial de redução do consumo de combustível de cerca de 1 a 3%, tendo maior sucesso em navios pequenos; há ainda a possibilidade do uso de painéis solares – com um potencial de redução da potência utilizada nos motores auxiliares, de cerca de 1% (DNV, 2022a).

Embora existam diversos tipos de medidas que podem dar suporte à transição do transporte marítimo, em direção a uma economia de baixo carbono, as projeções da DNV (2022) mostram que ainda que as metas de redução de emissão de GEE da IMO 2030 possam ser alcançadas com o uso predominante de GNL e aplicação de medidas de eficiência técnicas e operacionais, após 2040 o uso de combustíveis neutros em carbono deve se tornar a medida dominante para redução das emissões e atendimento da meta da IMO 2050.

3.2. COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS

Existem diferentes combustíveis alternativos que podem ser usados para contribuir com a redução de emissões do setor de transporte marítimo. Como os biocombustíveis, que se produzidos de forma sustentável (sem emissões de mudança de uso de solo),

podem ser considerados neutros em carbono, combustíveis produzidos via eletricidade de fontes renováveis (e-combustível) ou até combustíveis de fonte fósseis fazendo o uso de tecnologias de captura de carbono (CCS) (DNV, 2022a).

Alguns combustíveis cujo uso tem sido investigado pela indústria, são apresentados a seguir:

3.2.1. GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

O GNL é formado majoritariamente por metano (CH_4), sendo esse o combustível, entre os hidrocarbonetos, que possui o menor conteúdo de carbono (EPRS, 2020). O GNL pode ser utilizado em motores de baixa pressão (dois ou quatro tempos) ou alta pressão (dois tempos), tendo suas tecnologias já desenvolvidas e em uso em navios atualmente. Seu uso a bordo demanda condições especiais de armazenagem, como condições criogênicas com armazenamento ocorrendo a cerca de -163°C (a 1 bar), além de serem necessários maiores tanques de armazenamento (2 a 3 vezes maiores) do que para os combustíveis baseados no petróleo, implicando em um alto custo se comparado ao sistema de armazenamento dos combustíveis convencionais (DNV GL, 2019). Embora o GNL apresente um menor conteúdo de carbono, quando comparado ao bunker de navegação (LSFO¹⁸), é importante observar que há risco de vazamento de metano e que esse possui um alto potencial de aquecimento global¹⁹. O vazamento deve ser mantido sob controle para que a redução de emissões de GEE ocorra (EPRS, 2020).

Opções de substituição do GNL fóssil são: o Bio-GNL, proveniente da biomassa, e o GNL sintético obtido através do processo *Power-to-Gas*, ambos com propriedades muito próximas as do GNL convencional e de aplicabilidade considerada idêntica (DNV GL, 2019).

¹⁸ Low Sulfur Fuel Oil

¹⁹ Potencial de Aquecimento Global do metano - GWP 100 (AR6): 27,9/ GWP 20 (AR6): 81,2 (IPCC, 2022).

3.2.2. GÁS LIQUEFEITO DO PETRÓLEO (GLP)

É uma mistura de propano e butano em forma líquida. O GLP pode ser obtido como um coproduto da produção de óleo e gás ou um coproduto do refino. Da mesma forma, é possível obter GLP renovável, como um coproduto da produção de diesel renovável. Devido à menor densidade energética por volume do GLP, se comparado ao bunker de navegação, o armazenamento desse combustível requer tanques cerca de 2 a 3 vezes maiores do que os tanques de armazenamento de óleo. Seu uso como combustível em navios pode ocorrer através de um motor ciclo diesel de dois tempos, motor ciclo Otto de quatro tempos ou em turbina a gás (DNV GL, 2019).

Segundo DNV GL (2019), já existe um motor dual (MAN ME-LGI) comercialmente disponível.

3.2.3. BIOCOMBUSTÍVEIS

Os biocombustíveis podem ser produzidos por uma vasta gama de matérias primas, como resíduos animais e florestais, resíduos de agricultura, gordura animal, óleos vegetais e culturas de alimentos (ABS, 2021). Dependendo da matéria prima e processo produtivo utilizados, a redução de emissões de GEE provenientes do uso dos biocombustíveis, considerando todo seu ciclo de vida, pode variar entre 20 e 90%, se comparado aos combustíveis fósseis (DNV GL, 2019). Segundo DNV GL (2019), os biocombustíveis são vistos como combustíveis bem posicionados para substituir os combustíveis fósseis na frota existente, uma vez que podem ser utilizados como *drop-in*, sem necessidade de grandes modificações na estrutura já existente, tanto misturados com combustíveis convencionais quanto através do seu uso integral. Todavia, existem preocupações com limitações na disponibilidade de biomassa sustentável para produção desses combustíveis.

Entre as opções de biocombustíveis proveniente de oleaginosas, Carvalho et al. (2021) identificam o óleo vegetal puro (SVO), o biodiesel (fatty acid methyl ester – FAME) e o óleo vegetal hidrotratado (HVO), como potenciais opções para o setor de transporte marítimo. No que se refere ao SVO, o estudo sugere que o combustível possui vantagens como a maturidade tecnológica, alta densidade energética e o fato de poder ser utilizado como *drop-in*. Por outro lado, entre as desvantagens estão os possíveis conflitos

de disponibilidade com o setor de alimentos e produção de biodiesel, além de preocupações relacionadas à sustentabilidade. Ainda de acordo com o mesmo estudo, o biodiesel apresenta as mesmas vantagens descritas para o SVO, e, adicionalmente a existência de um mercado e cadeia de produção já consolidados, mas ressalta pontos negativos como sua utilização já estabelecida no setor rodoviário e preocupações relacionadas à sustentabilidade.

Com relação ao HVO, Carvalho et al. (2021) destacam como pontos positivos, a possibilidade de ser utilizado como *drop-in*, alta densidade energética, a existência de uma produção em escala comercial e a perspectiva de crescimento nos próximos anos. Com relação às desvantagens, além dos problemas de sustentabilidade, os autores sugerem que devido à sua alta qualidade, o HVO pode se tornar uma alternativa mais interessante para o setor de aviação.

O relatório da DNV GL (2019), também identifica como biocombustíveis mais promissores para uso em navios, o HVO e o biodiesel. Ainda segundo o estudo, embora o HVO seja um combustível de alta qualidade, longa estabilidade e passível de ser utilizado como *drop-in*, há, até o momento, pouca experiência operacional com o uso do HVO como combustível em navios.

No que se refere aos constantemente citados problemas relacionados à sustentabilidade e conflitos com outros setores, Carvalho et al. (2021) observam que o uso de resíduos de biomassa para produção de combustíveis pode reduzir essas preocupações e viabilizar a produção de biocombustíveis em grande escala. O biometanol é uma das opções de combustíveis que podem ser produzidos a partir de resíduos da biomassa e será abordado mais a frente nesse capítulo.

3.2.4. HIDROGÊNIO (H₂)

O hidrogênio é um carregador de energia utilizado amplamente na indústria química. Pode ser produzido usualmente via eletrólise da água ou através da reforma do gás natural ou do biometano, sendo a rota via reforma do gás natural a forma de uso dominante no mercado atual (DNV GL, 2019). De acordo com PATONIA & POUDINEH (2022), em 2018 a demanda global por hidrogênio foi de pouco mais de 70 milhões de toneladas, com quase 40 milhões de toneladas da demanda sendo referente ao setor de refino, pouco

mais de 30 à produção de amônia e o remanescente a outros setores. 48% do hidrogênio produzido em 2018 se deu a partir da reforma do gás natural e, apenas 4%, de fontes de eletricidade renovável. Caso o hidrogênio seja produzido via eletrólise da água, utilizando-se fonte de energia renovável, ou a partir de eletricidade de origem fóssil com o uso de CCS, obtém-se uma cadeia de produção com emissões praticamente nulas de GEE. Não obstante, é uma produção que demanda uma quantidade considerável de energia (DNV GL, 2019).

Embora seja possível utilizar o hidrogênio em motores de combustão adaptados, a eficiência costuma ser baixa, cerca de 40 a 50%. Sendo assim, a forma mais eficiente de utilizar o hidrogênio é através das pilhas a combustível, que apresentam uma eficiência maior, variando entre 50 e 60% (DNV GL, 2019).

As condições para armazenamento do hidrogênio também são desafiadoras, podendo ser armazenado ou como gás comprimido ou líquido criogênico (-253°C), sendo que a primeira opção pode gerar um problema em que as moléculas são pressionadas para dentro do material do tanque de armazenamento (DNV GL, 2019). Se utilizado no estado líquido, é necessário cerca de 5 vezes mais volume de hidrogênio para entregar um mesmo nível de energia do bunker de navegação (HFO²⁰), se estocado no estado comprimido esse volume se torna cerca de 10 a 15 vezes maior do que o do bunker de navegação (EPRS, 2020). Até o momento, existe pouca experiência como o armazenamento e uso do hidrogênio em navios (DNV GL, 2019).

De acordo com Carvalho et al. (2021), entre as desvantagens do uso do hidrogênio em navios, estão sua alta inflamabilidade, a produção de chama invisível, densidade energética (por volume) muito baixa, imaturidade tecnológica, além de altos custos de produção, transporte e abastecimento.

Segundo EPRS (2020), em 2020 cerca de apenas 5% da produção de hidrogênio era proveniente da eletrólise com o uso de fontes renováveis, 11% do carvão, 16% do óleo e 68% do gás natural.

²⁰ Heavy Fuel Oil.

3.2.5. AMÔNIA (NH₃)

A amônia também é uma fonte de armazenamento de hidrogênio, um combustível livre de carbono, que se torna líquido a temperaturas mais altas do que o hidrogênio (-33°C) e possui uma densidade energética mais de 50% superior ao hidrogênio líquido por unidade de volume. Sendo assim, o armazenamento e distribuição da amônia são mais simples do que para o hidrogênio. Ainda assim, o uso da amônia a bordo demanda maior espaço de armazenamento, se comparado aos combustíveis convencionais. Além disso, características como alta temperatura de autoignição, baixa velocidade de chama, alto calor de vaporização, baixo limite de inflamabilidade e toxicidade são desvantagens do uso da amônia em motores a combustão. Assim como o hidrogênio, a amônia pode ser utilizada em pilhas a combustível, cuja tecnologia ainda está em desenvolvimento (DNV GL, 2019).

De acordo com FAO (2019), em 2016 a capacidade de produção global de amônia era de 180,4 milhões de toneladas e a capacidade de produção prevista para 2022, em 2018, era de 190,4 milhões de toneladas. A amônia é produzida, majoritariamente, através do gás natural, na medida em que, como visto no item anterior, a reforma a vapor do metano é a principal fonte de H₂, e o processo *Haber-Bosch* é o processo industrial de produção de amônia (IEA, 2021). Outras formas de se obter a amônia são a produção através da nafta, HFO, carvão, via eletrólise da água com fontes renováveis ou através do biometano (DNV GL, 2019). Se produzida via fontes renováveis, que não contem com emissão de GEE em seu ciclo de vida, e, utilizada sem ser associada a combustíveis baseados em carbono quando do seu uso a bordo, a amônia se torna um combustível marítimo livre de emissões de GEE (ABS, 2021).

O uso de amônia é basicamente direcionado para fertilizantes²¹ ou produtos de limpeza. O relatório da FAO (2019) mostra que a demanda por nitrogênio para uso em fertilizantes era de 105,1 milhões de toneladas em 2016 e a projeção para 2022, em 2018, era de 111,5 milhões de toneladas. Ainda de acordo com o relatório, a demanda de nitrogênio para outros usos, era de apenas 36,9 milhões de toneladas em 2016, com

²¹ Uso do nitrogênio para produção de fertilizantes.

previsão de 40,6 milhões de toneladas em 2020. HEFFER & PRUD'HOMME (2016) indicam que, no período entre 2010 e 2011, de todas as aplicações globais de fertilizantes nitrogenados em culturas, a maior parte, cerca de 55%, foi direcionada para a produção de cereais.

Embora a infraestrutura de armazenamento da amônia a bordo ainda seja uma barreira, como a amônia já é amplamente utilizada na indústria terrestre, já existe uma infraestrutura de transporte e manuseio estabelecidas (DNV GL, 2019).

Carvalho et al. (2021) apontam que a amônia tem pontos positivos para ser utilizada como combustível a bordo, como a grande capacidade de redução de emissões de GEE em todo o ciclo de vida, além de reduzir também a emissão de poluentes. Mas, tanto o uso da amônia em motores a combustão como em pilhas a combustível ainda enfrenta desafios técnicos e tecnológicos, não apresentando maturidade tecnológica, tendo, portanto, baixa aplicabilidade na frota existente. Além disso, a baixa densidade energética da amônia, a alta toxicidade, podendo oferecer riscos operacionais à tripulação e ao meio ambiente marinho no caso de vazamento, e o alto custo de produção tornam o combustível menos atraente, pelo menos no curto prazo.

De acordo com DNV (2022), cerca de 120 portos estão atualmente envolvidos com o transporte de amônia.

3.2.6. METANOL (CH₃OH)

O metanol é um composto amplamente utilizado na indústria química para produção de plásticos, cosméticos, combustíveis, tintas, entre outros (Hobson et al. 2018; IRENA, 2021). Atualmente a produção global de metanol é de cerca de 98 milhões de toneladas anuais, cuja quase totalidade é proveniente de combustíveis fósseis, baseada na reforma a vapor do metano (IRENA, 2021b, SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, ROCHEDO, SCHAEFFER, CARVALHO, MULLER-CASSERES, *et al.*, 2020). Projeções indicam que essa produção poderia passar para 500 Mt por ano em 2050 (IRENA, 2021b).

De acordo com Yadav et al. (2020), existem mais de 90 plantas de produção de metanol no mundo. No que se refere à distribuição, o metanol já pode ser encontrado em

100 portos (IRENA, 2021b). Dados indicam que em 2020 a Ásia²² foi o maior produtor de metanol (40%), e o menor, a Europa (2%) (MMSA, 2021). Segundo da Silva et al. (2021), todo o metanol utilizado no Brasil ainda é importado, sendo 32% do total direcionado para a produção de biodiesel.

Embora o metanol seja majoritariamente produzido através de fontes fósseis, os componentes necessários para sua produção podem ser obtidos por diversos tipos de matérias primas. O metanol é gerado através do gás de síntese, que consiste em uma mistura de hidrogênio, dióxido de carbono e monóxido de carbono (BLUMBERG, LEE, *et al.*, 2019, RODIONOVA, POUDYAL, *et al.*, 2016). Quando produzido a partir da biomassa, de forma sustentável, pode reduzir de forma considerável os impactos ambientais gerados por combustíveis fósseis (YADAV, ATHANASSIADIS, *et al.*, 2020).

O biometanol pode ser produzido a partir da gaseificação de biomassa lignocelulósica, como resíduos florestais, resíduos agrícolas, entre outras fontes de matéria orgânica, assim como através do biogás, o qual pode ser obtido com a biodigestão de resíduos animais, resíduos agroindustriais, esgoto sanitário ou aterros (SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, ROCHEDO, SCHAEFFER, CARVALHO, MULLER-CASSERES, *et al.*, 2020).

Na Figura 3 é possível notar que, enquanto na primeira rota o gás de síntese é obtido através da reforma do biometano, na segunda ocorre via gaseificação da biomassa.

²² Sem incluir a China



Figura 3: Rotas de produção de biometanol, adaptado de Szklo et al. (2020).

Também é possível se produzir metanol a partir da obtenção do hidrogênio via processo de eletrólise com o uso de energia renovável, junto à obtenção do CO₂ via captura do ar ou exaustos de combustão de biomassa, gerando um metanol renovável. Assim é possível produzir o gás de síntese, e, posteriormente o CH₃OH (Hobson et al. 2018; IRENA, 2021).

Independente da rota de produção, o produto incorre em um metanol quimicamente idêntico ao produzido por combustíveis fósseis (IRENA, 2021b). Embora as alternativas de produção de metanol através de fontes renováveis venham ganhando foco (FÓZER, TÓTH, *et al.*, 2021), a produção de metanol renovável é ainda inferior a 0,2 Mt anuais, sendo dessa parcela, a maior parte produzida a partir da biomassa (IRENA, 2021b).

O metanol é líquido em condições ambientes (-93 a 65°C), o que torna seu armazenamento mais simples e barato se comparado ao GNL, hidrogênio ou amônia, podendo ser armazenado nos tanques já existentes nos navios, com poucas modificações (DNV GL, 2021). Todavia, devido à sua densidade e menor poder calorífico (19,5 MJ/kg), o metanol demanda cerca de 2,5 mais espaço nos tanques de armazenagem do que o diesel marítimo (MGO) por unidade de energia, mas tanques similares ou até menores do que o que é necessário para o GNL (DNV GL, 2019).

O metanol pode ser utilizado tanto em motores duais, ciclo diesel, ou motores de quatro tempos, ciclo Otto, ambos com o uso do diesel para ignição. Já existe um motor

dual comercialmente disponível (MAN ME-LGI) e em operação em navios. Também existe um motor de quatro tempos da Wärtsilä operando no *Ferry Stena Germanica*. Adicionalmente, o metanol pode ser utilizado em pilhas a combustível, cuja tecnologia ainda está sendo desenvolvida (DNV GL, 2019).

A faixa de inflamabilidade e ponto de fulgor do metanol demandam maiores medidas de segurança e proteção para que não ofereça risco à tripulação (PAULAUSKIENE, BUCAS, *et al.*, 2019a). Por ser altamente inflamável, o armazenamento ou manuseio impróprio do composto pode levar a explosões (IRENA, 2021b).

Por ser uma *commodity* global disponível em diversos portos ao redor do globo e transportada por navios, o metanol já conta uma infraestrutura de abastecimento pronta (IRENA, 2021b).

As projeções da DNV (2022), mostram que para o atendimento das metas da IMO, em 2050 os combustíveis neutros em carbono precisariam contribuir com 40% do mix total de combustíveis do setor de transporte marítimo. O estudo indica ainda que o futuro mercado de combustíveis marítimo deve contar com diferentes opções de fontes de energia e uma tendência de integração de mercados regionais de produção de energia e indústrias.

Preço e disponibilidade serão fatores decisivos na viabilidade de implantação dos combustíveis alternativos. Em locais com disponibilidade suficiente de biomassa sustentável a DNV (2022), sugere que o bioGNL, bioMGO e biometanol seriam fortes candidatos. Por outro lado, em locais com baixa disponibilidade de biomassa, os e-combustíveis e combustíveis produzidos via fontes fósseis, atrelados ao CCS, se tornariam mais competitivos. A produção de e-combustíveis, todavia, requer disponibilidade de eletricidade proveniente de fontes renováveis, e, a depender do combustível em questão, da disponibilidade de carbono sustentável (seja via captura do ar ou biogênico).

No que se refere aos custos dos combustíveis alternativos, a Maersk MMC (2021) publicou um documento que aponta que, em 2025, a projeção é de que o LSFO²³ tenha

²³ Low sulphur fuel oil.

um custo de produção de aproximadamente um quinto do da amônia e hidrogênio, se produzidos via fontes renováveis. Nas projeções, o biometanol apresenta um custo de produção em 2025 cerca de 2,5 vezes maior do que o LSFO. O GNL, por sua vez, apresenta o menor custo projetado para 2025 (Tabela 20).

Tabela 20 – Estimativa de custos de produção dos combustíveis, adaptada de Maersk MMC (2021).

Combustível	Custo 2025 (USD/GJ)
LSFO²⁴	~ 11
GNL	~8
Biometanol	~25
e-metanol	~60
Amônia (<i>blue</i>)	~25
e-amônia	~50
Hidrogênio (<i>blue</i>)	~30
e-hidrogênio	~50
Biometano	~23
e-metano	~60

Além de fatores como preço e disponibilidade, o espaço ocupado a bordo é um fator chave. Combustíveis com alto poder calorífico em base volumétrica e mássica necessitam de menos espaço para armazenamento e menor massa. Sendo assim, a densidade energética de um combustível determina, parcialmente, sua aplicabilidade em certos tipos de navio (DNV GL, 2019).

Os dados da DNV GL (2019) mostram que o GNL possui uma densidade energética, por volume, cerca de 40% menor do que o diesel, e aproximadamente igual à do GLP. O hidrogênio, a amônia e metanol possuem densidade energética por volume, ainda menores. Todavia, como no caso do metanol o volume necessário para o sistema de armazenamento é menor, na prática, o volume necessário a bordo é próximo do GNL. Já o hidrogênio possui uma densidade muito inferior à dos demais combustíveis, demandando muito espaço a bordo e impactando a sua viabilidade como combustível marítimo para rotas de longo percurso. O biodiesel tem, por sua vez, uma densidade

²⁴ Com base nos valores da referência, verifica-se que, embora a mesma trate os dados como custo estimado de produção, no caso de LSFO e GNL, os valores apresentados indicam tratar-se de estimativas de preço médio dos combustíveis.

energética (por volume) bem próxima à encontrada em combustíveis fósseis tradicionais (Tabela 21).

Tabela 21 – Características dos combustíveis alternativos. Fontes: (IEA, 2017, IRENA, 2021a, KEN WEI, 2021).

Combustível	Densidade energética (GJ/m³)	Pressão de armazenamento (bar)	Temperatura de armazenamento (°C)
GNL	23,4	1	-162
Metanol	15,8	1	20
NH3 líquida	12,7	1	134
		8,6	20
H2 líquido	8,5	1	-253
H2 comprimido	7,5	700	20
Biodiesel (FAME)	33,7	1	Temperatura ambiente
HVO	33,5	1	Temperatura ambiente

O uso de combustíveis de menor densidade energética, gera além da perda de espaço a bordo, uma necessidade de abastecimento com maior frequência, o estudo da DNV GL (2019) mostra que, enquanto o uso do HVO a bordo pode entregar uma autonomia de meses para a operação, o uso do GNL, GLP, metanol e amônia líquida conferem uma autonomia em escala de semanas, já o hidrogênio líquido, de apenas dias.

A disponibilidade comercial das tecnologias também não pode ser desconsiderada. O relatório da DNV (2022) apresenta uma linha do tempo para maturidade tecnológica de diferentes conversores de energia, junto a suas regulações. O documento mostra que, para o metanol, já há motor dual comercialmente disponível, o motor de quatro tempos tem uma previsão para estar disponível em 2024 e a regulamentação de segurança para o uso desse combustível a bordo já está disponível. Com relação à amônia, o motor dual deve estar disponível em 2025, o motor de quatro tempos em 2026, pilhas a combustível após 2034 e as regulamentação de segurança em 2028. No que se refere ao hidrogênio, as pilhas a combustível devem estar disponíveis em 2025, o motor de quatro tempos em 2028 e regulamentação de segurança após 2030.

Com relação às contribuições de cada combustível com o atendimento das metas da IMO, o relatório da ABS (2021) apresenta um levantamento dos potenciais de redução de

emissão de GEE de diversos combustíveis alternativos, quando comparados com o LSFO (Tabela 22). Os dados levam em consideração o ciclo de vida completa dos combustíveis. Vale ressaltar que as estimativas de redução de emissão de GEE dos combustíveis alternativos pode apresentar uma grande variabilidade na literatura, a depender do método alocativo utilizado e, no que se refere aos biocombustíveis, se os cálculos incluem emissões indiretas de mudança de uso do solo ou não.

Tabela 22 – Potencial de redução de emissão dos combustíveis alternativos, adaptada de ABS (2021).

Combustível	Potencial de redução de GEE²⁵
GNL (diesel)²⁶	-16%
GNL (Otto)	-6%
GLP	-16%
Metanol (fontes fósseis + CCS)	-27%
Metanol (renovável)²⁷	-95%
NH3 (fontes fósseis + CCS)	-57%
NH3 (renovável)²⁸	-83%
H2 (fontes fósseis + CCS)	-74%
H2 (renovável)	-100%

De forma a sumarizar riscos e oportunidades relativos a cada combustível, a Tabela 23 apresenta o status dos combustíveis alternativos em relação aos possíveis desafios que podem ser enfrentados para sua aplicação no setor de transporte marítimo. Desafios considerados de maior relevância, estão classificados em vermelho, de média relevância em amarelo, de baixa relevância em azul e de muito baixa relevância, em verde.

²⁵ Well-to-wake, GWP 100 (AR 5).

²⁶ A diferença nas emissões de GEE entre os motores diesel e ciclo Otto, se referem às quantidades diferentes de vazamento de metano.

²⁷ Emissões de GEE se referem ao uso de combustível fóssil para a ignição.

²⁸ Emissões de GEE se referem ao uso de combustível fóssil para a ignição e alguma formação de N2O.

Tabela 23 – Desafios por combustível alternativo. Fontes: DNV GL, (2020) & Carvalho et al. (2021).

Barreiras	GNL	GLP	Metanol ²⁹	NH ₃ ³⁰	H ₂ ³¹	HVO
Maturidade tecnológica	Muito baixa	Média	Média	Alta	Alta	Baixa
Disponibilidade	Muito baixa	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta
Infraestrutura	Média	Alta	Alta	Alta	Alta	Baixa
Segurança	Muito baixa	Média	Baixa	Alta	Alta	Baixa
Capital investido	Média	Média	Baixa	Média	Alta	Baixa
Custo da energia	Muito baixa	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta
Densidade energética (volumétrica)	Baixa	Baixa	Baixa	Média	Média	Baixa

Por fim, os dados da DNV (2022) mostram que, dos navios atualmente em operação, cerca de 98,8% ainda são movidos a combustíveis convencionais, e, embora esse percentual tenha caído com relação aos navios encomendados, desses cerca de 79% são com motores para combustíveis convencionais. Entre os 21% dos navios encomendados com combustíveis alternativos (1.046 navios), pouco mais de 50% são movidos a GNL (534 navios - 167 tanqueiros de GNL e 367 outros tipos de navios) e cerca de 40% são movidos a baterias ou híbridos (417 navios), sendo, portanto, navios menores. Cerca de 5% dos navios são movidos a GLP (57 navios), aproximadamente 3% a metanol (14 tanqueiros de metanol e 21 contêineres) e os demais a hidrogênio (3 navios).

Em suma, dificilmente uma motorização ou combustível alternativo seriam técnica e financeiramente competitivos no contexto do setor de transporte marítimo, que faz uso de um combustível residual do refino em motores de combustão de dois tempos. É essa uma configuração simples e de custo muito baixo. Logo, todas as opções de combustíveis alternativos trazem seus desafios operacionais e financeiros. O metanol, quando comparado a outras opções, tem a vantagem de ser líquido em condições ambientes, o que torna seu manuseio e armazenagem mais simples; já conta com infraestrutura de transporte, além de já existir uma tecnologia madura de motor para seu uso. Assim, esse combustível foi escolhido para servir como experimento no presente estudo.

²⁹ Neutro em carbono, com uso de motor a combustão.

³⁰ Renovável, com uso de motor a combustão.

³¹ Uso em células combustível.

3.3. BARREIRAS À ADOÇÃO DE TECNOLOGIAS DE BAIXO CARBONO

De acordo com a DNV GL (2021), a transição energética atualmente em curso, possui características diferentes das anteriores. Nas transições anteriores a indústria passou da energia eólica para o carvão e vapor, depois para o óleo, consistindo em uma transição com uma única direção, para apenas um combustível e com todos os navios fazendo o mesmo movimento, em vista de ganhos financeiros. A transição que está em desenvolvimento atualmente, por outro lado, além de ser direcionada pela necessidade de atendimento das metas climáticas e não por retornos financeiros (DNV GL, 2021), tem o agravante da existência de várias opções de combustíveis alternativos e a possibilidade de os navios realizarem a transições rumo a diferentes opções de fontes de energia. A existência de diferentes trajetórias, entrega uma maior complexidade à nova transição (DNV, 2022).

Variações na configuração do navio, tipo de carga transportada e rotas, podem levar a diferentes seleções de combustíveis por parte de seus proprietários. Da mesma forma, algumas tecnologias de eficiência energética que são avaliadas como custo efetivas na média, se analisadas de forma direcionada para classes específicas, como segmentos, rotas ou *commodities* específicas, para algumas classes pode não se mostrar custo-efetiva. Rehmatulla & Smith (2015), observam que essa heterogeneidade do setor pode levar a avaliações diferentes da custo efetividade das tecnologias de redução de emissões, e por consequência, a adoção dessas medidas nem sempre é homogênea entre as diferentes empresas do setor. Como exemplo, os autores citam a medida de redução de velocidade, que é muito mais custo efetiva para contêineres do que para petroleiros ou navios a granel.

Como já citado anteriormente nesse capítulo, as redes portuárias são uma parte chave do setor e devem ter sua estrutura preparada para dar suporte à transição. Todavia, a escolha do combustível “certo” para direcionar os investimentos é também problemática para os atores envolvidos no gerenciamento dos portos. A DNV (2022) levanta o fato de que as múltiplas opções de combustíveis trazem imprevisibilidade para os trajetos. De fato, no contexto atual, os combustíveis baseados em petróleo estão disponíveis na maior parte dos portos, localizados estrategicamente entre as rotas de comércio. Os proprietários de navio podem inclusive abastecer o navio de forma estratégica, enchendo os tanques em portos em que o combustível está mais barato e colocando apenas o necessário quando

está mais caro. Com um portfólio diversificado de combustíveis e com os portos e proprietários de navios selecionando diferentes opções, esse planejamento se tornará mais complexo. Ademais, a menor densidade energética dos combustíveis alternativos gera também a necessidade de abastecimento mais constante, conforme antes destacado.

A complexidade da transição também é refletida nos contratos de afretamento. Dificuldades podem ser enfrentadas quando as duas partes envolvidas em um contrato possuem diferentes objetivos (REHMATULLA, SMITH, 2015). Não obstante, como visto no **Capítulo 2**, existem diferentes tipos de contrato e responsabilidades assumidas em cada um dos modelos. No modelo de contrato de fretamento por viagem (“*voyage charter*”), o proprietário do navio é responsável pelos custos de viagem, o que inclui o custo relacionado ao combustível. Nos demais, fretamento a tempo (“*time charter*”) ou de fretamento a casco nu (“*bareboat charter*”), essa responsabilidade é do afretador. Sendo os combustíveis alternativos mais caros do que os convencionais e dado que o valor do combustível corresponde a uma parcela significativa dos custos anuais totais da operação de um navio, investir em combustíveis de baixo carbono pode reduzir substancialmente a margem dos proprietários ou afretadores, a depender do tipo de contrato.

De acordo com a Maersk MMC (2021), com quase toda a indústria marítima utilizando combustíveis fósseis, o valor do combustível representa cerca de 20 a 35% do custo total de propriedade dos navios (em inglês, “*total cost of ownership*” – TCO), com os navios contêineres apresentando a maior proporção de custo relacionado a combustíveis no TCO. O relatório observa que, além do custo da compra do combustível, a qualidade do combustível afeta também os custos relacionados à manutenção e desempenho do navio.

Corroborando essa informação, Rehmatulla & Smith (2015) indicam que existem custos ocultos que podem representar barreiras para a implementação de medidas de eficiência no setor. Entre os custos levantados pelos autores está o custo relacionado à introdução da tecnologia de baixo carbono, como problemas com segurança, manutenção extra, confiabilidade e qualidade de serviço.

Nesse contexto, é possível observar que os contratos de “*time charter*” e “*bareboat charter*”, colocam o afretador em uma posição de maior risco. Além de assumir o custo

dos combustíveis, estando expostos a riscos de disponibilidade de combustível, qualidade e oscilação de preços, nesses formatos de contrato o afretador é responsável também por tomar decisões sobre gerenciamento da carga durante o transporte, locais e período de carga e descarga, bem como o gerenciamento do abastecimento dos navios. Adicionalmente, sem que haja alguma garantia de que os proprietários de carga, ou demais afretadores, estarão dispostos a investir em um combustível mais caro no futuro, o proprietário do navio não terá incentivos para investir em tancagem e motorização para um combustível diferente do convencional.

A implementação de medidas de eficiência energética também gera muitas vezes custos de interrupção, pois algumas medidas demandam *retrofit* e só podem ser instaladas com suspensão temporária da operação dos navios. De acordo com Rehmatulla & Smith (2015), esse é um outro custo que, se não levado em consideração, pode subestimar o investimento total em uma dada medida de eficiência.

Assim, a transição energética do setor de transporte marítimo internacional depende da coordenação entre os diferentes setores da indústria, para que seja viável. A DNV (2022) destaca a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias de navios, combustíveis neutros em carbono e infraestrutura em terra, assim como de desenvolvimento da capacidade de produção dos combustíveis alternativos. Além disso, o estudo frisa que as regulamentações de segurança ainda são incipientes e que a introdução dos novos combustíveis traz novos desafios relacionados à segurança, como por exemplo a toxicidade da amônia e a extrema inflamabilidade do hidrogênio, suscitando o desenvolvimento de novas regulamentações.

No que se refere especificamente aos biocombustíveis, há ainda um ponto adicional de atenção, pois, para garantir que o uso de um dado biocombustível está de fato contribuindo para reduzir as emissões de GEE do setor, é necessária a implementação de procedimentos de certificação para garantir a sustentabilidade das cadeias de produção e excluir aquelas que envolvam desmatamento e aumento de consumo de energia (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2021). De acordo com DNV (2022), a IMO está desenvolvendo as diretrizes para cálculos de emissões de GEE dos combustíveis, considerando todo o seu ciclo de vida, o que será de extrema importância para futuras certificações.

3.4. ESTRATÉGIAS DO SETOR

Existem diferentes partes interessadas envolvidas nos processos de tomadas de decisão da implementação de combustíveis alternativos no setor de transporte marítimo. E, como já abordado anteriormente, há um receio, seja por parte dos proprietários de navios, operadores portuários ou produtores de combustível, em fazer “o primeiro movimento” em direção à implementação de um dado combustível alternativo. Pelo fato de existirem várias trajetórias possíveis para se alcançar a meta climática do setor, uma escolha errada pode levar a um ativo afundado no futuro.

A DNV GL (2020) agrupa as partes interessadas que influenciam as decisões dos proprietários de navios, com relação ao uso de combustíveis alternativos, em diferentes categorias. De um lado, encontram-se os facilitadores do processo, ou seja, as partes interessadas que entregam a infraestrutura necessária para a operação, como atores envolvidos na cadeia de fornecimento de fabricação dos navios e os fornecedores terrestres; e do outro lado os condutores, ou em outras palavras, atores que direcionam o processo de transição, como as instituições financeiras, reguladores e proprietários de carga. Dando apoio a todo o processo, estão os provedores de conhecimento, conforme apresentado na Figura 4.



Figura 4: Partes interessadas na adoção de combustíveis alternativos por navios. Em azul os facilitadores, em verde os condutores. Adaptado de DNV GL (2020).

De acordo com o relatório da DNV GL (2020), sinais regulatórios claros e de longo prazo, de âmbito internacional, regional, nacional e local, podem reduzir a insegurança das partes interessadas e acelerar a implementação dos combustíveis alternativos. Como os reguladores são condutores do processo de transição energética, a falta de sinais claros e direcionamento do setor traz insegurança para os demais atores envolvidos na indústria. A ABS (2021), além de apontar os acordos internacionais e políticas domésticas como essenciais para viabilização do processo de transição, ressalta também que a preferência dos consumidores será um dos grandes condutores da transição energética do setor de transporte marítimo. Isso ocorre pois, à medida que há uma demanda por produtos com baixa emissão de carbono, não apenas as empresas precisam redesenhar suas estratégias para atender aos consumidores finais, como também deve existir uma maior disposição a pagar por esses produtos.

Mecanismos de divisão de riscos, como acordos de contratos de longo prazo entre proprietários de carga e proprietários de navios, abrangendo o uso de um certo combustível alternativo, ou até mecanismos que permitam a divisão de custos entre as diferentes partes interessadas do setor, também podem reduzir os riscos dos pioneiros, viabilizando que as primeiras ações sejam tomadas. A adoção de políticas de contratação de longo prazo, por parte dos proprietários de carga, pode ajudar a viabilizar o investimento em navios movidos à combustíveis alternativos (DNV GL, 2020).

Rehmatulla & Smith (2015) apontam que a falta de informação, o custo de se obter informação e a precisão das informações também são dificuldades que têm sido enfrentadas por empresas da indústria marítima. Hessevik (2022) sugere que as redes e grupos voltados para descarbonização do setor de transporte marítimo podem ser uma forma de viabilizar o acesso à informação para os atores envolvidos no setor, propiciando o monitoramento de tecnologias em desenvolvimento e diluindo as incertezas que existem para as empresas nesse momento de transição do setor. Segundo o autor, há uma tendência de criação de grupos, com algumas redes de descarbonização do setor de transporte marítimo tendo sido criadas na última década, em diversos países. Entre os benefícios dessas redes estão a habilidade de disseminar e interpretar as novas informações e apoiar as partes interessadas a lidar com as mudanças.

As redes também estimulam a transparência de dados sobre a sustentabilidade, metas e redução de emissões de GEE das empresas do setor. A DNV (2022) observa que os investidores estão avaliando de perto todas as oportunidades de investimento, com o objetivo de evitar futuros ativos afundados³², que possam estar em desacordo com os requisitos de descarbonização, devido a escolhas erradas com relação à combustível e tecnologia.

Nesse sentido, destacam-se associações como - “*Poseidon Principles*”, que estabelece uma estrutura para a análise e divulgação do alinhamento climático dos portfólios de navios das instituições financeiras, colocando um padrão para que se possa avaliar quantitativamente se os portfólios das instituições financeiras estão alinhados com as metas climáticas e oferecendo diretrizes de como alcançar esse padrão (POSEIDON PRINCIPLES, 2022); a “*The Science Based Targets initiative (SBTi)*”, que criou um ambiente em que as empresas podem definir e divulgar suas metas de redução de emissão de GEE, alinhadas com os dados climáticos e analisar sua cadeia de valor completa (SBTI, 2022); e a “*Sea Cargo Charter*”, que estabelece uma estrutura para análise e divulgação do alinhamento relativo às metas climáticas de empresas do segmento de transporte a granel, definindo um padrão e entregando diretrizes (SEA CARGO CHARTER, 2022). Essas iniciativas têm o potencial de reduzir as incertezas e riscos dos investidores do setor de transporte marítimo.

Outra estratégia vista como primordial por muitos estudos é a adoção de mecanismos de mercado, visando tornar os combustíveis alternativos mais competitivos em termos de preço, se comparado aos combustíveis fósseis. Ao incorporar o custo referente às externalidades causadas pela emissão de GEE, quando da utilização dos combustíveis fósseis, o preço desses combustíveis se torna mais alto, reduzindo assim a diferença dos valores entre os combustíveis fósseis e alternativos.

De acordo com a ABS (2021) e DNV (2022), a União Europeia apresentou uma proposta de incluir o setor de transporte marítimo no mercado de carbono (EU ETS). A IMO também está avaliando um pacote de medidas de mercado para o setor, e, há

³² Recursos investidos em ativos que não podem mais ser recuperados.

expectativas de que a definição com relação a esse pacote ocorra em meados de 2023 durante a MEPC 80 (*Marine Protection Environmental Committee*). Dentro do escopo existem quatro opções sendo avaliadas (DNV, 2022)³³:

1. Um sistema baseado em tributos sobre emissões absolutas de GEE (do poço à hélice), em que a IMO determinaria o preço de GEE;
2. Um sistema de tributação baseado no desempenho do CII, em que navios com um desempenho abaixo do padrão teriam que pagar por tonelada de CO₂. Já os navios que estivessem acima do padrão receberiam uma recompensa;
3. Um sistema de tributação baseado em emissões de CO₂ absolutas, tanque-combustão, em que a receita seria parcialmente utilizada para subsidiar navios de emissão zero. A IMO determinaria o preço de CO₂;
4. Um sistema de emissões “*cap and trade*”, parecido ao mercado de carbono Europeu (EU ETS), em que a IMO determinaria o nível de emissões de GEE (do poço à hélice) e os certificados seriam leiloados. O mercado determinaria, portanto, o preço do CO₂.

Ainda segundo a DNV (2022), as avaliações de impacto iniciais das propostas indicam um preço de CO₂ ou GEE entre 50USD/tCO₂ e 300USD/tCO₂ em 2050. CARVALHO et al. (2021b) analisaram em seu estudo a viabilidade de diferentes biocombustíveis, identificando os locais de potencial produção, logística de fornecimento e custos. O estudo mostra que, como os combustíveis marítimos apresentam preços menores se comparados com os combustíveis usados em outros setores (como aviação e rodoviário), a diferença de preço dos combustíveis marítimos convencionais para os alternativos se torna maior. Nesse sentido, como resultado do estudo, foi encontrado que, para os preços dos biocombustíveis marítimos se aproximarem dos preços do diesel marítimo (MGO), o valor de CO₂ precisaram estar na faixa de 68USD/tCO₂ a 516 USD/tCO₂, a depender do biocombustível, sua rota e local de produção. Ainda de acordo

³³ Não foram encontradas referências da IMO sobre as propostas relacionadas a medidas de mercado, portanto não foi possível apresentar detalhes sobre se nas propostas de número 2, 3 e 4 o preço seria relativo apenas a CO₂, ou englobaria CO₂eq. Isso pode ser particularmente relevante no uso de metano fóssil, biogênico ou sintético, e no uso de amônia, como combustíveis, na medida em que seu manuseio e uso podem levar a emissões de gases de efeito estufa não CO₂.

com os autores, em apenas 15% das regiões estudadas, os valores de CO₂ estariam abaixo de 100USD/tCO₂.

Ademais, uma nova estratégia que vem ganhando forma na indústria é a seleção de “corredores verdes”, para viabilizar e acelerar a transição energética do setor. O conceito de “corredor verde” consiste no estabelecimento de rotas de comércio específicas, entre importantes redes portuárias, onde a disponibilidade de combustíveis de zero emissão tenha sido comprovada e cujos agentes da indústria e governos envolvidos na rota estejam dispostos a investir em estratégias de descarbonização do comércio marítimo na dada rota (GETTING TO ZERO COALITION, 2021).

Iniciar o processo de transição do transporte marítimo através de rotas específicas reduz a escala do desafio de coordenação entre os diferentes setores, como infraestrutura em terra, produção de combustíveis e proprietários de navios, assim como da coordenação entre diferentes países, tornando o processo mais facilmente gerenciável (ABS, 2022). Todavia, ainda que reduzindo inicialmente, o escopo de implementação do processo de transição do setor, os corredores verdes devem gerar uma demanda de aceleração do uso das tecnologias de baixo carbono e a criação de um ambiente orientado por medidas regulatórias e incentivos financeiros, dado que reunir esforços entre as partes interessadas, rumo ao mesmo objetivo, faz parte da implementação desses corredores (ABS, 2022, GETTING TO ZERO COALITION, 2021).

Segundo BHP (2022), as rotas de zero emissão de GEE requerem a criação de uma cadeia de valor paralela que envolva novas formas de trabalho, novas relações contratuais, e direcione o desenvolvimento de produção de combustíveis de baixa ou zero emissão e infraestrutura. E a implementação dos corredores verdes entrega uma nova proposta de negócios para cada membro da cadeia de valor (ABS, 2022).

Os corredores representam, portanto, sinais de demanda de investimento em tecnologias de zero emissão para operadores de navios, produtores de combustível e fabricantes de motor (GETTING TO ZERO COALITION, 2021), criando um nicho de mercado e reduzindo as dificuldades de introdução de novas tecnologias.

Assim, além de descarbonizar rotas de comércio específicas, os corredores verdes também podem atuar como catalisadores e gerar efeitos secundários, como a redução de emissões em outros corredores. Investimentos em infraestrutura e produção de

combustível em um corredor, podem, por exemplo, reduzir as incertezas com relação ao fornecimento e disponibilidade de combustível em outros (GETTING TO ZERO COALITION, 2021).

O relatório “*The Next Wave*” sobre corredores verdes da Getting to Zero Coalition (2021), estabelece quatro requisitos para que uma rota seja selecionada como candidata a tornar-se um “corredor verde”. O primeiro é a **colaboração da cadeia de valor**, dado que para que um corredor verde seja estabelecido, as partes interessadas envolvidas na demanda e fornecimento precisam estar comprometidas com a descarbonização e dispostas a explorar novas formas de colaboração da cadeia de valor; o segundo envolve o **potencial de disponibilidade de combustíveis neutros** em emissão e infraestrutura de abastecimento para os navios; o terceiro estabelece que exista **demanda por parte do consumidor**; e o quarto depende da existência de **incentivos políticos e regulações**, para reduzir a lacuna de custo que existe e acelerar a definição de medidas de segurança.

Corredores verdes podem adotar trajetórias diferentes, ou seja, diferentes combustíveis e tecnologias, para alcance das metas de descarbonização (ABS, 2022). De acordo com GLOBAL MARITIME FORUM (2022), os corredores verdes podem, ainda, ser divididos entre diferentes tipos: ter os portos como centro do sistema, com as decisões com relação a quais atividades serão descarbonizadas, quais serão as fronteiras do sistema, quais são as viagens e tipo de carga ou tecnologias a serem priorizadas, seguindo o direcionamento das redes portuárias; ser focados nas rotas de transporte de mercadorias, sendo construídos em cima dos interesses estratégicos das empresas que transportam seus produtos naquela rota, assim como dos governos envolvidos (países de origem e destino dos produtos); endereçar um investimento em um projeto piloto específico, que demonstre viabilidade de alguma tecnologia de emissão zero para o transporte marítimo; ou ser focado em um nicho de mercado, com o direcionamento de esforços para desenvolver condições para múltiplas ações e projetos-piloto e viabilizar a descarbonização de operações comerciais em escala integral.

Durante a COP26, os 24 países³⁴ signatários de Clydebank assinaram uma declaração com o compromisso de dar suporte ao estabelecimento de, pelo menos, 6 “corredores verdes” até 2025 (GOV.UK, 2022). Já existem alguns projetos e acordos transformando o conceito de “corredor verde” em ações tangíveis. A seguir são apresentados os projetos que puderam ser observados, até o momento, voltados para corredores focados em rotas de transporte de carga de longas distância:

1 - A parceria entre o Porto de Los Angeles, Porto de Shangai e C40 Cities – criação de corredor verde entre os portos do Estados Unidos e China (rota de contêineres):



Figura 5: Ilustração da rota Shangai – Los Angeles.

O acordo objetiva reduzir as emissões de GEE proveniente da movimentação de carga, durante a década de 2020, incluindo a meta de realizar a transição para navios movidos a combustíveis com zero emissões de carbono em 2030, cortando dessa forma emissões de uma das rotas de carga mais movimentadas do mundo (Figura 5). Além dos portos de Los Angeles e Shangai, também estão envolvidos no acordo proprietários de

³⁴ Austrália, Bélgica, Canadá, Chile, Costa Rica, Dinamarca, Fiji, Finlândia, França, Alemanha, Irlanda, Itália, Japão, República das Ilhas de Marshall, Marrocos, Países Baixos, Nova Zelândia, Noruega, Palau, Singapura, Espanha, Suíça, Reino Unido e Estados Unidos.

navios e empresas de carga da China e Estados Unidos (Maersk, CMA, CGM, SIPG³⁵, COSCO, the Aspen Institute's Shipping Decarbonisation Initiative e Maritime Technology Cooperation Centre – Asia) que se comprometeram a entregar o plano de implementação do “corredor verde” até o final de 2022 (C40 CITIES, 2022). Principais metas:

➤ Introdução de navios movidos a combustíveis de baixa, muito baixa e zero emissão de carbono, durante a década de 2020. A introdução dos primeiros navios contêineres a atravessar o Pacífico com combustíveis de zero carbono deve ocorrer em 2030;

➤ O desenvolvimento de melhores práticas de gerenciamento para dar suporte a redução de emissões de GEE e aumentar a eficiência dos navios, através do uso desse corredor de comércio internacional;

➤ Reduzir as emissões da cadeia de fornecimento das operações portuárias, melhorando a qualidade do ar nos portos e comunidades adjacentes.

Ainda não foram divulgados detalhes sobre qual ou quais combustíveis estão sendo considerados para o corredor. Muito embora ainda não existam resultados detalhados sobre esse corredor, o relatório do Getting to Zero Coalition (2021), analisou os valores de intensidade de emissão e emissões absolutas para uma rota de contêineres, que atravessa o Oceano Pacífico³⁶, mostrando que a rota gera cerca de 12,3 milhões de toneladas de CO₂eq por ano e apresenta uma intensidade de aproximadamente 61 kgCO₂eq por tonelada transportada.

2 - A parceria entre a BHP, Rio Tinto, Oldendorff Carriers e Star Bulk Carriers Corp. – Criação de corredor verde entre a Austrália e Leste Asiático (rota de minério de ferro):

³⁵ Shanghai International Ports Group

³⁶ O documento não especifica porto de origem e destino.



Figura 6: Ilustração da rota Austrália – Japão.

As empresas acima descritas assinaram uma carta de intenção de avaliar o desenvolvimento de um “corredor verde” na rota de minério de ferro existente entre a Austrália e Leste Asiático (BHP, 2022). Embora não tenham sido ainda divulgados detalhes sobre qual será o país no leste asiático, a fazer parte desse corredor, a rota Austrália – Japão (Figura 6) foi analisada no relatório da Getting to Zero Coalition (2021), sendo sugerido que a amônia verde poderia ser uma opção de combustível com condições favoráveis de produção, dado que empresas australianas anunciaram planos de construir uma planta de produção de hidrogênio por eletrólise com capacidade de 29GW em 2030. Também foi mapeado no mesmo estudo que a rota apresenta um quadro regulatório ambiental propício e partes interessadas dispostas a viabilizar a implementação do “corredor verde”. Ainda de acordo com o mesmo relatório, essa rota apresenta uma intensidade de emissões de 29 kgCO₂eq por tonelada transportada, e, em termos de emissões absolutas, gera cerca 1,9 milhões de toneladas de CO₂eq por ano.

Segundo a BHP (2022), os parceiros envolvidos no acordo do corredor verde em questão pretendem desenvolver um ambiente que funcione como uma fase preparatória em direção à implementação de uma cadeia de valor de transporte marítimo de minério de ferro, verde. Como primeiro passo, será avaliada a cadeia de fornecimento de amônia,

a estrutura de abastecimento e mecanismos de suporte necessários para a viabilização do “corredor verde” (BHP, 2022).

De acordo com Getting to Zero Coalition (2021), na rota Austrália – Japão, é esperado que haja (em 2030) uma lacuna de custo³⁷ anualizado total (TCO) de cerca de 7 milhões de dólares por navio, 65% de custos adicionais, comparando-se um navio operando com amônia verde e um navio movido por combustível convencional³⁸. Esses valores incluem o capital investido no navio (CAPEX), custos de oportunidade por perda de capacidade de carga para estocagem do combustível alternativo, custos de manutenção e custos de combustível e abastecimento.

Ressalta-se que a implementação do “corredor verde” na rota de minério de ferro Austrália-Japão pode gerar resultados que catalisem o processo de descarbonização da rota de minério de ferro Austrália-China, uma vez que ambas utilizam o mesmo ponto de origem e possuem muitas partes interessadas em comum. Para a rota Austrália-China, é observada uma intensidade de emissões de 28 kgCO₂eq por tonelada transportada, e, em termos de emissões absolutas, são emitidas cerca 20,2 milhões de toneladas de CO₂eq por ano (GETTING TO ZERO COALITION, 2021).

Vale mencionar que o relatório “*The Next Wave*” da Getting to Zero Coalition (2021), examinou três rotas de minério de ferro, optando por focar as análises no corredor Austrália-Japão. Segundo o documento, enquanto a rota de minério de ferro Brasil-China apresenta um maior potencial de descarbonização, a distância entre os dois países faz com que o impacto sofrido pelo aumento dos custos relacionados aos preços mais altos de combustíveis, seja maior nesse corredor. Adicionalmente, a rota Austrália-Japão apresentou maior potencial de ambiente regulatório favorável.

3 - A parceria entre a Autoridade Marítima e Portuária de Singapura e o Porto de Roterdã. – Criação de corredor verde entre a Europa e Ásia (rota de contêineres):

³⁷ Diferencial de custo positivo relacionado ao investimento em combustível de baixo carbono no corredor.

³⁸ O estudo utilizou o valor de 50 USD no barril de Brent; 21 USD/MWh a energia renovável; e 930 USD/kW o CAPEX da unidade de eletrólise.



Figura 7: Ilustração da rota Singapura – Roterdã.

Os parceiros acima descritos assinaram uma carta de intenções para avaliar o desenvolvimento de um “corredor verde” e digital entre os portos de Roterdã e Singapura (Figura 7), de forma a viabilizar um transporte marítimo baseado em combustíveis³⁹ de baixa e zero emissão de carbono. Por esses portos estarem entre as maiores estações de abastecimento portuárias do mundo⁴⁰, eles são locais vitais para os corredores de navegação da rota Europeia-Asiática. O acordo reunirá partes interessadas da cadeia de fornecimento, com o objetivo de permitir que a primeira rota sustentável de navios seja implementada em 2027. Demais parceiros como a BP, CMA CGM, Digital Container Shipping Association, Maersk, MSC, Ocean Network Express, PSA International e Shell também farão parte do projeto (MÆRSK MC-KINNEY MØLLER CENTER FOR ZERO CARBON SHIPPING, 2022b).

De acordo com Maersk Mc-Kinney Moller Center for Zero Carbon Shipping (2022), além da adoção de combustíveis alternativos, o acordo também tem por objetivo otimizar

³⁹ Estão sendo considerados o metanol e a amônia.

⁴⁰ Singapura, segundo maior porto em termos de milhões de TEU – movimentação em 2020: 36,6 MTEU; Roterdã, décimo maior porto em termos de milhões de TEU – movimentação em 2020: 14,35 MTEU (WORLD SHIPPING COUNCIL, 2021).

a eficiência marítima, segurança e transparência no fluxo de bens, através da criação de uma plataforma digital de comércio em que os padrões, documentação e dados relevantes são compartilhados. A plataforma digital otimizará a chegada e partida dos navios nos portos, no período programado, bem como fomentará a integração da movimentação de navios e cargas. Como já comentado anteriormente, a otimização das viagens e sincronização de chegada e saída aos portos têm o potencial de compensar, ainda que parcialmente, a perda de tempo proveniente da adoção de medidas de redução de velocidade.

Recentemente, a Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping (2022a) publicou um conjunto de diretrizes para análise de viabilidade de corredores verdes. O documento pode ser utilizado como um passo-a-passo para que as partes interessadas analisem a viabilidade técnica, econômica e regulatória dos corredores verdes e possam identificar ações para mitigar os potenciais riscos quando da implementação de um dado corredor.

Em suma, para que uma rota seja escolhida é necessário que ela tenha potencial para descarbonização em grande escala e possua características que tornem a implementação das medidas necessárias exequíveis. Segundo a Getting to Zero Coalition (2021), os corredores verdes podem reduzir o limiar de início de ação da indústria e reguladores. Mas, para tornar a implementação dos corredores viável, é necessário que as partes interessadas chaves contribuam com a análise, avaliação e planejamento necessários para seu desenvolvimento.

Os corredores verdes podem, dessa forma, ser uma solução para destravar o início da transição energética do setor de transporte marítimo. Eles diluem incertezas e riscos dos atores envolvidos quando das decisões e ações iniciais, dado que, devido a um estreitamento do escopo inicial, há uma melhor coordenação entre os setores envolvidos, com conseqüente alinhamento de estratégias e compartilhamento de custos.

Nos dados disponíveis e literatura analisada, não foi encontrado nenhum acordo sobre implementação de corredores verdes em nenhuma rota Brasil-China. Como visto no **Capítulo 2**, o Brasil é o segundo maior exportador de minério de ferro do mundo, tendo enviado para China em 2020 pouco menos de 248 milhões de toneladas de minério de ferro. Embora o Brasil também seja um grande exportador de outros produtos, como por

exemplo a soja, devido à grande quantidade de carga envolvida na rota de minério de ferro para a China, descarbonizá-la representaria um enorme potencial de redução de emissões, com efeitos secundários em escala global. Adicionalmente, o mercado de exportação de minério de ferro é concentrado em um menor número de empresas, e, em empresas de maior porte, quando comparado ao mercado de soja, o que facilitaria o processo de engajamento dos agentes em medidas de descarbonização da rota. Portanto, como já apresentado anteriormente no **Capítulo 1**, o trabalho em tela, pretende avaliar a implementação de um corredor verde na rota de minério de ferro Brasil-China, com o uso do metanol. A implementação de um corredor verde nessa rota poderia ser ainda uma estratégia para preservar a competitividade do minério de ferro brasileiro no mercado mundial de *commodities*, diante do contexto de metas ambiciosas de redução absoluta de emissões das frotas de navios.

Assim, o próximo capítulo abrange a descrição da metodologia para estudo do corredor verde potencial, associado à exportação brasileira.

4. METODOLOGIA

A metodologia para desenvolvimento do presente estudo foi adaptada de MAERSK MMC (2023), sendo uma visão geral apresentada na Figura 8.

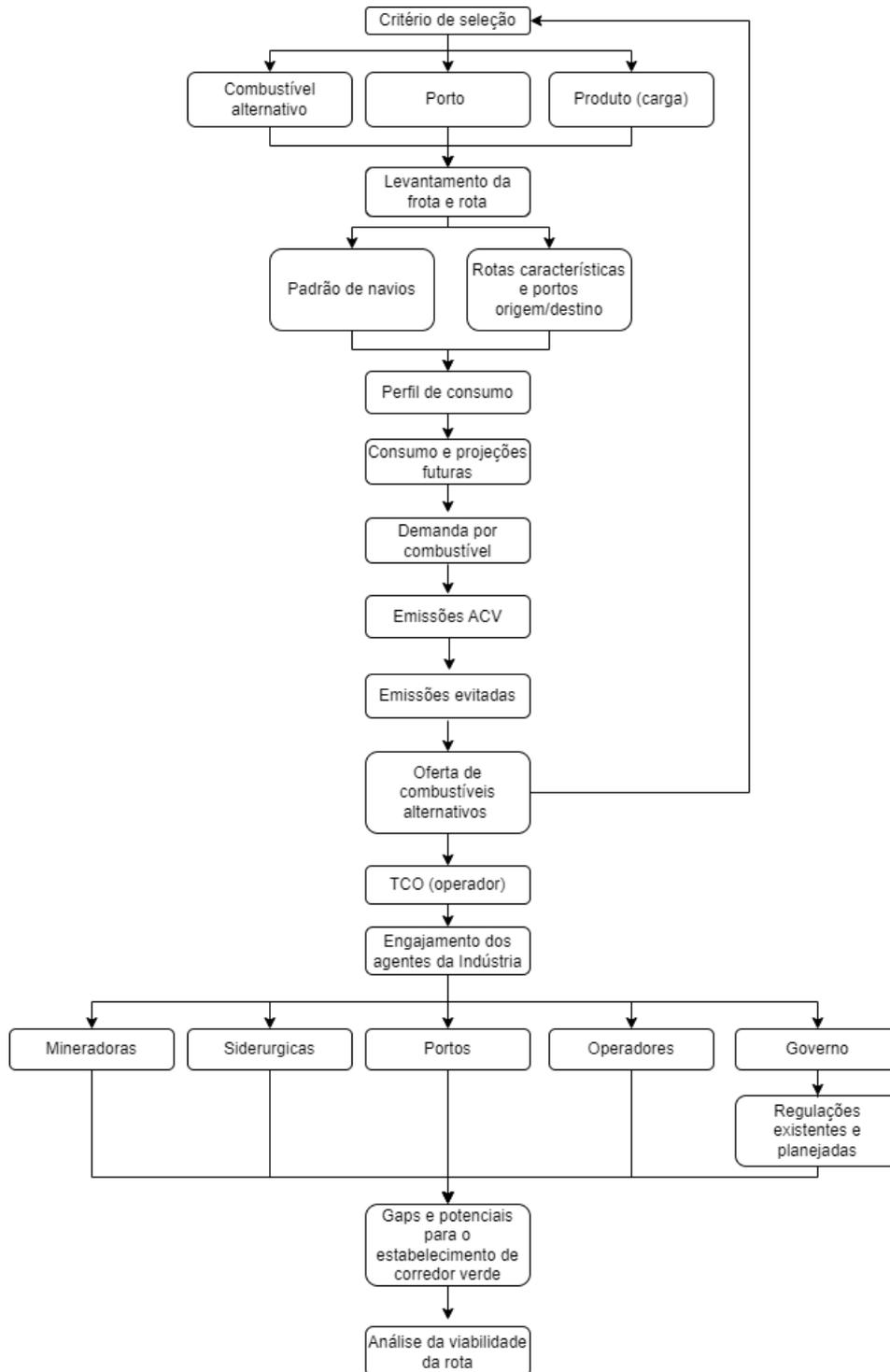


Figura 8: Metodologia para estudo do corredor verde.

Sendo assim, a primeira etapa consistiu na seleção da rota a ser estudada e, posteriormente, foi realizada uma caracterização do perfil da rota e frota de navios. Na terceira etapa foi levantado o consumo energético de cada navio, na quarta foram realizadas as projeções de demanda de combustível alternativo, com subsequente quantificação das emissões de CO₂ da rota com o uso de combustível fóssil e potencial de redução com o uso do combustível alternativo. O combustível alternativo adotado para as análises em tela foi o biometanol.

Na sexta etapa foi realizado o mapeamento da oferta de combustível alternativo nas regiões de interesse, na sétima o custo total de propriedade do operador e, por fim, os agentes da indústria foram caracterizados. A seguir são descritos os detalhes de cada etapa da metodologia.

4.1. SELEÇÃO DA ROTA

O critério de seleção da rota foi baseado no produto, nesse caso, o minério de ferro. Conforme mencionado anteriormente, nos dados disponíveis e literatura analisada, não foi encontrado nenhum acordo sobre implementação de corredores verdes em nenhuma rota Brasil-China⁴¹, especialmente de minério de ferro. Como visto no **Capítulo 2**, o Brasil é o segundo maior exportador de minério de ferro do mundo, tendo a China como o principal destinatário desse produto. Nesse sentido, a descarbonização dessa rota apresenta um razoável potencial de redução de emissões, com efeitos secundários em escala global. Portanto, essa foi a rota selecionada para avaliação da implementação do corredor verde.

4.2. PERFIL DA FROTA E ROTAS

O levantamento da frota de navios que percorre a rota foi feito a partir do Anuário da ANTAQ, do qual foram selecionadas as embarcações que possuíam minério de ferro como carga e partiram do Brasil para a China no ano de 2021. Essa seleção resultou em

⁴¹ A rota de minério de ferro Brasil-China foi considerada na análise de corredores verdes de GETTING TO ZERO COALITION (2021), mas, segundo os autores embora a rota apresente um grande potencial de descarbonização, ela foi descartada devido ao fato de que as longas distâncias percorridas tornam os custos de transporte mais sensíveis ao aumento de preço do combustível.

628 navios que, somados, levaram quase 244 milhões de toneladas de minério de ferro para os portos chineses no ano de 2021 (ANTAQ, 2022). Para mapeamento do perfil da frota, foi selecionada uma amostragem de 10% desses navios, priorizando as embarcações que mais movimentaram carga no ano.

As informações levantadas para a amostragem selecionada, e, conseqüente mapeamento do perfil da frota, encontram-se apresentadas na Tabela 24.

Tabela 24 – Dados levantados para mapeamento da frota.

Dado	Referência
Nome da embarcação	(MARINE VESSEL TRAFFIC, 2023)
Classificadora	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Operador	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Tonelagem bruta	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Bandeira	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Ano de fabricação	(MARINE VESSEL TRAFFIC, 2023)
Velocidade característica	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Potência dos motores principais	(CCS, 2021, CLASSNK, 2022, DNV, 2022, KOREAN REGISTER, 2022)
Potência dos motores auxiliares	(IMO, 2020) ⁴²

Posteriormente, foi feita a definição das rotas características da amostragem de navios, com base no histórico recente de chamadas de porto (MARINE VESSEL TRAFFIC, 2023), assim como o levantamento dos portos origem (brasileiros) e destino (chineses) que apresentaram a maior movimentação de carga entre 2010 e 2021 nessa rota. Esse último passo foi realizado através da base de dados da ANTAQ (ANTAQ, 2022). A partir do Anuário da ANTAQ, também foi verificado o número médio de viagens de cada navio por ano na rota. A distância da rota foi definida a partir do Google Maps (GOOGLE, 2022).

4.3. CONSUMO ENERGÉTICO

O consumo energético de cada navio foi baseado na seguinte expressão:

⁴² Definida a partir de uma média dos valores apresentados na página 68 do estudo.

$$\text{Consumo} \sum_{\text{rotas}} \frac{n_{\text{viagens}} \times \text{dist}_{\text{rota}}}{V_{\text{serviço}}} \times \text{Pot}_{\text{navio}} \times \text{SFOC} \times \text{PCI}_{\text{comb}} \times \text{carga}_{\text{motor}} \times (1 - X) \quad (1)$$

Sendo “ n_{viagens} ” a quantidade média de viagens por ano, “ $\text{dist}_{\text{rota}}$ ” a distância da rota (ida ou volta), “ $V_{\text{serviço}}$ ” a velocidade de serviço do navio característico, “ $\text{Pot}_{\text{navio}}$ ” a potência do navio característico e, “ PCI_{comb} ”, o poder calorífico inferior do combustível utilizado.

Para quantificar o consumo, o consumo específico (“ SFOC ”) dos combustíveis tradicionais (HFO e MDO) foi retirado de IMO (2020), bem como a carga média do motor (“ $\text{carga}_{\text{motor}}$ ”). Já o poder calorífico inferior (“ PCI_{comb} ”) foi retirado do trabalho de PAULAUSKIENE, BUCAS, et al. (2019). A última parte da expressão representa os ganhos de eficiência ao longo do tempo, uma vez que é esperado o surgimento de novas opções tecnológicas ou operacionais, que venham a reduzir o consumo específico (BOUMAN, LINDSTAD, et al., 2017).

A partir do consumo anual de cada navio da amostragem, é quantificada uma média de consumo dos navios, além do consumo médio por tonelada transportada⁴³.

4.4. HISTÓRICO DE DEMANDA E PROJEÇÕES

O histórico de demanda de transporte de minério de ferro na rota Brasil-China foi levantado a partir do anuário ANTAQ (ANTAQ, 2022). Posteriormente, a projeção de demanda para os anos de 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050 foi feita com base nos percentuais de alteração de demanda, com relação à 2020 (Tabela 25), apresentados pelos resultados dos modelos utilizados por DRAEGER, CUNHA, et al., 2022 e IAMC, 2019, para projetar a demanda de comércio marítimo de minério de ferro para os próximos anos.

⁴³ Foge ao escopo desse estudo uma estimativa detalhada do consumo de combustível, envolvendo a análise de variáveis como componentes de arrasto do navio e geometria do navio, conforme abordada por FAN, YANG et al. (2022), GUO, LIANG et al. (2022), KARAGIANNIDIS, THEMELIS (2021), WANG, GUO et al. (2022).

Tabela 25 – Projeção demanda de minério de ferro.

Projeção demanda de minério de ferro	% aumento em relação a 2020
2020	-
2025	24,3
2030	22,5
2035	18,9
2040	15,2
2045	14,8
2050	10,7

A partir da projeção de demanda do transporte marítimo de minério de ferro, foram calculadas a demanda anual por bunker de navegação (HFO) e por metanol, utilizando os consumos específicos de IMO (2020), assim como ganhos de eficiência ao longo do tempo, conforme descrito no item anterior. O consumo do combustível piloto, quando do uso do metanol, em motor dual, foi estimado com base nos dados apresentados por RACHOW et al. (2018), sendo de cerca de 3% do volume total do combustível empregado na combustão.

4.5. EMISSÕES DE GEE (CICLO DE VIDA)

As emissões de dióxido de carbono equivalente relativas ao bunker de navegação (HFO), do poço ao tanque⁴⁴ (WTT) e do tanque à hélice⁴⁵ (TTH) foram calculadas com base nos fatores de emissão (gCOe/MJ) disponíveis em ABS (2020) e, para o biometanol com base nos fatores de emissão (gCOe/MJ) de SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, et al., (2020). Para quantificar as emissões em dióxido de carbono equivalente, ambos os estudos utilizaram as métricas de potencial de aquecimento global para um horizonte temporal de 100 anos⁴⁶, estabelecidas pelo IPCC (2014). Assim, foram quantificadas a intensidade média de carbono das embarcações (kg CO₂eq/t) e a emissão total (CO₂eq)

⁴⁴ Well-to-tank. Os cálculos não levam em consideração emissões indiretas de mudança de uso de terra.

⁴⁵ Tank-to-hull. Embora a tradução ao pé da letra seja do tanque ao casco, foi adotada a nomenclatura usual do tanque à hélice.

⁴⁶ Global Warming Potential, sigla GWP100 (AR5).

de 2020 e 2021, assim como projetadas as emissões dos anos subsequentes (2025 a 2050, em intervalos de 5 anos).

Como para o caso do biometanol SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, et al., (2020) apresentaram fatores de emissão de dióxido de carbono equivalente por região do Brasil, considerando a matéria prima disponível e o potencial de cada local, o presente estudo apresenta valores de emissão total para esse combustível para os estados do Paraná, Goiás, Santa Catarina, Mato Grosso e São Paulo. Para calcular a emissão total de dióxido de carbono equivalente referente ao potencial brasileiro, foi realizada uma média ponderada dos valores apresentados no estudo, levando em consideração os diferentes potenciais de produção de cada região. Para o cálculo de emissões do biometanol foram incorporadas as emissões do combustível piloto, sendo cerca de 3% do volume total do combustível empregado na combustão. Destaca-se que para o biometanol, os autores se basearam na rota via biogás e as emissões abatidas devido à absorção de CO₂ da atmosfera durante o crescimento da biomassa, foram contabilizadas na fase do poço ao tanque (WTT).

Por fim, as emissões evitadas na rota Brasil-China, devido à substituição do combustível fóssil por biometanol, foram calculadas com base nas emissões totais dos diferentes combustíveis.

4.6. OFERTA DE COMBUSTÍVEL ALTERNATIVO

O combustível selecionado para descarbonização da rota de minério de ferro Brasil-China foi o biometanol, podendo ser produzido via rota do biogás (**Rota 1**) ou através da gaseificação de biomassa lignocelulósica (**Rota 2**). Embora as análises tenham sido realizadas com base no biometanol, o potencial de oferta de metanol renovável (e-metanol) - produzido a partir da obtenção do hidrogênio via processo de eletrólise com o uso de energia renovável, junto à obtenção do CO₂ via captura do ar ou exaustos de combustão de biomassa (**Rota 3**) – também foi mapeado. O objetivo foi verificar a possibilidade de introdução do metanol renovável como alternativa para uma nova etapa de descarbonização da rota selecionada, no futuro.

Sendo assim, o potencial de produção de biometanol e metanol renovável para o Brasil e China, através das 3 rotas supracitadas, foi levantado através de dados disponíveis na literatura.

4.7. CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE

O Custo Total de Propriedade (em inglês, “*Total Cost of Ownership*” – TCO) foi calculado com base na metodologia de KORBERG et al. (2021), definida pela expressão a seguir:

$$TCO = (C_{navio} + C_{motor} + C_{infra}) + (C_{comb} \times Consumo) + C_{perda\ espaço} \quad (2)$$

Em que, a primeira parte da equação se refere ao custo relacionado às despesas de capitais (CAPEX), sendo “*Cnavio*” o custo de aquisição do navio, “*Cmotor*” o custo relacionado à adaptação necessária para que o motor funcione com o combustível alternativo selecionado, e, “*Cinfra*” os custos relacionados à infraestrutura de bordo, incluindo sistema de armazenamento, manuseio e abastecimento. A segunda parte da equação se refere aos custos relacionados ao combustível. Por fim, “*Cperda espaço*”, representa o custo da perda de espaço decorrente do uso de um combustível com menor densidade energética.

As projeções foram realizadas com a premissa de 30 anos de vida útil do navio, sendo o ano “0”, 2030. Os valores foram trazidos à valor presente (VPL) através de uma taxa de desconto de 2,8% ao ano. A definição da taxa de desconto real foi realizada a partir da expressão abaixo:

$$r = \frac{(1 + n)}{(1 + i)} - 1 \quad (3)$$

Onde “*n*” é a taxa de juros nominal e “*i*” a taxa de inflação. A taxa de juros nominal foi calculada a partir de uma média dos valores anuais da Selic entre 2010 e 2022 e a taxa de inflação, a partir da média da inflação anual (IPCA) no mesmo intervalo de tempo (PORTAL DE FINANÇAS, 2023).

Foram projetados 5 cenários de TCO, tendo como base o ano de 2030 e um navio de granel de cerca de 400.000 dwt. O custo de aquisição do navio foi retirado de TALJEGARD, BRYNOLF, et al. (2014). O primeiro cenário se referiu a um navio construído para utilizar HFO como combustível, que teve seu motor e infraestrutura de bordo ajustados para utilizar o metanol como combustível no ano “0”. O segundo cenário, também compreendeu navios originalmente movidos a HFO, mas com o *retrofit* sendo

realizado no ano “15”, dessa forma nos anos anteriores o operador não teria custos relacionados ao metanol. O terceiro cenário também considerou um navio inicialmente a HFO, mas foi realizado com a premissa de que a decisão com relação ao ano de realização do *retrofit* se pautaria em um limite de 10% de acréscimo no VPL, quando comparado ao TCO de uma operação apenas com HFO.

A decisão de testar três diferentes cenários de *retrofit* teve como objetivo analisar a sensibilidade do aumento do valor do VPL em relação ao ano em que seriam realizados os ajustes no navio para mudança de combustível. No cenário de “*retrofit*” no ano “0”, foi testada a hipótese de um navio já disponível e com um requisito de realização imediata do *retrofit*. Os outros dois cenários testam a trajetória que deve ocorrer com boa parte da frota, cujos ajustes serão feitos em navios que já operaram um tempo a diesel. Em um dos cenários, o *retrofit* será realizado no ano “15”, que representa cerca de metade da vida útil do navio, sendo assim, é previsto um custo inicial do navio diesel, 15 anos de custo operacional do navio diesel e, a partir do ano “16” o custo operacional passa a ser de um navio a metanol. E, o outro, que ao limitar o acréscimo do VPL a 10%, levou a decisão de um retrofit no ano “18” e custos relacionados à operação com metanol a partir do ano “19”.

Nos três cenários acima os valores de combustível (biometanol), *retrofit* do motor, ajustes na infraestrutura⁴⁷ de bordo e manutenção foram provenientes do estudo de KORBERG et al. (2021). O custo relacionado à perda de espaço de carga, devido ao uso de um combustível com menor densidade energética, foi estimado com base em UMAS et al (2020).

O quarto cenário foi relacionado à aquisição de um navio novo, já projetado para o uso de metanol, utilizando como base a mesma referência de navio supracitada, mas a ele foi somado o valor de um motor dual para metanol e tanques de armazenamento adaptados de TALJEGARD, BRYNOLF, et al. (2014). O valor do biometanol utilizado, manutenção e perda de espaço foram os mesmos utilizados para os cenários anteriores.

⁴⁷ Incluindo sistema de armazenamento, manuseio e abastecimento.

Já o quinto cenário se refere à uma operação com navio convencional, com uso de HFO. O custo do HFO utilizado foi retirado de UMAS et al (2020) e o custo de manutenção foi o mesmo utilizado para os cenários anteriores, uma vez que não são esperadas alterações significativas nesse valor para os diferentes sistemas de armazenamento e motor (FCBI ENERGY, 2015).

Para cada cenário foram realizadas duas variações de análises, uma em que o número de navios se manteve constante, em relação a 2021, e o número médio de viagens de cada navio por ano foi alterado para atender o aumento da demanda de transporte de carga em 2030 e outra em que o número médio de viagens por ano se manteve constante, mas que o número de navios foi alterado para suprir a demanda de 2030.

Os dados de potência do motor, número médio de viagens por ano e consumo de combustível foram retirados da análise dos dados da ANTAQ, mencionada nos itens anteriores. Para todos os cenários, foram calculados o custo anual equivalente⁴⁸ e o custo médio por viagem, o qual contempla uma viagem inteira saindo e retornando ao Brasil.

4.8. AGENTES DA INDÚSTRIA

De acordo com Getting to Zero Coalition (2021), as principais partes interessadas envolvidas no processo de descarbonização de rotas de transporte marítimo de minério de ferro são as empresas de minério de ferro (exportadoras), os operadores de navios que cobrem a rota, as siderúrgicas (importadoras) e as organizações governamentais.

Sendo assim, com o objetivo de se obter uma caracterização das partes interessadas que estariam envolvidas no processo de redução de emissões da rota selecionada, tendo como foco o engajamento dessas organizações com questões climáticas e metas de descarbonização, foram levantadas informações dos dois maiores agentes de cada grupo citado no parágrafo anterior (Tabela 26). Os dados foram levantados a partir dos relatórios anuais, relatórios de sustentabilidade, e, demais dados disponíveis no website dessas organizações. A caracterização do engajamento dos governos se baseou em relatórios

⁴⁸ Tendo como base 30 anos de vida útil.

publicados, legislações aplicáveis e Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) de cada país.

Tabela 26 – Agentes selecionados.

Grupo	Agente 1	Agente 2	Referência para definição dos agentes
Proprietário de Carga	Vale S.A.	Anglo American	(AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO, 2020)
Siderúrgicas	China Baowu Group	Ansteel Group	(WORLD STEEL ASSOCIATION, 2022)
Operadores	HONG KONG MING WAH SHPG CO LTD.	H-LINE SHIPPING CO LTD. ⁴⁹	(ANTAQ, 2022) e site das classificadoras descritas na Tabela 24
Portos	Qingdao ⁵⁰	Terminal Ponta da Madeira ⁵¹	(ANTAQ, 2022)
Governos	Brasil	China	-

⁴⁹ A segunda operadora com maior número de navios amostrados era a Polaris Shipping CO., contudo por falta de dados disponíveis, foi analisada a terceira maior.

⁵⁰ 70% do minério de ferro importado do Brasil (2010-2021), entrou por Qingdao.

⁵¹ 44,5% do minério de ferro exportado para a China (2010-2021), saiu pelo TPDM.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. CARACTERIZAÇÃO DA ROTA E FROTA

A rota selecionada é percorrida por navios de grande porte, que saem do Brasil, majoritariamente pelo Terminal Ponta da Madeira - São Luís, com destino a China, com a maior parte chegando no porto de Qingdao - província de Shandong, transportando minério de ferro. Os navios de minério de ferro navegam cerca de 22.200 km até a China, aproximadamente 34⁵² dias, onde desembarcam sua carga (minério de ferro), e, posteriormente navegam cerca de 23.100km (~35 dias) para retornar ao Brasil (Figura 9). Em 2021, 628 navios percorreram a rota em tela, carregando minério de ferro, realizando, em média, cerca de 2,9 viagens (considerando ida e volta), no ano.



Figura 9: Rota de minério de ferro (Brasil-China).

Os navios que percorrem a rota Brasil-China são de grande porte, com mais de 200.000 toneladas de porte bruto (dwt). Entre os navios analisados, 56% eram Capesize (+200.000 dwt) e 44% eram Valemax (cerca de 400.000 dwt). A quantidade de carga transportada em 2021, nessa rota, foi de quase 244 milhões de toneladas.

⁵² Velocidade média - 14,8 nós. 1 nó=1,852 km/h.

No que se refere à bandeira desses navios, a maior parte da frota tinha bandeira de Hong Kong, seguido por Panamá, posteriormente Singapura e Ilhas Marshall juntas, e, por fim Libéria (Tabela 27).

Tabela 27 – Bandeira dos navios analisados.

Bandeira	Percentual (%)
Hong Kong	31,75%
Panamá	22,22%
Singapura	20,63%
Ilhas Marshall	20,63%
Libéria	4,76%

Já com relação ao ano de fabricação dos navios, entre as embarcações analisadas, a maior parte (27%) havia sido fabricada em 2020, seguido pelo ano de 2018 (25%) e 2019 (24%) (Figura 10). A idade média da frota analisada foi de 3,8 anos. A frota possui motor a diesel de dois tempos (ROYAL INSTITUTION OF NAVAL ARCHITECTS, 2012).

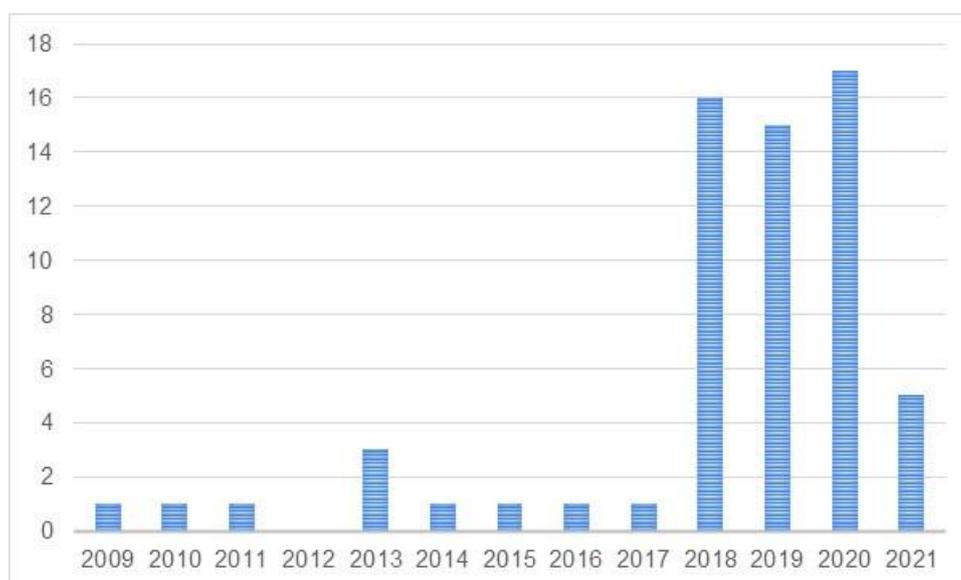


Figura 10: Ano de fabricação dos navios analisados.

5.2. PROJEÇÃO DE DEMANDA

As projeções de demanda de minério de ferro mostraram que a movimentação dessa carga deve seguir crescendo até 2030, quando atingirá um platô, e, posteriormente deve ocorrer uma redução na demanda. Contudo, mesmo em 2050 ainda é prevista uma

demanda de transporte de minério de ferro, na rota Brasil-China, de cerca de 270 milhões de tonelada ao ano (Figura 11). Vale mencionar que, embora esse cenário de demanda tenha sido adotado para o exercício de avaliação do corredor verde proposto nesse estudo, uma avaliação mais robusta da implementação desse corredor deve envolver uma análise de sensibilidade dessa demanda.

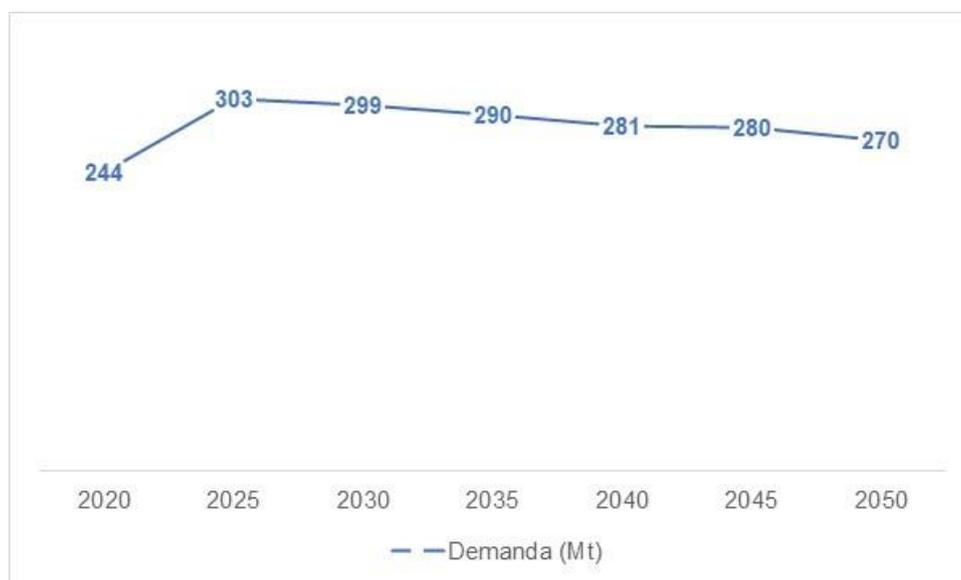


Figura 11: Projeção de demanda de comércio marítimo de minério de ferro. Elaboração própria, com base em DRAEGER, CUNHA, et al., 2022 e IAMC, 2019.

5.3. CONSUMO ENERGÉTICO

Com base na demanda de transporte marítimo de minério de ferro prevista no item anterior, foram calculados os consumos anuais de bunker de navegação (HFO), biometanol e do combustível piloto, apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Projeção de consumo anual da rota.

Ano	Consumo anual HFO (Mt)	Consumo anual biometanol (Mt)	Consumo anual piloto (Mt)
2025	4,4	17,4	0,573
2030	4,3	16,8	0,553
2035	4,0	15,6	0,515
2040	3,7	14,5	0,478
2045	3,5	13,5	0,447
2050	3,1	11,9	0,394

5.4. EMISSÕES DE GEE (CICLO DE VIDA)

As emissões de CO₂eq anuais da rota de minério de ferro Brasil-China, utilizando-se o bunker de navegação (HFO) como combustível, estão apresentadas na Figura 12. Como é possível notar, foram quantificadas as emissões de 2020 e 2021 e realizada a projeção para os anos subsequentes. As emissões estão separadas por fases, sendo essas: WTT – do poço ao tanque e TTH – do tanque à hélice.

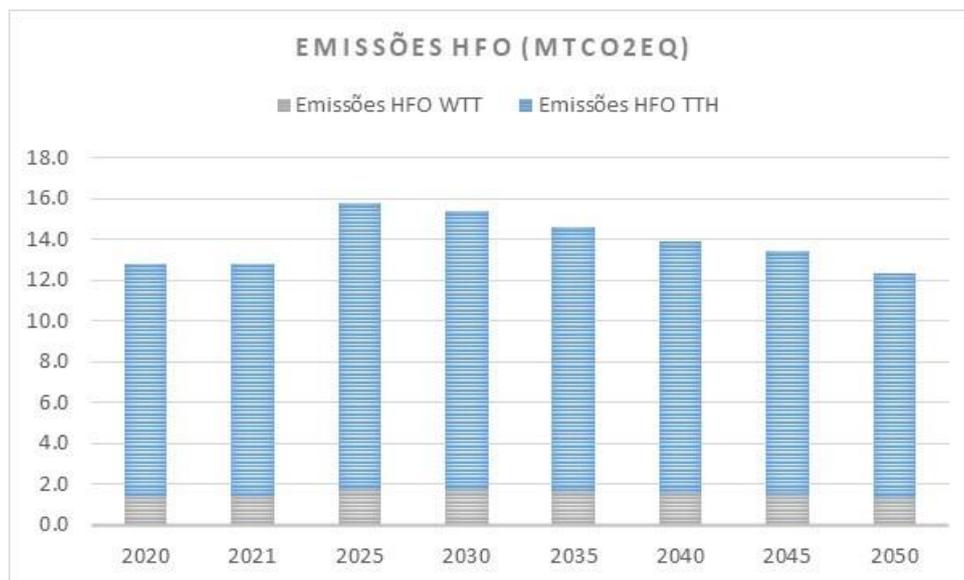


Figura 12: Emissões de MtCO₂eq de HFO, separada por fase do ciclo de vida, para os anos de 2020 e 2021, e projetada para os anos subsequentes.

A Figura 13 apresenta as emissões de CO₂eq anuais da rota de minério de ferro Brasil-China, utilizando-se o biometanol como combustível e 3% de combustível piloto. As emissões negativas correspondem à absorção de CO₂ da atmosfera durante o crescimento da biomassa, contabilizadas na fase do poço ao tanque (WTT).

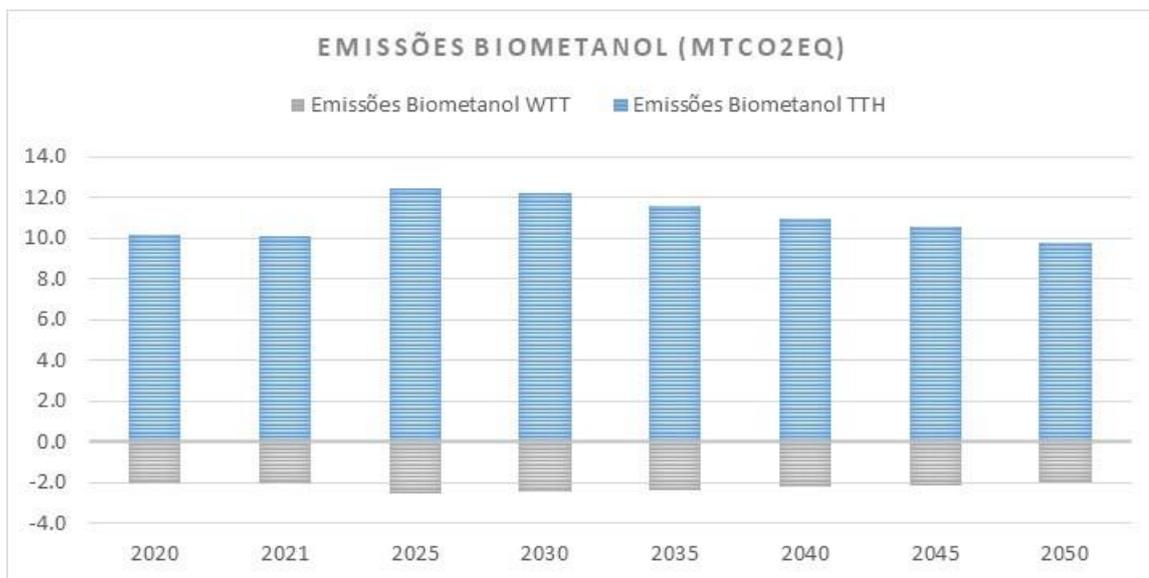


Figura 13: Emissões de MtCO₂eq de biometanol, separada por fase do ciclo de vida, para os anos de 2020 e 2021, e projetada para os anos subsequentes.

Ao separar as emissões por regiões de produção do biometanol, é possível observar (Figura 14), que a média de emissões desse combustível se torna substancialmente maior devido a produção proveniente do estado de São Paulo. SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, et al., (2020) explicam que isso se deve a maior contribuição de resíduos sólidos urbanos no percentual de matéria prima utilizada para produção de biometanol nesse estado.

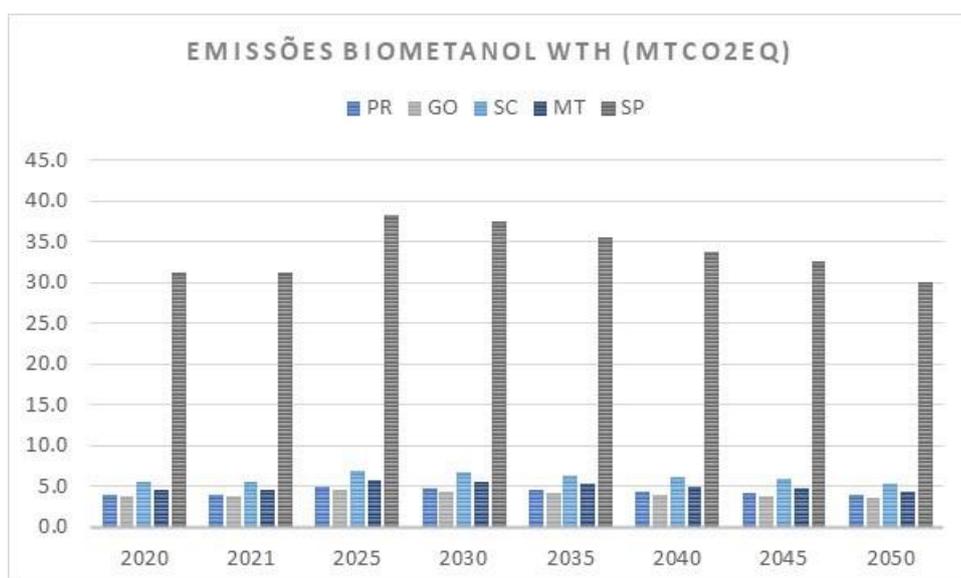


Figura 14: Emissões de MtCO₂eq de biometanol, a depender da região de produção

no Brasil.

A intensidade de emissões (kgCO₂eq/tonelada) da rota de minério de ferro Brasil-China, considerando ambos os combustíveis, é apresentada na Figura 15 e as emissões evitadas com a substituição do bunker de navegação (HFO) por biometanol, na Figura 16.

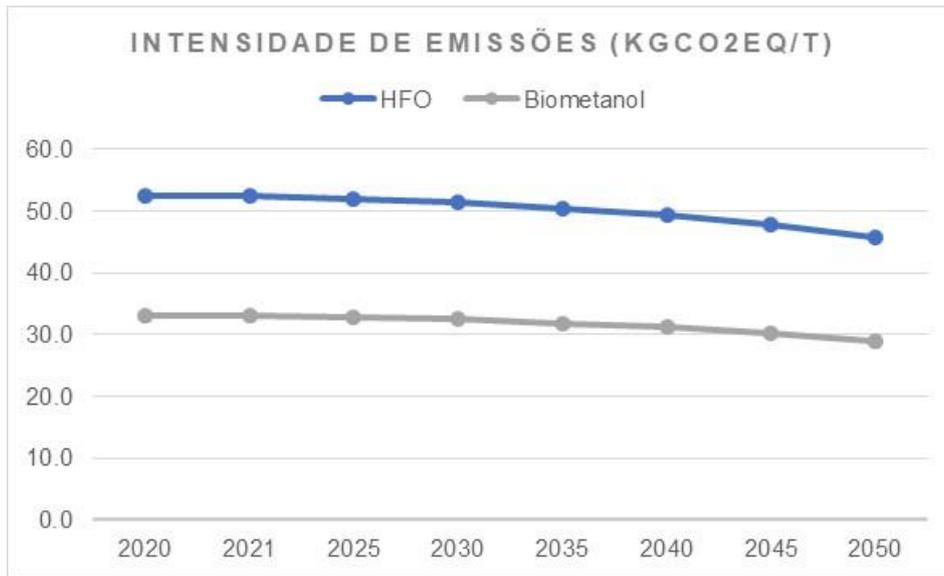


Figura 15: Intensidade de emissões (kgCO₂eq/t) da rota de minério de ferro Brasil-China.

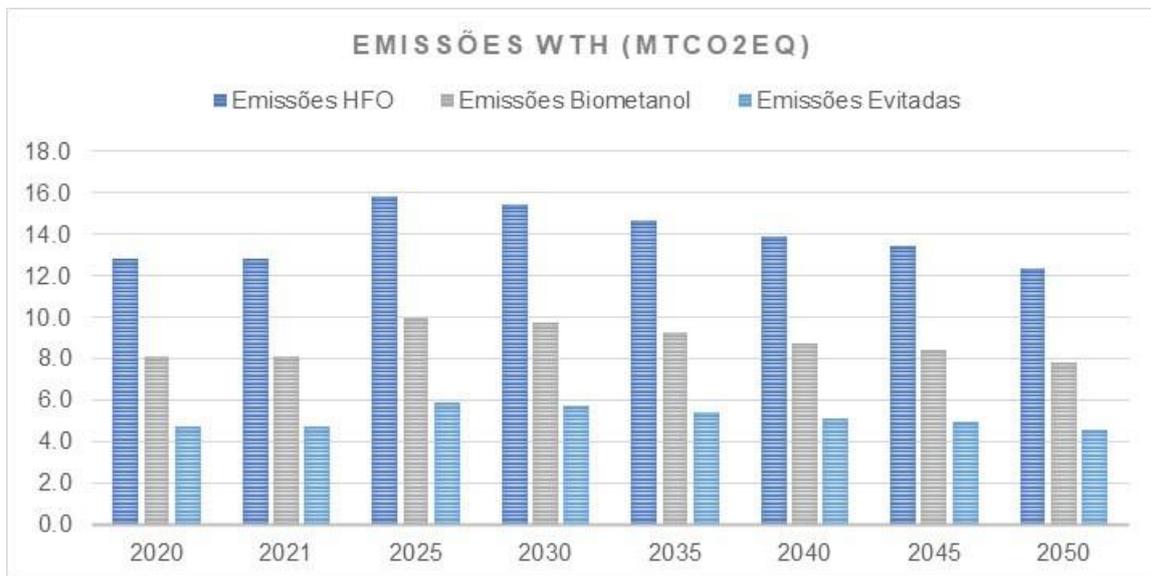


Figura 16: Emissões evitadas com a substituição do combustível fóssil por biometanol.

5.5. OFERTA DE COMBUSTÍVEL ALTERNATIVO

Como já abordado anteriormente no **Capítulo 3**, existem duas rotas alternativas principais para produção do metanol a partir de biomassa. Através do biogás, que pode ser obtido com a biodigestão de resíduos animais, resíduos agroindustriais, esgoto sanitário ou aterros, seguido por um processo de *upgrading* e reforma a vapor (*Steam Methane Reforming – SMR*) do biometano para obtenção do gás de síntese e do metanol (**rota 1**); ou a partir da gaseificação de biomassa lignocelulósica, como resíduos florestais e resíduos agrícolas, gerando-se o gás de síntese (*syngas*) (**rota 2**).

Já o e-metanol pode ser produzido a partir da obtenção do hidrogênio via processo de eletrólise com o uso de energia renovável, junto à obtenção do CO₂ via captura do ar ou exaustos de combustão de biomassa, gerando um metanol renovável (**rota 3**).

Conforme mencionado no **Capítulo 3**, a produção global de metanol atual é de cerca de 98 milhões de toneladas anuais. Existem mais de 90 plantas de produção de metanol no mundo e o metanol já é encontrado em cerca de 100 portos. O metanol produzido ainda é majoritariamente proveniente de combustíveis fósseis, baseado na reforma a vapor do metano de origem fóssil (gás natural).

Segundo a IRENA (2021), a produção de metanol através da biomassa (biometanol) ocorre por um processo muito parecido ao utilizado para produzir o metanol via fontes fósseis, não dependendo assim de tecnologias experimentais. Todavia, há ainda um número limitado de plantas de produção de biometanol em operação no mundo.

Estudos indicam que a produção de biometanol pode ser considerada madura quando se refere à tecnologia de reforma do biometano (até a etapa de *upgrade*). Da mesma forma, a condução da síntese do metanol a partir de gás de síntese (*syngas*) também já é um processo consolidado, dado seu uso para produção de combustíveis fósseis líquidos. Já a tecnologia para produção através de biomassa lignocelulósica, ainda é pouco difundida e sem escala comercial (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2021, SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, ROCHEDO, SCHAEFFER, CARVALHO, MULLER-CASSERES, *et al.*, 2020).

A IEA (2022) confere um nível de prontidão tecnológica (TRL⁵³) 9⁵⁴/10⁵⁵ para a produção de biogás a partir de digestão anaeróbica. Segundo a agência, a produção de biogás a partir de digestão anaeróbica é uma tecnologia comercialmente desenvolvida, consistindo em digestores de pequena escala para produção de biogás para cozinha em áreas rurais em desenvolvimento, digestores de média escala para produção de calor e eletricidade e digestores de grande escala para produção de eletricidade a partir do *upgrade* do biogás para biometano. Ainda de acordo com a agência, existem cerca de 50 milhões de micro digestores no mundo, sendo que 42 milhões estão localizados na China e 4,9 milhões na Índia.

A rota de produção de metanol a partir de biomassa lignocelulósica compartilha etapas de produção similares às da rota de produção de hidrocarbonetos sintéticos. De acordo com REAL GUIMARÃES et al. (2021), o processo aplicado na transformação de biomassa em combustíveis líquidos (“*Biomass-to-Liquids*” – BtL) é utilizado desde meados do século XX, sendo empregado na época para processar carvão em combustíveis líquidos (“*Coal-to-Liquids*” – CtL). No caso da produção de hidrocarbonetos, a tecnologia aplicada é a gaseificação seguida pela síntese de Fischer-Tropsch (FT).

No entanto, segundo REAL GUIMARÃES et al. (2021), embora as plantas de produção baseadas em combustíveis fósseis tenham surgido em 1940, e algumas ainda estejam em operação, as plantas baseadas em biomassa ainda não possuem sua aplicação industrial estabelecida. A tecnologia BtL ainda se encontra em estágio inicial de implementação e as plantas de gaseificação existentes ainda se encontram em fase de demonstração no que se refere ao seu o nível de prontidão tecnológica. Os autores encontraram 12 plantas de BtL existentes no mundo, que aplicam a tecnologia de gaseificação da biomassa seguida de conversão FT. No que se refere à escala dessas plantas, 5 são projetos de demonstração comercial, mas 4 foram canceladas, e 1 ainda está em construção, e 7 são projetos-piloto, estando 5 operacionais e 2 ociosas/em espera. Com relação à localização geográfica, 5 se encontram nos Estados Unidos, 4 na

⁵³ Technology Readiness Level - sistema de medição do desenvolvimento de uma tecnologia.

⁵⁴ Comercialmente disponível, mas precisa de melhorias para que seja competitiva.

⁵⁵ Comercialmente disponível e competitiva, mas necessita de esforços para aumentar a integração.

Alemanha, 1 na Áustria, 1 na França e 1 na Turquia. O estudo sugere que o grande número de plantas canceladas pode ser um reflexo de barreiras tecnológicas e econômicas⁵⁶ que existem no processo de gaseificação de biomassa e processamento do *syngas*, e que esses ainda são gargalos na implementação de projetos de BtL em escala.

SZKLO et al. (2020) sugerem TRL 6 para o FT-BtL. O TRL 6 indica que a tecnologia já foi demonstrada em ambiente com condições bastantes similares às condições reais. Os autores apontam para o fato de que, ainda que os componentes individuais do processo de FT-BtL sejam conhecidos, a integração do processo e demonstração da operação ainda não alcançaram o estágio comercial, ainda que estejam próximas desse estágio.

Já a IEA (2022) confere um TRL 7 para a produção de biometano a partir da gaseificação de biomassa lignocelulósica, indicando também que a tecnologia está em estágio de demonstração pré-comercial, com protótipos funcionando nas condições esperadas. A agência indica que a Suíça, o Reino Unido e a Alemanha são atualmente os principais países que atuam no desenvolvimento dessa tecnologia.

No que se refere à **rota 3**, de acordo com dos Santos et al. (2017), apenas 4% do hidrogênio produzido no mundo ocorre via eletrólise. Isso se dá devido ao alto custo de produção e por depender do preço da eletricidade. Wappler et al. (2022) indicam que a capacidade instalada de eletrólise mundial é estimada em cerca de 0,3 GW. E, segundo os autores, ao comparar três estudos, que consideraram diferentes demandas por hidrogênio verde e diferentes níveis de horas de operação de eletrolisadores, a capacidade instalada média de eletrólise para suprir a demanda projetada para 2030 seria de quase 340 GW (intervalo entre 48 e 720 GW).

Wappler et al. (2022) identificaram 39 empresas de produção de eletrolisadores (ou de sua parte principal – o chamado “*stack*”), que estão ativas no mercado mundial ou declararam publicamente que entrarão no mercado nos próximos anos. Os autores constataram que a maior parte das empresas se localiza na Europa. Entre as 39 empresas,

⁵⁶ Altos custos de produção, devido ao alto investimento de capital, e baixa produção de combustível na saída, além do alto custo de biomassa.

11 se encontram na Alemanha, 8 distribuídas em outras partes da Europa⁵⁷, 6 nos Estados Unidos, 6 na China, 5 no Japão, 1 na Austrália, 1 no Brasil e 1 no Canadá.

Ao levantar informações sobre capacidade instalada e projeções futuras das empresas identificadas⁵⁸, Wappler et al. (2022) observaram que em 2025 a capacidade instalada projetada dessas empresas seria de 20 GW. Os autores então fizeram estimativas de capacidade instalada futura, utilizando diferentes cenários de mercado. Em suma, os resultados mostraram que para alcançar uma demanda de 720 GW de capacidade instalada de eletrolisadores, seria necessária uma taxa de crescimento de fabricação acima de 200% ao ano, entre 2025 e 2030.

A seguir será discutida a disponibilidade de insumos para a produção de metanol em cada uma das três rotas, no Brasil e na China, assim como a maturidade tecnológica das rotas em cada país.

5.5.1. BRASIL

5.5.1.1. ROTA 1

Ao contrário do gás natural que se forma como resultado da decomposição de matéria orgânica de fauna e flora, ao longo do tempo, o biogás é formado através da degradação de matéria orgânica após passar por processo de digestão anaeróbica. No processo de digestão anaeróbica as frações orgânicas são convertidas em metano e dióxido de carbono. O biogás é, portanto, composto de CH₄, que representa entre 55% e 70% do volume da mistura, e CO₂, entre 45% e 30%. Em menor proporção são encontrados vapor d'água, oxigênio e nitrogênio (SINIGAGLIA, EVALDO FREITAG, *et al.*, 2022).

Como já mencionado anteriormente, para ser transformado em biometanol o biogás precisa então passar por um processo de purificação, chamado de *upgrading*. Nesse processo, são removidos componentes como vapor d'água, oxigênio, nitrogênio e dióxido de carbono, e ao final obtém-se o biometano. Segundo Sinigaglia et al. (2022), a ANP determina que a composição do biometano deve ter no mínimo 90% de CH₄, não

⁵⁷ Incluindo o Reino Unido

⁵⁸ Apenas 20 das 39 empresas tinham informações disponíveis

excedendo 10% de gases inertes, dos quais o CO₂ tem seu limite máximo estabelecido em 3%.

Sinigaglia et al. (2022) indicam que o Brasil possui o maior potencial de produção de biogás no mundo, sendo estimado que, em 2030, o biogás possa suprir 36% da demanda de eletricidade do país ou substituir 70% da demanda de diesel. De acordo com CIBIOGÁS (2022), em 2021 existiam 811 plantas de biogás no Brasil, das quais 755 estavam em operação, gerando 2,3 bilhões de Nm³ de biogás. Do total de biogás produzido, 10% foram provenientes de dejetos da agropecuária (80% do número total de plantas), 16% de resíduos industriais (11% das plantas) e 74% de resíduos de saneamento (apenas 9% das plantas). Das demais plantas, 44 se encontravam em fase de implantação e 12 em reforma, com previsão de voltar a operar em 2022.

Nota-se, portanto, que o biogás proveniente de resíduos de saneamento representa a maior parcela da produção total, mas utilizando-se um pequeno número de plantas. Por outro lado, o biogás produzido a partir de resíduos da agropecuária representa a menor parcela da produção total e o maior número de plantas. Segundo Sinigaglia et al. (2022), esse fato decorre do elevado número de unidades de produção instaladas em pequenas propriedades rurais, cujo objetivo é apenas de suprir o consumo da própria fazenda.

Os estados que apresentaram maior produção de biogás em 2021 foram, São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná, Minas Gerais, Pernambuco e Ceará. Ainda no mesmo ano, 70% do volume total de biogás produzido foi direcionado para a geração de energia elétrica, 7% para geração de energia térmica e 23% para geração de biometano para autoconsumo ou comercialização (CIBIOGÁS, 2022).

Em 2011 havia apenas 56 plantas de produção de biogás no país, que geravam 283 milhões de Nm³ de biogás (CIBIOGÁS, 2022). Houve, portanto, um crescimento de mais de 700% no volume de biogás produzido anualmente entre 2011 e 2021. CIBIOGÁS (2022) complementa ainda que atualmente é apenas explorado 3% do potencial teórico de produção de biogás brasileiro, que é estimado em 84,6 bilhões de metros cúbicos por ano pela Associação Brasileira do Biogás (ABiogás). Sendo assim, a produção atual de biogás do país ainda se encontra muito abaixo do seu potencial.

Segundo MME & EPE (2022), o potencial de geração de biogás brasileiro se concentra, majoritariamente, no setor agropecuário, com um montante adicional que pode

ser obtido através de resíduos sólidos urbanos e esgoto. Sinigaglia et al. (2022) corroboram essa informação. Tendo como base o potencial de produção estimado pela Abiogás, Sinigaglia et al. (2022) indicam que, assumindo o poder calorífico inferior de 23 MJ/Nm³, há um potencial de produção de biogás de 41,40 bilhões de Nm³/ano no setor da cana de açúcar, 37,40 bilhões de Nm³/ano no setor agroindustrial e 5,80 bilhões de Nm³/ano no setor sanitário.

Cardoso et al. (2017) também apontam um grande potencial na produção de biogás a partir de resíduos do setor de cana de açúcar. Segundo os autores, há uma crescente produção de vinhaça, principal subproduto da indústria sucroalcooleira no Brasil, pois cada litro de etanol resulta em cerca de treze litros de vinhaça. Segundo os autores, com avanços tecnológicos no processo de fermentação e a depender da matéria prima utilizada, esse valor pode chegar a 20 litros. Nesse sentido, a biodigestão anaeróbica da vinhaça para produção de biogás, representa não apenas uma opção de tratamento para esse subproduto da indústria sucroalcooleira, mas também uma forma de aproveitamento energético. Segundo MME (2021), as usinas de açúcar e álcool se concentram majoritariamente nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Nordeste do país.

Sales Silva et al. (2022) mostram que o maior potencial para produção de biometano a partir de aterros sanitários, se concentra em São Paulo, com potencial de geração de 2,88 bilhões de m³ entre 2021 e 2040, seguido por Minas Gerais, com 2,11 bilhões de m³, Rio de Janeiro com 2,01 bilhões de m³, e, Espírito Santo com 0,64 bilhões de m³⁵⁹. De acordo com a ECOGEN (2022), 43% do potencial de produção de biogás a partir de sistema de tratamento de esgoto, se localiza em São Paulo e 16% em Minas Gerais. No que se refere ao biogás produzido a partir de resíduos da agropecuária, o maior potencial de produção está concentrado em Mato Grosso e Rio Grande do Sul (ECOGEN, 2022).

SZKLO et al. (2020b) estimaram em seu estudo o potencial de produção de biometanol, via rota de produção a partir de biodigestão, considerando como matéria-prima para o processo produtivo, resíduos agrícolas, vinhaça residual da produção de etanol, esterco animal, resíduos sólidos urbanos e lodo de esgoto. Os autores estimaram

⁵⁹ Dados levam em consideração condições normais de pressão e temperatura.

um potencial total para a produção de biometanol, através do biogás, para o Brasil de 0,95 EJ/ano⁶⁰, estando 36% desse potencial concentrado na região Centro-Oeste e 33% na região Sul, devido à grande concentração de atividades agropecuárias existente nessas regiões. Os resíduos agrícolas que mais contribuíram com o potencial de produção foram a soja e o milho, representando 64% do potencial total estimado.

Os autores também estimaram o potencial de produção de biometanol por ano, levando em consideração a localização de terminais aquaviários e resíduos disponíveis nas proximidades, distância de até 100 km. O terminal que apresentou o maior potencial foi o Terminal de Santos, com potencial de produção de biometanol, antes do balanceamento pela razão C/N de 9.059 TJ/ano e, após o balanceamento, de 8.827 TJ/ano. O menor potencial foi observado no Terminal São Luis, sendo antes do balanceamento 842 TJ/ano, e depois, 773 TJ/ano (SZKLO, PORTUGAL-PEREIRA, ROCHEDO, SCHAEFFER, CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2020).

De acordo com SZKLO *et al.* (2020), o processo de digestão anaeróbica já é bem difundido no Brasil, mas, ainda que a produção de biogás nacional tenha crescido muito nos últimos anos, o processo de *upgrade* ainda não é muito desenvolvido no país. Os autores complementam, contudo, que embora ainda não muito desenvolvida no país, existem tecnologias de *upgrade* que são economicamente viáveis. Segundo CARVALHO *et al.* (2021a), a localização espalhada das matérias primas também pode aumentar o custo do produto final, uma vez que implicaria em investimento em logística para transporte em grandes distâncias, dificultando a viabilidade de produção em escala.

De acordo com as informações do METHANOL INSTITUTE (2022), até o momento, há apenas uma planta de biometanol prevista para ser implementada no Brasil. A planta será construída em Brasília, utilizará resíduos municipais ou agroindustriais como matéria prima e terá uma capacidade de produção de 30.000 toneladas de biometanol por ano. O

⁶⁰ Sem considerar o balanceamento de resíduos para a obtenção da razão Carbono/Nitrogênio ideal. Sendo o carbono e o nitrogênio os nutrientes mais importantes para a formação de enzimas responsáveis pelo metabolismo, é essencial que o substrato tenha a relação C/N adequada. O excesso de carbono reduz a atividade metabólica, já o excesso de nitrogênio pode gerar a formação de grande quantidade de amônia, o que inibiria o crescimento das bactérias metanogênicas.

projeto é uma parceria da Maersk com a empresa WasteFuel e a operação está planejada para ser iniciada em 2024.

5.5.1.2. ROTA 2

Como o Brasil é um dos maiores produtores mundiais de produtos agrícolas e gera uma grande quantidade de resíduos de biomassa, além de possuir conhecimento na produção de biocombustíveis, estudos sugerem que o país possui um grande potencial para produção de biocombustíveis marítimos (CARVALHO, MÜLLER-CASSERES, *et al.*, 2021, PORTUGAL-PEREIRA, SORIA, *et al.*, 2015).

Segundo CARVALHO *et al.* (2021b), o potencial técnico⁶¹ estimado de resíduos de biomassa no Brasil é de 3.903 PJ/ano. Ainda de acordo com o estudo, esse potencial está majoritariamente concentrado na região Sul, e, em uma segunda estância, nas regiões Sudeste e Centro-Oeste⁶². PORTUGAL-PEREIRA *et al.* (2015) obtiveram como resultado de seu estudo as mesmas regiões como maiores protagonistas do Brasil na geração de resíduos de agricultura e agroindustriais⁶³. O estudo indica ainda, que o potencial de geração de energia através de resíduos de agricultura e resíduos agroindustriais no Brasil, é de cerca de 141 TWh/ano (507,6 PJ/ano).

Ainda de acordo com PORTUGAL-PEREIRA *et al.* (2015), se por um lado as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste hospedam a maior parte das áreas de cultivos de agricultura no Brasil, apresentando um grande potencial para geração de energia proveniente dos resíduos dessas culturas, por outro lado, as regiões Norte e Nordeste apresentam um potencial limitado de bioenergia.

Complementarmente, CARVALHO *et al.* (2021b) mostram que os resíduos de biomassa com maior potencial técnico estimado no Brasil são a cana de açúcar, soja e eucalipto. O estudo de PORTUGAL-PEREIRA *et al.* (2015) apontou que, entre os resíduos de agricultura e agroindustriais, os cultivos de cana de açúcar, soja e milho

⁶¹ O potencial técnico representa a fração do potencial teórico disponível, levando-se em consideração as possibilidades tecnológicas, restrições logísticas e competição com usos não energéticos.

⁶² Dados de 2018.

⁶³ Dados de 2010.

entregam a maior parcela de potencial de geração de energia do país, concentrando quase 88% do potencial total observado.

Segundo o Relatório de Produção Agrícola Municipal, IBGE (2022), os cultivos supracitados foram os produtos agrícolas com maiores produções observadas em 2021, a cana de açúcar com uma produção de mais de 715 milhões de toneladas, a soja com quase 135 milhões de toneladas e o milho com mais de 88 milhões de toneladas. Ainda de acordo com o mesmo relatório, os dados de 2021 mostram que a produção de cereais, leguminosas e oleaginosas anual foi de 254,4 milhões de toneladas, estando majoritariamente concentrada na região Centro-Oeste do país.

Com relação aos produtos florestais, o Relatório de Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura, IBGE (2022b), mostra que em 2021 a área total de florestas plantadas no Brasil, correspondia a 9,5 milhões de hectares, sendo majoritariamente (76% da área) ocupada por eucalipto (7,3 milhões de ha). 1,8 milhões de hectares eram ocupados por pinus e 380 mil hectares por outras espécies. Ainda de acordo com o relatório, a maior parte da produção florestal é concentrada nas regiões Sul e Sudeste do país, que juntas concentram 70,6% da área de florestas plantadas supracitada. 45,5% das áreas de eucalipto se encontram na região Sudeste, enquanto 83,9% da área de florestas de pinus se concentra na região Sul.

No que se refere à viabilidade tecnológica da implementação da rota, REAL GUIMARÃES et al. (2021) indicam que a infraestrutura de biorrefinarias existente no Brasil, a expertise da indústria de bioenergia estabelecida no país e a alta disponibilidade de biomassa, representam um ambiente favorável para o desenvolvimento de novas rotas de produção de biocombustíveis, como a termoquímica. Contudo, o alto investimento de capital necessário para custear os equipamentos e tecnologias, ainda é um obstáculo na implementação dessa rota. Os autores ressaltam o potencial da indústria de cana de açúcar, que gera grandes quantidades de bagaço e palha de cana - resíduos que poderiam ser utilizados como matéria prima na rota de conversão termoquímica.

REAL GUIMARÃES et al. (2021) complementam que a promoção de incentivos, como a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)⁶⁴, poderia melhorar a competitividade dos biocombustíveis frente aos combustíveis fósseis.

5.5.1.3. ROTA 3

Para viabilização da produção de metanol de origem renovável, via **rota 3**, é necessário ter eletricidade de fontes renováveis para condução do processo de eletrólise visando à obtenção de hidrogênio, assim como capacidade instalada de eletrólise e potencial para captura de CO₂ da combustão de biomassa ou diretamente do ar.

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS (2022), o Brasil em 2021, tinha 173.809 MW de capacidade instalada no sistema de energia elétrica, sendo que 62,6% da capacidade instalada vinha de hidrelétricas, 11,9% de eólica, 2,6% de solar, 1,14% de energia nuclear e 21,6% de usinas térmicas. De acordo com ONS (2022), a previsão é que, em 2026, a capacidade instalada do sistema seja de 201.234 MW.

A energia eólica produzida no Brasil é predominantemente gerada na região Nordeste, principalmente no estado do Rio Grande do Norte, seguido pela Bahia e Piauí. Já a energia solar fotovoltaica apresenta uma boa distribuição no território brasileiro, com uma maior concentração nas regiões Norte e Nordeste do país (MME, 2021a).

As projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia para 2031 (MME, EPE, 2022) apontam para uma redução da participação percentual das hidrelétricas na matriz, embora sua contribuição absoluta deva permanecer praticamente inalterada. Em contrapartida há um crescimento das fontes eólicas e solar fotovoltaica centralizada, acrescentando juntas cerca de 9 GW na capacidade instalada do país entre dezembro de 2021 e 2031.

Nas projeções de 2031 as usinas hidrelétricas (UHEs) representam cerca de 51% das contribuições na capacidade instalada da matriz, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) 4%, biomassa 7%, eólicas junto à solar 15%, usinas termelétricas (UTES) 6%, e

⁶⁴ Política instituída em 2017, pela Lei nº 13.576, com objetivo de ampliar a produção e o uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira.

a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) chega a 17%. A contribuição proveniente de MMGD se dá, majoritariamente, de energia solar (cerca de 93%), seguido por uma pequena parcela vinda de termelétricas e contribuições ínfimas de eólica e centrais de geração hidrelétrica (CGHs). Ainda de acordo com o estudo, em 2031 a previsão é de que 83% da capacidade instalada de geração elétrica seja renovável (MME, EPE, 2022).

Segundo dos Santos et al. (2017), como a matriz elétrica do país é majoritariamente baseada em fontes renováveis, especialmente em energia hidrelétrica, o processo de eletrólise da água pode se tornar bem difundido no território brasileiro. Os autores explicam que sistemas integrados de energia elétrica, como o do Brasil, podem tornar a eletrólise economicamente viável, ao usar o excedente de energia de fontes como solar, eólica e hidrelétrica no processo. De acordo com os dados do MME (2021), entre 2016 e 2019 o saldo entre a geração elétrica nacional por fontes renováveis e o consumo total, mostra que, se as perdas não fossem consideradas, com exceção de 2017, para todos os demais anos existiria um excedente de energia que poderia ser direcionado para produção de hidrogênio verde no Brasil.

Muito embora existam perdas durante o processo de produção e distribuição de energia que mudariam esse cenário, segundo MME (2021), a previsão de crescimento da participação das fontes solar e eólica no portfólio de energia elétrica do país nos próximos anos contribuirá ainda mais para aumentar o potencial de produção de hidrogênio verde e aumentar o excedente de energia gerada.

A maior parte do hidrogênio produzido no Brasil, aproximadamente 95%, ainda é de origem fóssil, tendo sua produção concentrada nas unidades de refinaria de petróleo, nas regiões Sudeste e Nordeste do país. O processo de produção de hidrogênio verde no Brasil ainda se encontra em escala experimental. Até 2021 existiam apenas 7⁶⁵ projetos pilotos, de pesquisa e desenvolvimento de produção ou uso de hidrogênio verde no país (MME,

⁶⁵ (1) Projeto Ônibus à Célula a Combustível a Hidrogênio para Transporte Urbano no Brasil; (2) Projeto Hidrogênio da FURNAS Centrais Elétricas S/A; (3) Projeto Armazenamento de Energia da Companhia Energética de São Paulo -CESP; (4) Projeto Unidade Piloto de Hidrogênio na UHE Itaipu Binacional; (5) Projeto Bio-Hidrogênio ERGOSTECH Renewable Energy Solutions; (6) Projeto H2; e (7) Projetos iniciais para exportação de hidrogênio verde.

2021a). Ressalta-se que em 2021, a Resolução CNPE nº 6, de 20 de abril de 2021 estabeleceu o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). O programa reconhece a importância econômica, social e ambiental do hidrogênio e visa aumentar a sua competitividade e participação na matriz energética brasileira (MME, 2021b).

Resumidamente, embora os dados apontem para uma viabilidade ambiental e potencial de recursos naturais para produção de hidrogênio por eletrólise da água, a tecnologia de obtenção de hidrogênio via eletrólise ainda não possui maturidade tecnológica e implementação em escala comercial no Brasil.

No que se refere ao potencial de captura de CO₂, Rochedo et al. (2016) estimaram que, no Brasil, o setor de produção de óleo e gás deve ter em 2030 um potencial de captura de cerca de 27 MtCO₂/ano, as refinarias cerca de 14 MtCO₂/ano, setor de produção de etanol 57,8 MtCO₂/ano, o setor de geração de energia elétrica 38,5 MtCO₂/ano, setor de cimento quase 46 MtCO₂/ano, setor de produção de aço cerca de 63 MtCO₂/ano, e, de produção de amônia 1,6 MtCO₂/ano. Em síntese, no total o potencial de captura de CO₂ por ano no Brasil em 2030, pode chegar a quase 250 MtCO₂. Contudo, ressalta-se que para a produção de metanol renovável, o CO₂ capturado não pode ser de origem fóssil, devendo ser proveniente da combustão da biomassa ou de captura direta do ar.

Maia (2021) identificou em seu trabalho *hotspots* para implementação de projetos de captura de carbono direta do ar (DAC), no Brasil. Como resultado, os *hotspots* que apresentaram mais vantagens competitivas⁶⁶ em sua implementação foram a Bahia, seguida por Sergipe/Alagoas. Segundo o autor, esses *hotspots* apresentam configurações de captura-destinação com custos nivelados relativamente baixos, sendo assim uma oportunidade de desenvolvimento da tecnologia no país.

5.5.2. CHINA

O desenvolvimento da indústria de metanol na China teve seu início na metade do século XX. Entre 1995 e 2011, a capacidade de produção de metanol no país cresceu

⁶⁶ Custos nivelados de captura, Taxa Interna de Retorno (TIR) e eficiência de carbono.

cerca de 16 vezes, enquanto o consumo anual de metanol que, em 1983, era de 0,33 milhões de toneladas, em 2011 chegou a 23,84 milhões de toneladas (SU, LI, *et al.*, 2013).

Segundo Su et al. (2013), em 2006, a China se tornou o maior país produtor de metanol do mundo, com uma produção de 13,95 milhões de toneladas por ano, e, em 2010, a China já representava mais de metade da capacidade de produção mundial de metanol. Ressalta-se que a maior parte do metanol produzido na China tem o carvão como fonte. Em 2019, a capacidade instalada de produção de metanol na China alcançou cerca de 99 milhões de toneladas e a produção de, aproximadamente, 77 milhões de toneladas (METHANOL INSTITUTE, 2021).

5.5.2.1. ROTA 1

De acordo com Yan et al. (2022), a China é um dos maiores produtores agrícolas do mundo, apresentando, portanto, muito potencial para geração de biogás, especialmente nas áreas rurais. A quantidade de resíduo gerada pela agricultura na China é de mais de 5 bilhões de toneladas por ano (SU, LI, *et al.*, 2013).

Segundo Yang et al. (2012), a China foi um dos primeiros países a desenvolver e utilizar biogás, tendo começado sua implementação em 1930 com biodigestores pequenos (HBD)⁶⁷, utilizados para consumo próprio. Em 1980, começaram a ser construídos os primeiros projetos de biogás com capacidade de mais de 50 m³. Já em 2010, a produção de biogás proveniente de projetos de grande e média escala no país foi de cerca de 1 bilhão de m³ (YANG, ZHANG, *et al.*, 2012).

Yan et al. (2022) elucidam que o desenvolvimento da indústria de biogás na China, recebeu muita atenção e suporte do governo, a partir de leis e políticas. De acordo com Huang et al. (2022), entre 2000 e 2016, o governo investiu cerca de 42⁶⁸ bilhões de CNY na construção de unidades de biogás, e, entre 2016 e 2020, mais 50⁶⁹ bilhões de CNY foram investidos na indústria. Yang et al. (2012) observam que em 2012 o investimento do governo passava a ser mais direcionado para projetos de produção intensiva de biogás,

⁶⁷ House hold digesters.

⁶⁸ ~ 6,2 bilhões de USD

⁶⁹ ~ 7,4 bilhões de USD

ao invés de produção caseira. Contudo, segundo Huang et al. (2022), entre 2016 e 2020 mais de um milhão de HBDs foram construídos com investimento do governo.

Em 2016 cerca de 98,13% do biogás produzido no país, vinha de resíduos de agricultura (YAN, LI, *et al.*, 2022). Yang et al. (2012) e Yan et al. (2022) indicam que há uma grande dispersão territorial com relação aos locais de produção de biogás na China, com diferenças regionais significativas quanto à quantidade produzida. Segundo os autores, as regiões Sudeste e Sul apresentam uma maior de produção de biogás média, do que as demais regiões. Yan et al. (2022) calcularam a produção de biogás, proveniente de resíduos de agricultura per capita e analisaram a distribuição espaço-temporal da produção entre 2001 e 2016. Como resultado encontraram que a maior média de produção per capita, foi observada em Haian⁷⁰, sendo de 51,649 m³/pessoa. Já a menor média, foi encontrada em Jilin⁷¹, 2,055 m³/pessoa. Os autores observam que a produção de biogás através de resíduos de agricultura cresceu na maior parte das províncias da China, entre 2001 e 2016.

Yan et al. (2022) observaram ainda que a alta disponibilidade de resíduos de agricultura não necessariamente estava relacionada a uma maior produção de biogás por resíduos de agricultura per capita. Embora algumas regiões da China apresentassem uma grande quantidade de resíduos de agricultura⁷², apenas uma pequena parte era revertida para a produção de biogás. Em 2016, Heilongjiang, Inner Mongolia, Jilin e Xinjiang tinham uma extensa área planada per capita e o local com maior número de criação de animais per capita era o Tibet (YAN, LI, *et al.*, 2022).

Huang et al. (2022) observam que em 2018 cerca de 735 e 1.347 milhões de toneladas de resíduos de agricultura e de pecuária, respectivamente, foram gerados nas regiões mais a leste da China. 241 e 510 milhões de toneladas dos mesmos produtos foram geradas na região central, e apenas 65 e 193 milhões de toneladas no oeste do país. Diferente do encontrado por Yan et al. (2022), Huang et al. (2022) indicam que as regiões com maior produção de resíduos agropecuários também possuíam a maior produção de biogás.

⁷⁰ Localizada na província de Jiangsu, costa leste da China.

⁷¹ A província Jilin fica no Nordeste da China.

⁷² Por exemplo: Heilongjiang, Inner Mongolia e Xinjiang.

Em 2018 havia 39 milhões de HDBs e 108 milhões de plantas de biogás de pequena e grande escala na China. Juntas, essas unidades geravam mais de 11 bilhões de m³ de biogás, sendo que mais de 75% eram provenientes das HDBs (HUANG, WANG, *et al.*, 2022).

Segundo Huang et al. (2022), a produção de biogás por HDB vem sendo reduzida desde 2014 no país e apenas cerca de 19% do potencial de produção de biogás da China vem sendo utilizada. De acordo com Yang et al. (2012), a construção de projetos de biogás de média-grande escala na China ainda está em estágio de desenvolvimento.

Liu et al. (2016), estimaram o potencial teórico e prático da produção de biometano (via *upgrading* do biogás) na China, considerando as seguintes fontes: resíduos de plantio, resíduo de criação de animais, resíduos de plantios voltados para a produção de energia⁷³, resíduos sólidos municipais e esgoto. De acordo com os resultados do estudo, o potencial teórico total para produção de biometano na China é estimado em 888,78 bilhões de m³ e o potencial prático, em 316,30 bilhões de m³. O estudo mostrou que a menor contribuição para produção de biometano vinha de esgotos e resíduos sólidos e a maior, de plantios voltados para produção de energia.

Assim como no Brasil, os dados apresentados nesse item mostram que a produção agrícola na China também apresenta uma distribuição territorial bastante dispersa, o que pode implicar em dificuldades relacionadas ao transporte dos produtos e tornar o processo mais caro. Xue et al. (2022) indicam que a falta de um sistema de coleta, armazenamento e transporte apropriado e a baixa maturidade tecnológica, especialmente em relação ao processo de *upgrading*, ainda são obstáculos para o mercado de produção de biometano na China.

5.5.2.2. ROTA 2

Como evidenciado no item anterior, a China é um dos maiores produtores agrícolas, o que leva a concluir que, sem considerar potenciais conflitos com outros setores (por exemplo, alimentos), o país poderia se tornar um produtor de biocombustíveis.

⁷³ Energy crops.

Contudo, mesmo a agricultura sendo o maior setor da economia chinesa (MA, ZHANG, *et al.*, 2022), levando em consideração a limitação de terra arável frente ao tamanho da população, de acordo com a estratégia de segurança alimentar da China, recursos como o milho, trigo, colza e soja não podem ser utilizados para a produção de biocombustíveis. Ou seja, a produção de biocombustíveis na China, requer um maior fornecimento de plantios de matéria prima que não seja utilizada como alimento (CHEN, WU, *et al.*, 2016). Nesse sentido, biocombustíveis que podem ser produzidos tendo como matéria prima resíduos de agricultura devem atrair maior atenção.

Segundo FAO (2023), como a China possui a maior população do mundo (cerca de 20% da população mundial), mas apenas 10% das terras aráveis existentes ao redor do globo, o desenvolvimento da produção agrícola no país sempre foi uma prioridade para o governo, tornando o país líder em produção de cereais, algodão e vegetais (FAO, 2023).

Assim, como visto antes, há uma grande variação entre as diferentes províncias da China, no que se refere a áreas plantadas e geração de resíduos de agricultura. Yan et al. (2022) mostraram em seu estudo que a maior fração de área plantada⁷⁴ per capita ocorreu em Heilongjiang⁷⁵ (quase 0,8), e a menor em Beijing⁷⁶ (cerca de 0,02). Segundo Huang et al. (2022), em 2018, cerca de 735 milhões de toneladas de resíduos de agricultura foram gerados nas regiões mais a leste da China, 241 milhões de toneladas, na região central, e apenas 65 milhões de toneladas no oeste do país.

Man et al. (2017) observam que a transformação de biomassa em combustíveis líquidos (“*Biomass-to-Liquids*” – BtL), utilizando matéria prima que não seja fonte de alimento, como resíduos florestais ou de agricultura, tem se tornado o foco das novas pesquisas. Segundo os autores, anualmente são coletados cerca de 634 milhões de toneladas de resíduos de agricultura na China, e 24% é queimado em campo sem nenhuma utilização. De acordo com Chen et al. (2016), cerca de 35 a 40% dos resíduos florestais e de madeira gerados na China não são coletados ou utilizados. Os autores complementam,

⁷⁴ Inclui arroz, trigo, milho, legumes, tubérculos, oleaginosas algodão e plantios para produção de açúcar.

⁷⁵ Localiza-se na região do Nordeste da China.

⁷⁶ Capital da China, também localizada no Nordeste.

que a colheita florestal na China gera, aproximadamente, 379 milhões de m³ de madeira por ano, sendo que 63,2% são comercializáveis e 36,8% não.

Ding et al. (2023) indicam que a indústria de BtL na China tem apresentado um desenvolvimento lento devido à falta de competitividade econômica, pois os custos de capital são muito altos. Segundo os autores, a capacidade de produção de biocombustíveis via BtL na China em 2015 foi de 0,68 milhões de toneladas, e a previsão é que em 2030 a capacidade total de produção de combustível por BtL seja de 2 milhões de toneladas por ano.

A tecnologia de CtL⁷⁷, por outro lado, já é amplamente utilizada na China. Em 2015, a capacidade de produção total de combustíveis via CtL foi de 4,3 milhões de toneladas e a previsão para 2030, é de uma capacidade de produção de 20 milhões de toneladas por ano (DING, MAKOWSKI, *et al.*, 2023). Como a rota de CtL compartilha processos com a rota de BtL, a expertise e aprendizados dessa indústria já estabelecida no país, podem favorecer o crescimento da rota de produção BtL.

Ressalta-se, no entanto, que desafios adicionais podem surgir do fato de que no BtL, os gases brutos resultantes da gaseificação⁷⁸, precisam passar por um processo complicado de condicionamento e purificação para, posteriormente se obter o *syngas*. A gaseificação da biomassa gera CO, CH₄, CO₂, H₂O e N₂⁷⁹, além de produtos secundários como alcatrão, compostos inorgânicos e partículas sólidas. E a tolerância dos sistemas que usam o *syngas* a esses produtos secundários, varia substancialmente. Dessa forma, os processos de condicionamento e purificação são essenciais para adequar o *syngas* para os limiares requeridos a cada aplicação específica (RICHARDSON, BLIN, *et al.*, 2012). De acordo com Richardson et al. (2012), é estimado que a produção de *syngas* através de biomassa represente, pelo menos, metade dos custos totais da produção do biocombustível, podendo em alguns casos pode chegar a 75%.

Os resultados do modelo desenvolvido por Ding et al. (2023), para dar suporte ao desenvolvimento da indústria de combustíveis líquidos da China até 2045 mostram que,

⁷⁷ Coal-to-liquid fuel.

⁷⁸ A gaseificação de biomassa envolve o uso de tecnologia com alta temperatura (600-900 °C).

⁷⁹ Se o ar for utilizado como agente oxidante.

nos cenários de preço alto⁸⁰ de carbono, a parcela de BtL na indústria é maior do que de CtL. Em todos os cenários a parcela de BtL cresce continuamente entre 2016 e 2045.

Man et al. (2017) apontam para o fato de que a instabilidade do estoque de resíduos de agricultura pode ser um fator limitante no desenvolvimento da indústria de BtL na China. O estudo realizado pelos autores indicou que, nas temporadas de baixa colheita, foi necessário aumentar o raio de coleta de resíduos. Esse fato fez com que a distância do transporte também aumentasse e o custo da matéria prima subisse, assim como os custos de produção.

5.5.2.3. ROTA 3

De acordo com os dados da IEA (2023), em 2020, aproximadamente 63% da eletricidade gerada na China era proveniente de carvão. Cerca de 17% eram provenientes de hidrelétricas, 6% de eólica, 5% de nuclear, 3% solar, 3% de gás natural, 2% de biocombustíveis e, ínfimas contribuições vinham de energia geotérmica e óleo. No mesmo ano, cerca de 53% (5.377 Mt CO₂) das emissões de CO₂ do país vinham do setor de eletricidade e aquecimento (IEA, 2021a).

Todavia as previsões da IEA (2021) indicam que, entre 2019 e 2024, a China contribuirá com 40% da expansão da capacidade de energias renováveis do mundo. Adicionalmente, as previsões mostram que no mesmo período a China deve ser responsável por quase metade do crescimento da energia fotovoltaica distribuída global.

No que se refere à produção de hidrogênio, desde 2010 a China é o maior produtor e consumidor de H₂ do mundo. O consumo de hidrogênio na China chegou a 33 milhões de toneladas em 2020, cerca de 30% do consumo total global. Contudo, a maior parte da produção (quase 66%) de H₂ na China é feita a partir da gaseificação do carvão, cerca de 21 milhões de toneladas. Ademais, 7 milhões de toneladas são geradas como um coproduto de diferentes processos, como produção de aço, reforma catalítica de nafta, produção de soda cáustica, entre outros. As outras 5 milhões de toneladas são

⁸⁰ 55 USD/t.

provenientes da reforma do gás natural e apenas uma mínima fração do hidrogênio é produzida através da eletrólise da água (IEA, 2022b).

Segundo IEA (2022a), as primeiras atividades de desenvolvimento de tecnologia para produção de hidrogênio na China ocorreram a partir de meados do século XX. E desde 1980 o governo lançou vários projetos para acelerar o desenvolvimento da tecnologia no país, investindo em 2019 mais de 2 bilhões de CNY⁸¹ em pesquisas com esse foco e projetos de demonstração. De acordo com o mesmo estudo, as projeções mostram que o hidrogênio produzido via eletrólise pode chegar a representar 8 a 15% da demanda chinesa total de hidrogênio em 2030, e quase 80% em 2060. O interesse em hidrogênio proveniente da eletrólise vem crescendo no país, na medida em que o custo da energia renovável⁸² cai; sendo assim, alguns projetos com capacidade significativa de eletrólise têm sido anunciados⁸³ (IEA, 2022b).

Contudo, para que o hidrogênio produzido seja livre de emissões de CO₂, a eletricidade utilizada tem que vir de uma fonte renovável. E como visto acima, a matriz elétrica da China ainda é majoritariamente baseada em fonte fóssil. Não obstante, IEA (2022a) relata que algumas regiões da China possuem um alto potencial para utilizar o excedente de energia renovável gerada em processos de eletrólise. Segundo o estudo, em 2021 quase 30% (2.480 TWh) da eletricidade gerada no país veio de fontes renováveis. A região Norte apresenta uma grande concentração de usinas eólicas em terra e energia solar, já as hidrelétricas se concentram no Centro⁸⁴ e Sul⁸⁵ do país. A região Leste também concentra grande parte da energia solar (IEA, 2022b).

IEA (2022a) complementam que a dispersa concentração das fontes renováveis torna a distribuição de eletricidade pelo país desafio, uma vez que a capacidade de transmissão da rede é limitada. Por esse fato, em várias regiões da China as empresas de energia são obrigadas regularmente a limitar a geração de energia renovável durante períodos de

⁸¹ 300 milhões de USD.

⁸² Especialmente fotovoltaica e eólica.

⁸³ Exemplo: Projeto Guyuan - eólica para produção de H₂, 20 MW. Local: Zhangjiakou.

⁸⁴ Província Sichuan.

⁸⁵ Província Yunnan.

baixa demanda local, dado que não é possível distribuir o excedente gerado para outras partes do país.

Já com relação à maturidade tecnológica de sistemas de captura e armazenagem de CO₂ (CCS) na China, de acordo com Zhu et al. (2015), essa tecnologia ainda se encontrava, em 2015, nos estágios iniciais de desenvolvimento e apresentava custos altos. Em 2021, o estudo da IEA (2022a) indica que já havia quase 50 projetos de demonstração e de escala comercial, em diferentes estágios de desenvolvimento, com uma capacidade de captura total planejada de cerca de 7 milhões de toneladas de CO₂ por ano. Em 2022, por sua vez, os projetos que já se encontravam em operação, capturavam cerca de 3 Mt CO₂/ano (IEA, 2022b). Ressalta-se que os 50 projetos supracitados têm como fonte da captura de CO₂ plantas químicas, plantas de geração de energia via carvão, plantas de metanol, processamento de gás natural ou campo de produção de óleo. Nenhum dos projetos visa a captura de CO₂ diretamente do ar.

Li et al. (2009) estimaram a capacidade de armazenamento de CO₂ da China, considerando bacias terrestres e marítimas, sendo observado uma capacidade total de armazenamento de 3.088 giga toneladas de CO₂. Os autores constataram que 99% do potencial de armazenamento se encontrava em formações salinas profundas.

Por fim, de acordo com as informações do METHANOL INSTITUTE (2022), até o momento, existem 3 plantas de biometanol e 11 de metanol renovável previstas para serem implementadas na China, entre 2020 e 2027.

5.6. CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE (TCO)

Foram projetados cinco cenários de TCO, conforme apresentado na Tabela 29.

Tabela 29 – Cenários de TCO e premissas.

Cenários	Ano 0	Navio	Premissas
Retrofit “0”	2030	Granel (400.000 dwt)	Navio HFO + <i>retrofit</i> no ano “0”
Retrofit “15”	2030	Granel (400.000 dwt)	Navio HFO + <i>retrofit</i> no ano “15”
Retrofit “%VPL”	2030	Granel (400.000 dwt)	Navio HFO + decisão do ano de <i>retrofit</i> baseado em um limite de acréscimo de 10% ao VPL do TCO de operação com HFO. Resultou em um <i>retrofit</i> no ano “18”
Navio metanol	2030	Granel (400.000 dwt)	Navio novo metanol
HFO	2030	Granel (400.000 dwt)	Navio convencional, uso HFO

Como mencionado anteriormente, para cada cenário foram realizadas duas variações de análises. A Figura 17 apresenta os resultados dos cinco diferentes cenários em custo anual equivalente e custo por viagem, obtidos na primeira variante de análise em que o número de navios se manteve constante e o número médio de viagens de cada navio por ano foi alterado para atender o aumento da demanda de transporte de carga em 2030.

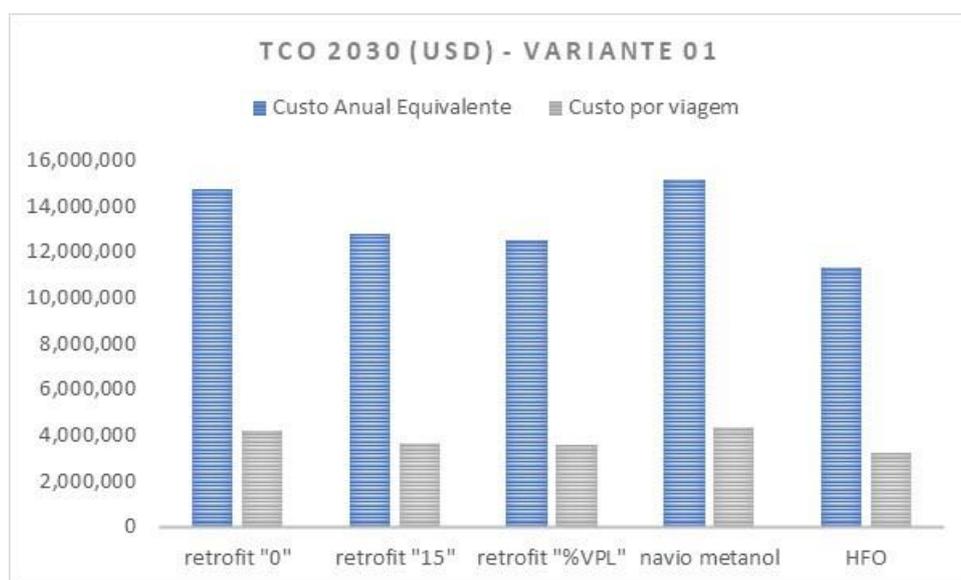


Figura 17: TCO para os diferentes cenários, em que o número de navios se manteve constante e o número médio de viagens por ano foi alterado.

Já a Figura 18 contempla os resultados dos cinco diferentes cenários obtidos na segunda variante, em que o número médio de viagens por ano se manteve constante, mas que o número de navios foi alterado para suprir a demanda de 2030.

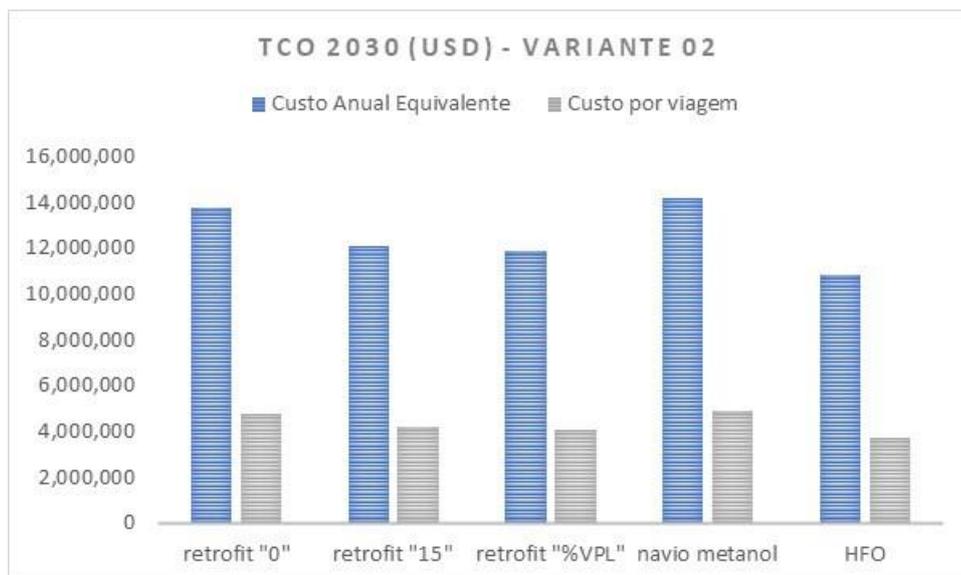


Figura 18: TCO para os diferentes cenários, em que o número médio de viagens por ano se manteve constante e o número de navios foi alterado.

Como pode ser observado, ao analisar ambas as variantes, os cenários envolvendo a operação com biometanol tiveram entre 9 e 25% de custos adicionais, se comparados ao cenário de combustível convencional. Os cenários retrofit “15” e retrofit “%VPL” mostram que o retrofit pode ser uma opção para as frotas atuais, que ainda tenham tempo de uso, envolvendo um menor sobrecusto, embora menor redução de emissões de GEE.

A Figura 19 e Figura 20 apresentam cada cenário, de ambas as variantes, subdividido por despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX). O CAPEX inclui valores relacionados à aquisição do navio e retrofit e o OPEX custos de combustível, manutenção e perda de espaço de carga, quando aplicável.

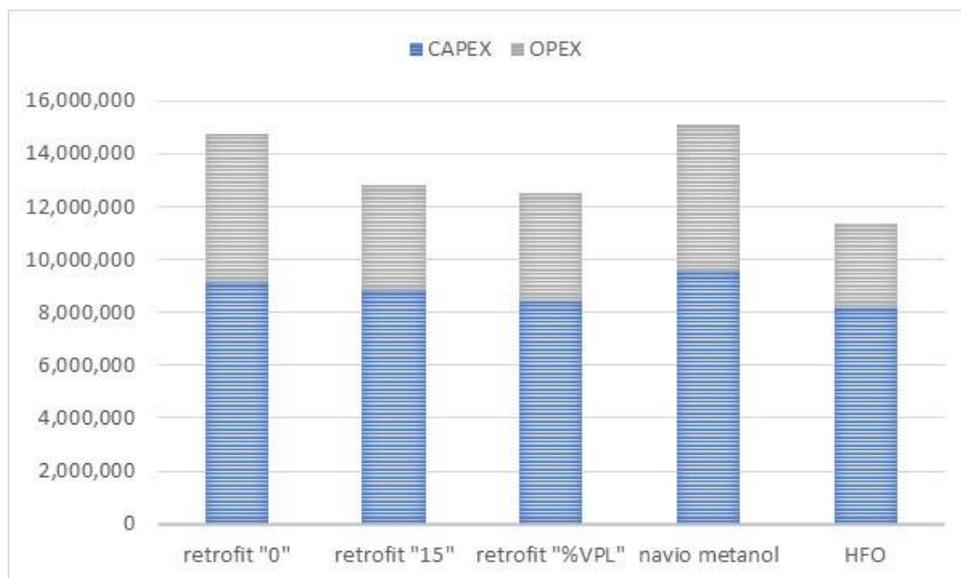


Figura 19: TCO subdividido em despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) – Variante 01.

É possível observar que, na variante 01, devido ao maior número de viagens que o navio realiza por ano, o que gera um maior gasto com combustível, as despesas operacionais (OPEX) representam uma parcela um pouco maior do custo total (entre 28 e 38%), se comparadas à variante 02 (entre 24 e 34%).

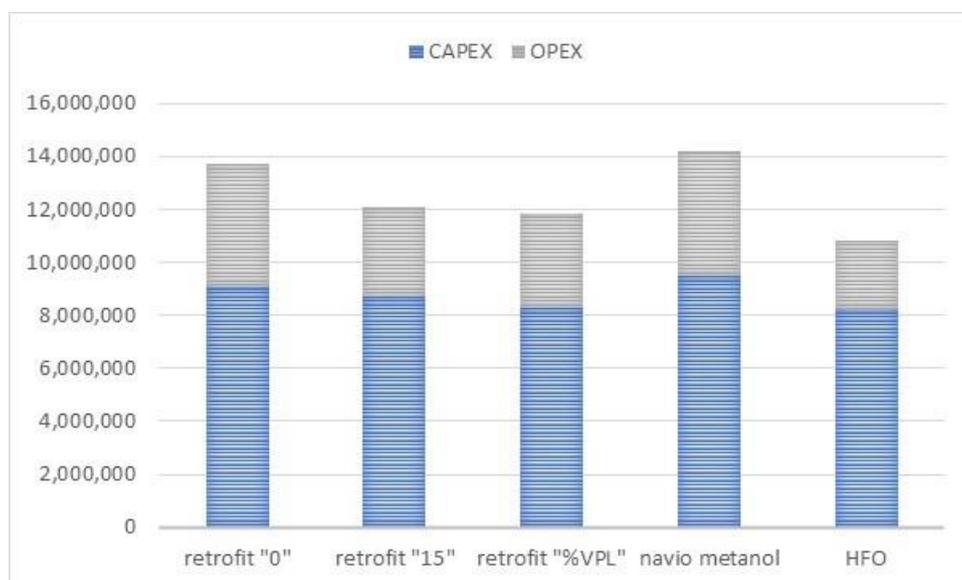


Figura 20: TCO subdividido em despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) – Variante 02.

5.7. AGENTES DA INDÚSTRIA

A seguir, conforme a metodologia de proposição de corredor verde, é analisado cada grupo de partes interessadas, associado à rota de minério de ferro Brasil-China.

5.7.1. MINERADORAS

5.7.1.1. VALE S.A.

A Vale S.A. foi constituída em janeiro de 1943 e é uma das maiores produtoras de minério de ferro e níquel do mundo, produzindo também pelotas de minério de ferro, cobalto, prata, cobre e metais do grupo da platina. Adicionalmente a empresa opera sistemas de distribuição e logística ao redor do mundo, como terminais marítimos, ferrovias e portos, para dar suporte à entrega do minério de ferro produzido. A sede da Vale está localizada na cidade do Rio de Janeiro, Brasil (VALE S.A., 2022).

No que se refere especificamente ao minério de ferro, a Vale opera quatro sistemas no Brasil para produção e distribuição do produto, sendo eles: Sistemas Norte, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. Detalhes sobre os sistemas e terminal de destino do minério de ferro produzido podem ser observados na Tabela 30 (VALE S.A., 2022).

Tabela 30 – Sistemas de produção de minério de ferro da Vale. Fonte: VALE S.A. (2022).

Sistema	Norte	Sudeste	Sul	Centro-oeste
Participação	100%	100% de Itabira e Mariana 98,7% das Minas Centrais ⁸⁶	100%	100% ⁸⁷
Operador	Vale S.A.	Vale S.A.	Vale S.A.	MCR
Localização	Carajás (PA)	Quadrilátero Ferrífero (MG)	Quadrilátero Ferrífero (MG)	Mato Grosso do Sul
Complexos de mineração	- Serra Norte - Serra Sul - Serra Leste	- Itabira - Minas Centrais - Mariana	- Vargem Grande - Paraopeba	- Corumbá
Terminal marítimo de destino	Ponta da Madeira	Porto de Tubarão	Ilha Guaíba, Itaguaí, Tubarão	-

⁸⁶ China Baowu Steel Group Corporation Limited detém, indiretamente, 1,3% das Minas Centrais.

⁸⁷ Em 2022, foi realizado acordo com a J&F Mineração Ltda. para venda de todos os ativos do Sistema Centro-Oeste.

Logística	Transporte até o terminal é feito via EFC ⁸⁸	Transporte até o porto é feito via EFVM ⁸⁹	Transporte até o terminal é feito pela MRS ⁹⁰ .	Transporte via balsas – Rio Paraguai e Paraná
------------------	---	---	--	---

De acordo com os dados do relatório anual da empresa, VALE S.A. (2022), em 2021, o Sistema Norte foi o que apresentou a maior produção de minério de ferro (188,8 milhões de toneladas métricas), seguido pelo Sistema Sudeste (69,8 milhões de toneladas métricas), Sistema Sul (54,3 milhões de toneladas métricas) e, por último o Sistema Centro Oeste (2,7 milhões de toneladas métricas).

Com relação aos compromissos com as mudanças climáticas, o investimento total da empresa em projetos para redução das emissões de GEE, em 2021, foi de US\$ 187 milhões (VALE S.A., 2022). A Vale se comprometeu a reduzir em 33% as emissões escopo 1 e 2 até 2030, tendo como referência 2017, e a atingir a neutralidade de emissões escopo 1 e 2 até 2050. Já no que se refere as emissões de escopo 3, a empresa colocou como meta uma redução de 15% até 2035, com relação a 2018. Em 2018 as emissões escopo 3 da Vale eram de 586 MtCO₂e (VALE, 2022).

Segundo a empresa, as emissões de escopo 3 representaram 98% de suas emissões totais de 2020 e, entre as emissões escopo 3, mais de 90% vêm do processamento do minério de ferro na indústria siderúrgica, e, cerca de 3% (~19 MtCO₂e) são provenientes do transporte de produtos, não estando sob controle direto da empresa. A Vale declara que revisará a meta de escopo 3 em 2025 e, a cada 5 anos, devido às incertezas quanto às políticas climáticas e tecnologias de baixo carbono (VALE, 2022) (VALE S.A., 2022).

Ainda de acordo com a Vale a meta relacionada ao escopo 3 se baseia na ferramenta de cálculo da Science Based Target Initiative (SBTi) e será alcançada por meio do desenvolvimento de tecnologias de produção de ferro de baixo CO₂ para a indústria siderúrgica, assim como de parcerias nos setores de navegação e siderúrgico (VALE, 2022; VALE S.A., 2022).

⁸⁸ Estrada de Ferro Carajás. Serra Leste - transporte por caminhões do local da mina até a EFC. Serra Sul - transporte por ramal ferroviário de 101 quilômetros até a EFC.

⁸⁹ Estrada de Ferro Vitória Minas.

⁹⁰ A ferrovia EFVM também liga algumas minas ao porto de Tubarão.

Especificamente no que se refere às iniciativas da Vale com relação ao transporte marítimo dos produtos, a Vale tem um programa de *EcoShipping* em que afirma que apoia as metas de redução de emissões da IMO. O programa supracitado prevê o desenvolvimento de tecnologias de eficiência energética, como velas rotativas, limpeza de cascos e lubrificação a ar, assim como avalia o uso de combustíveis alternativos. De acordo com a empresa, em 2021 o primeiro navio de minério de ferro de grande porte equipado com velas rotativas, assim como o primeiro navio de minério de ferro com tecnologia de lubrificação a ar, chegaram ao Brasil⁹¹, encomendados pela Vale (VALE S.A., 2022).

Adicionalmente, a Vale declara que a frota marítima afretada pela empresa conta com os navios de transporte de minério de ferro mais eficientes do mundo, contando com navios Valemax de segunda geração (2G)⁹² que emitem 41% menos de CO₂, se comparado ao Capesize, além dos navios Guaibamax⁹³, que emitem 38% menos de CO₂ do que os navios Capesize. Essas duas classes de navio, já contribuíram com 16% de redução de intensidade de emissões de CO₂e, com relação a 2011 (VALE, 2022).

Com relação aos investimentos em combustíveis alternativos, é reportado no relatório de mudanças climáticas da Vale (2022) que a empresa está desenvolvendo soluções para uso de combustíveis como o metanol e a amônia, no médio-longo prazo. Ainda segundo o relatório, o projeto prevê o uso de tanques multi-combustíveis que podem ser adaptados ao combustível mais adequado, uma vez que tenham menos incertezas com relação a essa escolha. Como parte do projeto, a Vale assinou um Memorando de Entendimento em 2021, com mineradoras, empresas de navegação, petroleiras e terminais portuários, para a realização de testes do uso da amônia como combustível em navios⁹⁴.

Complementarmente, a Vale está investindo em uma ferramenta chamada ECOS⁹⁵ que tem como objetivo otimizar o transporte, tendo as emissões de GEE como restrição.

⁹¹ O primeiro no Porto de Tubarão e o segundo no Terminal Ponta da Madeira.

⁹² 400.000 toneladas.

⁹³ 325.000 toneladas.

⁹⁴ Testes incluem questões relacionadas à segurança, procedimentos de abastecimento e potencial de redução de emissões GEE. Avaliação preliminar indicou poderia haver uma redução de 40% a 80% das emissões, a depender da embarcação.

⁹⁵ Emission and Cost Optimizer for Shipping

Além de utilizar precificação interna de carbono, como ferramenta de gestão de riscos de transição para dar suporte ao processo de tomada de decisão com relação à alocação de capital. O preço de carbono interno atualmente adotado pela empresa é de US\$ 50/tCO_{2e}⁹⁶(VALE, 2022).

5.7.1.2. ANGLO AMERICAN

A Anglo American é a empresa líder global de mineração, possuindo operações em mais de 15 países e mais de 106.000 funcionários. No Brasil a Anglo conta com 4.100 funcionários, produção de níquel e minério de ferro. A produção de minério de ferro no Brasil ocorre na Minas-Rio, cuja operação é 100% de propriedade da Anglo American. A produção em 2021 foi de 22,9 Mt, sendo o minério de ferro produzido transportado até o terminal no Porto de Açú (50% de propriedade da Anglo), por um duto de 529 km (ANGLO AMERICAN, 2022b).

Com relação às metas climáticas, a Anglo se comprometeu com reduzir 30% das emissões de GEE escopo 1 e 2⁹⁷, com base no ano de 2016, até 2030, e com se tornar neutra em carbono (escopo 1 e 2) até 2040. No que se refere ao escopo 3, a meta da empresa é reduzir as emissões em 50%, relativo ao ano de 2016, em 2040. As emissões de escopo 3 representam a maior parte das emissões de GEE da Anglo, tendo em 2020 totalizado 114,8 Mt CO_{2e}. A empresa pretende alcançar a meta de redução de emissões escopo 3 através da realização de parcerias ao longo da cadeia de valor (ANGLO AMERICAN, 2022b) (ANGLO AMERICAN, 2022a).

Já no que tange ao transporte marítimo, a Anglo tem a meta de atingir a neutralidade de carbono da frota por ela controlada, em 2040 (ANGLO AMERICAN, 2022b). Sendo assim, de acordo com o relatório da Anglo American (2022b), a empresa está explorando combustíveis alternativos que possam substituir os convencionais no futuro, como o gás natural liquefeito (GNL), biocombustíveis e hidrogênio. Ainda segundo o mesmo relatório, em 2020 a empresa fechou contratos para a fabricação de novos navios da classe Capesize+, movidos a GNL, com tecnologia capaz de eliminar potenciais vazamentos de

⁹⁶ Estabelecido de acordo com a Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC).

⁹⁷ Em 2021 as emissões de escopo 1 e 2 da Anglo contabilizaram 14,8 Mt.

metano. A Anglo acredita que o GNL é uma solução comercialmente viável, de baixa emissão e capaz de contribuir com as metas da empresa durante o período de transição de combustíveis (ANGLO AMERICAN, 2022b). Ressalta-se que a neutralidade de emissões de GEE não pode ser alcançada com o uso do GNL como combustível.

De acordo com Anglo American (2022b), a utilização de *softwares* de otimização de viagem, *retrofit* de navios e desenvolvimento de tecnologias que deem suporte à troca de combustível convencional por combustíveis alternativos, são parte dos esforços da empresa para descarbonizar o transporte marítimo.

Adicionalmente, em 2021 a Anglo se juntou ao grupo de empresas liderado pela Japan's Itochu, para estudar a viabilidade da adoção de amônia verde como combustível de navios. A empresa também realizou testes com biocombustíveis em 2021, em um Capesize, durante uma viagem de Singapura até a África do Sul. Foi utilizado um *blend* de biodiesel, produzido através da conversão de resíduos de óleo de cozinha da indústria de alimentos de Singapura. Indo além, a Anglo fez uma parceria com o grupo Hydrogenious Maritime AS, com o objetivo de explorar o uso de tecnologias baseadas em carregadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC), na frota de navios (ANGLO AMERICAN, 2022b).

A Anglo American é também uma das empresas fundadoras e signatárias da Sea Cargo Charter, e integrou em 2019 o Global Maritime Forum's 'Getting to Zero' Coalition, aliança comprometida com a comercialização de navios de emissão zero, até 2030 (ANGLO AMERICAN, 2022a).

5.7.2. SIDERÚRGICAS

5.7.2.1. CHINA BAOWU GROUP

A China Baowu Steel Group Corporation Limited é um grupo estatal chinês de empresas, que produz ferro e aço. A China Baowu foi estabelecida através da reestruturação e consolidação das antigas Baosteel Group Corporation Limited e Wuhan Iron & Steel (Group) Corporation (WISCO). A reestruturação ocorreu em 2016, contudo a Baosteel Group já operava no mercado desde o final do século XX (BAOWU, 2020).

Segundo o relatório BAOWU (2020), em 2020 a China Baowu produziu 115,29 milhões de toneladas de aço e ocupa o primeiro lugar no ranking mundial de produtores de aço, em termos de escala de operação e lucratividade. De acordo com World Steel Association (2022), em 2021 a China Baowu produziu 119,95 milhões de toneladas de aço (cerca de 6% da produção mundial de aço do ano), tendo produzido a maior quantidade de aço, entre todas as empresas do mundo, em 2020 e 2021.

A Baosteel, atualmente empresa subsidiária da China Baowu, possui seus principais centros de produção localizados em Shanghai Baoshan, Wuhan Qingshan, Zhanjiang Dongshan e Nanjing Meishan. Em 2019 a quantidade de minério de ferro importado pela Baosteel, foi de cerca de 74 milhões de toneladas e, em 2018, de aproximadamente 71 milhões de toneladas (BAOSTEEL, 2020).

O relatório BAOWU (2020) indica que a energia consumida por tonelada de aço produzido, tem sido reduzida ao longo dos últimos anos, sendo de 586 kg de carvão em 2018, 583 em 2019 e, 574 em 2020. Ainda segundo o relatório, a Baosteel implementou um programa de pesquisa para produção de aço, utilizando-se hidrogênio, para reduzir as emissões de GEE do processo de produção (hidrometalurgia). Sendo assim, em 2020 foi realizado o primeiro teste do uso de hidrogênio em um dos fornos utilizados na produção de aço da Baosteel.

A China Baowu também investiu em 2020 em projetos de geração de energia fotovoltaica distribuída, para aumentar o uso de energias renováveis em suas unidades e reduzir emissões de GEE. Em suma, o relatório BAOWU (2020) aponta para o fato de que a empresa investe no desenvolvimento de soluções para redução de emissão de GEE na produção do aço, mas nada foi encontrado especificamente para a redução do transporte marítimo do aço importado. Ainda de acordo com o mesmo relatório, a China Baowu reporta anualmente suas emissões de CO₂, de acordo com requisitos das autoridades nacionais e locais, tendo emitido em 2020 mais de 100⁹⁸ milhões de toneladas

⁹⁸ No relatório não há divulgação do valor exato.

de CO₂. As emissões que excederam a cota máxima permitida para 2020, foram então negociadas⁹⁹ no esquema de comercialização de emissões junto às autoridades locais.

5.7.2.2. ANSTEEL GROUP

A Ansteel Group Corporation Limited é um grupo de empresas, localizado na China, de produção aço de grande escala. A empresa é listada nas bolsas Hong Kong Stock Exchange e Shenzhen Stock Exchange, e sua sede fica em Anshan City, Província de Liaoning. As empresas Anshan Iron and Steel Group Company Limited, a Pangang Group Co., Ltd. e a BenSteel Group Co., Ltd. são subsidiárias da Ansteel (ANSTEEL GROUP, 2022).

A Ansteel possui nove unidades de produção distribuídas no nordeste, sudoeste, sudeste e sul da China. A empresa possui capacidade de produção de 53 milhões de toneladas de ferro, 63 milhões de toneladas de aço, além de 40 mil toneladas de produtos de vanádio e 500 mil toneladas de produtos de titânio. Em 2021, a Ansteel importou cerca de 30 milhões de toneladas de minério de ferro e exportou cerca de 3 milhões de toneladas de aço (ANSTEEL GROUP, 2022).

De acordo com World Steel Association (2022), em 2021 a Ansteel produziu 55,65 milhões de toneladas de aço, e, em 2020, 38,19 milhões de toneladas. Em 2020 a empresa foi a sétima maior produtora de aço do mundo, em 2021, subiu para o terceiro lugar no ranking mundial.

Segundo o relatório ANSTEEL GROUP (2022), a empresa reduziu de 2020 para 2021 o consumo de energia por tonelada de aço produzido em 2,2%. Ainda de acordo com o documento, em 2021 a Ansteel iniciou o desenvolvimento de sua estratégia de descarbonização para acompanhar as metas da China de atingir o pico de emissões de CO₂ em 2030, e se tornar carbono neutra em 2060. Parte da estratégia consiste no desenvolvimento de uma rota metalúrgica de baixo carbono.

⁹⁹ O valor gasto para cumprimento da cota de emissões foi de mais de 90 milhões de RMB (mais de 13 milhões de USD).

Algumas iniciativas identificadas no relatório foram o desenvolvimento de um projeto de geração de energia a partir de resíduos, a implementação de um sistema de controle inteligente das plantas, assim como implementação de projetos de energia fotovoltaica para utilização de energia renovável nas unidades de produção. Assim como para a China Baowu, não foram encontrados projetos ou metas voltados para a parte de transporte marítimo dos produtos importados, e a Ansteel também atua de acordo com o sistema de comércio de certificados de emissão nacional, pagando pelo que excede a cota máxima permitida.

Como as empresas que importam minério de ferro não são responsáveis pelo frete do produto, é esperado que elas não tenham estratégias voltadas para a descarbonização do transporte marítimo desses produtos. Todavia, vale observar que o aumento do custo do frete, decorrente do uso de um combustível alternativo mais caro do que o combustível convencional, pode afetar a lucratividade das importadoras de minério de ferro, caso não haja um aumento no preço do produto final.

5.7.3. OPERADORES

5.7.3.1. HONG KONG MING WAH SHIPPING CO.

A Hong Kong Ming Wah Shipping Co. é uma empresa de transporte marítimo de granel seco, que é subsidiária do setor de navegação (China Merchants Energy Shipping Co. - CMES) do grupo China Merchants Group, cuja sede se localiza em Hong Kong. A China Merchants Energy Shipping Co. abriu seu capital na bolsa de Shangai¹⁰⁰ em 2006 (CMES, 2022a).

Ao final de 2022, a China Merchants Energy Shipping Co. possuía 314 navios (incluindo os navios sob encomenda) e 44,2 milhões de toneladas de porte bruto (CMES, 2020). A Hong Kong Ming Wah Shipping Co. gerencia atualmente 164 navios de granel seco e, dentre esses, a maior frota de *Very Large Ore Carrier* (VLOC)¹⁰¹ do mundo

¹⁰⁰ Shanghai Stock Exchange

¹⁰¹ 37 VLOCs

(CMES, 2022a), o que se baseando nos dados disponíveis referentes a 2018, representa cerca de 7% da frota mundial de VLOC (IMO, 2020).

De acordo com CMES (2022), o primeiro navio VLCC¹⁰² da “segunda geração” de navios *eco-friendly* – com quatro velas rígidas e várias tecnologias de otimização operacional – do mundo, fez a sua viagem inaugural em 2022. O navio se chama *New Aden* e sua fabricação foi contratada pela CMES. Ainda segundo o mesmo documento, a redução de emissões esperada com o novo navio é de 9,8% ao ano, representando mais de 2.900 toneladas de CO₂.

Em 2021 a quantidade total de emissões de CO₂ de todas as frotas da CMES foi de quase 6 milhões de toneladas (CMES, 2022b). A CMES investe em tecnologias de eficiência energética, digitalização e otimização de viagem, e, segundo CMES (2022), será investido um valor total de quase 162¹⁰³ milhões de RMB (yuan chinês) em tecnologias de recuperação de energia, proteção ambiental e *retrofitting*.

Não foram encontradas informações sobre metas de descarbonização das frotas ou uso de combustíveis alternativos. Ressalta-se que a maior parte dos relatórios da empresa só estava disponível na língua chinesa, não podendo assim ser analisado.

5.7.3.2. H-LINE SHIPPING CO.

A H-LINE Shipping, fundada em 2014, é a maior empresa de transporte marítimo, dedicada a graneleiros, da Coreia do Sul. A empresa transporta produtos como minério de ferro, carvão, GNL, entre outros (H-LINE SHIPPING, 2022b).

Segundo H-LINE Shipping (2022a), 90% dos navios que estão atualmente em operação são de propriedade da empresa. No momento a H-LINE tem uma frota de 45 navios a granel em operação e mais 5 sob encomenda. As principais rotas realizadas pela empresa, relacionadas ao transporte de granel seco, são entre países produtores de material bruto como a Austrália, Canadá, Brasil e Indonésia, e portos de desembarque na Coreia do Sul e China. A empresa realiza constante transporte na rota Brasil-China,

¹⁰² Very Large Crude Carrier.

¹⁰³ Cerca de 24 milhões de USD.

possuindo contrato de transporte de longo prazo com a Vale (H-LINE SHIPPING, 2022a).

De acordo com H-LINE Shipping (2022c), a empresa investe na melhoria contínua da eficiência da sua frota de navios, para minimizar emissões de poluentes no meio ambiente, sendo sua frota equipada com equipamentos que são estado da arte da tecnologia *eco-friendly*. Assim como para a empresa anterior, não foram encontradas informações mais detalhadas sobre metas de descarbonização das frotas ou uso de combustíveis alternativos. A empresa não tinha relatórios disponíveis em seu website.

5.7.4. PORTOS

5.7.4.1. TERMINAL PONTA DA MADEIRA

Terminal Marítimo de Ponta da Madeira é de propriedade da Vale e se localiza no Maranhão, Brasil, próximo ao Porto de Itaqui. De acordo com ANTAQ (2022), o Terminal Ponta da Madeira foi a instalação que apresentou a maior movimentação de minério de ferro no Brasil, em 2021, cerca de 182 milhões de toneladas.

Atualmente o terminal conta com 3 piers e 5 berços de atracação. Sendo que o Pier I tem capacidade de receber navios de até 420.000 DWT, o Pier III (berço sul) pode receber navios de até 210.000 DWT, o Pier III (berço norte) até 180.000 DWT, Pier IV (cais sul) até 420.000 DWT e, Pier IV (cais norte) também 420.000 DWT (VALE S.A., 2022).

Segundo CDP (2022), o Terminal Ponta da Madeira emitiu em 2021 aproximadamente 461 mil toneladas de CO₂e, emissões escopo 1, e, cerca de 32 mil toneladas de CO₂e, escopo 2.

Não foram encontradas informações relativas a iniciativas para descarbonização das operações do terminal.

5.7.4.2. QINGDAO PORT INTERNATIONAL CO.

As operações do porto de Qingdao foram iniciadas em 1892, sendo atualmente um dos maiores portos do mundo¹⁰⁴ e um importante centro do comércio internacional com o Oeste do Pacífico. O porto se localiza no norte da China. A Qingdao Port International Co., estabelecida em 2013, é a operadora principal do porto, tendo sido listada na bolsa de Hong Kong em 2014, e na bolsa de Shanghai em 2019 (QINGDAO PORT INTERNATIONAL, 2022).

A Qingdao Port International Co. opera quatro áreas portuárias de Qingdao, sendo essas: Qianwan, Huangdao, Dongjiakou e Dagang (Tabela 31), atendendo diferente tipos de carga como container, minério de ferro, carvão, óleo cru e grãos. Ao final de 2021 a empresa operava 92 berços no Porto de Qingdao. O porto é habilitado para receber os maiores navios de container, minério de ferro e óleo do mundo (QINGDAO PORT INTERNATIONAL, 2022).

Segundo Qingdao Port International (2022), a Qingdao Port International Co. trabalha em contínua cooperação com a Vale.

Tabela 31 – Áreas portuárias – Porto de Qingdao. Fonte: Qingdao Port International (2022).

Área	Qianwan	Huangdao	Dongjiakou	Dagang
Tipo de carga	-container -granel seco -granel fracionado ¹⁰⁵	-granel líquido	-granel seco -granel líquido -granel fracionado	-container -granel fracionado -granel líquido
Número de berços	40	13	21	18
Profundidade máx. (metros)	-21	-24	-35	-15

No que se refere às ações voltadas para mudanças climáticas, a empresa alega servir a estratégia chinesa de redução de emissões¹⁰⁶ e que tem como objetivo acelerar o

¹⁰⁴ Sexto maior porto do mundo em 2021, em termos de tráfego de containers, com quase 25 milhões de TEU. O porto com maior movimentação de containers no mesmo ano foi o Porto de Shanghai, ultrapassando 45 milhões de TEU (UNCTAD, 2022).

¹⁰⁵ Break-bulk

¹⁰⁶ Pico em 2030 e neutralidade em 2060.

processo de transição, para que o Porto de Qingdao se torne líder em tecnologia verde e inteligente. Para tal, a empresa está desenvolvendo iniciativas para conservação de energia, redução de consumo e construções inteligentes (QINGDAO PORT INTERNATIONAL, 2022).

Uma das iniciativas foi a construção de uma estação de reabastecimento de hidrogênio, inaugurada no Porto de Qingdao em 2022. Outras iniciativas foram a introdução de caminhões de container movidos a hidrogênio, início da construção de barcos rebocadores híbridos, uso de painéis fotovoltaicos para alguns equipamentos utilizados na operação portuária e redução do consumo de combustível e emissões de CO₂ na área portuária (QINGDAO PORT INTERNATIONAL, 2022).

5.7.5. GOVERNOS

5.7.5.1. BRASIL

O Brasil tem uma área total de cerca de 8,5 milhões de km² e é dividido em cinco regiões político administrativas: Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Sudeste. O país possui uma população de aproximadamente 212 milhões de pessoas, sendo a região com maior densidade demográfica o Sudeste, e menor, o Norte. O Brasil conta com seis biomas, Amazônia (49,5% do território nacional), Cerrado (23,3%), Mata Atlântica (13%), Caatinga (10,1%), Pantanal (1,8%) e Pampa (2,3%), além de sua costa leste ter aproximadamente 8.500 km de extensão banhada pelo Oceano Atlântico (BRASIL, 2020).

Em 2010 foi instituída, pelo Decreto nº 7.390/2010, a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), que introduz a estrutura legal para o enfrentamento às mudanças climáticas no Brasil, tendo como objetivo promover o desenvolvimento sustentável com a proteção do sistema climático; reduzir emissões de GEE; fortalecer as remoções de GEE por sumidouros; implementar medidas de adaptação à mudança do clima; preservar, conservar e recuperar os recursos naturais; consolidar e expandir áreas legalmente protegidas e; estimular o desenvolvimento de um Mercado Brasileiro de Redução de Emissões. (BRASIL, 2020).

Em 2015, o Brasil submeteu à ONU (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima – UNFCCC) a primeira versão de suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC), já tendo atualizado o documento duas vezes desde então. Em 21 de março de 2022, foi enviada à ONU a mais recente NDC do Brasil, atualizada no contexto do Pacto Climático de Glasgow, adotado durante a 26ª Conferência das Partes (BRASIL, 2022).

Na NDC atualizada, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de GEE do país em 37% até 2025, comparado aos níveis de 2005, e, em 50% em 2030, relativo ao mesmo ano de base. O Brasil também se comprometeu a alcançar a neutralidade climática em 2050 (BRASIL, 2022).

De acordo com Brasil (2020), em 2005 as emissões totais de GEE do Brasil foram de 2.445 Tg CO₂e. Já em 2016, as emissões totalizaram 1.467 Tg CO₂e¹⁰⁷, com o setor de agropecuária, contribuindo com a maior parte (33,2%), o setor de energia com 28,9%, LULUCF¹⁰⁸ com 27,1%, IPPU¹⁰⁹ com 6,4% e resíduos, 4,5%.

Segundo à última atualização da NDC brasileira, uma das metas do governo para redução das emissões de GEE é direcionar esforços para o desenvolvimento de uma agricultura sustentável, até porque o aumento da temperatura global teria o potencial de interferir nos níveis de água e padrões de chuva nos diferentes biomas, potencialmente ameaçando os níveis atuais de produtividade agrícola do país. Outras metas contempladas na NDC são de eliminar o desmatamento ilegal do país em 2028 e de incentivar a produção de biocombustíveis para o setor de transporte (BRASIL, 2022).

A NDC brasileira destaca o programa RenovaBio, como grande indutor do aumento da produção de biocombustíveis no país (BRASIL, 2022). A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)¹¹⁰, estabelecida em 2018, tem como objetivo promover a adequada expansão dos biocombustíveis na matriz energética, estimulando a regularidade

¹⁰⁷ Métricas: GWP-100, AR5 do IPCC.

¹⁰⁸ Uso da terra, mudança no uso da terra e florestas.

¹⁰⁹ Processos Industriais e Uso de Produtos.

¹¹⁰ Instituída pelo Decreto nº 9.308, de 15 de março de 2018, revogado pelo Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019.

do abastecimento de combustíveis no mercado, além de gerar ganhos de eficiência energética e redução de emissões de gases efeito estufa (BRASIL, 2020).

O estímulo à produção de biocombustíveis, no escopo do RenovaBio, é realizado através da concessão de Créditos de Descarbonização (CBIO) aos distribuidores de combustíveis, em função das Notas de Eficiência Energético-Ambiental associadas aos biocombustíveis por eles comercializados. A Nota de Eficiência, por sua vez, é função da diferença entre a intensidade de carbono do combustível fóssil e a intensidade de carbono do biocombustível substituto. Para garantir a transparência quanto à redução de emissões, a Nota de Eficiência é estabelecida por um processo de certificação (BRASIL, 2020).

Em 2022 a meta do RenovaBio era de emitir 35,98 milhões de CBIOs. Foram emitidos no mesmo ano 32,23 milhões de CBIOs, no valor médio de R\$ 111,63. A meta para 2023 é de emissão de 37,47 milhões de CBIOs (MME, 2023).

Muito embora o Brasil tenha ambições relativas ao aumento da produção de biocombustíveis no país, não foram encontradas metas do Brasil voltadas para o setor de transporte marítimo. O Brasil faz parte do conselho da IMO, sendo representado pela Marinha (MARINHA DO BRASIL, 2021).

5.7.5.2. CHINA

A China é o país mais populoso do mundo, com uma população de 1,4 bilhões de pessoas em 2021. Atualmente o carvão é a fonte de energia mais utilizada no país, sendo aplicada principalmente para gerar aquecimento, eletricidade e na produção de químicos. Sendo assim, cerca de 75% das emissões de GEE chinesas vêm do consumo de carvão, e, os setores de energia e produção de químicos são os dois maiores geradores de CO₂ do país, contribuindo juntos com cerca de 45% das emissões totais em 2015 (LI, Yinan, LAN, *et al.*, 2021).

Em junho de 2015, a China submeteu à ONU a primeira versão de sua NDC. Em outubro de 2021, foi submetida a mais recente atualização da NDC chinesa. De acordo com essa NDC, a China ambiciona alcançar o pico das emissões de GEE do país antes de 2030 e atingir a neutralidade antes de 2060. Adicionalmente, o país se comprometeu em reduzir as emissões de CO₂ por unidade do PIB (intensidade de emissões), em mais de 65% com relação aos níveis de 2005, aumentar a participação dos combustíveis não

fósseis do consumo primário de energia em cerca de 25%, aumentar o estoque de florestas em 6 bilhões de m³ (relativo ao ano de 2005), e aumentar a capacidade instalada total de eólica e solar, ultrapassando 1,2 bilhões de kW, em 2030 (CHINA, 2021).

De acordo com China (2021), a intensidade de carbono por unidade do PIB em 2019 caiu cerca de 48% com relação a 2005, representando uma redução cumulativa de aproximadamente 5,7 bilhões de toneladas de CO₂ nas emissões. Ainda de acordo com o documento, a participação dos combustíveis não fósseis no consumo de energia primário, cresceu cerca de 7,9% entre 2005 e 2019, chegando a uma parcela de 15,3% do consumo de energia do país em 2019.

Segundo Climate Action Tracker (2022), as emissões da China em 2021 foram de 14,3 GtCO₂e¹¹¹. No que se refere às emissões de CO₂ per capita, em 2021 a média observada na China era de 8,4 tCO₂, já com relação à intensidade de emissão por unidade do PIB, essa era de 0,45 tCO₂ por 1000 USD do PIB, no mesmo ano (IEA, 2021b).

Além das iniciativas acima dispostas, desde 2011 a China conta com um sistema de comercialização de certificados de emissões em alguns locais do país, sendo eles: Beijing, Tianjin, Shanghai, Chongqing, Guangdong, Hubei e Shenzhen. Estão contempladas no sistema de comercialização, indústrias importantes como de eletricidade, aço e cimento (CHINA, 2021). Segundo China (2021), ao final de 2019, já haviam sido comercializados, desde o início da implementação do sistema, certificados de emissões referentes a 368 milhões de toneladas de CO₂.

Assim como para o Brasil, não foram encontradas metas voltadas para descarbonização do setor de transporte marítimo. Contudo, de acordo com a NDC chinesa, o país participa ativamente das negociações relativas a reduções de emissões de GEE do setor de transporte marítimo junto à IMO, para formular as estratégias e mecanismos de medição e controle de emissões (CHINA, 2021). O país é representado na IMO pela Embaixada da China em Londres (EMBASSY OF CHINA, 2017).

¹¹¹ Métricas: GWP-100, AR5 do IPCC.

5.8. DISCUSSÕES

Os resultados mostraram que os navios que operam na rota de minério de ferro Brasil-China, são embarcações de grande porte, com mais de 200.000 toneladas de porte bruto (dwt) e possuem motor a diesel de dois tempos. Os terminais de origem e destino com maior movimentação de carga nessa rota são o Terminal Ponta da Madeira, localizado em São Luís, Brasil, e o porto de Qingdao, localizado na província de Shandong, China. Os navios levam cerca de 35 dias, em média, para percorrer a rota entre os terminais supracitados.

Com relação ao número de navios operando na rota em questão, em 2021, foram contabilizados um total de 628 navios, que realizaram, em média, cerca de 2,9 viagens no ano (considerando ida e volta) e transportaram quase 244 milhões de toneladas de minério de ferro. Os navios são em sua maioria novos, com a maior parte (76%) tendo sido construída a partir de 2018, o que leva a uma frota com idade média de 3,8 anos. Esse fato pode ser um reflexo da tendência de aumento do tamanho dos navios construídos a partir do início do século XXI e consequente ganhos de escala do setor, aspectos abordados no **Capítulo 2**. De acordo com STOPFORD (2009), o aumento do tamanho dos navios se tornou possível devido ao avanço tecnológico que permitiu o manuseio de maiores lotes de carga e ao desenvolvimento de infraestrutura portuária capaz de receber navios maiores.

Ainda que, de acordo com as projeções de demanda de minério de ferro, seja prevista uma redução na demanda dessa carga após 2030, os resultados mostraram que, considerando a rota Brasil-China, em 2050 ainda é esperada uma movimentação de cerca de 270 milhões de toneladas do produto ao ano. Dessa forma, a projeção de consumo de bunker de navegação (HFO) pelos navios que operam nesse trajeto, em 2030, é de cerca de 4,3 milhões de toneladas, e de biometanol, de 16,8 milhões de toneladas (acrescido de 0,55 milhões de toneladas de diesel como combustível piloto). Já em 2050, é esperado um consumo de 3,1 milhões de toneladas de bunker de navegação e 11,9 milhões de toneladas de biometanol (mais 0,39 milhões de toneladas de diesel como piloto) no trajeto.

Nota-se que a demanda por biometanol é cerca de 3,9 vezes maior do que a demanda pelo combustível convencional, o que é explicado pela menor densidade energética do

biometanol. Conforme visto no **Capítulo 3**, o uso de combustíveis de menor densidade energética gera, além da perda de espaço a bordo, a necessidade de abastecimento com maior frequência. Por exemplo, a DNV GL (2019) indica que o uso do metanol como combustível confere uma autonomia em escala de semanas. Se levarmos em consideração que o tamanho do tanque de armazenamento de combustível de um navio de cerca de 400.000 dwt é de 10.700 m³ (ROYAL INSTITUTION OF NAVAL ARCHITECTS, 2012), e que esse mesmo navio utilizaria, em 2030, cerca de 4000 toneladas (5000m³) de biometanol (além de aproximadamente 120 toneladas - 136 m³ - de diesel como piloto) para navegar do Brasil até a China, é possível notar que o navio teria autonomia para realizar a rota sem parada de abastecimento durante o percurso, todavia, seria necessário que o abastecimento fosse realizado na China ou em algum ponto intermediário da rota, antes de retornar ao Brasil.

Tanto o Brasil, quanto a China, são grandes produtores agrícolas, apresentando, portanto, um grande potencial para produção de combustíveis a partir de biomassa. Considerando a rota de produção de biometanol, via biogás, SZKLO et al. (2020b) estimaram um potencial total de produção para o Brasil de 0,95 EJ/ano, o que equivale a cerca de 92 milhões de toneladas por ano. Com relação ao potencial de produção na região dos terminais aquaviários, o Terminal São Luis, apresentou o menor potencial, sendo de 842 TJ/ano, antes do balanceamento, o que representa cerca de 0,08 milhões de toneladas por ano. Os estudos analisados apontaram para o fato de que as regiões do Brasil com maior potencial de produção de energia proveniente de biomassa são o centro-oeste e sul do país.

Não obstante, os resultados mostraram que um entrave para a implementação da rota via biogás no Brasil é que o processo de *upgrade* ainda não é muito desenvolvido no país. No que se refere à rota de biomassa lignocelulósica, o alto investimento de capital necessário para custear os equipamentos das unidades de processo, além de um nível de maturidade tecnológica ainda não plenamente desenvolvido, que ainda carece de etapas de demonstração para se tornar um produto comercial, se apresentam como obstáculo na viabilização da rota. A dispersão territorial das matérias-primas também pode ser um entrave na produção de biometanol no Brasil, uma vez que deve aumentar o custo do

produto final, devido à necessidade de investimento em logística para transporte em grandes distâncias, o que dificultaria a viabilidade de produção em escala.

Assim como no Brasil, os dados apresentados nesse item mostram que a produção agrícola na China também apresenta uma distribuição territorial bastante dispersa. Adicionalmente, ainda que a agricultura seja o maior setor da economia chinesa, a estratégia de segurança alimentar da China proíbe que recursos como o milho, trigo, colza e soja sejam utilizados para a produção de biocombustíveis. Esses são possíveis obstáculos que podem ser enfrentados quando da produção de biocombustíveis no país. Por outro lado, biocombustíveis que podem ser produzidos a partir de resíduos de agricultura, como o biometanol, devem atrair maior atenção nesse contexto.

Liu et al. (2016), estimaram um potencial prático da produção de biometano (via *upgrading* do biogás) na China, em 316,30 bilhões de m³, cerca de 1 milhão de toneladas. Segundo Ding et al. (2023), a capacidade total de produção de biocombustíveis via BtL na China, em 2030, é estimada em 2 milhões de toneladas por ano.

Os custos de capital da indústria de BtL na China também são muito altos, o que gera lentidão no desenvolvimento da indústria. Contudo, ressalta-se que a tecnologia de CtL já é amplamente utilizada na China e, como a rota de CtL compartilha processos com a rota de BtL, a expertise e aprendizados dessa indústria já estabelecida no país, podem favorecer o crescimento da rota de produção BtL. Todavia, desafios adicionais podem surgir do processo de limpeza do gás de síntese, oriundo da gaseificação da biomassa, que no caso BtL se torna um pouco mais complexo do que no CtL. Cabe mencionar que nessa rota, devido ao maior domínio da tecnologia, a China teria vantagens em relação ao Brasil. Não obstante, essa oportunidade poderia ser aproveitada para a estruturação de uma estratégia de transferência tecnológica da China para o Brasil, considerando-se o compartilhamento da rota, a ideia do corredor verde e a expertise científica na área de engenharia no Brasil.

Com relação à rota via biogás, a baixa maturidade tecnológica, especialmente em relação ao processo de *upgrading*, ainda é um entrave para o mercado de produção de biometanol no país.

Interessante mencionar também que há a possibilidade da implementação de um corredor verde começando com o biometanol como combustível de seleção, e,

posteriormente passando para o metanol renovável (e-metanol) quando a tecnologia de produção estiver mais madura e os custos mais baixos. Tanto o Brasil quanto a China apresentaram ambições de aumentar a parcela de energia renovável em sua matriz e de desenvolvimento de tecnologia para produção de hidrogênio verde, o que iria ao encontro de uma futura produção de metanol renovável para uso no corredor. Os resultados mostraram que como a matriz elétrica do Brasil é majoritariamente baseada em fontes renováveis, o processo de eletrólise da água pode se tornar bem difundido no território brasileiro. No que se refere a China, já existem 11 plantas de produção de metanol renovável previstas para serem implementadas entre 2020 e 2027 no país.

Com relação às emissões de gases de efeito estufa da rota de minério de ferro, Brasil-China, em 2021 foram emitidas cerca de 11,4 milhões de tonelada de CO₂eq quando da combustão do bunker de navegação utilizado pelos navios. Ao incorporar as emissões de todo ciclo de vida do combustível, esse valor passa para 12,8 Mt de CO₂eq (WTH). Os resultados mostraram que, sem a substituição de combustíveis, em 2030, a quantidade de emissões deve ser de 15,4 Mt de CO₂eq (WTH), e, em 2050, de cerca de 12,3 Mt de CO₂eq (WTH).

Em termos de intensidade de emissões, kgCO₂eq por tonelada transportada, em 2021 o valor médio de intensidade da rota foi de 52,5 kgCO₂eq/t e a previsão é de que em 2030 seja de 51,5 kgCO₂eq/t e em 2050 45,7 kgCO₂eq/t.

Em ordem de grandeza, os valores corroboram os resultados de GETTING TO ZERO COALITION (2021), que encontraram o valor de 48 kgCO₂eq/t e 10,5 Mt de CO₂eq, para a mesma rota. Ressalta-se que o relatório supracitado apenas considerou emissões TTH, não incluindo assim as emissões do ciclo de vida do combustível, o que explica as emissões mais baixas quando comparadas aos resultados do estudo em tela.

A substituição do bunker de navegação por biometanol traria uma redução de cerca de 37% das emissões de CO₂eq levando-se em consideração todo o ciclo de vida dos combustíveis (WTH). Em 2030, caso a frota utilizasse biometanol como combustível, as emissões WTH seriam de cerca de 9,7 Mt de CO₂eq, em que desse valor, 0,46 Mt de CO₂eq decorrem do uso do diesel como piloto, e a intensidade de emissões de 32,5 kgCO₂eq/t. Já em 2050 as emissões totais WTH seriam de aproximadamente 7,8 Mt de CO₂eq, sendo que 0,37 Mt de CO₂eq decorrem do uso do diesel como piloto, e a

intensidade de emissões de 28,8 kgCO₂eq/t. A substituição do bunker de navegação por biometanol, na rota Brasil-China, tem o potencial de reduzir as emissões da rota em aproximadamente 5,7 e 4,6 Mt de CO₂eq, em 2030 e 2050, respectivamente. Os detalhes estão apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 – Emissões de GEE rota de minério de ferro, Brasil-China.

Emissões rota Brasil-China	2030	2050
HFO anual WTH (Mt CO ₂ eq)	15,4	12,3
Intensidade HFO (kgCO ₂ eq/t)	51,5	45,7
Biometanol anual WTH (Mt CO ₂ eq)	9,7	7,8
Intensidade biometanol (kgCO ₂ eq/t)	32,5	28,8
Emissões anuais evitadas (Mt CO ₂ eq)	5,7	4,6

Ressalta-se, contudo, que o cálculo de emissões foi baseado em um biometanol produzido via rota do biogás e que a grande parcela de resíduos sólidos utilizada como matéria-prima na produção desse combustível no estado de São Paulo tornou as emissões de CO₂eq relativamente mais altas. Dessa forma é esperado que o biometanol produzido a partir de resíduos de biomassa, apresente um maior potencial de redução de emissões. Adicionalmente, a substituição de fontes fósseis por renováveis para geração da energia utilizada na agropecuária, contribuiria para o aumento das emissões evitadas quando da troca de combustíveis marítimos.

Com relação ao custo total de propriedade (em inglês, *total cost of ownership, TCO*), os cenários envolvendo a operação com biometanol tiveram entre 9 e 25% de custos adicionais se comparados ao cenário de combustível convencional. Segundo ABS (2021b), existem duas formas de a indústria se adaptar aos desafios que surgem da necessidade da substituição de combustíveis fósseis por alternativos e atingir as metas da IMO: a primeira é aumentar significativamente a taxa de renovação das frotas de navios, fazendo com que as empresas se desfaçam dos navios antes que esses cumpram seu tempo de vida útil; a segunda forma seria por meio da realização de ajustes (*retrofitting*) nos navios existentes de forma a adequá-los para o uso dos combustíveis de baixo carbono. Sendo assim, os cenários retrofit “15” e retrofit “%VPL” mostraram que o *retrofit* pode ser uma opção para as frotas atuais, que ainda tenham tempo de uso, envolvendo um

menor sobrecurso, uma vez que durante o período anterior ao *retrofit* o operador apenas teria custos relacionados à aquisição do navio e combustível convencional. Destaca-se, contudo, que ambos os cenários conferem uma menor redução de emissões de GEE na operação dos navios. Porém, como boa parte da frota dedicada à rota de navegação aqui estudada é nova, na implementação de um corredor verde, o *retrofit* de parte da frota será inevitável.

Os valores para a operação do navio com biometanol, em termos de Custo Anual Equivalente, variaram entre 11,8 milhões de USD (variante 02¹¹²) e 12,5 milhões de USD (variante 01¹¹³) para o cenário “retrofit %VPL” e 14,1 milhões de USD (variante 02) e 15,1 milhões de USD (variante 01), para o cenário “navio metanol”. Já o custo por viagem apresentou uma variação de 3,5 (variante 01) e 4,0 (variante 02) milhões de USD e 4,3 (variante 01) e 4,8 (variante 02) milhões de USD para os mesmos cenários. Os custos relacionados ao combustível representaram entre 24 e 34% dos valores anuais totais para os cenários de operação com metanol e entre 22 e 26% para o cenário com uso de apenas HFO. Como já mencionado anteriormente, os cenários tiveram como base um navio de granel, de cerca de 400.000 dwt e 30 anos de vida útil.

Levando em consideração que um navio a HFO, nessa rota, emite por ano cerca de 20.400 tCO₂eq e um navio a biometanol, aproximadamente 12.900 tCO₂eq, para igualar os valores anuais de TCO dos cenários de retrofit “0”, “15”, “%VPL” e navio metanol com o TCO de uma operação com HFO, seria necessário um preço de carbono de \$450 (variante 01)/390 (variante 02), \$410 (variante 01)/360 (variante 02), \$400 (variante 01)/390 (variante 02) e \$500 (variante 01)/450 (variante 02) USD/tCO₂eq, respectivamente. Como visto no **Capítulo 3**, é esperado que a IMO apresente um pacote de medidas de mercado para o setor de transporte marítimo em meados de 2023 durante o MEPC¹¹⁴ 80. Segundo a DNV (2022), as propostas indicam um preço de CO₂ ou GEE entre 50USD/tCO₂ e 300USD/tCO₂ em 2050.

¹¹² Número médio de viagens constante.

¹¹³ Número de navios constante.

¹¹⁴ Marine Protection Environmental Committee

CARVALHO et al. (2021b), por sua vez, indicaram que para os preços dos biocombustíveis marítimos se aproximarem dos preços do diesel marítimo (MGO), o valor de CO₂ precisaria estar na faixa de 68USD/tCO₂ a 516 USD/tCO₂, a depender do biocombustível, sua rota e local de produção, corroborando em sua faixa de preços mais alta com os valores encontrados no estudo em tela. ROCHEDO et al. (2018) levantaram dados da literatura sobre preços de carbono consistentes com as trajetórias para atendimento do Acordo de Paris - “abaixo dos 2°C”. A média encontrada foi de 370 USD/tCO₂ em 2050. Ainda que o preço de carbono inicialmente não venha a igualar o TCO de um navio com HFO e um navio com biometanol, a adoção de um mercado de carbono já reduziria a lacuna de custos existente e aumentaria a viabilidade dos cenários de operação com biometanol.

Os resultados de GETTING TO ZERO COALITION (2021) indicam um custo anual de propriedade de 23 milhões de USD/ano para operação com metanol renovável (e-metanol), na rota de minério de ferro Austrália-Japão, em 2030. Cabe destacar, todavia, que o estudo incorporou nos custos anualizados o valor relacionado à produção do combustível, além de ter utilizado o e-metanol, que é um combustível mais caro do que o biometanol. KORBERG, BRYNOLF, et al. (2021) encontraram como resultado de seu estudo o valor de 11,3 milhões de euros por ano (cerca de 12 milhões de USD/ano) para o custo de propriedade de um navio a granel, operado com biometanol, percorrendo longas distâncias, em 2030. MAERSK MMC (2021), por sua vez, também projetou um TCO para um navio a granel, movido a biometanol, de cerca de 12 milhões de USD/ano em 2030, corroborando os resultados aqui encontrados. O mesmo estudo indica que, entre os segmentos de navio, navios a granel apresentaram um TCO substancialmente menor, quando comparados a navios contêiners e navios tanques, que, em uma operação a biometanol, apresentaram um TCO em 2030 de 38 e 19 milhões de USD/ano, respectivamente. Sendo assim, de acordo com MAERSK MMC (2021), esse segmento teria potencial de liderar a transição energética do setor.

Por outro lado, o segmento de granel transporta produtos com menor margem de lucro quando comparado ao segmento de contêiners. Destarte, essa menor margem pode ser um obstáculo na descarbonização desses navios. Vale mencionar, contudo, que, assim como ocorre em outros tipos de tecnologia, é esperado que o investimento para adequar um

navio para operação com metanol seja reduzido ao longo do tempo, à medida que existam mais processos de *retrofit* conduzidos com sucesso (FCBI ENERGY, 2015).

Com relação aos agentes da indústria, as mineradoras se apresentaram como o grupo mais engajado em compromissos voltados para a redução de emissão do transporte marítimo de seus produtos. Conforme apresentado, a Vale colocou como meta uma redução de 15% das emissões escopo 3 até 2035, relativo a 2018. Para descarbonização do transporte marítimo foi visto que a Vale investe em um programa de *EcoShipping*, o qual prevê o desenvolvimento de tecnologias de eficiência energética e avalia o uso de combustíveis alternativos, como o metanol e a amônia.

Já a Anglo American colocou como meta de escopo 3 reduzir as emissões em 50% em 2040, relativo ao ano de 2016, além de atingir a neutralidade de carbono da frota por ela controlada em 2040. A empresa está explorando combustíveis alternativos, como o gás natural liquefeito, biocombustíveis e hidrogênio. A Anglo American também é integrante do Global Maritime Forum's 'Getting to Zero' Coalition, aliança comprometida com a comercialização de navios de emissão zero, até 2030.

As siderúrgicas analisadas não apresentaram projetos ou metas voltados para a parte de transporte marítimo dos produtos importados, contudo ambas apresentaram metas de descarbonização de suas produções de aço. Não sendo as empresas que importam minério de ferro responsáveis pelo frete do produto, é esperado que elas não tenham estratégias voltadas para a descarbonização do transporte marítimo de suas importações. Por outro lado, não havendo um aumento no preço do produto final, o aumento do custo do frete, decorrente do uso de um combustível alternativo mais caro do que o combustível convencional, pode afetar a lucratividade dessas empresas. Como já discutido anteriormente, a preferência dos consumidores deve ser um dos grandes condutores da transição energética do setor de transporte marítimo. De fato, na medida em que haja uma demanda por produtos com baixa emissão de carbono, não apenas as empresas precisam redesenhar suas estratégias para atender aos consumidores finais, como também deve existir uma maior disposição a pagar por esses produtos.

Contudo, não necessariamente o aumento no custo de frete será incorporado no produto final. Dependendo do modelo adotado, o acréscimo do valor do frete pode ser

arcado pelo operador do navio, pelo produtor de minério de ferro ou, até mesmo, pode ser repartido entre os agentes na cadeia.

Para os operadores de navio também não foram evidenciadas metas de descarbonização das frotas ou uso de combustíveis alternativos. Embora ambas as empresas invistam em tecnologias de eficiência energética e otimização de viagem, não foram encontradas informações relativas ao uso de combustíveis alternativos nas frotas de navios. Ressalta-se que uma grande parte dos relatórios disponíveis só estava disponível na língua chinesa, não podendo assim serem analisados. Foi observado que as empresas trabalham com contratos de longo prazo com empresas de minério de ferro, como a Vale. Como visto no **Capítulo 3**, contratos de longo prazo entre proprietários de carga e proprietários de navios, abrangendo o uso de um certo combustível alternativo, ou até mecanismos que permitam a divisão de custos entre as diferentes partes interessadas do setor, podem ser uma forma de reduzir os riscos dos pioneiros, estimulando que “o primeiro movimento” seja realizado.

Como apresentado nos resultados, a Vale assinou um Memorando de Entendimento com mineradoras, empresas de navegação, petroleiras e terminais portuários, para a realização de testes do uso da amônia como combustível em navios, mostrando-se uma empresa potencialmente engajada em reduzir suas emissões ao longo da cadeia de valor, por meio de parcerias.

Voltando-se para os portos, não foram encontradas informações relativas a iniciativas para descarbonização das operações do Terminal Ponta da Madeira. Contudo, sendo esse terminal de propriedade da Vale, acredita-se que a redução das emissões das operações portuárias sejam parte das metas de descarbonização da empresa. O Porto de Qingdao, por sua vez, apresentou como objetivo se tornar líder em tecnologia verde, através do desenvolvimento de iniciativas para conservação de energia, redução de consumo e construções inteligentes. É também uma das suas iniciativas a construção de uma estação de reabastecimento de hidrogênio.

Por fim, o Governo do Brasil tem como uma das metas de sua NDC incentivar a produção de biocombustíveis para o setor de transporte, com destaque para o programa RenovaBio, grande indutor do aumento da produção de biocombustíveis no país. Embora o Brasil tenha ambições relativas ao aumento da produção de biocombustíveis, não foram

encontradas metas voltadas para o setor de transporte marítimo. Uma das metas da NDC da China consiste em aumentar a participação dos combustíveis não fósseis no consumo primário de energia em cerca de 25%. Complementarmente, de acordo com a NDC chinesa, o país participa ativamente das negociações relativas a reduções de emissões de GEE do setor de transporte marítimo junto à IMO. Destaca-se que, assim como para o Brasil, não foram encontradas metas voltadas para descarbonização do setor de transporte marítimo do país.

Embora os resultados tenham mostrado que há um considerável sobrecusto ligado à substituição de uma operação com bunker de petróleo de navegação por uma operação com o uso de metanol, é natural que os custos relacionados ao transporte marítimo de *commodities* aumentem para lidar com a ambição de redução das emissões de gases de efeito estufa expressas pelas metas da IMO. Como já mencionado anteriormente, as *commodities* exportadas pelo Brasil são majoritariamente produtos de baixo valor agregado, transportados por longas distâncias, com uso de um combustível residual do refino em motores de combustão de dois tempos. Essa configuração utilizada nos navios apresenta, portanto, um custo muito baixo, e, dificilmente uma motorização ou combustível alternativo seriam financeiramente competitivos, trazendo um grande desafio para a substituição de combustíveis.

Não obstante, os corredores verdes são uma forma de gerar escala para combustíveis alternativos, motorização e logística alternativas, assim como um caminho de curva de aprendizado para os atores envolvidos no setor. Dada a sua escala de transporte, o corredor verde pretendido pode ser uma forma de encarar esse desafio através de um compromisso entre agentes, endereçando o problema de emissões de escopo 3 das mineradoras e siderúrgicas, e ao mesmo tempo as emissões de escopo 1 dos operadores de navios. Também podem preservar a operação de terminais portuários, como redes de abastecimento, e estimular ações nacionais de redução de emissões voltadas para o transporte marítimo de seus produtos, gerando, portanto, engajamento entre os diferentes agentes que influenciam o setor.

Em nível nacional, é importante colocar que as discussões em torno desse corredor podem envolver até o desenvolvimento de uma estratégia para garantir um espaço para o minério de ferro brasileiro no mercado mundial, preservando sua competitividade, dado

que há uma grande desvantagem na distância das rotas, quando se compara a exportação brasileira com o minério exportado pelo seu maior competidor, a Austrália. Esse fato coloca a rota Brasil-China também em desvantagem com relação à rota Austrália-Leste Asiático, quando é considerada a meta da IMO estabelecida através de emissões absolutas, dado que há uma quantidade inferior de emissões totais proveniente do transporte marítimo do minério de ferro exportado pela Austrália.

O modelo de implementação do corredor verde poderia, então, contar com contratos de longo prazo em que o sobrecusto seria subdividido entre as empresas, e, adicionalmente, envolver estímulos nacionais, em um cenário em que seria explorado o papel dos governos, assim como, de grandes empresas de minério de ferro e de aço, no apoio e viabilização de um corredor desse porte. Um acordo estratégico entre o Brasil e a China poderia ser desenvolvido, envolvendo, por exemplo, a possibilidade de financiamento para a estratégia da rota verde.

Vale observar, adicionalmente, que uma rota dessa dimensão, poderia, por exemplo, gerar uma massificação na produção de motor dual a metanol, que embora seja um produto já comercialmente disponível, conta atualmente com uma produção pontual, em escala mínima. A implementação do corredor na rota Brasil-China teria o potencial de gerar um nicho de mercado para esse produto, fazendo com que o custo desse motor seja reduzido, tendendo a se aproximar de uma motorização convencional no futuro. Ou seja, o corredor traz uma sinalização de demanda, fazendo com que mais empresas produzam, testem e vendam motorizações e combustíveis alternativos. Portanto, reduz incertezas e custos envolvidos nesse desafiante processo de transição energética do setor.

6. CONCLUSÃO

O presente estudo avaliou a implementação de um corredor verde na rota de transporte de minério de ferro, Brasil - China. Conforme observado nos resultados, essa rota conta com uma alta movimentação anual de carga, gerando, assim, uma quantidade significativa de emissão de gases de efeito estufa. Comparando as emissões absolutas e intensidade de emissões da rota em tela com outros corredores de minério de ferro avaliados pelo GETTING TO ZERO COALITION (2021), é possível observar que os valores aqui encontrados (12,8 MtCO₂eq/ano e 52,5 kgCO₂eq/t) são superiores aos valores de emissões da rota de minério de ferro Austrália - Japão (1,9 MtCO₂eq/ano e 29 kgCO₂/t), e, menores em termos de emissões absolutas do que a rota de minério Austrália – China, mas superior em termos de intensidade de emissões (20,2 MtCO₂eq/ano e 28 kgCO₂/t).

Sendo assim, a implementação de um corredor verde na rota Brasil – China se apresenta como uma possibilidade de gerar impacto na redução de emissões em escala global, contribuindo para o atendimento das metas da IMO.

Embora a rota conte com longas distâncias, o que aumenta substancialmente o gasto com combustível, de forma geral, a caracterização dos agentes da indústria envolvidos na cadeia de valor mostrou que há um ambiente favorável para a implementação de medidas para redução de emissões da cadeia, proporcionado, especialmente, pelas empresas de mineração.

Adicionalmente, tanto Brasil quanto a China possuem grande potencial de produção de resíduos de biomassa, e, conseqüentemente potencial para produção de biocombustíveis. De acordo com os dados encontrados na literatura, o Brasil apresenta um potencial de produção ainda superior ao da China, e, desconsiderando demandas de outros setores, o potencial de produção total estimado para o Brasil seria capaz de suprir com folga a demanda anual por biometanol do setor de transporte marítimo. Vale observar, contudo, que a baixa maturidade tecnológica, altos custos de produção e dispersão das matérias primas podem impossibilitar a realização da produção estimada para o Brasil e China. Ademais, o fato de o potencial de produção de biometanol no Brasil ser majoritariamente concentrado nas regiões centro-oeste e sul do país coloca-o distante do Terminal Ponta da Madeira, localizado na região nordeste, de onde sai a maior parte da carga anual de minério de ferro em direção à China.

A opção do metanol como combustível se beneficia da já existente infraestrutura para distribuição, transporte e armazenamento de metanol em vários portos do mundo. A China é inclusive o maior produtor de metanol mundial e ainda que seja metanol fóssil, a infraestrutura estabelecida poderá ser utilizada para o biometanol. Adicionalmente, por ser líquido em condições ambientes, o metanol traz vantagens com relação ao manuseio e armazenamento, quando comparado com outros combustíveis como o GNL, hidrogênio ou amônia, podendo ser armazenado nos tanques já existentes nos navios, com poucas modificações. Outros pontos positivos são que já existem normas que contemplam seu uso como combustível marítimo, uma tecnologia madura de motor para sua utilização, além do fato de que a alteração dos motores a diesel para motores duais pode ser um caminho para o atendimento das metas de descarbonização no médio prazo. Não obstante, a baixa densidade energética, desafios de produção em escala e competitividade de preço do combustível podem ser empecilhos para a adoção do metanol na indústria.

De fato, os resultados deste estudo mostraram que, em 2030, é esperada uma movimentação de 299 milhões de toneladas de minério de ferro, na rota Brasil-China, e, em 2050 de cerca de 270 milhões de toneladas do mesmo produto. A implementação do corredor verde demandaria aproximadamente 16,8 milhões de toneladas de biometanol em 2030 (e 0,55 milhões de toneladas de diesel como combustível piloto), e, 11,9 milhões de toneladas em 2050 (mais 0,39 milhões de toneladas de diesel como piloto). Isso, caso todos os navios da rota tivessem sua operação alterada para biometanol. Ressalta-se, contudo, que a implementação do corredor verde pode ser realizada em fases. A substituição do bunker de navegação por biometanol, em toda a frota, teria o potencial de reduzir as emissões da rota em aproximadamente 5,7 e 4,6 Mt de CO₂eq, em 2030 e 2050, respectivamente, o que representa uma redução de cerca de 37% das emissões de CO₂eq da rota. Foi visto que os cenários envolvendo a operação com biometanol tiveram entre 9 e 25% de custos adicionais, se comparados ao cenário de combustível convencional – ver Tabela 33. Para tornar a operação com biometanol financeiramente competitiva a uma

operação com HFO, seria necessária a adoção de um preço de CO₂eq entre 360¹¹⁵ e 500¹¹⁶ USD/tCO₂eq, em 2030, a depender do cenário.

Tabela 33 – Custos anuais para os cenários retrofit %VPL”; “navio metanol” e “HFO”.

Cenário	Variante 01 (milhões USD/ano)	Variante 02 (milhões USD/ano)
retrofit % VPL	12,5	11,8
navio metanol	15,1	14,1
HFO	11,3	10,8

Sendo assim, devido ao alto custo envolvido na substituição de navios operando a HFO, por navios operando a biometanol, a viabilidade da implementação do corredor aqui proposto dependerá do engajamento dos agentes envolvidos nas tomadas de decisão, de forma a viabilizar a tecnologia necessária e a custear o aumento de preços para substituição do bunker de navegação por metanol. A descarbonização da rota Brasil-China poderia ainda ser implementada em fases, iniciando a adoção do uso do biometanol em 2030, com posterior início de uso do metanol renovável (e-metanol), quando as tecnologias de sua produção já estiverem mais maduras e o custo de produção mais baixo. A adoção do metanol renovável teria o potencial de reduzir ainda mais as emissões da rota. O desenvolvimento de um plano de implementação para o corredor verde de minério de ferro Brasil-China, envolvendo um cronograma com número de navios a adotarem o uso do metanol por ano, pode ser explorado em próximos estudos.

É importante ressaltar que a proposta da análise de custo total de propriedade contemplada nesse trabalho foi de avaliar apenas os custos da operação do navio, porém a inclusão dos custos de produção do combustível alternativo deve ser levada em conta para uma avaliação global quanto a viabilidade dessa rota. Outras limitações do presente estudo são que as análises não levaram em consideração a demanda de outros setores da economia por biometanol, quando da avaliação da capacidade de suprimento do setor de transporte marítimo, e que as emissões de ciclo de vida do biometanol apenas contemplaram a rota via biogás, não sendo levantada a emissão via rota da biomassa lignocelulósica. Uma avaliação mais detalhada desses fatores poderia ser realizada em

¹¹⁵ Preço de CO₂eq para viabilização do cenário “retrofit 15” – variante 02.

¹¹⁶ Preço de CO₂eq para viabilização do cenário “navio metanol” – variante 01.

futuros estudos. Sugere-se também a realização de análises de sensibilidade para a demanda por minério de ferro e a avaliação da implementação de outras medidas de eficiência energética, junto ao uso do combustível alternativo, proporcionando, assim, uma avaliação mais ampla do potencial de redução de emissões da rota em tela.

Adicionalmente, o desenvolvimento de um estudo detalhado dos navios para estimativa do consumo, envolvendo a análise de variáveis como componentes de arrasto do navio e geometria do navio, assim como o desenvolvimento de uma análise de possíveis variações de rotas e de portos para abastecimentos no corredor, ou até mesmo a análise desse corredor verde com outras alternativas energéticas são estudos que proporcionariam uma avaliação mais ampla sobre diferentes possibilidades de estruturação do corredor verde aqui proposto.

Não obstante, o estudo mostrou que existe a possibilidade de aprofundar a avaliação da rota avaliada como um corredor verde e que o metanol seria uma possível alternativa neste caso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABS. **GREEN SHIPPING CORRIDORS: LEVERAGING SYNERGIES**. . Spring, [s.n.], 2022.

ABS. **Pathways to Sustainable Shipping**. . Spring, [s.n.], 2020.

ABS. **SETTING THE COURSE TO LOW CARBON SHIPPING: VIEW OF THE VALUE CHAIN**. . Spring, [s.n.], 2021.

ADLAND, R., JIA, H., STRANDENES, S. P. "The determinants of vessel capacity utilization: The case of Brazilian iron ore exports", **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, v. 110, p. 191–201, 1 abr. 2018. DOI: 10.1016/j.tra.2016.11.023. .

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO. **Sistema de Arrecadação**. 2020. Disponível em: https://sistemas.anm.gov.br/arrecadacao/extra/relatorios/cfem/maiores_arrecadadores.aspx. Acesso em: 2 fev. 2023.

ANGLO AMERICAN. **Climate Change Report 2021**. . London, [s.n.], 2022a. Disponível em: www.angloamerican.com/futuresmart/.

ANGLO AMERICAN. **Integrated Annual Report 2021**. . London, [s.n.], 2022b. Disponível em: www.angloamerican.com/investors/annual-reporting.

ANSTEEL GROUP. **Sustainability Report 2021**. . Anshan, [s.n.], 2022. Disponível em: <http://en.ansteel.cn>.

ANTAQ. **Estatístico Aquaviário 2.1.4**. 2022a. Disponível em: <http://ea.antaq.gov.br/QvAJAXZfc/opendoc.htm?document=painel%5Cantaq%20-%20anu%C3%A1rio%202014%20-%20v0.9.3.qvw&lang=pt-BR&host=QVS%40graneleiro&anonymous=true>. Acesso em: 31 jan. 2023.

ANTAQ. **Setor portuário movimentou 1,2 bilhão de toneladas de cargas em 2021**. 2 fev. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/antaq/pt-br/noticias/2022/setor-portuario-movimentou-1-2-bilhao-de-toneladas-de-cargas-em-2021>. Acesso em: 20 jan. 2023.

BALCOMBE, P., BRIERLEY, J., LEWIS, C., *et al.* **How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies.** *Energy Conversion and Management*. [S.l.], Elsevier Ltd. , 15 fev. 2019

BAOSTEEL. **Annual Report 2019**. . Shanghai, [s.n.], 28 abr. 2020.

BAOWU. **Corporate Social Responsibility**. . Shanghai, [s.n.], 2020. Disponível em: www.baowugroup.com.

BHP. **BHP signs Letter of Intent for Australia-East Asia iron ore Green Corridor**. 6 abr. 2022. Disponível em: <https://www.bhp.com/news/media-centre/releases/2022/04/australia-east-asia-iron-ore-green-corridor>. Acesso em: 13 set. 2022.

BLUMBERG, T., LEE, D. Y., MOROSUK, T., *et al.* "Exergoenvironmental analysis of methanol production by steam reforming and autothermal reforming of natural gas +", *Energy*, v. 181, p. 1273–1284, 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.05.171. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.171>.

BOUMAN, E. A., LINDSTAD, E., RIALLAND, A. I., *et al.* "State-of-the-art technologies, measures, and potential for reducing GHG emissions from shipping – A review", *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, v. 52, p. 408–421, 1 maio 2017. DOI: 10.1016/j.trd.2017.03.022. .

BP. "Statistical Review of World Energy", *BP Energy Outlook 2021*, v. 70, p. 8–20, 2021.

BRASIL. "Nationally Determined Contribution (NDC)". , 21 mar. 2022.

BRASIL. **Quarta Comunicação Nacional do Brasil à UNFCCC**. . Brasília, [s.n.], 2020.

C40 CITIES. **Port of Los Angeles, Port of Shanghai, and C40 Cities announce partnership to create world's first transpacific green shipping corridor between ports in the United States and China**. 28 jan. 2022. Disponível em: <https://www.c40.org/news/la-shanghai-green-shipping-corridor/>. Acesso em: 13 set. 2022.

CARDOSO, F., BOMTEMPO, J. V., BORSCHIVER, S. "ELABORAÇÃO DE ROADMAP TECNOLÓGICO PARA A PRODUÇÃO DE BIOGÁS A PARTIR DE

VINHAÇA", **Cad. Prospec.**, v. 10, p. 1–15, 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.9771/cp.v10i3.22929>.

CARVALHO, F., MÜLLER-CASSERES, E., POGGIO, M., *et al.* "Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil", **Journal of Cleaner Production**, v. 326, n. March, p. 129385, 2021. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.129385. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129385>.

CARVALHO, F., MÜLLER-CASSERES, E., PORTUGAL-PEREIRA, J., *et al.* "Lignocellulosic biofuels use in the international shipping: The case of soybean trade from Brazil and the U.S. to China", **Cleaner Production Letters**, v. 4, p. 100028, jun. 2023. DOI: 10.1016/j.clpl.2023.100028.

CARVALHO, F., PORTUGAL-PEREIRA, J., JUNGINGER, M., *et al.* "Biofuels for maritime transportation: a spatial, tech-noeconomic, and logistic analysis in Brazil, Europe, South Africa and the USA (Under review)", **Energies**, v. 14, n. 13, 2021.

CCS. **Register of Ships.** 2021. Disponível em: <https://www.ccs.org.cn/ccswzen/internationalShipsList?columnid=201900002000000123>. Acesso em: 30 jan. 2023.

CDP. **Vale SA-Climate Change 2021.** . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.vale.com/esg/pt/Paginas/Home.aspx>. , 2022

CHEN, W., WU, F., ZHANG, J. "Potential production of non-food biofuels in China", **Renewable Energy**, v. 85, p. 939–944, 1 jan. 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.024.

CHINA. "Nationally Determined Contribution (NDC)". , 2021.

CIBIOGÁS. **PANORAMA DO BIOGÁS NO BRASIL 2021.** . [S.l: s.n.]. , 2022

CLASSNK. **Register of Ships.** 2022. Disponível em: <https://www.classnk.or.jp/register/regships/regships.aspx>. Acesso em: 30 jan. 2023.

CLASSNK. **Outlines of EEXI regulation.** . [S.l: s.n.]. , 2021

CLIMATE ACTION TRACKER. **Country summary.** 3 nov. 2022. Disponível em: <https://climateactiontracker.org/countries/china/>. Acesso em: 21 jan. 2023.

CMES. **About Us.** 2020. Disponível em: <https://www.cmenergyshipping.com/page.php?p=profile>. Acesso em: 20 jan. 2023.

CMES. **CMES Shipping Brochure**. . [S.l: s.n.], 2022a.

CMES. **Set sail on a mission to a green future**. 24 set. 2022b. Disponível em: <https://www.cmenergyshipping.com/page.php?command=setlang&lang=en&p=green>.

Acesso em: 20 jan. 2023.

DA SILVA, M. G., LISBOA, C. A. L., HOFFMANN, R., *et al.* "Greenhouse gas emissions of rice straw-to-methanol chain in Southern Brazil", **Journal of Environmental Chemical Engineering**, v. 9, n. February, 2021. DOI: 10.1016/j.jece.2021.105202. .

DING, B., MAKOWSKI, M., ZHAO, J., *et al.* "Analysis of technology pathway of China's liquid fuel production with consideration of energy supply security and carbon price", **Journal of Management Science and Engineering**, v. 8, n. 1, p. 1–14, 1 mar. 2023. DOI: 10.1016/j.jmse.2022.07.002.

DNV. **MARITIME FORECAST TO 2050. Energy Transition Outlook 2022**. . Høvik, [s.n.], 2022a.

DNV. **Vessel Register for DNV**. 2022b. Disponível em: <https://vesselregister.dnv.com/vesselregister/>. Acesso em: 30 jan. 2023.

DNV GL. **Comparison of Alternative Marine Fuels**. . Høvik, [s.n.], 5 jul. 2019. Disponível em: www.dnvgl.com.

DNV GL. **MARITIME FORECAST TO 2050**. . Høvik, [s.n.], 2020.

DNV GL. **Maritime Forecast to 2050. Energy transition outlook 2018**. . Høvik, [s.n.], 2018.

DNV GL. **MARITIME FORECAST TO 2050. Energy Transition Outlook 2021**. . Høvik, [s.n.], 2021.

DOS SANTOS, K. G., ECKERT, C. T., DE ROSSI, E., *et al.* **Hydrogen production in the electrolysis of water in Brazil, a review**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 1 fev. 2017

DRAEGER, R., CUNHA, B. S. L., MÜLLER-CASSERES, E., *et al.* "Stranded crude oil resources and just transition: Why do crude oil quality, climate ambitions and land-use emissions matter", **Energy**, v. 255, 15 set. 2022. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124451. .

ECOGEN. **As expectativas na produção de biogás e biometano em 2022**. 19 maio 2022. Disponível em: <https://ecogenbrasil.com.br/blog/as-expectativas-na-producao-de-biogas-e-biometano-em-2022/>. Acesso em: 7 jan. 2023.

EMBASSY OF CHINA. **Chinese Embassy in the UK Holds a Reception for IMO**. 28 nov. 2017. Disponível em: http://gb.china-embassy.gov.cn/eng/EmbassyNews/2017embassynews/201712/t20171214_3387336.htm. Acesso em: 24 jan. 2023.

EPRS. **Decarbonising maritime transport: The EU perspective. BRIEFING EPRS | European Parliamentary Research Service**. [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2020\)659296](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2020)659296).

EUROPEAN COMMISSION. **Regulation of the European Parliament and of the Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC (COM(2021) 562 final 2021/0210 (COD) Proposal)**. [S.l: s.n.], 2021

FAN, A., YANG, J., YANG, L., *et al.* "A review of ship fuel consumption models", **Ocean Engineering**, v. 264, 15 nov. 2022. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2022.112405. .

FAO. **China at a glance**. 2023. Disponível em: <https://www.fao.org/china/fao-in-china/china-at-a-glance/en/>. Acesso em: 13 jan. 2023.

FAO. **Detailed trade matrix**. 2021. Disponível em: <https://www.fao.org/faostat/en/#data/TM>. Acesso em: 3 jun. 2022.

FAO. **World fertilizer trends and outlook to 2022**. [S.l: s.n.], 2019

FCBI ENERGY. **Methanol as a Marine Fuel Report**. [S.l: s.n.], out. 2015

FÓZER, D., TÓTH, A. J., VARBANOV, P. S., *et al.* "Sustainability assessment of biomethanol production via hydrothermal gasification supported by artificial neural network", **Journal of Cleaner Production**, v. 318, n. January, 2021. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128606. .

FULWOOD, M. **Quarterly Gas Review: Impact of Conflict in Ukraine and the Short Term Gas Markets**. [S.l: s.n.], 2022

GETTING TO ZERO COALITION. **The Next Wave. Green Corridors.** . [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2021/11/The-Next-Wave-Green-Corridors.pdf>. Acesso em: 6 set. 2022.

GLOBAL MARITIME FORUM. **Green Corridors: Definitions and Approaches. A Discussion paper from the Global Maritime Forum Executive summary.** . [S.l: s.n.], 2022

GOOGLE. **Google Maps.** 2022. Disponível em: <http://maps.google.com>. Acesso em: 31 jan. 2023.

GOV.UK. **COP 26: Clydebank Declaration for green shipping corridors.** 13 abr. 2022. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/cop-26-clydebank-declaration-for-green-shipping-corridors/cop-26-clydebank-declaration-for-green-shipping-corridors>. Acesso em: 13 set. 2022.

GUO, B., LIANG, Q., TVETE, H. A., *et al.* "Combined machine learning and physics-based models for estimating fuel consumption of cargo ships", **Ocean Engineering**, v. 255, 1 jul. 2022. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2022.111435.

HALFF, A., YOUNES, L., BOERSMA, T. "The likely implications of the new IMO standards on the shipping industry", **Energy Policy**, v. 126, n. April 2018, p. 277–286, 2019. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.11.033.

HANSSON, J., MÅNSSON, S., BRYNOLF, S., *et al.* "Alternative marine fuels: Prospects based on multi-criteria decision analysis involving Swedish stakeholders", **Biomass and Bioenergy**, v. 126, n. May, p. 159–173, 2019. DOI: 10.1016/j.biombioe.2019.05.008. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.05.008>.

HEFFER, P., PRUD'HOMME, M. "Global nitrogen fertiliser demand and supply: trend, current level and outlook", 2016. Disponível em: www.ini2016.com.

HESSEVIK, A. "Green shipping networks as drivers of decarbonization in offshore shipping companies", **Maritime Transport Research**, v. 3, 1 jan. 2022. DOI: 10.1016/j.martra.2022.100053. .

H-LINE SHIPPING. **Bulk**. 2022a. Disponível em: <https://www.h-lineshipping.com/en/business/bulk/>. Acesso em: 20 jan. 2023.

H-LINE SHIPPING. **CEO's Message**. 2022b. Disponível em: <https://www.h-lineshipping.com/en/overview/we-are/>. Acesso em: 20 jan. 2023.

H-LINE SHIPPING. **ESG Management**. 2022c. Disponível em: <https://www.h-lineshipping.com/en/operation-esg/save/>. Acesso em: 20 jan. 2023.

HOBSON, C., MÁRQUEZ, C. **Renewable Methanol Report**. [S.l: s.n.], 2018.

HUANG, X., WANG, S., SHI, Z., *et al.* "Challenges and strategies for biogas production in the circular agricultural waste utilization model: A case study in rural China", **Energy**, v. 241, 15 fev. 2022. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122889.

IAMC. **Model Documentation - COFFEE-TEA**. 2019. Disponível em: https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/Model_Documentation_-_COFFEE-TEA. Acesso em: 2 fev. 2023.

IBGE. **Produção Agrícola Municipal 2021**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/>. Acesso em: 27 nov. 2022a. , 2022

IBGE. **Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura 2021**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: 27 nov. 2022b. , 2022

IEA. **Biofuels for the marine shipping sector**. . Copenhagen, Denmark, [s.n.], 2017.

IEA. **China data explorer**. 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/china>. Acesso em: 14 jan. 2023.

IEA. **ETP Clean Energy Technology Guide**. 21 set. 2022a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedSector=Biofuels>. Acesso em: 10 dez. 2022.

IEA. **Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021**. . Paris, [s.n.], 2021b. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

IEA. **Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector**. . Paris, [s.n.], 2021c.

IEA. **Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China**. . Paris, [s.n.], 2022b. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

IEA. **World Energy Outlook 2020**. . Paris, [s.n.], 2020. Disponível em: www.iea.org/weo.

IMO. **Brief History of IMO**. 2019. Disponível em: <https://www.imo.org/en/About/HistoryOfIMO/Pages/Default.aspx>. Acesso em: 3 maio 2022.

IMO. "Fourth IMO Greenhouse Gas Study 2020", **Mepc 75/7/15**, v. 74, 2020a.

IMO. **MEPC 203(62)**. . Londres, [s.n.]. Disponível em: <http://www.ainfo.inia.uy/digital/bitstream/item/7130/1/LUZARDO-BUIATRIA-2017.pdf>. , 2011

IMO. **Resolution MEPC.278(70)**. **Mepc 71**. Londres, [s.n.]. , 2016

IMO. **RESOLUTION MEPC.304(72)**. [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.imo.org>. , 18 abr. 2018

IMO. **RESOLUTION MEPC.320(74)**. Londres, [s.n.]. 2020b

IMO. **RESOLUTION MEPC.324(75)**. Londres, [s.n.]. 2020c

IMO. **Resolution MEPC.333(76)**. Londres, [s.n.]. Disponível em: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air pollution/MEPC.333\(76\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC.333(76).pdf). , 2021a

IMO. **Resolution MEPC.334(76)**. Londres, [s.n.]. 2021b

IMO. **Resolution MEPC.336(76)**. Londres, [s.n.]. 2021c

IMO. **Resolution MEPC.337(76)**. Londres, [s.n.]. 2021d

IMO. **Resolution MEPC.338(76)**. Londres, [s.n.]. 2021e

IMO. **Resolution MEPC.339(76)**. Londres, [s.n.]. 2021f

IMO. **RESOLUTION MEPC.346(78)**. . Londres, [s.n.]. , 2022

INTERNATIONAL TRANSPORT FORUM; OECD. **Decarbonising Maritime Transport Pathways to zero-carbon shipping by 2035**. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: www.itf-oecd.org.

IPCC. **Fifth Assessment Report, AR5**. . [S.l: s.n.], 2014.

IPCC. **Sixth Assessment Report: Chapter 10.** . Genebra, [s.n.], 2022. Disponível em: <https://github.com/IPCC-WG1/Chapter-7>.

IRENA. **A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050.** . Masdar, [s.n.], 2021a. Disponível em: www.irena.org.

IRENA. "INNOVATION OUTLOOK: Renewable Methanol", 2021b. .

KARAGIANNIDIS, P., THEMELIS, N. "Data-driven modelling of ship propulsion and the effect of data pre-processing on the prediction of ship fuel consumption and speed loss", **Ocean Engineering**, v. 222, 15 fev. 2021. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.108616.

KEN WEI, H. **ANÁLISE COMPARATIVA DO PORTO AO NAVIO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS PARA TRANSPORTE MARÍTIMO.** 2021. 2021.

KORBERG, A. D., BRYNOLF, S., GRAHN, M., *et al.* "Techno-economic assessment of advanced fuels and propulsion systems in future fossil-free ships", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 142, 1 maio 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.110861. .

KOREAN REGISTER. **Register of Ships.** 2022. Disponível em: http://www.krs.co.kr/Eng/Exclusive/Ship_Search.aspx?MRID=465. Acesso em: 30 jan. 2023.

LI, X., WEI, N., LIU, Y., *et al.* "CO₂ point emission and geological storage capacity in China". 1, fev. 2009. **Anais** [...] [S.l.: s.n.], fev. 2009. p. 2793–2800. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.051.

LI, Y., LAN, S., RYBERG, M., *et al.* "A quantitative roadmap for China towards carbon neutrality in 2060 using methanol and ammonia as energy carriers", **iScience**, v. 24, n. 6, 25 jun. 2021. DOI: 10.1016/j.isci.2021.102513. .

LIU, C., WANG, J., JI, X., *et al.* "The biomethane producing potential in China: A theoretical and practical estimation", **Chinese Journal of Chemical Engineering**, v. 24, n. 7, p. 920–928, 1 jul. 2016. DOI: 10.1016/j.cjche.2015.12.025.

MA, L., ZHANG, Y., CHEN, S., *et al.* "Environmental effects and their causes of agricultural production: Evidence from the farming regions of China", **Ecological Indicators**, v. 144, 1 nov. 2022. DOI: 10.1016/j.ecolind.2022.109549.

MÆRSK MC-KINNEY MØLLER CENTER FOR ZERO CARBON SHIPPING. **Green Corridors: Feasibility phase blueprint**. . Copenhagen, [s.n.], 2022a.

MÆRSK MC-KINNEY MØLLER CENTER FOR ZERO CARBON SHIPPING. **Maritime and Port Authority of Singapore and Port of Rotterdam to establish world's longest Green and Digital Corridor for efficient and sustainable shipping**. 2 ago. 2022b. Disponível em: <https://www.zerocarbonshipping.com/news/maritime-and-port-authority-of-singapore-and-port-of-rotterdam-to-establish-worlds-longest-green-and-digital-corridor-for-efficient-and-sustainable-shipping/>. Acesso em: 13 set. 2022.

MAERSK MMC. **Green Corridors Pre-Feasibility Phase Blueprint**. . Copenhagen, [s.n.], 2023.

MAERSK MMC. **We show the world it is possible**. . Copenhagen, [s.n.], 2021.

MAIA, P. L. B. **ANÁLISE DE FATORES LIMITANTES PARA IDENTIFICAÇÃO DE HOTSPOTS DE APLICAÇÃO DE CAPTURA DIRETA DE CO₂ DO AR (DAC) – ESTUDO DE CASO PARA O BRASIL**. 2021. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

MAN, Y., XIAO, H., CAI, W., *et al.* "Multi-scale sustainability assessments for biomass-based and coal-based fuels in China", **Science of the Total Environment**, v. 599–600, p. 863–872, 1 dez. 2017. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.05.006. .

MARINE VESSEL TRAFFIC. **SHIPS, PLANES, PORTS & CARGO TRACKING**. 2023. Disponível em: <https://www.marinevesseltraffic.com/>. Acesso em: 30 jan. 2023.

MARINHA DO BRASIL. **Brasil é reeleito para o Conselho da Organização Marítima Internacional (IMO)**. 10 dez. 2021. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/noticias/brasil-e-reeleito-para-o-conselho-da-organizacao-maritima-internacional-imo>. Acesso em: 24 jan. 2023.

MC-KINNEY MØLLER CENTER FOR ZERO CARBON SHIPPING, M. **The role of onboard carbon capture in maritime decarbonization: A case study of the largest shipping segments, main carbon-based fuels, and full and partial application as part of a newbuild or retrofit**. . [S.l: s.n.], 2022.

METHANOL INSTITUTE. **Current and Upcoming Renewable Methanol Projects across Countries**. 2022. Disponível em: <https://www.methanol.org/renewable/>. Acesso em: 10 dez. 2022.

METHANOL INSTITUTE. **METHANOL FUEL IN CHINA 2020**. . [S.l: s.n.], mar. 2021.

MICHAIL, N. A., MELAS, K. D. "Quantifying the relationship between seaborne trade and shipping freight rates: A Bayesian vector autoregressive approach", **Maritime Transport Research**, v. 1, n. October, p. 100001, 2020. DOI: 10.1016/j.martra.2020.100001. .

MME. **Balanco RenovaBio**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio-1/balanco-renovabio>. Acesso em: 21 jan. 2023.

MME. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde**. . Brasília, [s.n.], 2021a. Disponível em: www.energypartnership.com.br.

MME. **Programa Nacional do Hidrogênio**. . Brasília, [s.n.], 2021b.

MME, EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. . Brasília, [s.n.], 2022.

MMSA. **Methanol Markets**. 2021. Disponível em: <https://www.methanolmsa.com/methanol/>. Acesso em: 30 set. 2021.

MSI. **Carbon Carriers. The Impact of Rapid Decarbonisation on the Shipping Industry**. . [S.l: s.n.], 2019.

MÜLLER-CASSERES, E., EDELENBOSCH, O. Y., SZKLO, A., *et al.* "Global futures of trade impacting the challenge to decarbonize the international shipping sector", **Energy**, v. 237, 2021. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121547. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121547>.

MÜLLER-CASSERES, E., SZKLO, A., FONTE, C., *et al.* "Are there synergies in the decarbonization of aviation and shipping? An integrated perspective for the case of Brazil", **iScience**, v. 25, n. 10, p. 105248, out. 2022. DOI: 10.1016/j.isci.2022.105248. .

NEPOMUCENO DE OLIVEIRA, M., SZKLO, A., CASTELO BRANCO, D. "Implementation of Maritime Transport Mitigation Measures according to their marginal abatement costs and their mitigation potentials", **Energy Policy**, v. 160, n. June 2021, p. 112699, 2022. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112699. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112699>.

OECD WORLD. **Cargo containers**. 2020. Disponível em: [https://oec.world/en/profile/hs/cargo-containers-designed-for-carriage#:~:text=Cargo%20containers%20designed%20for%20carriage%20are%20a%20part%20of%20Shipping,%2C%20and%20Poland%20\(%24174M](https://oec.world/en/profile/hs/cargo-containers-designed-for-carriage#:~:text=Cargo%20containers%20designed%20for%20carriage%20are%20a%20part%20of%20Shipping,%2C%20and%20Poland%20(%24174M). Acesso em: 6 mar. 2022.

ONS. **O SISTEMA EM NÚMEROS**. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 28 nov. 2022.

PANTEIA, SIGNIFICANCE, PWC, *et al.* "Study on the Analysis and Evolution of International and EU Shipping", n. September, p. 149, 2015. .

PATONIA, A., POUDINEH, R. **Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?** . [S.l: s.n.], 2022.

PAULAUSKIENE, T., BUCAS, M., LAUKINAITE, A. "Alternative fuels for marine applications : Biomethanol-biodiesel-diesel blends", **Fuel**, v. 248, n. February, p. 161–167, 2019a. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.082. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.082>.

PAULAUSKIENE, T., BUCAS, M., LAUKINAITE, A. "Alternative fuels for marine applications: Biomethanol-biodiesel-diesel blends", **Fuel**, v. 248, p. 161–167, 15 jul. 2019b. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.03.082.

PLOMARITOU, E. "A Review of Shipowner's & Charterer's Obligations in Various Types of Charter", **Journal of Shipping and Ocean Engineering**, v. 4, p. 307–321, 2014. .

PORTAL DE FINANÇAS. **Portal de Finanças**. 2023. Disponível em: <https://www.portaldefinancas.com/>. Acesso em: 2 fev. 2023.

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

POSEIDON PRINCIPLES. **A global framework for responsible ship finance**. 2022. Disponível em: <https://www.poseidonprinciples.org/finance/about/>. Acesso em: 26 out. 2022.

PSARAFTIS, H. N., KONTOVAS, C. A. "Influence and transparency at the IMO: the name of the game", **Maritime Economics and Logistics**, v. 22, n. 2, p. 151–172, 2020. DOI: 10.1057/s41278-020-00149-4.

QINGDAO PORT INTERNATIONAL. **ANNUAL REPORT 2021**. . Qingdao, [s.n.], 2022.

RACHOW, M., LOEST, S., DWY BRAMASTHA, A. **Analysis of the Requirement for the Ships Using Methanol as Fuel**. **International Journal of Marine Engineering Innovation and Research**. [S.l: s.n.], 2018.

REAL GUIMARÃES, H., MARCON BRESSANIN, J., LOPES MOTTA, I., *et al.* "Bottlenecks and potentials for the gasification of lignocellulosic biomasses and Fischer-Tropsch synthesis: A case study on the production of advanced liquid biofuels in Brazil", **Energy Conversion and Management**, v. 245, 1 out. 2021. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114629.

REHMATULLA, N., SMITH, T. "Barriers to energy efficient and low carbon shipping", **Ocean Engineering**, v. 110, p. 102–112, 2015. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2015.09.030. .

REMPEC. **Workshop (virtual) on Ratification and Effective Implementation of MARPOL Annex VI-Prevention of Air Pollution from Ships**. . [S.l: s.n.]. , 2020

RICHARDSON, Y., BLIN, J., JULBE, A. **A short overview on purification and conditioning of syngas produced by biomass gasification: Catalytic strategies, process intensification and new concepts**. **Progress in Energy and Combustion Science**. [S.l: s.n.]. , dez. 2012

ROCHEDO, P. R. R., COSTA, I. V. L., IMPÉRIO, M., *et al.* "Carbon capture potential and costs in Brazil", **Journal of Cleaner Production**, v. 131, p. 280–295, 10 set. 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.05.033.

ROCHEDO, P. R. R., SOARES-FILHO, B., SCHAEFFER, R., *et al.* "The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil", v. 8, n. August, 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0213-y.

RODIONOVA, M. v, POUDYAL, R. S., TIWARI, I., *et al.* "Biofuel production : Challenges and opportunities", **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 12, p. 8450–8461, 2016. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.11.125. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.11.125>.

ROYAL INSTITUTION OF NAVAL ARCHITECTS. **SIGNIFICANT SHIPS OF 2011**. [S.l: s.n.], 2012. Disponível em: www.shi.samsung.co.kr.

SALES SILVA, S. T., BARROS, R. M., SILVA DOS SANTOS, I. F., *et al.* "Technical and economic evaluation of using biomethane from sanitary landfills for supplying vehicles in the Southeastern region of Brazil", **Renewable Energy**, v. 196, p. 1142–1157, 1 ago. 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2022.07.020.

SBTI. **ABOUT US**. 2022. Disponível em: <https://sciencebasedtargets.org/about-us>. Acesso em: 26 out. 2022.

SEA CARGO CHARTER. **Aligning global shipping with society's goals**. 2022. Disponível em: <https://www.seacargocharter.org/>. Acesso em: 26 out. 2022.

SIGALAS, C. "Financial impact of the IMO 2020 regulation on dry bulk shipping", **Maritime Transport Research**, v. 3, n. May, p. 100064, 2022. DOI: 10.1016/j.martra.2022.100064.

SINAY. "PRECISE ESTIMATED TIME OF ARRIVAL FOR THE MARITIME INDUSTRY". 2021.

SINIGAGLIA, T., EVALDO FREITAG, T., MACHADO, A., *et al.* **Current scenario and outlook for biogas and natural gas businesses in the mobility sector in Brazil**. **International Journal of Hydrogen Energy**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 19 mar. 2022

STATISTA. **Production capacity of ammonia worldwide from 2018 to 2021, with a forecast for 2026 and 2030.** 2022. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1065865/ammonia-production-capacity-globally/>. Acesso em: 23 out. 2022.

STOPFORD, M. **Maritime Economics.** New York, [s.n.], 2009.

SU, L. W., LI, X. R., SUN, Z. Y. "The consumption, production and transportation of methanol in china: A review", **Energy Policy**, v. 63, p. 130–138, dez. 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.031.

SZKLO, A., PORTUGAL-PEREIRA, J., ROCHEDO, P. R. R., SCHAEFFER, R., CARVALHO, F., MULLER-CASSERES, E., *et al.* "PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS DE EMISSÃO NEUTRA DE CARBONO NO BRASIL", 2020.

SZKLO, A., PORTUGAL-PEREIRA, J., ROCHEDO, P. R. R., SCHAEFFER, R., CARVALHO, F., MÜLLER-CASSERES, E., *et al.* **PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS DE EMISSÃO NEUTRA DE CARBONO NO BRASIL. Produto 2.** . [S.l: s.n.], maio 2020.

TALJEGARD, M., BRYNOLF, S., GRAHN, M., *et al.* "Cost-effective choices of marine fuels in a carbon-constrained world: Results from a global energy model", **Environmental Science and Technology**, v. 48, n. 21, p. 12986–12993, 4 nov. 2014. DOI: 10.1021/es5018575.

TRADE MAP. **List of exporters for the selected product. Product: 2601 Iron ores and concentrates, incl. roasted iron pyrites.** 2021. Disponível em: https://www.trademap.org/Country_SelProduct_TS.aspx?nvpm=1%7c%7c%7c%7c%7c2601%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c2%7c2%7c1%7c2%7c2%7c1%7c1. Acesso em: 11 fev. 2022.

TRAUT, M., LARKIN, A., ANDERSON, K., *et al.* "CO2 abatement goals for international shipping", **Climate Policy**, v. 18, n. 8, p. 1066–1075, 14 set. 2018. DOI: 10.1080/14693062.2018.1461059. .

UMAS, LOYD`S REGISTER. **Techno-economic assessment of zero-carbon fuels.** . London, [s.n.], mar. 2020.

UNCTAD. **Review of Maritime Report**. . New York, [s.n.], 2021a. Disponível em: http://unctad.org/en/PublicationsLibrary/rmt2015_en.pdf.

UNCTAD. **Review of Maritime Transport 2020**. . New York, [s.n.], 2020. Disponível em: https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020_en.pdf.

UNCTAD. **Review of Maritime Transport 2022**. . New York, [s.n.], 2022. Disponível em: <https://shop.un.org/>.

UNCTAD. **UNCTAD STAT**. 2021b. Table view - Merchant fleet by flag of registration and by type of ship, annual. Disponível em: <https://unctadstat.unctad.org/wds/TableView/tableView.aspx>. Acesso em: 19 out. 2021.

VALE. **Relatório sobre Mudanças Climáticas 2021**. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2022.

VALE. **Valemax: conheça a história do Gigante do Mar**. 1 abr. 2016. Disponível em: <http://www.vale.com/brasil/pt/aboutvale/news/paginas/valemax-conheca-historia-gigante-mar.aspx>. Acesso em: 22 out. 2022.

VALE S.A. **Formulário 20-F de 2021**. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2022.

WALSH, C., LAZAROU, N. J., TRAUT, M., *et al.* "Trade and trade-offs: Shipping in changing climates", **Marine Policy**, v. 106, 1 ago. 2019. DOI: 10.1016/j.marpol.2019.103537. .

WANG, K., GUO, X., ZHAO, J., *et al.* "An integrated collaborative decision-making method for optimizing energy consumption of sail-assisted ships towards low-carbon shipping", **Ocean Engineering**, v. 266, 15 dez. 2022. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2022.112810.

WAPPLER, M., UNGUDER, D., LU, X., *et al.* **Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing**. **International Journal of Hydrogen Energy**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 15 set. 2022

WORLD BANK GROUP; EGPS. **The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future**. . Washington, [s.n.], 2017.

WORLD SHIPPING COUNCIL. **The Top 50 Container Ports**. 2021. Disponível em: <https://www.worldshipping.org/top-50-ports>. Acesso em: 23 out. 2022.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **2021 Top steel-producing companies**. 2022. Disponível em: https://worldsteel.org/wp-content/uploads/2020_2021-top-steel-producers_tonnage.pdf. Acesso em: 19 jan. 2023.

XING, H., STUART, C., SPENCE, S., *et al.* "Alternative fuel options for low carbon maritime transportation: Pathways to 2050", **Journal of Cleaner Production**, v. 297, n. April 2018, 2021. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126651.

XUE, S., ZHANG, S., WANG, Y., *et al.* **What can we learn from the experience of European countries in biomethane industry: Taking China as an example? Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 1 abr. 2022

YADAV, P., ATHANASSIADIS, D., YACOUT, D. M. M., *et al.* "Environmental Impact and Environmental Cost Assessment of Methanol Production from wood biomass *", **Environmental Pollution**, v. 265, p. 114990, 2020. DOI: 10.1016/j.envpol.2020.114990. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.114990>.

YAN, B., LI, Y., QIN, Y., *et al.* "Spatial-temporal distribution of biogas production from agricultural waste per capita in rural China and its correlation with ground temperature", **Science of the Total Environment**, v. 817, 15 abr. 2022. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.152987.

YANG, Y., ZHANG, P., LI, G. **Regional differentiation of biogas industrial development in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 2012

YERGIN, D. "The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power", **The New England Quarterly**, v. 64, n. 3, p. 520, 2008. DOI: 10.2307/366363. .

ZHU, L., DUAN, H. B., FAN, Y. "CO₂ mitigation potential of CCS in China - An evaluation based on an integrated assessment model", **Journal of Cleaner Production**, v. 103, p. 934–947, 2015. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.08.079. .