



**TECNOLOGIA
BARREIRO**

ESCOLA SUPERIOR
POLITÉCNICO SETÚBAL

JOSÉ ROBERTO
PADILLA TORRES

**ANÁLISE DO IMPACTO DE
APLICAÇÃO DO REGULAMENTO
EUROPEU RELATIVO À CRIAÇÃO
DE UMA INFRAESTRUTURA PARA
COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS**

Relatório de Dissertação do Mestrado em
Engenharia Biológica e Química

ORIENTADORES

Professor Doutor Rui Borges

Professora Doutora Fátima Serralha

Dezembro de 2024

JOSE ROBERTO
PADILLA TORRES

**ANÁLISE DO IMPACTO DE
APLICAÇÃO DO REGULAMENTO
EUROPEU RELATIVO À CRIAÇÃO
DE UMA INFRAESTRUTURA PARA
COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS**

JÚRI

Presidente: Professora Doutora Maria de Lurdes de Figueiredo Gameiro, Escola Superior de Tecnologia do Barreiro, Instituto Politécnico de Setúbal

Orientador: Professor Doutor Rui Pedro Nogueiro Gomes Morais Borges, Escola Superior de Tecnologia do Barreiro, Instituto Politécnico de Setúbal

Vogal: Engenheiro Tiago Pereira da Silva, ENSE - Entidade Nacional para o Setor Energético, E.P.E.

Dezembro de 2024

RESUMO

A transição energética e a descarbonização do setor dos transportes são desafios estratégicos no combate às alterações climáticas. Este estudo analisa a aplicação do Regulamento (UE) 2023/1804, que estabelece metas para a implementação de infraestruturas de combustíveis alternativos, com foco no hidrogénio. O objetivo foi desenvolver uma solução para o abastecimento de hidrogénio em Portugal na Rede Transeuropeia de Transportes (RTE-T) de acordo com os requisitos regulamentares, cumprindo a distância máxima de 200 km entre estações.

Foram considerados três cenários para a localização de estações de abastecimento. A análise foi conduzida através de um modelo matemático desenvolvido em Python, que distribui automaticamente os postos de abastecimento de hidrogénio nas infraestruturas rodoviárias existentes. O melhor cenário, identificado como cenário 2, prevê a instalação de 16 estações de abastecimento, incluindo localizações estratégicas como Valença, Vilar Formoso, Caia e o Porto de Sines. Este cenário assegurou uma cobertura abrangente e o cumprimento das diretrizes do regulamento.

Os resultados indicam que, embora o cenário 2 apresente custos mais elevados, proporciona a melhor solução em termos de abrangência, conectividade transnacional e impacto estratégico. Conclui-se que a implementação desta rede de abastecimento de hidrogénio é viável, contribuindo para a descarbonização do setor dos transportes caso sejam utilizados processos de baixo carbono na produção de hidrogénio e fortalecendo a posição de Portugal na transição para uma economia sustentável.

Palavras-chave: Transição energética, Hidrogénio verde, Regulamento (UE) 2023/1804, Infraestrutura de combustíveis alternativos, Descarbonização, Rede Transeuropeia de Transportes (RTE-T), Mobilidade sustentável, Abastecimento de hidrogénio, Sustentabilidade energética.

ABSTRACT

The energy transition and decarbonization of the transport sector are strategic challenges in combating climate change. This study analyzes the application of Regulation (EU) 2023/1804, which sets targets for implementing alternative fuel infrastructure, focusing on hydrogen. The objective was to develop a solution for hydrogen refueling in Portugal within the Trans-European Transport Network (TEN-T) in compliance with the regulatory requirement of a maximum distance of 200 km between stations.

Three scenarios were considered for the location of refueling stations. The analysis was conducted using a mathematical model developed in Python, which automatically distributes hydrogen refueling stations along the existing road infrastructure. The optimal scenario, identified as Scenario 2, involves the installation of 16 refueling stations, including strategic locations such as Valença, Vilar Formoso, Caia, and the Port of Sines. This scenario ensured comprehensive coverage while meeting the regulation's guidelines.

The results indicate that, although Scenario 2 entails higher costs, it offers the best solution in terms of coverage, transnational connectivity, and strategic impact. It is concluded that implementing this hydrogen refueling network is feasible, contributing to the decarbonization of the transport sector if low-carbon hydrogen production processes are utilized and strengthening Portugal's position in the transition to a sustainable economy.

Keywords: Energy transition, Green hydrogen, Regulation (EU) 2023/1804, Alternative fuel infrastructure, Decarbonization, Trans-European Transport Network (TEN-T), Sustainable mobility, Hydrogen refueling, Mathematical modeling, Energy sustainability

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contexto e importância do Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/UE	3
1.2	Definições legais e processo legislativo europeu	4
1.3	Objetivos do estudo	5
2	Enquadramento teórico.....	5
2.1	Estado da arte.....	5
2.2	Enquadramento Legal	11
2.2.1	Definição de combustíveis alternativos segundo a EU	11
2.2.2	A diretiva 2014/94/EU	11
2.2.3	O regulamento (EU) 2023/1804.....	14
2.2.4	A rede transeuropeia de transportes.....	14
2.2.5	Estratégia Nacional para o Hidrogénio	17
2.2.6	Justificativa para a criação da infraestrutura de combustíveis alternativos	19
2.2.7	Rede europeia de abastecimento de hidrogénio.....	20
2.2.8	Funcionamento de um posto de abastecimento de hidrogénio	21
2.2.9	Frota existente de veículos a Hidrogénio na Europa	22
3	Metodologia.....	26
4	Resultados.....	30
4.1	Modelo Matemático.....	30
4.1.1	Divisão das Estradas em Nodos:	30
4.1.2	Definição de Parâmetros:	31
4.1.3	Validação dos Parâmetros:	31
4.1.4	Colocação das Estações de Serviço:.....	31
4.1.5	Combinação e Retorno dos Resultados:	31
4.2	Diagrama de distribuição de estações de abastecimento de hidrogénio	34
4.3	Estimativa dos custos associados para a criação da infraestrutura.....	39
4.3.1	CAPEX (Despesas de Capital).....	40
4.3.2	OPEX Anualizado(Despesas Operacionais)	41
4.3.3	CAPEX Anualizado	42
4.3.4	Custo Total Anualizado (TAC).....	43
5	Conclusão.....	44
5.1	Síntese dos principais resultados	44

5.2	Implicações e perspectivas futuras	45
6	Referências bibliográficas	47

Índice de Figuras

Figura 1. Emissões Globais de CO ₂ por sector de atividade económica.	1
Figura 2. Emissões de CO ₂ provenientes dos transportes e de outros setores na UE-27 (milhões de toneladas de CO ₂ , quotas de emissões e variação entre 1990 e 2020 (%))	2
Figura 3. Emissões setoriais de CO ₂ em Portugal, em 2020	2
Figura 4. Produção de hidrogénio por tecnologia e por região, 2021-2024	6
Figura 5. Produção Mundial de Hidrogénio Verde	6
Figura 6. Cores do Hidrogénio	7
Figura 7. Esquema Explicativo dos processos de Eletrólise e Hidrólise para produção de hidrogénio.	7
Figura 8. Volume mundial de vendas de carros.	8
Figura 9. Distribuição espacial da localização das estações de serviço em três cenários estudados para uma penetração de 25%, 50% e 75% da frota de FCEV na Alemanha.	9
Figura 10. Corredores de LNG na Europa	13
Figura 11. Mapa com estações de GNL planeadas (azul), em operação (verde) e não confirmadas (vermelho) em janeiro 2016.	13
Figura 12. Rede Principal: Vias rodoviárias, portos, terminais rodoferroviários (RRT) e aeroportos Estados-Membros da União	16
Figura 13. Rede Global e Rede Principal: Vias rodoviárias, portos, terminais rodoferroviários e aeroportos (Península Ibérica)	17
Figura 14. Objetivos para 2020-2030.....	18
Figura 15. Benefícios do Hidrogénio para a Economia.	18
Figura 16. Estratégia para o Hidrogénio em Portugal.....	19
Figura 17. Estações de abastecimento operacionais na União Europeia com acesso público em 2024.	20
Figura 18. Rede de abastecimento de Hidrogénio com 700 bar de pressão na União Europeia. .	21
Figura 19. Esquema de posto de Abastecimento de Hidrogénio.	22
Figura 20. Esquema Simplificado de um posto de abastecimento de hidrogénio	22
Figura 21. Evolução de novos registos de Veículos de Célula de Hidrogénio de 2015 até 2022...	23
Figura 22. Evolução da frota de veículos a Hidrogénio na Europa desde 2015 a 2022.....	23
Figura 23. Evolução da frota de veículos a Hidrogénio na Europa (por tipo de veículo).....	24
Figura 24. Evolução de veículos domésticos a hidrogénio por país	25
Figura 25. Evolução de veículos de tipo vans a hidrogénio por país	25
Figura 26. Exemplo de medição de distância entre ES de Averias e ES de Santarém.	26
Figura 27. Diagrama de distribuição de Estações de Serviço na RTE-T em Portugal.....	29
Figura 28. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 1.....	35
Figura 29. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 2.....	36
Figura 30. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 3.....	37

Índice de Tabelas

Tabela 1. Distâncias entre nodos na Estrada_A.....	27
Tabela 2. Distâncias entre nodos na Estrada_B.....	27
Tabela 3. Distâncias entre nodos na estrada_C.....	27
Tabela 4. Distâncias entre ES Cenário 1.....	38
Tabela 5. Distâncias entre ES Cenário 2.....	39
Tabela 6. Distâncias entre ES Cenário 3.....	39
Tabela 7. Custos Unitário CAPEX e OPEX por Equipamento ⁶¹	40
Tabela 8. Custos CAPEX para uma estação de abastecimento de Hidrogénio (1000 kg H2/dia) ...	40
Tabela 9. Custo CAPEX por cenário.....	41
Tabela 10. Custos OPEX de uma estação de abastecimento de hidrogénio	41
Tabela 11. Custo OPEX anualizado por cenário	42
Tabela 12. CAPEX anualizado por cenário	43
Tabela 13. Indicadores económicos OPEX e CAPEX por cenário	43

Siglarío

GEE – Gases de Efeito Estufa

UE – União Europeia

FER – Fontes de Energia Renováveis

FCEV – Fuel Cell Electric Vehicles

BEV – Battery Electric Vehicles

HRS – Hydrogen Refuelling Stations

NPV – Net Present Value

ADSCR - Annual Debt Service Coverage Ratio

GNC – Gas Natural Comprimido

GNL – Gas Natural Liquefeito

GPL – Gas de Petróleo Liquefeito

AFID – Alternative Fuel Infrastructure Directive

RTE-T – Rede Transeuropeia de Transportes

LNG – Liquid Natural Gas

EN – European Normative

CAPEX – Capital Expenditure

OPEX – Operational Expenditure

TAC – Total Annual Cost

ES – Estação de Serviço

1 Introdução

As alterações climáticas representam um dos maiores desafios globais da atualidade, com impactos profundos nos sistemas ecológicos, económicos e sociais. A principal causa desse fenómeno é o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, especialmente o dióxido de carbono (CO₂), que resulta de atividades humanas como a queima de combustíveis fósseis e a deflorestação. O Acordo de Paris, assinado em 2015, estabeleceu a meta de limitar o aumento da temperatura global até 2°C acima dos níveis pré-industriais, o que exige uma redução substancial das emissões de GEE.¹

Nos últimos anos, as emissões globais de CO₂ aumentaram, contribuindo significativamente para o aquecimento global. De acordo com dados do World Resources Institute², as emissões globais de CO₂ atingiram cerca de 36,7 Gt em 2021. A Figura 1 mostra a evolução das emissões globais de CO₂ por sector de atividade económica entre 1990 e 2021. O sector da energia (produção de eletricidade e calor) é o que mais contribui para as emissões globais logo seguido do sector dos transportes.

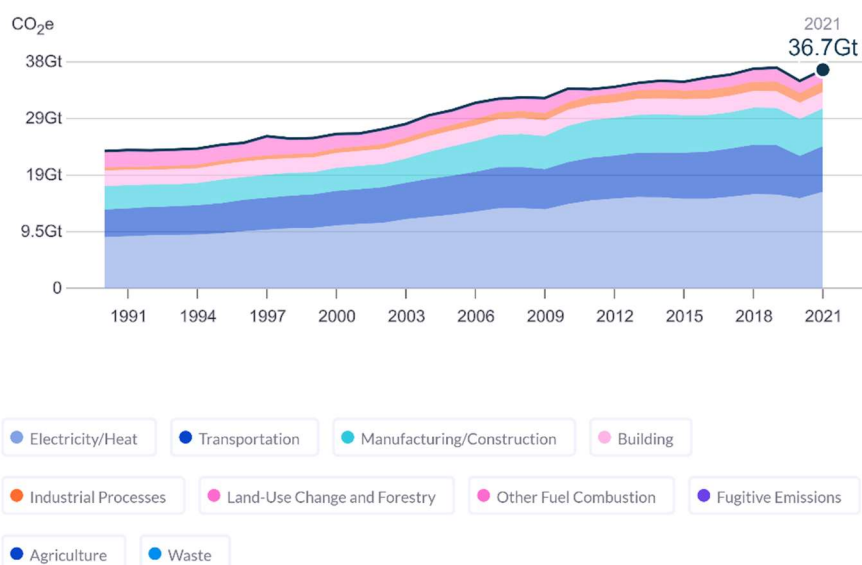


Figura 1. Emissões Globais de CO₂ por sector de atividade económica.²

Na União Europeia (EU), as emissões de CO₂ por setor mostram uma tendência bastante distinta da observada globalmente, como mostra a Figura 2, onde as emissões têm vindo a diminuir progressivamente desde 1990, mas com o sector dos transportes a ganhar um peso relativo maior. O setor dos transportes foi responsável por cerca de 30% das emissões de CO₂ da União Europeia em 2021, o que demonstra que o sector dos transportes continua a ser uma das áreas mais difíceis de descarbonizar.²

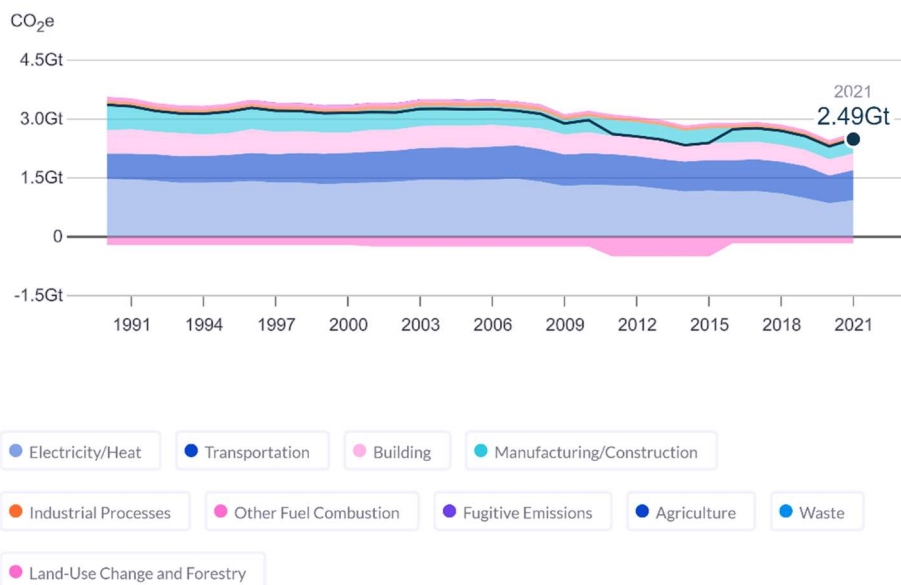


Figura 2. Emissões de CO₂ provenientes dos transportes e de outros setores na UE-27 (milhões de toneladas de CO₂, quotas de emissões e variação entre 1990 e 2020 (%).²

Em Portugal, o panorama é distinto do europeu na medida em que o setor dos transportes é o principal emissor de CO₂, contribuindo com cerca de 25% das emissões nacionais.² As emissões provenientes do transporte rodoviário, em particular, têm mantido a partir de 2013 uma tendência de crescimento, apenas interrompido em 2020 devido ao impacto da pandemia de COVID-19.³ Embora o país tenha investido em energias renováveis no setor elétrico, a descarbonização do transporte rodoviário continua a ser um grande desafio. Na figura 3, pode-se observar a distribuição de emissões de CO₂ por setor em Portugal.

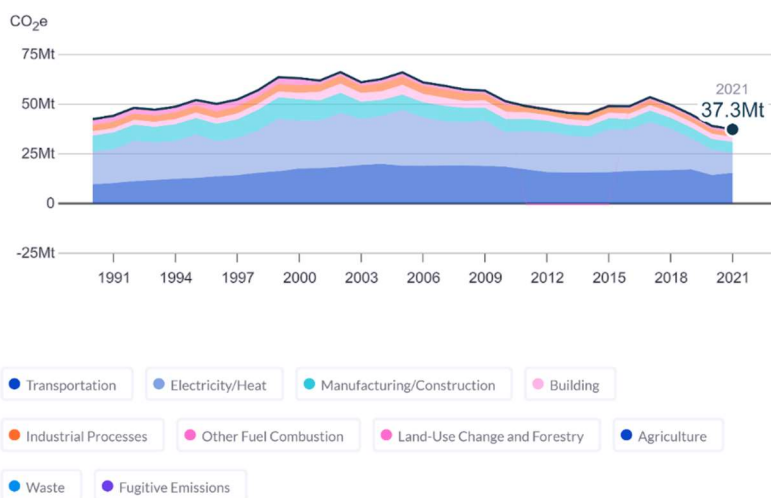


Figura 3. Emissões setoriais de CO₂ em Portugal, em 2021.²

1.1 Contexto e importância do Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/UE

Nas últimas décadas a União Europeia tem liderado esforços legislativos para mitigar as alterações climáticas, com foco especial na redução das emissões de CO₂. A Diretiva 2018/2001 (“diretiva das renováveis”), que estabelece metas obrigatórias para o uso de energias renováveis, incluindo no setor dos transportes, e o Pacote “Fit for 55”⁴, que visa uma redução de 55% das emissões de GEE até 2030, são exemplos de iniciativas políticas fundamentais.

Mais recentemente, o Regulamento 2023/1804 define metas para a criação de infraestruturas para combustíveis alternativos como a eletricidade, o hidrogénio e os biocombustíveis, com o objetivo de acelerar a transição para uma mobilidade mais limpa e sustentável.

As iniciativas legislativas que deram origem a este regulamento foram:

- Diretiva 2014/94/EU relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos: Foi uma das primeiras iniciativas legislativas significativas, estabelecendo um quadro para a criação de infraestrutura de combustíveis alternativos, crucial para a transição para meios de transporte mais sustentáveis;
- Diretiva (UE) 2018/2001 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis: Definiu uma meta de utilização de 14% de renováveis nos transportes a nível europeu até 2030, incentivando o uso de combustíveis sustentáveis;
- Regulamentos (UE) 2019/631 e 2019/1242: Estabeleceram limites de emissões de CO₂ para automóveis novos, veículos comerciais e pesados, visando a introdução de veículos com emissões zero.

Em seguimento às iniciativas anteriormente mencionadas, posteriormente foi aprovada a DIRETIVA (UE) 2023/2413 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 18 de outubro de 2023 que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho⁵. Esta diretiva estabelece metas sobre a incorporação de combustíveis de origem não biológica (incluindo o hidrogénio) no setor dos transportes.

O Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/EU define metas para a implementação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos. Através deste regulamento pretende garantir-se a harmonização das infraestruturas de combustíveis alternativos em toda a União Europeia, reduzindo as disparidades entre os Estados-Membros. Assim, assegura-se que a rede de abastecimento de combustíveis alternativos seja acessível e interoperável, permitindo a livre circulação de veículos rodoviários elétricos, movidos a hidrogénio ou metano liquefeito, assim como a implementação de infraestrutura para fornecimento de eletricidade a navios e aeronaves. Ao definir metas e prazos claros, o regulamento incentiva investimentos privados e garante que a infraestrutura de mobilidade sustentável esteja alinhada com os objetivos climáticos da UE para a neutralidade carbónica até 2050.

1.2 Definições legais e processo legislativo europeu

A Comissão Europeia é o órgão executivo da União Europeia, cujas principais funções são: propor novas leis e políticas; controlar a sua execução e gerir o orçamento.⁶ Nesse sentido, no que compete a este estudo, a criação de leis e políticas, são promulgadas através de atos legislativos.

A União Europeia tem diferentes tipos de atos legislativos ao seu dispor⁷:

- Regulamento: Ato vinculativo que tem de ser integralmente aplicado em toda EU;
- Diretiva: Ato legislativo que fixa um objetivo que os países da EU têm de alcançar. No entanto, cabe a cada país, organizar as suas próprias leis para alcançar esses objetivos;
- Decisões: Ato vinculativo a um país específico e é diretamente aplicável;
- Recomendações: Permite às instituições dar a conhecer os seus pontos de vista e sugerir uma linha de conduta sem, todavia, impor uma obrigação legal aos seus destinatários;
- Parecer: Instrumento que permite às instituições fazer uma declaração de forma não vinculativa, ou seja, sem impor qualquer obrigação legal aos seus destinatários. Pode ser emitido pelas principais instituições da UE (Comissão, Conselho, Parlamento), pelo Comité das Regiões ou pelo Comité Económico e Social Europeu.

No caso de um regulamento, por ser de natureza vinculativa, deve ser submetido a processo de revisão, discussão, leitura e consulta publica por parte da Comissão Europeia e demais instituições envolvidas no processo.

O processo de aprovação de um regulamento no Parlamento Europeu segue um procedimento legislativo específico⁸:

- Proposta da Comissão Europeia: A Comissão Europeia, que é o órgão executivo da União Europeia, apresenta uma proposta de regulamento. Essa proposta pode ser iniciada pela Comissão ou solicitada pelo Parlamento Europeu ou pelo Conselho da União Europeia;
- Exame pela Comissão Parlamentar: A proposta é enviada para a comissão parlamentar relevante, que analisa detalhadamente o texto e pode propor emendas ou alterações. A comissão pode solicitar pareceres de outras comissões parlamentares se necessário;
- Discussão e votação no Parlamento: O texto da proposta é debatido em sessões plenárias do Parlamento Europeu. Os parlamentares têm a oportunidade de apresentar emendas e discutir os aspetos da proposta. Em seguida, ocorre a votação, onde os parlamentares decidem se aprovam, rejeitam ou propõem emendas ao regulamento;
- Trílogo: Se o Parlamento aprovar alterações ao texto original, inicia-se um processo chamado "trílogo". Isso envolve negociações entre o Parlamento, o Conselho da União Europeia (representando os governos dos Estados membros) e a Comissão Europeia, com o objetivo de chegar a um acordo sobre o texto final do regulamento;
- Adoção: O Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia debatem a proposta e se ambas as instituições aprovarem a proposta, o regulamento é adotado. Se não houver acordo entre o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia, o processo pode ir para conciliação;
- Etapas adicionais: Em alguns casos, os regulamentos podem ser revistos ou alterados após a sua entrada em vigor. A Comissão Europeia é responsável por monitorar a aplicação dos regulamentos;

- Votação final: Após as negociações no tríplice, o texto final do regulamento é submetido a uma votação final no Parlamento Europeu. Se aprovado pela maioria dos parlamentares, o regulamento é adotado;
- Publicação: O regulamento é publicado no Jornal Oficial da União Europeia;
- Entrada em vigor: O regulamento entra em vigor numa data específica, que geralmente é 20 dias após a sua publicação.

1.3 Objetivos do estudo

O objetivo deste estudo é desenvolver uma solução estratégica para a implementação de uma infraestrutura de abastecimento de hidrogénio, alinhada com os requisitos do Regulamento (UE) 2023/1804. O estudo foca-se na identificação de localizações ideais para as estações com abastecimento de hidrogénio, assegurando que a distância entre elas não exceda 200 km, conforme estabelecido pelo regulamento. Além disso, a análise considera o aproveitamento das infraestruturas existentes para maximizar a cobertura da rede e garantir acessibilidade uniforme.

Este trabalho também avalia os custos associados à instalação e operação das estações, considerando indicadores como CAPEX, OPEX e TAC. Através da análise de três cenários distintos, o estudo busca identificar a solução que melhor equilibra custos e cobertura, atendendo aos objetivos regulamentares.

2 Enquadramento teórico

2.1 Estado da arte

As fontes de energia alternativas, como solar, eólica, hidroelétrica e biomassa, têm ganho importância significativa no cenário global de energia. Em 2020, o consumo global de energia renovável atingiu 2,9 exajoules, representando aproximadamente 12,6% do consumo total de energia⁹. De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), embora o petróleo continue a ser a principal fonte de energia em 2050, prevê-se que o contributo das energias renováveis, como solar e eólica, aumentem em 50%, ajudando a compensar a diminuição do uso de carvão.¹⁰ Regiões como a Europa lideram essa transição, atingindo 40% de eletricidade gerada a partir fontes renováveis em 2020. Este crescimento é impulsionado por políticas energéticas que visam reduzir as emissões de carbono e alcançar a neutralidade carbónica.¹¹

A descarbonização da economia só poderá ser alcançada recorrendo a um cabaz amplo de energias renováveis, esperando-se que o hidrogénio verde desempenhe um papel importante neste processo. O hidrogénio verde, ou seja, o hidrogénio que é totalmente obtido a partir de fontes de energia renováveis (FER), pode ser utilizado diretamente como combustível de combustão, para armazenamento de energia ou para produzir eletricidade em células de combustível. O hidrogénio verde pode também ser utilizado em sínteses químicas para produzir outros produtos para aplicações energéticas e não energéticas, por exemplo, como precursor de combustíveis sintéticos, através de processos como a reação Fischer-Tropsch, e para produzir amoníaco, bioetanol ou biometano, contribuindo assim para a descarbonização dos sectores industriais em geral.¹²

O hidrogénio já é um componente importante do cabaz energético global, representando uma quantidade de energia igual a 2,5% do consumo total de energia a nível mundial, mas continua a ser obtido principalmente a partir de precursores fósseis. A produção mundial de hidrogénio em 2021 foi de 94 milhões de toneladas, das quais 62 % provêm de *reforming* do gás natural, 19 % do

carvão e 19 % são um subproduto da reforma da nafta nas refinarias. Apenas 0,7% é hidrogénio com baixo teor de carbono, que é obtido principalmente a partir de combustíveis fósseis associados a mecanismos de captura de carbono, e uma parte menor é obtida a partir da eletrólise da água.¹³ O hidrogénio é uma das hipóteses importantes a ser considerada como fonte de energia renovável, destacando-se pela sua capacidade de reduzir emissões de gases poluentes, especialmente no setor dos transportes.¹⁴ A produção através da reforma do gás natural (também designada por hidrogénio cinzento) é, atualmente, a tecnologia com o menor custo de produção, na ordem dos 0,60-2,67 EUR/kg.^{15,16,17}

Atualmente, o *reforming* do vapor do metano, tem uma capacidade instalada a nível global de cerca de 300 gigawatts, mas este método de fabricação gera elevadas emissões de CO₂, cerca de 830 milhões de toneladas por ano. O hidrogénio azul, que utiliza a mesma técnica, mas com captura de carbono, está a ser promovido como uma tecnologia de transição. Na figura 4 é possível apreciar a distribuição de produção de hidrogénio por tecnologia do ano 2020 até 2024 e por região para o ano 2023. Já o hidrogénio verde, produzido por eletrólise utilizando eletricidade de fontes renováveis, representa apenas 0,03% da produção global, mas a sua capacidade está a crescer, com cerca de 280 megawatts instalados em 2020, quase uma duplicação em relação a 2015.¹⁸

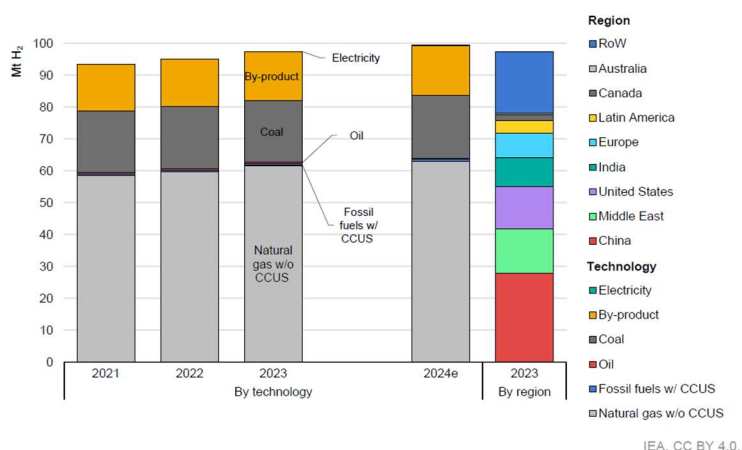


Figura 4. Produção de hidrogénio por tecnologia e por região, 2021-2024.¹⁸

Na figura 5, é possível observar a tendência de crescimento da produção global de hidrogénio verde até o ano 2020.

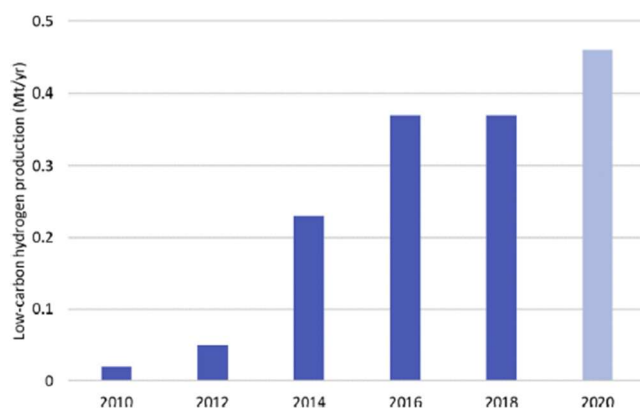


Figura 5. Produção Mundial de Hidrogénio Verde.^{20 19}

Na figura 6, apresenta-se um diagrama explicativo da classificação do hidrogénio segundo a sua origem, descrito por cores dependendo da sua origem de fabricação.



Figura 6. Cores do Hidrogénio²⁰

Uma das alternativas mais promissoras e com menos impacto ambiental para a produção de hidrogénio verde é a eletrólise. Este processo envolve a utilização de eletricidade para separar as moléculas de água em hidrogénio e oxigénio. De acordo com Siu Hua Chang *et al.*²¹, a capacidade global instalada de eletrólise ultrapassou os 2 gigawatts em 2023, marcando um aumento de mais de 300% em comparação com os 0,687 gigawatts registados em 2022. A projeção é que esta capacidade atinja 420 gigawatts até 2030.²¹

Por outro lado, a outra alternativa de produção de hidrogénio é a hidrólise, a qual envolve a reação suportada em catalisadores metálicos com água para produzir hidrogénio puro, sendo uma alternativa promissora às tradicionais técnicas de reforma a vapor e gaseificação. Este processo é amplamente estudado devido à sua capacidade de produzir hidrogénio sem emissões de carbono, especialmente quando utiliza compostos leves, como hidretos metálicos simples e complexos, além de ligas metálicas leves, como as baseadas em magnésio (Mg) e alumínio (Al). De acordo com algumas pesquisas, a hidrólise de magnésio pode gerar até 8,3% de hidrogénio em peso, enquanto o alumínio pode gerar 11,2%, superando significativamente a capacidade de armazenamento de hidrogénio comprimido convencional de 3,5%.²²

Na figura 7, é possível apreciar um esquema explicativo dos processos de eletrólise e hidrólise para a produção de hidrogénio.

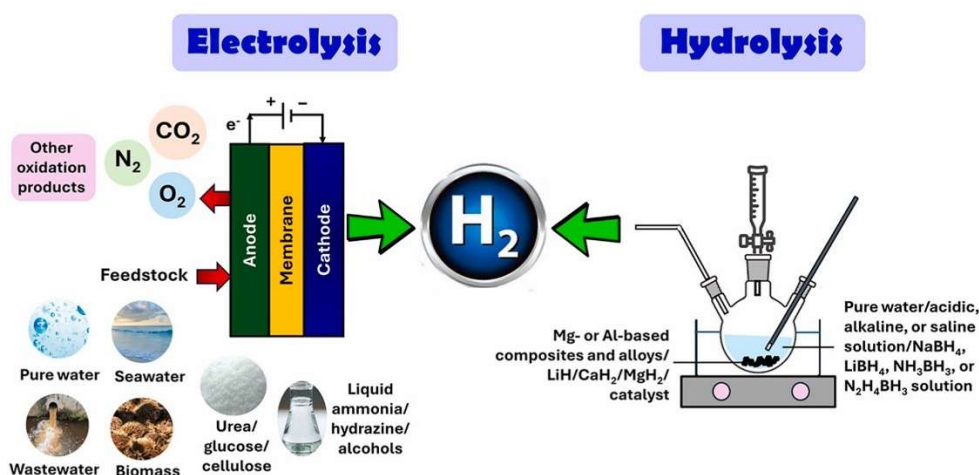


Figura 7. Esquema Explicativo dos processos de Eletrólise e Hidrólise para produção de hidrogénio. ²¹

Portugal tem vindo a consolidar a sua posição no desenvolvimento de hidrogénio verde como parte central da sua estratégia de descarbonização, conforme o delineado na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2).²³ Esta iniciativa complementa o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), com o objetivo de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e cumprir com as metas climáticas da União Europeia para 2050. Um dos projetos mais ambiciosos da EN-H2 é a

instalação de uma capacidade de 1 gigawatts para produção de hidrogénio verde em larga escala, que será alimentada por fontes de energia renovável, nomeadamente solar e eólica. Localizada no polo industrial de Sines, esta unidade terá uma capacidade anual de produção de hidrogénio entre 35 e 175 mil toneladas, desempenhando um papel estratégico na transição energética de Portugal, permitindo reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a sustentabilidade energética do país.²⁴

O setor dos transportes não é alheio à necessidade de diversificação dos combustíveis. Também neste setor, o hidrogénio é visto como uma alternativa chave para a descarbonização do transporte rodoviário, especialmente através da utilização de veículos movidos a células de combustível do tipo Fuel Cell Electric Vehicles (FCEV). Estes veículos têm a vantagem de não emitirem CO₂ nem poluentes atmosféricos durante o uso, ao contrário dos veículos a combustíveis fósseis. Segundo a Agência Portuguesa do Ambiente, no memorando sobre emissões de GEE “Inventário Nacional de Emissões 2022” reportou que em 2020, o setor dos transportes foi responsável por 26% das emissões totais de CO₂, e sem ações, espera-se que essa percentagem aumente até 2050.²⁵ Na figura 8, é possível apreciar um gráfico de vendas anuais de carros desde os anos 2000 e inclui linhas de tendência até o ano 2050, onde é expectável o aumento de venda de carros de motor FCEV. O gráfico sugere que para 2050 os veículos de célula de combustível representarão 17% do mercado mundial de carros (aproximadamente 35 milhões de unidades vendidas).²⁶

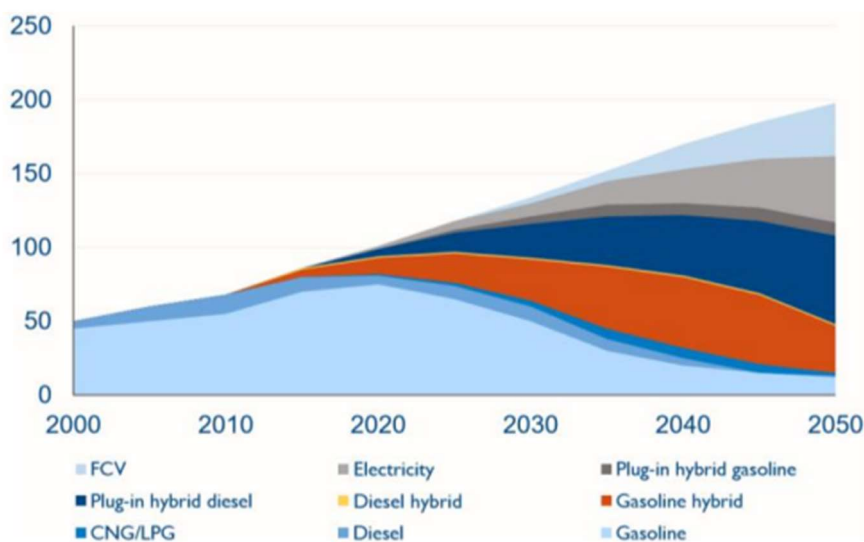


Figura 8. Volume mundial de vendas de carros.²⁷

Além de não emitirem gases poluentes, os FCEV oferecem uma autonomia que pode ultrapassar os 500 km com um tempo de reabastecimento inferior a 10 minutos, características que os tornam comparáveis aos veículos tradicionais a gasolina ou diesel. No entanto, a principal diferença reside no facto de que os FCEV apenas emitem vapor de água²⁷, o que os torna uma alternativa interessante do ponto de vista da descarbonização dos transportes. Países como os Estados Unidos, Japão, Alemanha e França têm investido significativamente na construção de infraestruturas de reabastecimento de hidrogénio. No caso da Califórnia tem quase 3.000 veículos em circulação e uma rede de estações de hidrogénio de 42 estações de abastecimento.^{27 28}

Vários países europeus, como a Alemanha e a França, estão na vanguarda da adoção de veículos movidos a FCEV e da construção de infraestruturas de reabastecimento. A Alemanha, por exemplo, já iniciou uma expansão da sua rede de estações de hidrogénio, cujo objetivo era alcançar mais de 400 estações até 2023, permitindo apoiar o aumento da frota de FCEV. Em 2021

já existia uma rede com 22 estações de abastecimento de hidrogénio (HRS) para veículos.²⁹ Atualmente existem na Alemanha 90 postos de reabastecimento de hidrogénio.³⁰

A tecnologia do hidrogénio oferece vantagens em comparação com veículos elétricos a bateria (BEV), como uma maior autonomia e tempos de reabastecimento mais rápidos. Embora essas vantagens existam, fatores como a infraestrutura limitada de reabastecimento e o alto custo de investimento inicial são barreiras significativas para a adoção em massa. Em 2019, o custo de um veículo movido a hidrogénio variava entre 69.000€ e 78.500€, enquanto o preço de compra médio de um veículo convencional na Europa estava entre 22.500€ e 40.000€, criando um desincentivo significativo à compra. No entanto, com previsões de redução de custos devido a economias de escala e avanços tecnológicos, espera-se que os preços desses veículos diminuam cerca de 50% até 2030.^{31 32}

O uso de veículos movidos a hidrogénio na Europa está em franco desenvolvimento, mas ainda enfrenta alguns desafios importantes. Entre 2014 e 2019, o número de veículos a hidrogénio cresceu mais de 1000%, no entanto, esse número ainda representa uma pequena fração do mercado europeu de veículos alternativos, com apenas 1.286 veículos registados em 2019, incluindo autocarros e veículos comerciais ligeiros.³³

Na figura 9 pode-se observar a projeção da distribuição espacial das estações de abastecimento de hidrogénio em três cenários diferentes de penetração de FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles) na Alemanha, que são 25%, 50% e 75% de adoção destes veículos na frota total até 2030. Este nível de penetração foi determinado com base em fatores demográficos, estimativa de penetração de veículos, definição de metas de adesão a veículos FCEV e taxa de substituição e adoção tecnológica. A projeção mostra como o número de estações deve aumentar para dar resposta ao crescimento da frota desses veículos, passando de algumas centenas de estações no cenário de 25% para mais de 12.000 estações no cenário de 75%.³⁴

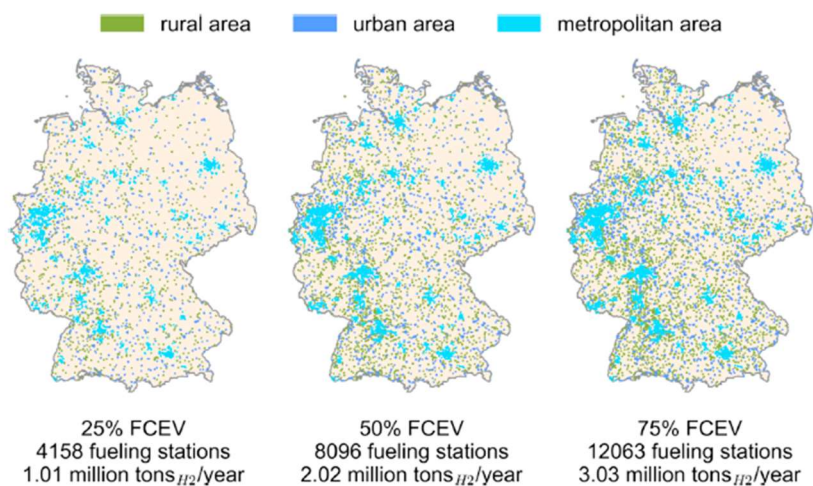


Figura 9. Distribuição espacial da localização das estações de serviço em três cenários estudados para uma penetração de 25%, 50% e 75% da frota de FCEV na Alemanha.³⁴

No caso dos Países Baixos, há um total de 23 estações de reabastecimento de hidrogénio (HRS), distribuídas em várias localizações.³⁰ Essas estações apresentam uma configuração simples, com sistemas de reabastecimento manual e armazenamento de hidrogénio em alta pressão, o que permite iniciar projetos de demonstração de hidrogénio sem a necessidade de investimentos significativos em infraestrutura. As HRS utilizam hidrogénio gasoso, transportado para os locais e armazenado em contentores de múltiplos elementos. Esta abordagem permite a implementação rápida de HRS para promover o uso de hidrogénio em veículos e sistemas de transporte sem elevados custos operacionais.³⁵

Em termos de desenvolvimento de infraestruturas de distribuição de hidrogénio, existe uma variedade de estudos e publicações que propõe a implementação e otimização de redes ao longo da UE. Bolat e Thiel³⁶ exploram a cadeia de abastecimento de hidrogénio e as suas implicações na transição energética europeia. Neste artigo propõe-se uma arquitetura de cadeia de abastecimento otimizada para modelos energéticos *bottom-up*, focando-se na produção, distribuição e uso final de hidrogénio como combustível alternativo. Através de técnicas de modelação e otimização como a programação linear, o estudo identifica as trajetórias mais eficientes e sustentáveis, considerando fatores como custos, eficiência energética e impacto ambiental, permitindo compreender como o hidrogénio pode ser integrado nos sistemas energéticos europeus.

De-León Almaraz et al³⁷ focam-se na otimização da cadeia de abastecimento de hidrogénio para a região Midi-Pyrénées, em França, utilizando métodos de otimização multiobjectivo para analisar diferentes cenários de implantação. O estudo considera os desafios associados à produção, armazenamento e transporte de hidrogénio, tendo como base uma abordagem de programação linear inteira mista (MILP). Esta investigação desenvolve dois cenários de otimização: uma abordagem global que utiliza o método ϵ -constraint, e uma otimização sequencial por períodos, através dos métodos lexicográfico e ϵ -constraint. O objetivo central é minimizar simultaneamente os custos, o impacto ambiental (emissões de CO₂) e os riscos de segurança ao longo de diferentes períodos, de 2020 a 2050. Os resultados demonstram a importância da transição de uma cadeia de abastecimento centralizada para uma descentralizada, à medida que a procura de hidrogénio aumenta, reforçando o papel do hidrogénio na transição energética para uma economia de baixo carbono na Europa.

Na mesma ordem de ideias, Lordache et al³⁸, oferece uma avaliação detalhada da viabilidade comercial e da rentabilidade da implementação de uma rede de postos de abastecimento de hidrogénio (HRS) nos Estados-Membros da União Europeia. O estudo, conduzido ao longo de um programa de 15 anos, apresenta cenários de crescimento tanto para as HRS quanto para os veículos FCEV. O objetivo central é garantir que o número de HRS acompanhe o aumento da frota de FCEV, sendo essa correlação fundamental para a viabilidade financeira do projeto. O estudo utiliza métricas financeiras, como o valor presente líquido (NPV), o fluxo de caixa e a relação dívida-serviço (ADSCR), para avaliar o retorno sobre o investimento. Os resultados mostram que, nos primeiros anos, os postos de abastecimento terão uma baixa utilização devido ao número inicial reduzido de FCEV, o que implica um desafio significativo em termos de custos operacionais e margens de lucro. No entanto, à medida que a frota de FCEV aumente, a infraestrutura de HRS começará a ser mais utilizada, o que melhora os fluxos de caixa e torna o investimento rentável. O estudo destaca que o NPV só se tornará positivo na segunda metade do programa, quando a expansão da frota de FCEV ultrapassar o ponto crítico. Além disso, o estudo reforça que, para garantir a viabilidade comercial, é crucial que o desenvolvimento das infraestruturas de hidrogénio seja cuidadosamente planeado e alinhado com políticas públicas eficazes que incentivem o uso de FCEV.

2.2 Enquadramento Legal

2.2.1 Definição de combustíveis alternativos segundo a EU

O Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e o Conselho Europeu de 13 de setembro de 2023 relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/UE do Parlamento Europeu e do Conselho³⁹, no seu artigo 2º, define combustíveis alternativos como “combustíveis ou fontes de energia que servem, pelo menos em parte, como substitutos das fontes de petróleo fóssil no fornecimento de energia para os transportes, e que têm potencial para contribuir para a sua descarbonização e para melhorar o desempenho ambiental do setor dos transportes, incluindo: (a) «combustíveis alternativos para veículos de emissões nulas»: eletricidade, hidrogénio, amoníaco, (b) «combustíveis renováveis»: combustíveis biomássicos e biocombustíveis, tal como definidos no artigo 2.º, pontos 27, 28 e 33, da Diretiva (UE) 2018/2001, combustíveis sintéticos e parafínicos, incluindo amoníaco, produzidos a partir de energias renováveis, (c) «Combustíveis alternativos não renováveis e combustíveis fósseis de transição» para uma fase de transição: gás natural, em forma gasosa (gás natural comprimido (GNC)) ou em forma liquefeita (gás natural liquefeito (GNL)), gás de petróleo liquefeito (GPL), combustíveis sintéticos e parafínicos produzidos a partir de energias não renováveis”.

O hidrogénio é considerado um combustível de emissões nulas, pois quando utilizado em células de combustível, a única emissão produzida é vapor de água. Quando o hidrogénio é produzido a partir de fontes renováveis, tem o potencial de reduzir praticamente a zero a emissão de gases de efeito estufa.

2.2.2 A diretiva 2014/94/EU

A primeira iniciativa tomada pela União europeia referente a combustíveis alternativos, foi a diretiva 2014/94/EU⁴⁰ para o desenvolvimento de uma Infraestrutura de Combustíveis Alternativos, geralmente identificada pela sua sigla em inglês AFID (Alternative Fuel Infrastructure Directive). A Diretiva foi aprovada na altura como um dos primeiros passos para fazer o sector dos transportes acompanhar o processo de transição energética dentro dos estados-membros da União.

Relativamente à área de interesse deste estudo, assume especial relevância o artigo 5º que estabelece os requisitos para a instalação de infraestruturas de distribuição de hidrogénio para transportes rodoviários. No número 1 do artigo 5º estabelecia que todos os estados-membros deveriam assegurar a disponibilidade de um número suficiente de estações de abastecimento de hidrogénio para garantir a circulação de veículos FCVE até o 31 de dezembro de 2030. Adicionalmente, definiram-se as especificações técnicas dos postos ou pontos de abastecimento de hidrogénio no anexo II, secção 2 do referido documento.⁴⁰

A diretiva, recomendava também aos estados-membros, a criação de planos nacionais e políticas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis alternativos e a implantação de infraestruturas correspondentes considerando também a interoperabilidade da rede dentro da União Europeia. Para além do hidrogénio, também estabeleceu as primeiras normas para a implementação de pontos de recarga para veículos elétricos e estações de reabastecimento para GNL e GNC.

Para dar resposta à implementação da diretiva, cada Estado Membro teve de implementar um quadro de ação, o qual se define como planos estratégicos desenvolvidos por cada Estado-Membro da União Europeia para garantir a implementação de infraestrutura adequada para combustíveis alternativos. Esses quadros definem metas, prioridades e medidas para apoiar a

descarbonização dos transportes e alinham-se com os objetivos da UE em termos de mobilidade sustentável. Eles incluem iniciativas para promover o uso de combustíveis alternativos em diversos setores, além de identificar barreiras e soluções para a implantação da infraestrutura necessária.

Para apoiar a implementação dos quadros de ação nacionais conforme estabelecido no artigo 10.º, n.º 6, da diretiva, a Comissão adotou, em 8 de novembro de 2012, um plano de ação da UE para a infraestrutura de combustíveis alternativos intitulado “CARS 2020: Plano de Ação para uma Indústria Automóvel Competitiva e Sustentável na Europa”. O objetivo deste plano era garantir a criação de uma infraestrutura básica para combustíveis alternativos que cobrisse toda a rede transeuropeia de transportes (RTE-T) até 2025, além de intensificar os investimentos nessa infraestrutura.⁴¹

Em 8 de março de 2021 foi publicado o Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu sobre a aplicação da Diretiva 2014/94/EU⁴², o qual apresentou os resultados da avaliação das medidas tomadas pelos estados-membros na aplicação da diretiva.

Neste relatório, relativamente às pilhas de combustível de hidrogénio, indica-se que ainda constitui um nicho de mercado. Também, se indica que alguns estados-membros manifestaram forte interesse no que diz respeito à introdução de veículos movimentados a hidrogénio, mas cerca da metade dos estados não forneceram qualquer estimativa do número de veículos a serem introduzido no mercado e a maioria não possuíam ainda qualquer estratégia para o hidrogénio.⁴²

No caso específico de Portugal, o único instrumento legal gerado após a promulgação da Diretiva 2014/94/EU foi a Estratégia Nacional do Hidrogénio a qual será explicada com mais detalhe no capítulo 2.2.5 deste trabalho. Dito documento só cita a Diretiva no seu numeral 2.3 como uma medida de ação para assegurar a participação nos trabalhos de normalização relacionados com estações de reabastecimento de veículos e equipamentos e procedimentos associados, com a finalidade de contribuir para a implementação da mesma diretiva.

No âmbito do desenvolvimento de infraestruturas de combustíveis alternativos, na Europa já foi implementado um projeto de criação de infraestrutura de combustíveis alternativos. Trata-se do LNG Blue Corridors project, o qual iniciou em maio de 2013, cujo objetivo principal foi implementar o Gas Natural Liquefeito (LNG) como uma alternativa real para veículos de transporte de carga de longo ou médio alcance, com a finalidade de, inicialmente, tornar-se um complemento do uso de gasóleo a curto prazo e o substituto do gasóleo a longo prazo.⁴³

Dita iniciativa foi considerada, à época, como uma estratégia promissora para a redução das emissões de gases com efeito de estufa, a melhoria da qualidade do ar e a diminuição da dependência do petróleo. Com esse propósito, foram delineados corredores estratégicos ao longo do continente europeu, visando a implementação de uma rede de distribuição de GNL sustentável e eficiente. Na Figura 10, é possível visualizar os corredores definidos: o Corredor Atlântico, representado em verde; o Corredor do Norte, em azul; o Corredor Mediterrâneo, em vermelho; e o Corredor Oeste-Leste, em amarelo.⁴³



Figura 10. Corredores de LNG na Europa⁴³

A escolha das localizações das estações de abastecimento no projeto LNG Blue Corridors baseou-se em critérios estratégicos e técnicos para garantir a eficiência e viabilidade da infraestrutura. As estações foram colocadas em locais com alta demanda de veículos pesados movidos a GNL, próximos a fluxos de tráfego significativos e operadores logísticos importantes, assegurando o uso contínuo das instalações.⁴³

A proximidade com terminais de GNL, como os de Barcelona e Sines, foi essencial para reduzir custos logísticos, enquanto a conectividade com os corredores Atlântico, Mediterrâneo, Norte-Sul e Oeste-Leste facilitou viagens internacionais de longa distância. Também foram considerados fatores geográficos, privilegiando áreas menos desafiadoras para os veículos GNL iniciais, além de requisitos técnicos, como acessibilidade a rodovias, espaço adequado para construção e cumprimento das regulamentações locais.⁴³

Em países como Espanha, Itália, França e Portugal, as localizações foram escolhidas estrategicamente para atender à procura regional e promover conexões internacionais, consolidando o GNL como uma alternativa sustentável ao gasóleo. Na figura 11 encontra-se um esquema de localização das estações de abastecimento de LNG escolhidos.⁴³



Figura 11. Mapa com estações de GNL planeadas (azul), em operação (verde) e não confirmadas (vermelho) em janeiro 2016.⁴³

Como é indicado, o porto de Sines representou na altura da implementação deste projeto, um papel crucial como um local estratégico, devido à sua importância logística e proximidade ao terminal de GNL de Sines. O terminal serve como uma fonte eficiente de abastecimento para a estação, reduzindo custos de transporte de GNL e garantindo um fornecimento contínuo para veículos pesados. Além disso, destaca-se que Sines já possui tráfego significativo de camiões movidos a GNL, o que justifica ainda mais a escolha da sua localização.⁴³

2.2.3 O regulamento (EU) 2023/1804

Na secção anterior, foram introduzidos alguns pontos importantes sobre os inícios desta iniciativa. No entanto, é importante pontuar alguns aspetos relevantes na cronologia da natureza, forma e conteúdo do documento inicial até a regulamentação. Sendo assim, podemos salientar algumas diferenças entre os dois documentos:

- A diretiva 2014/94/EU, concentra-se principalmente em infraestrutura para veículos rodoviários e uma cobertura geral para combustíveis alternativos. O regulamento 2023/1804, por sua vez, amplia o escopo, incluindo requisitos específicos para transporte rodoviário pesado, aéreo e marítimo, prevendo uma infraestrutura de abastecimento e carregamento adequada para cada tipo de transporte;
- Na proposta inicial de regulamento apresentado pela Comissão, estabeleciam-se a distância máxima entre postos de abastecimento de hidrogénio consecutivas em 150 km, dentro da rede principal da RTE-T e a rede global da RTE-T. No regulamento aprovado, o artigo 6º estabelece uma distância máxima de 200 km entre postos de abastecimento de hidrogénio na rede principal RTE-T, ficando excluída qualquer exigência de implementação de infraestrutura na rede global;
- No nº4 do artigo 6º do regulamento, foi considerada a possibilidade ao longo das estradas da rede principal da RTE-T com um tráfego diário médio anual total inferior a 2000 veículos pesados e se a implantação da infraestrutura não puder ser justificada em termos de custo-benefício socioeconómico, poder reduzir-se até 50 % a capacidade da estação de abastecimento de hidrogénio, embora mantendo a distância máxima de 200 km entre estações.

2.2.4 A rede transeuropeia de transportes

A rede transeuropeia de transportes (RTE-T) nasceu como uma iniciativa da União Europeia para construir uma rede de transportes que melhore a conectividade em todo o continente. A rede transeuropeia teve a sua origem no Tratado de Maastricht, o qual conferiu à União Europeia a missão de desenvolver redes transeuropeias nos domínios dos transportes, da energia e das telecomunicações, a fim de ajudar a desenvolver o mercado interno, reforçar a coesão económica e social, ligar as regiões insulares, isoladas e periféricas às regiões centrais da UE e tornar o território da UE mais acessível aos países vizinhos.⁴⁴

O primeiro regulamento criado pela União Europeia no que diz respeito à RTE-T foi o Regulamento (UE) N 1315/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2013. Este regulamento estabelece as orientações para o desenvolvimento da rede e as prioridades para o desenvolvimento.⁴⁵

Neste regulamento introduziu-se o conceito de estrutura de dupla camada consistindo de uma rede de rotas principais (que deverá ser completada o mais tardar em 2030) e uma rede global de ligações que alimentam a rede principal (que deverá ser completada o mais tardar em 2050). A rede principal é constituída por nove corredores de transporte multimodal interligados que

conectam vários países, cobrindo os fluxos de transporte de longa distância mais importantes e facilitando o desenvolvimento coordenado da rede.

Conforme o artigo 6 do regulamento, a rede global é composta por todas as infraestruturas de transporte existentes e planeadas da rede transeuropeia de transportes, bem como por medidas destinadas a promover uma utilização eficiente e sustentável, do ponto de vista social e ambiental, dessa mesma infraestrutura. No mesmo artigo a rede principal é definida como sendo composta pelas partes da rede global estrategicamente mais importantes para atingir os objetivos de desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes.

Em 13 de junho de 2024 foi aprovado o Regulamento (UE) 2024/1679 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 relativo às orientações da União para o desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes, que altera o Regulamento (UE) 2021/1153 e o Regulamento (UE) 913/2010 e revoga o Regulamento (UE) 1315/2013.⁴⁶

Entre as alterações mais relevantes, destaca-se a incorporação de objetivos alinhados com o Pacto Ecológico Europeu, como a descarbonização do setor dos transportes e a integração de infraestruturas para combustíveis alternativos, essenciais para alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Além disso, o novo regulamento reforça a intermodalidade através do desenvolvimento de plataformas logísticas multimodais, promovendo uma transferência eficiente entre diferentes modos de transporte. Introduce também um prazo intermédio, até 2040, para a conformidade da rede principal alargada, com o objetivo de facilitar uma implementação gradual e monitorizada. Outra mudança é o foco na resiliência às alterações climáticas, exigindo avaliações detalhadas de risco e a integração de medidas de adaptação nas infraestruturas. Por fim, o regulamento procura incentivar a adoção de tecnologias emergentes, como sistemas inteligentes de transporte e veículos autónomos, assegurando uma transição justa que promova benefícios socioeconómicos para os Estados-Membros e suas populações.⁴⁶

Em Portugal, a RTE-T abrange vários troços de infraestruturas que são fundamentais tanto para o transporte nacional como internacional. Entre os principais corredores que atravessam o território português, destacam-se os seguintes:

Corredor Atlântico: Este corredor é de grande importância para Portugal, conectando o país com Espanha e, posteriormente, com outros países europeus. Inclui a autoestrada A1, que liga Lisboa ao Porto, e a A25, que conecta a costa atlântica à fronteira com Espanha, facilitando o transporte de mercadorias e passageiros entre Portugal e Espanha e o resto da Europa. Adicionalmente a A6 conecta Lisboa com a fronteira com Espanha por Badajoz, pela qual pode-se ter ligações com o corredor Mediterrâneo.⁴⁶

Além das autoestradas, a rede transeuropeia inclui infraestruturas ferroviárias como a Linha do Norte, que é a principal linha férrea de Portugal, ligando Lisboa ao Porto. Portos como o de Sines e o de Leixões, bem como os aeroportos de Lisboa, Porto e Faro, também integram a rede RTE-T, funcionando como nós críticos para o transporte intermodal de mercadorias e passageiros.⁴⁶

A integração destas infraestruturas na RTE-T visa promover um transporte mais eficiente, reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e melhorar a competitividade das economias regionais, conectando-as diretamente aos principais mercados europeus.

Na figura 12 é possível observar a linha principal da Rede Transeuropeia de Transportes.



Figura 12. Rede Principal: Vias rodoviárias, portos, terminais rodoferroviários (RRT) e aeroportos Estados-Membros da União.⁴⁷

Na figura 13, podemos observar a rede global e principal para o caso ibérico.



Figura 13. Rede Global e Rede Principal: Vias rodoviárias, portos, terminais rodoferrviários e aeroportos (Península Ibérica).⁴⁷

2.2.5 Estratégia Nacional para o Hidrogénio

A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), que consta do anexo da Resolução do Conselho de Ministros nº. 63/2020⁴⁸ de 14 de agosto de 2020, pretende promover a introdução gradual do hidrogénio como um pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada. A EN-H2 tem como objetivo contribuir para a descarbonização da economia portuguesa e da UE, incentivando a produção e o consumo de hidrogénio verde. Esta estratégia é vista como uma oportunidade estratégica para o setor energético do país, com o potencial de criar uma fileira industrial com potencial exportador e gerador de riqueza.

Na EN-H2 o estado português compromete-se com a elaboração de políticas nacionais para o desenvolvimento do mercado de hidrogénio e a implantação de infraestruturas correspondentes. Em relação a este tópico, a EN-H2 não tem relação com a iniciativa da EU. Além disso, estabelece

metas para a incorporação de hidrogénio nos vários setores da economia, incluindo transporte, energia e indústria.

A EN-H2 define também metas para a capacidade instalada de produção de hidrogénio, o número de veículos a hidrogénio e a implementação de postos de abastecimento deste combustível. As metas específicas podem ser observadas na figura 14.

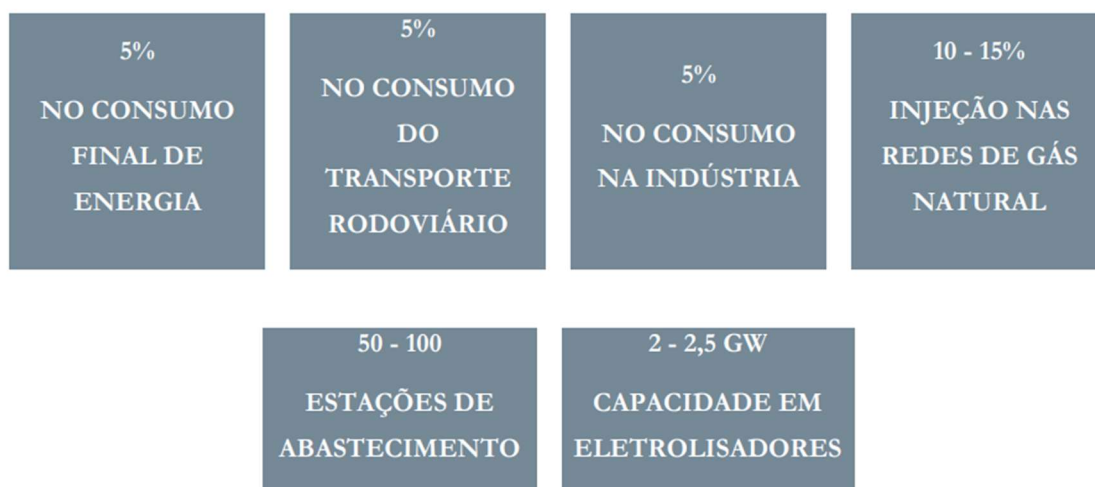


Figura 14. Objetivos para 2020-2030.⁴⁸

O objetivo global é assegurar, a longo prazo, a descarbonização de toda a rede de gás natural e das centrais elétricas. A figura 15 apresenta uma explicação detalhada dos benefícios económicos associados ao hidrogénio.

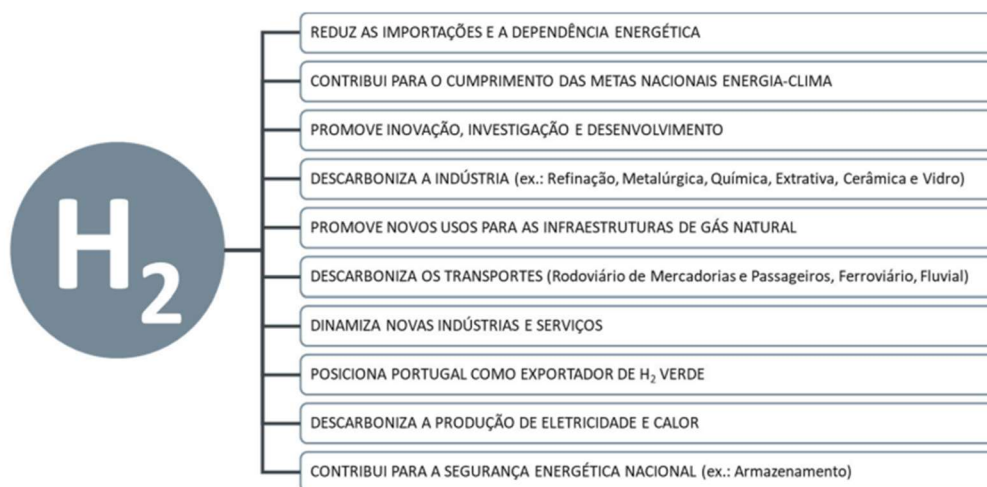


Figura 15. Benefícios do Hidrogénio para a Economia.⁴⁸

O Governo português está a promover uma política industrial em torno do hidrogénio, que se baseia na definição de um conjunto de políticas públicas que orientam, coordenam e mobilizam investimentos públicos e privados em projetos nas áreas de produção, armazenamento, transporte e consumo de gases renováveis em Portugal.

Na figura 16 encontram-se explicadas as três fases:



Figura 16. Estratégia para o Hidrogénio em Portugal.⁴⁸

As medidas de ação propostas no âmbito desta estratégia incluem a elaboração da legislação, regulamentação e estrutura normativa que permita a promoção deste novo paradigma em Portugal; alteração legislativa sobre a injeção de Gases Renováveis; incentivo à escala nacional, com base nas cadeias de valor prioritárias de hidrogénio, considerando-o como vetor de energia e como produto.

Além disso, a estratégia visa promover, desenvolver e monitorizar projetos, em diferentes setores e escalas, atendendo às cadeias de valor prioritárias nacionais, maturidade tecnológica, redução de custos e de fontes de energia renováveis.

A EN-H2 foi apresentada como um passo para a realização dos objetivos de descarbonização do país. Embora a iniciativa portuguesa e a proposta da EU não tenham relação com os objetivos estabelecidos, encontram-se intimamente interligadas, pois ambas procuram promover a transição para uma economia com neutralidade carbónica.⁴⁸

2.2.6 Justificativa para a criação da infraestrutura de combustíveis alternativos

Com a entrada em vigor do acordo de Paris a 4 de novembro de 2016, a comunidade internacional comprometeu-se com uma resposta global para travar o aumento da temperatura média global e resolver os desafios ligados às alterações climáticas.⁴⁹

Com a finalidade de cumprir o estabelecido no acordo de Paris, a EU encontra-se avaliando e estudando todas as medidas necessárias para criar uma infraestrutura que permita aos integrantes da união transportar, armazenar e abastecer combustíveis alternativos que não gerem emissões e que sejam sustentáveis.

A justificativa para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos é multifacetada e abrangente. Em primeiro lugar, a sustentabilidade ambiental é uma consideração primordial. Os combustíveis alternativos, como o hidrogénio e biomassa, assim como a eletricidade de origem solar e eólica têm um impacto ambiental muito menor em comparação com os combustíveis fósseis. Em segundo lugar, a segurança de abastecimento é uma preocupação importante. A dependência de combustíveis fósseis, que são recursos limitados e concentrados em algumas regiões do mundo, pode levar a problemas de segurança energética. Os combustíveis alternativos podem ser produzidos localmente, reduzindo a dependência de importações de energia e aumentando a resiliência energética.

Além disso, a infraestrutura para combustíveis alternativos impulsiona a inovação tecnológica, criando oportunidades para o desenvolvimento de novas tecnologias e indústrias, promovendo o crescimento económico e a criação de emprego.

Por fim, a transição para os combustíveis alternativos tem implicações positivas para a saúde pública. Segundo a Agência Portuguesa do Ambiente⁵⁰, a poluição do ar causada pelos combustíveis fósseis tem sido associada a vários problemas de saúde, como doenças respiratórias e cardiovasculares. A melhoria da qualidade do ar resultante da utilização de combustíveis alternativos pode, portanto, contribuir para a melhoria da saúde pública.

Portanto, a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos é uma etapa crucial para um futuro sustentável e resiliente. É um investimento que vale a pena considerar para o bem-estar do nosso planeta e das gerações futuras.

2.2.7 Rede europeia de abastecimento de hidrogénio

A rede europeia de abastecimento de hidrogénio teve a sua origem em 8 de julho de 2020 com o lançamento da “Estratégia do Hidrogénio para uma Europa com Impacto Neutro no Clima”⁵¹, a qual, visa tornar Europa o líder global de tecnologias de hidrogénio limpo. Atualmente existem mais de 200 postos de abastecimento de hidrogénio dentro da União, sendo a Alemanha o país líder com mais de 90 posto de abastecimento. No entanto, países como Bélgica, Países Baixos e Dinamarca atualmente encontram-se a aumentar sua rede de distribuição. Na figura 17, é possível representar a rede de abastecimento de hidrogénio na Europa.

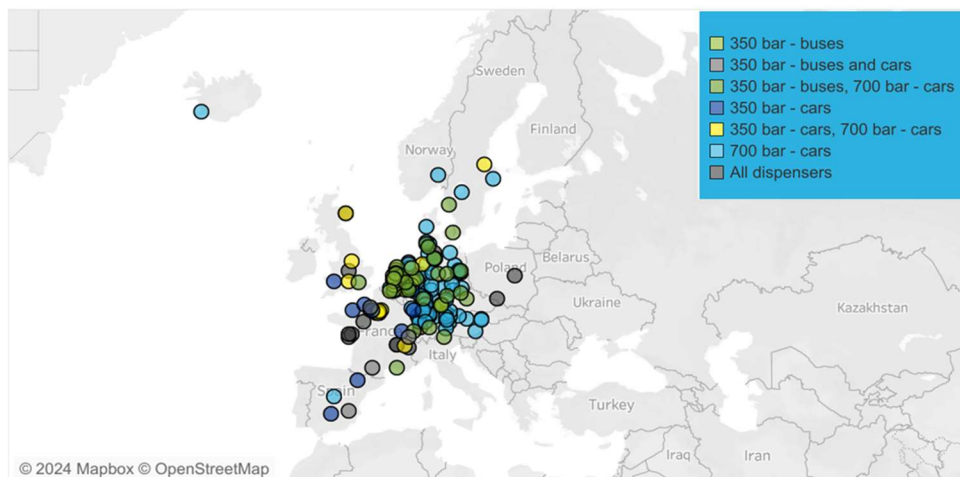


Figura 17. Estações de abastecimento operacionais na União Europeia com aceso público em 2024.⁵²

De acordo com o regulamento objeto deste estudo, as estações devem cumprir com uma pressão de abastecimento de 700 bar. Neste contexto, na Figura 18, pode-se apreciar a rede de distribuição atual com estações de serviço com esta característica. A Alemanha é o país da União Europeia que lidera em número de estações de abastecimento de hidrogénio de 700 bar, com 85 estações em total, seguido pelos Países Baixos com 22 e a França em terceiro lugar com 19.⁵²



Figura 18. Rede de abastecimento de Hidrogénio com 700 bar de pressão na União Europeia.^{52,52}

Na Alemanha existe a “Nationale Wasserstoffstrategie” (Estratégia Nacional do Hidrogénio) que pretende estabelecer uma rede de pipelines de 1800 km por todo o país até 2030, aumentar a capacidade de eletrólise até 5G GW até 2030 e expandir para 10 GW até 2040 e desenvolver uma rede distribuição do hidrogénio incluindo estações de abastecimento e sistemas de transporte, para facilitar o uso do hidrogénio em transportes e outros setores.⁵³

A França também está destacando-se na infraestrutura de hidrogénio, com cerca de 30 estações de abastecimento atualmente operacionais. O país lançou o plano "Hydrogen Plan", que inclui um investimento de 7,2 mil milhões de euros até 2030 para desenvolver a produção de Hidrogénio verde e expandir a infraestrutura de HRS. A França pretende ter 100 estações até 2025, com foco especial em corredores de transporte e regiões industriais.⁵⁴

Os Países Baixos e a Bélgica estão colaborando em vários projetos transfronteiriços para criar uma rede de Hidrogénio robusta na região do Benelux. A estratégia nacional de hidrogénio dos Países Baixos visa uma infraestrutura que suporte 50 HRS até 2025. A Bélgica tem também vários projetos em andamento para construir estações adicionais.⁵⁵

Em termos de abastecimento de hidrogénio, Portugal encontra-se aquém das realidades evidenciadas no resto de Europa. Atualmente o único município que possui um serviço de transporte com pilha de célula de hidrogénio é Cascais. O veículo, parte da frota da MobiCascais opera com tecnologia de célula de combustível que utiliza hidrogénio para gerar eletricidade, movimentando o motor elétrico do autocarro.⁵⁶

2.2.8 Funcionamento de um posto de abastecimento de hidrogénio

No regulamento usado como base para este estudo, no seu artigo 7, são definidos os critérios com os quais deve cumprir cada infraestrutura de abastecimento de hidrogénio. No entanto, no que diz respeito às especificações com que deve cumprir o hidrogénio a ser abastecido, no anexo II, secção 3 do documento, referenciam-se as normas que se devem cumprir.

No caso das estações de abastecimento exteriores que fornecem hidrogénio, devem ser considerados os requisitos da norma EN 17127:2020, onde se incluem, requisitos de infraestrutura, fornecimento e segurança do posto de abastecimento. Na figura 19, apresenta-se um layout geral de como é um posto de abastecimento de hidrogénio.⁵⁷

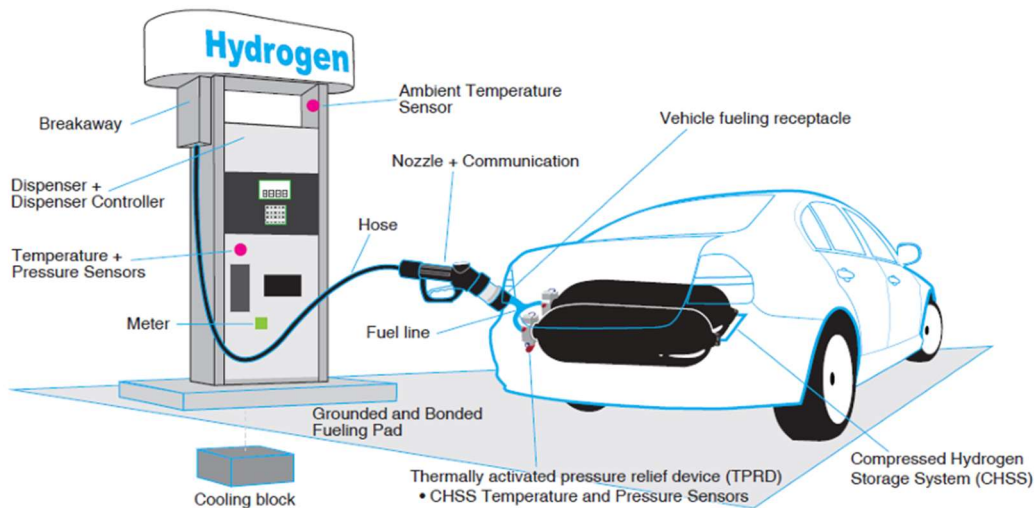


Figura 19. Esquema de posto de Abastecimento de Hidrogénio.⁵⁷

Relativamente às características e especificações de qualidade do hidrogénio, o regulamento estabelece que deve cumprir com a norma EN 17124:2022. Adicionalmente, os métodos usados para a análise e inspeção do mesmo, também se encontram mencionados nesta norma.

Adicionalmente, todos os conectores ou dispositivos usados para o abastecimento de hidrogénio, devem estar devidamente certificados com base na norma EN ISO 17268:2020.

Segundo a norma EN 17127:2020, o esquema básico de um posto de abastecimento de hidrogénio inclui áreas e sistemas interligados que garantem a segurança e eficiência do processo de abastecimento. Em primeiro lugar, encontra-se a zona de receção e armazenamento, onde o hidrogénio é recebido e mantido em tanques pressurizados, prontos para ser processados. A partir daí, o hidrogénio passa para o sistema de compressão, que ajusta a pressão para níveis adequados ao abastecimento veicular. Em seguida, o hidrogénio comprimido é direcionado para a zona de arrefecimento, onde a temperatura é reduzida para evitar riscos durante o processo de enchimento. Na área de abastecimento, o hidrogénio é então transferido para o veículo, sob monitorização constante de sensores de pressão e temperatura, garantindo um abastecimento seguro. Finalmente, o sistema de controlo e segurança supervisiona todo o processo, com sensores e alarmes que identificam potenciais fugas ou variações indesejadas, garantindo a segurança de operadores e utilizadores.⁵⁸ Na figura 20 apresenta-se um esquema geral simplificado das várias etapas.



Figura 20. Esquema Simplificado de um posto de abastecimento de hidrogénio.

2.2.9 Frota existente de veículos a Hidrogénio na Europa

Nos últimos anos, a Europa tem visto um crescimento na adoção de Veículos Elétricos a Célula de Combustível (FCEV). Esse aumento reflete o esforço contínuo da União Europeia e dos seus

estados-membros para promover tecnologias de energia limpa e reduzir as emissões de carbono. A análise da evolução do mercado de FCEV na Europa, com base em números de registo e crescimento da frota, oferece uma visão detalhada sobre a penetração desses veículos inovadores no continente.

De 2015 a 2022, os registos de FCEV na Europa aumentaram de forma acelerada. Em 2015, apenas 175 FCEV foram registados, enquanto em 2022, o número de registos alcançou 1.537 unidades, representando um aumento de 31% em relação ao ano anterior. Este crescimento contínuo é ilustrado na figura 21, mostrando um aumento significativo de 340 registos em 2018 para 1.537 em 2022, um aumento de 352%.⁵⁹

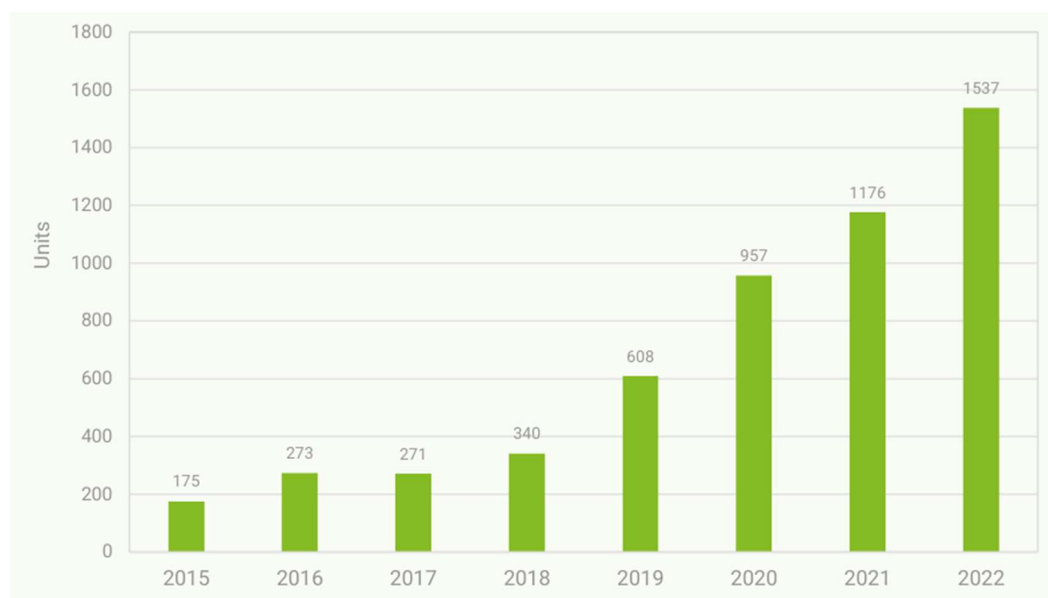


Figura 21. Evolução de novos registos de Veículos de Célula de Hidrogénio de 2015 até 2022.⁵⁹

O crescimento nos registos refletiu-se diretamente na evolução da frota de FCEV na Europa. Em 2015, a frota totalizava 322 veículos, aumentando para 5.570 veículos em 2022, um incremento de 1629%. Este aumento considerável é mostrado na figura 22. De 2021 para 2022, a frota cresceu 38%.⁵⁹

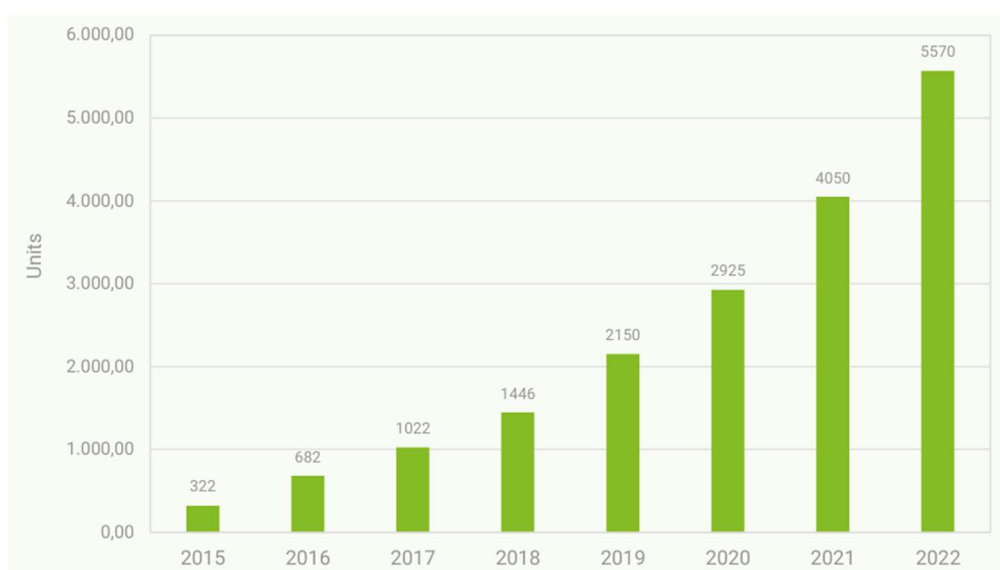


Figura 22. Evolução da frota de veículos a Hidrogénio na Europa desde 2015 a 2022.⁵⁹

Os FCEV incluem uma variedade de tipos de veículos, cada um com sua própria trajetória de crescimento. A evolução da frota desses veículos de 2015 a 2022 é detalhada na figura 23.

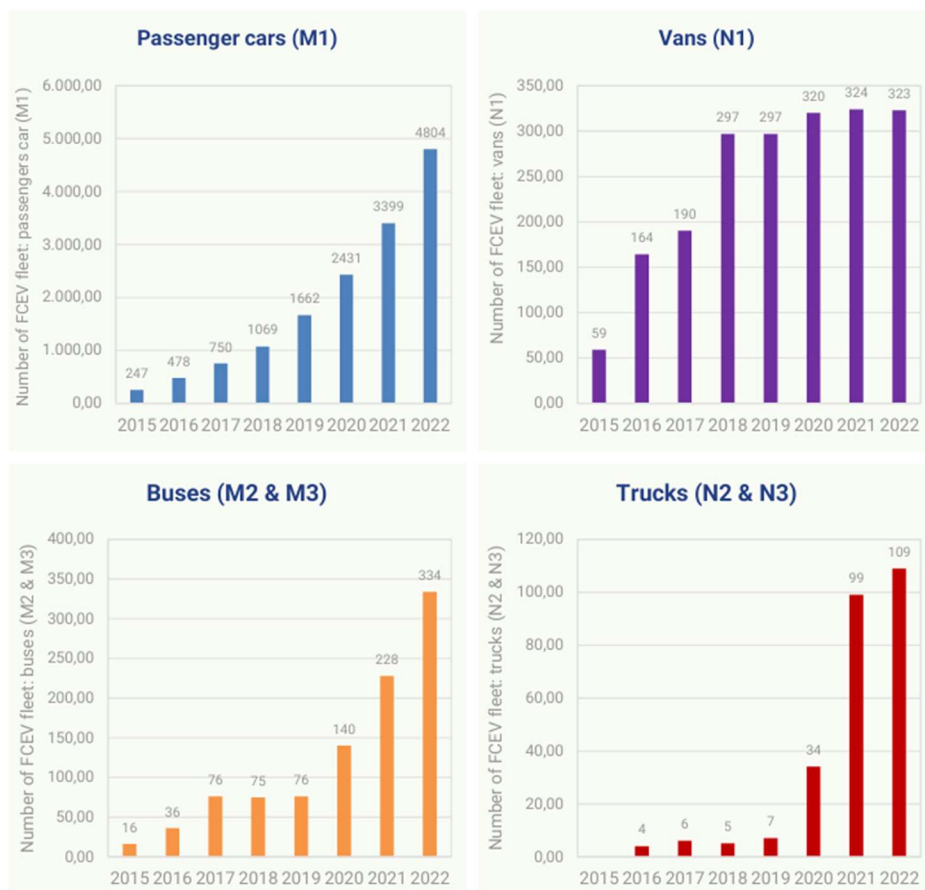


Figura 23. Evolução da frota de veículos a Hidrogénio na Europa (por tipo de veículo).⁵⁹

- Carros de Passageiros (M1):

A frota de carros de passageiros a célula de combustível cresceu de 247 unidades em 2015 para 4804 unidades em 2022. Este tipo de veículo representa a maioria dos FCEV na Europa, mostrando um crescimento contínuo ao longo dos anos.⁵⁹

- Ligeiros de mercadorias (N1):

O número de veículos ligeiros de mercadorias movidos a hidrogénio também aumentou, embora de forma mais modesta. Em 2022, havia 323 unidades em comparação com 297 unidades em 2018, indicando uma estabilização do crescimento após um aumento inicial.⁵⁹

- Autocarros (M2 & M3):

A frota de autocarros a hidrogénio experimentou um crescimento significativo, especialmente nos últimos anos. Em 2022, havia 334 autocarros a célula de combustível em operação na Europa.⁵⁹

- Camiões (N2 & N3):

Os camiões a célula de combustível começaram a crescer substancialmente a partir de 2016. Em 2022, a frota totalizou 109 unidades, com um aumento considerável a partir de 2020.⁵⁹

- Desdobramento Nacional dos FCEV

A distribuição dos FCEV varia significativamente entre os países europeus, refletindo as políticas e investimentos nacionais. A figura 24 ilustra essa variação para carros de passageiros, destacando:⁵⁹

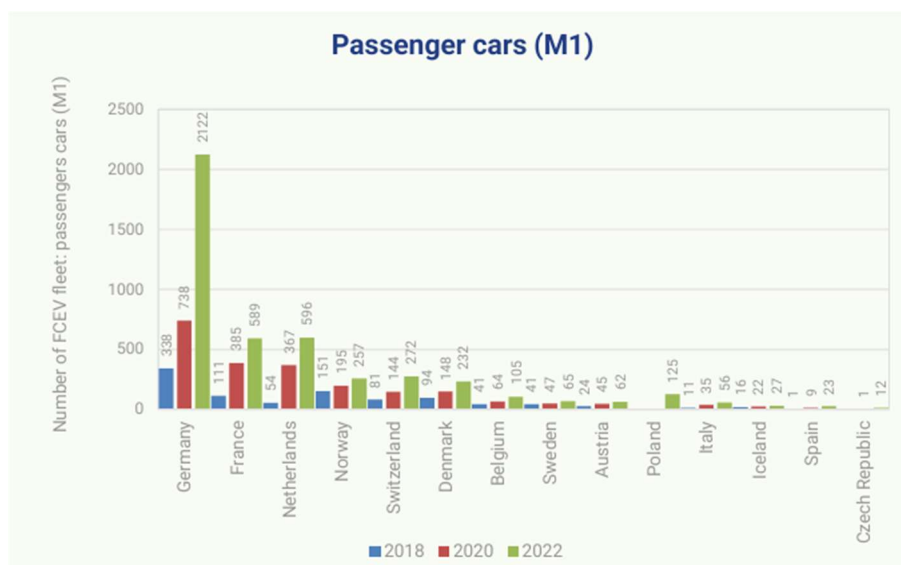


Figura 24. Evolução de veículos domésticos a hidrogénio por país⁵⁹

- Alemanha:

Alemanha lidera com a maior frota de carros de passageiros a célula de combustível, totalizando 2.122 unidades em 2022, representando 44% do total europeu.

- França e Países Baixos:

França e Países Baixos têm frotas semelhantes com 589 e 596 unidades, respetivamente, representando cada um cerca de 12% da frota de veículos ligeiros a hidrogénio da UE.

- Vans, Autocarros e Camiões

A figura 25 mostra que a França é o país com maior número de ligeiros de mercadorias a hidrogénio com 273 unidades em 2022, representando 85% do total europeu

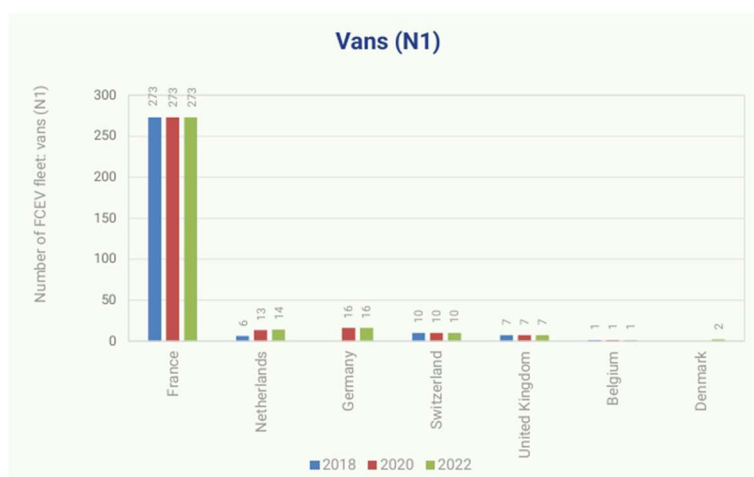


Figura 25. Evolução de veículos de tipo vans a hidrogénio por país⁵⁹

3 Metodologia

Este trabalho pretende criar um modelo para determinar a localização das estações de abastecimento de hidrogénio ao longo da RTE-T em território português de acordo com as condições definidas no Regulamento (EU) 2023/1804. Para tal, considera-se como potencial localização das estações de abastecimento de hidrogénio as áreas de serviço atualmente existentes ao longo das autoestradas que fazem parte da RTE-T em Portugal, que já fornecem uma variada gama de combustíveis rodoviários. O presente estudo desenvolve um método baseado num modelo matemático implementado em Python, com o objetivo de determinar a localização de estações de abastecimento de hidrogénio. O modelo procura distribuir as estações de hidrogénio pelas áreas de serviço existentes, garantindo simultaneamente que a distância entre quaisquer duas estações consecutivas não exceda o limite máximo de 200 km definido no regulamento.

Este modelo matemático estrutura-se em várias etapas. A primeira etapa é a descrição da rede de estradas que é composta por nodos e segmentos. Cada nodo corresponde a uma estação de serviço atualmente em funcionamento na RTE-T. Os nodos são separados por segmentos, com um comprimento correspondendo à distância entre as estações de serviço. A rede é constituída por três estradas.

A estrada_A, que está sistematizada na tabela 1, tem início em Sines que contempla IC4, segmento do IP8, segmento da A2, A13, A1 e A3 terminando na fronteira de Valença. A estrada_B, resumida na tabela 2, corresponde à A6 entre o nó da Marateca e a fronteira de Caia. A estrada_C correspondente à porção da A25 entre o nó 10 da A1 e a fronteira de Vilar Formoso e está indicada na tabela 3.

O modelo matemático aplicado é uma ferramenta para a distribuição automática de estações de hidrogénio ao longo da rede rodoviária considerada neste estudo, que são as estradas que compõem a totalidade da rede principal da RTE-E em território nacional. Cada estrada é dividida em segmentos, e as distâncias entre os nodos consecutivos (pontos de decisão) são conhecidas. Os valores obtidos para os segmentos em cada estrada foram coletados utilizando o Google Maps, como pode-se apreciar na figura 26, garantindo precisão na representação das distâncias entre os nodos ao longo da rede rodoviária analisada.

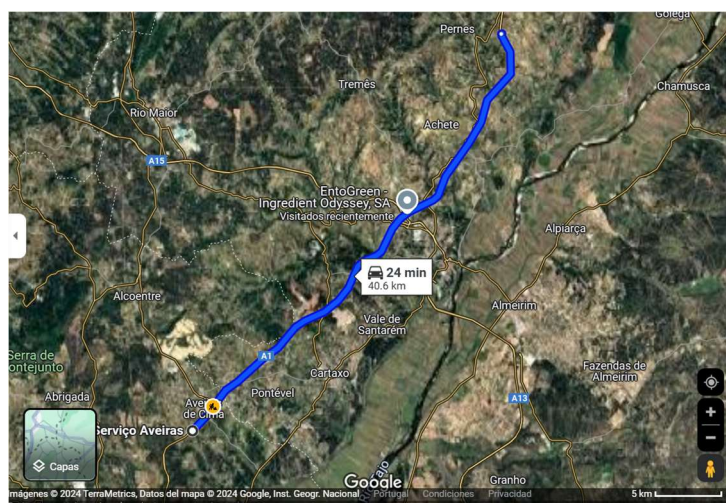


Figura 26. Exemplo de medição de distância entre ES de Aveiras e ES de Santarém.

Nas tabelas 1,2 e 3 estão indicadas as distâncias calculadas/obtidas.

Tabela 1. Distâncias entre nodos na Estrada_A.

Nodo inicial	Nodo final	Distância (km)	Estrada
Sines IC4	ES Alcácer do Sal A2	87	IC4
ES Alcácer do Sal A2	Junção A1-A6	12	A2
Junção A1-A6	ES Alcochete	37	A12
ES Alcochete	ES Aveiras	55	A1
ES Aveiras	ES Santarém	37	A1
ES Santarém	ES Leiria	42	A1
ES Leiria	ES Pombal	45	A1
ES Pombal	ES Mealhada	54	A1
ES Mealhada	Junção A1-A25	43	A1
Junção A1-A25	ES Antuã	8	A1
ES Antuã	ES Coronado-Trofa	68	A1
ES Coronado-Trofa	ES Barcelos	46	A3
ES Barcelos	Fronteira Valença	34	A3

Tabela 2. Distâncias entre nodos na Estrada_B.

Nodo inicial	Nodo final	Distância (km)	Estrada
Junção A2-A6	ES Vendas Novas	17	A6
ES Vendas Novas	ES Montemor-o-Novo	48	A6
ES Montemor-o-Novo	ES Estremoz	46	A6
ES Estremoz	ES Caia/Fronteira	58	A6

Tabela 3. Distâncias entre nodos na Estrada_C

Nodo inicial	Nodo final	Distância (km)	Estrada
Junção A1-A25	ES Vouzela	29	A25
ES Vouzela	ES Viseu	34	A25
ES Viseu	ES Fragilde	16	A25
ES Fragilde	ES Celorico da Beira	40	A25
ES Celorico da Beira	ES Leomil	44	A25
ES Leomil	Fronteira de Vilar Formoso	12	A25

A Figura 27 apresenta o diagrama de rede de estradas analisada neste trabalho, que ilustra o diagrama da rede de estradas consideradas. Esta representação gráfica destaca os principais segmentos rodoviários e os respetivos nodos, que são pontos de interseção ou junção na rede. Cada segmento representa uma conexão que liga dois nós, enquanto os nodos representam cruzamentos de estradas ou áreas de serviço. A estrutura do diagrama reflete uma visão abrangente da infraestrutura rodoviária estudada, permitindo identificar as localizações para a instalação da infraestrutura de combustíveis alternativos proposta neste trabalho. Esta abordagem gráfica facilita a compreensão da configuração espacial da rede e serve como base para a aplicação do modelo analítico desenvolvido neste trabalho.

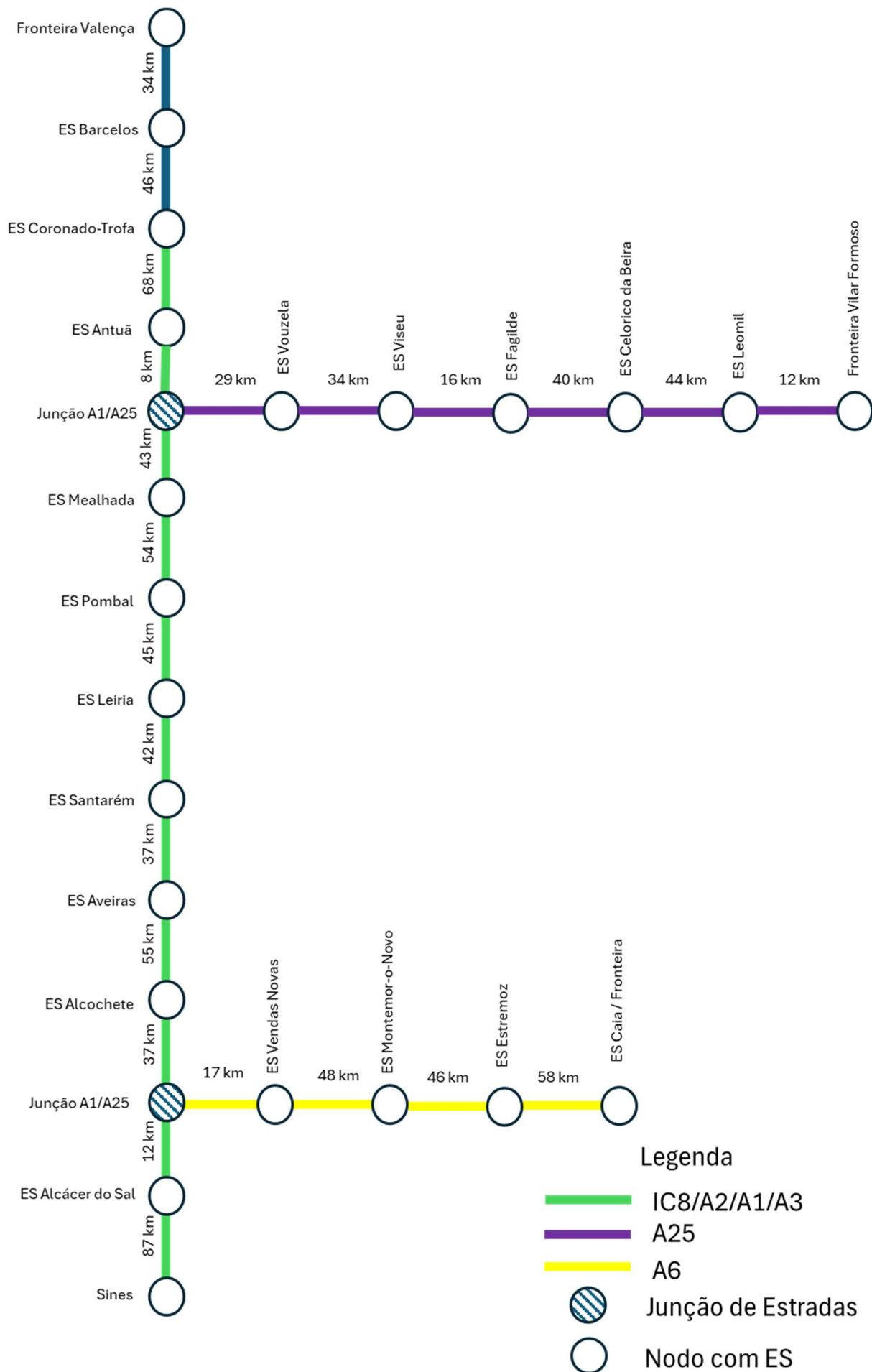


Figura 27. Diagrama de distribuição de Estações de Serviço na RTE-T em Portugal.

Os nodos representam pontos de decisão onde as estações de abastecimento de hidrogénio poderão ser instaladas. As distâncias entre nodos são conhecidas e organizadas nas listas de variáveis *distances_A*, *distances_B* e *distances_C*. A par destas variáveis, define-se o parâmetro *max_dist*, o qual indica a distância máxima permitida entre quaisquer dois pontos de abastecimento de hidrogénio, que neste caso corresponde a 200 km conforme ao regulamento.

O modelo permite selecionar uma posição obrigatória para um posto de abastecimento de hidrogénio em cada uma das três estradas. Após esta etapa, o modelo procede ao cálculo das localizações ideais das estações adicionais ao longo de cada estrada. O algoritmo inicia-se na localização das estações obrigatórias, verificando a necessidade de posicionar estações adicionais à direita e à esquerda destes pontos de referência, dependendo da distância acumulada. Caso a distância entre nodos exceda o limite estabelecido por *max_dist*, o modelo posiciona uma nova estação no local necessário. Em particular, para as estradas que apresentam junções com outras vias, o algoritmo ajusta a localização das estações de forma a assegurar que todos os nós críticos ao longo da rede rodoviária estão adequadamente cobertos. Note-se que se trata de um algoritmo de posicionamento sequencial de estações de hidrogénio, que começa sempre pela definição de localizações ao longo da estrada A partir uma posição obrigatória (cuja definição é opcional), e que distribui os postos atribuindo a maior distância possível menor ou igual a *max_dist*. Uma vez distribuídos as estações na *estrada_A*, o algoritmo prossegue para atribuição de estações na *estrada_B* e na *estrada_C*, tendo sempre em conta que na mudança de estrada se deve manter o critério da distância máxima permitida entre estações. Assim, seja qual for o percurso e o sentido de deslocação de um veículo, nunca se percorre uma distância superior a *max_dist* sem encontrar um posto de abastecimento de hidrogénio.

Finalizada a etapa de posicionamento das estações nas três estradas analisadas, o algoritmo reúne as localizações num único dicionário de resultados, o qual organiza a sequência final de estações

4 Resultados

4.1 Modelo Matemático

O modelo matemático desenvolvido em Python constitui um dos resultados centrais deste estudo, permitindo a distribuição das estações de hidrogénio. Este modelo identificou as localizações específicas para a instalação das estações, garantindo que a distância entre elas respeite os limites estabelecidos pelo regulamento europeu. Baseando-se no aproveitamento das infraestruturas já existentes, o método assegurou uma cobertura abrangente da rede, permitindo que os utilizadores tenham acesso a um posto de abastecimento de hidrogénio dentro de uma distância estabelecida, independentemente da sua localização.

4.1.1 Divisão das Estradas em Nodos:

- Cada estrada é dividida em segmentos, com os nodos a representarem as estações de serviço atualmente existentes e que são os pontos onde as estações de abastecimento de hidrogénio podem ser colocadas. Existem dois nodos que representam a junção entre a estrada_A (IC8/A2/A1/A3) e as estradas B (A6) e C (A25) respetivamente. Estes dois nodos não podem ser ocupados por estações de abastecimento de hidrogénio. As listas *distances_A*, *distances_B* e *distances_C* contêm as distâncias entre os nós consecutivos de cada estrada.

4.1.2 Definição de Parâmetros:

- m_1 , m_2 , m_3 : Estas variáveis representam as localizações obrigatórias das estações de serviço nas estradas A, B e C, respectivamente. Se m_1 , m_2 ou m_3 forem 0, isso significa que não há uma localização obrigatória para essas estradas.
- *distances_A*, *distances_B*, *distances_C*: Estas listas contêm as distâncias entre nós consecutivos nas estradas A, B e C, respectivamente.
- *max_dist*: A distância máxima permitida entre qualquer ponto da estrada e a estação de serviço mais próxima.

4.1.3 Validação dos Parâmetros:

- O código verifica se m_1 , m_2 e m_3 estão dentro de intervalos válidos, ou seja, dentro do número de nodos presentes em cada estrada.

4.1.4 Colocação das Estações de Serviço:

- O algoritmo começa com a estrada A, colocando uma estação na posição m_1 se for diferente de 0.
- Em seguida, verifica a necessidade de colocar estações à esquerda e à direita de m_1 na estrada A, de acordo com a distância acumulada. Se a distância exceder *max_dist*, uma nova estação é colocada.
- Para as estradas B e C, o algoritmo realiza um cálculo adicional. Primeiro, identifica as estações em A que estão mais próximas das junções B e C. Com base nisso, determina a distância máxima de cada Junção para a estação mais distante em A, chamada de *maxAB* para a estrada B e *maxAC* para a estrada C.
- Usando essa distância máxima, calcula a localização da primeira estação nas estradas B e C, garantindo que a distância da junção não exceda *max_dist*.
- Finalmente, o algoritmo posiciona mais estações em B e C, conforme necessário, similar ao processo usado na estrada A.

4.1.5 Combinação e Retorno dos Resultados:

- As estações de serviço para as três estradas são combinadas em um único dicionário, contendo a lista ordenada de locais das estações para cada estrada.
- O resultado é retornado, indicando as localizações das estações em cada estrada e o número mínimo de estações necessárias.

A seguir é apresentada a descrição direta do algoritmo:

```
def minimal_service_stations(m1, distances_A, distances_B, distances_C, max_dist=200,
m2=None, m3=None):
```

```
    num_nodes_A = len(distances_A) + 1
    num_nodes_B = len(distances_B) + 1
    num_nodes_C = len(distances_C) + 1
```

```
    # Junctions (no restrictions on these anymore)
    junction_B = 3
    junction_C = 10
```

```
    # Ensure that m1, m2, and m3 are within valid ranges
```

```

if not (1 <= m1 <= num_nodes_A):
    raise ValueError(f"m1 must be within the range of 1 to {num_nodes_A}")
if m2 is not None and m2 != 0 and not (1 <= m2 <= num_nodes_B):
    raise ValueError(f"m2 must be within the range of 1 to {num_nodes_B}")
if m3 is not None and m3 != 0 and not (1 <= m3 <= num_nodes_C):
    raise ValueError(f"m3 must be within the range of 1 to {num_nodes_C}")

# Initialize service stations list with the given mandatory station on Road A
service_stations_A = {m1}
service_stations_B = set()
service_stations_C = set()

# Add the mandatory station on Road B if provided and not zero
if m2 is not None and m2 != 0:
    service_stations_B.add(m2)

# Add the mandatory station on Road C if provided and not zero
if m3 is not None and m3 != 0:
    service_stations_C.add(m3)

# Place stations to the left of m1 on Road A
distance_accumulated = 0
current_node = m1
while current_node > 1:
    next_node = current_node - 1
    distance_accumulated += distances_A[next_node - 1]
    if distance_accumulated > max_dist:
        service_stations_A.add(current_node) # Place station at current_node
        distance_accumulated = distances_A[next_node - 1] # Reset accumulated distance
        current_node = next_node # Move to the next node

# Place stations to the right of m1 on Road A
distance_accumulated = 0
current_node = m1
while current_node < num_nodes_A:
    next_node = current_node + 1
    distance_accumulated += distances_A[current_node - 1]
    if distance_accumulated > max_dist:
        service_stations_A.add(current_node) # Place station at next_node
        distance_accumulated = distances_A[current_node - 1] # Reset accumulated distance
        current_node = next_node # Move to the next node

# Check if we need to start placing stations on Road B
# Find the two stations in Road A that neighbour junction_B
prev_station = max((node for node in service_stations_A if node < junction_B),
default=junction_B - 1)
next_station = min((node for node in service_stations_A if node > junction_B),
default=junction_B + 1)

# Calculate distances from junction_B to these neighboring stations
distance_prev = sum(distances_A[i - 1] for i in range(prev_station, junction_B))
distance_next = sum(distances_A[i - 1] for i in range(junction_B, next_station))

# Find maxAB, the distance from junction_B to the farther neighboring station
maxAB = max(distance_prev, distance_next)

# Place the first station on Road B
distance_to_first_station_B = max_dist - maxAB

```

```

distance_accumulated = 0
for current_node in range(1, num_nodes_B + 1):
    distance_accumulated += distances_B[current_node - 1]
    if distance_accumulated > distance_to_first_station_B:
        service_stations_B.add(current_node)
        distance_accumulated = 0
        break

# Place additional stations on Road B
distance_accumulated = 0
for current_node in range(len(service_stations_B), num_nodes_B):
    distance_accumulated += distances_B[current_node - 1]
    if distance_accumulated > max_dist:
        service_stations_B.add(current_node + 1)
        distance_accumulated = 0

# Check if we need to start placing stations on Road C
# Find the two stations in Road A that neighbour junction_C
prev_station = max((node for node in service_stations_A if node < junction_C),
default=junction_C - 1)
next_station = min((node for node in service_stations_A if node > junction_C),
default=junction_C + 1)

# Calculate distances from junction_C to these neighboring stations
distance_prev = sum(distances_A[i - 1] for i in range(prev_station, junction_C))
distance_next = sum(distances_A[i - 1] for i in range(junction_C, next_station))

# Find maxAC, the distance from junction_C to the farther neighboring station
maxAC = max(distance_prev, distance_next)

# Place the first station on Road C
distance_to_first_station_C = max_dist - maxAC
distance_accumulated = 0
for current_node in range(1, num_nodes_C + 1):
    distance_accumulated += distances_C[current_node - 1]
    if distance_accumulated > distance_to_first_station_C:
        service_stations_C.add(current_node)
        distance_accumulated = 0
        break

# Place additional stations on Road C
distance_accumulated = 0
for current_node in range(len(service_stations_C), num_nodes_C):
    distance_accumulated += distances_C[current_node - 1]
    if distance_accumulated > max_dist:
        service_stations_C.add(current_node + 1)
        distance_accumulated = 0

# Combine service stations from all three roads
all_service_stations = {
    'A': sorted(service_stations_A),
    'B': sorted(service_stations_B),
    'C': sorted(service_stations_C)
}

return all_service_stations

```

```

# Example usage

```

```

m1 = 1 # mandatory station in road A
m2 = 0 # mandatory station in road B
m3 = 0 # no mandatory station in road C
distances_A = [87, 12, 37, 55, 37, 42, 45, 54, 43, 8, 68, 46, 34]
distances_B = [17, 48, 46, 58]
distances_C = [29, 34, 16, 40, 44, 12]

stations = minimal_service_stations(m1, distances_A, distances_B, distances_C, m2=m2,
m3=m3)
print(f'Minimum number of stations on Road A: {len(stations['A'])}, Locations: {stations['A']}")
print(f'Minimum number of stations on Road B: {len(stations['B'])}, Locations: {stations['B']}")
print(f'Minimum number of stations on Road C: {len(stations['C'])}, Locations: {stations['C']}").

```

4.2 Diagrama de distribuição de estações de abastecimento de hidrogénio.

Neste trabalho, foram considerados três cenários distintos para a implantação de uma infraestrutura de abastecimento de hidrogénio na rede rodoviária. Cada cenário reflete uma abordagem estratégica diferente, com o objetivo de otimizar a cobertura e a acessibilidade às estações. A seguir, detalham-se as características e objetivos específicos de cada cenário.

No primeiro cenário, considera-se a criação de pontos de abastecimento de hidrogénio com uma condição obrigatória: a instalação de uma estação no ponto inicial da autoestrada A1, correspondente ao Porto de Sines. Esta localização foi escolhida devido à sua importância estratégica como o maior porto de mercadorias do país⁶⁰, que desempenha um papel central na logística e no transporte nacional e internacional. Além disso, o Porto de Sines encontra-se numa posição vantajosa para o desenvolvimento de hidrogénio em larga escala, dado o planeamento de projetos de produção de hidrogénio verde na região.⁶¹

O segundo cenário expande a estratégia do primeiro ao incluir, além do Porto de Sines, a instalação obrigatória de estações de abastecimento de hidrogénio nas áreas de serviço mais próximas das fronteiras com Espanha. Este cenário pretende responder à crescente necessidade de integração transnacional, permitindo que a rede nacional de abastecimento de hidrogénio tenha impacto além das fronteiras portuguesas.

O terceiro cenário não impõe quaisquer localizações obrigatórias para as estações de abastecimento ao longo da rede rodoviária. Neste caso, as estações são distribuídas de forma uniforme, com o fim de garantir a cobertura total da extensão da rede rodoviária com intervalos mínimos entre os pontos de abastecimento. Após a aplicação do código tomando em consideração as condições descritas anteriormente, apresentam-se a seguir os diagramas obtidos para cada cenário.

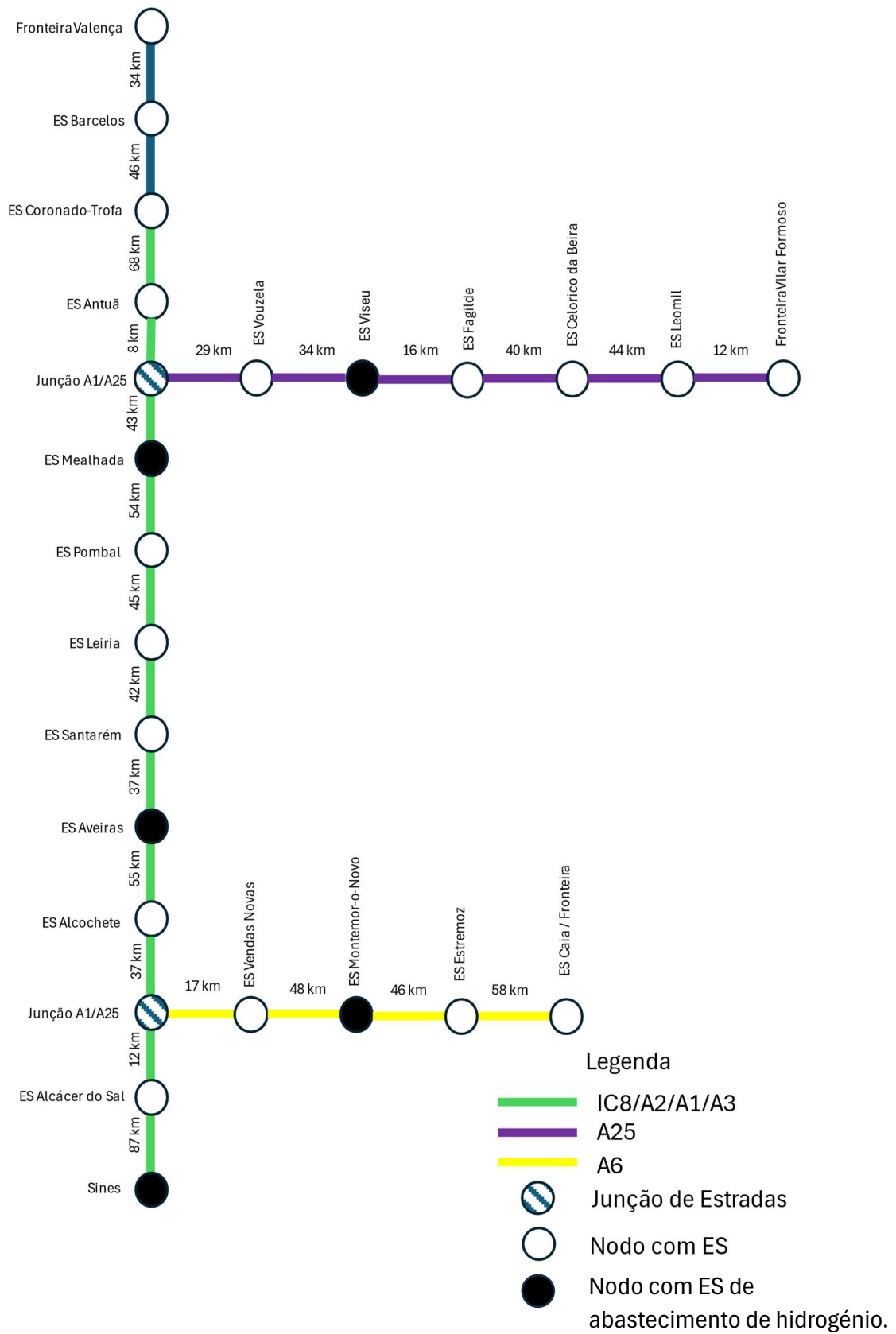


Figura 28. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 1.

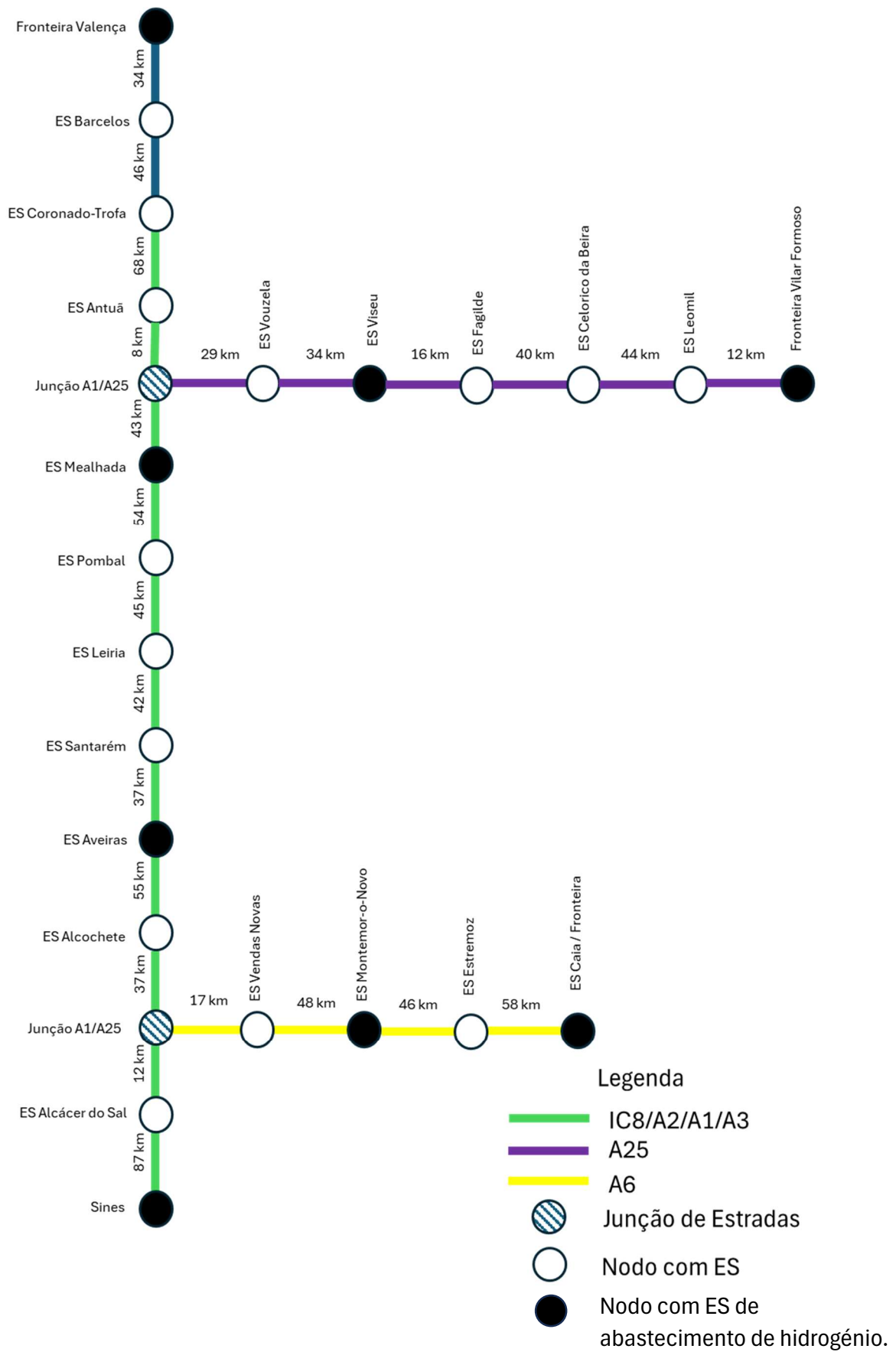


Figura 29. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 2.

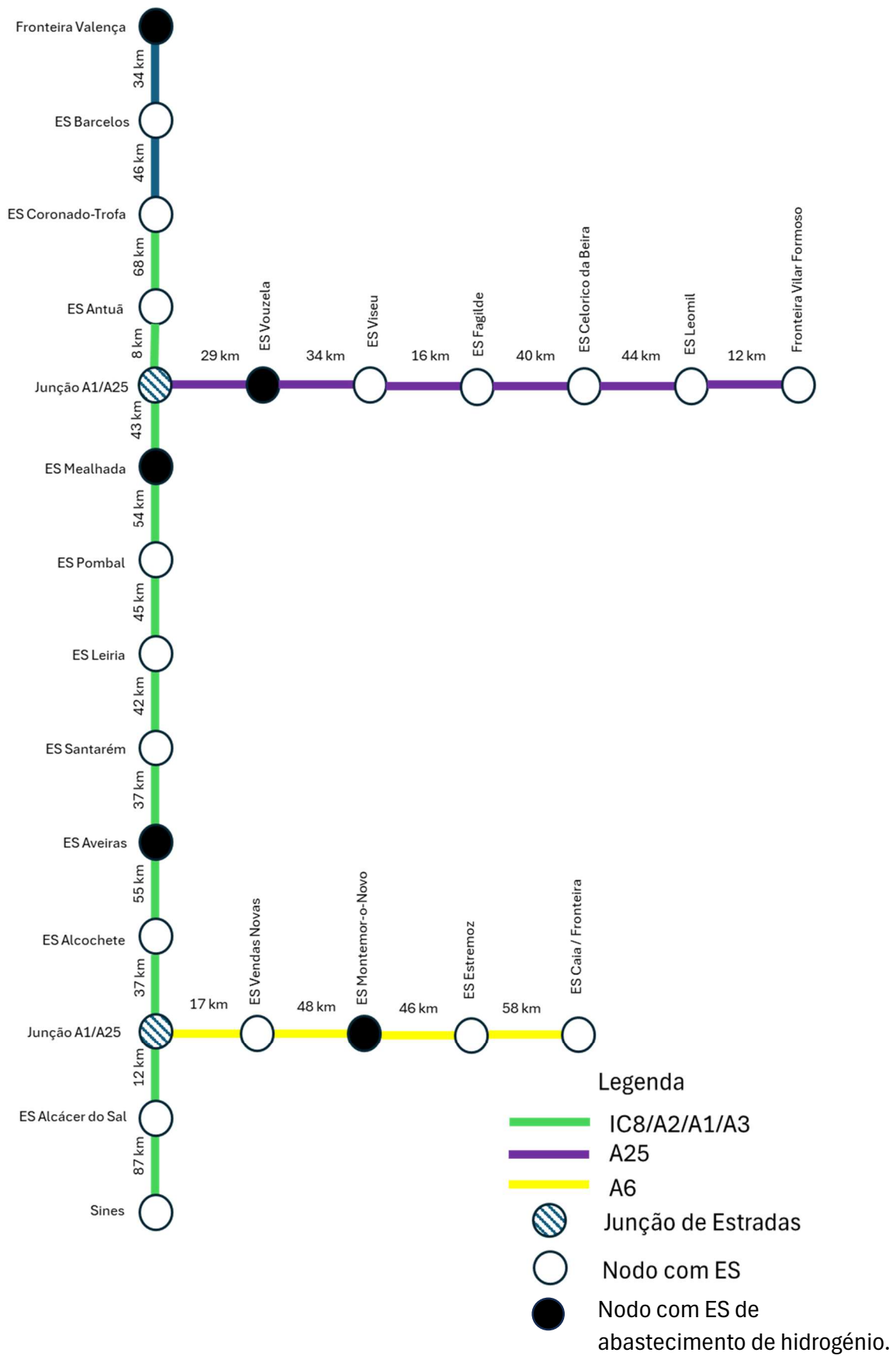


Figura 30. Diagrama de Distribuição conforme Cenário 3.

Os diagramas apresentados anteriormente ilustram as configurações propostas para cada cenário, sendo os resultados descritos a seguir.

No primeiro cenário, obtivemos como resultado do algoritmo, o posicionamento de cinco localizações (duas estações de serviço por localização). Considerando os dois sentidos da autoestrada (Sul-Norte e Oeste-Leste) o algoritmo recomenda a instalação de 10 estações de abastecimento de hidrogénio em total. Na tabela 4, apresentam-se as distâncias entre cada estação de serviço.

Tabela 4. Distâncias entre ES Cenário 1.

Nodo Inicial	Nodo Final	Distancia (Km)	Estrada
Sines	ES Aveiras	161	IC8/A2/A1
Sines	ES Montemor-o-Novo	165	Junção IC8/A2/A1 – A25
ES Montemor-o-Novo	ES Aveiras	157	Junção IC8/A2/A1 – A25
ES Aveiras	ES Mealhada	178	A1
ES Mealhada	ES Viseu	106	Junção A1 – A6

Destes resultados evidencia-se que o algoritmo respondeu conforme a parametrização indicada com o qual o posicionamento das estações de serviço cumprem com o requerimento estabelecido no regulamento em questão. No entanto, por ter-se considerado como condição que deve ter uma estação de serviço no nodo número 1 da estrada_A, dito algoritmo não recomenda a instalação de estações de abastecimento nos pontos fronteiriços, por não se encontrarem a uma distância maior a 200 km entre eles. Adicionalmente, é importante mencionar que analisando com mais detalhe o resultado, é possível identificar que entre o nodo ES Viseu e o nodo correspondente à Fronteira Valença. O algoritmo não recomenda o posicionamento de nenhuma estação de serviço.

A resposta do algoritmo ao segundo cenário mostra uma distribuição de oito localizações (dezasseis estações de serviço em total) ao longo da RTE-T portuguesa. Os resultados mostram uma ampliação da cobertura da infraestrutura ao incluir pontos de abastecimento de hidrogénio nas proximidades das fronteiras com Espanha, como em Vilar Formoso, Caia e Valença.

Na tabela 5, podem-se ver as distâncias entre as estações de serviço.

Tabela 5. Distâncias entre ES Cenário 2.

Nodo Inicial	Nodo Final	Distancia (Km)	Estrada
Sines	ES Montemor-o-Novo	161	Junção IC8/A2 – A25
ES Montemor-o-Novo	ES Caia / Fronteira	104	A25
ES Montemor-o-Novo	ES Aveiras	157	Junção A25 - IC8/A2/A1
Sines	ES Aveiras	191	IC8/A2/A1
ES Aveiras	ES Mealhada	178	A1
ES Mealhada	ES Viseu	106	Junção A1 – A25
ES Viseu	Fronteira Vilar Formoso	112	A25
ES Mealhada	ES Fronteira Valença	199	A1/A3

No cenário 3 é possível evidenciar que as distâncias entre estações de serviço cumprem com o estabelecido no regulamento. O algoritmo recomenda cinco localizações (duas estações de serviço por localização), tal como proposto no primeiro cenário, mas com uma abordagem em que as estações são distribuídas de forma uniforme ao longo da rede, sem a imposição de localizações obrigatórias. Neste sentido, na tabela 6 apresentam-se as distâncias obtidas entre as posições identificadas pelo modelo.

Tabela 6. Distâncias entre ES Cenário 3.

Nodo Inicial	Nodo Final	Distancia (Km)	Estrada
ES Montemor-o-Novo	ES Aveiras	157	Junção A25 - IC8/A2
ES Aveiras	ES Mealhada	178	A1
ES Mealhada	ES Vouzela	72	Junção A1 – A25
ES Mealhada	Fronteira Valença	199	A1-A3
ES Vouzela	Fronteira Valença	185	Junção A25 – A1/A3

Nesta abordagem é possível extrair a partir destes resultados, que o algoritmo respondeu corretamente em termos de parametrização, pois confirma-se que as distâncias entre as localizações propostas para a instalação de estações de serviço, não são maiores que 200 km. No entanto, se consideramos uma visão global ao longo da rede, é possível inferir que existem lacunas em termos de cobertura, evidenciando áreas que, embora cumpram o requisito de distância, podem apresentar limitações na acessibilidade ou redundância na distribuição das estações.

4.3 Estimativa dos custos associados para a criação da infraestrutura

A instalação de estações de abastecimento de hidrogénio envolve custos significativos que podem ser classificados em duas categorias principais: CAPEX (despesas de capital) e OPEX (despesas operacionais).

Os valores tomados como base para o cálculo dos CAPEX e OPEX, foram os indicados na EU Reference Scenarios estimados pela Comissão Europeia para o ano 2030. Estes dados podem fornecer uma base analítica de custos estimativos (€/KW) para a criação de infraestruturas relacionadas com desenvolvimento energético.⁶²

A tabela 7 apresenta os custos associados por cada equipamento.

Tabela 7. Custos Unitário CAPEX e OPEX por Equipamento.⁶²

Equipamento	CAPEX Unitário	OPEX Unitário
Armazenamento	4800 €/MWh	0 €/KW
Estação de Abastecimento	1267 €/KW	0,4 €/KW
Compressão	102 €/KW	51 €/KW

O cálculo foi realizado tomando como referência o poder calorífico superior (HHV) do hidrogénio, o qual é de 39,39 KWh/kg e considerando o estipulado no Regulamento, as estações de abastecimento devem ter uma capacidade cumulativa de 1000 kg H₂/dia. O cálculo do teor energético de 1000Kg de hidrogénio foi calculada da seguinte maneira:

$$E_{1000 \text{ Kg } H_2} = HHV \times m_{H_2} = 39,39 \text{ KWh} \times 1000 \text{ Kg } H_2 = 39390 \text{ KWh} = 39,39 \text{ MWh} \quad \text{Equação 1}$$

A potência foi calculada conforme a seguinte equação:

$$\text{Potência} = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{39390}{24} = 1641,25 \text{ KW} \quad \text{Equação 2.}$$

O valor de potência calculado para abastecer 1000kg de hidrogénio por dia foi de 1641,25 KW.

Após este cálculo foram determinados os custos de investimento e operação para uma estação de abastecimento de hidrogénio.

Para o cálculo do custo total por equipamento, foi tomado em consideração o valor de referência indicados na tabela 7 por cada equipamento e a potência calculada na equação 2.

$$\text{Custo total por equipamento} = \text{Custo do equipamento} \left(\frac{\text{€}}{\text{KW}} \right) \times P \text{ (KW)} \quad \text{Equação 3}$$

Adicionalmente, para fins de cálculo de custos de armazenamento, no âmbito deste estudo, estimou-se que cada estação de abastecimento de hidrogénio deverá contar com uma capacidade de armazenamento de 3000 Kg de hidrogénio.

4.3.1 CAPEX (Despesas de Capital)

O CAPEX representa o investimento inicial necessário para a construção e instalação da estação de abastecimento de hidrogénio. Estes custos incluem a compra e a instalação de equipamentos especializados, como compressores, tanques de armazenamento e estação de abastecimento de hidrogénio.

Na tabela 8 são apresentados os custos CAPEX total por equipamento.

Tabela 8. Custos CAPEX para uma estação de abastecimento de Hidrogénio (1000 kg H₂/dia).

Equipamento	CAPEX unitário	CAPEX Total(€)
-------------	----------------	----------------

Armazenamento	4800 €/MWh	567.216*
Estação de Abastecimento	1267 €/kW	2.079.463,75
Compressão	102 €/kW	167.407,5
	Total	2.814.087,25

*Custo calculado para 3000kg de H₂ = 39,39 MWh/1000 kg x 3 x 4800 €/MWh

Conforme os valores apresentados, o custo estimado para a instalação de uma estação de abastecimento de hidrogénio com capacidade de 1000 kg H₂/dia e com uma capacidade de armazenamento de 3000 kg de hidrogénio 2.814.087,25 €. Este valor inclui tanto os equipamentos principais como os custos associados à sua instalação e integração no local de operação. Considerando o número de estações de abastecimento propostas nos três cenários descritos na Secção 4.2, é possível calcular o CAPEX total estimado para a implementação da infraestrutura ao longo da rede. Estes valores são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9. Custo CAPEX por cenário.

Cenário	Número de Estações	Custo Total (€)
1	10	28.140.872,5
2	16	45.025.396
3	10	28.140.872,5

Os valores apresentados destacam a magnitude do investimento necessário para a concretização de uma rede de abastecimento de hidrogénio em conformidade com os regulamentos da União Europeia e para os vários cenários propostos no modelo.

Ao analisar os valores obtidos, constata-se que o primeiro e o terceiro cenários apresentam custos semelhantes no requisito CAPEX, enquanto o segundo cenário se destaca por apresentar um valor significativamente diferente dos anteriores. Esta diferença no segundo cenário é devida à quantidade de estações de abastecimento propostas neste cenário.

4.3.2 OPEX Analisado (Despesas Operacionais)

O OPEX refere-se aos custos recorrentes relacionados com a operação e manutenção da estação de abastecimento de hidrogénio. Estes custos incluem despesas com energia, manutenção de equipamentos, e outras despesas operacionais contínuas.

Os custos de OPEX são um fator crítico na viabilidade económica a longo prazo das estações de abastecimento de hidrogénio. Manter estes custos baixos é essencial para garantir que o abastecimento de hidrogénio se torne uma alternativa competitiva aos combustíveis fósseis tradicionais.

Na Tabela 10, são apresentados os custos anuais de OPEX por utilidade para uma estação de abastecimento com capacidade de 1000 kg de H₂/dia.

Tabela 10, Custos OPEX de uma estação de abastecimento de hidrogénio.

Equipamento	Custo (€/KW)	Custo por Equipamento (€)
Armazenamento	0	0

Compressão	0,4	656,50
Estação de Abastecimento	51	83.703,75
	Total	84.360,25

Com base nos três cenários de implementação apresentados anteriormente, a tabela 11 mostra os custos OPEX totais anualizados para cada cenário.

Tabela 11. Custo OPEX anualizado por cenário.

Cenário	Número de Estações	Custo Total
1	10	843.602,5
2	16	1.349.764,0
3	10	843.602,5

Neste caso, observa-se que, tal como identificado no cálculo do CAPEX, o primeiro e o terceiro cenários apresentam o mesmo custo de operação anualizado, enquanto o segundo cenário se destaca por um custo de operação (OPEX) significativamente mais elevado. Esta diferença confirma o aumento do custo OPEX, atribuída ao número de estações proposta pelo algoritmo neste cenário.

4.3.3 CAPEX Anualizado

O CAPEX Anualizado (Capital Expenditure Annualized) refere-se ao processo de distribuir os custos de investimento inicial (CAPEX) de um projeto ou ativo ao longo de sua vida útil, considerando uma taxa de desconto. Este cálculo transforma o investimento inicial em um valor equivalente anual, permitindo comparar projetos com diferentes valores de investimento ou durações de forma consistente.

A equação para a determinação do CAPEX Anualizado é:

$$I_{anualizado} = I_0 \times \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

I_0 : Custo inicial ou CAPEX total.

r : Taxa de desconto anual (custo do capital ou taxa mínima de retorno).

n : Vida útil do projeto ou equipamento (em anos).

Para o cálculo do CAPEX anualizado foi considerada uma taxa de desconto anual de 6% conforme o considerado por Borges et al.⁶³, pois estudos relacionados com projetos de desenvolvimento de hidrogénio consideram esta taxa para o cálculo de CAPEX anualizado. O tempo de vida útil do projeto estimado para este estudo é de 20 anos. Conforme o anterior, temos:

$$I_{anualizado} = 2.814.087,25 \text{ €} \times \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} = 245.390,82 \text{ €}$$

O CAPEX anualizado é de 245.390,82 € por estação de abastecimento de hidrogénio. Na tabela 12, encontra-se detalhado o CAPEX anualizado por cada cenário proposto neste estudo.

Tabela 12. CAPEX anualizado por cenário

Cenário	Número de Estações	CAPEX anualizado Total (€)
1	10	2.453.908,2
2	16	3.926.253,12
3	10	2.453.908,2

No primeiro cenário, a estratégia baseia-se na instalação obrigatória de uma estação de abastecimento de hidrogénio em Sines, acompanhada por outras nove estações. O CAPEX anualizado total é de €2.453.908,20 neste cenário.

O segundo cenário amplia a cobertura da rede, com um total de 16 estações de abastecimento e um CAPEX anualizado total de €3.926.253,12. Além de Sines, este cenário propõe a instalação de estações próximas às fronteiras com Espanha. Por outro lado, o terceiro cenário mantém a configuração de 10 estações tal como no primeiro cenário, com um CAPEX anualizado igualmente de €2.453.908,20, mas sem impor localizações obrigatórias. Neste caso, as estações são distribuídas de forma otimizada para cobrir a rede rodoviária com intervalos regulares, garantindo acessibilidade uniforme.

4.3.4 Custo Total Anualizado (TAC)

O Custo Total Anualizado representa o custo total anual de um projeto ou operação, considerando tanto os custos de capital (CAPEX) distribuídos ao longo da vida útil do projeto quanto os custos operacionais recorrentes (OPEX). É amplamente utilizado em análises económicas para comparar projetos, identificar o impacto financeiro anual e avaliar a viabilidade de alternativas. É definido pela seguinte equação:

$$\text{Custo Total Anualizado (TAC)} = \text{CAPEX Anualizado} + \text{OPEX Anualizado} \text{ Equação 5}$$

Na tabela 13 apresentam-se os principais indicadores económicos calculados para os três cenários.

Tabela 13. Indicadores económicos OPEX e CAPEX por cenário.

Cenário	Número de Estações	CAPEX Total (€)	OPEX Total Anualizado (€)	CAPEX anualizado Total (€)	Custo Total Anualizado (TAC) (€)
1	10	28.140.872,5	843.602,5	2.453.908,2	3.297.510,7
2	16	45.025.396	1.349.764,0	3.926.253,12	5.276.017,12
3	10	28.140.872,5	843.602,5	2.453.908,2	3.297.510,7

A análise dos custos totais anualizados (TAC) para os diferentes cenários revela informações importantes sobre a relação entre o número de estações de abastecimento e os custos associados à implementação e operação da infraestrutura. No primeiro e no terceiro cenário, o TAC é de €3.297.510,70 para um total de 10 estações.

O Cenário 2, por sua vez, apresenta o maior TAC, totalizando €5.276.017,12, devido à inclusão de 16 estações de abastecimento.

Neste contexto, é possível concluir que o segundo cenário apresenta o maior custo económico nos requisitos CAPEX e TAC, sendo o cenário que contempla o maior número de estações de abastecimento de hidrogénio. Por outro lado, o primeiro e o terceiro cenários possuem custos

idênticos tanto no CAPEX como no TAC, indicando uma similaridade nos investimentos e custos totais associados a esses dois casos. Essa análise destaca a influência direta do número de estações no impacto económico geral.

5 Conclusão

5.1 Síntese dos principais resultados

O estudo apresentou uma análise sobre a distribuição otimizada de estações de abastecimento de hidrogénio, integrando uma abordagem matemática com a avaliação económica dos custos de implementação e operação.

O algoritmo desenvolvido demonstrou eficácia na definição de localizações estratégicas para as estações de abastecimento, respeitando os limites regulamentares de distância máxima de 200 km. A instalação de uma estação no Porto de Sines, considerada no primeiro e terceiro cenário, destacou-se pela sua importância estratégica, dada a relevância deste porto para o transporte de mercadorias e os projetos associados ao hidrogénio verde na região. Adicionalmente, a inclusão estratégica de estações de abastecimento de hidrogénio em pontos fronteiriços, como Valença, Vilar Formoso e Caia, no segundo cenário não apenas amplia a cobertura da rede, mas também promove uma maior integração ibérica. Esta abordagem reforça a competitividade da rede nacional de abastecimento de hidrogénio ao permitir uma utilização mais fluida e eficiente por veículos que atravessam a Península Ibérica.

O primeiro e terceiro cenário apresentaram configurações semelhantes em termos de custos, com a instalação de 10 estações distribuídas uniformemente. Ambas as abordagens garantem intervalos regulares entre os pontos de abastecimento, mas não exploram totalmente as oportunidades de integração regional e competitividade internacional, assim como também foram identificadas lacunas, caso venha ser implementada esta solução, pois as localizações propostas.

O segundo cenário destacou-se como o mais abrangente e estratégico, com a instalação de 16 estações, incluindo localizações nas fronteiras com Espanha (Valença, Vilar Formoso e Caia). Este cenário promove a integração transnacional e posiciona a infraestrutura portuguesa como um elemento-chave na rede ibérica de hidrogénio. Embora o Cenário 2 apresente o maior custo económico (CAPEX total de €45.025.396 e TAC de €5.276.017,12), de acordo com a análise, representa a proposta que assegura a possibilidade de abastecimentos de hidrogénio veicular ao longo da rede, consolidando-o como a melhor opção.

A análise comparativa dos cenários demonstrou que o Cenário 2, apesar de apresentar custos mais elevados, oferece a melhor solução para assegurar uma cobertura abrangente e promover a integração transnacional, podendo contribuir na posição de Portugal como um ator chave na implementação do regulamento. A inclusão de estações estratégicas em pontos fronteiriços, como Valença, Vilar Formoso e Caia, fortalece a conectividade com Espanha, criando uma rede ibérica eficiente para veículos movidos a hidrogénio, sendo isto um potencial fator promotor da competitividade no mercado ibérico de hidrogénio. Além disso, a estação de Sines, devido à sua localização estratégica e ao seu papel no desenvolvimento de hidrogénio verde, reforça a eficácia e a atratividade da rede. Estes resultados poderiam representar contributos para o avanço no objetivo de descarbonização, não apenas a nível nacional, mas também no contexto europeu, fortalecendo o papel de Portugal no desenvolvimento de soluções sustentáveis para o setor dos transportes.

Os fatores considerados para a escolha da localização das estações de LNG, no âmbito do LNG do Blue Corridor, diferem significativamente dos critérios utilizados para as estações de abastecimento de hidrogénio. No caso do GNL, foram avaliados fatores como o tráfego de veículos pesados movidos a este combustível, a proximidade a corredores de transporte estratégicos e a viabilidade comercial em regiões de alta procura, enquanto, para o hidrogénio, as localizações foram determinadas principalmente em função do cumprimento das diretrizes estabelecidas pelo regulamento europeu, como a garantia de intervalos máximos de 200 km entre estações. Contudo, em ambos os casos, o Porto de Sines destaca-se como um eixo fundamental, seja pela sua infraestrutura consolidada como terminal de GNL ou pelo seu papel estratégico no desenvolvimento do hidrogénio verde, reforçando a sua importância como ponto de articulação logística e energética em Portugal.

5.2 Implicações e perspetivas futuras

Este estudo contribui para o planeamento e implementação de infraestruturas de abastecimento de hidrogénio, oferecendo uma análise das possíveis localizações para a instalação de estações em redes rodoviárias e os custos económicos associados. Os resultados destacam que, dependendo das metas de implementação, diferentes configurações podem ser mais adequadas, como a priorização de pontos estratégicos (no caso do primeiro e terceiro cenário) ou a criação de uma rede integrada e abrangente (no caso do segundo cenário).

Outra implicação importante está relacionada com a integração transnacional. O Cenário 2, em particular, demonstra o potencial de utilizar infraestruturas de fronteira para conectar o mercado nacional ao internacional, fomentando uma integração regional que pode beneficiar as trocas comerciais e fortalecer a posição de Portugal como um ponto estratégico para combustíveis alternativos. Este tipo de abordagem pode servir de modelo para outros países ou regiões que busquem fortalecer suas redes de transporte com combustíveis alternativos.

Com base nos resultados, abrem-se várias oportunidades para futuras investigações. Uma linha de pesquisa futura é a análise da integração de fontes de energia renováveis, como solar e eólica, com a produção de hidrogénio em locais estratégicos. A ligação entre produção e abastecimento pode reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência global da rede.

Outra área a ser explorada é o impacto económico e social das infraestruturas de hidrogénio nas comunidades locais. Estudos futuros podem investigar como a instalação de estações de abastecimento pode gerar empregos, estimular o desenvolvimento regional e criar oportunidades económicas em áreas menos desenvolvidas.

Adicionalmente, seria relevante explorar o comportamento dinâmico da procura de hidrogénio ao longo do tempo. Considerando o aumento previsto na adoção de veículos movidos a hidrogénio e possíveis subsídios governamentais, estudos de modelagem podem prever a evolução do consumo e otimizar a localização de futuras estações.

Por fim, o desenvolvimento de modelos de financiamento público-privado apresenta-se como uma necessidade crucial. Métodos inovadores para reduzir o CAPEX inicial podem acelerar a implementação de redes de abastecimento e garantir que os custos sejam repartidos de forma justa entre stakeholders. Paralelamente, a monitorização contínua da eficiência das estações e dos custos operacionais permitirá ajustar as estratégias ao longo do tempo, garantindo a sustentabilidade económica da rede.

Estas implicações e perspectivas reforçam o papel central do hidrogénio como uma das possíveis soluções estratégicas para o setor dos transportes, ao mesmo tempo que destacam a importância de um planeamento cuidadoso e ajustado às necessidades regionais e económicas. O estudo serve como uma base valiosa para futuras ações e desenvolvimentos no contexto de combustíveis alternativos.

6 Referências bibliográficas

-
- ¹ Acordo de Paris, [Acordo de Paris | Agência Portuguesa do Ambiente \(apambiente.pt\)](https://apambiente.pt/clima/acordo-de-paris), <https://apambiente.pt/clima/acordo-de-paris>
- ² World Resources Institute. <https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>
- ³ Portal do Estado do Ambiente. Intensidade energética e emissões de gases com efeito de estufa dos transportes. https://rea.apambiente.pt/content/intensidade-energ%C3%A9tica-e-emiss%C3%B5es-de-gases-com-efeito-de-estufa-dos-transportes?utm_source=chatgpt.com
- ⁴ Objetivo 55, Conselho da União Europeia. <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/fit-for-55/>
- ⁵ DIRETIVA (UE) 2023/2413 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 18 de outubro de 2023 que altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis e que revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413_q
- ⁶ Web oficial da Comissão Europeia. https://commission.europa.eu/about-european-commission_pt
- ⁷ Tipos de legislação da União Europeia https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/law/types-legislation_pt
- ⁸ Processo de aprovação de regulamentações no Parlamento Europeu <https://www.europarl.europa.eu/about-parliament/pt/powers-and-procedures/legislative-powers>
- ⁹ Yuzhen Chen; Suzhen Li; Shuangbing Guo. A Novel Fractional Hausdorff Discrete Grey Model for Forecasting the Renewable Energy Consumption. Journal of Mathematics Volume 2022, Article ID 8443619, 23 pages.
- ¹⁰ Liu, “EIA predicts that world energy consumption will increase by nearly 50% in 2050,” Oil and Gas and New Energy, vol. 5, p. 57, 2021
- ¹¹ Share of energy consumption from renewable sources in Europe. European Environment Agency. 27 mar 2024. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from?activeAccordion=309c5ef9-de09-4759-bc02-802370dfa366>
- ¹² Pravat K. Swaina,, L.M. Das a, S.N. Naik. Biomass to liquid: A prospective challenge to research and development in 21st century. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 11. Pag. 4917 – 4933
- ¹³ International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2022; License: CC BY 4.0; IEA: Paris, France, 2022. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> (accessed on 1 September 2024).
- ¹⁴ Atanu Roy a; Sabyasachi Pramanik. A review of the hydrogen fuel path to emission reduction in the surface transport industry. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 49. 2024. Pag. 792-821.
- ¹⁵ International Energy Agency. Global Average Levelised Cost of Hydrogen Production by Energy Source and Technology, 2019 and 2050. Available online: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050> (accessed on 25 January 2024).
- ¹⁶ International Renewable Energy Agency. Hydrogen: A Renewable Energy Perspective; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2019.
- ¹⁷ Hydrogen Europe. Clean Hydrogen Monitor 2022. Available online: <https://hydrogeneurope.eu/> (accessed on 10 February 2024).
- ¹⁸ Minli Yu a,b,; Ke Wang b; Harrie Vredenburg b. Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 46. 2021. Pag. 21261-21273.
- ¹⁹ IEA. Hydrogen - Fuels & Technologies - IEA. Available from: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>; December 21, 2021.
- ²⁰ A. Ajanovic; M. Sayer; R. Haas. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 47. 2022. Pag. 24136-24154
- ²¹ Siu Hua Chang; Mohd Fariz Rajuli. An overview of pure hydrogen production via electrolysis and hydrolysis. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 49. 2024. Pag. 521–538
- ²² Shuang Zhong; Chaoling Wu; Yungui Chen; Zhao Feng; Yu Zhao; Yuting Xia. Enhanced hydrolysis performance and the air-stability of Mg-Ca hydride-chloride composites. Journal of Alloys and Compounds. Vol 792. 5 July 2019, Pag 869-877.

-
- ²³Diário da República, Resolução do Conselho de Ministros nº63/2020, Plano Nacional do Hidrogénio <https://www.dgeg.gov.pt/media/5eac1vcd/resolu%C3%A7%C3%A3o-do-conselho-de-ministros-n%C2%BA-632020.pdf>
- ²⁴Direção Geral de Energia e Geologia. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/estrategia-nacional-para-o-hidrogenio-en-h2/>
- ²⁵ Agência Portuguesa do Ambiente. Memorando sobre emissões GEE Inventário Nacional de Emissões 2022. 31 de agosto de 2022. https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/2022AgostoMemoEmissoes.pdf
- ²⁶ Kamaldeen Adekola; Samim Ghafoori; François Dechamp; Alessandro Prada. Electricity supply configurations for green hydrogen hubs: A European case. Vol 85, 4 october2024, pages 539-559. Study on decarbonizing urban transport
- ²⁷ Yogesh Manoharan; Seyed Ehsan Hosseini; Brayden Butler; Hisham Alzahrani; Bhi Thi Fou Senior, Turaj Ashuri; John Krohn. Hydrogen Fuel Cell Vehicles; Current Status and Future Prospect. MDPI. 2019.
- ²⁸ California Energy Commission. Hydrogen Refueling Stations in California. <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/zero-emission-vehicle-and-infrastructure-statistics-collection/hydrogen>
- ²⁹ Rizqi Nugroho; Philipp K. Rose; Till Gnann; Max Wei. Cost of a potential hydrogen-refueling network for heavy-duty vehicles with long-haul application in Germany 205. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 46. 2021. Pag. 35459-35478.
- ³⁰ HRS Availability Map. <https://h2-map.eu/>
- ³¹ Dimitrios Apostolou; Sissel N. Welcher. Prospects of the hydrogen-based mobility in the private vehicle market. A social perspective in Denmark. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 46. 2021. Pag. 6885–6900.
- ³² Ephraim Bonah Agyekum; Flavio Odoi-Yorke; Agnes Abeley Abbey; Godwin Kafui Ayetor. A review of the trends, evolution, and future research prospects of hydrogen fuel cells – A focus on vehicles. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 72. 2024. Pag. 918-939.
- ³³ EAFO. Passenger cars - Number of alternative fuels passenger cars - H2 2019. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27>
- ³⁴ Markus Reuß; Thomas Grubea; Martin Robinius; Detlef Stoltena. A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. 2019. Applied Energy Vol 247. Pages 438-453
- ³⁵ Michel Honselaar; Guzay Pasaoglu; Adwin Martens. Hydrogen refuelling stations in the Netherlands: An intercomparison of quantitative risk assessments used for permitting. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 43. 2018. Pag. 12278-12294.
- ³⁶ Pelin Bolat; Christian Thiel. Hydrogen supply chain architecture for bottom-up energy systems models. Part 1: Developing pathways. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 39. 2014. Pág. 8881-8897.
- ³⁷ Sofia De-León Almaraz; Catherine Azzaro-Pantel; Ludovic Montastruc; Serge Domenech. Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées region, France. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 39. 2014. Pág. 11831-11845.
- ³⁸ Mihaela Iordache, Dorin Schitea, Ioan Iordache. Hydrogen refuelling station infrastructure roll-up, an indicative assessment of the comercial viability and profitability in the Member States of Europe Union. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 30. 2017. Pág. 1-19.
- ³⁹ REGULAMENTO (UE) 2023/1804 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de setembro de 2023 relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos e que revoga a Diretiva 2014/94/EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1804>
- ⁴⁰ Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure Text with EEA relevance <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014L0094>
- ⁴¹ CARS 2020: Plano de ação para uma indústria automóvel forte, competitiva e sustentável na Europa. Resolução do Parlamento Europeu, de 10 de dezembro de 2013, sobre CARS 2020: Plano de ação para uma indústria automóvel forte, competitiva e sustentável na Europa (2013/2062(INI)). https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-7-2013-0547_PT.pdf
- ⁴² Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu sobre a aplicação da Diretiva 2014/94/EU relativa à criação de uma infraestrutura de combustíveis alternativos. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0103>
- ⁴³ GOOD PRACTICE EXAMPLES - APPENDIX D LNG BLUE CORRIDORS PROJECT FACT SHEET. January 2016. https://transport.ec.europa.eu/document/download/eb016432-c5c5-41c0-9c45-b1f2baca82fb_en?filename=2016-01-alternative-fuels-implementation-good-practices-appendix-d.pdf

-
- ⁴⁴ Tratado de Maastricht sobre a União Europeia. <https://eur-lex.europa.eu/PT/legal-content/summary/treaty-of-maastricht-on-european-union.html>
- ⁴⁵ REGULAMENTO (UE) N.o 1315/2013 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 11 de dezembro de 2013 relativo às orientações da União para o desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes e que revoga a Decisão n. o 661/2010/UE. https://publications.europa.eu/resource/cellar/f277232a-699e-11e3-8e4e-01aa75ed71a1.0020.01/DOC_1
- ⁴⁶ REGULAMENTO (UE) 2024/1679 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de junho de 2024 relativo às orientações da União para o desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes, que altera o Regulamento (UE) 2021/1153 e o Regulamento (UE) n.o 913/2010 e revoga o Regulamento (UE) n.o 1315/2013. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401679
- ⁴⁷ European Commission, TENTec. Transport European Net. <https://webgate.ec.europa.eu/tentec-maps/web/public/screen/home>
- ⁴⁸ Diário da República, 1.ª série. PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS. Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020. Estratégia Nacional para o Hidrogénio. Estratégia Nacional para o Hidrogénio. <https://www.dgeg.gov.pt/media/5eac1vcd/resolu%C3%A7%C3%A3o-do-conselho-de-ministros-n-%C2%BA-632020.pdf>
- ⁴⁹ United Nations, Climate Change. Paris Agreement. Assinado 12 de dezembro 2015. Entrada em vigor 4 de novembro de 2016. https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
- ⁵⁰ Agência Portuguesa do Ambiente. <https://www.apambiente.pt/ar-e-ruido/poluicao-do-ar>
- ⁵¹ Estratégia do Hidrogénio para uma Europa com Impacto Neutro no Clima. COM(2020) 301 final. COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES. Bruxelas, 8.7.2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>
- ⁵² European Hydrogen Observatory. Hydrogen Refueling Stations. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/distribution-and-storage/hydrogen-refuelling-stations#:~:text=Since%202015%2C%20the%20total%20number,of%20cars%20at%20700%20bar.>
- ⁵³ Nationale Wasserstoffstrategie. 08.06.2020. https://www.bmv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energieeffizienz/nationale_wasserstoffstrategie_bf.pdf
- ⁵⁴ Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. 8 septembre 2020. <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l'hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf>
- ⁵⁵ Government Strategy on Hydrogen. 06 August 2024. Ministry of Economics Affairs. <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- ⁵⁶ Primeiro autocarro a hidrogénio do país já circula em Cascais. 02 de maio 2023. <https://www.cascais.pt/noticia/primeiro-autocarro-hidrogenio-do-pais-ja-circula-em-cascais>
- ⁵⁷ ISO 19880-1, Hydrogen Fueling Station and Vehicle Interface Safety Technical Report (ICHS # 116), Schneider, J.; Dang-Nhu, G.; Dang-Nhu, G.; Groth, K.
- ⁵⁸ *Comité Européen de Normalisation, EN 17127:2020 - Estação de abastecimento de hidrogénio - Orientações funcionais para estações de abastecimento de hidrogénio para veículos rodoviários. 2020.*
- ⁵⁹ European Hydrogen Observatory. The European hydrogen market landscape. Nove, ver 2023 (Report 01). <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2023-11/Report%2001%20-%20November%202023%20-%20The%20European%20hydrogen%20market%20landscape.pdf>
- ⁶⁰ Portos de Portugal, <https://www.portosdeportugal.pt/app/portos/sines.php>.
- ⁶¹ Associação Portuguesa de Empresas de Gas. Hidrogénio verde em Sines com investimento de €2,8 mil milhões. 23/10/2023. <https://www.apeg.pt/comunicacao/noticias/hidrogenio-verde-em-sines-com-investimento-de-E2-8-mil-milhoes/495>
- ⁶² EU Reference Scenario 2020. July 2021. European Commission. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en
- ⁶³ Rui P. Borges, Flávia Franco, Fátima N. Serralha and Isabel Cabrita. Green Hydrogen Production at the Gigawatt Scale in Portugal: A Technical and Economic Evaluation. *Energies* 2024, 17, 1638