



Escola Superior Náutica Infante D. Henrique
Departamento de Engenharia Marítima

Mestrado em Engenharia de Máquinas Marítimas

**Análise da Utilização de Metanol como Combustível
em Motores Marítimos**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia de Máquinas Marítimas

João Francisco Ferreira de Oliveira Ramalho

Orientador – Prof. Adjunto Sandrina Batista Pereira

Paço de Arcos

Agosto 2024



Resumo

O mundo está a atravessar um momento de mudança no que diz respeito à produção de energia e mobilidade, onde também se engloba o transporte marítimo internacional. Assim, é urgente estudar novos combustíveis e técnicas de produção de energia sem agravar as alterações climáticas que se têm registado nos últimos anos. Esta dissertação tem o intuito de estudar o metanol como combustível alternativo, para o transporte marítimo, de modo a verificar se será uma opção viável num futuro próximo.

Numa primeira parte é feita uma análise bibliográfica detalhada sobre os diferentes tipos de metanol, nomeadamente no que à sua produção diz respeito, ao seu armazenamento e distribuição. São também apresentados alguns projetos já concluídos onde podem ser observadas as alterações que foram feitas a bordo dos navios para estes utilizarem o metanol como combustível principal nos motores de combustão interna.

Posteriormente, são efetuados três cenários de custos de produção de diferentes combustíveis com diferentes condicionantes, até ao ano de 2050. Nos cenários são também projetadas as emissões de dióxido de carbono (CO₂), associadas à produção, distribuição e respetivo consumo do combustível analisado. Nos cenários efetuados são analisados e comparados com o *Heavy Fuel Oil* (HFO) quatro combustíveis marítimos diferentes: Bio Metanol; E – Metanol; Gás Natural Liquefeito e *Low Sulfur Fuel Oil*. O primeiro cenário não inclui quaisquer taxas de emissões de CO₂ e tem por base um custo reduzido da eletricidade, que difere todos os anos, variando entre os 48 dólares americanos/MWh e 26 dólares americanos/MWh. O segundo cenário inclui uma taxa média para as emissões de CO₂, cerca de 200 dólares por tonelada de CO₂ emitida e um custo elevado de eletricidade, que varia entre os 62 dólares americanos/MWh e os 40 dólares americanos/MWh. Por fim, o terceiro cenário, tem em conta uma taxa máxima para as emissões de CO₂, cerca de 500 dólares por tonelada de CO₂ emitida, e um custo elevado de eletricidade.

Relativamente ao primeiro cenário de estudo pode verificar-se que, devido a não incluir custos relativos às emissões de CO₂ e incluir um custo reduzido de eletricidade, os resultados obtidos não são muito realistas, com o custo de produção dos combustíveis fósseis a ser muito inferior ao dos combustíveis alternativos. No segundo cenário de estudo pode verificar-se que a partir de 2030, começam a surgir mudanças relativas ao custo de produção do bio metanol e que em 2050 verifica-se uma grande proximidade dos custos de produção dos quatro combustíveis em análise. No último cenário de estudo verifica-se uma mudança drástica relativa ao custo de produção do bio metanol, desde o início da simulação e que em 2039 surgem mudanças relativas ao custo de produção do E – metanol. Por fim, para 2050, prevê-se, neste último cenário, que o custo de produção dos combustíveis renováveis seja muito mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis, o que afetará o preço de venda ao público.

Palavras chave: metanol, Organização Marítima Internacional, combustível sustentável, motores marítimos, economia.



Abstract

The world is experiencing a period of change in energy production and mobility, which also includes international maritime transport. Therefore, it is urgent to study new fuels and energy production techniques without exacerbating the climate changes that have been observed in recent years. This dissertation aims to study methanol as an alternative fuel for maritime transport, to determine whether it will be a viable option soon.

The first part provides a detailed literature review on the different types of methanol, particularly regarding its production, storage, and distribution. Some completed projects are also presented, where the modifications made on ships to use methanol as the main fuel in internal combustion engines can be observed.

Subsequently, three cost scenarios to produce different fuels with various constraints up to the year 2050 are carried out. The scenarios also project the carbon dioxide (CO₂) emissions associated with the production, distribution, and respective consumption of the analyzed fuel. In the scenarios conducted, four different maritime fuels are analyzed and compared with Heavy Fuel Oil (HFO): Bio-Methanol, E-Methanol, Liquefied Natural Gas, and Low Sulfur Fuel Oil. The first scenario does not include any CO₂ emission fees and is based on a low electricity cost, which varies annually from 48 USD/MWh to 26 USD/MWh. The second scenario includes an average CO₂ emission fee, around 200 USD per ton of CO₂ emitted, and a high electricity cost, varying between 62 USD/MWh and 40 USD/MWh. Finally, the third scenario considers a maximum CO₂ emission fee, around 500 USD per ton of CO₂ emitted, along with a high electricity cost.

Regarding the first study scenario, it can be observed that, due to the exclusion of CO₂ emission costs and the inclusion of low electricity costs, the obtained results are not very realistic, with fossil fuel production costs being much lower than those of alternative fuels. In the second study scenario, it can be observed that from 2030, changes in the production cost of bio-methanol begin to emerge, and by 2050, there is a significant convergence in the production costs of the four analyzed fuels. In the last study scenario, a drastic change in the production cost of bio-methanol is observed from the beginning of the simulation, and changes in the production cost of E-methanol appear in 2039. Finally, for 2050, it is predicted, in this last scenario, that the production cost of renewable fuels will be much lower than the production cost of fossil fuels, which will affect the retail price.

Keywords: methanol, International Maritime Organization, sustainable fuel, maritime engines, economy.



Agradecimentos

Gostaria de agradecer à Escola Superior Náutica Infante Dom Henrique, por me ter proporcionado 5 anos de aprendizagem no mundo da engenharia.

Venho por este meio agradecer em primeiro lugar à minha orientadora da tese, Professora Sandrina Pereira, por toda a disponibilidade, orientação, exigência e preocupação que demonstrou durante o desenvolvimento da presente tese.

Um especial agradecimento ao meu grupo de amigos, Guilherme Soares, Miguel Pinto e Inês Pereira por todo o apoio e ajuda que me deram nesta reta final, por estarem sempre presentes nos momentos mais difíceis.

Não podia deixar de agradecer à pessoa que mais me apoia em todos os momentos e me ajudou sempre, a minha namorada, Inês Canto e Castro, por acreditar sempre em mim e por me acompanhar nestes 5 anos de estudos e por estar ao meu lado nesta etapa tão importante da minha vida.

Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer à minha família por sempre acreditarem em mim e me apoiarem nesta fase tão importante na minha vida, principalmente aos meus avós Maria Amélia e João Ferreira.



Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Motivação.....	1
1.2.	Objetivos	1
1.3.	Estrutura da tese	2
2.	Estado de arte	3
2.1.	Organização Marítima Internacional (IMO)	3
2.2.	Metanol	6
2.2.1.	Produção de metanol	8
2.2.2.	Armazenamento de metanol	10
2.2.3.	Distribuição de metanol.....	11
2.3.	Metanol verde.....	13
2.3.1.	Projetos em desenvolvimento.....	20
2.3.2.	Recomendações e políticas de estímulo à produção de metanol renovável	22
3.	Conversão de motores de combustão interna	24
3.1.	Projetos de conversão de motores	25
3.2.	Principais alterações realizadas num navio para poder consumir metanol - abordagem da Wärtsilä	30
3.2.1.	Principais características do <i>MethanolPac</i>	32
3.3.	Custos associados à conversão para metanol	36
4.	Caso de estudo.....	38
4.1.	Modelo de simulação <i>NavigaTE</i>	38
4.1.1.	Cadeia de fornecimento dos combustíveis estudados - Consumo de energia e respetivas emissões	43
4.2.	Cenário I - Simulação sem custos de emissões e com um custo baixo de eletricidade.....	49
4.3.	Cenário II - Simulação com custo de 200 USD/tonelada de CO ₂ (custo médio) de emissões e com um custo elevado de eletricidade	55
4.4.	Cenário III - Simulação com custo de 500 USD/tonelada de CO ₂ (custo mais elevado) de emissões e com um custo elevado de eletricidade.....	61
5.	Discussão.....	68
5.1.	Análise dos cenários de estudo.....	68
5.2.	Análise do bio metanol.....	69
5.3.	Análise do E – metanol	70
5.4.	Análise do metanol renovável a bordo dos navios	71
6.	Conclusão	73
7.	Referências	74



Índice de Figuras

Figura 1: Zonas SECAs e ECAs globalmente [2].	4
Figura 2: Representação da molécula de metanol [4].	7
Figura 3: Diferentes tipos de produção de metanol [8].	9
Figura 4: Estimativa da capacidade global de armazenamento de metanol (milhares de toneladas) [3].	10
Figura 5: Tanques de armazenamento de metanol [3].	11
Figura 6: Navio-Tanque utilizado no transporte de metanol [3].	12
Figura 7: Camião-cisterna utilizado no transporte de metanol [3].	13
Figura 8: Processo de produção de bio metanol através de biomassa [8].	14
Figura 9: Processo de produção de bio metanol através de biogás [8].	14
Figura 10: Diferentes processos de produção de E – metanol [8].	16
Figura 11: Princípio do ICR [10].	21
Figura 12: Instalação Piloto [10].	21
Figura 13: Central de hidrogénio da FORESA [11].	22
Figura 14: Projeções da Maersk de necessidades de metanol [9].	25
Figura 15: Adaptação do sistema de injeção num motor MAN [2].	26
Figura 16: Stena Germanica [15].	27
Figura 17: Esquema da Conversão no caso Geral [17].	28
Figura 18: Esquema da Conversão efetuada no Stena Germanica [17].	28
Figura 19: Esquema do sistema de injeção de metanol [17].	29
Figura 20: Antes da conversão/Depois da conversão (Stena Germanica) [17].	29
Figura 21: MethanolPac [5].	31
Figura 22: Esquema simplificado de um sistema MethanolPac [5].	31
Figura 23: Exemplos de áreas de risco [5].	32
Figura 24: Esquema completo do sistema MethanolPac [5].	33
Figura 25: Exemplo de uma bunkering station com retorno de vapores [5].	34
Figura 26: Exemplo de um conjunto de bombas de trasfega [5].	34
Figura 27: Exemplo do módulo de baixa pressão [5].	35
Figura 28: Exemplo de FVT [5].	35
Figura 29: Exemplo de MFPU [5].	36
Figura 30: Impacto de vários elementos na descarbonização é quantificado pelo modelo NavigaTE [23].	39
Figura 31: Fluxo de trabalho ilustrativo do modelo de transição em torno do NavigaTE [23].	40
Figura 32: Exemplo de escolhas de modelos e pressupostos [23].	41
Figura 33: Cálculo ascendente para a produção de E - metanol [23].	42
Figura 34: Exemplos de parâmetros regionais e parâmetros globais [23].	43
Figura 35: Etapas da cadeia de fornecimento do E – metanol [23].	44
Figura 36: Inventário well-to-wake relativo ao E – metanol [23].	45
Figura 37: Emissões well-to-wake relativas ao E - metanol [23].	45
Figura 38: Cadeia de fornecimento do bio metanol [23].	46
Figura 39: Inventário well-to-wake relativo ao bio metanol [23].	47
Figura 40: Emissões well-to-wake relativas ao bio metanol [23].	47
Figura 41: Valores de emissões relativos à produção e utilização do LNG [23].	48
Figura 42: Emissões well-to-wake relativas ao LNG [23].	48



Figura 43: Valores de emissões relativos à produção e utilização do LSFO [23].	49
Figura 44: Emissões well-to-wake relativas ao LSFO [23].....	49



Índice de Gráficos

Gráfico 1: Limites de quantidade de enxofre nos combustíveis marítimos [2].....	5
Gráfico 2: Regulamentos para emissões de NO _x nas zonas ECAs [2].....	6
Gráfico 3: Custo da produção de bio metanol (Biomassa e Resíduos municipais) [8].	15
Gráfico 4: Custo do E – metanol em função do custo de H ₂ e CO ₂ [8].....	17
Gráfico 5: Emissões GEE das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de metanol [8].	18
Gráfico 6: Custo da produção de bio e E – metanol atualmente e no futuro [8].	18
Gráfico 7: Custos de produção de bio metanol e E – metanol mais detalhados, atualmente e no futuro [8].	19
Gráfico 8: Simulação do custo de produção dos combustíveis sem custo de emissões e com um baixo custo de eletricidade [25].	50
Gráfico 9: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [26].....	51
Gráfico 10: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [27].....	52
Gráfico 11: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [28].....	54
Gráfico 12: Simulação do custo de produção dos combustíveis com um custo médio de emissões e com um elevado custo de eletricidade [29].	56
Gráfico 13: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [30].....	56
Gráfico 14: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [31].....	58
Gráfico 15: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [32].....	60
Gráfico 16: Simulação do custo de produção dos combustíveis com um custo elevado de emissões e com um elevado custo de eletricidade [33].....	62
Gráfico 17: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [34].....	62
Gráfico 18: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [35].....	64
Gráfico 19: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [36].....	66



Índice de Tabelas

Tabela 1: Parâmetros típicos do metanol [6].	7
Tabela 2: Propriedades de combustíveis [6].	7
Tabela 3: Resumo dos três cenários de estudo.	68



1. Introdução

1.1. Motivação

Tendo em conta que, atualmente, as alterações climáticas são uma grande preocupação a nível mundial é necessário agir de forma rápida e eficaz. O grande problema que se encontra por resolver é, como produzir energia suficiente sem utilizar combustíveis fósseis!

A necessidade de mudança de combustíveis é inevitável, devido aos grandes níveis de poluição causados pelo seu consumo, bem como pela heterogeneidade da sua distribuição geográfica e pelo fato de serem fontes finitas. Verifica-se que, desde a grande revolução industrial o consumo de combustíveis fósseis tem aumentado exponencialmente.

Na mais recente Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 28), realizada em dezembro de 2023 nos Emirados Árabes Unidos foi instaurado um acordo que visa o “início do fim” da era dos combustíveis fósseis.

Nesta conferência foi decidido o primeiro “balanço global” com vista a intensificar a ação climática antes do final da década, de modo a reduzir em 43% as emissões globais dos gases efeito de estufa até 2030, em comparação com os valores de 2019.

Para cumprir esse objetivo é necessário triplicar a capacidade das energias renováveis e duplicar a eficiência energética até 2030 [1].

1.2. Objetivos

Com a presente dissertação pretende-se avaliar se a indústria marítima, que desempenha um papel fundamental na economia mundial, conseguirá evoluir para um futuro onde a neutralidade carbónica é idealizada, nomeadamente pela utilização de metanol verde como combustível.

Numa primeira fase irá ser efetuada uma pesquisa geral sobre a implementação de redes de produção, armazenamento e distribuição de metanol, para a indústria marítima. Será dado uma especial atenção ao metanol verde.

Seguidamente será realizada uma análise dos sistemas de propulsão utilizados em navios e da necessidade ou não da conversão destes para o consumo de metanol. Serão apresentados alguns exemplos de conversão.

No que diz respeito à utilização do metanol como combustível em motores de combustão interna, serão efetuados cenários de estudo de análise de custos, a longo prazo, de diferentes combustíveis marítimos, por forma a analisar a viabilidade económica da utilização de metanol verde enquanto combustível marítimo.



1.3. Estrutura da tese

Esta dissertação encontra-se dividida em sete capítulos:

Capítulo 1: Introdução – Neste capítulo será feita uma introdução ao tema deste trabalho, de seguida serão apresentados os objetivos e por fim será apresentada a estrutura da tese.

Capítulos 2 e 3: Revisão Bibliográfica – Nestes dois capítulos serão abordados diversos tópicos relacionados com o tema da tese, será efetuada uma revisão bibliográfica extensa relacionada com o metanol e numa fase final serão apresentados alguns projetos de conversão de motores de combustão interna, em navios.

Capítulo 4: Metodologia e Resultados – Neste capítulo será apresentado o caso de estudo, com três cenários distintos, será também introduzido o modelo de simulação utilizado.

Capítulo 5: Discussão – Neste capítulo serão analisados os principais tópicos deste trabalho, incluindo a análise dos resultados obtidos nos diferentes cenários de estudo.

Capítulo 6: Conclusão – Será efetuada uma conclusão dos tópicos abordados nesta dissertação.

Capítulo 7: Referências – Serão apresentadas todas as referências utilizadas para a execução desta dissertação.



2. Estado de arte

2.1. Organização Marítima Internacional (IMO)

A Organização Marítima Internacional (IMO) declarou novos requisitos para navios existentes e para navios que ainda estão em fase de construção. Para comparar a eficiência energética de navios de design semelhante e tomar decisões relativas às emissões produzidas por cada navio, a IMO elaborou o índice, *Energy Efficiency Design Index* (EEDI), um conjunto de requisitos que exigem que os novos navios cumpram os níveis mínimos obrigatórios de desempenho em termos de eficiência energética, aumentando, esse desempenho, ao longo do tempo através de diferentes fases. Com a criação deste índice, a IMO pretende reduzir os gases de efeito de estufa (GEE), principalmente o dióxido de carbono (CO_2). O controlo das emissões de CO_2 é efetuado por parte das empresas de navegação, em cada viagem efetuada pelo navio e no fim do ano é feita uma contabilização dos valores totais de emissões de CO_2 [2].

Foi introduzido também um plano de gestão da eficiência energética do navio (*Ship Energy Efficiency Management Plan* - SEEMP) que tem como objetivo incentivar as companhias de navegação a gerir, da melhor maneira possível, a sua eficiência energética, utilizando medidas operacionais. O SEEMP fornece uma abordagem para as empresas de navegação gerirem o desempenho da eficiência energética do navio e da frota ao longo do tempo, utilizando, por exemplo, o Indicador Operacional de Eficiência Energética (EEOI) como uma ferramenta para monitorizar esse desempenho. O EEOI permite que os operadores façam a medição da eficiência energética de um navio em operação e que avaliem o efeito de quaisquer alterações ao seu funcionamento, como por exemplo um melhor planeamento da viagem ou limpeza mais frequente do hélice. O SEEMP solicita, aos armadores e operadores, novas técnicas e novas tecnologias, em cada fase do plano, de modo a otimizar o desempenho energético do navio [2].

A MARPOL, Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios, uma das convenções da IMO, aborda a poluição por parte dos navios. Os requisitos internacionais que constam no Anexo VI da MARPOL estabelecem limites para os óxidos de azoto (NO_x) e exigem a utilização de combustíveis com baixo teor de enxofre, protegendo assim a saúde das pessoas e do meio ambiente.

Uma das medidas que constam nesse Anexo foi criar áreas de controlo de emissões, com grande relevância nas emissões de enxofre e azoto (Áreas de Controlo de Emissões de Enxofre (SECAs) e Áreas de Controlo de Emissões (ECAs)), de modo a reduzir significativamente as emissões de óxidos de enxofre (SO_x) e óxidos de azoto (NO_x). Outra das medidas que consta no Anexo VI é a limitação do teor de enxofre nos combustíveis [2].



A figura 1 representa as atuais zonas SECAs e ECAs a nível global.

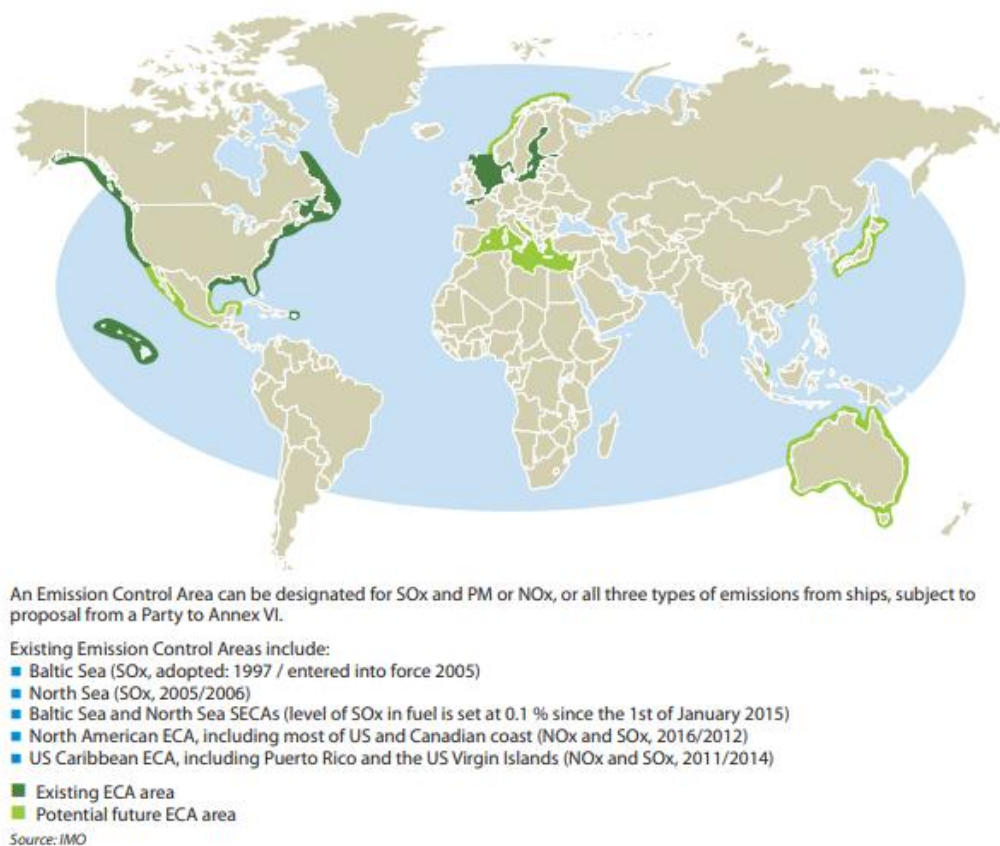


Figura 1: Zonas SECAs e ECAs globalmente [2].

Consta no anexo VI da MARPOL que o limite global de enxofre teve de ser reduzido de 3,50% para 0,50%, nas zonas ECAs, desde o dia 1 de janeiro de 2020 e nas zonas SECAs o limite de emissão de SO_x foi reduzido para 0,10% desde o dia 1 de janeiro de 2015 [2].



O gráfico 1 representa os limites de quantidade de enxofre contidas nos combustíveis marítimos, tanto a nível global como nas zonas SECAs. Pode-se verificar que desde 2020 esses valores são muito reduzidos.

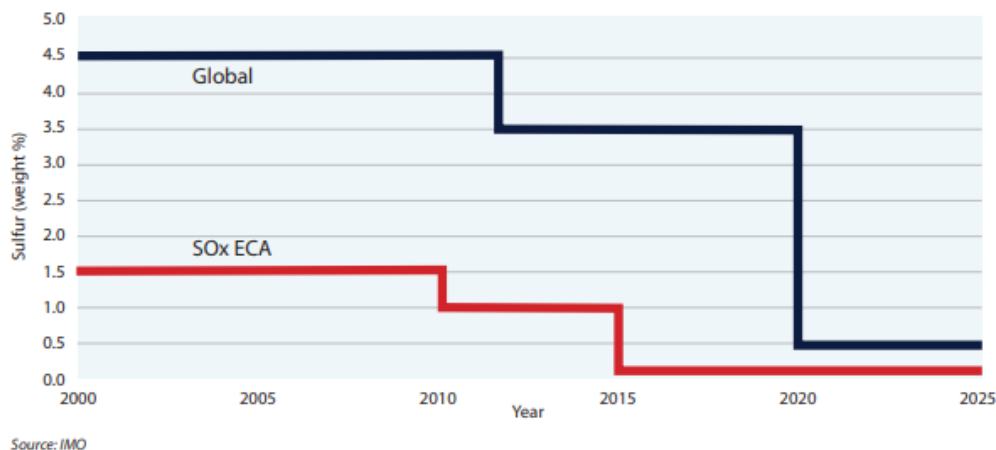


Gráfico 1: Limites de quantidade de enxofre nos combustíveis marítimos [2].

Os limites de emissões de NO_x estão divididas em 3 níveis:

- Motores Diesel instalados em navios construídos entre 1 de janeiro de 1990 e 1 de janeiro de 2000, são obrigados a respeitar os limites de emissão nível I.
- Motores Diesel instalados em navios construídos a partir de 1 de janeiro de 2011 são obrigados a respeitar os limites de emissão nível II.
- Motores Diesel instalados em navios construídos a partir de 1 de janeiro de 2016, que operem nas zonas de controlo de emissões da América do Norte e Mar das Caraíbas, são obrigados a respeitar os limites de emissão nível III. Mas podem também cumprir com esse nível navios que naveguem em outras zonas ECAs que poderão surgir no futuro [2].

O gráfico 2 representa os níveis em que cada motor se enquadra, de modo a cumprir com os limites estabelecidos para as emissões de NO_x, tanto nas zonas ECAs como globalmente. Existe um limite global para os motores fabricados antes de 2000, Tier 1, de seguida existe um limite global para os motores fabricados depois de 1 de janeiro de 2000, Tier 2, e por fim existe o Tier 3, um limite para as zonas NECAs, zonas de controlo de emissões de azoto.

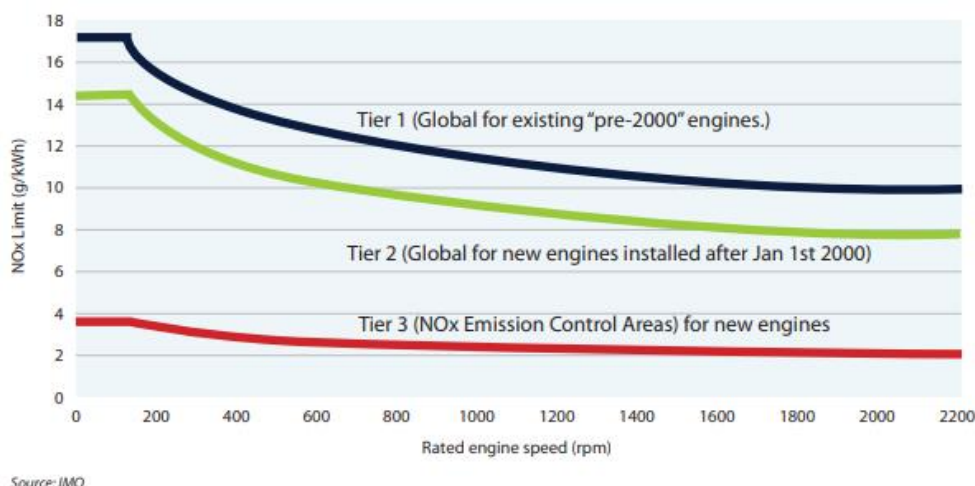


Gráfico 2: Regulamentos para emissões de NO_x nas zonas ECAs [2].

Outra medida desenvolvida pela IMO é relativa à intensidade do carbono a nível do transporte marítimo internacional, que deve diminuir, de modo a reduzir as emissões de CO₂, nos transportes marítimos internacionais [2].

Criaram-se metas progressivas para atingir esse objetivo, nomeadamente uma diminuição de pelo menos 40% até 2030, aumentando essa redução para os 70% até 2050, em comparação com os níveis de emissões de CO₂ de 2008. Posteriormente, os níveis das emissões totais anuais de gases de efeito de estufa têm de reduzir pelo menos 50% até 2050, comparando com as emissões totais anuais de gases de efeito de estufa de 2008 [2].

2.2. Metanol

Como foi referido anteriormente, nesta dissertação irá ser estudada a utilização do metanol como combustível, em motores de combustão interna em navios. Porquê o metanol?

O metanol é um composto químico (CH₃OH), representado na figura 2, abundante, disponível a nível global e que pode ser 100% renovável, para além de ser um líquido leve à temperatura ambiente, o que facilita o seu transporte e armazenamento. Para a sua produção, armazenamento e distribuição são necessárias apenas algumas modificações nas instalações já existentes. É um álcool incolor, bastante tóxico e extremamente inflamável. Apesar dessas características, é também um bom solvente e é miscível em água, o que o torna menos perigoso para o mundo marinho. O metanol é utilizado, como matéria prima de vários produtos químicos, como, adesivos, medicamentos, materiais de revestimento, entre outros. O desenvolvimento tecnológico possibilita a utilização deste composto para fins energéticos: combustível em motores de combustão interna ou turbinas e fonte de prótons para uma *fuel cell* de metanol [3].

Atualmente, o metanol pode ser obtido sinteticamente, com a utilização de catalisadores, a partir do monóxido de carbono (CO) e do hidrogénio (H₂) a uma pressão de 200 bar e a uma temperatura de 380°C ($\text{CO (g)} + \text{H}_2 \text{ (g)} \Rightarrow \text{CH}_3\text{OH (l)}$) [4].



O vapor de metanol é mais denso do que o ar, assim, o vapor libertado pelo metanol não se dissipa em espaços não ventilados [3].

A figura 2 representa uma molécula de metanol.

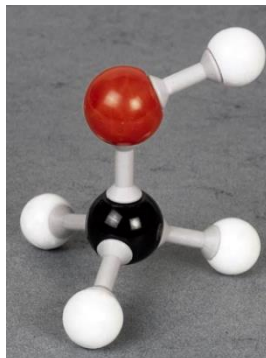


Figura 2: Representação da molécula de metanol [4].

Este combustível apresenta algumas diferenças comparando com os combustíveis tradicionais, nomeadamente o seu baixo ponto de inflamação e maior toxicidade. Os vapores de metanol obtêm-se por volta dos 11°C, para além disso é um composto químico com propriedades tóxicas, inflamáveis e reativas que podem afetar a vida humana e o meio envolvente se este não for manuseado corretamente [5].

A tabela 1 representa alguns parâmetros típicos do metanol.

Tabela 1: Parâmetros típicos do metanol [6].

Unidade	Parâmetro	Valor
kJ/kg	LHV (Poder Calorífico Inferior)	19.900
kg/m ³	Densidade em condições de temperatura e pressão normais	792
°C	Temperatura de abastecimento	Temperatura Ambiente
%	Intervalo de Inflamabilidade no Ar	6-36
°C	Ponto de inflamação (Flashpoint)	11
°C	Temperatura de evaporação a 1 bar	65
°C	Temperatura de auto ignição	470
bar	Pressão de Vapor (45°C)	0,13
%	Solubilidade em água (a 20°C)	100

A tabela 2 compara a densidade e o poder calorífico baixo entre os combustíveis atuais e o metanol.

Tabela 2: Propriedades de combustíveis [6].

Unidade	<i>Marine Diesel Oil</i>	<i>Heavy Fuel Oil</i>	Metanol
Densidade (kg/m ³)	900	975	792
LHV (MJ/kg)	42,7	40	19,9



Sendo um composto muito corrosivo são necessários materiais mais resistentes, que por sua vez são mais caros, e devido às suas características são necessários sistemas de segurança bem elaborados.

Outra desvantagem, que está interligada com o custo é relativamente à combustão, é que para obter a mesma energia, de por exemplo, do gasóleo marítimo é necessária uma maior quantidade de metanol a ser queimado. Por esse mesmo motivo, o custo por tonelada de metanol terá de ser mais em conta para compensar [6].

No entanto, os armadores reconhecem que o metanol fornece flexibilidade na introdução de um sistema menos poluidor, pois é um combustível com baixo teor de carbono, e que apresenta um preço baixo no mercado atual [6]. Verifica-se que o metanol, quando comparado com os combustíveis tradicionais, apresenta um menor custo do *Capex* (despesas de capital) e do *Opex* (despesas de operação, custo de manutenções e reparações, custo do combustível e custo de seguros, entre outros) [7].

2.2.1. Produção de metanol

Na sua maioria, os grandes produtores de metanol estão localizados em regiões onde existe uma produção em excesso de gás natural liquefeito, regiões onde existe uma grande quantidade de mineração de carvão e países industrializados que acedem ao gás natural em grandes quantidades, a baixo preço de transporte. Atualmente a produção total de metanol é superior a 110 milhões de toneladas por ano, sendo que é maioritariamente utilizado nas indústrias químicas e petrolíferas, bem como para produtos de consumo. Os principais consumidores de metanol são a América do Norte, a Europa Ocidental e alguns países asiáticos, grande parte é utilizado como matéria-prima química, mas atualmente já é utilizado como combustível alternativo [3].

Existem diferentes processos de produção de metanol. Inicialmente o metanol era produzido por destilação destrutiva da madeira, atualmente já existem diferentes formas de produção de metanol. Ao longo deste século as tecnologias de produção de metanol sofreram uma grande evolução, assim como as aplicações do metanol e com isto, o aumento da sua procura [3].

De acordo com o processo de produção foram atribuídas cores ao metanol. O metanol cinza, que representa 65% da produção total de metanol, é produzido pela reação de síntese do metano presente no gás natural. O metanol castanho, representa cerca de 35% da produção total de metanol e resulta da reação de síntese do metano presente no carvão, este método é muito utilizado na China. Ambos os processos geram gases efeitos de estufa e não resultam de energias renováveis, no entanto, atualmente são os únicos processos onde o custo de produção é próximo do custo dos combustíveis tradicionais [8].

Nestes processos é necessário que o gás natural ou o carvão sejam convertidos em *syngas*, uma mistura de monóxido de carbono (CO), hidrogénio (H₂) e dióxido de carbono (CO₂). No caso do carvão, essa mistura é obtida através da gaseificação, que combina oxidação parcial e tratamento de vapor a alta temperatura (800°C a 1.800°C). Antes de dar continuidade para a produção de metanol, é necessário ainda um pré-tratamento para



retirar impurezas e contaminantes do *syngas*. No caso do gás natural existem diversas formas de obter o *syngas*, tais como conversão por vapor e conversão a seco, sendo ambos processos de elevada temperatura (acima dos 800°C) [8].

Verifica-se que a produção de metanol através do gás natural é mais económica do que a produção através do carvão, por exemplo, a China está a reduzir a produção de metanol através do carvão e importa o metanol a baixo custo, sendo mais vantajoso para a economia do país. É interessante verificar que, de modo a puderem tirar conclusões sobre a utilização deste combustível alternativo, na China substituíram a gasolina, utilizada nos transportes públicos, por metanol [6].

O metanol azul, é obtido também pela reação de síntese do metano presente no gás natural, mas inclui como parte do processo a captura e armazenamento do carbono produzido, sendo um composto menos poluente [8].

Por sua vez, o metanol verde, que atualmente representa 0,2% do total da produção de metanol, é produzido de forma renovável sem gerar emissões poluentes [8].

O Instituto de Metanol acompanha mais de 80 projetos de produção deste composto, e estima produzir, de forma renovável, cerca de 8 milhões de toneladas de metanol por ano, até 2027 [6].

A figura 3 representa os diferentes tipos de produção de metanol.

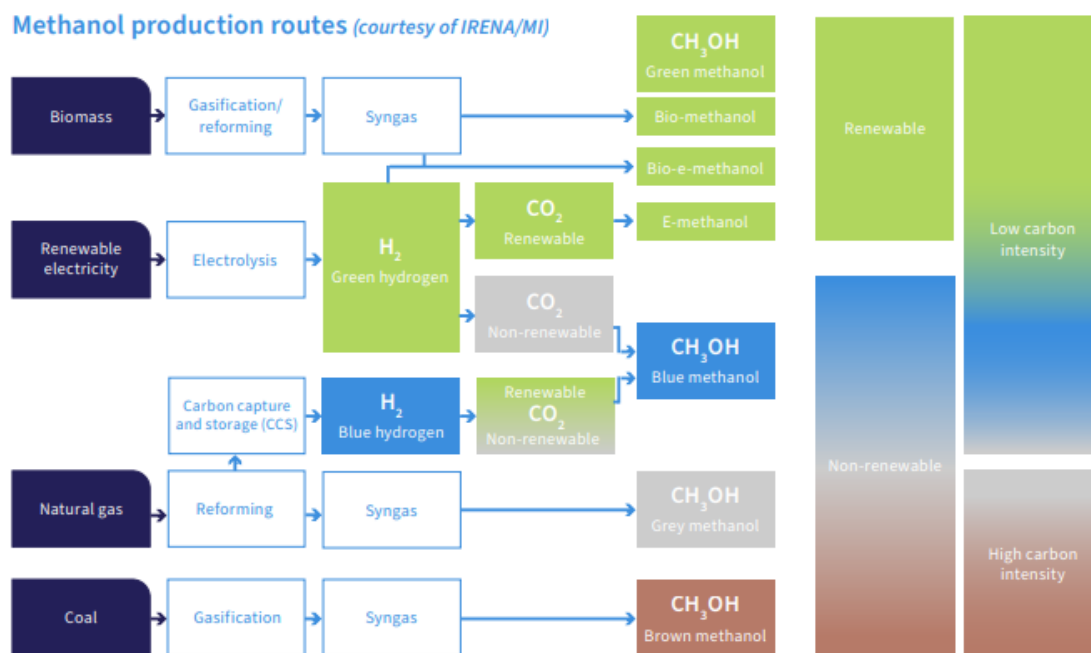


Figura 3: Diferentes tipos de produção de metanol [8].



2.2.2. Armazenamento de metanol

Após o seu transporte entre continentes, o metanol é armazenado em terminais marítimos e de seguida transportado para instalações químicas em camiões, barcaças ou comboios. Por fim, a distribuição de metanol é feita por camiões-cisterna que completam assim a rede de distribuição.

A figura 4 representa a estimativa da capacidade global de armazenamento de metanol.

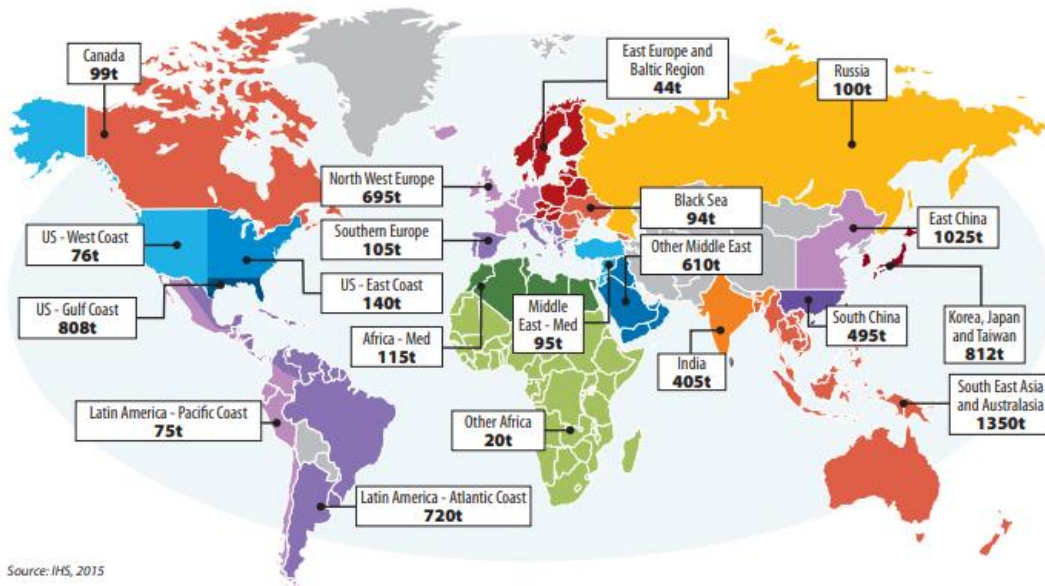


Figura 4: Estimativa da capacidade global de armazenamento de metanol (milhares de toneladas) [3].

O armazenamento do metanol é semelhante ao da gasolina, sendo feito, na sua maioria, em tanques aterrados, para evitar perigos associados à descarga estática. O seu armazenamento é feito em tanques que contêm tejadilhos flutuantes acima do solo e tanques de menor dimensão, com defletores flutuantes internos. O controlo de ignição, pode ser feito por enchimento de azoto, gás natural ou pela designação de uma zona perigosa com controlo de ignição. O armazenamento em terminais marítimos é, normalmente, feito em tanques que contêm, tejadilhos flutuantes, detetores de fugas e alarmes [3].

Em refinarias e instalações de produtos químicos, o armazenamento do metanol, é normalmente feito em tanques situados acima do solo, assim como todos os encanamentos de transporte de metanol. Como referido anteriormente, o armazenamento de metanol é similar ao armazenamento da gasolina, assim como os procedimentos de combate a incêndio, com precauções adicionais, tendo especial atenção à deteção de fugas, à toxicidade e à escolha adequada da espuma utilizada no combate ao incêndio [3].

Todas as tubagens e válvulas presentes no sistema de transporte de metanol, para os tanques, devem ser rotulados e a direção do fluxo deve ser indicada. Todos os materiais utilizados no armazenamento de metanol devem ser ventilados e resistentes ao metanol [3].



A figura 5 representa tanques de armazenamento de metanol.



Figura 5: Tanques de armazenamento de metanol [3].

No que diz respeito ao armazenamento do metanol, Não é necessário um grande investimento para transformar as infraestruturas existentes para albergarem o metanol. O custo estimado, de instalação de uma unidade de abastecimento de metanol ronda os 400.000 euros e um *retrofit* numa barcaça pode ser executado por 1,5 milhões de euros. Valores mais baixos comparado com o mesmo tipo de instalações mas que albergam LNG [3].

2.2.3. Distribuição de metanol

Existe uma grande distância entre os centros de produção de metanol e as principais áreas de utilização, cerca de 80% da produção anual de metanol é transportada entre continentes através de navios. É necessário em qualquer distribuição, seja de um líquido ou de um gás cumprir com todos os procedimentos de segurança exigidos, desde o carregamento do fluido no navio, ao descarregamento no porto e ao seu armazenamento [3].

A gestão de segurança do processo (PSM), é um sistema que permite que a gestão de acidentes com produtos químicos seja a mais eficaz possível e é aplicada a instalações de produção e transformação de produtos químicos. Nesse sistema estão implementadas algumas regras para a gestão segura do transporte e distribuição do metanol [3].

Existem três formas diferentes para o transporte de metanol: navio, comboio e camião-cisterna [3].

O transporte de metanol por via marítima é feito por navios-tanque, onde o metanol é transferido dos tanques de armazenamento do porto, para os compartimentos de carga do navio, similar ao transporte de qualquer hidrocarboneto. O navio, tem fundo duplo para evitar derrames em caso de rombo no casco. A limpeza dos porões do navio é muito importante para evitar a contaminação da carga, um sistema de deteção de fugas de metanol também é necessário, assim como sistemas de combate de incêndio apropriados [3].



Naturalmente, é fundamental que todos os encanamentos, bombas, juntas e todos os materiais em contacto com o metanol sejam resistentes a este composto químico [3].

Como já foi referido, o metanol é menos poluente e perigoso para a vida marinha do que os combustíveis convencionais, o metanol quando diluído na água, perde a toxicidade, mesmo no caso de derrame de grandes quantidades [3].

A figura 6 representa um navio – tanque utilizado no transporte de metanol.



Figura 6: Navio-Tanque utilizado no transporte de metanol [3].

O transporte de metanol por via-férrea, é muito similar ao transporte de etanol e gasolina, sendo necessário que a cisterna esteja na posição vertical e que seja aterrada, ligada ao chassi da carruagem, para evitar qualquer tipo de ignição caso aconteça uma descarga estática. As cisternas estão equipadas com equipamentos para alívio da pressão, para garantir que a pressão seja constante durante o transporte [3].

No caso de existir um descarrilamento, o metanol deve ser considerado como altamente inflamável e tóxico, por isso é recomendado o isolamento da área envolvente (50 metros em todas as direções). Em caso de derrame, é aconselhado evacuar e isolar a área envolvente (800 metros em todas as direções). O transporte de metanol por via rodoviária é muito similar ao transporte de gasolina, é feito em camiões-cisterna [3].

A figura 7 representa um camião-cisterna utilizado no transporte e abastecimento de metanol.



Figura 7: Camião-cisterna utilizado no transporte de metanol [3].

2.3. Metanol verde

Como já foi referido, o metanol verde advém de fontes renováveis, que dependendo do seu processo de produção, pode ser chamado bio metanol ou E-metanol. O bio metanol é produzido utilizando biomassa, como por exemplo, resíduos e subprodutos agrícolas e florestais, biogás proveniente de aterros, esgotos e resíduos sólidos urbanos. Estudos apontam que estes processos de conversão têm uma eficiência de entre os 53% e os 62%, havendo a possibilidade de aumentar esses valores otimizando o processo, principalmente na unidade de gaseificação [8].

A figura 8 representa o processo de produção de bio metanol através de biomassa ou resíduos municipais. Este processo inicia-se através da recolha e de seguida do tratamento da biomassa, que necessita de ser homogeneizada antes de entrar no gasificador, de forma que a pressão no interior do gasificador seja mantida entre os 5 e os 10 bar. Segue-se então a gasificação, nesta etapa a biomassa é aquecida a alta temperatura, de modo a convertê-la em *syngas*, o calor necessário para essa reação, é, geralmente proveniente da combustão de uma fração dessa biomassa com oxigénio. Depois do tratamento e conversão da matéria-prima em *syngas* é necessário melhorar a qualidade deste composto efetuando uma destilação para obter metanol, utilizando o calor proveniente da gasificação [8].

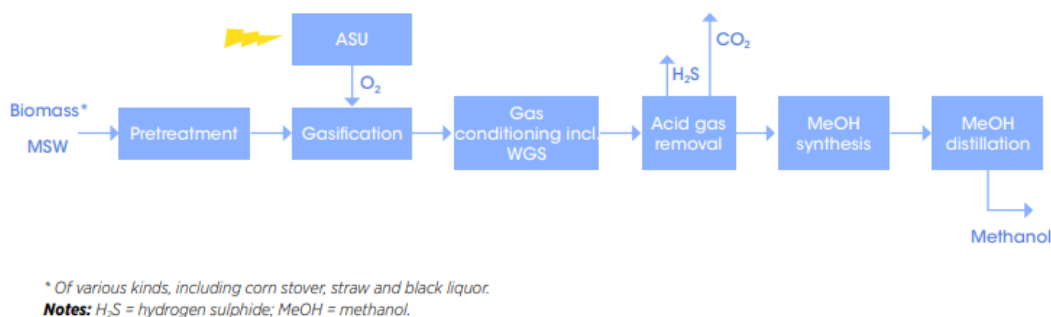


Figura 8: Processo de produção de bio metanol através de biomassa [8].

A figura 9 representa o processo de produção de bio metanol através de biogás. Tal como o processo anterior, o biogás necessita de efetuar um pré-tratamento de modo a apresentar uma qualidade semelhante ao gás natural antes de ser consumido no reformador de metano. É possível verificar que esse processo de tratamento liberta CO_2 e partículas de enxofre, que deve ser utilizado na produção de *syngas*. Em alternativa pode-se utilizar vapores de metano em conjunto com parte do CO_2 libertado para a produção de *syngas*. De seguida, tal como no processo anterior é necessário melhorar a qualidade dessa reação para se obter bio metanol, efetuando uma destilação [8].

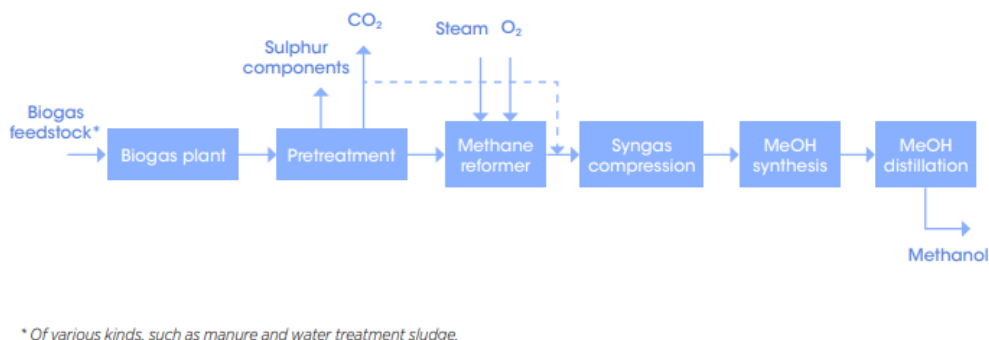


Figura 9: Processo de produção de bio metanol através de biogás [8].

Em 2021, a IRENA (Agência Internacional para as Energias Renováveis) estimou que o custo do bio metanol se situava entre os 320 dólares e os 770 dólares por tonelada, dependendo do preço da biomassa, que podia variar entre os 0 dólares e 17 dólares por giga Joule (GJ) [6] [8].

Em 2050, a IRENA, prevê custos de produção de bio metanol entre os 227 dólares e os 553 dólares por tonelada, dependendo sempre do custo da biomassa e dos resíduos municipais e da otimização dos processos de produção [9].



O gráfico 3 representa a estimativa dos custos, em 2050, de produção de bio metanol através de biomassa e resíduos municipais. É possível verificar que o custo de produção de bio metanol está diretamente relacionado com o custo da biomassa e com os custos dos resíduos municipais.

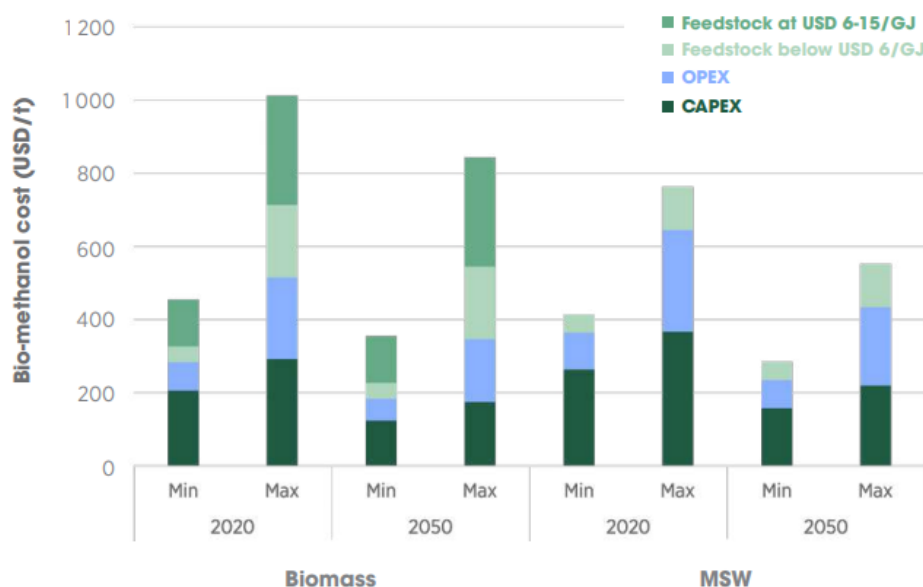
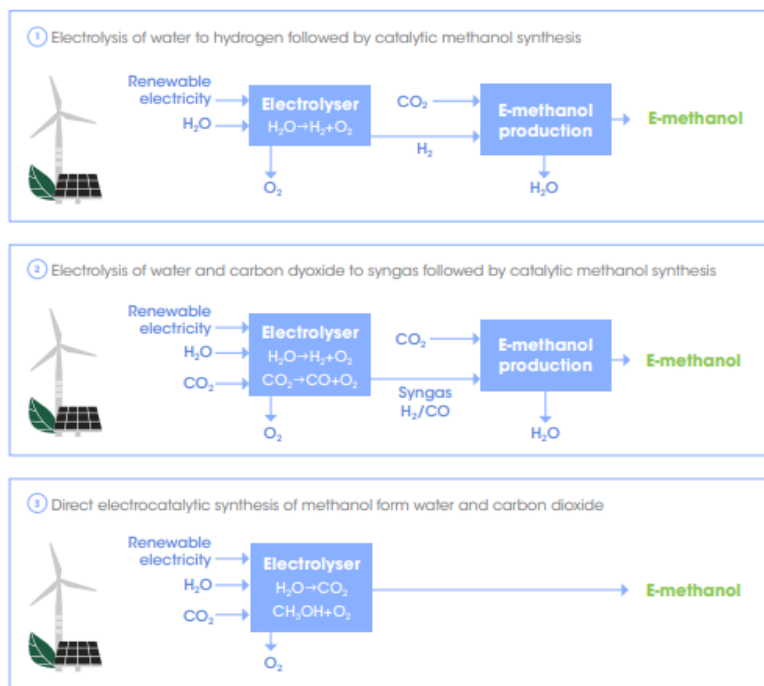


Gráfico 3: Custo da produção de bio metanol (Biomassa e Resíduos municipais) [8].

O E-metanol, como já foi referido, resulta da junção de CO₂ capturado, com hidrogénio obtido através de energias renováveis, por eletrólise da água. Os custos provenientes deste tipo de metanol dependem do custo da energia renovável, do custo da produção de hidrogénio e das infraestruturas e investimentos de capital. Atualmente o custo de produção do E-metanol, estimado pela IRENA, varia entre os 800 dólares e os 1.600 dólares por tonelada, no caso em que o CO₂ seja capturado através de bioenergia, como combustão de biomassa, destilarias e combustão de biogás, em que o preço de tonelada de CO₂ varia entre os 10 dólares e os 50 dólares. Quando o CO₂ é capturado diretamente do ar, o custo de produção do E-metanol varia entre os 1.200 dólares e os 2.400 dólares por tonelada [6].

É possível vender o oxigénio coproduzido na eletrólise da água tendo um custo de cerca de 45 dólares a 180 dólares por tonelada, de notar que por cada tonelada de metanol produzida, uma tonelada e meia de oxigénio é gerada pela eletrólise [8].

A figura 10 representa os diferentes processos de produção de E – metanol.



Source: Ellis et al. (2019).

Figura 10: Diferentes processos de produção de E – metanol [8].

As três principais etapas da produção de E-metanol são: geração de H_2 através da eletrólise da água, captura de CO_2 e síntese do metanol. A eficiência de conversão deste processo ronda os 50% a 60% [8].

Um dos preços a ter em conta é o custo da produção de hidrogénio verde, obtido através da eletrólise da água. Para produzir uma tonelada de hidrogénio, com uma eficiência teórica de 100%, seriam necessários 39,4 MWh de eletricidade, no entanto, verifica-se que na prática este valor se aproxima dos 50 MWh por tonelada.

Se for utilizada eletricidade renovável de origem solar ou eólica por exemplo, cujo custo é de cerca de 4 dólares por kWh, custo menor do que a energia produzida através de combustíveis fósseis, o custo da produção de hidrogénio, será cerca de 2,5 a 3 dólares por kg de hidrogénio produzido. Para produzir uma tonelada de metanol são necessárias 0.188 toneladas de hidrogénio, que, se tiverem um custo de 3 dólares por kg, significa que serão gastos 560 dólares na produção de hidrogénio para uma tonelada de metanol [8].

Como já foi referido, com o avançar dos anos os custos tanto da produção de hidrogénio verde como da captura de CO_2 irão diminuir, dependendo sempre de vários aspetos, desde a obtenção da eletricidade renovável, da origem e quantidade de CO_2 que será necessária [8].

A IRENA, no relatório *Innovation Outlook: Renewable Methanol* [8] fez uma análise da evolução de custos de metanol produzido através de combustíveis fósseis e de E-metanol da atualidade até 2050 [8].



No gráfico 4 estão representados os resultados obtidos, nomeadamente, o custo atual de metanol e o de E – Metanol e as respetivas estimativas para 2050, em comparação com o custo do hidrogénio e com o custo do CO₂. Verifica-se que o preço de produção de metanol, através dos combustíveis fósseis é menor em comparação ao custo de produção utilizando fontes renováveis.

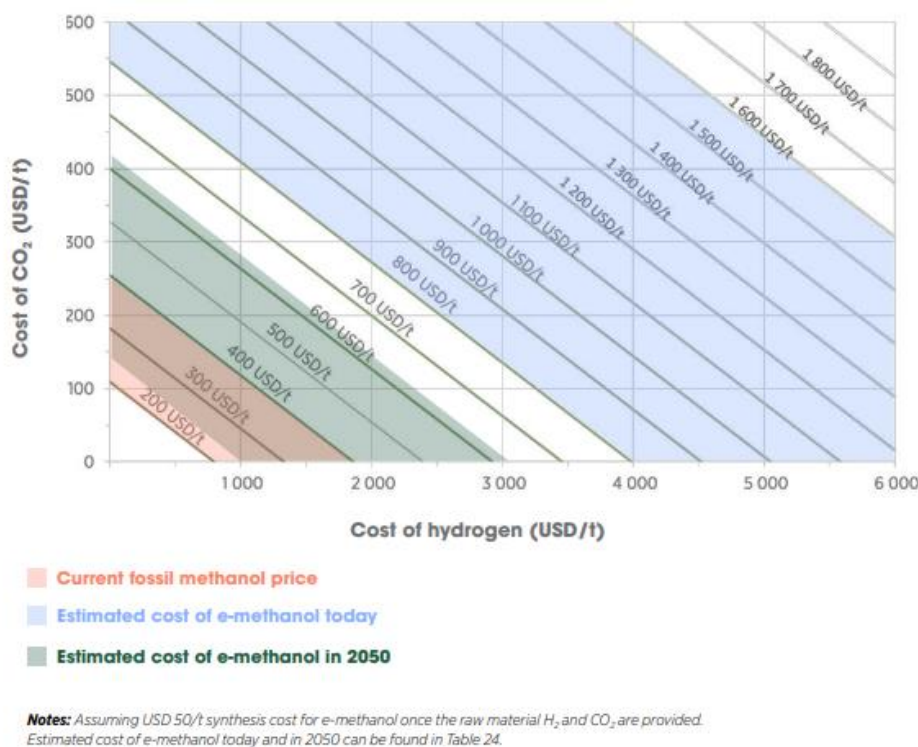


Gráfico 4: Custo do E – metanol em função do custo de H₂ e CO₂ [8].

A combinação da produção de bio metanol e E – metanol em uma única instalação seria uma possibilidade benéfica, pois o excesso de CO₂ gerado na produção de bio metanol, poderia ser utilizado na produção de E – metanol, tornando-se uma instalação mais eficiente e poupando-se no custo da captura de CO₂ para esse processo de produção de metanol. Uma das maiores vantagens destes dois processos é a redução das emissões de CO₂ e de gases efeito de estufa [8].

Para que o metanol seja totalmente uma fonte renovável é necessário verificar se todas as etapas, desde a sua produção, à sua distribuição e consequente utilização, não têm nenhum impacto ambiental. De notar também que o metanol é um combustível mais “limpo” quando é queimado, reduzindo também as emissões de outros poluentes, entre os quais óxidos de enxofre e óxidos de azoto [8].

O gráfico 5 representa as emissões de GEE das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de metanol. Verifica-se que os combustíveis fósseis, são as matérias-primas que apresentam uma maior percentagem de GEE, entre os 90 e os 270 gCO₂eq/MJ. Por outro lado, as restantes matérias-primas não apresentam valores superiores a 45 gCO₂eq/MJ.

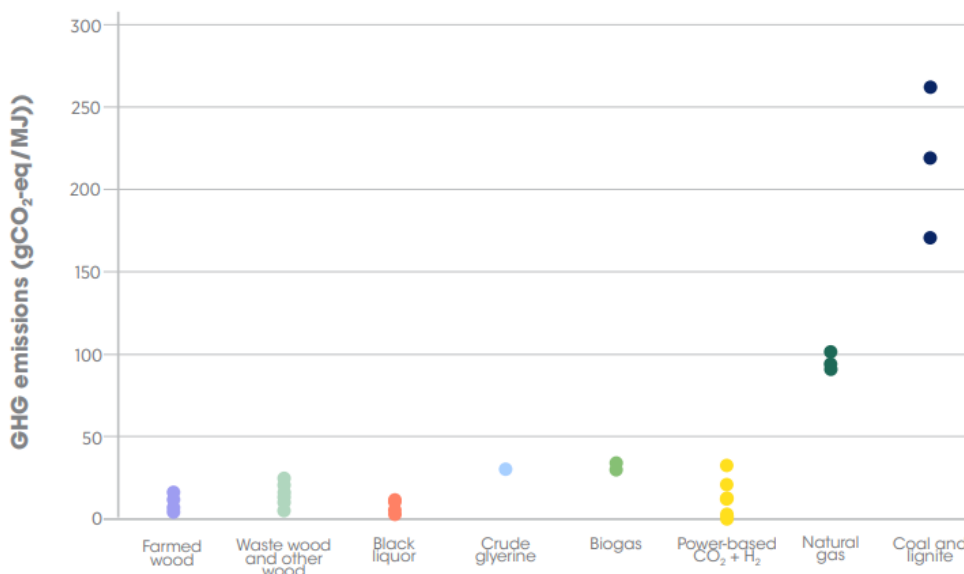
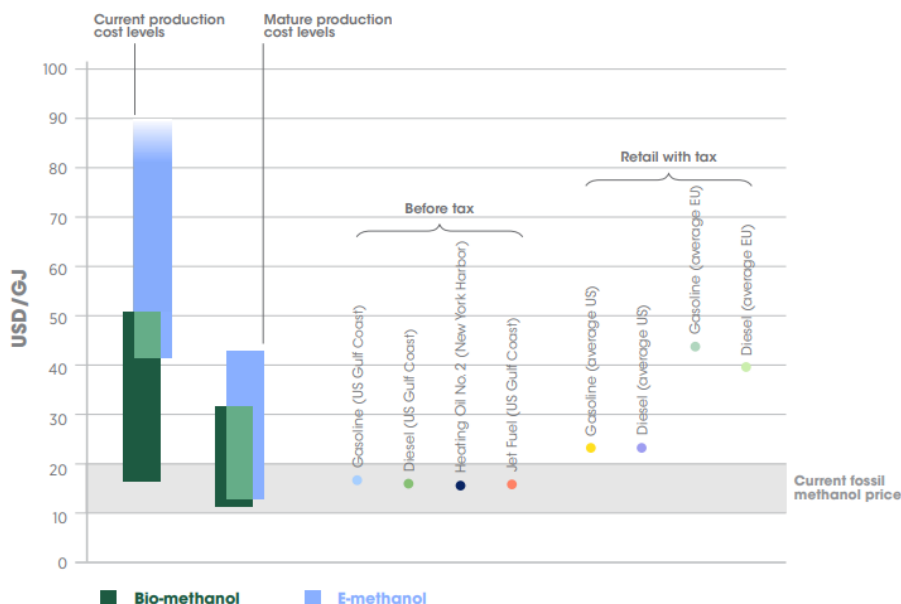


Gráfico 5: Emissões GEE das diferentes matérias-primas utilizadas na produção de metanol [8].

O gráfico 6 representa os custos de produção de bio e E – metanol na atualidade e no futuro. Verifica-se, como já foi referido, que o custo de produção do E – metanol é mais elevado que o custo de produção do bio metanol, com valores entre os 45 e 90 dólares americanos por giga Joule, em contrapartida os valores do bio metanol não ultrapassam os 55 dólares americanos [8].



Notes: Exchange rate used in this figure USD 1 = EUR 0.9. Fuel costs and prices are averaged over 10 years. See Annex 3 for details.

Gráfico 6: Custo da produção de bio e E – metanol atualmente e no futuro [8].



O gráfico 7 representa os custos de produção de bio e E – metanol na atualidade e no futuro, com o detalhe do diferente custo da matéria-prima, no caso do bio metanol, e no caso do E – metanol os diferentes processos de captura de CO₂. Verifica-se que no futuro o custo de produção de bio metanol e E – metanol é muito mais baixo e aproxima-se do custo de produção, atualmente, de metanol através de combustíveis fósseis [8].

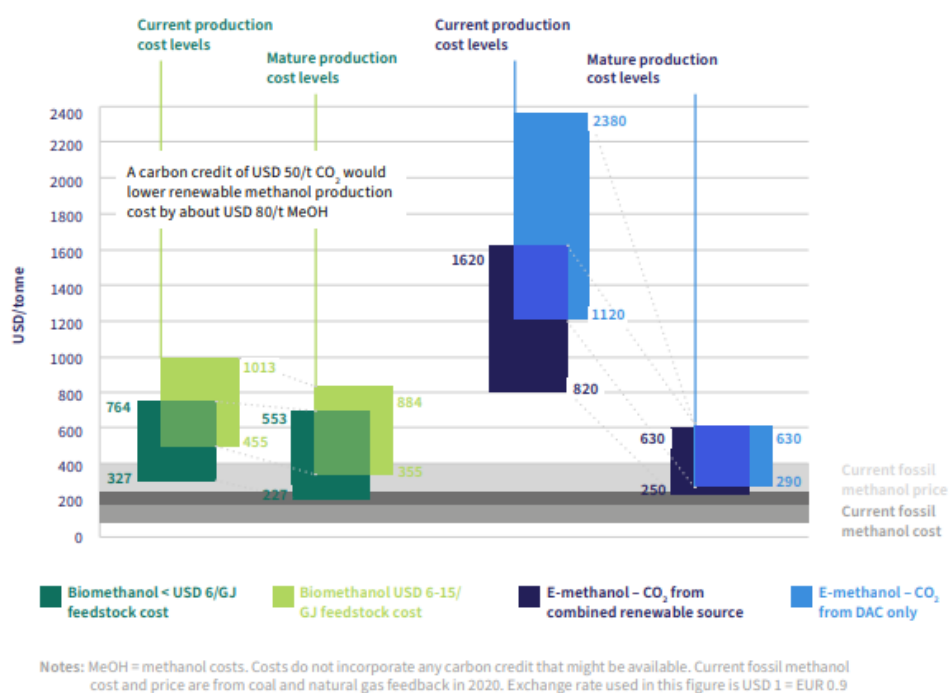


Gráfico 7: Custos de produção de bio metanol e E – metanol mais detalhados, atualmente e no futuro [8].

Em 2050 a IRENA estima que irão ser produzidas, anualmente, 250 mega toneladas de E-metanol e cerca de 135 mega toneladas de bio metanol. No caso do E – metanol, para que se chegue ao valor estimado, serão necessárias 350 mega toneladas de CO₂ e 48 mega toneladas de hidrogénio, sendo que o hidrogénio será gerado através da eletrólise da água, sendo assim necessários cerca de 2.400.000 GWh de eletricidade renovável. Por outro lado, para o valor estimado de produção de bio metanol, serão necessárias 230 mega toneladas de biomassa seca, que por sua vez irá necessitar de um investimento em instalações novas de cerca de 130 bilhões de dólares [8].

Pode dizer-se que, atualmente a grande desvantagem do metanol renovável é o seu custo, que é mais elevado do que os combustíveis tradicionais, mas compensa quando comparando com as emissões emitidas. Com o avançar da tecnologia de produção de metanol, assim como a criação de leis e intervenções políticas, certamente que o preço do metanol renovável irá cair para os preços praticados pelos combustíveis fósseis [8].



2.3.1. Projetos em desenvolvimento

A empresa 1PointFive, desenvolveu um projeto de engenharia para comercializar a tecnologia de captura de CO₂ diretamente do ar. Este projeto é executado através de sistemas mecânicos, ao sugar o ar para o sistema e através de uma série de reações químicas, liberta poluentes do ar e produz CO₂ puro e comprimido, com a capacidade de produzir combustíveis, outros produtos ou até mesmo ser armazenado debaixo do solo [9].

A Liquid Wind produz E-metanol apenas para a indústria marítima, utilizando hidrogénio verde e CO₂, capturado através de emissões de fontes biogénicas. Atualmente uma instalação pode produzir até 50.000 toneladas de metanol por ano, reciclando 70.000 toneladas de metanol, este sistema evita a emissão de 100.000 toneladas de CO₂, por cada instalação, para a atmosfera. Em 2030 a empresa prevê possuir 10 instalações operacionais e em 2050 espera que esse número escale até às 500 [9].

No Japão, a empresa Sumitomo Chemical concluiu, recentemente, a construção de uma instalação piloto, que está representada na figura 12, que utiliza CO₂, gerado através da queima de resíduos, e hidrogénio, obtido através de energias renováveis, para produzir metanol. Esta instalação foi construída com o apoio do Fundo de Inovação Verde da NEDO (Organização de Desenvolvimento de Novas Energias e Tecnologias Industriais). A empresa pretende concluir a demonstração da tecnologia de captura e utilização de CO₂ (CCU) até 2028, tendo em vista no futuro licenciar esta nova tecnologia para outras empresas. É esperado, que este novo processo de produção de metanol seja visto como mais uma solução para deter o aquecimento global e ser economicamente viável, pois poderá ser possível recuperar o CO₂ e utilizá-lo em produtos. Os desafios mais complexos que esta empresa japonesa enfrentou na produção de metanol, foram principalmente o baixo rendimento devido à natureza reversível da reação química, que é necessária para a produção de metanol e a degradação do catalisador causada pela água de arrefecimento. Com vista a resolver esses problemas, a Sumitomo Chemical juntamente com o professor Koji Omata da Faculdade Interdisciplinar de Ciências e Engenharia da Universidade de Shimane, têm desenvolvido um reator de condensação interna (ICR). Esta tecnologia permite a condensação e separação do metanol e da água dentro do reator, o que melhora o rendimento, reduz o tamanho do equipamento e é possível alcançar uma maior eficiência energética. Sendo que a característica principal é reduzir a degradação do catalisador [10].



A figura 11 representa o princípio de funcionamento do reator de condensação interna.

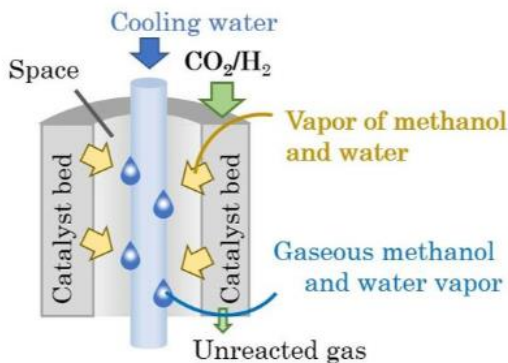


Figura 11: Princípio do ICR [10].

A figura 12 representa a instalação piloto de captura de CO₂ da empresa Sumitomo Chemical.



Figura 12: Instalação Piloto [10].

Na Europa Ocidental, temos um exemplo vindo de Espanha, um projeto para a produção e armazenamento de metanol verde, representado na figura 13, o *Green UMIA*, localizado na cidade Caldas de Reis (Pontevedra). Este projeto tem como objetivo reduzir a emissão de 58.000 toneladas de CO₂ durante os seus primeiros 10 anos de operação, com a produção de 2.900 toneladas por ano de metanol verde [11].

Para a economia nacional, sendo o nosso país o mais ocidental da Europa, seria importante contribuir para a produção e armazenamento desse composto químico [11].



A figura 13 representa uma vista aérea da central de produção de hidrogénio em Espanha.



Figura 13: Central de hidrogénio da FORESA [11].

2.3.2. Recomendações e políticas de estímulo à produção de metanol renovável

Para estimular e sustentar a produção de metanol renovável, numa grande escala são necessários novas leis e incentivos dos governos. Como já foi referido, a produção de bio metanol e E – metanol implica grandes custos, desde o custo da biomassa, da captura do CO₂ aos custos de produção de eletricidade renovável. Assim, é necessário a criação e elaboração de políticas adequadas para que sejam cumpridas as metas de redução de emissões de carbono, incentivando à produção de combustíveis renováveis e taxar sobre o carbono, acabando por criar uma melhor qualidade de vida [8].

Atualmente já existem legislações e normas relativas à utilização de metanol como combustível nos transportes rodoviários o que torna mais fácil a transição para o metanol renovável [8].

Um grupo de investigação da IMO fez progressos concretos no desenvolvimento de uma abordagem comum de ciclo de vida dos gases efeito de estufa e do carbono (*LCA guidelines*) a ser utilizados na avaliação do impacto climático, a nível global, de novos combustíveis.

O ciclo de vida de um combustível refere-se à avaliação das emissões de GEE desde a sua produção até à sua utilização no navio (*well-to-take*), que é a análise mais completa, pois faz o acompanhamento desde a produção primária até ao escape do navio. A análise *well-to-tank* faz o acompanhamento desde a produção primária até ao abastecimento do navio, onde se consegue verificar as emissões de GEE do seu processo de produção e distribuição. E por fim, a análise *tank-to-propeller* é referente apenas às emissões de GEE libertadas pelo navio quando tem os seus motores em funcionamento. A determinação dos valores de intensidade do ciclo de vida dos GEE para uma vasta gama de combustíveis requer avaliações que utilizam uma abordagem científica. Posto isto, o grupo acordou que era necessário desenvolver um procedimento com critérios claros e objetivos, de modo a determinar os valores de emissões por defeito, sendo que inclui certificação, documentação e verificação [12].



A implementação de projetos de produção de metanol renovável implica uma cooperação internacional que inclua estratégias de importação para aproveitar a melhor matéria-prima e que permita obter as melhores localizações para implementar projetos de energia eólica e energia solar. Com esta cooperação internacional seria possível criar mais postos de emprego e novas indústrias competitivas tanto na produção de E – metanol, como também nas regiões que o consomem [8].

A fixação de um preço mínimo para os combustíveis renováveis seria benéfica para eliminar alguns dos riscos de investimento assim como a redução dos impostos sobre a energia com base no teor energético pode ser uma medida a ser tomada, tendo em conta os combustíveis renováveis [8].

Como será abordado no tópico seguinte, é verificado que o metanol renovável pode ser misturado com os combustíveis tradicionais e utilizados em motores de combustão interna e postos de abastecimento, fazendo reduzir as emissões de gases efeito de estufa [8].



3. Conversão de motores de combustão interna

Os tipos de motores diesel utilizados na indústria marítima são motores a dois ou quatro tempos, sendo atualmente possível efetuar adaptações para que esse tipo de motores queime metanol e diesel em modo *dual-fuel* [2].

Estudos indicam que o metanol renovável oferece uma redução de emissões de carbono entre 65% e 95%, para além de ser um combustível mais eficiente, devido ao maior número de octanas do que a gasolina, admitindo um maior rácio de compressão, traduzindo-se numa redução de emissões de CO₂ para a mesma potência de saída [8].

No que diz respeito à conversão de motores de navios foram desenvolvidos vários projetos de investigação, incluindo o Effship, SPIRETH e PILOT Methanol, financiados por várias empresas e fundos, tais como Agência Sueca de Energia, Pesquisa Energética Nórdica, Banco de Investimento Nórdico, Fundo Marítimo Dinamarquês entre outros [2].

Entre 2009 e 2013 o projeto da Effship (*Efficient Shipping with Low Emissions*) avaliou diferentes soluções técnicas e combustíveis marítimos de modo a cumprirem com os requisitos de redução das emissões de SO_x e NO_x num curto prazo de tempo e os gases efeito de estufa num período maior. Este projeto permitiu chegar à conclusão de que o metanol é a melhor alternativa, tendo em conta a sua disponibilidade imediata, utilização de infraestruturas já existentes, preço e facilidade de conversão de motores [2].

O projeto da SPIRETH (*Alcohol Spirits and Ethers as Marine Fuel*) é uma ramificação do projeto Effship, iniciado em 2011, e consiste em testar em laboratório dois conceitos de combustível: a alternativa sintética ao diesel o DME (Dimetil éter) utilizado num motor auxiliar diesel adaptado, e o metanol utilizado num motor diesel marítimo adaptado.

Este projeto teve uma duração de três anos e foi possível concluir que é viável converter navios para operar com combustíveis à base de metanol e DME, podendo contribuir para uma indústria naval mais sustentável ambientalmente, através de emissões mais baixas e do potencial de produção de combustível a partir de matérias-primas renováveis e fontes de energia [2].

Este projeto contribuiu para o desenvolvimento das regras da sociedade de classificação de navios para o metanol como combustível de navios e também para o projeto do Código Internacional de Segurança para Navios que Utilizam Gases ou outros Combustíveis de Baixo Ponto de Fulgor (Código IGF) da IMO [2].

O projeto PILOT Methanol teve a duração de um ano (2014-2015) e consistiu em avaliar a conversão e a operação de um ferry Ro-Pax, Stena Germanica. Este projeto será explicado com mais detalhe no próximo capítulo. Os principais intervenientes no projeto foram a Stena Line, a Wärtsilä, o Porto de Gotemburgo, o Porto de Kiel, SSPA, a Stena Oil e a Associação Sueca de Armadores. O projeto incluiu a conversão do motor e do sistema de abastecimento de combustível a bordo, instalações de abastecimento e desenvolvimento de licenças/regulamentação [2]. Dos vários projetos de investigação efetuados verificou-se que os motores marítimos atuais, obtiveram um bom rendimento com a utilização do metanol, sendo que, com o avançar das tecnologias se prevê um aumento deste rendimento. Os motores diesel existentes nos navios, foram modificados para consumirem metanol e gásóleo marítimo, mas para os motores em fase de



construção, que consomem apenas metanol, espera-se resultados ainda melhores do que os obtidos com as modificações em motores existentes [3].

3.1. Projetos de conversão de motores

Atualmente existem vários fabricantes de motores, a nível mundial, que começaram a desenvolver e a explorar a utilização do metanol como combustível, entre eles destacam-se a MAN e a Wärtsilä.

A Maersk, uma das principais empresas de transporte marítimo a nível mundial, fez um acordo com a MAN e com a empresa de distribuição e armazenamento de metanol a OCI Global, situada nos Estados Unidos da América e no centro da Europa, para a produção de 4.000 toneladas de metanol, por ano [13]. O projeto consiste na construção de oito navios com motores *dual fuel*, assim como todos os tanques e sistemas auxiliares necessários para a mudança de combustível. A capacidade de possuir motores *dual fuel* terá um custo adicional de entre os 10% e os 15%. A Maersk prevê consumir 95% metanol verde e 5% *biodiesel*. No futuro estima-se uma maior produção de metanol para abastecer mais navios da empresa [9].

A figura 14 representa as projeções da Maersk das necessidades de metanol para a sua frota.

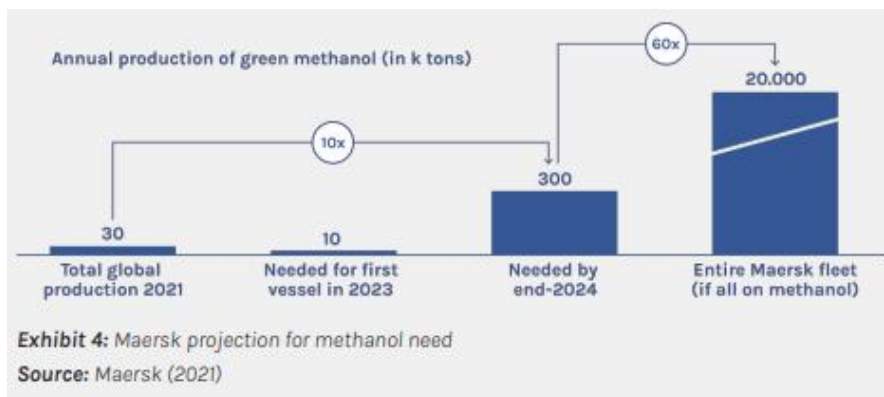


Figura 14: Projeções da Maersk de necessidades de metanol [9].

A MAN Energy Solutions desenvolveu motores a dois e quatro tempos com a capacidade de queimar metanol que serão mais utilizados na indústria marítima. Uma das vantagens deste fabricante é a capacidade de ter soluções *retrofit* para os motores a quatro tempos, apresentando soluções que agradam aos clientes [14]. Os motores a quatro tempos desta nova geração da MAN serão aplicados em navios porta-contentores, navios de pesca, navios cruzeiros e também em instalações *offshore* [2].

Em agosto de 2015, a MAN, entregou o primeiro motor convertido para trabalhar a *dual-fuel* (*diesel*/metanol), para ser equipado num navio novo que transporta metanol. Trata-se



de um motor a dois tempos 10MW ME-LGI, sendo que cada cilindro está equipado com injetores de metanol de alta pressão (10 bar) [2].

Os fabricantes afirmam que os principais desafios residem, principalmente, na tecnologia do sistema de injeção de combustível e na otimização da combustão [14].

A figura 15 representa uma adaptação do sistema de injeção num motor MAN para poder consumir metanol, foram adicionados injetores de alta pressão, para colocar metanol em cada cilindro.



Figura 15: Adaptação do sistema de injeção num motor MAN [2].

Nos primeiros testes da MAN com a adaptação de metanol nos motores, foram verificados os seguintes resultados:

- As emissões de NO_x são 30% inferiores ao limite exigido no nível II (Tier II) e a quantidade (em peso) de partículas libertadas são muito baixas.
- O desempenho do motor utilizado nos testes difere muito pouco entre o metanol e o gasóleo marítimo, e foi verificado que a libertação de calor no fim do ciclo é menor quando utilizado o metanol, proporcionando uma boa eficiência de combustão [2].

Em 2015, o navio RoPax, Stena Germanica, com 240 metros de comprimento e com capacidade para 1500 passageiros e 300 viaturas, foi um dos primeiros a receber um *retrofit* para poder navegar tanto a metanol como a diesel [15].



A figura 16 representa navio RoPax, Stena Germanica.



Figura 16: Stena Germanica [15].

A conversão deste navio foi uma cooperação, entre a Methanex Corporation, Stena Line, Wärtsilä, o porto de Gotemburgo e o porto de Kiel. Este projeto foi cofinanciado pela União Europeia e a classificação da conversão para metanol foi realizada pela Lloyd's Register. Foram necessárias várias avaliações de segurança, novas soluções técnicas e adaptação de normas e regulamentos, para poder finalizar a conversão deste navio. Estima-se que os próximos *retrofit*, custem entre 30% a 40% do valor gasto na conversão do Stena Germanica [2,16]. A conversão das quatro máquinas Sulzer 8ZAL40S, presentes no navio Stena Germanica, com uma potência total de 24.000 kW, foi efetuada em março de 2015, no estaleiro de Remontowa na Polónia [17]. Esta conversão, permite que o navio navegue com metanol como combustível principal e com gasóleo marítimo como combustível de reserva. Ao nível de emissões, esta conversão resultou numa redução de 99% das emissões de óxidos de enxofre (SO_x), 60% das emissões de óxidos de nitrogénio (NO_x), 95% de partículas e 25% das emissões de dióxido de carbono [18].

O custo total desta conversão, foi de 22,5 milhões de euros, 50% dos quais foram cobertos através de uma subvenção oferecida pelas Redes Transeuropeias de Transporte da União Europeia (TEN-T) [18].

A bordo do navio foram feitas adaptações aos tanques de HFO, tubagens e sistemas de segurança para estarem aptos para metanol, a Wärtsilä foi responsável pela conversão dos motores. Os sistemas de automação foram atualizados pela Metso. Este projeto envolveu ainda a conceção de um sistema de distribuição de metanol, uma barcaça e tanques de armazenamento em ambos os portos em que o navio atraca [18].

Para converter os motores do navio foram necessários, entre outros, novos bicos de injeção dual-fuel, para injetar tanto metanol como diesel, e uma bomba de combustível de alta pressão (600 bar), utilizada só para o metanol [18].

A figura 17 representa um esquema geral das adaptações necessárias para um que o navio possa consumir metanol. De entre essas adaptações, destacam-se o sistema de gás inerte, que é utilizado para prevenir o risco de explosão, assim como o tanque de fundo duplo, para prevenir eventuais fugas de metanol. De seguida é adaptado um sistema de bombas de alta pressão para que o metanol seja injetado no motor, onde estão incluídas linhas de parede dupla e também um novo sistema de injeção *common rail*.

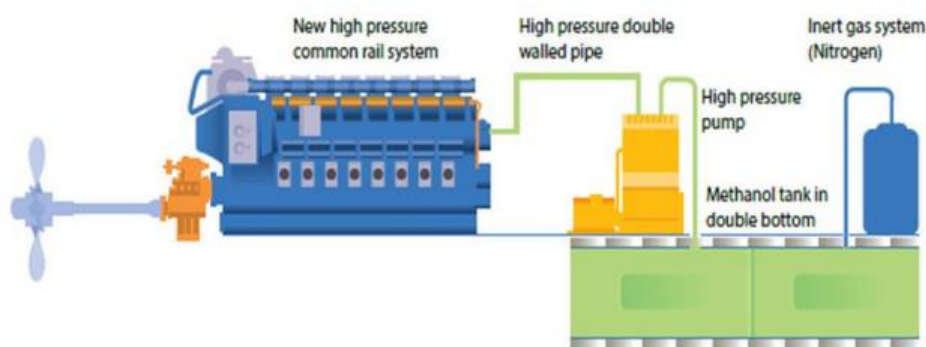


Figura 17: Esquema da Conversão no caso Geral [17].

A figura 18 representa um esquema das adaptações feitas no navio Stena Germanica para este poder consumir metanol. Para além das adaptações referidas anteriormente, destacam-se uma nova casa de bombas, a conversão de tanques de lastro para tanques de abastecimento de metanol e as novas estações de abastecimento de metanol a estibordo e a bombordo.

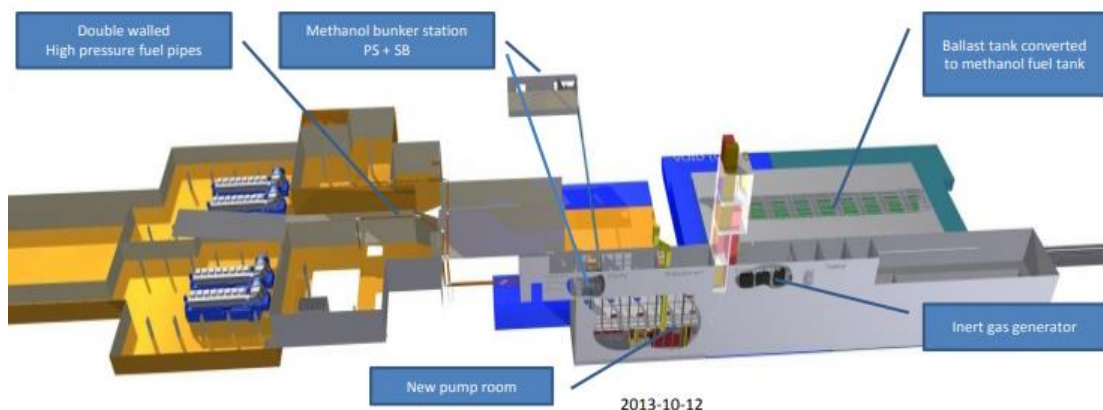


Figura 18: Esquema da Conversão efetuada no Stena Germanica [17].

A figura 19 representa um esquema das adaptações feitas no sistema de injeção de um dos motores do Stena Germanica. A linha vermelha é a linha de abastecimento de metanol para o motor, por outro lado a linha roxa é a linha de retorno de metanol para os tanques. A verde é a linha do óleo de controlo, isto é o óleo que “dá ordem” para injetar nos cilindros em questão, e por fim a linha azul é a linha do óleo que suspende essa “ordem”.

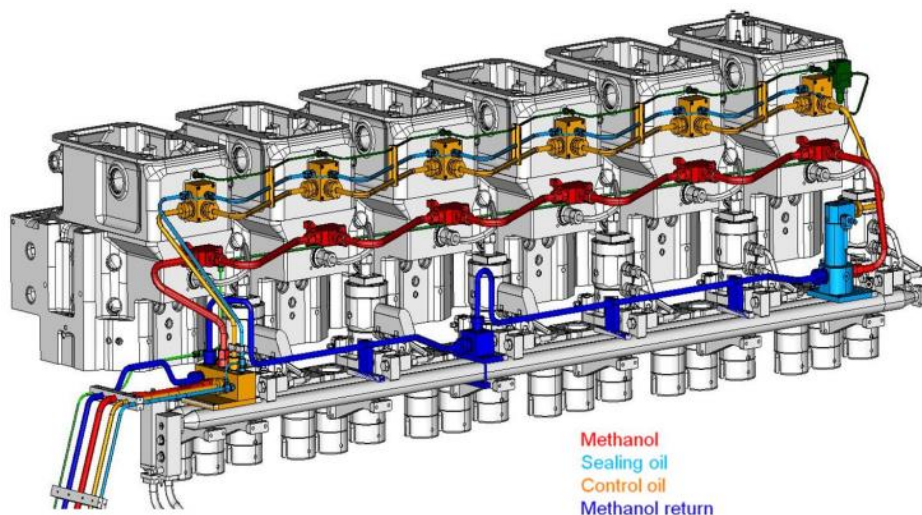


Figura 19: Esquema do sistema de injeção de metanol [17].

A figura 20 representa fotografias reais das adaptações feitas no sistema de injeção de um dos motores do Stena Germanica.



Figura 20: Antes da conversão/Depois da conversão (Stena Germanica) [17].



A Rolls-Royce Power Systems é outro fabricante que está a investir no metanol como um combustível a ser utilizado no futuro. Esta empresa está a desenvolver motores a quatro tempos de alta velocidade, que são baseados em tecnologias do fabricante de motores MTU, comprovadas, para serem implementados em iates e em navios comerciais. [19].

3.2. Principais alterações realizadas num navio para poder consumir metanol - abordagem da Wärtsilä

O plano inicial do caso de estudo desta dissertação era analisar a conversão de quatro navios cruzeiros de 126 metros para consumir metanol e diesel, uma conversão similar à que foi executada no navio Stena Germanica, que foi projetada pela Wärtsilä. Após uma vasta pesquisa bibliográfica, a informação mais concreta que encontrei a cerca de conversão de navios para metanol, foi esta abordagem da Wärtsilä, motivo pelo qual analiso o *MethanolPac*. De modo que se faça perceber as alterações que se têm de efetuar nos navios para puderem abastecerem com metanol.

Posto isto, em 2022, a Wärtsilä, desenvolveu um sistema de abastecimento de metanol, o *MethanolPac*, desenvolvido como uma solução *retrofit*, para navios existentes, mas também, como solução para novas construções. Este sistema consiste num conjunto de equipamentos que funcionam a baixa pressão e outros que funcionam a alta pressão. Os equipamentos que funcionam a alta pressão são: a unidade da bomba de combustível de metanol (MFPU) e a unidade da bomba de óleo de vedação e controlo (OPU) [20].

O *MethanolPac* é constituído por conjuntos de elementos interligados entre si, sendo que alguns são padrões e outros feitos à medida das necessidades específicas do projeto e requisitos do cliente. Este sistema, só pode receber aprovação de classe no contexto do navio em que está a ser instalado. O estaleiro é responsável pela integração do sistema a bordo, conectando os módulos entre si e com os sistemas auxiliares, tais como ventilações, sistemas de deteção de incêndio, entre outros. As duas principais funções deste sistema são, gerir a trasfega de metanol entre tanques de armazenamento e tanques de serviço, assim como fornecer combustível aos equipamentos que estão a consumir metanol [5].

A figura 21 representa um esquema geral do *MethanolPac*.

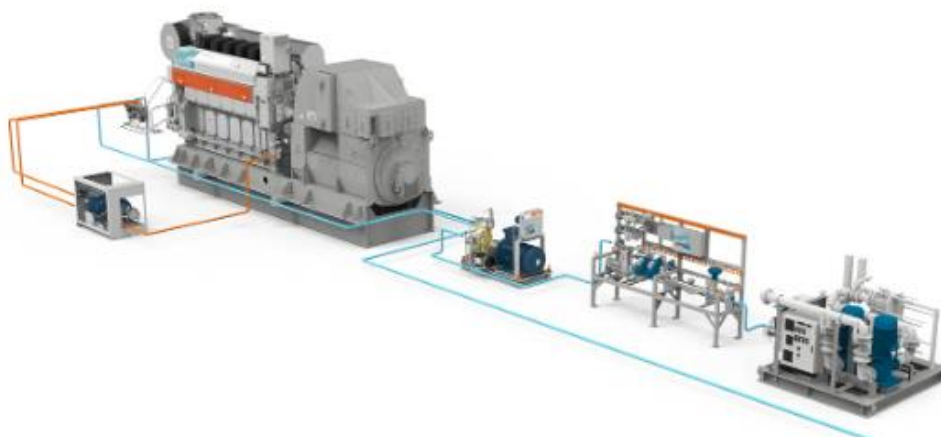


Figura 21: *MethanolPac* [5].

A figura 22 representa um esquema simplificado do *MethanolPac*.

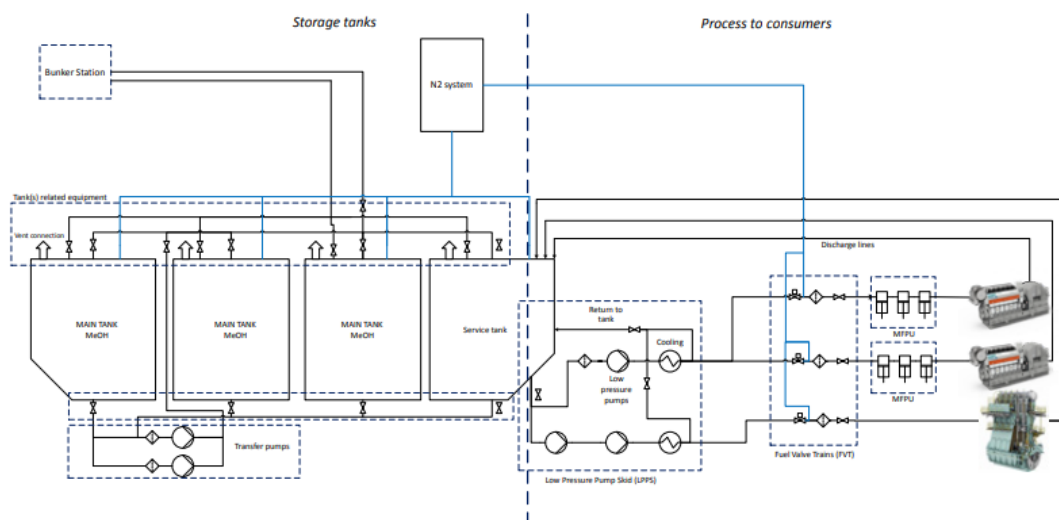


Figura 22: Esquema simplificado de um sistema *MethanolPac* [5].

O sistema da *MethanolPac* tem em conta os cuidados já referidos anteriormente no que diz respeito ao armazenamento seguro do metanol, nomeadamente assegurar que todos os tanques têm uma atmosfera inerte, no seu interior, com teor de oxigénio igual ou inferior a 8% e que é executada a limpeza da área envolvente às válvulas de pressão e vácuo (válvulas P/V) e aos *manifolds*. [5].

O *MethanolPac* também tem em conta as áreas a bordo onde podem existir fugas no estado líquido ou em vapores do metanol, sendo estas classificadas como áreas de risco, zonas com uma atmosfera gasosa potencialmente explosiva, que podem exigir precauções



especiais durante a construção, instalação e utilização de equipamentos. De acordo com o Código Internacional de Segurança para navios que utilizem Gases ou outros combustíveis de baixo ponto de Inflamação (IGF- *Code*), existem três zonas de risco, a bordo de um navio que consome metanol [5]:

- Área de risco 0: Zonas onde o combustível está presente por completo, como por exemplo no interior de tanques de armazenamento de combustível, qualquer tubagem e equipamentos que contêm o combustível.
- Área de risco 1: Zonas onde é possível a presença de vapores ou combustível líquido devido a fugas ou durante manutenção. Normalmente são a casa das bombas ou a casa de equipamentos dos tanques, onde está instalado equipamento relativo aos tanques e equipamento relativo à estação de abastecimento.
- Área de risco 2: Zonas equivalentes às de área de risco 1, mas também zonas próximas, num raio de 1,5 metros das áreas de risco 1, espaços abertos ou semifechados.

A figura 23 representa um esquema geral de zonas de risco.

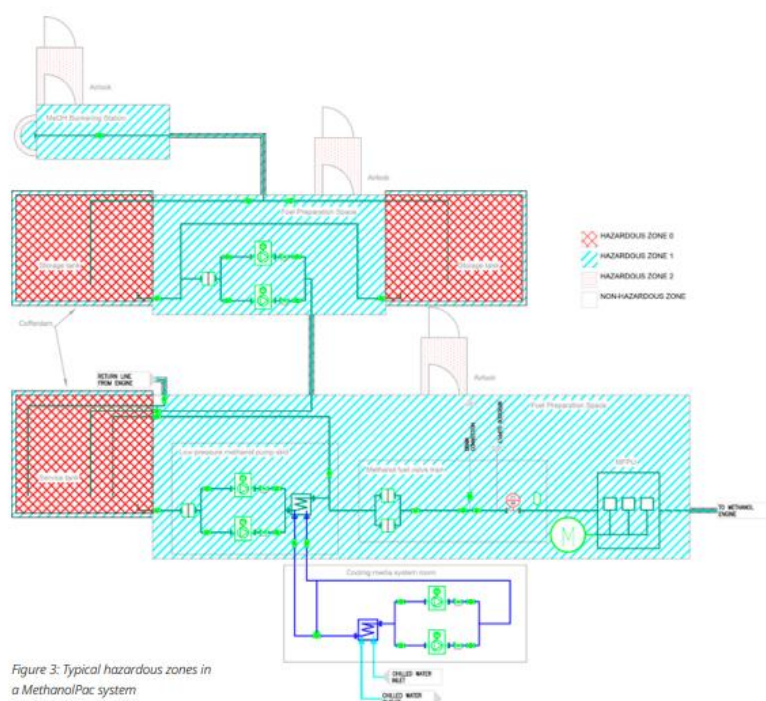


Figura 23: Exemplos de áreas de risco [5].

3.2.1. Principais características do *MethanolPac*

Como já foi referido, este sistema possui vários equipamentos, que estão interligados entre si. Em primeiro lugar, o metanol é transferido, através de bombas de baixa pressão, dos tanques de armazenamento para a unidade de bomba de alta pressão de metanol (MFPU). Nesse troço do sistema, para além das bombas de baixa pressão e equipamentos equivalentes, existe também um conjunto de válvulas (*Fuel Valve Train*) com a função de



filtrar o combustível e isolar ou purgar as linhas quando for necessário. É necessária uma MFPU por cada motor [21].

A figura 24 representa um esquema completo do *MethanolPac*.

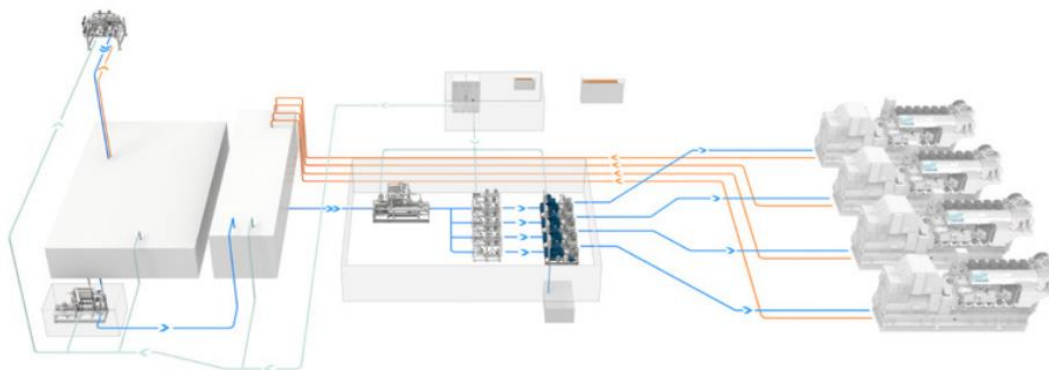


Figura 24: Esquema completo do sistema *MethanolPac* [5].

A MFPU, é a unidade responsável por elevar a pressão do líquido de acordo com os requisitos do motor. É fundamental existir uma linha de retorno para o tanque de serviço, instalada após a bomba de baixa pressão, para regular o fluxo mínimo [5].

Cada motor possui uma linha de descarga, que é utilizada apenas em casos específicos, tais como garantir o *shutdown* seguro do sistema [5].

É preciso ter em conta que o sistema de abastecimento de metanol tem algumas diferenças para os sistemas de abastecimento de combustíveis tradicionais, como já foi referido ao longo deste capítulo. Como se está a lidar com um combustível com baixo ponto de inflamação, é preciso ter um cuidado reforçado, pois o risco de explosão é mais elevado [5].

O armazenamento do metanol a bordo, pode ser feito em tanques prismáticos, tendo sempre atenção ao tipo de materiais utilizados, à posição, entre outros [5].

A figura 25 representa um exemplo de uma *bunkering station* com retorno de vapores.

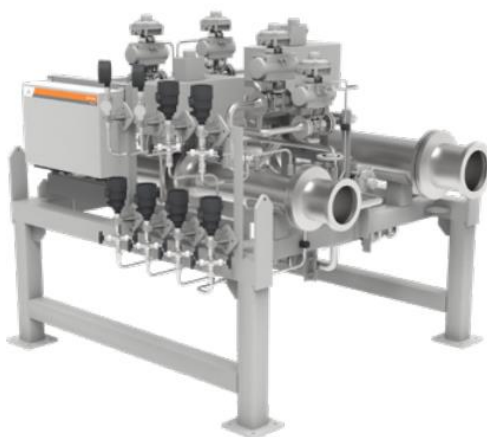


Figura 25: Exemplo de uma *bunkering station* com retorno de vapores [5].

A quantidade, o agrupamento e o posicionamento dos diferentes tipos de tanque a bordo é um estudo importante a ter em conta, para que se consiga desenvolver o sistema *MethanolPac* [5].

O conjunto de bombas de trasfega de metanol consiste em duas bombas, uma principal e outra *stand-by*, válvulas e instrumentos que permitam a trasfega [5].

A figura 26 representa um exemplo de um conjunto de bombas de trasfega.



Figura 26: Exemplo de um conjunto de bombas de trasfega [5].

Neste projeto é preciso ter em conta os seguintes tanques: tanques de armazenamento, tanques de *overflow*, tanques de serviço, tanques de dreno e tanques de *bilge* [5].

O processamento do combustível para os consumidores é o subsistema mais crítico, pois é responsável pela produção contínua de energia elétrica a bordo [5].

Este subsistema consiste em vários módulos, sendo que todos eles são projetados para a sua instalação na área de risco 1, de preferência devem ser instalados no mesmo espaço [5].

O primeiro módulo deste subsistema, é constituído pelos equipamentos de baixa pressão, tais como as bombas de circulação de combustível tanto para o *Fuel Valve Train*, como para a MFPU. As bombas de baixa pressão fazem a recirculação de parte do fluido de volta para o tanque de serviço. É necessário um permutador de calor, para manter a temperatura do metanol abaixo da temperatura de evaporação [5].

Como já foi referido anteriormente a FVT, é um conjunto importante neste módulo.

A figura 27 e a figura 28 representam, respetivamente, um exemplo de uma *Fuel Valve Train* e um exemplo de um módulo de baixa pressão.

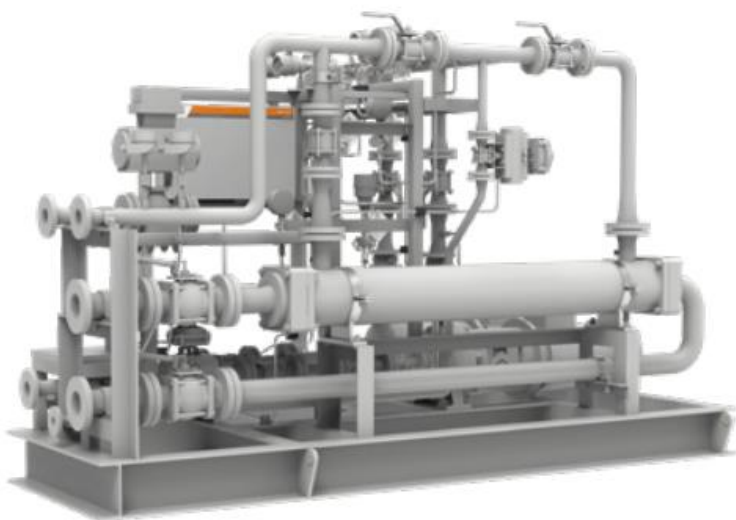


Figura 27: Exemplo do módulo de baixa pressão [5].



Figura 28: Exemplo de FVT [5].

O *software* da MFPU é desenvolvido e programado de acordo com os requisitos do motor, além disto, esta unidade deve ser instalada próximo da casa das máquinas, para evitar longas distâncias das tubagens [5].

O circuito de óleo da MFPU deve ser arrefecido, preferencialmente por um permutador de calor óleo/água que deve ser ligado a um circuito de água [5].

A figura 29 representa um exemplo de uma unidade de bomba de alta pressão de metanol.



Figura 29: Exemplo de MFPU [5].

Este sistema é todo automatizado, e consiste num controlador principal programável (PLC), que lida com os procedimentos normais e outro que lida com os procedimentos de emergência. Os requisitos de segurança têm de estar implementados de modo a facilitar a utilização aos operadores. Existem duas estações de operação deste sistema a bordo do navio, uma na casa das máquinas e outra na ponte [5].

As válvulas principais do sistema são acionadas pneumaticamente e controladas remotamente, através de solenoides fornecidos para os módulos principais. A interface homem-máquina, é de fácil utilização e pode ser operada de forma automática, semiautomática ou manual [5].

Para inertizar e purgar as linhas de combustível são necessários equipamentos auxiliares que têm de ser implementados a bordo. Um dos principais equipamentos que tem de ser implementado, é o gerador de nitrogénio (N_2) para ser utilizado na inertização de tanques e de linhas de combustível. É necessário implementar sistemas de deteção de fugas, tanto de vapores como de líquido, garantir uma boa ventilação nas áreas de risco, como por exemplo a casa do gerador de N_2 , entre outros espaços [5].

3.3. Custos associados à conversão para metanol

Para concluir se o metanol pode ser ou não uma alternativa viável aos combustíveis tradicionais, tem de se calcular os custos envolventes, desde a conversão de navios e motores, a novas construções, ao seu armazenamento, distribuição e produção. Os custos da conversão ou nova construção dependem de vários fatores tais como o tipo de navio, o seu tamanho e a sua rota [2]. O custo estimado para converter navios a *diesel* para *dual-fuel* metanol/*diesel* é de aproximadamente 250 € a 350 € / kW para motores de grande dimensão (10 a 25 MW), que comparando ao custo da conversão de navios para LNG, cerca de 1.000 € / kW, pode se concluir que é uma solução mais económica [2].



Na conversão deste tipo de instalações pode-se retirar equipamentos que não serão necessários quando se utiliza o metanol, tais como sistema de aquecimento de HFO e as respetivas depuradoras [2].

Como já foi referido, o custo da conversão do Stena Germanica foi de cerca de 13 milhões de euros, mas o projeto em si custou cerca de 22 milhões de euros, que inclui um tanque de armazenamento de metanol num terminal em que o navio atraca e a adaptação de uma barça para poder transportar e abastecer metanol ao navio [2].

Num navio-tanque em que os dois motores principais de 10 MW da MAN foram convertidos para poderem queimar metanol também, o custo total da conversão foi de 270€ / kW, sendo que esses motores foram convertidos pela primeira vez. Tal como o projeto anterior, as próximas conversões feitas pelos fabricantes indicados terão um custo menor [2].



4. Caso de estudo

Neste capítulo será efetuada uma análise comparativa dos custos de diferentes combustíveis marítimos nomeadamente o LSFO (*Low Sulfur Fuel Oil*), o bio e o E-metanol e por fim o LNG (gás natural liquefeito), de modo a verificar se a utilização do metanol é uma alternativa economicamente viável para as empresas do setor marítimo.

Será efetuada uma estimativa de custos de 2023 até 2050, de modo a verificar qual a melhor aposta para o futuro, seja em termos económicos como ambientais.

Serão analisados três cenários, o primeiro é uma simulação sem quaisquer custos de emissões e com um custo baixo de eletricidade, o cenário seguinte consiste numa simulação com uma taxa de emissões de 200 dólares americanos por tonelada de CO₂ emitida e com um custo de eletricidade elevado. Por fim, o último cenário inclui o custo elevado de eletricidade, a taxa mais elevada de emissões, ou seja, 500 dólares americanos por tonelada de CO₂ emitida [22].

Para a realização destes cenários de estudo foi utilizado a Ferramenta de Cálculo de Custo de Combustível que tem a possibilidade de calcular o custo de produção detalhado de combustíveis sustentáveis e compará-los com combustíveis fósseis, para isso foi utilizado um cenário de crescimento do comércio simulado no modelo de simulação *NavigaTE* do Centro *Maersk Mc-Kinney Møller* para transporte marítimo zero carbono, em que projeções até 2050 são executadas para determinar as reduções necessárias de emissões de GEE para cumprir as metas de 2030 e 2040 e a ambição de 2050 [22].

Essas projeções são traduzidas em estimativas de consumo de energia em termos de óleo combustível com baixo teor de enxofre (LSFO) equivalente, pois como os valores de poder calorífico diferem entre os combustíveis é necessário fazer esse ajuste, para medir as reduções de consumo de energia fóssil necessárias para alcançar os pontos de verificação [22].

As projeções apresentadas são de custo de produção e não de preço final de venda. É necessário mencionar que, no caso do bio metanol e do E-metanol, os custos das matérias-primas e da eletricidade estão incluídos, e no caso dos combustíveis fósseis, as projeções são baseadas nos preços de mercado [22].

4.1. Modelo de simulação *NavigaTE*

O modelo *NavigaTE* foi construído para fornecer informações baseadas em dados para ajudar e, quem sabe, facilitar a tomada de decisões. Para permitir informações baseadas em dados sobre a transição para o transporte marítimo com zero emissões de carbono, o Centro *Mærsk Mc-Kinney Møller* para transporte marítimo zero carbono desenvolveu um modelo techno-económico, o *NavigaTE*. O principal objetivo do desenvolvimento do modelo foi integrar conhecimentos de várias disciplinas funcionais dentro da cadeia de valor do transporte marítimo [23].



A figura 30 representa o impacto na descarbonização dos vários elementos que o modelo *NavigaTE* considera essenciais para este estudo.

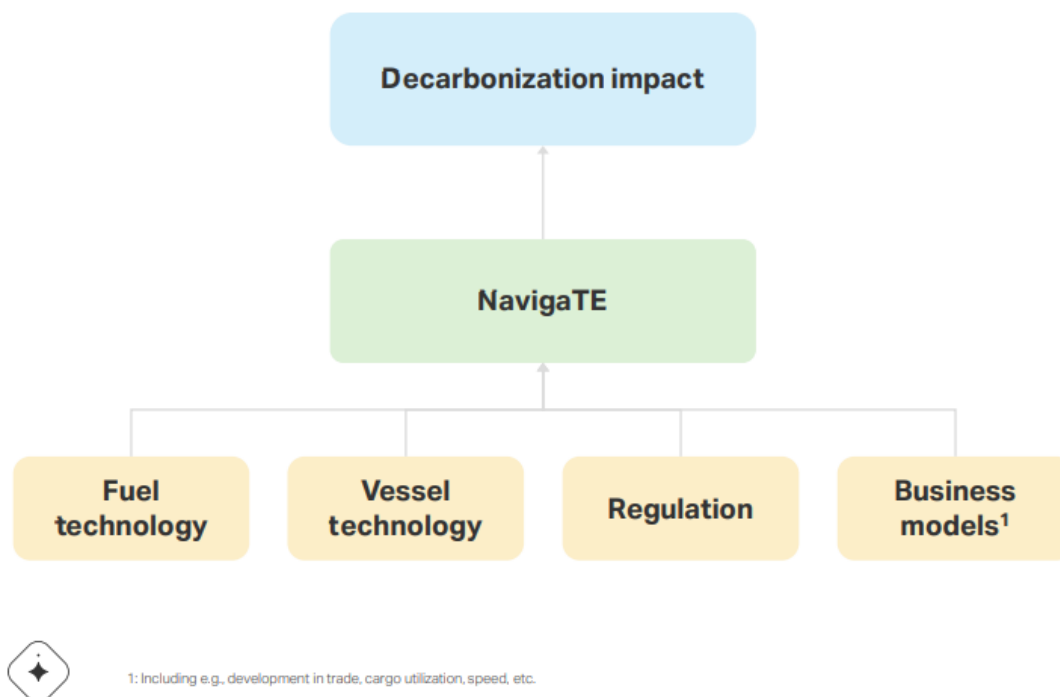


Figura 30: Impacto de vários elementos na descarbonização é quantificado pelo modelo *NavigaTE* [23].

Este modelo descreve a cadeia de valor do transporte marítimo desde a matéria-prima até à produção de combustível, logística e navios. É utilizado para várias tarefas, incluindo estimativas globais de desenvolvimento da frota, adoção de combustíveis, impacto das regulamentações e emissões esperadas resultantes. O *NavigaTE* utiliza métodos gerais para prever comportamentos humanos complexos e não leva em conta todas as opções possíveis, por esse motivo, os resultados devem ser interpretados qualitativamente e não quantitativamente [23].

De modo a perceber o funcionamento do modelo *NavigaTE*, é necessário entender o fluxo de trabalho do modelo ao seu redor. O primeiro passo do fluxo de trabalho do modelo é recolher dados. Esses dados são recolhidos de parceiros da indústria, bancos de dados e literatura. De seguida, os dados são verificados quanto à qualidade, analisados e condensados num conjunto de premissas do modelo pelos especialistas do Centro. Tendo por base essas premissas, o modelo efetua uma previsão de como as empresas na cadeia de valor marítima se irão comportar. Por fim, os resultados são analisados e colocados num contexto mais amplo pelos especialistas [23].

A figura 31 representa o fluxo de trabalho do modelo *NavigaTE*, desde a análise de dados e resultados, até aos pressupostos e simulações executadas pelo modelo.

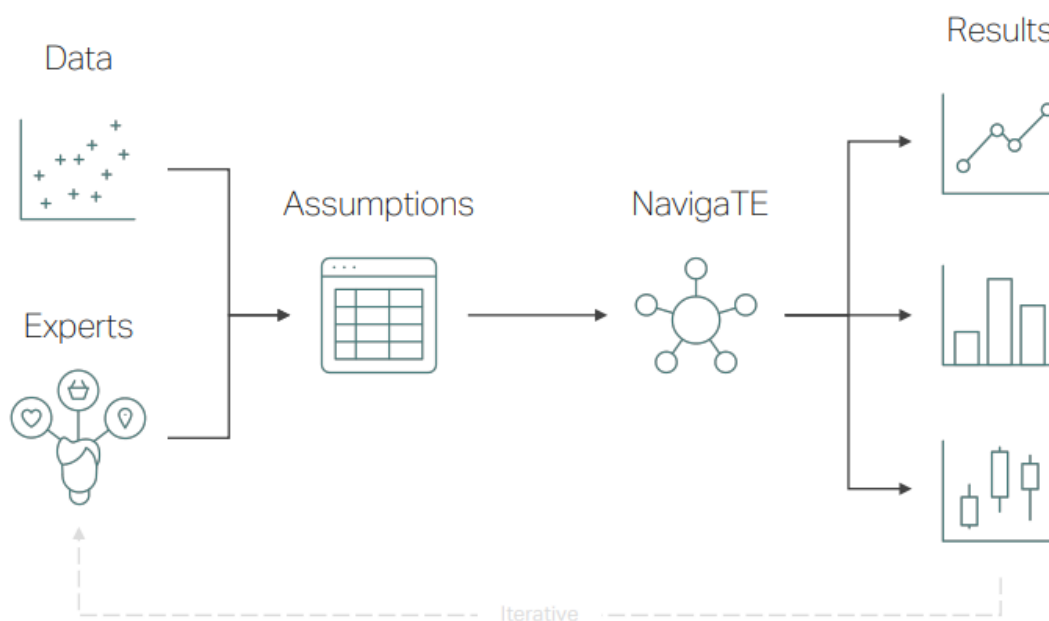


Figura 31: Fluxo de trabalho ilustrativo do modelo de transição em torno do *NavigaTE* [23].

Como já foi referido, o modelo de simulação *NavigaTE* está dividido em duas vertentes, as escolhas de modelos e as premissas. A escolha de modelos é um termo utilizado para descrever escolhas tomadas pelos desenvolvedores de modelos, e consiste nas equações utilizadas nos diferentes cálculos. Por outro lado, as premissas é um termo utilizado para descrever os valores e parâmetros passados para o simulador, variando conforme os diferentes cenários obtidos [23].

A figura 32 representa o exemplo de escolhas de modelos e pressupostos para serem utilizados na simulação.

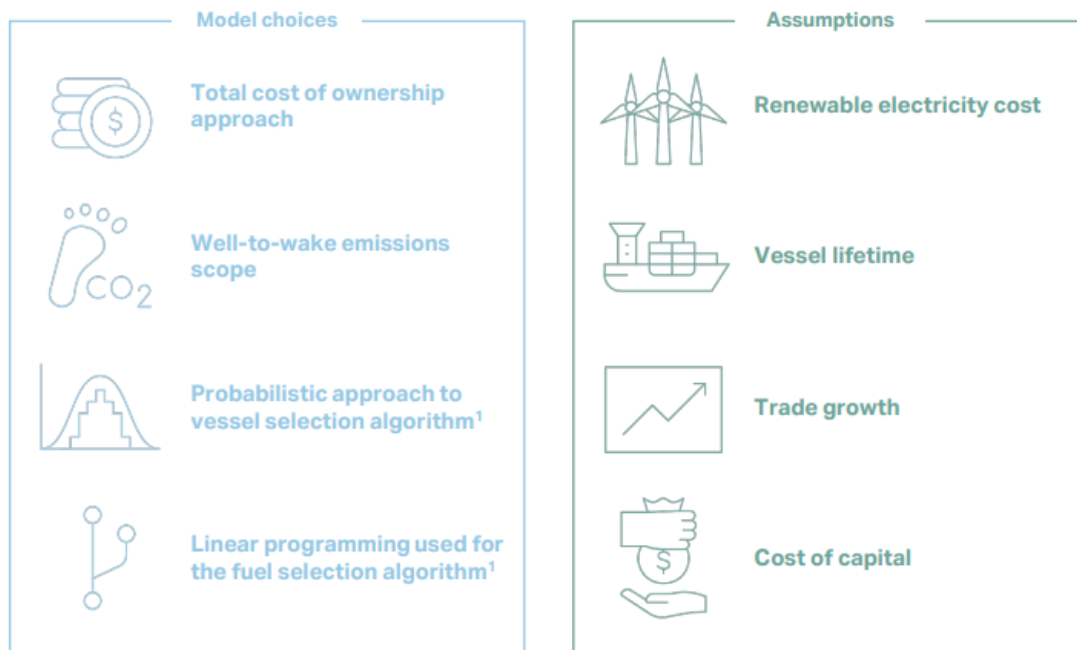


Figura 32: Exemplo de escolhas de modelos e pressupostos [23].

Neste trabalho, como já foi referido, serão modelados, numa abordagem ascendente, o custo dos combustíveis e as emissões *well-to-wake*, emissões relacionadas com cada etapa do ciclo de vida de um combustível, desde a sua produção até ser utilizado para abastecer o navio, esta análise é também conhecida como análise do ciclo de vida [24].

Esta abordagem compreende três componentes principais: a matéria-prima, os processos de produção, e por fim, os próprios combustíveis. A matéria-prima refere-se aos componentes obtidos nos processos químicos da produção dos combustíveis que se presume estar disponível no mercado, sendo que terá um custo e emissões associadas. Os processos de produção terão um *Capex* (despesas de capital) e um *Opex* (despesas de operação, custo de manutenções e reparações, custo do combustível e custo de seguros, entre outros) associados, assim como uma procura de energia e emissões associadas. Por fim, os combustíveis são o resultado desses processos, podendo ser combustíveis intermédios utilizados como matérias-primas de outros processos ou combustíveis utilizados nos navios. Sendo então que os seus custos e emissões estão agregados às matérias-primas e aos respetivos processos de produção [7, 23].

Como exemplo, a figura 33 apresenta o cálculo ascendente para a produção de E – metanol, que inclui desde a matéria-prima, os processos de produção e o próprio combustível.

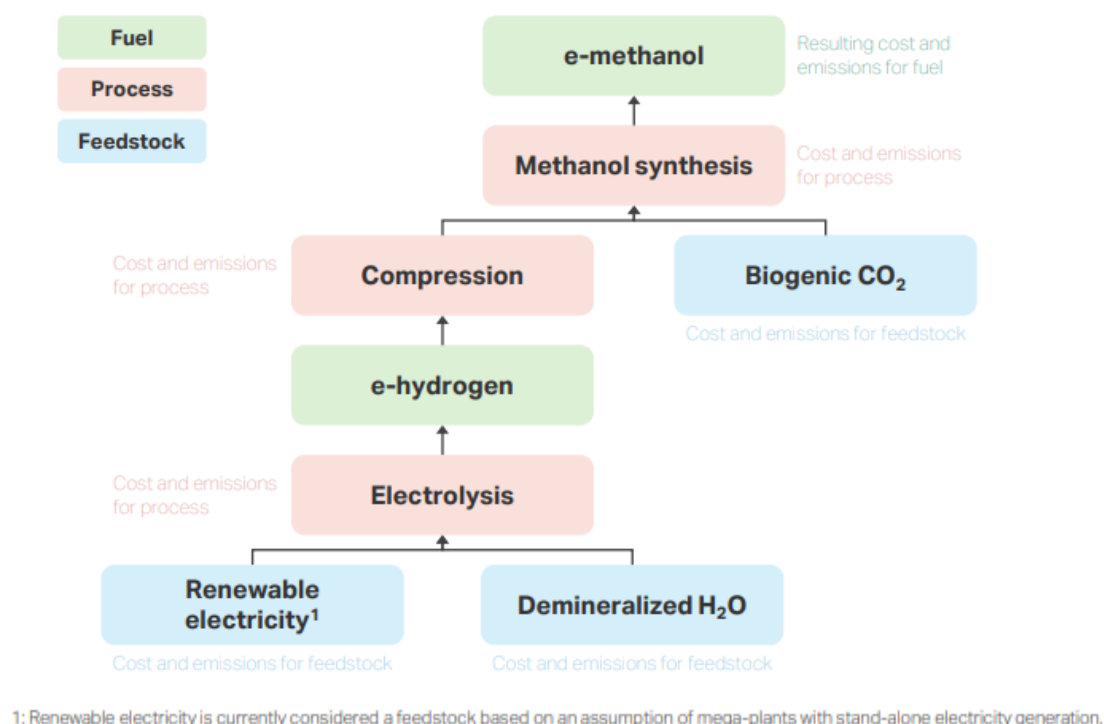


Figura 33: Cálculo ascendente para a produção de E - metanol [23].

Neste modelo é possível escolher qual a região que se quer analisar, havendo também a possibilidade de se realizar uma análise global. Na presente tese irão ser considerados os custos de produção na Europa. Os parâmetros regionais incluem custos de matéria-prima que englobam custos de eletricidade renovável e custos de biomassa, custos de combustíveis fósseis, suposições de disponibilidade de combustível entre outros. Por outro lado, os parâmetros globais estão relacionados com as instalações de produção de combustível (custos e eficiências), fatores de emissão, finanças entre outros [23].

A figura 34 representa exemplos de parâmetros regionais e exemplos de parâmetros globais.

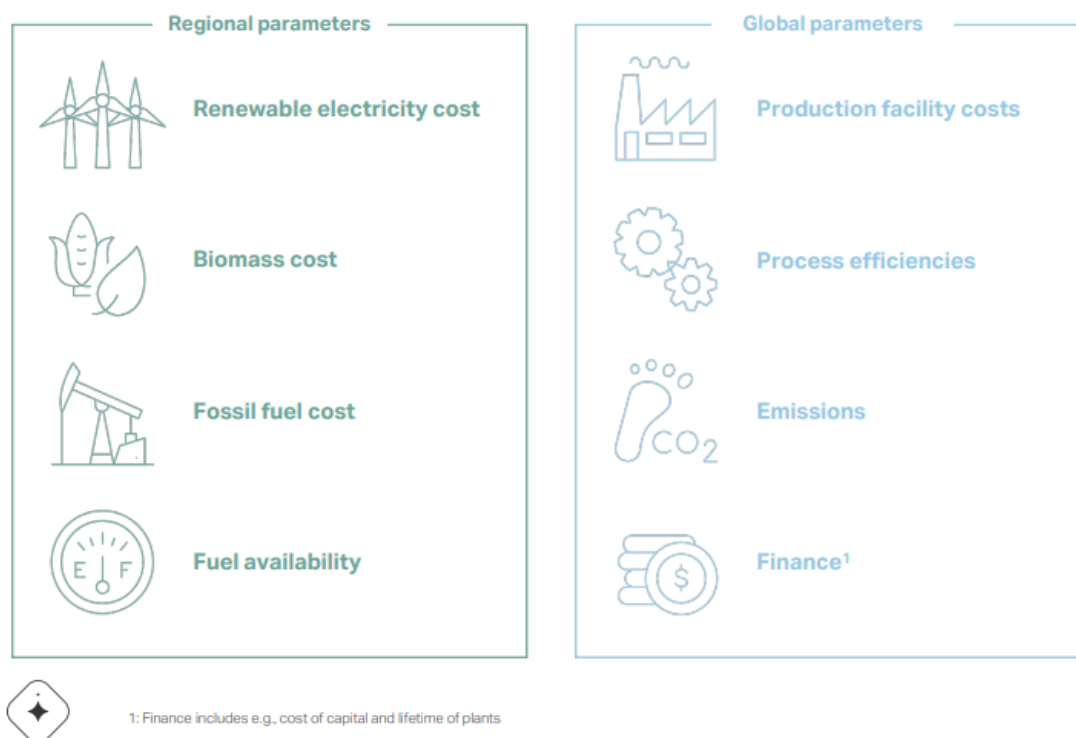


Figura 34: Exemplos de parâmetros regionais e parâmetros globais [23].

É importante referir que o fornecimento de combustíveis é presumido estar incluído nos custos de combustível.

A priorização é baseada em cálculos aproximados do impacto esperado das decisões em cada categoria para a transição global da frota.

A disponibilidade de qualquer combustível específico é determinada pela capacidade de produção desse combustível, e isso está incluído neste modelo de simulação *NavigaTE* e pode ser implementado de diferentes maneiras [23].

4.1.1. Cadeia de fornecimento dos combustíveis estudados - Consumo de energia e respetivas emissões

Neste capítulo serão apresentadas as cadeias de fornecimento dos combustíveis em análise, onde serão observadas e comparadas emissões de CO₂ e consumo de energia. Em primeiro lugar será feita a análise do E – metanol, de seguida do bio metanol, posteriormente será o LNG e por fim será o LSFO.

Na figura 35 está representada a cadeia de fornecimento do E – metanol, onde se consegue verificar as quatro etapas desta cadeia assim como os processos que integram cada etapa [23].

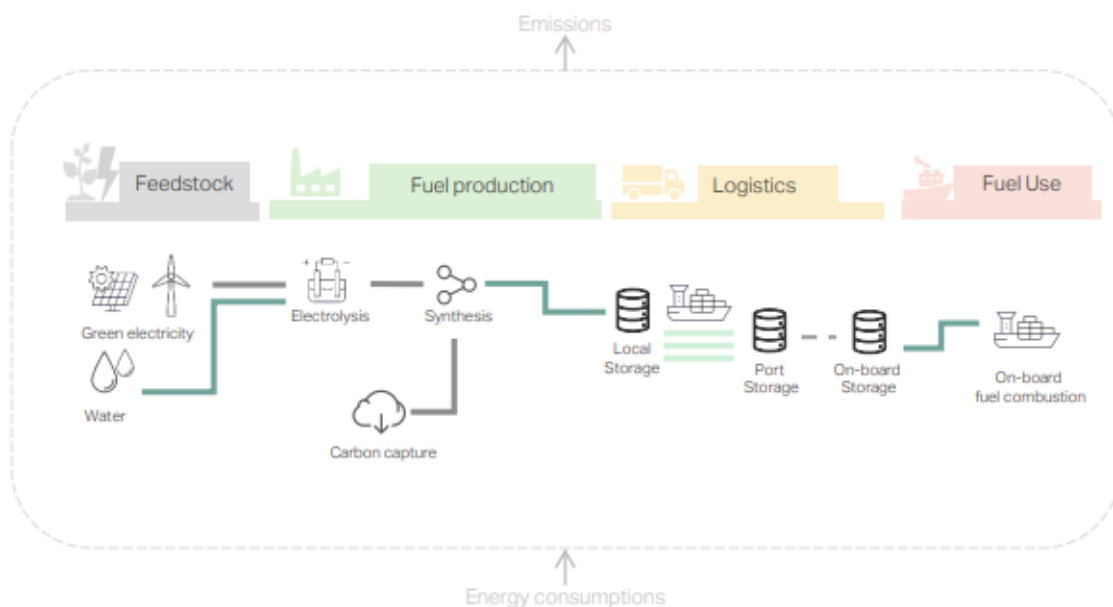


Figura 35: Etapas da cadeia de fornecimento do E – metanol [23].

As emissões de CO₂ emitidas resultantes da cadeia de E – metanol podem ser divididas pelas quatro etapas da cadeia de fornecimento, de modo que se analise todos esses processos e se consiga verificar onde e qual a quantidade de CO₂ emitida em cada etapa. A análise efetuada teve por base os seguintes pressupostos:

- 3ª etapa da cadeia de fornecimento - petroleiro a uma velocidade de 12 nós, emite 0,375 toneladas de CO₂ por metro cúbico da atmosfera por ano com uma distância percorrida de 3.734 km, com uma duração de viagem de 7 dias e uma utilização da capacidade total de 40% para contabilizar o retorno vazio e as operações de carga/descarga.
- A produção de combustível assume a seguinte estequiometria: 1,50 kgCO₂/kg de metanol produzido.
- O modelo de simulação *NavigaTE* assume a captura direta do ar como meio de fornecimento de CO₂: -69,1 kgCO₂eq/GJ, o que significa que está a ser retirado CO₂ diretamente do ar, portanto não existem emissões associadas ao transporte de CO₂, assumindo que a DAC está localizada perto da instalação de produção.
- Assume-se que a síntese de metanol não gera emissões com base no consumo de energia proveniente de fontes renováveis [23].

Na figura 36 estão representados os valores de consumo de energia e de emissões de CO₂, relativos ao E – metanol. Pode-se observar os valores desde a produção da matéria-prima, da produção do próprio combustível, a sua distribuição e por fim a sua combustão.

Verifica-se, neste caso, que a maior parte da energia consumida advém do processo de eletrólise e que relativamente às emissões de CO₂, o E – metanol emite praticamente 69,1 kgCO₂eq/ton de metanol quando utilizado a bordo.



Unit Process	Sub unit process	Parameter	Value	Unit
Feedstock production	Green electricity	Energy consumption	0	MWh/ton _{MeOH}
Feedstock production	Water	Energy consumption	0	MWh/ton _{MeOH}
Feedstock production	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0	tonCO ₂ eq/ton _{MeOH}
Fuel Production	Electrolysis	Energy consumption	53,4	kWh/kg _{H₂}
Fuel Production	Methanol Synthesis	Energy consumption	0	MWh/ton _{MeOH}
Fuel Production	Carbon capture (DAC)	Energy consumption	3,0	MWh/ton _{CO₂}
Fuel Production	Carbon capture (DAC and PS)	CO ₂ eq emissions	-1,38	tonCO ₂ eq/ton _{MeOH}
Fuel Production	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0	tonCO ₂ eq/MWh
Fuel Logistics	Local storage	Energy consumption	0	kWh/kg _{MeOH}
Fuel Logistics	Fuel transport	Energy consumption	0	Ton _{fuel} /voyage
Fuel Logistics	Port storage	Energy consumption	0	kWh/kg _{MeOH}
Fuel Logistics	Onboard storage	Energy consumption	0	Ton _{fuel} /kg _{MeOH}
Fuel Logistics	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0,032	tonCO ₂ eq/ton _{MeOH}
Fuel use	Onboard combustion	CO ₂ eq emissions	69,1	kg CO ₂ eq/GJ

Figura 36: Inventário *well-to-wake* relativo ao E – metanol [23].

A figura 37 representa a evolução das emissões *well-to-wake* relativas ao consumo de E-metanol, de 2020 a 2050. Verifica-se que em 2025 é esperado um valor de 0,8 kgCO₂eq/GJ e em 2050 espera-se uma redução para 0,1 kgCO₂eq/GJ.

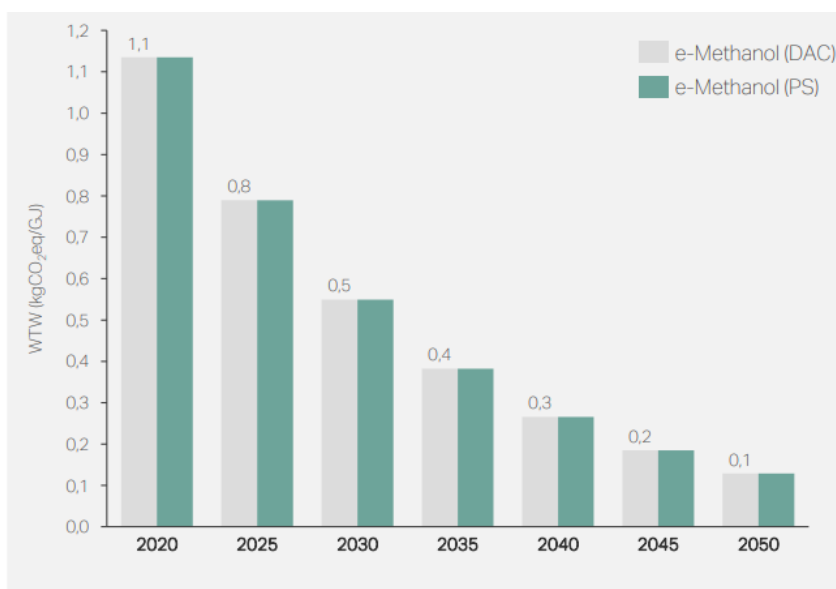


Figura 37: Emissões *well-to-wake* relativas ao E - metanol [23].



Na figura 38 está representada a cadeia de fornecimento do bio metanol, onde se consegue verificar as quatro etapas desta cadeia assim como os processos integrados em cada etapa [23].

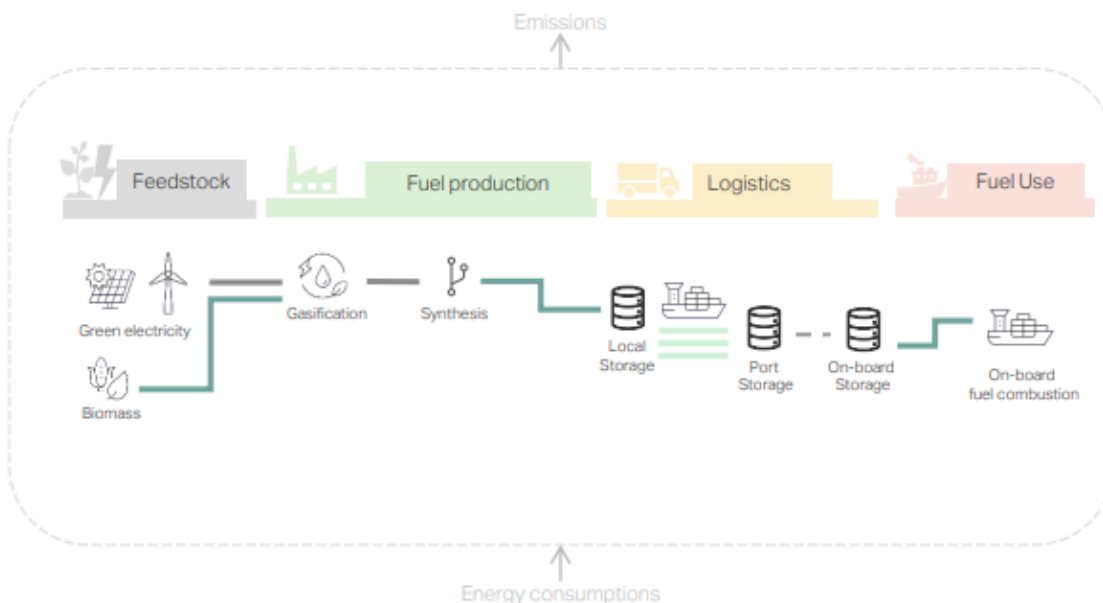


Figura 38: Cadeia de fornecimento do bio metanol [23].

As emissões de CO₂ emitidas resultantes da cadeia de bio metanol podem ser divididas pelas quatro etapas da cadeia de fornecimento, de modo que se analise todos esses processos e se consiga verificar onde e qual a quantidade de CO₂ emitida em cada etapa. A análise efetuada teve por base os seguintes pressupostos:

- 3ª etapa da cadeia de fornecimento - petroleiro a uma velocidade de 12 nós, emite 0,375 toneladas de CO₂ por metro cúbico da atmosfera por ano com uma distância percorrida de 5.334 km, com uma duração de viagem de 10 dias e uma utilização da capacidade total de 40% para contabilizar o retorno vazio e as operações de carga/descarga.
- A densidade do bio metanol é de 792 kg/m³.
- A produção de combustível assume a conversão de 2,42 toneladas de biomassa seca lenhosa por tonelada de bio metanol.
- Assume-se que o CO₂eq biogénico capturado no crescimento da biomassa é de - 69,1 kgCO₂eq/GJ. Este valor não muda até 2050 [23].

Na figura 39 estão representados os valores de consumo de energia e de emissões de CO₂, relativos ao bio metanol. Pode-se observar os valores desde a produção da matéria-prima, da produção do próprio combustível, a sua distribuição e por fim a sua combustão.



Verifica-se, neste caso, que a maior parte da energia consumida advém do processo de síntese do metanol e que relativamente às emissões de CO₂, o bio metanol emite praticamente 69,10 kgCO₂eq/ton de metanol quando utilizado a bordo.

Unit Process	Sub unit process	Parameter	Value	Unit
Feedstock production	Green electricity	Energy consumption	0	MWh/ton _{CH₃OH}
Feedstock production	Woody biomass	CO ₂ eq emissions	0,09	tonCO ₂ eq/ton _{biomass}
Feedstock production	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0	tonCO ₂ eq/ton _{CH₃OH}
Fuel Production	Gasification	Energy consumption	0	MWh/ton _{CH₃OH}
Fuel Production	Methanol Synthesis	Energy consumption	0,53*	MWh/ton _{CH₃OH}
Fuel Production	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0	tonCO ₂ eq/MWh
Fuel Logistics	Local storage	Energy consumption	0	kWh/kg _{CH₃OH}
Fuel Logistics	Fuel transport	Energy consumption	0	Ton _{fuel} /voyage
Fuel Logistics	Port storage	Energy consumption	0	kWh/kg _{CH₃OH}
Fuel Logistics	Onboard storage	Energy consumption	0	Ton _{fuel} /kg _{CH₃OH}
Fuel Logistics	Energy consumption	CO ₂ eq emissions	0,032	tonCO ₂ eq/ton _{CH₃OH}
Fuel use	Onboard combustion	CO ₂ eq emissions	69,10	kgCO ₂ eq/GJ

*Combined demand for gasification and methanol synthesis.

Figura 39: Inventário *well-to-wake* relativo ao bio metanol [23].

A figura 40 representa a evolução das emissões *well-to-wake* relativas ao consumo de bio metanol, de 2020 a 2050. Verifica-se que em 2025 é esperado um valor de 10,4 kgCO₂eq/GJ e em 2050 espera-se uma redução para 1,3 kgCO₂eq/GJ.

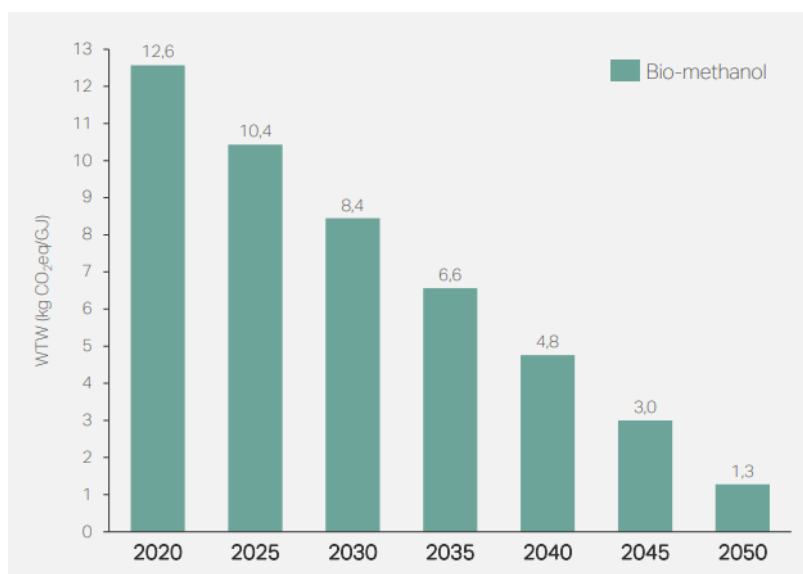


Figura 40: Emissões *well-to-wake* relativas ao bio metanol [23].



Relativamente ao Gás Natural Liquefeito (LNG), foram executadas duas análises, a primeira relativa às emissões *well-to-tank*, que correspondem à produção do combustível e de seguida foi executada outra análise correspondente à utilização do combustível a bordo, relativa às emissões *tank-to-wake*, como se pode observar na figura 41. Este estudo foi realizado desta forma pelos investigadores do modelo de simulação.

Os valores de emissões de 2050 consideram melhorias da tecnologia dos motores e do uso de células de combustível [23].

Parameter	Value	Unit
Fuel Production (Well-to-Tank)	20,48	kgCO ₂ eq/GJ
Fuel use (Tank-to-Wake)	64,0	kgCO ₂ eq/GJ

Figura 41: Valores de emissões relativos à produção e utilização do LNG [23].

A figura 42 representa a evolução das emissões *well-to-wake* relativas ao consumo de LNG, de 2020 a 2050. Podemos observar que os valores não apresentam um decréscimo muito acentuado, 79,2 relativos a 2025 e 76,7 relativos 2050.

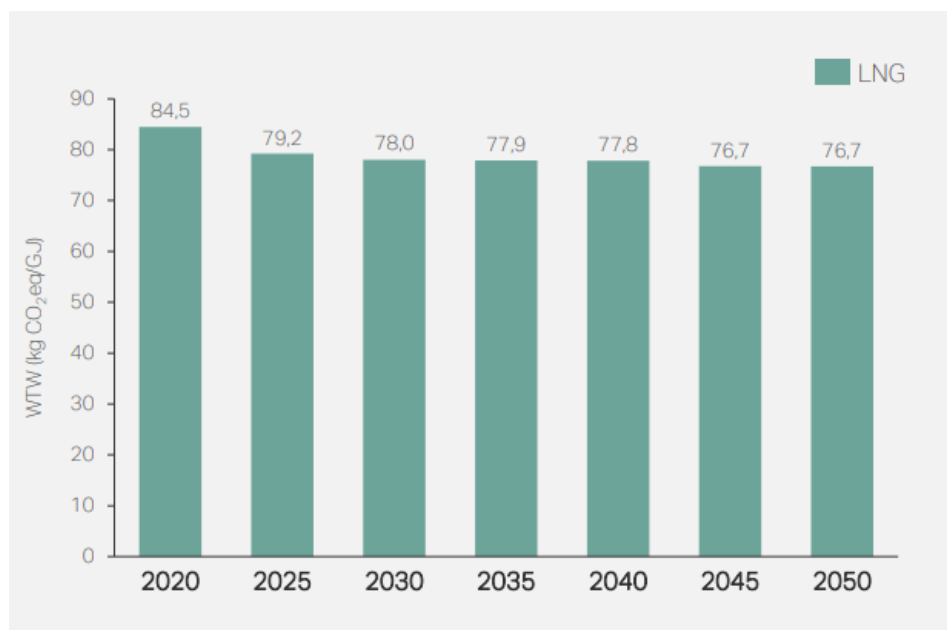


Figura 42: Emissões *well-to-wake* relativas ao LNG [23].

Para o LSFO, foram executadas igualmente duas análises, a primeira relativa às emissões *well-to-tank*, que correspondem à produção do combustível e de seguida foi executada outra análise correspondente à utilização do combustível a bordo, relativa às emissões *tank-to-wake*, como se pode observar na figura 43, que representa os valores de ambos os parâmetros já referidos.



Comparando com os valores de emissões relativos à utilização LSFO com os de LNG verifica-se que o LSFO tem um acréscimo de cerca de 16 kgCO₂eq/GJ.

Parameter	Value	Unit
Fuel Production (Well-to-Tank)	15,9	kgCO ₂ eq/GJ
Fuel use (Tank-to-Wake)	80,1	kgCO ₂ eq/GJ

Figura 43: Valores de emissões relativos à produção e utilização do LSFO [23].

Os dados recolhidos relativamente ao LSFO estão representados na figura 44, e podemos verificar que os valores em trinta anos se mantêm inalterados, 96,0 kgCO₂eq/GJ, o que significa que com este combustível não iremos atingir os objetivos esperados para 2050.

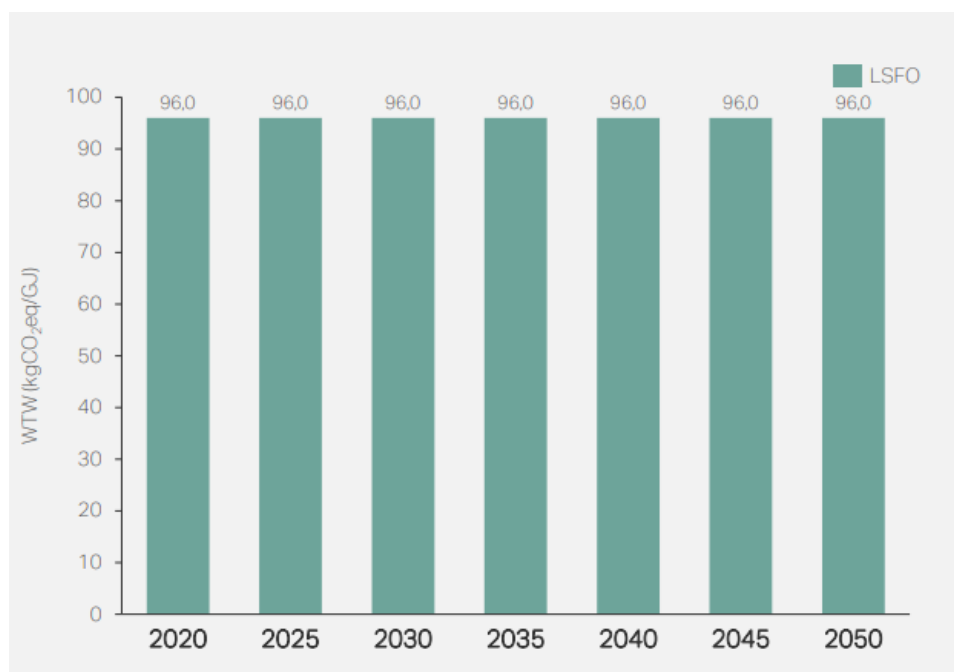


Figura 44: Emissões *well-to-wake* relativas ao LSFO [23].

4.2. Cenário I - Simulação sem custos de emissões e com um custo baixo de eletricidade

Neste primeiro cenário de estudo efetuou-se uma simulação, utilizando o modelo de simulação *NavigaTE*, como já foi referido anteriormente, que consiste em pressupor os custos de produção, em detalhe, dos combustíveis já mencionados, de 2023 até 2050. Nesta primeira simulação não constam os custos relativos às emissões de CO₂ e tem-se em conta um baixo custo de eletricidade, que difere todos os anos, começando em 48 dólares americanos/MWh até aos 26 dólares americanos/MWh, sendo valores relativos à Europa [38].



O gráfico 8 representa, no eixo vertical o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e no eixo horizontal os anos desde 2023 até 2050, de modo a realizar-se uma análise mais completa.

Verifica-se que a partir de 2030 se espera um decréscimo acentuado dos custos de produção dos combustíveis renováveis, por outro lado os combustíveis fósseis apresentam custos de produção praticamente constante, entre 2030 e 2050.

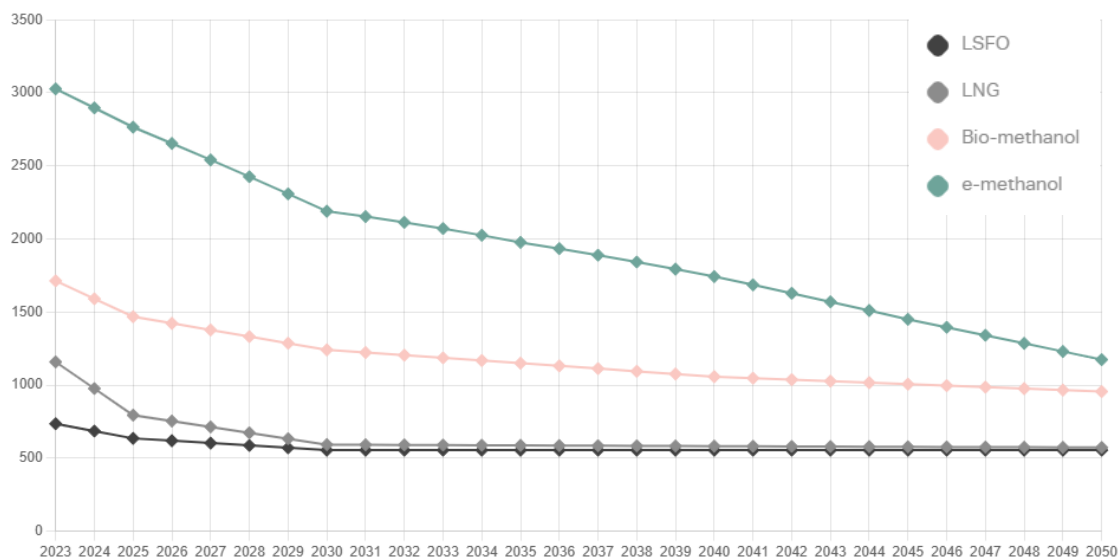


Gráfico 8: Simulação do custo de produção dos combustíveis sem custo de emissões e com um baixo custo de eletricidade [25].

De seguida serão analisados três gráficos que representam em detalhe os custos de produção de cada combustível, desde o custo da matéria-prima, o custo da energia, o custo financeiro, o *Opex* e o *Capex*, para os anos 2023, 2030 e 2050. Neste caso não teremos o custo de emissões representado pois, como já foi referido, nesta simulação não existem custos relacionados com as emissões.

O gráfico 9 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2023. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, isto é devido à diferença que o bio metanol e o E – metanol têm em comparação com o LSFO, menor poder calorífico, o que faz com que seja necessário maior quantidade de metanol para obter a mesma energia que uma tonelada de LSFO.

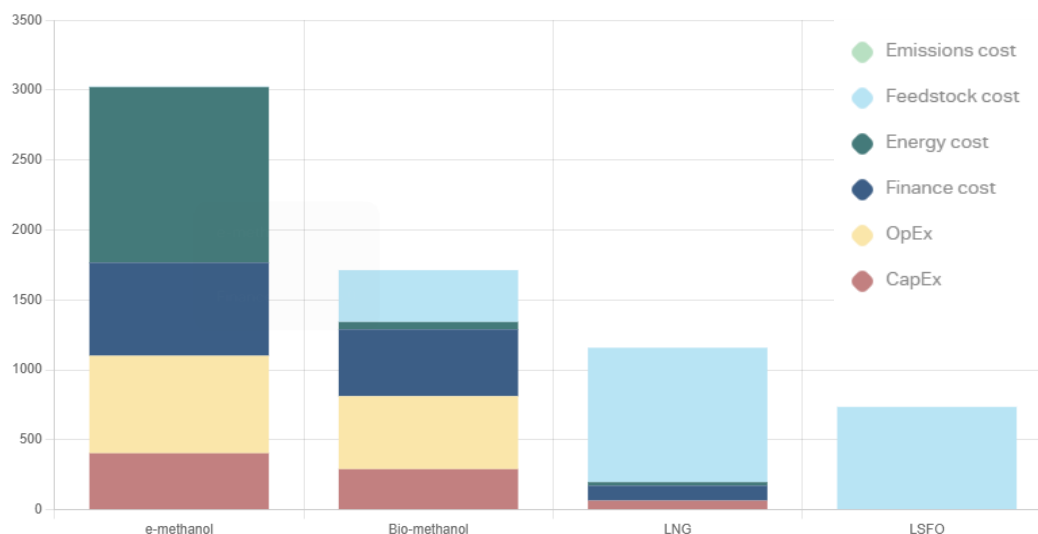


Gráfico 9: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [26].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Como é um valor muito baixo, não se consegue observar no gráfico 9.
- Tem um custo de energia de 1.254,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- Apresenta um custo financeiro de 665,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 697,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 403,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 370,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 52,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo financeiro de 478,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 521,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 289,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 961,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 24,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo financeiro de 107,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim, apresenta um custo de *Capex* de cerca de 65 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “baseline” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apenas apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 735,4 dólares americanos/tonelada de LSFO.

O gráfico 10 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2030. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Foi escolhido este ano de 2030, pois como foi referido anteriormente é um ano onde existirá um grande decréscimo no custo de produção dos combustíveis renováveis.

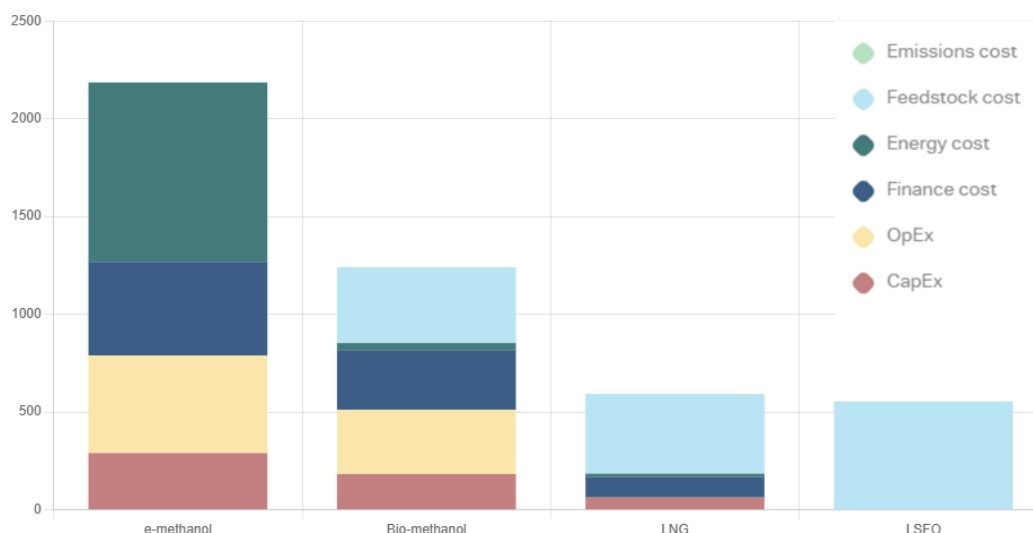


Gráfico 10: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [27].



Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 10, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo de energia de 916,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- Apresenta um custo financeiro de 479,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 498,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 290,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 388,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 38,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo financeiro de 301,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 329,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 182,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 18,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo financeiro de 103,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente que representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 62,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apenas apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 554,4 dólares americanos/tonelada de LSFO.



O gráfico 11 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2050. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

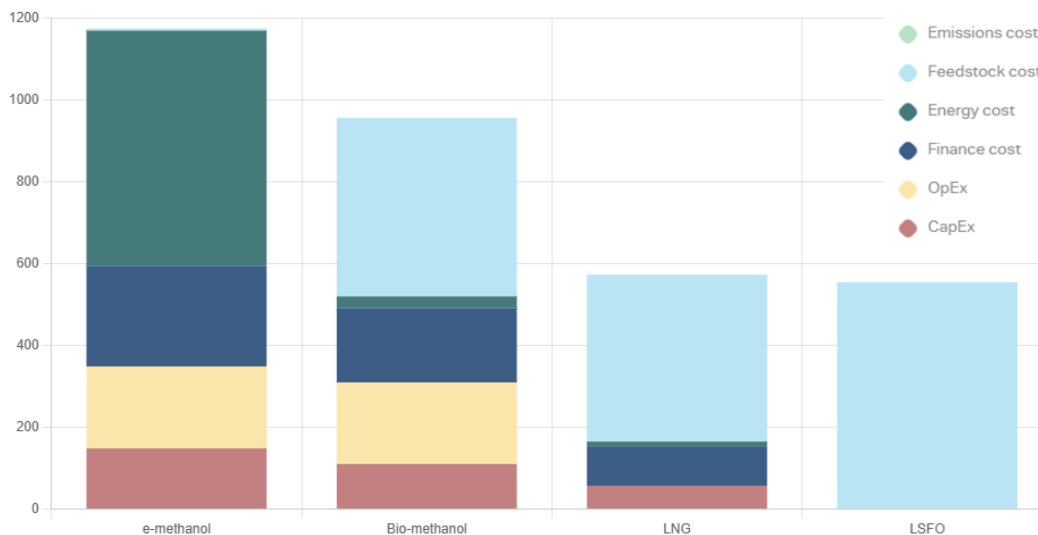


Gráfico 11: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [28].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 11, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo de energia de 575,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- Apresenta um custo financeiro de 245 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 200,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 148,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 435,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 28,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



- Apresenta um custo financeiro de 182,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 198,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 110,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Apresenta um custo relacionado com a matéria prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 13,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo financeiro de 94,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 57,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apenas apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 554,4 dólares americanos/tonelada de LSFO, mantendo o valor de 2030.

4.3. Cenário II - Simulação com custo de 200 USD/tonelada de CO₂ (custo médio) de emissões e com um custo elevado de eletricidade

Neste segundo cenário de estudo efetuou-se uma simulação, utilizando novamente o modelo de simulação *NavigaTE*, onde são simulados custos de produção, dos combustíveis já mencionados, de 2023 a 2050. Nesta segunda simulação assume-se um custo médio de 200 dólares americanos/tonelada de CO₂ emitida e tem-se em conta um elevado custo de eletricidade, que difere todos os anos, começando em 62 dólares americanos/MWh até aos 40 dólares americanos/MWh, sendo valores relativos à Europa [38].

O gráfico 12 representa, no eixo vertical o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e no eixo horizontal os anos desde 2023 até 2050, de modo a realizar-se uma análise mais completa. Verifica-se que em 2030 existe um grande decréscimo do custo de produção dos combustíveis renováveis, por outro lado os combustíveis fósseis apresentam um custo de produção praticamente constante, entre 2030 e 2050. Podemos observar que a partir de 2030 o custo de produção do bio metanol será mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis e que em 2050 o custo de produção do E – metanol será muito próximo do custo de produção dos combustíveis não renováveis.

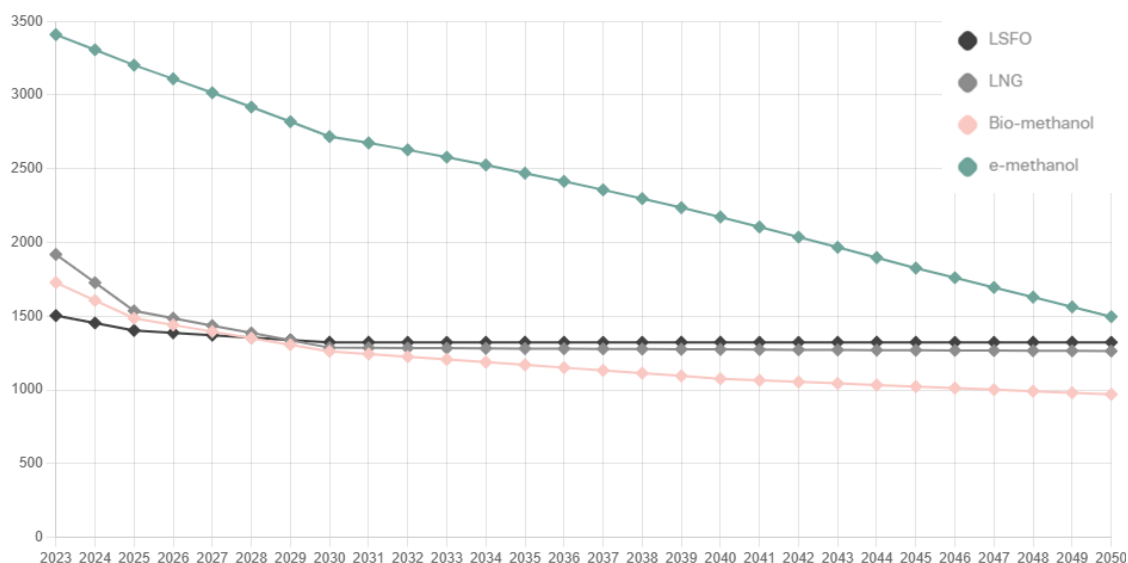


Gráfico 12: Simulação do custo de produção dos combustíveis com um custo médio de emissões e com um elevado custo de eletricidade [29].

De seguida serão analisados três gráficos que representam em detalhe os custos de produção de cada combustível, desde o custo da matéria-prima, o custo da energia, o custo financeiro, o *Opex* e o *Capex*, para os anos 2023, 2030 e 2050. Neste caso já teremos o custo de emissões representado.

O gráfico 13 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2023. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

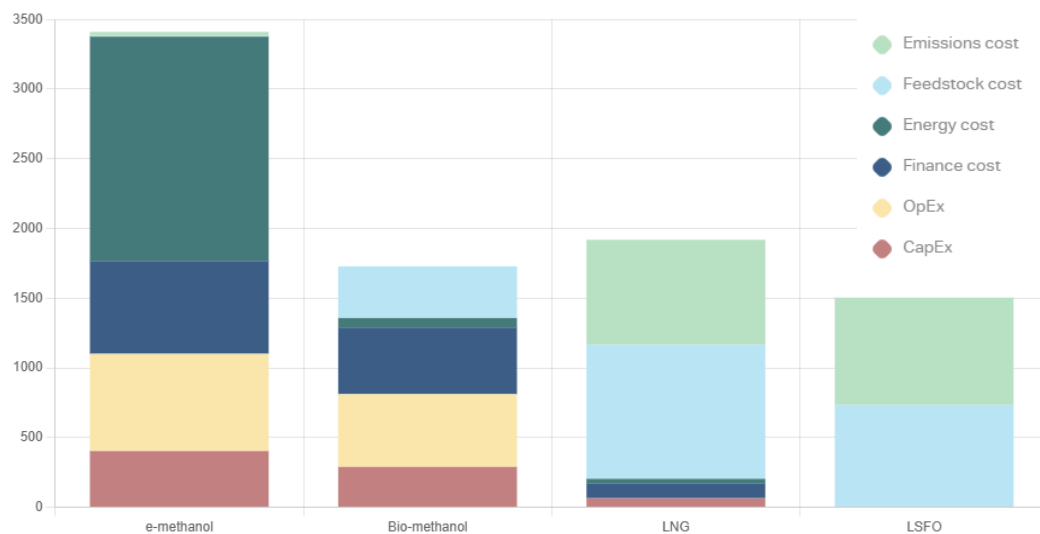


Gráfico 13: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [30].



Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 13, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 27,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 1.609,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- Apresenta um custo financeiro de 665,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 697,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 403,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 370,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 67,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo financeiro de 478,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 521,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 289,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 753,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria prima de cerca de 961,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 31,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo financeiro de 107,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 65 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.



O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 735,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 768,7 dólares americanos/tonelada de LSFO.

O gráfico 14 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2030. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

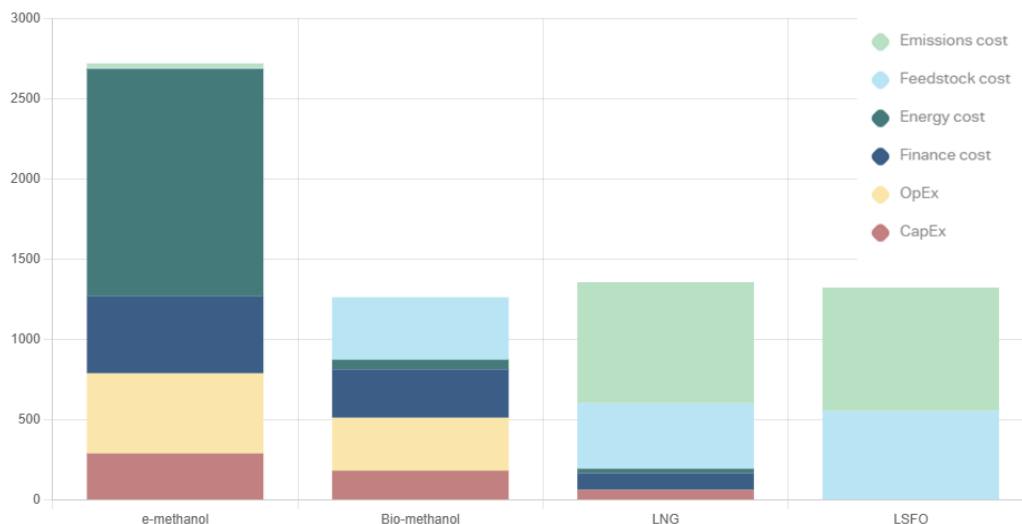


Gráfico 14: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [31].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 14, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 27,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 1.417,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 479,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 498,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 290,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 388,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 60,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 301,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 329,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 182,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 753,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 28,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 103,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 62,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria prima de cerca de 554,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 768,7 dólares americanos/tonelada de LSFO.

O gráfico 15 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2050. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

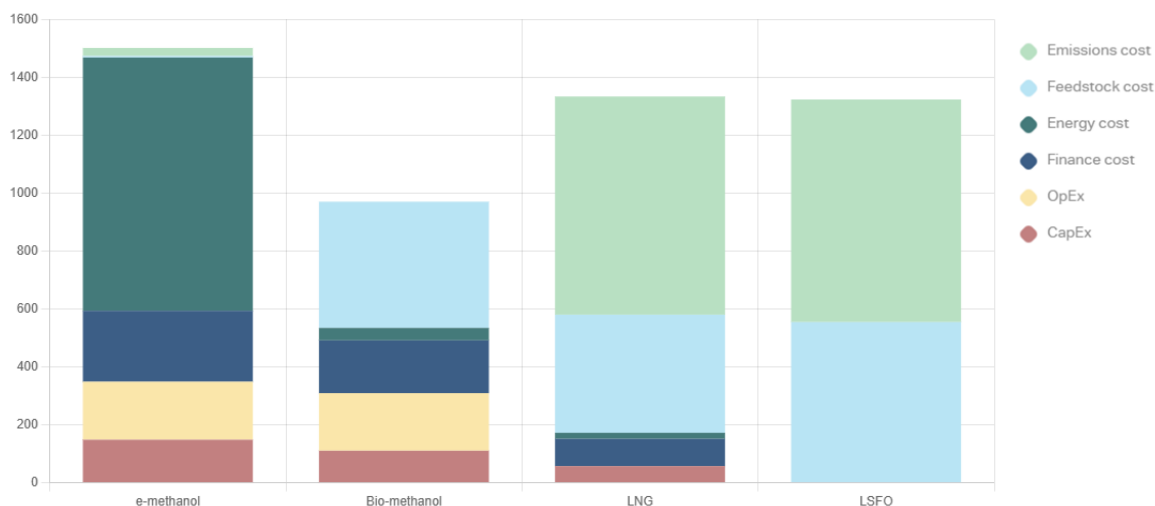


Gráfico 15: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [32].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 15, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 27,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 874,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 245 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 200,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 148,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 435,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 42,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 182,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 198,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 110,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 753,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 20,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 94,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 57,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 554,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 768,7 dólares americanos/tonelada de LSFO, mantendo os valores de 2030.

4.4. Cenário III - Simulação com custo de 500 USD/tonelada de CO₂ (custo mais elevado) de emissões e com um custo elevado de eletricidade

Neste terceiro e último cenário de estudo efetuou-se uma simulação, utilizando novamente o modelo de simulação *Navigate*, como já foi referido anteriormente, que consiste em pressupor os custos de produção, em detalhe, dos combustíveis já mencionados, desde 2023 até 2050. Para esta última simulação tem-se em conta um custo elevado de 500 dólares americanos/tonelada de CO₂ emitida e um elevado custo de eletricidade que difere todos os anos, começando em 62 dólares americanos/MWh até aos 40 dólares americanos/MWh, sendo valores relativos à Europa [38].

O gráfico 16 representa, no eixo vertical o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e no eixo horizontal os anos desde 2023 até 2050, de modo a realizar-se uma análise mais completa. Verifica-se que em 2030 existe um grande decréscimo do custo de produção dos combustíveis renováveis e que se continua a verificar até 2050. Por outro lado, os combustíveis fósseis apresentam um custo de produção praticamente constante, entre 2030 e 2050. Podemos observar que o custo de produção do bio metanol será mais baixo que o custo de produção dos combustíveis não renováveis e que em 2039 o custo de produção do E – metanol será inferior que o custo de produção dos combustíveis não renováveis. Em 2050 verificamos que o custo de produção dos combustíveis renováveis é muito mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis. Sendo o custo de produção do LSFO o custo mais elevado.

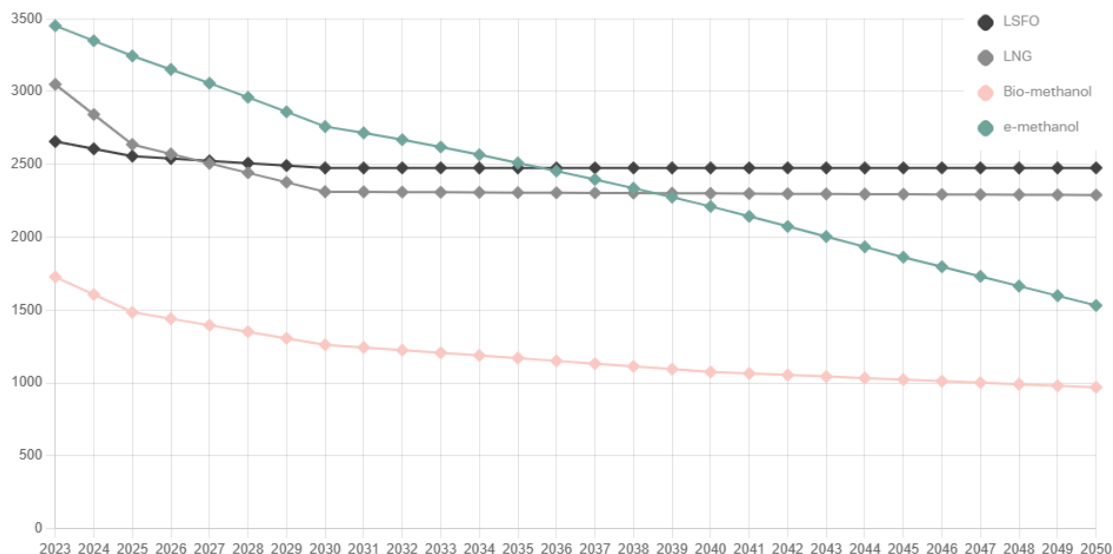


Gráfico 16: Simulação do custo de produção dos combustíveis com um custo elevado de emissões e com um elevado custo de eletricidade [33].

De seguida serão analisados três gráficos que representam em detalhe os custos de produção de cada combustível, desde o custo da matéria-prima, o custo da energia, o custo financeiro, o *Opex* e o *Capex*, para os anos 2023, 2030 e 2050. Neste caso teremos também o custo de emissões representado.

O gráfico 17 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2023. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

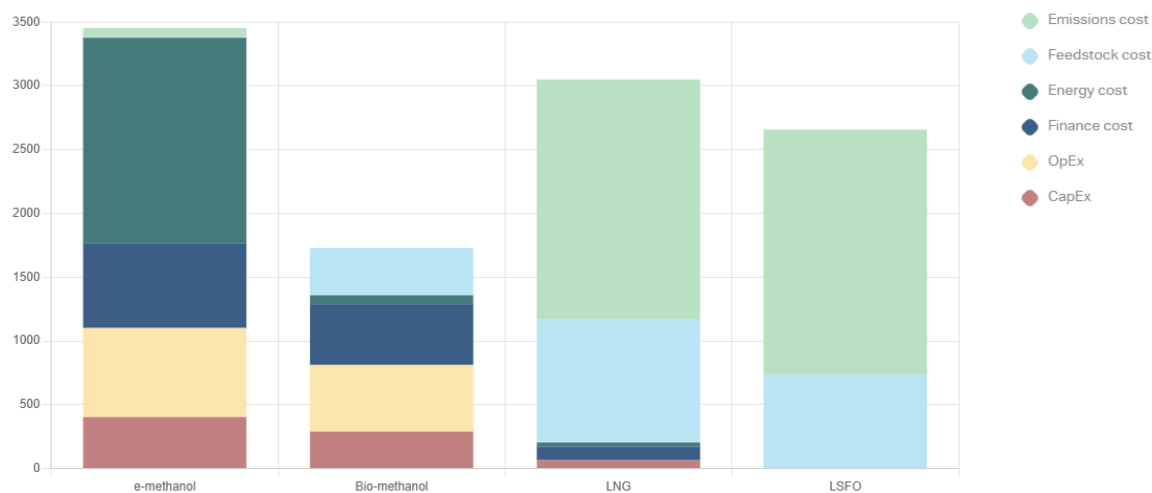


Gráfico 17: Custo de produção detalhado relativo a 2023 [34].



Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 17, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 69,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente
- Tem um custo de energia de 1.609,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 665,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 697,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 403,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 370,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 67,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 478,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 521,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 289,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 1.884,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria prima de cerca de 961,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 31,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 107,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 65 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.



O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria prima de cerca de 735,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 1.921,7 dólares americanos/tonelada de LSFO.

O gráfico 18 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis selecionados, relativo a 2030. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

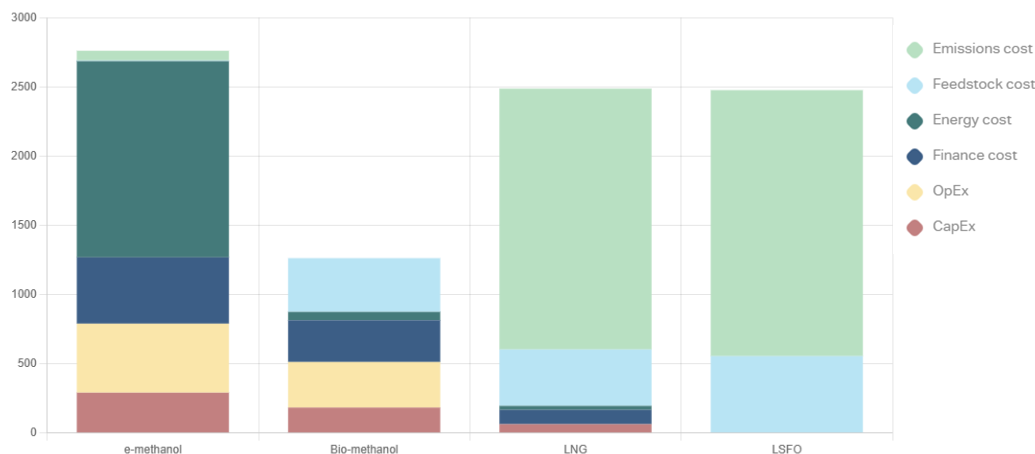


Gráfico 18: Custo de produção detalhado relativo a 2030 [35].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 18, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 69,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 1.417,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 479,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 498,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 290,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 388,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



- Tem um custo de energia de 60,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 301,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 329,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 182,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 1.884,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 28,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 103,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 62,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 554,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 1.921,7 dólares americanos/tonelada de LSFO.

O gráfico 19 representa o custo de produção detalhado, dos quatro combustíveis seleccionados, relativo a 2050. O eixo vertical representa o custo de produção em dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

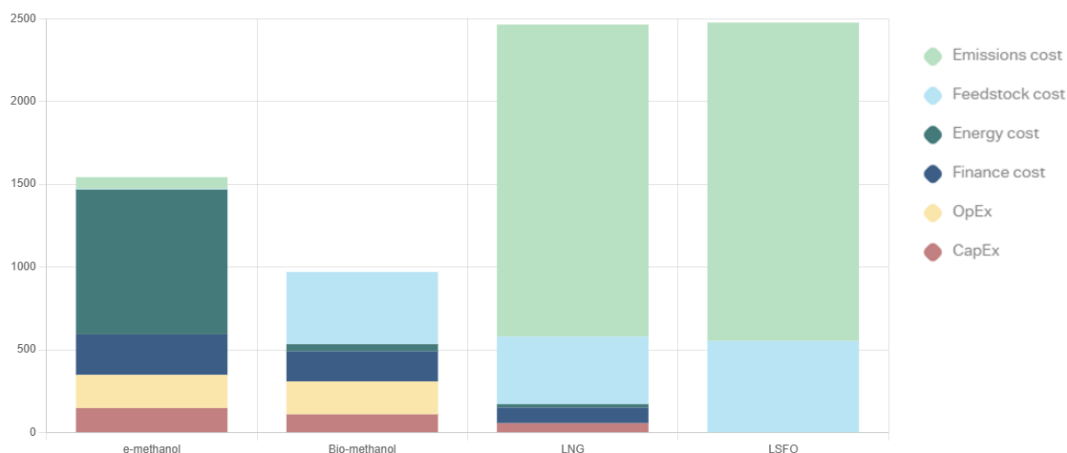


Gráfico 19: Custo de produção detalhado relativo a 2050 [36].

Relativamente ao E – metanol podemos observar que:

- Tem um custo relativo à matéria-prima de cerca de 5,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo que não se consegue perceber no gráfico 19, por ser um valor reduzido.
- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 69,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 874,3 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente, sendo o custo mais elevado da sua produção.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 245 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 200,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 148,5 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.

Relativamente ao bio metanol, podemos observar que tem um custo de produção bem mais baixo que o do E – metanol, sendo que:

- Não apresenta custo relativo às emissões.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 435,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 42,9 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 182,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Opex* de cerca de 198,8 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente e um custo de *Capex* de cerca de 110,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.



Os combustíveis fósseis, como era de esperar apresentam um menor custo de produção, sendo que o LNG:

- Tem um custo relativo às emissões de cerca de 1.884,1 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 407,7 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Tem um custo de energia de 20,6 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- De seguida, apresenta um custo financeiro de 94,4 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente. Este custo representa todos os custos associados com as instalações necessárias para produzir este combustível.
- Por fim apresenta um custo de *Capex* de cerca de 57,2 dólares americanos/tonelada de LSFO equivalente.
- Como o processo de síntese está incluído no custo de *Opex*, e o LNG não necessita de ser sintetizado, então não apresenta um custo relativo ao *Opex*.

O LSFO é considerado a “*baseline*” devido ao facto de já existirem infraestruturas para este combustível, então apresenta um custo relacionado com a matéria-prima de cerca de 554,4 e um custo relativo às emissões de cerca de 1.921,7 dólares americanos/tonelada de LSFO, mantendo os valores de 2030.



5. Discussão

5.1. Análise dos cenários de estudo

Pela análise das projeções que foram apresentadas nas três simulações anteriores pode-se concluir que a partir de 2030 existe uma grande competitividade de custos de produção entre os combustíveis renováveis, neste caso o bio e o E-metanol, e os combustíveis fósseis, o LNG e o LSFO, sendo que essa competitividade de custos se mantém até 2050. O primeiro cenário de estudo é provavelmente o cenário menos realista devido a não incluir custos relativos às emissões de CO₂ e incluir um custo reduzido de eletricidade. Os cenários mais realistas são respetivamente o segundo e o último cenário, em que a única componente que diferem é relativamente ao custo das emissões de CO₂. Sendo um mercado bolsista não se sabe ao certo qual o preço da tonelada de CO₂, mas de certeza que essas emissões serão taxadas.

No segundo cenário de estudo podemos verificar que a partir de 2030, o custo de produção do bio metanol será mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis, e que em 2050 se verifica uma grande proximidade dos custos de produção dos quatro combustíveis em análise.

No terceiro cenário de estudo verificamos que o custo de produção do bio metanol é muito mais baixo que o dos combustíveis fósseis já no início da simulação e que em 2039 o custo de produção do E – metanol é mais baixo que o custo dos combustíveis fósseis. Por fim, em 2050, prevê-se que o custo de produção dos combustíveis renováveis seja muito mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis, o que afetará o preço de venda ao público.

A tabela 3 representa um resumo dos três cenários de estudo.

Tabela 3: Resumo dos três cenários de estudo.

	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Taxa de emissões [USD/ton CO ₂]	0	200	500
Custo da eletricidade [USD/MWh]	Reduzido	Elevado	Elevado
Mudanças no custo de produção do bio metanol	Não existem	Em 2030 o custo de produção já se encontra abaixo do custo de produção dos combustíveis fósseis.	Desde o início da simulação que se verifica que o custo de produção é o mais baixo dos quatro combustíveis em análise.
Mudanças no custo de produção do E - metanol	Não existem	A partir de 2030 já se verifica uma redução no custo de produção, sendo que essa redução vai progredindo até 2050, onde existem uma grande proximidade de custos de produção.	Em 2039 o custo de produção já se encontra abaixo do custo de produção dos combustíveis fósseis. E em 2050 verifica-se que os custos produção dos combustíveis renováveis seja muito mais baixo que o custo de produção dos combustíveis fósseis.



5.2. Análise do bio metanol

Como já foi referido, o bio metanol é o combustível que terá o custo de produção mais baixo, de acordo com as duas simulações em que constam taxas para as emissões de CO₂. Por outro lado é necessário rever toda a cadeia de fornecimento deste combustível, de modo que se mantenha a qualidade do mesmo e que continue a ser um combustível renovável.

Posto isto, é necessário verificar os riscos, relativos à cadeia de fornecimento, e por consequente, a mitigação desses mesmos.

Os riscos relativos à cadeia de fornecimento do bio metanol são [37]:

- **Matéria – prima:** A concorrência da biomassa com outras indústrias e outros combustíveis é intensa e pode aumentar os custos da matéria-prima para a produção de metanol.
- **Produção:** A configuração de instalações para produzir este combustível de forma a obter a melhor qualidade não é clara.
- **Logística:** A produção descentralizada exige novas vias logísticas, sendo necessário um padrão de abastecimento e segurança.
- **Regulamentação:** Risco da utilização de bio metanol não sustentável devido à falta de transparência de fornecimento de matérias-primas.

Por outro lado existe a possibilidade de mitigar esses riscos [37]:

- **Matéria – prima:** Aperfeiçoar a avaliação da disponibilidade de biomassa e da concorrência setorial numa base regular.
- **Produção:** A maturidade comercial da instalação de gaseificação deve ser alcançada antes do final da década.
- **Logística:** As instalações de abastecimento de combustível devem ser estabelecidas nos principais portos.
- **Regulamentação:** Devem-se estabelecer critérios de sustentabilidade das matérias-primas.

Relativamente às emissões de CO₂ emitidas no processo de produção de bio metanol podemos verificar que na produção de matéria prima, só quando é utilizado a biomassa como matéria prima é que se verificam emissões de CO₂, cerca de 0,09 tonCO₂eq/ton_{biomassa}. No fornecimento deste combustível verifica-se que a energia consumida neste processo emite cerca de 0,032 tonCO₂eq/ton_{CH₃OH} e no processo de combustão a bordo do navio verifica-se a emissão de cerca de 69,10 kgCO₂eq/GJ. Posto isto, em 2025, espera-se 10,4 kgCO₂eq/GJ ao nível de emissões *well-to-wake* e em 2050 espera-se uma grande redução desse valor, para os 1,3 kgCO₂eq/GJ. Como se verificou anteriormente estes valores são muito mais baixos que os valores esperados para o LNG e o LSFO [37].



5.3. Análise do E – metanol

O E – metanol por sua vez será o combustível renovável com maior custo, devido a todo o seu processo de produção.

Tal como na cadeia de fornecimento do bio metanol, a do E– metanol também se verifica a necessidade de rever toda a cadeia de fornecimento deste combustível, de modo que se mantenha a qualidade do mesmo e que continue a ser um combustível renovável.

Existem alguns riscos relativos ao E - metanol entre eles [37]:

- **Matéria – prima:** Fornecimento fiável de CO₂ certificado como renovável, à escala necessária para tornar as centrais de metanol com capacidade competitiva. Otimização da produção de hidrogénio por eletrólise.
- **Produção:** As instalações têm de estar próximas das centrais de captura de CO₂ e das instalações de produção de hidrogénio renovável.
- **Logística:** É necessário uma distribuição separada conforme a qualidade do combustível, sendo essencial um padrão de abastecimento e segurança.
- **Regulamentação para fornecimento:** Certificação que demonstra que as fontes de obtenção de CO₂ são renováveis.

Por outro lado, existe a possibilidade de implementar novas medidas para prevenir esses riscos [37]:

- **Matéria – prima:** Aumento da cadeia de abastecimento de CO₂ renovável, inicialmente com fontes biogénicas e posteriormente captura direta de ar, existindo a necessidade de desenvolver infraestruturas logísticas de distribuição. Aumento da capacidade de produção de eletricidade renovável.
- **Produção:** Novas instalações comerciais de metanol que operem com eletricidade renovável de baixo custo e com uma proximidade adequada dos portos relevantes e ao fornecimento centralizado de CO₂. Ampliação da infraestrutura de E - metanol em todo o mundo.
- **Logística:** Estabelecer corredores verdes com massa crítica de abastecimento suficiente nos portos.
- **Regulamentação:** Monitorização (e normas regulamentares para) a restrição das emissões de metanol. Implementar normas regulamentares para certificar as emissões associadas às matérias-primas.

Relativamente às emissões de CO₂ emitidas no processo de produção de E - metanol podemos verificar que só no fornecimento deste combustível é que se verifica que a energia consumida neste processo emite cerca de 0,032 tonCO₂eq/tonCH₃OH e no processo de combustão a bordo do navio verifica-se a emissão de cerca de 69,10 kgCO₂eq/GJ. Posto isto, em 2025, espera-se 0,8 kgCO₂eq/GJ ao nível de emissões *well-to-wake* e em 2050 espera-se uma grande redução desse valor, para os 0,1 kgCO₂eq/GJ. Como se verificou anteriormente estes valores são muito mais baixos que os valores esperados para o LNG e o LSFO [37].



5.4. Análise do metanol renovável a bordo dos navios

Anteriormente neste trabalho foram analisadas todas as alterações que os navios devem fazer para puderem armazenar e consumir metanol tendo sido enumerados alguns exemplos e soluções.

Posto isto, são apresentadas algumas considerações relevantes relacionadas com o armazenamento de metanol, barreiras de segurança e a expansão do tipo de motores disponíveis comercialmente.

As considerações relevantes relacionadas com a utilização de metanol a bordo dos navios são [37]:

- **Densidade energética e volume:** Para obter o mesmo poder calorífico que o VLSFO é necessário 2,5 vezes o volume e 2 vezes o peso em comparação com esse combustível.
- **Abastecimento e Armazenamento de Combustível:**
 - Pode ser armazenado em tanques integrados à temperatura e pressão ambiente feitos em aço inoxidável ou aço carbono com revestimentos resistentes ao metanol;
 - É necessária uma adjacência ao tanque de lastro;
 - É corrosivo para certos materiais tipicamente utilizados no gás natural e combustível destilado, incluindo alumínio e ligas de titânio;
 - Os depósitos são difíceis de remover em sistemas de injeção, como foi verificado na indústria automóvel.
- **Segurança:**
 - É um combustível de baixo ponto de inflamação, 11°C, como foi referido anteriormente, possui uma ampla faixa de explosão o que aumenta o risco de incêndio;
 - É possível que seja queimado a baixas temperaturas com uma chama quase invisível e sem fumo;
 - É tóxico e venenoso, sendo que o vapor é mais pesado que o ar.
- **Regulamentação:** Não existem regulamentos em vigor ou totalmente adaptados às propriedades do metanol.
- **Conversores de Energia:**
 - Os motores de ciclo diesel a dois tempos requerem um combustível piloto (cerca de 5%) para puderem queimar metanol;
 - Os motores *dual-fuel* a dois tempos estão disponíveis comercialmente e são utilizados principalmente em navios-tanque com metanol;
 - Os motores *dual-fuel* a quatro tempos já se encontram em desenvolvimento e alguns fabricantes já possuem motores disponíveis comercialmente.
- **Emissões:**
 - Na análise *tank-to-wake*, o metanol verde apresenta uma redução de CO₂ de cerca de 10% em comparação com HFO Tier II;
 - Apresenta uma redução das emissões de SO_x e partículas de 90% em comparação com HFO Tier II;
 - Será necessário um sistema de redução de NO_x disponível no mercado (EGR, SCR ou injeção de água) para cumprir o Nível III.



De modo a solucionar os problemas verificados anteriormente, é necessário, para cada tópico:

- **Densidade energética e Volume:**
 - Existe uma maior flexibilidade para localizar os tanques de armazenamento integrados, sendo que os requisitos de volume a bordo podem ser considerados comparáveis ou mesmo inferiores aos navios de LNG;
 - Dependendo do tipo de navio, tamanho e perfil operacional, é possível otimizar os requisitos de velocidade e alcance ou aceitar abastecimentos com mais frequência.
- **Abastecimento e Armazenamento de Combustível:**
 - É possível utilizar aditivos inibidores de corrosão ou revestimentos especiais;
 - É necessário proceder a uma seleção de materiais, inclusivo para tanques (aço inoxidável ou aço carbono com revestimentos).
- **Segurança:**
 - Pode ser utilizada uma abordagem baseada no risco semelhante à utilizada para o LNG (Código IGF);
 - A localização dos tanques, proteção, inertização e ventilação, contenção de derramamentos, deteção de vapor e incêndio, combate a incêndio, treino da tripulação e familiarização são importantes considerações;
 - As tubagens têm de ser ventiladas e têm de possuir parede dupla na casa das máquinas (semelhante ao LNG);
 - É possível aproveitar a experiência da indústria química para adaptar barreiras e procedimentos de segurança.
- **Regulamentação:** Código IGF aceitou metanol como combustível desde novembro de 2022.
- **Conversores de Energia:** Programas de desenvolvimento de motores já se encontram em curso.



6. Conclusão

Conforme a situação que atualmente vivemos, lidando com as alterações climáticas constantemente, é necessário agir de modo que este problema não evolua. Com a revisão da estratégia de redução de GEE do transporte marítimo internacional, que a IMO implementou, espera-se obter resultados positivos nos próximos anos e a concretização de emissões líquidas zero até 2050. As discrepâncias entre diferentes regiões dificultam a criação de políticas consistentes que poderiam apoiar combustíveis marítimos alternativos, levando à confusão e atrasos na concretização de regulamentações e incentivos unificados. Esta inconsistência não só compromete a credibilidade das avaliações ambientais, como também distorce os mercados e obstrui a cooperação internacional para reduzir as emissões. Por esse mesmo motivo, devemos unir-nos, abraçar esta estratégia e garantir que cumprimos os objetivos. Conforme indicam os resultados apresentados, esta não será uma tarefa fácil. Tanto o investimento necessário quanto a quantidade de energia que terá de ser convertida de energia fóssil para fontes sustentáveis são substanciais. A indústria marítima também precisa de viabilizar novos modelos de negócio que se concentrem no aumento da utilização de combustíveis sustentáveis e no investimento na eficiência energética a bordo dos navios. As medidas de médio prazo, que serão finalizadas e acordadas pelos Estados Membros da IMO até 2025, e as medidas de curto prazo revistas, que serão finalizadas até janeiro de 2026, terão um papel fundamental na viabilização destes novos modelos de negócio. Espera-se que as medidas de médio prazo incluam a base de um esquema de precificação das emissões de GEE marítimas e uma norma de combustíveis marítimos que regule a redução gradual da intensidade de GEE dos combustíveis marítimos. As medidas de curto prazo revistas reforçarão as medidas técnicas e operacionais para reduzir a intensidade de carbono do transporte marítimo internacional. Em conjunto, estas medidas irão permitir alcançar os níveis de ambição para a eficiência energética e a adoção de combustíveis, de forma a atingir as reduções necessárias de GEE em 2030, 2040 e 2050. Já existem várias empresas a testarem e a promoverem a utilização do metanol como combustível alternativo, alguns investimentos já foram feitos nesse sentido. Com os resultados obtidos é possível verificar que em aproximadamente seis anos já teremos combustíveis alternativos, com um custo de produção inferior aos combustíveis fósseis, e quanto mais rápido os governos e políticas agirem mais rapidamente se irá atingir os objetivos esperados pela IMO.



7. Referências

- [1] Summary of Global Climate Action at COP 28, UNFCCC, 2023. Disponível em: [[Summary_GCA_COP28.pdf \(unfccc.int\)](#)]
- [2] Andersson K., Salazar C.M., Methanol as a marine fuel report, Methanol Institute 2015. Disponível em: [[FCBI-Methanol-Marine-Fuel-Report-Final-English.pdf](#)];
- [3] Methanol safe handling manual, 4TH Edition, Methanol Institute. Disponível em: [[Safe-Handling-Manual.pdf \(methanol.org\)](#)]
- [4] Metanol, Infopédia. Disponível em: [[metanol - Infopédia \(infopedia.pt\)](#)]
- [5] Wärtsilä MethanolPac product guide, Wärtsilä. Disponível em: [[Wartsila-MethanolPac-Product-guide.pdf](#)]
- [6] Relatório sobre o metanol para navios. Disponível em: [[Relatório sobre o metanol para navios.pdf](#)]
- [7] CAPEX e OPEX: o que são e diferenças, Rankia, 2024. Disponível em: [<https://www.rankia.pt/bolsa/a-diferenca-entre-capex-e-opex/#>]
- [8] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em: [[Innovation Outlook: Renewable Methanol](#)]
- [9] Gielen D., Krantz R., Mouftier L., Christiansen E. S., Methanol as a scalable zero emission fuel, 2022. Disponível em: [[Insight-brief_Methanol-as-a-scalable-zero-emission-fuel.pdf \(globalmaritimeforum.org\)](#)]
- [10] Sumitomo Chemical to Establish Innovative and Highly Efficient Technology for Producing Methanol from CO₂ Completion of CCU Pilot Facility for Demonstration of the Technology as a Green Innovation Fund Project, 2023. Disponível em: [[Sumitomo Chemical estabelecerá tecnologia inovadora e altamente eficiente para a produção de metanol a partir de CO2 Conclusão da instalação piloto da CCU para demonstração da tecnologia como um projeto do Fundo de Inovação Verde | Comunicados de Imprensa | SUMITOMO QUÍMICO \(sumitomo-chem.co.jp\)](#)]
- [11] Iberdrola e Foresa avançam em sua aliança para liderar a produção de metanol verde na Espanha, 2022. Disponível em: [[Iberdrola e Foresa avançam em sua aliança para liderar a produção de metanol verde na Espanha - Iberdrola](#)]
- [12] Progress made on life-cycle Greenhouse Gas (GHG) guidelines for alternative low/zero carbon marine fuels, 2021. Disponível em: [[WhatsNewNews \(imo.org\)](#)]
- [13] OCI Global fuels first ever green methanol powered container vessel, Amsterdam, 2023. Disponível em: [[OCI Global abastece primeiro navio porta-contêineres movido a metanol verde - OCI \(oci-global.com\)](#)]
- [14] Methanol for the maritime energy transition. Disponível em: [[Methanol I Future fuels \(man-es.com\)](#)]



- [15] Hagman C.J., Stena Germanica and Wärtsilä 2015. Disponível em: [[Stena Germanica - Reference case - Wärtsilä \(wartsila.com\)](#)]
- [16] StenaLine, 2021, The world's first methanol ferry. Disponível em: [[The world's first methanol ferry – StenaLine.com](#)]
- [17] Updates from the Stena Germanica (the world's first methanol powered ferry), Stefenson, Stena. Disponível em: [[Pilot Methanol](#)]
- [18] Ship Technology, Stena Germanica RoPax Ferry. Disponível em: [[Stena Germanica RoPax Ferry - Ship Technology \(ship-technology.com\)](#)]
- [19] Rolls-Royce invests in methanol technology for climate-friendly shipping, 2021. Disponível em: [[Press releases | Rolls-Royce - Rolls-Royce invests in methanol technology for climate-friendly shipping](#)]
- [20] MethanolPac – reliable handling of the fuel. Disponível em: [[MethanolPac – Complete fuel supply system for methanol-fuelled vessels \(wartsila.com\)](#)]
- [21] Fuel Valve Train, Eletronic Fuel Tech. Disponível em: [[Data-Sheet-Fuel-Valve-Train-MeOH.pdf \(eltronicfueltech.com\)](#)]
- [22] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Caculator, 2024. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]
- [23] NavigaTE Explainer, Transition Modeling & Analytics, Hintze M., Lehn F. Disponível em: [[PowerPoint Presentation \(zerocarbonsshipping.com\)](#)]
- [24] What is well-to-wake emissions analysis?, International Shipping News, 2021. Disponível em: [[www.hellenicshippingnews.com/what-is-well-to-wake-emissions-analysis/](#)]
- [25] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Caculator, 2024, Emission Cost - 0 USD/tonCO₂, Electricity cost – Low. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]
- [26] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Caculator, 2024, Emission Cost - 0 USD/tonCO₂, Electricity cost – Low, Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2023. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]
- [27] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Caculator, 2024, Emission Cost - 0 USD/tonCO₂, Electricity cost – Low, Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2030. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]
- [28] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Caculator, 2024, Emission Cost - 0 USD/tonCO₂, Electricity cost – Low, Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2050. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]



[29] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 200 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[30] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 200 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2023. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[31] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 200 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2030. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[32] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 200 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2050. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[33] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 500 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[34] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 500 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2023. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[35] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 500 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2030. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[36] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Emission Cost - 500 USD/tonCO₂, Electricity cost – High. Cost breakdown (in USD/Ton LSFO eq) – 2050. Disponível em: [[Fuel Cost Calculator | Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping](#)]

[37] Methanol as a marine fuel Prospects for the shipping industry Documentation of assumptions for NavigaTE 1.0, 2022. Disponível em: [[Methanol-Documentation-for-Navigate-1.0_2022-06-07-104417_jrhh.pdf \(zerocarbonsshipping.com\)](#)]

[38] Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, Fuel Cost Calculator, 2024, Excel, Assumptions, Renewable electricity, Cost of electricity – low, Cost of electricity – high, Europe USD/MWh. Disponível em: [[fuel_cost_calculator_v1.0.xlsx \(live.com\)](#)]