FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Aplicações Emergentes de Hidrogénio Verde e Avaliação da Viabilidade Técnico-Económica no Setor Doméstico

Carolina Felgueiras Moreira Sousa

Mestrado em Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. José Luís Alexandre
Co-orientador: Eng. Rui Bessa

21 de julho de 2024

© Carolina Sousa, 2024

Aplicações Emergentes de Hidrogénio Verde e Avaliação da Viabilidade Técnico-Económica no Setor Doméstico

Carolina Felgueiras Moreira Sousa

Mestrado em Engenharia Mecânica

21 de julho de 2024

Resumo

A crise climática e energética na Europa levou a Comissão Europeia a criar medidas para uma transição energética, desafiando os estados-membros a alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Nesta transição, protagoniza a eletrificação de diversas atividades, utilizando fontes renováveis de energia como a solar e a eólica, contudo, estas fontes enfretam desafios resultantes da sua variação temporal. O hidrogénio verde surge como uma ferramenta adicional no combate às alterações climáticas, com potencial para dar resposta às necessidades energéticas difíceis de eletrificar e resiliência ao sistema energético.

Neste contexto, o presente trabalho centra-se no estudo do hidrogénio verde e nas suas aplicações emergentes. Numa primeira fase, são abordados os métodos de produção do hidrogénio e o seu espetro de cores. A produção de hidrogénio por meio de eletrólise da água, utilizando energia elétrica de origem renovável, da qual resulta o hidrogénio verde, é abordada com mais detalhe.

Numa segunda fase, são estudadas as potenciais aplicações do hidrogénio verde. Atualmente, as principais aplicações do hidrogénio são no setor industrial e estas são responsáveis por uma parte significativa das emissões de carbono, pois utilizam hidrogénio de origem fóssil. O hidrogénio verde possibilita a descarbonização destas aplicações. Adicionalmente, este pode ser utilizado em novas aplicações, como no transporte de longa distância e como reserva estratégica de energia elétrica. Todas estas aplicações são promovidas pelos países que ambicionam a neutralidade carbónica até 2050. Todavia, medidas relativas à utilização de hidrogénio verde no setor doméstico aparentam estar ausentes. O foco desta dissertação é abordar essa lacuna, explorando o potencial do hidrogénio verde como substituto do gás natural em ambiente doméstico.

Numa terceira fase, é estudado um caso real de substituição do consumo de gás natural por hidrogénio verde numa localidade nos Países Baixos. São analisados todos os fatores que conduziram à seleção do hidrogénio verde e as dificuldades enfrentadas. Uma vez que o consumo doméstico de hidrogénio verde não tem precedentes na Europa, com a exceção deste caso, é avaliada a viabilidade de um projeto similar em Portugal, com base nos pressupostos do caso.

Seguidamente, com o objetivo de analisar a viabilidade económica do consumo doméstico de hidrogénio verde, procede-se uma análise comparativa, por um período de 10 anos, considerando os custos de investimento e de operação, entre quatro sistemas de aquecimento: caldeira a gás natural, caldeira *hydrogen-ready*, bomba de calor e sistema solar térmico auxiliado por bomba de calor. Conclui-se que a bomba de calor é a solução mais económica.

Por último, no âmbito do estágio realizado e na perspetiva dos operadores da rede de distribuição de gás natural, como a Portgás, é realizada uma análise económica relativa à descontinuidade do sistema de distribuição de gás. São estudados três cenários de evolução da procura de gás natural até 2050, baseados em documentos de referência para o futuro do sistema energético português.

Conclui-se que o valor da tarifa de distribuição tende a decrescer nas situações de maior consumo e nos casos em que a procura de gás natural diminui acentuadamente, o valor da tarifa aumenta significativamente.

Abstract

The climate and energy crisis in Europe has led the European Commission to create measures for an energy transition, challenging member states to achieve carbon neutrality by 2050. This transition includes the electrification of various activities, using renewable energy sources such as solar and wind power. However, these sources face challenges due to their time variation. Green hydrogen has emerged as an additional tool in the fight against climate change, with the potential to meet energy needs that are difficult to electrify and provide resilience to the energy system.

In this context, this paper focuses on the study of green hydrogen and its emerging applications. As a first step, hydrogen production methods and its color spectrum are addressed. The production of hydrogen through the electrolysis of water using electricity from renewable sources, which results in green hydrogen, is discussed in more detail.

In a second phase, the potential applications of green hydrogen are studied. Currently, the main applications of hydrogen are in the industrial sector and these are responsible for a significant amount of carbon emissions, as they use fossil-based hydrogen. Green hydrogen enables the decarbonization of these applications. In addition, it can be used in new applications, such as long-distance transportation and as a strategic electricity backup. All of these applications are promoted by countries aiming for carbon neutrality by 2050. However, measures relating to the use of green hydrogen in the domestic sector appear to be missing. The focus of this dissertation is to address this gap by exploring the potential of green hydrogen as an alternative for natural gas in the domestic environment.

In a third phase, a real case of replacing natural gas consumption with green hydrogen in a locality in the Netherlands is studied. All the factors that led to the selection of green hydrogen and the difficulties faced are analyzed. Since domestic consumption of green hydrogen is unprecedented in Europe, with the exception of this case, the feasibility of a similar project in Portugal is assessed, based on the assumptions of the case.

Subsequently, in order to analyze the economic viability of domestic consumption of green hydrogen, a comparative analysis is carried out over a 10-year period, considering investment and operating costs, between four heating systems: natural gas boiler, hydrogen-ready boiler, heat pump and solar thermal system aided by a heat pump. It is concluded that the heat pump is the most economical solution.

Finally, as part of the internship and from the perspective of natural gas distribution network operators such as Portgás, an economic analysis is carried out on the discontinuity of the gas distribution system. Three scenarios for the evolution of natural gas demand up to 2050 are studied, based on reference documents for the future of the Portuguese energy system. It is concluded that the value

of the unit revenue per unit of gas distributed tends to decrease in situations of higher consumption and in cases where the demand for natural gas decreases sharply, the value increases significantly.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador na Portgás, o Eng. Rui Bessa, por todo o suporte que me deu ao longo deste trabalho. A sua presença incansável e disponibilidade para esclarecer todas as minhas questões foram fundamentais para a realização do mesmo.

Em segundo lugar, gostaria de agraceder ao Eng. Bruno Henrique Santos pela oportunidade de realizar este trabalho e por ter plantado em mim o interesse pelo tema do hidrogénio verde.

Gostaria de agradecer ao meu orientador na FEUP, o Prof. José Luís Alexandre, por ter aceitado este desafio e ter acompanhado o trabalho ao longo do semestre.

Um grande obrigado a todos os meus colegas e amigos, esta jornada não teria sido a mesma sem vocês.

Gostaria de agradecer ao meu namorado, o André, por estar sempre presente. Obrigada por me mostrares o lado positivo de tudo.

Por fim, agradeço à minha família por todo o apoio inquestionável, sempre.

Carolina Sousa

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Perspetivas do Contexto Energético . . . 1
- 1.2 Importância do Hidrogénio Verde na Transição Energética . . . 3
- 1.3 Apresentação da Empresa REN Portgás Distribuição, S.A. . . . 4
  - 1.3.1 História . . . 4
  - 1.3.2 Organização . . . 4
  - 1.3.3 Concessão . . . 5
  - 1.3.4 A Portgás e a Transição Energética . . . 6
- 1.4 Objetivos . . . 7
- 1.5 Estrutura da Dissertação . . . 7

2 Hidrogénio Verde **9**
- 2.1 Características e Informação Geral . . . 9
- 2.2 Tipos de Hidrogénio . . . 10
- 2.3 Definição de Hidrogénio Verde . . . 14
- 2.4 Tecnologias de Produção de Hidrogénio Verde . . . 15
  - 2.4.1 Eletrólise da Água . . . 15

3 Aplicações Emergentes de Hidrogénio Verde **21**
- 3.1 Consumo de Hidrogénio Verde . . . 21
- 3.2 Aplicações Industriais . . . 22
  - 3.2.1 Indústria da Refinação do Petróleo . . . 23
  - 3.2.2 Indústria Química . . . 24
  - 3.2.3 Indústria Siderúrgica . . . 26
- 3.3 Aplicações no Transporte . . . 27
- 3.4 Aplicações Domésticas . . . 28
  - 3.4.1 Tecnologias Domésticas Convencionais . . . 30
  - 3.4.2 Impacto do Hidrogénio em Aplicações Domésticas . . . 34
  - 3.4.3 Tecnologias de Consumo de Hidrogénio . . . 37
  - 3.4.4 Sistemas Energéticos Domésticos Autónomos . . . 39

4 Caso de Estudo **41**
- 4.1 Metodologia . . . 41
- 4.2 Stad Aardgasvrij . . . 42
  - 4.2.1 Enquadramento . . . 42
  - 4.2.2 Substituição de Gás Natural . . . 44
  - 4.2.3 O Projeto . . . 45

4.3 Contexto Português 51
4.3.1 Enquadramento Climático 51
4.3.2 Enquadramento Energético 52
4.3.3 Viabilidade Técnica 54
4.4 Conclusões 61

5 Análises Económicas **62**
5.1 Análise de Tecnologias Domésticas 62
5.1.1 Metodologia 63
5.1.2 Pressupostos 64
5.1.3 Resultados 66
5.1.4 Análise de Resultados 66
5.2 Análise da Descontinuidade do Sistema de Gás 69
5.2.1 Tarifa de Gás Natural 69
5.2.2 Cenários Analisados 70
5.2.3 Modelo de Cálculo 71
5.2.4 Pressupostos 73
5.2.5 Resultados 74
5.2.6 Análise dos Resultados 75
5.2.7 Depreciação dos Ativos da Portgás 76

6 Conclusões e Trabalho Futuro **78**
6.1 Conclusões 78
6.2 Trabalho Futuro 80

Bibliografia **82**

A Estudo Caso do Contexto Português **99**
A.1 Potenciais técnicos renováveis em Portugal Continental 99
A.2 Adequabilidade de Rede Primária da Portgás 99

B Análise de Tecnologias Domésticas **112**
B.1 Equipamentos utilizados no setor doméstico 112
B.2 Preços dos equipamentos 113
B.3 Custo de produção do hidrogénio verde 114
B.4 Consumo médio de energia por alojamento 115
B.5 Anualização dos custos de energia 116

C Análise da Descontinuidade do Sistema **120**
C.1 Definição dos cenários de evolução da procura de gás natural até 2050 120
C.2 Dados e resultados dos cenários de evolução da procura de gás 121
C.3 Informação contabilística dos ativos da Portgás 131

Lista de Figuras

1.1 Emissões de CO_2 por setor na Europa em 2018. 2
1.2 Mapa da concessão da Portgás. 5

2.1 Produção de hidrogénio em 2022 por diferentes fontes. 11
2.2 Estimativa do custo global de produção de hidrogénio em 2060 por processo de produção. 13
2.3 Célula de um eletrolisador alcalino. 16
2.4 Célula de um eletrolisador *PEM*. 18
2.5 Célula de um eletrolisador *SOEC*. 18
2.6 Célula de um eletrolisador *AEM*. 19

3.1 Consumo industrial global de hidrogénio em 2022. 23
3.2 Fluxos mássicos de combustíveis fósseis consumidos na cadeia de abastecimento de amoníaco em Mt/ano. 25
3.3 Principais componentes de um fogão a gás. 31
3.4 Principais componentes de um forno a gás. 32
3.5 Principais componentes de uma caldeira a gás. 33
3.6 Visibilidade da chama de hidrogénio (no centro) em comparação com chamas de hidrocarbonetos (à esquerda e direita). 35
3.7 *UltimateTaste 900 Hydrogen Gas Cooktop* 38
(a) Fogão a hidrogénio em demonstração na *HyHome* 38
(b) Chama de hidrogénio visível 38
3.8 Casa de Hans-Olof Nilsson 40

4.1 Contexto geográfico de Stad aan't Haringvliet. 43
(a) Localização da ilha Goeree-Overflakkee. 43
(b) Localização de Stad aan't Haringvliet. 43
4.2 Percurso do hidrogénio verde na ilha de Goeree-Overflakkee. 45
4.3 Configuração do sistema de segurança desenvolvido. 50
4.4 Evolução do consumo energético das famílias portuguesas entre 2010 e 2020 por produto energético. 52
4.5 Distribuição do consumo de energia no setor doméstico por tipo de utilização - Portugal, 2020. 53
4.6 Distribuição do consumo de energia no setor doméstico por fonte de energia e tipo de utilização - Portugal, 2020. 53
4.7 Época de construção dos alojamentos familiares clássicos em Portugal. 59
4.8 Atlas Nacional do H_2 Verde Sustentável para o cenário A - Diversificado. 60

5.1 Componentes do custo das quatro soluções para aquecimento. 67
5.2 Competitividade das soluções para aquecimento doméstico. 68
5.3 Custo de eletricidade do sistema da bomba de calor em função do consumo médio. 69
5.4 Evolução global da procura de gás natural em cada cenário. 72
5.5 Evolução dos custos aceites dos ORDs em cada cenário. 73
5.6 Evolução da tarifa média em €/MWh em cada cenário. 75
5.7 Depreciação dos ativos da Portgás ao longo do tempo. 77

B.1 Equipamentos utilizados para aquecimento de água - Portugal, 2020 112
B.2 Equipamentos utilizados para aquecimento do ambiente - Portugal, 2020. 113

Lista de Tabelas

2.1 Tabela resumo das propriedades físicas e químicas do hidrogénio molecular . . . 10
2.2 Métodos de produção de Hidrogénio . . . 14
2.3 Tabela resumo das características de diferentes tipos de eletrolisadores . . . 20

3.1 Tecnologias de consumo doméstico de H_2 em desenvolvimento . . . 39

4.1 Perspetivas de evolução da capacidade instalada (em GW) para produção de energia elétrica de origem renovável em Portugal até 2030 . . . 55

5.1 Custo de investimento de cada tecnologia . . . 63
5.2 *Inputs* do modelo da análise comparativa . . . 64
5.3 *Outputs* do modelo da análise comparativa ao fim de 10 anos . . . 66
5.4 Taxas de variação da procura de gás natural consideradas em cada cenário . . . 71
5.5 Dados resumidos do Cenário Superior Ambição . . . 74
5.6 Dados resumidos do Cenário Central Ambição . . . 74
5.7 Dados resumidos do Cenário Inferior Conservador . . . 75

A.1 Potenciais técnicos renováveis em Portugal Continental . . . 99

B.1 Preços médios de caldeiras a gás natural por fabricante . . . 113
B.2 Preços médios de bombas de calor por fabricante . . . 114
B.3 Preços médios de coletores solares por fabricante . . . 114
B.4 Custos de produção de H_2V observados e previstos . . . 114
B.5 Evolução do custo de produção de H_2V considerada . . . 115
B.6 Consumo médio de energia por alojamento por fonte de energia e por tipo de utilização - Portugal, 2020 . . . 116
B.7 Anualização dos custos de produção de H_2V . . . 116
B.8 Anualização dos custos do gás natural . . . 117
B.9 Anualização dos custos de eletricidade respetivos à bomba de calor . . . 118
B.10 Anualização dos custos de eletricidade respetivos à bomba de calor enquanto sistema auxiliar . . . 119

C.1 Evolução da procura de gás natural por setor relativa a cada cenário de acordo com o RMSA-G-2022 . . . 120
C.2 Evolução da procura de gás natural por setor relativa a cada cenário de acordo com o RNC2050 . . . 121
C.3 Evolução do cenário Superior Ambição entre 2024 e 2030 . . . 122
C.4 Evolução do cenário Superior Ambição entre 2030 e 2040 . . . 123
C.5 Evolução do cenário Superior Ambição entre 2040 e 2050 . . . 124

C.6 Evolução do cenário Central Ambição entre 2024 e 2030 125
C.7 Evolução do cenário Central Ambição entre 2030 e 2040 126
C.8 Evolução do cenário Central Ambição entre 2040 e 2050 127
C.9 Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2024 e 2030 128
C.10 Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2030 e 2040 129
C.11 Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2040 e 2050 130
C.12 Ativos imobilizados - 2025 131
C.13 Ativos imobilizados - 2030 132
C.14 Ativos imobilizados - 2040 132
C.15 Ativos imobilizados - 2050 133
C.16 Ativos imobilizados - 2060 133
C.17 Ativos imobilizados - 2068 134
C.18 Ativos imobilizados - 2069 134

Acrónimos

ADENE	Agência para a Energia
AEM	*Anion Exchange Membrane*
ALK	*Alkaline Water Electrolysis*
AQS	Águas Quentes Sanitárias
BC	Bomba de Calor
BEV	*Battery Electric Vehicle*
BP	Baixa Pressão
CAPEX	*Capital Expenditure*
CC	Custo do Capital
CCS	*Carbon Capture and Storage*
CCUS	*Carbon Capture, Usage and Storage*
CE	Comissão Europeia
CH_4	Metano
CO_2	Dióxido de Carbono
COP	*Coefficient of Performance*
CS	Coletor Solar
CST	Centro de Controlo e Supervisão
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DRI	*Direct Reduction of Iron*
ECHA	*European Clean Hydrogen Alliance*
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ERP	Estação de Regulação de Pressão e Medição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FCEV	*Fuel Cell Electric Vehicle*
FFD	*Flame Failure Device*
FRE	Fontes Renováveis de Energia
GN	Gás Natural
H_2	Hidrogénio
H_2V	Hidrogénio Verde
IEA	*International Energy Agency*
INE	Instituto Nacional de Estatística
IVA	Imposto sobre Valor Acrescentado
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MP	Média Pressão
N_2O	Óxido Nitroso
NH_3	Amoníaco
O&M	Operação e Manutenção

ORD	Operador da Rede de Distribuição
P2H2	*Power-to-Hydrogen*
PAW	*Programma Aardgasvrij Wijken*
PEM	*Proton Exchange Membrane*
PFSA	*Perfluorosulfonic Acid*
PNEC 2030	Plano Nacional de Energia e Clima 2030
PRM	Posto de Regulação e Medida
PRP	Posto de Regulação de Pressão
PTN	Pressão e Temperatura Normais
RAB	*Regulatory Asset Base*
RMSA	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RNDG	Rede Nacional de Distribuição de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito
RoR	*Rate of Return*
SMR	*Steam Methane Reforming*
SNG	Sistema Nacional de Gás
SOEC	*Solid Oxide Electrolyzer Cell*
THT	Tetrahidrotiofeno
TRL	*Technology Readiness Level*

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, é apresentado o contexto em que a presente dissertação foi elaborada, assim como a empresa que a proporcionou. O objetivo do trabalho é exposto e as questões que se pretende responder com o desenvolvimento deste são formuladas. Por fim, é detalhada a estrutura do documento.

1.1 Perspetivas do Contexto Energético

A utilização de combustíveis fósseis para suprir as necessidades energéticas da sociedade nas últimas décadas é reconhecida como a principal causa do estado de emergência climática enfrentado atualmente. Em todo o mundo, esforços para a transição energética têm sido realizados, mas as alterações são lentas e morosas. Esta transição apresenta vários desafios e requer um esforço coletivo face à forma como a energia é consumida. As emissões contínuas de dióxido de carbono contribuem para o aumento da temperatura média global do planeta, o que conduziu à criação do Acordo de Paris em 2015, onde foi estabelecido o compromisso de limitar o aumento da temperatura média global a $2^{\circ}C$ em relação aos níveis pré-industriais, idealmente mantendo-o abaixo de $1,5^{\circ}C$.

Embora a implementação de fontes renováveis de energia, como solar, hídrica e eólica, tenha sido incentivada, as emissões de CO_2 continuaram a aumentar, tendo entre 2015 e 2018 este aumento correspondido a cerca de 3,5% [1]. Este cenário é, em parte, atribuído ao facto de muitos dos setores que mais contribuem para as emissões não serem facilmente eletrificados (ver Figura 1.1), como é o caso de muitas atividades industriais e do setor do transporte, em particular de longas distâncias. Além disso, a utilização de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia enfrenta diversos desafios, como a intermitência das fontes de energia solar e eólica e consequente variabilidade no fornecimento de energia elétrica à rede, e a dificuldade de armazenamento desta.

Em resposta à necessidade urgente em reduzir as emissões de gases de efeito estufa, à redução dos custos da energia com origem em fontes renováveis e ao progresso tecnológico, em 2018, a

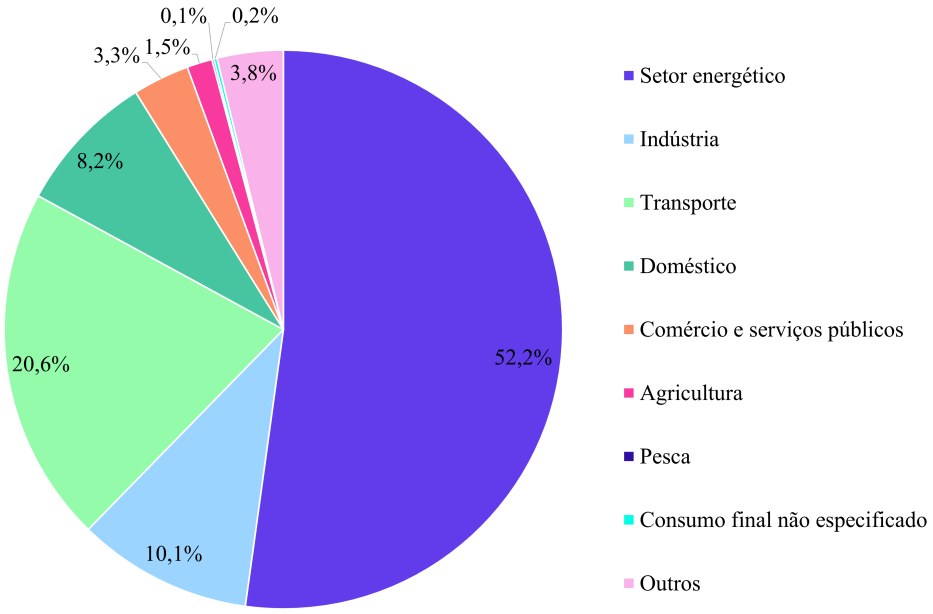


Figura 1.1: Emissões de CO_2 por setor na Europa em 2018 (adaptado de [2]).

Comissão Europeia (CE) divulgou sua estratégia de longo prazo para a descarbonização da Europa até 2050 [3], na qual está contemplada a incorporação de Hidrogénio Verde (H_2V). A CE prevê que a utilização de H_2V, relativamente ao *mix* energético da Europa, evoluirá de um valor inferior a 2% para valores entre 13% e 14% até 2050. Em consequência dessa publicação, os governos de vários países europeus foram impelidos a adotar medidas para alcançar os objetivos estabelecidos, o que levou à formulação de estratégias nacionais para o hidrogénio verde adaptados a cada país.

A par da crise climática, desenvolveu-se uma segunda crise que, apesar de mostrar repercussões a nível global, afetou principalmente a Europa: a crise energética. Os primeiros indícios desta crise surgiram no período pós-pandémico, em 2021, quando a procura por recursos energéticos primários aumentou significativamente face ao ano anterior, resultando em aumentos significativos nos preços da energia [4]. Esta crise agravou-se com a invasão da Ucrânia pela Rússia em 2022, e com a utilização por parte da Rússia do seu gás natural como arma geopolítica, o que resultou em aumentos significativos nos preços do gás e da eletricidade. Para lidar com esta crise, a CE apresentou o plano de ação *REPowerEU* em maio de 2022, com o objetivo de reduzir a dependência da Europa dos combustíveis fósseis russos, diversificar o seu aprovisionamento energético e acelerar a transição energética [5].

É no contexto destas duas crises que o hidrogénio verde surge, com potencial para responder às limitações da energia elétrica com origem em fontes renováveis e descarbonizar setores poluentes.

1.2 Importância do Hidrogénio Verde na Transição Energética

A utilização de hidrogénio não é algo novo. Diversas indústrias têm integrado este gás nas suas operações, incluindo siderurgias, refinarias e a indústria química, especialmente na produção de amónia para fertilizantes. Em 2022, o consumo global de hidrogénio atingiu as 95 megatoneladas, conforme reportado pela Agência Internacional de Energia (em inglês *International Energy Agency (IEA)*) [6]. Apesar da combustão do hidrogénio não emitir CO_2, pois o seu único subproduto é a água, a utilização de hidrogénio em processos industriais não significa que estes sejam isentos de emissões de carbono. Pelo contrário, a maior parte do hidrogénio atualmente consumido, denominado hidrogénio cinzento, é produzido a partir de combustíveis fósseis, resultando na emissão de CO_2 durante o processo de produção. Outra fração significativa da utilização de hidrogénio corresponde ao hidrogénio azul, também produzido a partir de combustíveis fósseis, mas com tecnologias de captura e armazenamento de carbono (em inglês *Carbon Capture and Storage (CCS)*) associadas à sua produção.

A designação "hidrogénio verde" é referente ao hidrogénio produzido por eletrólise da água utilizando energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia. Por este motivo, as emissões diretas associadas à produção deste hidrogénio são comummente desprezadas [7]. O hidrogénio verde apresenta potencial para descarbonizar as aplicações que atualmente consomem hidrogénio não renovável. Essa transição oferece duas vantagens importantes: preservar a operacionalidade dessas aplicações sem que seja necessário efetuar alterações significativas aos processos existentes e reduzir drasticamente as emissões de gases de efeito estufa destas.

Também no âmbito da transição energética, surgem novas oportunidades de implementação do hidrogénio verde além das aplicações existentes que consomem hidrogénio. Segundo a *IEA* [8], a rápida expansão das fontes renováveis de energia terá implicações nos sistemas energéticos globais devido ao aumento do excedente de energia elétrica, especialmente de fontes intermitentes como a solar e eólica, e à crescente variabilidade no fornecimento. Prevê-se que, até 2028, a taxa de penetração das Fontes Renováveis de Energia (FRE) variáveis no setor elétrico ultrapasse os 50% em vários países europeus, com Portugal a atingir os 70%. Nas regiões onde a expansão da rede elétrica não acompanha o aumento da integração de fontes renováveis, é esperado que ocorra o fenómeno de "*curtailment*", isto é, a redução ou interrupção da produção de energia elétrica quando o consumo de eletricidade é inferior à quantidade injetada na rede. Este excesso de energia elétrica proveniente de FRE traz consigo o desafio da sua gestão eficiente. Neste contexto, o hidrogénio verde emerge como uma solução para evitar o *curtailment*, constituindo uma reserva estratégica de energia elétrica, uma vez que o excedente desta pode ser convertido em hidrogénio, num eletrolisador, através de um processo denominado *Power-to-Hydrogen (P2H2)*. Posteriormente, esse hidrogénio pode ser armazenado e convertido novamente em energia elétrica, através de uma *fuel cell*, quando as condições climatéricas não favorecem a sua produção através de fontes renováveis de energia.

Adicionalmente, outra aplicação em vista para o hidrogénio verde é a substituição do gás natural.

Diante das atuais crises climática e energética, nos anos vindouros o gás natural fóssil deixará de ser consumido. A integração gradual do hidrogénio verde no sistema energético pode beneficiar da infraestrutura já existente de gás natural, impedindo que esta se torne obsoleta e permitindo que os operadores das redes de transporte e distribuição mantenham a sua atividade. Vários países já delinearam estratégias nacionais onde estabelecem medidas para esta transição progressiva. Uma das abordagens implementadas visa a mistura de hidrogénio verde com gás natural, até um máximo de 20%, através de um processo denominado *blend*, com o objetivo último de migrar completamente a rede para funcionar exclusivamente com hidrogénio, mediante adaptações necessárias.

1.3 Apresentação da Empresa REN Portgás Distribuição, S.A.

A presente dissertação é resultado de um estágio curricular proporcionado pela REN Portgás Distribuição, S.A.. A Portgás é uma empresa do Grupo REN, responsável pela distribuição de gás natural na região litoral norte do país. A sua área de concessão abrange 29 municípios pertencentes aos distritos de Porto, Braga e Viana do Castelo.

1.3.1 História

A história da Portgás remota a 1988, quando a empresa foi estabelecida como uma entidade verticalmente integrada, encarregada da produção e distribuição de gás natural. Um marco significativo ocorreu em 22 de abril de 1997, quando a Portgás realizou a primeira ligação de gás natural do país, na Maia. Desde 2000, a sede da Portgás está localizada na Rua Linha das Torres, nº 41, 4350-214 Porto, onde todos os serviços da empresa são centralizados. Em 2006, a empresa foi incorporada no Grupo EDP, passando a adotar a marca EDP Gás Distribuição em 2008. Nesse mesmo ano, ocorreu a liberalização do mercado do gás natural e a assinatura do segundo contrato de concessão da empresa com o Estado Português, ampliando a atividade de distribuição por um período de 40 anos. Em 2017, a Portgás foi adquirida pela REN Gás, S.A., alargando, assim, a área de atuação da última para abranger não só o transporte e armazenamento de gás natural, mas também a sua distribuição [9].

1.3.2 Organização

A Área Técnica, sob responsabilidade do Eng. Rui Bessa e na qual se proporcionou o estágio, está dividida em quatro sub-áreas:

- Exploração: responsável por responder diariamente a ocorrências na rede de distribuição de gás, como emergências, ou efetuar operações que envolvem a verificação/substituição de contadores.
- Engenharia e Desenvolvimento: responsável pelo estudo da rede, cadastro, indicadores, aquisições e compras, regulamentação, gestão da inovação e ambiente.

- Manutenção e Sistemas: responsável pela gestão dos sistemas técnicos e por todas as operações respetivas à manutenção (corretiva, preventiva e preditiva) da rede de distribuição como, por exemplo, pesquisa de fugas.
- Gestão de Energia: responsável pela atividade de comunicação ao mercado, controlo e supervisão da rede a partir do Centro de Supervisão e Telecontrolo (CST), assim como pela verificação do aprovisionamento indevido de energia.

1.3.3 Concessão

Atualmente, a Portgás conta com mais de 5 600 quilómetros de extensão de rede, cerca de 406 000 pontos de abastecimento e mais de 6 TWh de gás natural veiculado. O mapa de concessão da empresa está apresentado na Figura 1.2.

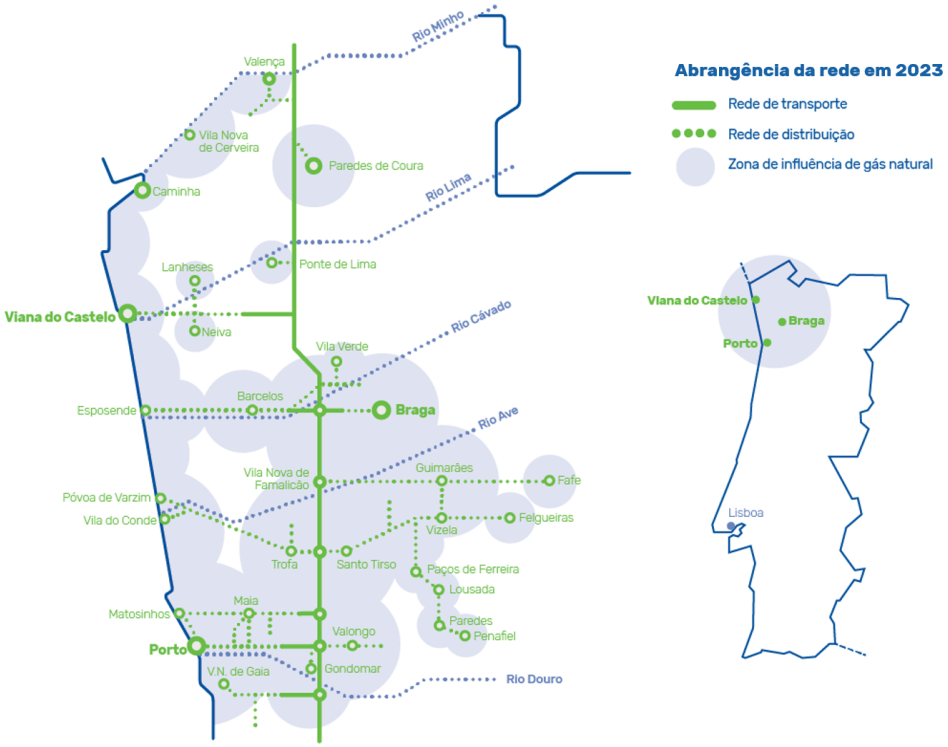


Figura 1.2: Mapa da concessão da Portgás [10].

As redes de distribuição de gás natural estão separadas em dois níveis de pressão:

- Rede primária: rede de distribuição de Média Pressão (MP), entre 4 bar e 20 bar.
- Rede secundária: rede de distribuição de Baixa Pressão (BP), pressão máxima de 4 bar.

A rede primária, também conhecida como rede de média pressão, com uma extensão total de 413 quilómetros, recebe gás nas Estações de Regulação de Pressão e Medição (ERPs) do Operador de

Rede de Transporte - REN Gasodutos. Esta rede distribui gás diretamente para os pontos de consumo que exigem pressões de abastecimento elevadas ou têm consumos instantâneos significativos (Posto de Regulação e Medida (PRM) de Cliente), bem como para os PRMs de Rede.

Já a rede secundária, de baixa pressão, estende-se por 5274 quilómetros e ramifica-se a partir dos PRM de Rede para abastecer uma vasta gama de clientes. Dentro desta rede secundária, pode-se identificar um terceiro nível de pressão, quando estão presentes os Postos de Regulação de Pressão (PRPs). A jusante dos PRPs, desenvolve-se uma rede com pressão de serviço geralmente inferior a 1 bar.

Do ponto de vista geográfico, a área de concessão da Portgás abrange uma extensão de 4 365 km^2, espalhada por 29 concelhos, englobando 840 freguesias. A responsabilidade da Portgás consiste na distribuição de gás natural para aproximadamente 1 250 000 fogos residenciais, entendendo-se por "fogo" cada unidade habitacional, seja ela parte ou totalidade de um edifício, com acesso independente.

Os pontos de abastecimento da Portgás podem ser classificados consoante três tipos:

- MP - clientes com consumo de média pressão.
- BP > - clientes com consumo anual superior a 10 000 m^3 de baixa pressão.
- BP < - clientes domésticos e pequenos terciários, com consumo anual inferior a 10 000 m^3 de baixa pressão.

Embora os pontos de abastecimento BP < sejam os que apresentem consumos menos significativos, estes constituem 99,6% do total de clientes da Portgás. Já os restantes 0,4% de clientes são responsáveis por mais de 85% do consumo de gás.

1.3.4 A Portgás e a Transição Energética

No contexto da transformação do setor energético, impulsionados pelas estratégias de descarbonização nacionais e europeias, os operadores da rede de distribuição de gás natural, como a Portgás, veem-se impelidos a responder a estas mudanças com medidas de digitalização e descarbonização das suas infraestruturas. Embora o gás natural seja considerado em termos ambientais o combustível fóssil mais "limpo", é responsável por parte das emissões de gases de efeito estufa. De forma a contribuir ativamente para a transição energética, a Portgás está fortemente empenhada em combater as alterações climáticas, de acordo com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050). Neste momento, a empresa enfrenta dois grandes desafios: realizar a transição de gás natural para gás de origem renovável com zero emissões de carbono e, simultaneamente, garantir uma infraestrutura resiliente, segura, sustentável e economicamente viável para os seus consumidores [11]. Para alcançar os objetivos estabelecidos pelo Estado Português, a Portgás tem realizado diversos estudos nos últimos anos e elaborado planos de ação para a introdução na rede de hidrogénio, biometano e metano sintético, todos acompanhados pelo reforço da digitalização

do sistema de gás. Contudo, a empresa defronta-se com a incerteza da propensão dos consumidores para a incorporação do hidrogénio verde, especialmente entre os consumidores domésticos e do setor pequeno terciário, os quais constituem a maioria da sua base de clientes.

1.4 Objetivos

A urgência em descarbonizar o consumo energético da sociedade abre caminho para a implementação do hidrogénio verde como parte da solução da crise climática global, com grande parte dos esforços e investigação direcionados particularmente para os setores da indústria e do transporte. Esta dissertação tem como objetivo estudar as aplicações emergentes do hidrogénio verde, com foco no setor doméstico. A pesquisa será conduzida através de uma revisão bibliográfica, do estudo de um caso de adaptação do consumo doméstico de gás natural para hidrogénio verde e de uma análise económica, incluindo uma comparação com as soluções convencionais do mercado. Adicionalmente, será realizada uma análise sobre o impacto da evolução do consumo de gás natural até 2050 na componente da tarifa relativa à sua distribuição.

Assim, no âmbito da revisão da literatura, os objetivos incluem a descrição do hidrogénio verde e da sua produção, assim como a investigação da sua aplicação num contexto geral e, em particular, direcionado ao consumo doméstico. Serão examinadas as tecnologias domésticas em desenvolvimento, bem como o impacto que o hidrogénio tem na sua operação.

De seguida, pretende-se estudar um caso real de uma localidade nos Países Baixos que substituirá o consumo de gás natural por hidrogénio verde, identificando os principais fatores que influenciaram a decisão e os desafios técnicos, sociais e económicos.

Por fim, na fase de análise crítica e discussão, pretende-se analisar os resultados obtidos e concluir sobre a integração e utilização estabelecida do hidrogénio verde no setor doméstico.

Em última análise, pretende-se, idealmente, que a presente dissertação responda às duas questões apresentadas de seguida:

1. As tecnologias domésticas de consumo de hidrogénio verde tornar-se-ão competitivas, tanto técnica como economicamente? Se sim, quando?
2. De que forma a evolução da procura de gás natural impactará a tarifa de uso da rede nacional de distribuição de gás?

1.5 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais cinco capítulos.

No Capítulo 2, é fornecida uma breve descrição das características e propriedades do hidrogénio, abordando também os diferentes métodos de produção, com especial foco na produção de hidrogénio verde por meio da eletrólise da água.

No Capítulo 3, é apresentada uma revisão das aplicações emergentes do hidrogénio verde, assim como das tecnologias destinadas ao seu consumo doméstico.

O Capítulo 4 apresenta informações relativas ao estudo de um caso real de transformação do consumo doméstico de gás natural para hidrogénio verde e a sua adaptação ao contexto português.

No Capítulo 5, é efetuada uma análise da viabilidade económica do consumo doméstico de hidrogénio verde, comparando com diferentes tecnologias. Uma segunda análise é realizada, com o objetivo de avaliar o impacto da evolução do consumo de gás natural na tarifa de utilização das redes de distribuição, considerando três diferentes cenários de consumo.

No Capítulo 6, as conclusões do trabalho são apresentadas, acompanhadas de sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Hidrogénio Verde

Neste capítulo, é apresentada informação sobre as características do hidrogénio e as suas propriedades. São ainda analisados os diferentes processos de produção de hidrogénio, cada um associado a uma cor específica. Em particular, são exploradas as características do hidrogénio verde e a sua produção, com destaque nas quatro principais tecnologias associadas ao seu método de produção mais relevante: a eletrólise da água.

2.1 Características e Informação Geral

O Hidrogénio (H_2) foi primeiramente identificado por Henry Cavendish em 1766, mas apenas nomeado em 1788 por Lavoisier como *Hydrogenium*, termo com origem nas palavras gregas "*hydro*" (água) e "*genes*" (de) [12]. Em 1800, os ingleses Nicholson e Carlisle produziram hidrogénio pela primeira vez a partir da eletrólise da água e em 1898 este foi liquefeito por James Dewar [13].

O hidrogénio é o elemento químico mais abundante no universo e pode ser encontrado maioritariamente na água e compostos orgânicos [12]. Além de ser o elemento mais abundante, é também o elemento mais simples e mais leve, sendo composto pelo núcleo, constituído por um único protão, e por um eletrão que orbita à sua volta. O valor da massa atómica do hidrogénio é 1,008 u. O hidrogénio é um gás incolor, sem odor, não-tóxico e inflamável.

Algumas das propriedas físicas e químicas do hidrogénio molecular a condições de Pressão e Temperatura Normais (PTN) estão apresentadas na Tabela 2.1. Quando comparado com outros combustíveis como, por exemplo, a gasolina, que tem um poder calorífico inferior de 12,1 kWh/kg, ou o gás natural, que tem um poder calorífico inferior de cerca de 13,1 kWh/kg, o hidrogénio apresenta um valor superior de densidade energética mássica. No entanto, analisando a sua densidade, este apresenta um valor baixo (0,0899 relativamente ao ar), tornando-o facilmente dispersável e requerendo um maior volume de armazenamento para o mesmo potencial energético, comparativamente a outros combustíveis [12].

Tabela 2.1: Tabela resumo das propriedades físicas e químicas do hidrogénio [12, 14, 15]

Propriedades Físicas	
Símbolo	H
Fórmula molecular	H_2
Massa molar	2.016 g/mol
Temperatura de vaporização (1 atm)	20,27 K (-252,88 ºC)
Temperatura de fusão (1 atm)	13,99 K (-259,16 ºC)
Massa específica (PTN)	0,08988 kg/m³
Propriedades Químicas	
Poder calorífico inferior (PCI)	33,3 kWh/kg
Poder calorífico superior (PCS)	39,4 kWh/kg
Índice de Wobbe inferior	40,6 MJ/Nm³
Índice de Wobbe superior	48,2 MJ/Nm³
Energia de ignição	0,02 mJ
Temperatura de ignição	858,15 K (585 ºC)
Limites de flamabilidade	4% - 75%
Máxima velocidade de chama (combustão com ar)	2,7 m/s
Temperatura adiabática de chama (combustão com ar)	2483 K (2209,85ºC)

Das propriedades apresentadas, a densidade, energia de ignição, limites de flamabilidade, velocidade de chama e temperatura adiabática de chama têm especial impacto no desenvolvimento de tecnologias domésticas de consumo de hidrogénio, que será abordado com maior detalhe no Capítulo 3.

2.2 Tipos de Hidrogénio

Embora a utilização direta de hidrogénio não implique emissões de carbono, as emissões totais associadas ao seu uso dependem significativamente do seu método de produção. Diversos processos podem ser utilizados para a produção de hidrogénio, cada um com uma fonte primária de energia distinta, como se pode observar na Figura 2.1, e, consequentemente, com diferentes níveis de emissões de carbono associados. Assim, a garantia de origem do hidrogénio é essencial para assegurar a sustentabilidade ambiental da sua utilização [13].

Com o propósito de simplificar a referência ao hidrogénio conforme o seu processo de produção, estabeleceu-se a associação de uma cor a cada processo. Contudo, até à presente data, não existe uma especificação universalmente estabelecida para as cores do hidrogénio. As diversas definições mencionadas neste documento divergem ocasionalmente na literatura. Assim, foram consideradas as denominações mais amplamente utilizadas. As cores estabelecidas para cada processo são cinzento, castanho, preto, turquesa, rosa, amarelo, vermelho, azul, verde-água, branco e verde. A utilização dos termos "hidrogénio de baixo carbono" e "hidrogénio renovável" é também recorrente, no entanto, por vezes, as suas definições são confundidas. Em [16], a CE clarifica que o termo "hidrogénio de baixo carbono" é definido pela quantidade de gases de efeito de estufa

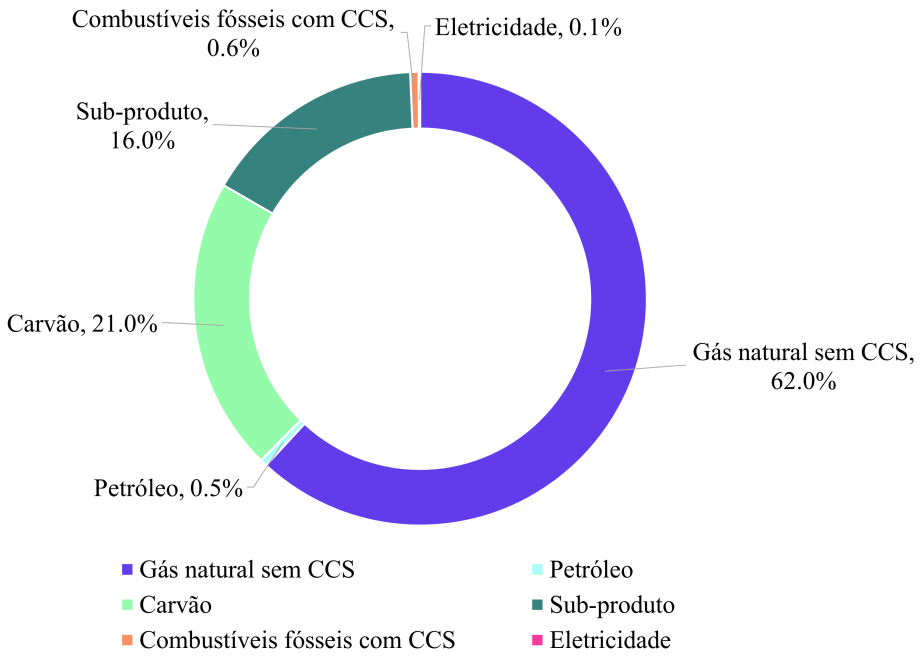


Figura 2.1: Produção de hidrogénio em 2022 por diferentes fontes (adaptado de [6]).

emitidos durante o processo de produção, enquanto que o termo "hidrogénio renovável" é definido pela fonte de energia utilizada (energia solar, eólica ou hídrica). Assim, o primeiro termo é mais abrangente, contemplando as cores azul, rosa, verde-água, branco e verde [16, 17].

Apesar do foco deste trabalho ser o estudo do hidrogénio verde, considera-se pertinente abordar, de uma forma geral, o espetro de cores do hidrogénio. Deste modo, nesta seção serão introduzidos os diversos processos de produção de hidrogénio e nas secções seguintes, será analisada com mais detalhe a produção de hidrogénio verde, em particular.

Hidrogénio Cinzento. Atualmente, o hidrogénio cinzento é o tipo de hidrogénio mais predominante [18]. Apesar de algumas fontes considerarem hidrogénio cinzento todo o hidrogénio que é produzido a partir de combustíveis fósseis sem recorrer à utilização de métodos de captura, utilização e armazenamento de carbono (*Carbon Capture, Usage and Storage (CCUS)*) [19], outras fontes consideram que esta cor é restrita à produção de hidrogénio através do processo de reformação a vapor de gás natural (*Steam Methane Reforming (SMR)*) [17, 20]. Este processo é caracterizado pelo aquecimento de gás natural através de vapor, provocando a separação de H_2, que seguidamente é purificado, e a libertação de CO_2. A eficiência do processo é, aproximadamente, 60-85% [19].

Hidrogénio Castanho e Hidrogénio Preto. O hidrogénio castanho é produzido através da gaseificação de lignite (carvão castanho) e o hidrogénio preto é produzido através do mesmo método, mas utilizando carvão betuminoso como matéria prima, que é o tipo de carvão mais abundante [20]. Este método tem uma eficiência de 74-85% [19]. Tanto a gaseificação como o processo *SMR* são

tecnologias consideradas maturas, sendo, por isso, as mais utilizadas para a produção de hidrogénio.

Hidrogénio Turquesa. O hidrogénio turquesa é produzido por meio de pirólise do metano e tem como subproduto carbono sólido. Este subproduto é facilmente armazenável e pode ser posteriormente empregue em diversas aplicações, contribuindo, dessa forma, para uma pegada carbónica mais reduzida, face aos métodos abordados anteriormente [21].

Hidrogénio Rosa. A produção de hidrogénio rosa é realizada através da eletrólise da água utilizando energia elétrica proveniente de energia nuclear. Este método de produção não é amplamente promovido nas estratégias europeias de descarbonização. Aliás, em [16], é clarificado que a classificação de hidrogénio verde não deverá ser atribuída a hidrogénio produzido a partir de energia nuclear. Em contrapartida, este poderá ganhar relevância em países como a China e a Rússia [22, 23].

Hidrogénio Amarelo. O hidrogénio amarelo é obtido por meio da eletrólise da água, assim como o hidrogénio rosa e o hidrogénio verde, mas com recurso a eletricidade proveniente da rede elétrica, que tem na sua origem tanto fontes renováveis como fósseis.

Hidrogénio Vermelho. O hidrogénio vermelho é produzido através da decomposição catalítica de água utilizando energia térmica nuclear [20].

Hidrogénio Azul. A produção de hidrogénio azul é realizada com recurso a combustíveis fósseis e tecnologias *CCUS* [24]. Apesar de este tipo de hidrogénio não ser, inerentemente, uma fonte com zero emissões de carbono, é considerado hidrogénio de baixo carbono, uma vez que a sua produção inclui a implementação de tecnologias de captura de carbono. Na produção de hidrogénio azul, esta tecnologia atua como um fator compensatório das emissões de carbono, reduzindo a quantidade de CO_2 produzido no processo. Embora a tecnologia *CCUS* ainda acarrete custos elevados [25], na sua generalidade, o hidrogénio azul revela-se economicamente viável, permitindo uma implementação relativamente simples na indústria, uma vez que basta integrar a tecnologia *CCUS* sem alterar o processo de produção do hidrogénio [26]. No entanto, é importante referir que este método de produção não contribui para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis.

Hidrogénio Verde-Água. Hidrogénio verde-água, em inglês, *aqua hydrogen*, é uma variante relativamente recente de hidrogénio, cujo processo de produção foi desenvolvido pela Universidade de *Calgary* e pela empresa *Proton Technologies*, no Canadá [27]. O método consiste na injeção de oxigénio em areias e jazidas petrolíferas. Após ocorrer uma reação química, que resulta na formação de hidrogénio, este é extraído sem ocorrer qualquer emissão de CO_2 [28]. Os responsáveis pelo método afirmam que as emissões de CO_2 são nulas uma vez que a quantidade produzida permanece retida no solo [19]. A escolha da cor deste tipo de hidrogénio, entre verde e azul, não foi aleatória. Neste processo, o hidrogénio é produzido de combustíveis fósseis (hidrogénio azul), mas com "zero" emissões de carbono (hidrogénio verde) [19].

Hidrogénio Branco. A designação "hidrogénio branco" ou "hidrogénio natural" é utilizada para descrever o hidrogénio formado naturalmente e acumulado em reservatórios subterrâneos terrestres [17, 20]. A existência de reservatórios naturais de hidrogénio nunca foi considerada para fins de exploração, uma vez que se acreditava que este gás não era formado em quantidades que o justificassem. Em 1987, ocorreu no Mali uma explosão inesperada de um gás num poço de água e apenas 25 anos depois se descobriu que esse gás se tratava de 97% de H_2 [29]. A primeira referência a este acontecimento foi feita na literatura científica em 2018 e desde essa data que diversos estudos geológicos confirmaram a presença de grandes quantidades de hidrogénio armazenado na crosta terrestre, hidrogénio este que tem vindo a ser acumulado ao longo de vários anos. Vários destes reservatórios têm potencial de exploração a escala industrial [30]. Estima-se que o valor médio global dos recursos geológicos de hidrogénio seja na ordem das dezenas de milhões de toneladas métricas [29]. O hidrogénio branco apresenta duas principais vantagens: o facto de o seu custo de produção e a sua pegada carbónica serem inevitavelmente mais baixos do que os dos restantes tipos de hidrogénio. A Figura 2.2 apresenta o custo estimado do hidrogénio em 2060 de acordo com o método de produção [1]. É importante referir que a fonte dos dados é uma empresa com interesse no setor.

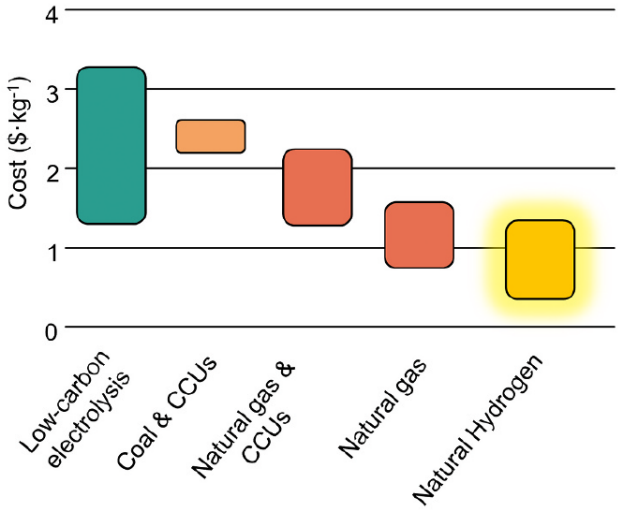


Figura 2.2: Estimativa do custo global de produção de hidrogénio em 2060 por processo de produção [31].

A Tabela 2.2 apresenta um resumo dos diversos métodos de produção de hidrogénio, de acordo com a cor.

Notas respetivas à Tabela 2.2:

* Emissões em $[kg_{CO_2eq}/kg_{H_2}]$.

** *TRL* é a sigla de *Technology Readiness Level*

[1] Apesar de a figura ser referente ao ano 2060, considerou-se relevante apresentá-la na ausência de uma figura referente a uma data mais próxima do presente

Tabela 2.2: Métodos de produção de Hidrogénio [18, 20, 30, 32, 33]

Cor H_2	Processo	*Inputs*	*Outputs*	Emissões *	TRL **
	SMR	Gás natural	$H_2 + CO_2$	9,0 - 11,0	TRL9
	Gasificação	Lignite	$H_2 + CO_2$	18,0 - 20,0	TRL9
	Gasificação	Carvão betuminoso	$H_2 + CO_2$	18,0 - 20,0	TRL9
	Pirólise	Metano	H_2 + C	1,9 - 4,8	TRL6
	Eletrólise	Água, energia elétrica nuclear	$H_2 + O_2$ + resíduos nucleares	0,3 - 0,6	TRL8
	Eletrólise	Água, energia elétrica da rede	$H_2 + CO_2$	**	TRL8
	Decomposição catalítica	Água, energia térmica nuclear	$H_2 + O_2$ + resíduos nucleares	$\sim$ 0,1	TRL6
	SMR com *CCUS*	Combustíveis fósseis	$H_2 + CO_2$ ***	3,0 - 11,8	TRL8
	Injeção de O_2 em areais	Combustíveis fósseis	$H_2 + CO_2$ ****	-	-
	Processo natural	- -	H_2	< 1,0	N/A
	Eletrólise	Água, energia elétrica renovável	$H_2 + O_2$	0,7 - 2,8	TRL8

*** Depende da combinação da energia elétrica da rede.

**** Parte do CO_2 é capturado.

***** Todo o CO_2 é capturado.

2.3 Definição de Hidrogénio Verde

O hidrogénio verde, também considerado hidrogénio renovável ou hidrogénio de baixo carbono (o oposto não se aplica necessariamente), é produzido por meio da eletrólise da água, utilizando energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Este processo de produção de hidrogénio é caracterizado pela ausência de emissões diretas de carbono [28], no entanto, existem emissões associadas ao ciclo de vida do hidrogénio verde provenientes da geração de eletricidade de origem renovável. Conforme expresso pela Comissão Europeia na "Estratégia do Hidrogénio para uma Europa com Impacto Neutro no Clima" [3], "O hidrogénio renovável pode também ser produzido por reformação de biogás (em vez de gás natural) ou por conversão bioquímica de biomassa, desde que cumpra requisitos de sustentabilidade."

Segundo as diretrizes europeias, explicitadas no documento "*EU Rules for Renewable Hydrogen*" [16], o hidrogénio é classificado como hidrogénio verde quando é produzido por meio de eletrolisadores que operam em zonas onde a quota média de energia elétrica renovável excede os 90% ou quando é produzido em zonas em que a intensidade de emissão de CO_2 equivalente seja inferior a 18 gramas por Megajoule de eletricidade.

Atualmente, o hidrogénio verde representa apenas uma pequena percentagem de todo o hidrogénio produzido, devido aos custos elevados de produção [17]. De acordo com a *IEA*, em 2022, a produção global de hidrogénio atingiu cerca de 95 milhões de toneladas, das quais apenas 0,7% correspondem a hidrogénio de baixo carbono. A maioria dessa produção é proveniente de fontes de combustíveis fósseis, com a aplicação de tecnologias *CCUS*, enquanto menos de 100 mil toneladas são atribuídas ao hidrogénio produzido por eletrólise da água [6]. É importante salientar que nem todo o hidrogénio produzido por eletrólise é classificado como hidrogénio verde, uma vez que a atribuição da classificação depende da origem da energia elétrica utilizada.

2.4 Tecnologias de Produção de Hidrogénio Verde

Nesta secção, destaca-se a produção de hidrogénio verde por meio de eletrólise da água com recurso a energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia, por ser o método de produção mais enfatizado na literatura e nas políticas de descarbonização europeias.

2.4.1 Eletrólise da Água

O processo de eletrólise da água foi descoberto em 1800 pelos ingleses Nicholson e Carlisle e consiste na decomposição de água quando energia é fornecida, separando os seus constituintes de acordo com a reação apresentada na Equação 2.1. A energia fornecida a este processo consiste em energia elétrica e energia térmica (Equação 2.2) [12].

$$H_2O_{(l)} + energia \Rightarrow H_{2(g)} + {}^1\!/_2\, O_{2(g)} \tag{2.1}$$

$$H_2O_{(l)} + [237,2\ kJ/mol \text{ de energia elétrica} + 48,6\ kJ/mol \text{ de energia térmica}] \Rightarrow H_{2(g)} + {}^1\!/_2\, O_{2(g)} \tag{2.2}$$

De um ponto de vista estequiométrico, são requeridos 9 kg de água para produzir 1 kg de hidrogénio, contudo, devido às ineficiências inerentes ao processo e considerando que a água pode ser obtida através de dessanilização, esta quantidade pode variar entre 18 kg e 24 kg [34].

Este processo é realizado por meio de um eletrolisador, cujos principais componentes são um eletrólito, que atua como material condutor, e dois elétrodos separados por uma membrana. A decomposição da água ocorre quando uma determinada voltagem é aplicada entre os dois elétrodos, desencadeando uma reação de oxidação-redução [12].

Atualmente, existem quatro principais tecnologias para realizar a eletrólise da água: eletrolisadores alcalinos, eletrolisadores *Proton Exchange Membrane* (*PEM*), eletrolisadores *Solid Oxide Electrolysis Cell* (*SOEC*) e eletrolisadores *Anion Exchange Membrane* (*AEM*). Os eletrolisadores alcalinos, *PEM* e *AEM* operam com água no estado líquido a baixas temperaturas (temperaturas inferiores a $100°C$). Por outro lado, os eletrolisadores *SOEC* operam a altas temperaturas com água no estado gasoso (temperaturas entre $700°C$ e $1000°C$) [35, 36].

2.4.1.1 Eletrolisadores Alcalinos

Os eletrolisadores alcalinos são a tecnologia de eletrólise da água com maior maturidade tecnológica, com mais de 80 anos de existência, inicialmente empregue na produção de hidrogénio utilizando energia elétrica proveniente de fontes hídricas [12].

Atualmente, os eletrolisadores alcalinos são utilizados em aplicações comerciais em todo o mundo. Os principais componentes destes eletrolisadores são de configuração simples, compreendendo uma solução alcalina concentrada, um par de elétrodos e uma membrana que permite a passagem de iões OH^- [12].

Este tipo de eletrolisadores opera a baixas temperaturas, entre $70°C$ e $90°C$, e tem uma vida útil de aproximadamente 60 000 horas [36]. O tempo de arranque destes pode ser de até 20 minutos, mas, para aplicações *P2H2* deveria ser, idealmente, instantâneo, de modo a aproveitar ao máximo a energia elétrica disponibilizada. De acordo com [12], este inconveniente pode ser mitigado mantendo a temperatura de operação do eletrolisador acima de $30°C$. A Figura 2.3 apresenta a representação esquemática de uma célula de um eletrolisador alcalino.

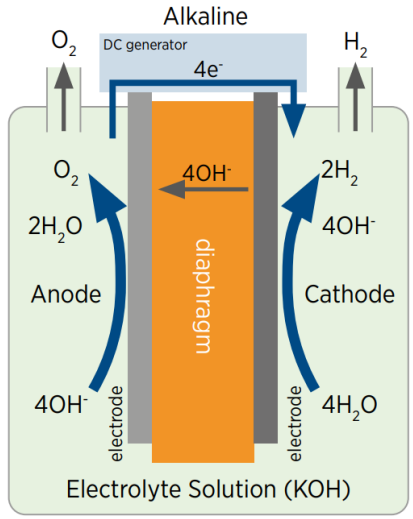


Figura 2.3: Célula de um eletrolisador alcalino [34].

As principais vantagens dos eletrolisadores alcalinos incluem o seu baixo custo comparativamente com os outros tipos de eletrolisadores, devido à incorporação de materiais simples e abundantes na Natureza, maior vida útil, configuração simples que os torna adequados para aplicações em grande escala e, a facilidade de controlo em condições de funcionamento à pressão atmosférica. No entanto, apresentam algumas desvantagens, como baixas eficiências, tempo de arranque lento e grande dimensão do sistema [12, 35]. Alguns dos fabricantes mais comuns destes eletrolisadores são *Nel*, *Cummins* e *John Cockerill* [36].

2.4.1.2 Eletrolisadores *PEM*

Os eletrolisadores *PEM* foram concebidos inicialmente com o propósito de superar as limitações dos eletrolisadores alcalinos. Desenvolvidos em 1966 pela empresa *General Electric Co.*, apenas há cerca de uma década foram introduzidos no mercado [32]. Atualmente, são o tipo de eletrolisadores mais utilizados globalmente, a seguir aos alcalinos.

Os eletrolisadores *PEM* operam num intervalo de temperatura entre os $50°C$ e $80°C$. A sua membrana é geralmente constituída por um polímero à base de ácido perfluorossulfónico *(PFSA)*. A dissociação de água em O_2 no estado gasoso e iões positivos H^+ ocorre no elétrodo positivo. No elétrodo negativo, estes iões combinam-se com eletrões, formando H_2 gasoso [37].

Comparativamente aos eletrolisadores alcalinos, apesar de ambas as tecnologias apresentarem *Technological Readiness Level* (*TRL*) - Nível de Maturidade Tecnológica semelhante (TRL9) [13, 20], os *PEM* apresentam taxas de reação mais rápidas, o que constitui uma vantagem quando são utilizados com FRE variáveis. Além disso, apresentam capacidade para produzir H_2 e O_2 com elevado grau de pureza (99.9999%) [36, 37]. Em termos de *design*, os eletrolisadores *PEM* apresentam um dos sistemas de configuração mais simples e compacto [34]. Contudo, as desvantagens incluem custos elevados devido à utilização de catalisadores à base de platina e uma vida útil ligeiramente inferior à dos eletrolisadores alcalinos, com um valor entre 50 000 horas e 80 000 horas [34, 37]. A Figura 2.4 apresenta a representação esquemática de uma célula de um eletrolisador *PEM*.

Vários projetos que visam produzir hidrogénio verde em larga escala utilizando eletrolisadores *PEM* estão atualmente em desenvolvimento. Os fabricantes mais comuns deste tipo de eletrolisadores incluem *Nel*, *Cummins*, *Siemens* e *ITM Power* [36].

2.4.1.3 Eletrolisadores *SOEC*

Os eletrolisadores *SOEC* são uma tecnologia relativamente recente que suscita grandes expectativas devido ao seu baixo consumo energético e elevada eficiência [38]. Nestes, a eletrólise da água ocorre a temperaturas elevadas, entre $700°C$ e $850°C$, com água no estado gasoso.

Nos eletrolisadores *SOEC*, o eletrólito é sólido. O princípio de funcionamento baseia-se na formação de O^{2-} no cátodo, através da fusão de H_2O gasoso com eletrões provenientes de um circuito

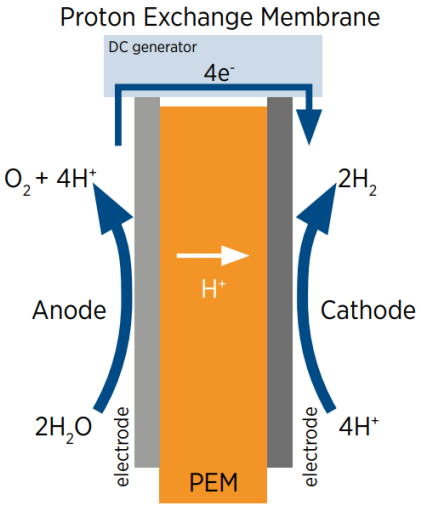


Figura 2.4: Célula de um eletrolisador *PEM* [34].

externo. Os óxidos O^{2-} atravessam a membrana e dá-se a libertação de eletrões no ânodo para gerar O_2 no estado gasoso. A Figura 2.5 apresenta a representação esquemática de uma célula de um eletrolisador *SOEC*.

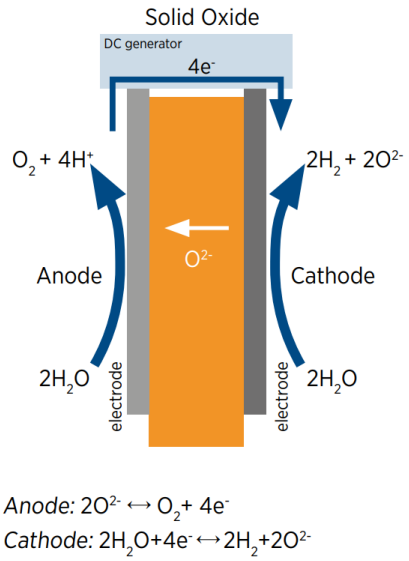


Figura 2.5: Célula de um eletrolisador *SOEC* [34].

A principal motivação para a adoção dos eletrolisadores *SOEC* é o facto de estes consumirem menos energia elétrica em comparação com os eletrolisadores alcalinos e *PEM*. Além disso, permitem a operação de forma inversa, uma funcionalidade não disponível nos outros dois tipos de

eletrolisadores [24]. Contudo, o funcionamento a temperaturas elevadas pode desencadear instabilidade nos materiais e reduzir a vida útil dos equipamentos. Outra desvantagem é o baixo nível de maturidade tecnológica. Apesar de a comercialização dos eletrolisadores *SOEC* ainda não estar consolidada, existem já alguns fabricantes como *Sunfire* e *Topsoe* [36].

2.4.1.4 Eletrolisadores *AEM*

A eletrólise da água através de eletrolisadores *AEM* está ainda em desenvolvimento. A configuração destes eletrolisadores é semelhante à dos eletrolisadores alcalinos, residindo a diferença na substituição dos diafragmas convencionais alcalinos por uma membrana de troca de aniões (membranas de troca iónica de amónio quaternário) [36]. A Figura 2.6 apresenta a representação esquemática de uma célula de um eletrolisador *AEM*.

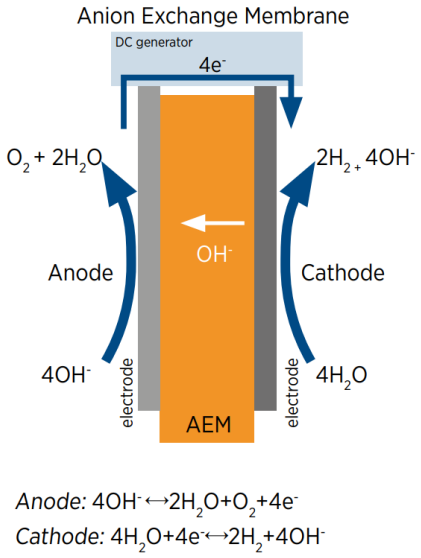


Figura 2.6: Célula de um eletrolisador *AEM* [34].

Estes equipamentos têm um *TRL* baixo, sendo que ainda é necessária investigação no sentido de melhorar a sua vida útil, assim como a sua eficiência e reduzir o seu custo. Um fabricante pioneiro dos eletrolisadores *AEM* é a *Enapter*.

A Tabela 2.3 resume algumas das características mais relevantes dos eletrolisadores abordados.

Tabela 2.3: Tabela resumo das características de diferentes tipos de eletrolisadores [36, 39, 40]

Eletrolisador	Alcalino	PEM	SOEC	AEM
TRL	TRL9	TRL7-9	TRL5-7	TRL2-5
Temperatura de operação [ºC]	70-90	50-80	700-850	40-60
Energia consumida [kWh/kg]	48 - 53	56 - 60	40 - 45	53.3
Eficiência$_{(PCI)}$ [%]	50 – 78	50 – 83	74 - 83	57 – 59
Pureza H_2 [%]	99,5–99,9998	99,9 - 99,9999	99,9	99,9 - 99,9999
Vida útil [10^3 h]	60	50-80	20	> 30
Custo [€/kW]	750 - 1400	800 - 1800	800 - 2300	I&D

Capítulo 3

Aplicações Emergentes de Hidrogénio Verde

Neste capítulo são abordadas as aplicações de hidrogénio verde em diversos setores, com destaque para o setor doméstico e pequeno terciário (consumidores-tipo da Portgás). Adicionalmente, são analisadas as características do hidrogénio importantes para considerar no desenvolvimento de tecnologias domésticas de consumo deste gás e os desafios decorrentes.

3.1 Consumo de Hidrogénio Verde

No âmbito da transição energética e do futuro do consumo de energia, o Hidrogénio Verde (H_2V) tem, essencialmente, dois caminhos a percorrer. O primeiro caminho do H_2V é substituir o hidrogénio proveniente de combustíveis fósseis utilizado há várias décadas em diversas aplicações industriais, tornando-as neutras em carbono. Esta é uma jornada crucial, mas longa, uma vez que o consumo global de hidrogénio, em 2022, foi de 95 megatoneladas, sendo este obtido quase inteiramente por combustíveis fósseis [6]. O segundo caminho do H_2V consiste na introdução deste em aplicações onde o hidrogénio nunca foi utilizado. Estas podem ser no setor do transporte, com mais foco em veículos que percorrem longas distâncias; em aplicações *Power-to-hydrogen*, em que o hidrogénio verde oferece a possibilidade de armazenamento da energia elétrica excedente proveniente de fontes renováveis; ou até em aplicações para aquecimento residencial, entre outras.

No que diz respeito ao consumo de hidrogénio verde nos setores industrial, de transporte e energético, tem-se verificado um aumento significativo da sua relevância nos últimos anos. Estes setores têm sido palco dos maiores avanços relativamente à implementação de tecnologias de produção e consumo de H_2V. Embora o hidrogénio verde não tenha desempenhado até agora um papel significativo nestes setores, múltiplas empresas do setor industrial estão a explorar soluções baseadas neste gás para alcançar a descarbonização. No entanto, a atual inexistência deste recurso nas

quantidades necessárias tem levado estas empresas a integrar unidades de produção de H_2V nas suas instalações.

Por outro lado, contrariamente ao observado nos setores da indústria e transporte, constata-se a ausência de aplicações emergentes de consumo de hidrogénio verde nos setores doméstico e pequeno terciário. Esta situação representa um dos desafios à adoção do hidrogénio verde, que os operadores das redes de gás, juntamente com os fornecedores de tecnologias de consumo e os próprios consumidores, terão de enfrentar. Assim, torna-se crucial que os consumidores domésticos estejam recetivos a esta nova opção energética.

Nas próximas secções, serão abordados os diferentes tipos de consumo que o hidrogénio verde pode ter, assim como aplicações emergentes nos setores da indústria, transporte, terciário e doméstico. De entre estes setores, as aplicações emergentes de hidrogénio verde são exploradas com maior detalhe para os consumidores domésticos e pequenos terciários, uma vez que estes representam a grande maioria dos clientes da Portgás, conforme mencionado no Capítulo 1, e são os consumidores energéticos cujas tecnologias de consumo do gás verde em análise têm recebido menos prioridade.

3.2 Aplicações Industriais

A primeira utilização do hidrogénio na indústria foi para a produção de amónia e metanol no início do século passado e desde então que o seu consumo tem aumentado todos os anos [6]. Atualmente, este é utilizado no seu estado puro ou em misturas gasosas em diversos processos industriais nos setores químico, petroquímico, de refinação de petróleo, metalúrgico, alimentar, de produção de vidro, entre outros [41]. Todavia, apenas quatro indústrias dominam o atual consumo de hidrogénio, como pode ser observado na Figura 3.1.

Dos consumos de hidrogénio que não estão representados na Figura 3.1, dada a sua relevância, destacam-se os seguintes [42]:

- Indústria alimentar: o hidrogénio é utilizado na transformação de gorduras insaturadas para gorduras saturadas como óleos vegetais, manteiga e margarina.
- Indústria vidreira: na fabricação de vidros planos, o hidrogénio em conjunto com azoto é utilizado para evitar a oxidação e aparição de defeitos durante o processo de produção.
- Indústria eletrónica: o hidrogénio é utilizado na produção de semicondutores, LEDs, ecrãs, entre outros.
- Medicina: o hidrogénio é essencial na elaboração de peróxido de hidrogénio, vulgarmente conhecido como "água oxigenada", utilizado como antisséptico.

Nas páginas seguintes são exploradas as diversas aplicações do hidrogénio nas principais indústrias responsáveis pelo seu consumo.

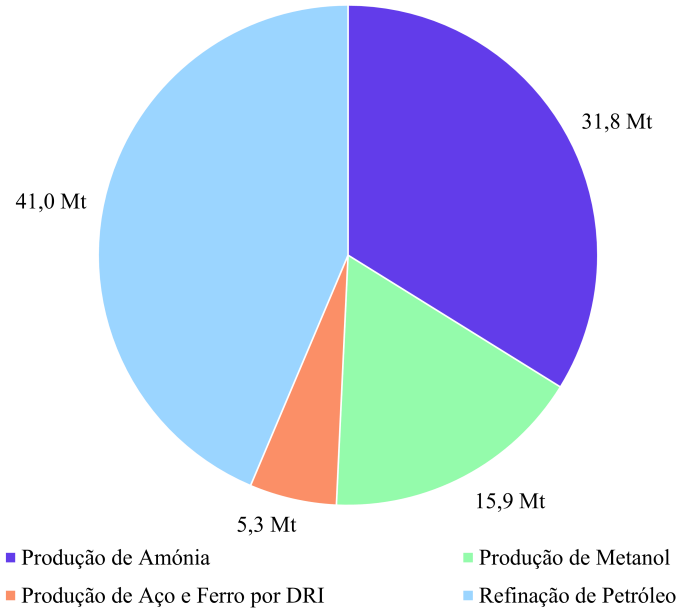


Figura 3.1: Consumo industrial global de hidrogénio em 2022 (adaptado de [6]).

3.2.1 Indústria da Refinação do Petróleo

Entre as diversas indústrias consumidoras de hidrogénio, a da refinação de petróleo destaca-se como a maior consumidora deste composto na sua forma pura, conforme ilustrado na Figura 3.1. Em particular, na Europa, esta indústria é a maior produtora e consumidora de hidrogénio, no entanto, o hidrogénio não é utilizado como matéria-prima, mas sim como uma ferramenta para refinar e melhorar a qualidade do produto final [43].

Na indústria da refinação do petróleo, o hidrogénio desempenha duas funções principais: o hidrocraqueamento, que consiste na quebra da longa cadeia de carbono do petróleo bruto, e a redução do teor de enxofre e de outros compostos nos combustíveis, ação que é necessária por razões ambientais [44]. O hidrocraqueamento é um processo que permite a produção de gasóleo e gasolina a partir do petróleo. Este processo envolve a decomposição de moléculas de hidrocarbonetos em moléculas mais pequenas, com a presença de hidrogénio e de um catalisador [45].

Nos últimos anos, o consumo de hidrogénio na refinação de petróleo tem aumentado significativamente, impulsionado principalmente pelo aumento da procura de gasóleo e pelas regulamentações mais rigorosas quanto ao conteúdo de enxofre neste [46]. Apesar de as refinarias produzirem hidrogénio como subproduto, a quantidade resultante não é suficiente para atender todo o consumo destas [46], levando muitas delas a integrarem unidades próprias de produção de hidrogénio cinzento.

A utilização de hidrogénio verde ao invés de hidrogénio cinzento ou castanho é uma solução promissora para a redução de emissões de CO_2 nas refinarias, uma vez que envolve apenas a

substituição direta do método de produção atualmente utilizado para o hidrogénio e não exige a troca de combustíveis ou do método de produção destes. Contudo, a utilização de hidrogénio verde em refinarias, como nas restantes aplicações, tem sido restrita devido ao seu elevado custo de produção quando comparado com os custos do hidrogénio produzido a partir de combustíveis fósseis [6].

Um notável esforço de descarbonização, relevante no contexto português, é evidenciado pela refinaria de Sines, que viu um significativo investimento para a instalação de uma unidade de produção de hidrogénio verde. Esta iniciativa contempla a integração de eletrolisadores com capacidade total de 100 MW, projetados para produzir até 15 mil toneladas de hidrogénio verde anualmente [47].

3.2.2 Indústria Química

Na indústria química, grande parte da utilização de hidrogénio está afeta à produção de amoníaco (NH_3) e metanol (CH_3OH).

3.2.2.1 Produção de Amoníaco

A seguir às refinarias, a indústria da produção de amoníaco é a segunda maior produtora e consumidora de hidrogénio [43]. O amoníaco desempenha um papel fundamental na indústria química, sendo amplamente utilizado na produção de uma vasta gama de produtos como fertilizantes, refrigerantes para sistemas de refrigeração e produtos de limpeza.

A maior parte da procura de amoníaco, cerca de 70%, é destinada para a produção de fertilizantes nitrogenados essenciais para a agricultura, tais como o nitrato de amónio e a ureia [48]. Esta aplicação agrícola é vital para o aumento da produtividade dos solos e, consequentemente, para a produção de alimentos em escala global.

A produção industrial de amoníaco é dominada pelo processo de Haber-Bosch, responsável por aproximadamente 96% da produção mundial [49]. Neste processo, o azoto atmosférico é combinado com hidrogénio, sob condições controladas de pressão e temperatura, na presença de um catalisador de ferro como, por exemplo, (FeO) ou (Fe_2O_3). Esta reação exotérmica ocorre a pressões elevadas, num intervalo de 15 a 25 MPa, e a temperaturas entre 400°C e 450°C [50]. Durante o processo de síntese, a mistura gasosa resultante passa por quatro leitos de catalisadores, com arrefecimento entre cada estágio, visando aumentar a eficiência da conversão. Após cada etapa, apenas uma fração do gás é convertida em amoníaco, aproximadamente 15% [45]. O amoníaco líquido formado é separado dos gases que não reagiram e purificado, enquanto estes últimos são reciclados por meio de compressores para maximizar a utilização dos reagentes e minimizar os custos operacionais. Apesar das melhorias significativas nos processos industriais ao longo do tempo, as taxas de conversão de amoníaco ainda podem ser otimizadas. Em instalações modernas, é possível alcançar taxas de conversão superiores a 97% [45].

O hidrogénio utilizado neste processo ainda é maioritariamente hidrogénio cinzento, obtido através do processo de reforma de metano a vapor (*SMR*) a partir de gás natural, sendo que o restante hidrogénio é obtido através de carvão (hidrogénio castanho) (ver Figura 3.2). Em geral, as instalações de produção de amoníaco integram unidades próprias para a produção deste tipo de hidrogénio, abastecidas pela rede local de gás natural.

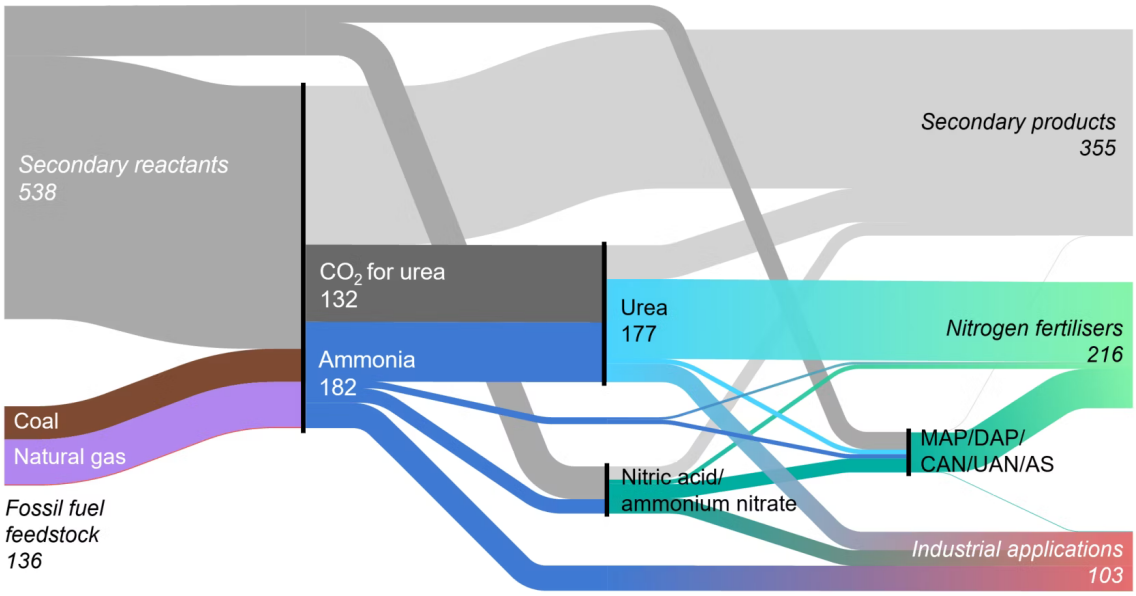


Figura 3.2: Fluxos mássicos de combustíveis fósseis consumidos na cadeia de abastecimento de amoníaco em Mt/ano [48].

Com o objetivo de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a produção de amoníaco "verde", várias empresas do setor de fertilizantes estão atualmente a desenvolver projetos de produção *in situ* de hidrogénio verde, com o intuito de substituir o hidrogénio de origem fóssil [51, 52]. No entanto, a utilização de hidrogénio verde na produção de amoníaco ainda necessita de tempo e investimento até ser considerada uma prática convencional na indústria. Para além disso, a incorporação de hidrogénio verde na produção de amoníaco anunciada pela maior parte das empresas influentes indica que estas integrarão unidades próprias de produção de H_2V, o que as tornará independentes do consumo da rede de distribuição de gás.

A produção de amoníaco com hidrogénio verde apresenta vantagens relevantes, incluindo uma significativa redução nas emissões de CO_2 e a facilidade de integração deste tipo de hidrogénio no processo existente, sem exigir alterações significativas na infraestrutura, com a exceção da integração da unidade de produção do H_2V. No entanto, há desvantagens a considerar, como o tempo necessário para a transição e os custos elevados associados à integração da nova unidade de produção de hidrogénio verde, sobretudo respetivos aos eletrolisadores.

3.2.2.2 Produção de Metanol

Para além da sua utilização na produção de amoníaco, o hidrogénio também é vastamente utilizado na indústria química para a produção de metanol. Este composto é um dos elementos mais importantes na indústria química e farmacêutica, sendo empregue na síntese de muitos compostos químicos, combustíveis e aditivos [53]. Cerca de 65% da produção global de metanol, estimada em 90 megatoneladas por ano, utiliza hidrogénio cinzento, enquanto que o restante 35% utiliza hidrogénio castanho [54].

Atualmente, a produção de metanol "verde" é considerada negligenciável, representando menos de 0,2 Mt/ano [54], e pode ser realizada com recurso a quatro fontes principais: biomassa, resíduos municipais, resíduos industriais e dióxido de carbono [55]. Os métodos de produção baseados nas primeiras três fontes utilizam tecnologias de gasificação e conversão catalítica, que já se encontram estabelecidas no mercado. Por outro lado, a produção de metanol a partir de CO_2 e hidrogénio verde é realizada através do processo de hidrogenação de CO_2. O produto obtido deste processo é denominado "e-metanol", uma vez que é produzido com recurso a energia elétrica proveniente de fontes renováveis. No contexto da transição energética, este é a tecnologia de produção com mais perspetivas de desenvolvimento para substituir os métodos convencionais. Este processo é caracterizado por operar num reator catalítico a temperaturas entre 250°C e 300°C e a pressões entre 15 e 50 bar [56].

O e-metanol possui duas aplicações principais: em primeiro lugar, como *power-to-methanol*, utilizado para armazenar energia elétrica excedente de fontes renováveis. Em segundo lugar, como combustível: o e-metanol e os seus derivados são atrativos para o setor dos transportes, pois são combustíveis considerados "limpos" e permitem a utilização das mesmas infraestruturas de distribuição e armazenamento dos combustíveis convencionais derivados do petróleo [57, 58, 59]. A produção de e-metanol através da hidrogenação de CO_2 já foi demonstrada com sucesso em aplicações reais. Um exemplo é a central de produção de metanol renovável *George Olah*, operada pela *Carbon Recycling International* na Islândia desde 2012, que recicla 310 000 toneladas por ano de CO_2 para produzir 214 000 toneladas por ano de e-metanol [60].

As atuais aplicações industriais das tecnologias de e-metanol, apesar de bem sucedidas, ainda estão longe de serem economicamente competitivas em comparação com os métodos de produção convencionais. No entanto, é esperado que a implementação da tecnologia proposta se torne economicamente atrativa a médio prazo (entre 2030 e 2035) [53], impulsionada pela diminuição dos custos dos eletrolisadores e pela expectativa de redução nos custos da eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia.

3.2.3 Indústria Siderúrgica

Na indústria siderúrgica, os processos convencionais de produção de aço são o processo de alto forno, em inglês *blast furnace-basic oxygen furnace (BF-BOF)* e o processo de forno elétrico a

arco, em inglês *electric arc furnace (EAF)*. Os dois em conjunto dominam a indústria, representando cerca de 99,5% da produção global [61]. Destes, o processo mais amplamente empregue é o processo de alto forno, representando 73% da produção. Contudo, este requer 800 kg de carvão por cada tonelada de aço produzida, emitindo duas toneladas de CO_2 [62].

Muitos dos principais fabricantes de aço, como a *Thyssenkrupp*, a *ArcelorMittal* e a *Voestalpine*, têm planos ambiciosos para reduzir estas emissões, através da exploração do uso de hidrogénio. O hidrogénio verde pode contribuir para este objetivo, fundamentalmente, através de duas formas: o H_2V pode atuar como agente redutor auxiliário no processo de alto forno (H_2-*BF*) ou como único agente redutor no processo de redução direta de ferro (*Direct Reduction of Iron (DRI)*) [63].

Relativamente ao processo de *BF*, os principais agentes redutores utilizados neste são carvão, petróleo, gás natural ou uma combinação de todos [64]. A introdução parcial de hidrogénio verde neste processo é possível e já foi demonstrada em alguns projetos industriais. Por exemplo, a *Thyssenkrupp* planeia reduzir as emissões de CO_2 em 30% até 2030 [65], tendo demonstrado na instalação em Duisburg que a injeção de hidrogénio no processo de alto forno pode reduzir as emissões em até 20% com um caudal de hidrogénio fornecido de 1000 m^3/h [66, 67] (não é referido o fluxo global de gás com o qual os testes foram efetuados). Contudo, por motivos técnicos [68], não é viável utilizar apenas hidrogénio como agente redutor. Estudos [69, 70] indicam que a quantidade ideal de injeção de hidrogénio neste processo é de 30%, sendo que maiores quantidades podem afetar as reações termodinâmicas e químicas do processo, diminuindo, em geral, a sua eficiência. Este método, por isso, não parece ser muito promissor, uma vez que não permite a descarbonização total do processo de produção de aço.

Por outro lado, o processo de *DRI*, atualmente dominado pelo uso de gás natural em cerca de 76% da produção total [71], possibilita a utilização exclusiva de hidrogénio [72]. Por esse motivo, tem ganho relevância por resultar em emissões de CO_2 significativamente inferiores às do processo de *BF* e, simultaneamente, ser economicamente viável. De acordo com [73], a implementação do processo de H_2-*DRI* pode reduzir as emissões diretas de carbono em até 91%. Esta tecnologia tem sido considerada a mais promissora para descarbonizar esta indústria. De acordo com a publicação da *IEA "Iron and Steel Technology Roadmap"*[74], prevê-se que, até 2050, 15% do aço mundial seja produzido através do processo *DRI* à base de H_2 (dos quais 8% deverão ser hidrogénio verde). O restante será obtido por meio de processos como eletrificação direta, *DRI* à base de gases fósseis, entre outros, com tecnologias *CCUS* associadas.

3.3 Aplicações no Transporte

A introdução de hidrogénio verde no setor de transporte tem sido objeto de discussão no contexto da transição energética. Em particular, um tema de debate recorrente é a utilização de carros elétricos (*Battery Electric Vehicles (BEVs)*) *versus* carros elétricos a hidrogénio (*Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs)*). Contudo, segundo [75], é improvável que no futuro o uso de veículos ligeiros

movidos a hidrogénio ultrapasse o dos elétricos, uma vez que a eletrificação de veículos ligeiros de passageiros é considerada a alternativa mais simples para a substituição do uso de combustíveis fósseis.

Um debate considerado mais relevante centra-se na aplicabilidade do hidrogénio para mobilidade em longas distâncias, como no transporte marítimo, transporte de mercadorias e aviação, onde a eletrificação enfrenta desafios adicionais. Nestes setores, a eletrificação apresenta desvantagens que não constituem problemas no transporte de curta distância, dos quais se destacam autonomia insuficiente, tempos prolongados de carregamento e a necessidade de sistemas de armazenamento de energia maiores e mais pesados [75].

Ao formular estratégias de eletrificação para o setor dos transportes, é crucial considerar a viabilidade de eletrificação em diferentes contextos. No caso da mobilidade autónoma, onde os veículos operam independentemente de infraestruturas fixas, como redes ferroviárias ou de metropolitano, a densidade energética por massa e volume dos sistemas de armazenamento de energia é um fator determinante. Embora a tecnologia atualmente disponível para baterias e carros elétricos seja adequada para suprir as necessidades de mobilidade individual e de veículos ligeiros, tal não significa que o mesmo se verifique para todo o setor de transporte.

Neste contexto, o hidrogénio verde surge como uma alternativa viável para aplicações de mobilidade onde a eletrificação enfrenta obstáculos. Em comparação com *BEVs*, os *FCEVs* apresentam as seguintes vantagens:

- Autonomia superior: enquanto os veículos elétricos têm uma autonomia média de cerca de 350 km, os *FCEVs* podem atingir até 500 km [75].
- Tempo de abastecimento reduzido: enquanto os veículos elétricos exigem, em média, várias horas para carregamento, os FCEVs podem ser abastecidos em apenas alguns minutos, aproximadamente 3 minutos [76].
- Armazenamento versátil: a capacidade de armazenamento de hidrogénio pode ser aumentada sem incorrer em custos significativos adicionais [77].

Assim, o hidrogénio mostra-se especialmente adequado para aplicações que requerem que os veículos voltem ao ponto de partida para abastecer e que esse abastecimento seja realizado da forma mais rápida possível. Estas aplicações podem incluir frotas de táxis, autocarros públicos, comboios, veículos pesados de mercadorias, empilhadoras, navios e aviões [78].

3.4 Aplicações Domésticas

Nesta secção, serão abordadas aplicações emergentes de hidrogénio verde para menores consumos de energia, correspondentes a consumidores domésticos e pequenos terciários. Nestes setores, a

introdução de hidrogénio verde tem sido menos prioritizada, resultando numa menor sensibilização dos seus consumidores para esta temática. Embora nas estratégias nacionais para o hidrogénio verde de vários países europeus estarem divulgadas medidas claras e concretas relativas à introdução gradual de H_2V nos setores da indústria e do transporte, medidas semelhantes para os consumidores domésticos relativas à adoção deste gás "verde" parecem estar ausentes. Tal pode justificar-se pelo facto de que as emissões de carbono nestes setores são as que apresentam menor impacto e, adicionalmente, a eletrificação das necessidades energéticas destes consumidores revela-se como uma solução simples e eficiente, através da utilização de bombas de calor para suprir as necessidades domésticas de aquecimento [79]. No entanto, não existe apenas uma única solução para descarbonizar o consumo doméstico de energia. Existem várias alternativas e todas apresentam vantagens e desvantagens, que devem ser analisadas para cada contexto residencial.

Uma dessas alternativas é o hidrogénio verde, que pode contribuir para a transição energética das habitações e pequenos estabelecimentos comerciais. Ao contrário do que acontece no setor da indústria, onde a utilização de hidrogénio está estabelecida em várias aplicações, sendo que a substituição de hidrogénio cinzento por hidrogénio verde não acarreta mudanças inerentes aos processos de produção industriais, pois o elemento químico é o mesmo, nos setores doméstico e terciário, a introdução de hidrogénio implica novas aplicações. Em particular no setor doméstico, estas dizem respeito, fundamentalmente, à substituição do consumo de gás natural por hidrogénio e, por isso, requerem a substituição dos equipamentos domésticos atualmente em uso, assim como um *redesign* destes para adaptação ao H_2. Esta troca de combustível é suportada pela introdução gradual de hidrogénio verde nas redes de distribuição de gás natural nacionais, que está planeada e/ou a decorrer em diversos países europeus, inclusive em Portugal. É importante referir que a presente análise das tecnologias de consumo doméstico tem como pressuposto que o hidrogénio verde será fornecido às habitações através da infraestrutura de distribuição de gás natural. Do ponto de vista técnico, a viabilidade de distribuir gás 100% H_2 nesta rede já foi demonstrada [80] e será mencionada com maior detalhe na Secção 4.3 do Capítulo 4, no entanto, tal não significa que essa seja a decisão política tomada no futuro.

Assim, é necessário avaliar a viabilidade de implementação de H_2V nas aplicações onde o gás natural é consumido. Estas são aquecimento de água, aquecimento de espaços e cozinhar e, por sua vez, estas estão associadas a equipamentos como caldeiras, lareiras, fogões e fornos. Para estes equipamentos, é importante definir qual o impacto que o hidrogénio tem no seu funcionamento e, posteriormente, o que necessita de ser modificado, de forma a garantir que as condições de operação dos equipamentos a hidrogénio sejam equivalentes às condições dos equipamentos a gás natural, de forma a minimizar os obstáculos inerentes ao consumo do hidrogénio verde do lado do utilizador do equipamento.

No entanto, antes de iniciar a investigação destas tecnologias, torna-se relevante informar o leitor das dificuldades associadas. Dado que o presente trabalho está a ser desenvolvido na vanguarda da implementação global de hidrogénio verde, a informação apresentada pode sofrer atualizações

num curto intervalo de tempo. Além disso, devido ao estado prematuro de desenvolvimento destas tecnologias, constata-se existir pouca informação detalhada sobre as mesmas. Nenhuma das tecnologias aqui referidas está totalmente desenvolvida ou validada. A comercialização de tecnologias de consumo de H_2V nos setores doméstico e pequeno terciário ainda não se encontra estabelecida, sendo que a maioria dos fornecedores apenas antecipa a disponibilidade no mercado a partir de 2025.

3.4.1 Tecnologias Domésticas Convencionais

As tecnologias domésticas que operam a gás natural podem ser caldeiras, esquentadores, fogões, fornos e, menos comummente, lareiras. Tanto as caldeiras como os esquentadores têm como funcionalidade o aquecimento de águas sanitárias, sendo que as diferenças entre os dois equipamentos residem no facto de as caldeiras permitirem também aquecimento do ambiente (aquecimento central).

Em todos estes equipamentos, a combustão de gás natural é a reação através da qual calor é gerado. Paralelamente, nos equipamentos equivalentes de operação exclusiva a hidrogénio, a geração de calor é realizada através da combustão de hidrogénio. Por este motivo, ambas as tecnologias operam de forma semelhante e têm componentes semelhantes.

De forma a enquadrar o impacto que o hidrogénio tem na funcionalidade dos equipamentos domésticos convencionais, serão abordados os principais componentes destes equipamentos, assim como será explicado o seu funcionamento. Os exemplos apresentados de seguida dizem respeito aos modelos mais comuns de cada equipamento (a gás natural), sendo que outras configurações são possíveis.

3.4.1.1 Fogão

Dos equipamentos que operam a gás natural, o fogão é o de configuração mais simples. Existem várias configurações possíveis para esta aplicação, de modo que aqui será descrita a configuração mais comum.

A maior parte dos fogões a gás natural tem como constituintes um queimador atmosférico, constituído por base e tampa de proteção da combustão, controlos manuais e válvulas de segurança de corte de gás.

Para a reação de combustão ocorrer, são realizadas duas misturas com ar. A injeção de gás natural é regulada através da válvula principal (controlada pelo manípulo do fogão). A primeira mistura ocorre quando o gás natural é injetado na base do queimador e aí misturado com ar atmosférico. Esta mistura sobe e escapa pelos orifícios do queimador, onde se dá a criação de chama por ignição piezoelétrica. A segunda mistura com ar ocorre, que assegura a combustão completa [81]. Uma representação esquemática de um fogão-tipo é apresentada na Figura 3.3.

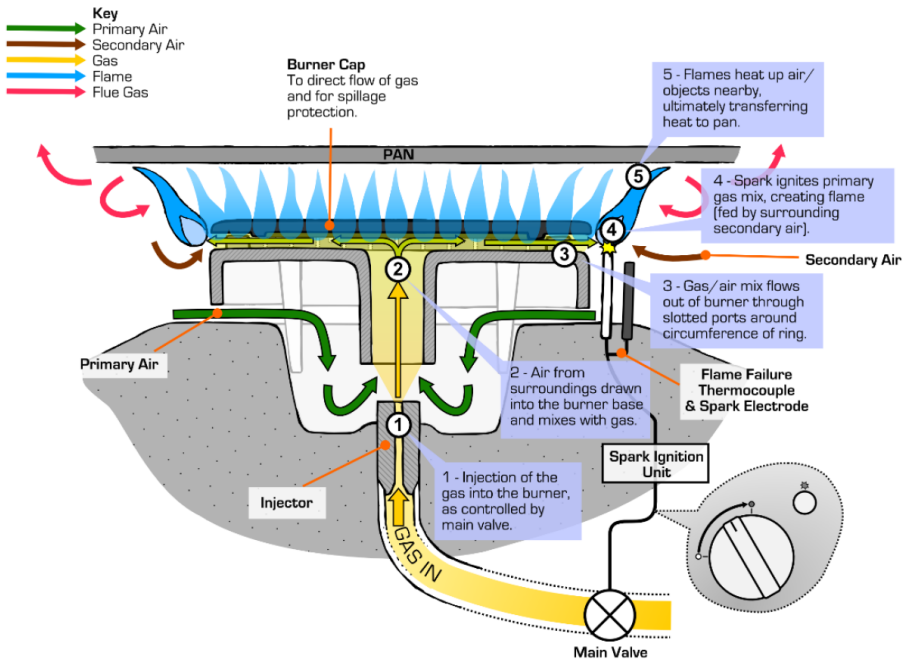


Figura 3.3: Principais componentes de um fogão a gás [82].

O princípio de funcionamento de um queimador atmosférico tem por base o facto de a mistura de gás natural com ar ocorrer sem qualquer trabalho mecânico, isto é, o caudal de gás injetado "arrasta" o ar envolvente, promovendo a mistura entre estes [81].

O mecanismo de segurança destes fogões é constituído por um sistema *Flame Failure Device (FFD)*, localizado na zona de ignição. Este é composto por um termopar e um íman eletromagnético responsável por manter aberta ou fechar a válvula de fornecimento de gás [82]. Na presença de chama, o termopar aquece e é gerada uma força eletromotriz que vai ativar o íman, mantendo a válvula aberta. Quando não existe chama ou esta extingue-se, o termopar arrefece, deixando de gerar força eletromotriz, o que desativa o íman e fecha a válvula responsável pela injeção de gás.

Os fogões a gás, em geral, não necessitam de energia elétrica para operarem [82]. Tanto a reação de combustão como o sistema de segurança funcionam independentemente desta.

Os produtos de combustão são habitualmente libertados para o espaço onde o fogão se encontra.

3.4.1.2 Forno

Tal como nos fogões, a combustão do gás natural nos fornos ocorre através de um queimador atmosférico. Nestes equipamentos, o gás natural é injetado na parte inferior do forno, arrastando o ar atmosférico consigo e promovendo a mistura. Na maioria dos fornos, o componente responsável pela injeção do gás está localizado numa das extremidades inferiores do queimador, permitindo que a mistura de ar e gás circule ao longo do queimador [82]. A ignição ocorre quando a mistura atravessa os orifícios do queimador. Na câmara de combustão acontece a segunda mistura com ar.

O fornecimento deste ar é realizado por meio de entradas de ar projetadas de forma a otimizar a circulação deste e a transferência de calor no forno. A Figura 3.4 apresenta um esquema de um forno a gás convencional.

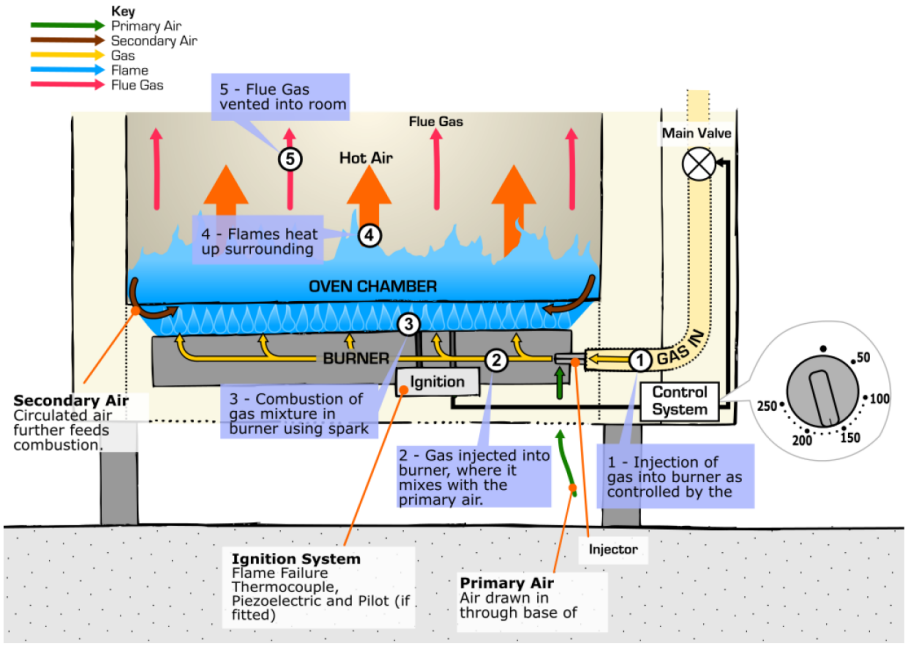


Figura 3.4: Principais componentes de um forno a gás [82].

O caudal de gás injetado é regulado por um termóstato que controla a temperatura do forno. O sistema de segurança destes equipamentos é equivalente ao dos fogões a gás natural, no entanto, alguns fabricantes utilizam sistemas de deteção de chama semelhantes aos das caldeiras (explicado de seguida).

Na parte posterior do forno, está instalado um tubo que permite a exaustão dos produtos de combustão e que assegura o correto sentido de circulação dos gases e distribuição de calor.

3.4.1.3 Esquentador e Caldeira

Ao contrário do que acontece nos fogões e fornos, os esquentadores e as caldeiras que operam a gás natural possuem queimadores de pré-mistura. Nestes queimadores, todo o ar necessário para assegurar uma combustão completa é misturado com o gás antes de a ignição ocorrer. Os benefícios associados à pré-mistura são a realização da combustão com menos excesso de ar, o que melhora a eficiência do equipamento e reduz as emissões de gases NO_x [81].

Nos esquentadores e caldeiras a gás natural, o ar do meio ambiente é ventilado para o interior do equipamento e posteriormente misturado com o combustível gasoso. A proporção ótima de ar/gás natural é determinada pela atuação do ventilador e da válvula que regula a injeção de gás. Nesta aplicação, esta válvula é utilizada com o propósito de restringir o fornecimento de gás,

ao contrário do que acontece nas aplicações previamente mencionadas, em que a injeção do gás natural promove a mistura com o ar.

Posteriormente, a mistura de gases desce e atravessa os orifícios do queimador, onde ocorre a ignição e combustão. Os gases de combustão resultantes circulam através de um permutador de calor, onde transferem calor para a água do circuito. A direção descendente da chama e dos gases é assegurada pelo ventilador. A arquitetura do equipamento tem como vantagem permitir aproveitar o calor latente dos produtos de combustão, resultando em produtos de condensação que são escoados na direção oposta à do queimador. Uma representação esquemática de uma caldeira convencional é apresentada na Figura 3.5.

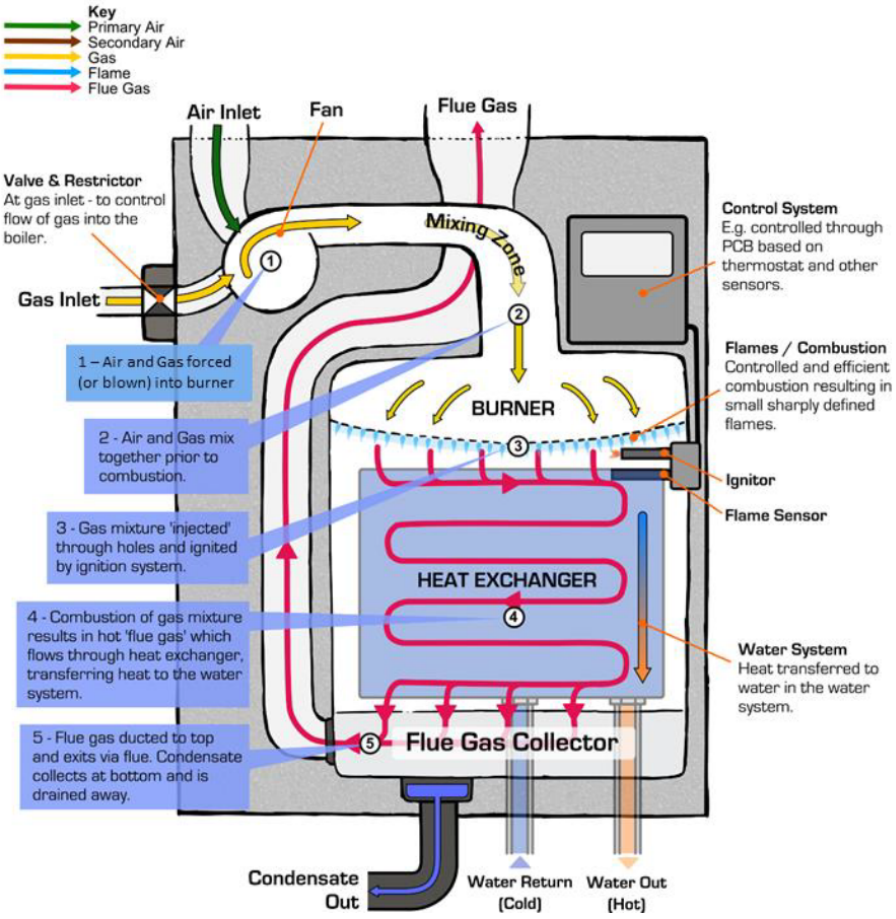


Figura 3.5: Principais componentes de uma caldeira a gás [82].

O sistema de deteção de chama nestas aplicações é, geralmente, diferente do sistema dos fogões e dos fornos. A deteção realiza-se por meio de um sensor de ionização. O princípio de funcionamento destes sensores baseia-se na deteção de iões resultantes da reação de combustão [83]. A vantagem deste sistema relativamente ao sistema *FFD* é o tempo de atuação reduzido e melhor sensibilidade.

A principal diferença de configuração entre uma caldeira e um esquentador é o facto de as caldeiras terem dois circuitos de água e, consequentemente, dois permutadores de calor, sendo um dos circuitos respetivo ao aquecimento de água quente sanitária e o outro respetivo ao aquecimento central.

3.4.2 Impacto do Hidrogénio em Aplicações Domésticas

De acordo com [84], o *blend* de hidrogénio até 10% é seguro e não exige que sejam realizadas alterações aos equipamentos em utilização que operam com gás natural. No entanto, mais que essa quantidade pode implicar falhas de segurança e comprometer a *performance* destes [85]. A implementação de 100% hidrogénio origina a necessidade de modificar a arquitetura dos equipamentos convencionais devido, essencialmente, a dois motivos: compatibilidade do equipamento com H_2 (durabilidade dos materiais, isolamento eficaz, etc) e características da combustão do H_2.

Na Secção 2.1 do Capítulo 2 foram abordadas características e propriedades do hidrogénio. Algumas dessas características são de particular relevância para o desenvolvimento de equipamentos domésticos compatíveis com este gás. De seguida, são referidos os componentes destes equipamentos que requerem que alterações sejam realizadas em função das características do hidrogénio que mais impacto têm no seu funcionamento.

3.4.2.1 Sistema de Combustão

O sistema de combustão, que tem como componentes o injetor de gás e respetiva válvula de controlo, queimador e câmara de mistura do ar e combustível, é desenvolvido tendo em consideração as características específicas do gás com que opera. No caso do hidrogénio, este apresenta algumas particularidades em relação a gases combustíveis convencionais, como o gás natural, propano e butano, que devem ser consideradas e que são apresentadas de seguida.

Cor da chama. A chama do hidrogénio apresenta uma tonalidade azul pálido, praticamente imperceptível à luz do dia [81], ao contrário do gás natural, cuja chama é visível nas mesmas condições (ver Figura 3.6). Devido à sua natureza incolor e inodora, a presença de hidrogénio torna-o indetetável pelo ser humano. Esta falta de visibilidade perante uma reação de combustão em curso representa um problema de segurança para todas as aplicações domésticas. Uma forma de contornar esta situação é adicionar corante que, de acordo com [82], pode ser realizado ao gás antes ou durante a ocorrência da combustão.

Energia de ignição. Em condições estequiométricas, isto é, em condições que permitem a combustão completa, a energia mínima de ignição da combustão do hidrogénio é cerca de 0,017 mJ, significativamente mais baixa que a dos restantes combustíveis convencionais [87]. Esta é uma característica vantajosa, uma vez que faz com que a ignição ocorra mais facilmente.

Limites de flamabilidade. Os limites de flamabilidade do hidrogénio, ou seja, os limites percentuais de concentração de H_2 no ar que tornam a mistura inflamável são entre 4% a 75% [88].

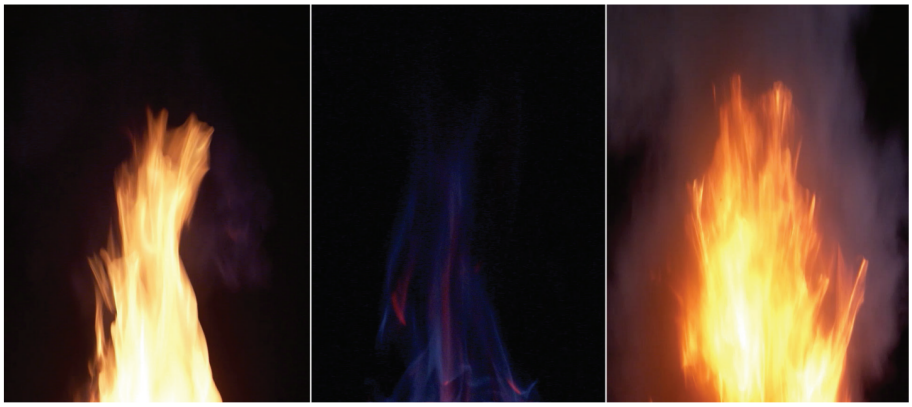


Figura 3.6: Visibilidade da chama de hidrogénio (no centro) em comparação com chamas de hidrocarbonetos (à esquerda e direita) [86].

Já o gás natural apresenta limites de flamabilidade entre os 4% e 17%. Além da baixa energia de ignição, esta característica do hidrogénio contribui para a sua ignição mais fácil. Estas duas características, em geral, são consideradas vantajosas [82].

Velocidade de chama. Além de apresentar limites de flamabilidade superiores aos do gás natural, o hidrogénio apresenta também maior velocidade de chama. A velocidade de chama é definida como a velocidade de propagação da frente de chama (onde a combustão ocorre) através da mistura do combustível e do oxidante não queimados. A velocidade de chama do hidrogénio é 2,7 m/s enquanto que a do gás natural é 0,37 m/s [82, 87]. Tal constitui duas principais desvantagens: o facto de a velocidade de chama do H_2 ser superior, implica que a chama esteja mais próxima da superfície onde se encontra, o que resulta em maior degradação desta; adicionalmente uma velocidade de chama superior aumenta a probabilidade de ocorrer retorno de chama, em inglês *flashback*, isto é, quando a velocidade de chama é superior à velocidade da mistura [82]. Tal pode causar problemas de maior degradação dos materiais, bem como aumenta a probabilidade de ignição. Uma forma de mitigar este problema nos equipamentos que operam a hidrogénio é através da remoção do fornecimento primário de ar, comum nas tecnologias que operam com gás natural.

Temperatura adiabática de chama. A temperatura adiabática de chama do hidrogénio (2483 K) é também superior à do gás natural (2233 K)[89, 90]. Isto contribui para o aumento da degradação dos componentes dos equipamentos domésticos. Além disso, esta características leva a outro problema relevante: as emissões de gases NO_x. Os gases NO_x são formados a elevadas temperaturas de combustão, quando o azoto presente no ar é oxidado pelo oxigénio [82]. A presença destes gases nos produtos de combustão aumenta com o aumento da temperatura de combustão. Uma vez que as temperaturas atingidas na combustão do hidrogénio são muito elevadas, a reação do azoto com o oxigénio é promovida, dando origem a gases NO_x nos produtos de combustão [82]. As emissões de gases NO_x são regulamentadas, uma vez que estes apresentam efeitos prejudiciais ao ambiente e à saúde, a partir de certos níveis [91].

3.4.2.2 Sistema de Transferência de Calor e de Exaustão

Como mencionado na Secção 3.4.1.3, os permutadores de calor e exaustores são componentes presentes nas caldeiras e esquentadores a gás natural. Apesar de estes componentes poderem ser utilizados com hidrogénio [82], o seu *design* deve ser otimizado para o novo gás, uma vez que a eficiência do equipamento depende significativamente destes.

A combustão de hidrogénio apresenta nos produtos de combustão 1,6 vezes mais vapor de água do que a combustão do gás natural, por este motivo, para possibilitar que todo o calor latente de vaporização seja aproveitado, idealmente, a área da superfície onde ocorre a transferência de calor será superior em aplicações a hidrogénio [92].

Por outro lado, o comprimento e forma da chama do hidrogénio é diferente da chama de gás natural, por isso, o posicionamento do permutador de calor em relação ao queimador também tem de ser alterado, de forma a evitar degradação dos materiais por proximidade à chama e, simultaneamente, não estar demasiado afastado para evitar perdas de calor [81].

3.4.2.3 Sistema de Segurança

O funcionamento dos sensores de ionização baseia-se na deteção de iões derivados da combustão de hidrocarbonetos. Uma vez que a combustão de H_2 não produz nenhum composto com carbono, estes sensores são inúteis para a deteção de chama de hidrogénio. Em alternativa, sensores ultravioleta (UV) e sensores de radiação infravermelha (IR) podem ser utilizados [86].

Um fator também importante a ter em consideração para a segurança de aplicações de hidrogénio é a sua odorização. Em geral, a odorização de gás natural é realizada por meio de compostos à base de enxofre, como o tetra-hidrotiofeno (THT). Estes odorantes podem também ser utilizados para o hidrogénio, sem constituirem problemas ao funcionamento dos equipamentos domésticos mencionados anteriormente, contudo, o enxofre é responsável pela degradação de *fuel cells* [93, 94]. Pressupondo que o hidrogénio é odorizado e distribuído por *pipeline* para diferentes consumidores, há que considerar a possibilidade de uma das aplicações finais ser a obtenção de energia elétrica através de *fuel cells*. A investigação relativa a um odorante para hidrogénio compatível com *fuel cells* ainda está em desenvolvimento.

3.4.2.4 Tubagem, Válvulas e Isolamento

A molécula de hidrogénio é a molécula mais pequena e leve do universo, apresentando um tamanho significativamente inferior ao da molécula de metano (composto principal do gás natural) [95]. Esta característica, em conjunto com a sua fácil dispersibilidade [96], faz do hidrogénio bastante propenso a fugas, requerendo precauções quando utilizado em juntas flangeadas e ligações aparafusadas. Para este tipo de ligações, é recomendada a utilização de juntas soldadas [82]. No entanto, estas nem sempre são plausíveis em equipamentos domésticos como caldeiras, uma vez que não garantem condições de acessibilidade como as outras ligações para a manutenção do equipamento.

Além disso, o hidrogénio é tipicamente associado à fragilização de metais, reduzindo a vida útil de componentes metálicos através de mecanismos como a fragilização (*embrittlement*), corrosão e formação de bolhas (*blistering*) [97]. Por este motivo, a utilização de materiais resistentes como o aço inoxidável 316, cobre ou alumínio é recomendada [82, 98].

3.4.3 Tecnologias de Consumo de Hidrogénio

De acordo com o estudo desenvolvido em 2018 para o governo do Reino Unido pela consultora *Frazer-Nasch* em conjunto com várias empresas de relevância para o setor [82], são referidas três alternativas possíveis para o desenvolvimento de tecnologias de consumo de 100% hidrogénio:

- Alternativa 1 - Novas aplicações que operam exclusivamente a hidrogénio (tecnologias 100% *hydrogen*);
- Alternativa 2 - Adaptação das tecnologias atualmente em uso que operam a gás natural para operarem a 100% hidrogénio;
- Alternativa 3 - Novas aplicações que podem operar tanto a gás natural como a hidrogénio (tecnologias *hydrogen-ready*).

Contudo, no mesmo estudo, é constatado que a opção de adaptar as tecnologias atuais, correspondente à alternativa 2, só será viável caso a transição para H_2V ocorra durante o tempo de vida útil da aplicação. Sendo que o tempo de vida útil destes equipamentos é cerca de 10 a 15 anos, é pouco provável que a introdução de hidrogénio ocorra a tempo de compensar as adaptações requeridas nos equipamentos. Além disso, é constatado o risco dos equipamentos, após adaptação, apresentem pior *performance* do que novas aplicações desenvolvidas desde o início com o objetivo de operar a hidrogénio. Por estes motivos, a alternativa 2 é a menos apoiada pelos fabricantes que participaram no estudo.

De seguida, são apresentadas tecnologias domésticas de consumo de H_2V cujo desenvolvimento foi anunciado por fabricantes de equipamentos convencionais que procuram alternativas sustentáveis para os seus produtos que operam a gás natural. Com a pesquisa realizada, conclui-se que a maioria dos equipamentos só estará disponível comercialmente a partir de 2025, uma vez que ainda se encontram em fase de testes e demonstrações, sendo por esse motivo a informação disponibilizada sobre os mesmos limitada.

Tecnologias para cozinhar. No que diz respeito à substituição dos fogões e fornos que operam a gás natural, apenas foi encontrada informação relativa ao desenvolvimento de um modelo de fogão a hidrogénio. Esse modelo, apresentado na Figura 3.7, desenvolvido pela *Electrolux* e promovido pela *Australian Gas Infrastructure Group (AGIG)* no âmbito do projeto *HyHome*, foi idealizado para operar exclusivamente a hidrogénio.

(a) Fogão a hidrogénio em demonstração na *HyHome*

(b) Chama de hidrogénio visível

Figura 3.7: *UltimateTaste 900 Hydrogen Gas Cooktop* [99]

A forma como o fabricante ultrapassou os problemas do sistema de combustão de hidrogénio como a falta de visibilidade da chama do hidrogénio, retorno da chama e degradação dos materiais não foi partilhada.

Tecnologias para aquecimento. No âmbito do aquecimento doméstico, em particular no que concerne a caldeiras e esquentadores, diversos fabricantes estão a desenvolver equipamentos para modos de operação quer *hydrogen-ready*, quer 100% *hydrogen*. Contudo, as especificações técnicas e os custos associados a estes equipamentos ainda não foram divulgados, dado que estas tecnologias se encontram numa fase de desenvolvimento inicial.

A tecnologia *hydrogen-ready* apresenta uma vantagem significativa em relação à tecnologia 100% *hydrogen*. Caldeiras *hydrogen-ready* podem ser, hipoteticamente, instaladas no presente e operar com o gás que circula nas redes de distribuição (gás natural). No futuro, quando (e se) o gás natural for substituído por hidrogénio verde, estas caldeiras estarão equipadas com um *kit* de adaptação que permite, através da intervenção de um técnico qualificado, a conversão do equipamento para operar com 100% H_2.

A Tabela 3.1 apresenta um resumo das tecnologias de consumo doméstico de hidrogénio atualmente em desenvolvimento. A maior parte das tecnologias encontra-se em fase de testes e algumas estão em demonstração nos projetos a que estão associadas.

Tabela 3.1: Tecnologias de consumo doméstico de H_2 em desenvolvimento

Equipamento	Modelo	Fabricante	Projeto	Operação	Refs
Esquentador	n.e.	Rinnai	HyHome, Austrália	100% H_2	[100] [101]
Caldeira	Vitodens 200, Vitodens 300	Viessmann	SmartQuart, Alemanha	H_2-ready	[102] [103]
Caldeira	H_2-ready boiler	Worcester Bosch	Hy4Heat e H21 HyStreet, Reino Unido	H_2-ready	[104] [105] [106]
Caldeira	100% hydrogen boiler	Vaillant	H21 HyStreet, Reino Unido	H_2-ready	[107] [108]
Caldeira	H2droGEM CCF01-2018	Giacomini	-	100% H_2	[109]
Fogão	UltimateTaste 900 Hydrogen Gas Cooktop	Electrolux	HyHome, Austrália	100% H_2	[110]
Churrasqueira	Hydrogen BBQ	Heatlie	HyHome, Austrália	100% H_2	[111]

3.4.4 Sistemas Energéticos Domésticos Autónomos

Apesar de tecnologia de consumo de hidrogénio ainda não estar disponível comercialmente para consumidores domésticos e pequenos terciários, existem projetos bastante interessantes que dizem respeito a residências autossuficientes cujo sistema energético integra hidrogénio verde (com produção, armazenamento e consumo) e que serão mencionados a título de curiosidade.

Um desses projeto é a habitação de Hans-Olof Nilsson, fundador da *Nilsson Energy*. Esta habitação, situada em Gotemburgo na Suécia, está desconectada da rede elétrica desde 2015. Em termos de tecnologia instalada, inclui painéis fotovoltaicos, inversores, controladores, baterias, eletrolisador, *fuel cell*, compressor, armazenamento, sistema de água quente e aquecimento e bomba de calor. No verão, a energia consumida provém exclusivamente da energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos instalados no telhado e nas paredes exteriores da casa, que ocupam uma área de 140 m^2 (ver Figura 3.8). A energia elétrica excedente é utilizada para produção de hidrogénio verde por meio do eletrolisador com produção anual esperada de 3000 Nm^3, onde é depois armazenado num sistema de armazenamento, para ser utilizado no inverno para suprir as necessidades energéticas, quando a energia solar é mais escassa e as necessidades de aquecimento são maiores. Na casa também existe uma *fuel cell* reversível, que pode funcionar como eletrolisador no verão e *fuel cell* no inverno, no entanto não se encontra integrada no sistema, uma vez que na altura de instalação deste, a tecnologia ainda não estava validada. No inverno, o aquecimento da casa é realizado através da *fuel cell* e da bomba de calor. Uma curiosidade sobre o sistema de aquecimento é que este também alimenta o piso radiante instalado no caminho de acesso de automóveis à casa, com o objetivo de derreter a neve que lá se acumula no inverno. [112]

O segundo projeto é o *Hydrogen Home Project* [114], desenvolvido por uma organização sem fins

Figura 3.8: Casa de Hans-Olof Nilsson [113]

lucrativos, localizado em *Hopewell*, Nova Jérsia, EUA. A habitação não tem nenhuma ligação à rede desde 2005. Em termos de funcionamento e componentes do sistema, este é semelhante à habitação anterior, mas não inclui compressores, o que faz com que a capacidade de armazenamento seja significativamente superior.

Apesar de estes projetos serem bastante interessantes do ponto de vista da sustentabilidade e de engenharia, não são soluções realistas para a maioria dos consumidores devido ao grande investimento requerido.

Capítulo 4

Caso de Estudo

Neste Capítulo, será analisado o caso de estudo de uma localidade nos Países Baixos que vai converter todo seu consumo de gás natural em hidrogénio verde. Inicialmente, o objetivo estabelecido foi o de estudar um caso nacional de consumo de 100% hidrogénio verde. No entanto, dada a ausência em Portugal de consumidores de H_2V sem *blend*, quer industriais, quer domésticos ou terciários, durante o intervalo temporal da elaboração desta dissertação, esse estudo não se mostrou viável. Deste modo, com o propósito de investigar uma aplicação real, decidiu-se analisar o projeto neerlandês *Stad Aardgasvrij*, em português "cidade sem gás natural", e averiguar a viabilidade da realização de uma iniciativa semelhante em Portugal.

4.1 Metodologia

Devido à necessidade de adaptação à ausência de um caso nacional de consumo exclusivo de H_2V, optou-se por utilizar no presente estudo uma metodologia diferente da metodologia habitual empregue em casos de estudo individuais. O motivo que justifica esta decisão é o facto de o estudo apresentado de seguida não incidir apenas num caso específico, mas também incluir uma análise subsequente adaptada ao contexto português, tendo em consideração as principais conclusões retiradas do caso específico. De todo o modo, foram considerados os métodos preconizados no livro "*Case Study Research: Design and Methods*" [115].

É importante constatar que o estudo foi desenvolvido com a consciência de que o conhecimento e conclusões retiradas do caso neerlandês podem não ser generalizáveis para além do contexto específico deste, devido a limitações geográficas, culturais e de recursos. No entanto, dado que o consumo doméstico de hidrogénio verde é inédito em toda a Europa, acredita-se que as aprendizagens resultantes do desenvolvimento do projeto neerlandês sejam úteis para futuros projetos e permitam fornecer uma ideia geral do que é necessário avaliar para a realização de um projeto semelhante.

A informação apresentada de seguida relativa ao projeto *Stad Aardgasvrij* é baseada em documentos internos que foram partilhados pelo gestor do projeto, Richard van As-Jacobsson, no decorrer de duas reuniões realizadas entre este e a estudante. Estes documentos encontram-se referenciados por [116, 117]. A informação que diz respeito ao contexto português foi obtida através de pesquisa.

Deste modo, pretende-se com a presente análise compreender as decisões tomadas no projeto neerlandês, isto é, porque é que se decidiu substituir gás natural por hidrogénio verde (e não por outra fonte energética) e como é que irá ser realizada essa substituição. Além disso, pretende-se também colocar questões semelhantes para a situação nacional: Porque é que se substituiria, em Portugal, o gás natural consumido no setor doméstico por hidrogénio verde? E como é que essa substituição poderia ser realizada?

4.2 Stad Aardgasvrij

O projeto "cidade sem gás natural", em neerlandês *Stad Aardgasvrij*, é um projeto da localidade de Stad aan't Haringvliet, que é a primeira localidade neerlandesa a abandonar coletivamente o gás natural e a procurar uma fonte energética neutra em carbono. A iniciativa foi tomada pelos próprios residentes que, em 2017, começaram a estudar a possibilidade de descarbonizar a sua vila, deixando de utilizar gás natural para aquecimento e cozinhar.

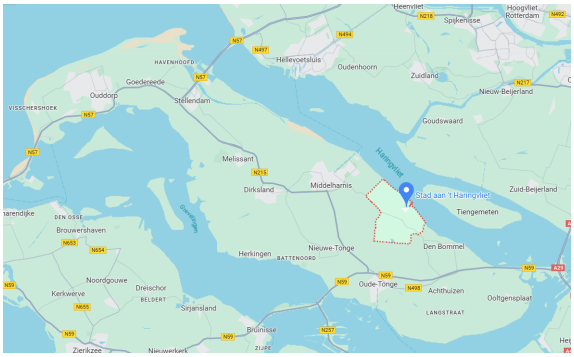
Em conjunto com o município, os residentes de Stad aan't Haringvliet organizaram sessões informativas sobre a transição e um estudo preliminar foi realizado com o intuito de compreender como é que o gás natural poderia deixar de ser consumido nas habitações. Conclui-se que, dado o contexto da vila, explicado posteriormente, a melhor solução para a descarbonização de Stad aan't Haringvliet seria realizada por meio de hidrogénio verde. No final do ano de 2017, foi criado o programa *H2GO* que visa alcançar a descarbonização energética total da ilha de Goeree-Overflakkee, onde o município de Stad aan't Haringvliet está localizado, utilizando eletricidade proveniente de FRE e hidrogénio verde. Em 2020, foram concedidos fundos ao projeto *Stad Aardgasvrij*, ao abrigo de um programa do governo neerlandês (*Programma Aardgasvrij Wijken (PAW)*) que objetiva tornar as suas localidades independentes de gás natural. A 30 de junho de 2023 realizou-se uma votação com a finalidade de determinar o desenvolvimento do projeto. 77,6% dos residentes consumidores de gás natural votaram a favor da transição para hidrogénio verde, tornando, assim, oficial a implementação coletiva de H_2V em Stad aan't Haringvliet. A conversão das ligações de gás natural para ligações de hidrogénio está prevista ocorrer no verão de 2025 e, em caso de imprevistos, ocorrer o mais tardar em 2030.

4.2.1 Enquadramento

A vila Stad aan't Haringvliet faz parte do munícipio de Goeree-Overflakkee, localizado na ilha homónima na zona sudoeste dos Países Baixos (ver Figura 4.1). Esta ilha encontra-se a uma

distância de apenas 22 km do porto de Roterdão, que atualmente é o maior porto marítimo de Europa [118].

(a) Localização da ilha Goeree-Overflakkee.



(b) Localização de Stad aan't Haringvliet.

Figura 4.1: Contexto geográfico de Stad aan't Haringvliet.

A localização próxima ao mar do Norte e à corrente do Golfo faz com que o clima da ilha seja ameno durante a maior parte do ano. No verão, as temperaturas variam habitualmente entre 10ºC e os 20ºC e, no inverno, variam entre os 0ºC e 10ºC [119]. A precipitação é considerada relativamente constante ao longo do ano, sendo que os valores de pluviosidade mais elevados se verificam no outono.

No contexto da transição energética, a ilha Goeree-Overflakkee é de particular relevância, uma vez que é exportadora de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia, nomeadamente eólica e solar. A fonte renovável com mais representatividade na produção da ilha é a energia eólica, caracterizada por uma capacidade instalada de 245,7 MW correspondente a 75 turbinas *onshore*. A capacidade instalada correspondente a energia solar é de 84,4 MW em parques solares, distribuídos por 83 hectares, e 34,2 MW provenientes de painéis solares instalados no topo de edifícios ou parques de estacionamento. Em 2023, a energia elétrica total gerada foi 0,874 TWh, sendo que 0,76 TWh proveio de energia eólica e o restante de energia solar [120].

A localidade de Stad aan't Haringvliet possui cerca de 1355 habitantes, 637 habitações e/ou estabelecimentos comerciais com ligação a gás natural e cerca de 150 sem ligação. A grande maioria dos edifícios da localidade são habitações e pequenos estabelecimentos comerciais, sendo que não existem grandes indústrias na região. 86% das habitações foram construídas previamente ao ano 2000 e, por isso, o isolamento térmico destas não é o mais adequado em termos de eficiência energética.

A rede de distribuição de gás natural da vila está dividida em duas secções distintas: baixa pressão e alta pressão. A rede de baixa pressão opera a 100 mbar e tem 15 km de extensão. Esta rede é responsável por distribuir gás na vila a todas as ligações. A rede de alta pressão é constituída também por duas partes, uma parte localizada na zona norte da vila, com uma extensão de 2 km

que opera a 8 bar e outra parte localizada na zona sul e este da vila, com uma extensão de 2,5 km e que opera a 2 bar.

Segundo [121], o consumo de gás natural dos pequenos consumidores de Stad aan't Haringvliet é cerca de 1600 m^3/h e de maiores consumidores é 200 m^3/h, resultando num fornecimento anual global de cerca de 2 000 000 m^3 à vila, aproximadamente 20 GWh/ano (note-se que estes valores são aproximações aos valores reais, uma vez que, convertendo um dos valores utilizando o PCI, obtém-se um resultado diferente).

4.2.2 Substituição de Gás Natural

No contexto do projeto, considerou-se que a substituição do consumo de gás natural para fins de aquecimento poderia ser realizada, fundamentalmente, por três vias distintas:

- Aquecimento coletivo através de redes urbanas de aquecimento;
- Aquecimento exclusivamente elétrico através de bomba de calor;
- Aquecimento com recurso a gases renováveis, como hidrogénio e biometano, através de caldeiras/esquentadores.

Assim, mostra-se lógico questionar o porquê de a alternativa selecionada para o caso de Stad aan't Haringvliet ser o hidrogénio verde. Porquê escolher uma fonte de energia que nunca foi aplicada num contexto semelhante e com tantas incertezas associadas? De seguida, são explicadas as razões que fundamentam a decisão de adoção de hidrogénio verde pelos coordenadores do projeto, tendo em consideração o contexto da vila.

Rede urbana de aquecimento. A hipótese de aquecimento coletivo por meio de uma rede urbana foi considerada inviável por não existirem fontes de calor nas proximidades, quer fontes de calor geotérmicas quer fontes de calor residual industrial.

Bomba de calor. Apesar de o aquecimento por meio de uma bomba de calor ser considerado o mais eficiente em muitos casos, este só o é, quando o espaço a aquecer estiver bem isolado termicamente, caso contrário, os custos de eletricidade tornam-se demasiado elevados e incomportáveis. Por este motivo, a adoção de aquecimento com recurso a uma bomba de calor está associada à instalação de isolamento, quando este não está presente.

Como mencionado anteriormente, as habitações e estabelecimentos comerciais da vila de Stad aan't Haringvliet são, na sua maioria, bastante antigos e, por isso, não estão bem isolados termicamente. Tendo este facto em consideração, os responsáveis pelo projeto concluiram que a implementação de bombas de calor para aquecimento implicaria a instalação de isolamento e, em muitos casos, a realização de obras profundas na estrutura dos edifícios. Adicionalmente, a maioria dos edifícios é aquecida com recurso a gás natural e, por isso, a instalação de bombas de calor implicaria a substituição das tubagens por onde circula a água quente por outras de maior diâmetro.

Porquê hidrogénio verde? Tendo em conta o contexto de Stad aan't Haringvliet, esta localiza-se numa região exportadora de energia elétrica proveniente de FRE e é já detentora de infraestrutura de distribuição de gás natural. Além disso, a maioria das habitações da vila são antigas e aquecidas com recurso a gás natural. Por estes motivos, a utilização de gases renováveis para aquecimento doméstico revelou ser a alternativa mais viável, tanto técnica como economicamente, do que as outras duas alternativas de aquecimento, confirmado pelos estudos [122, 123].

4.2.3 O Projeto

O hidrogénio verde consumido na vila de Stad aan't Haringvliet será produzido na própria ilha, na localidade de Oude-Tonge, situada a 6 km do ponto de consumo. A produção de energia elétrica proveniente de FRE é realizada por meio de parques solares e eólicos já existentes, não sendo necessário, por isso, instalar novos. Nessa localidade de produção do H_2V, existe um parque solar constituído por 5200 painéis fotovoltaicos. 60% da energia elétrica gerada no parque será utilizada para a produção de H_2V, que irá corresponder a 10% - 15% da quantidade total de hidrogénio necessária. O restante H_2V será produzido com recurso a eletricidade proveniente de energia eólica, gerada também na ilha. A potência dos eletrolisadores será de 15 MW no total. A água utilizada na eletrólise para a produção de hidrogénio verde será proveniente da secagem de colheitas agrícolas da região (maioritariamente bolbos de tulipas). A Figura 4.2 apresenta uma representação geral do percurso do hidrogénio verde na ilha. O ponto 1 diz respeito à produção de hidrogénio verde e o ponto 2 corresponde ao ponto de receção do hidrogénio para redução da pressão, de 30 bar para 8 bar, e aumento da intensidade de odorização deste.

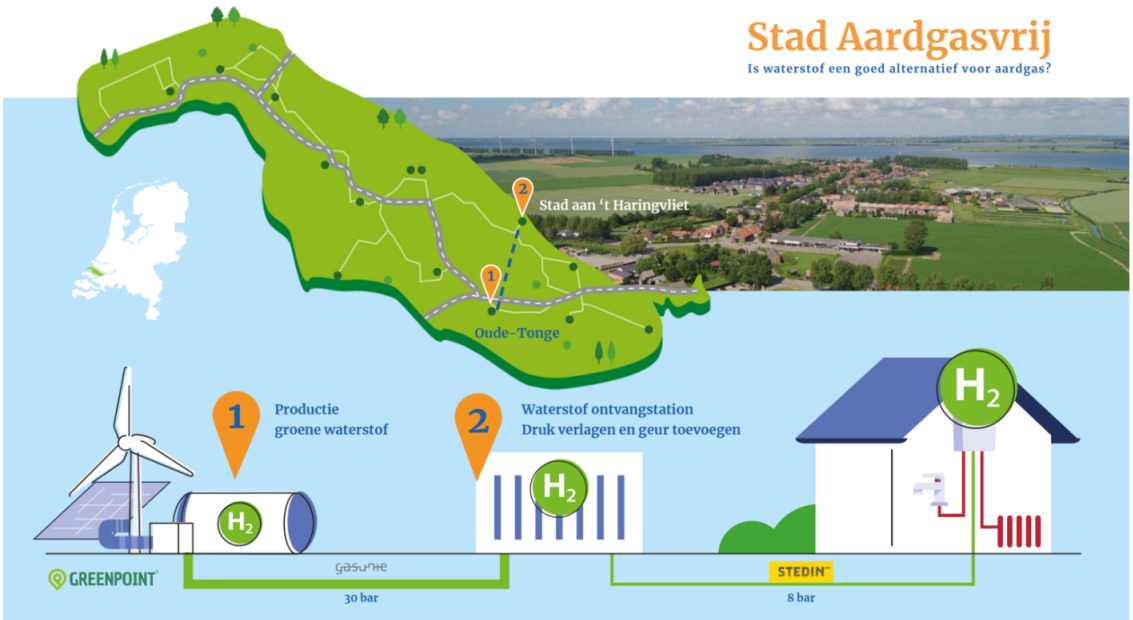


Figura 4.2: Percurso do hidrogénio verde na ilha de Goeree-Overflakkee [124].

A *pipeline* destinada ao transporte do hidrogénio verde desde Oude-Tonge até Stad aan't Haringvliet será construída pela operadora da rede neerlandesa de transporte de gás, a *Gasunie*. Relativamente à distribuição de hidrogénio verde na vila, como mencionado anteriormente, esta será realizada por meio da rede de distribuição de gás natural existente, operada localmente pela *Stedin*.

De acordo com o planeamento do projeto, a conversão das habitações e dos restantes estabelecimentos da vila para estarem aptos a receber hidrogénio verde será realizada a partir de 2025. Todas as modificações requeridas, nomeadamente novo contador de hidrogénio, nova caldeira, sistema de segurança e adaptações das tubagens domésticas, serão realizadas sem qualquer custo comportado pelos residentes da habitação. Prevê-se que apenas 10% a 15% dos contadores atualmente instalados necessitem de ser substituídos por contadores de maior capacidade, tendo em conta o poder energético do H_2 por unidade de volume comparativamente ao do gás natural [121]. As caldeiras instaladas serão $H_2 - ready$, isto é, operam a gás natural e quando a ligação a hidrogénio se realizar, estas serão convertidas facilmente para operarem com H_2. Existe também a possibilidade de optar por uma solução personalizada para o aquecimento sem gás natural, como, por exemplo, recorrendo à instalação de uma bomba de calor, contudo, o custo desta alternativa não é inteiramente reembolsado, tendo sido disponibilizado um subsídio para cada residência que optasse por essa via (apenas nove escolheram esta opção).

Relativamente à opção de cozinhar sem gás natural, foi determinado que a melhor solução seria cozinhar com um fogão elétrico e sem recorrer a hidrogénio verde. Esta decisão teve por base critérios de segurança e viabilidade económica. Os custos decorrentes da alteração para um fogão elétrico, assim como da ligação elétrica trifásica necessária, são suportados pelo projeto.

A conversão da utilização de gás natural para hidrogénio será realizada faseadamente. Segundo o *report* [121], estima-se que a conversão de cada ligação, que inclui a configuração do contador, instalação de equipamentos domésticos e outras adaptações necessárias, irá durar cerca de 3 horas e meia quando realizada por dois técnicos. Considerando a mão de obra disponível, não é possível realizar a conversão de uma só vez e, por isso, duas fases são requeridas, cada uma respetiva a uma zona pré-definida da vila.

Preço do H_2V. Desde cedo, a definição do preço do hidrogénio verde consumido revelou-se um aspeto fundamental para permitir a aceitação deste por parte dos habitantes. Foi acordado no projeto que este preço estaria relacionado com o preço do gás natural, embora na altura (2020) o preço deste oscilava e existiam incertezas relativas a este para o período de 2025-2040. Com o objetivo de fornecer às pessoas alguma certeza sobre a qual estas poderiam decidir avançar com a adoção do hidrogénio, estabeleceu-se que o preço do H_2V consumido manter-se-ia fixo durante os primeiros 15 anos da mudança. Apesar das incertezas relativas ao preço ideal presente e futuro do hidrogénio, este foi definido tendo por base o preço do gás natural nos Países Baixos antes do verão de 2021, que era cerca de 0,29 €/m^3. Com taxas e IVA incluído, o preço do gás natural considerado foi 0,90 €/m^3. Deste modo, dado que, por unidade de volume, o poder calorífico do hidrogénio é inferior ao do gás natural, estabeleceu-se um preço do hidrogénio verde equivalente

de 3,60 €/kg. Assim, durante 15 anos, este será o preço do H_2V que os residentes irão suportar, com a condição acordada de que, no caso de o preço do gás natural reduzir, o preço do hidrogénio reduzirá de igual forma [125]. Para o período após 2040, nenhum custo está definido.

Enquadramento legal. Até ao momento, o projeto mostrou que a utilização de hidrogénio verde em Stad aan't Haringvliet é possível. De um ponto de vista técnico, as condições para avançar com a transição foram já avaliadas, o fornecimento de hidrogénio é seguro. Contudo, tal não é suficiente para efetivar a substituição do gás natural. É necessário que a lei o permita, mesmo tendo já o projeto recebido fundos do governo neerlandês no âmbito do programa *PAW*, assinado um *Green Deal* com o governo e mesmo sendo membro de organismos como a *European Clean Hydrogen Alliance (ECHA)*. Dois ministros do governo neerlandês têm participado ativamente no projeto, tendo já sido desenvolvida uma base legal que possibilita abandonar o consumo de gás natural e que antecipa a legislação e regulamentação neerlandesa, no entanto, no instante em que esta dissertação está a ser redigida, ainda nenhuma destas políticas foi oficializada.

Envolvimento cívico. O que torna este projeto extraordinário é a participação ativa dos cidadãos de Stad aan't Haringvliet. Desde o começo do projeto que estes estão envolvidos nas tomadas de decisão. Várias sessões de esclarecimento e discussão foram organizadas, tendo sido sempre prezada a transparência e o aconselhamento por parte dos cidadãos. Decidiu-se adotar esta abordagem de forma a garantir apoio público na descontinuação do consumo de gás natural, uma vez que os benefícios de viver sem este não são evidentes e várias incertezas estão associadas. Por estes motivos, foi concedido aos habitantes com ligação a gás natural da vila o poder de decisão sobre o futuro energético desta. Assim, uma votação foi realizada, mas primeiro os cidadãos foram dotados de condições para votarem conscientemente. Estas condições consistiram em dois principais fatores:

- Projeto piloto: durante dois meses consecutivos na primavera de 2022, uma casa demonstrativa localizada na vila, intitulada *Hydrogen House*, esteve aberta ao público. A habitação aquecida a hidrogénio verde por meio de três caldeiras teve como propósito permitir que os habitantes de Stad aan't Haringvliet esclarecessem todas as suas dúvidas e experienciarem o aquecimento com hidrogénio verde. Adicionalmente, o projeto piloto também serviu para a operadora da rede de gás local, a *Stedin*, pusesse em prática conhecimento. Antes da demonstração, as tubagens de distribuição de gás natural da habitação foram inspecionadas. Estas tubagens eram constituídas em aço e incorporavam zonas de ligação roscada seladas com *teflon* (politetrafluoretileno (PTFE)). Verificou-se que havia risco de fuga de H_2 e, por isso, foram substituídas por outras tubagens de cobre [116].

- Compromisso: oito promessas foram feitas aos habitantes de Stad aan't Haringvliet proativamente pela organização do projeto. Estabeleceu-se o compromisso de que caso não seja possível cumprir alguma dessas promessas no decorrer do projeto, este cessa e outra alternativa ao gás natural terá de ser encontrada pelos residentes e autoridades locais.

As oito promessas são apresentadas de seguida. Algumas destas promessas já foram cumpridas na sua totalidade, enquanto que outras dizem respeito ao período de operação do projeto.

1. Segurança - É estabelecido que o hidrogénio é tão ou mais seguro que o gás natural. A combustão de hidrogénio não liberta monóxido de carbono, por isso, esse risco é eliminado. Passa a existir apenas uma fonte de ignição, que é a caldeira, uma vez que cozinhar é realizado com recurso a uma placa elétrica. Em caso de fuga, é possível detetar a presença de hidrogénio no espaço, uma vez que este será odorizado tal como acontece com o gás natural. Dado que o maior risco identificado associado à utilização de hidrogénio é a ocorrência de fugas, foi estabelecido que a cada 24 horas uma pesquisa *standard* de fugas é realizada. [126]

2. Segurança no fornecimento - É assegurado que a temperatura de aquecimento das habitações e estabelecimentos é equivalente à temperatura de aquecimento a gás natural. Será fornecido a cada um destes espaços uma caldeira a hidrogénio com capacidade suficiente para suprir as necessidades de aquecimento. Na ilha de Goeree-Overflakkee é produzido hidrogénio verde suficiente para aquecer os habitantes da vila. No caso de as condições climatéricas não permitirem gerar energia elétrica suficiente para produzir a quantidade requerida de hidrogénio verde, existe armazenamento na ilha que assegura o seu fornecimento. No caso de acontecer algum imprevisto que impossibilite o fornecimento de hidrogénio do local de produção até a Stad aan't Haringvliet através da *pipeline*, este será transportado por camiões-cisterna. [124]

3. Acessibilidade económica - Como mencionado anteriormente, durante 15 anos, o custo do hidrogénio verde será cerca de 3,60 €/kg, equivalente ao custo do gás natural em 2021, e caso o preço deste seja reduzido, o preço do hidrogénio baixa também. Todas as alterações requeridas nas casas e estabelecimentos comerciais da vila, incluindo a instalação de equipamentos, serão realizadas sem qualquer custo por parte dos cidadãos. São disponibilizados subsídios para a implementação das soluções exclusivamente elétricas. Os subsídios são adaptados a cada caso em particular. No caso de o projeto, por algum motivo, não progredir, os custos decorrentes de voltar a utilizar gás natural, enquanto uma alternativa a este não for encontrada, são inteiramente suportados pela operadora da rede de distribuição de gás. Tal é assegurado pela entidade reguladora *Autoriteit Consument & Markt*, em português, Autoridade para os Consumidores e Mercados. [125]

4. Apoio cívico - Durante o decorrer do projeto, o esclarecimento dos habitantes foi sempre garantido, quer através de sessões de informação, quer através de contacto telefónico ou eletrónico. O projeto só se oficializou com o apoio da maioria da população, isto é, quando mais de 70% dos residentes votaram a favor deste. [127]

5. Sustentabilidade - A energia elétrica utilizada na produção do hidrogénio verde é, idealmente, produzida localmente na ilha nos parques solares e eólicos instalados. Quando não

é gerada energia elétrica suficiente e é necessário produzir H_2V, é assegurado que a energia elétrica adquirida externamente tem garantia de origem, isto é, esta é proveniente de FRE, garantido por uma entidade reguladora. [128]

6. Validade legal - A transição para hidrogénio verde só será realizada caso seja permitida legalmente. Para tal, foi estabelecido um *Green Deal* entre o município de Goeree-Overflakkee, a operadora de rede *Stedin* e o governo neerlandês. Através deste acordo, o governo compromete-se a adaptar leis e formular legislação de forma a possibilitar a transição. As entidades que supervisionam a regulamentação elaborada são a *Autoriteit Consument & Markt (ACM)* (autoridade neerlandesa para os consumidores e mercados) e a *Staatstoezicht op de Mijnen (SodM)* (supervisão estatal de minas), verificada pelo ministério neerlandês da economia. [129]

7. Viabilidade técnica - É assegurado que consumir hidrogénio verde para fins de aquecimento é tecnicamente viável, assim como as entidades e organizações participantes têm o conhecimento necessário para o fazer. É também assegurado que existirá água e energia elétrica proveniente de FRE suficientes para a produção de H_2V, assim como esse hidrogénio poderá ser distribuído na rede de gás existente. As caldeiras fornecidas pelos fabricantes *Remeha* e *Bosch-Nefit* estão aptas para garantir um aquecimento adequado das habitações e estabelecimentos. A viabilidade técnica foi demonstrada durante 2 meses através do projeto piloto - *Hydrogen House*. [130]

8. Escalabilidade - A promessa de escalabilidade significa que a experiência e o conhecimento adquirido no decorrer do projeto seja passível de ser aplicado noutros projetos semelhantes realizados nos Países Baixos e na Europa. O projeto *Stad Aardgasvrij* é pioneiro na substituição coletiva de gás natural por hidrogénio verde e, em conjunto com 64 municípios, integra o programa nacional neerlandês para localidades sem gás natural [131]. Isto significa que o governo concede financiamento para viabilizar o projeto e, por sua vez, a organização do projeto é responsável por partilhar as aprendizagens adquiridas, almejando que outras localidades sigam o exemplo. [132]

Sistema de segurança. A substituição do consumo de gás natural por hidrogénio requer que um novo sistema de deteção de fugas seja instalado. Este sistema foi desenvolvido pela *Stedin*, operadora local da rede de distribuição de gás, e pela *DNV*, empresa de certificação na área da Engenharia, e testado através do projeto piloto, mencionado anteriormente.

O sistema desenvolvido incorpora dois métodos distintos de deteção de fugas de hidrogénio: odorização do gás e verificação de variações de pressão.

O odorante que irá ser utilizado ainda não está definido, sendo que, no momento de escrita deste estudo, três odorantes sem tetrahidrotiofeno (THT) estão a ser testados. Caso nenhum desses seja aprovado, utilizar-se-á numa fase inicial o mesmo odorante utilizado no gás natural.

O segundo método para verificação de segurança foi desenvolvido de raiz para o projeto. Uma vez que a instalação de sensores de deteção de hidrogénio depende da configuração de cada habitação, da disposição das tubagens desta e da localização da caldeira, o número de sensores e o local onde estes devem ser instalados não são uma decisão genérica, sendo necessário uma solução customizada para cada habitação, o que resultaria em custos bastantes elevados.

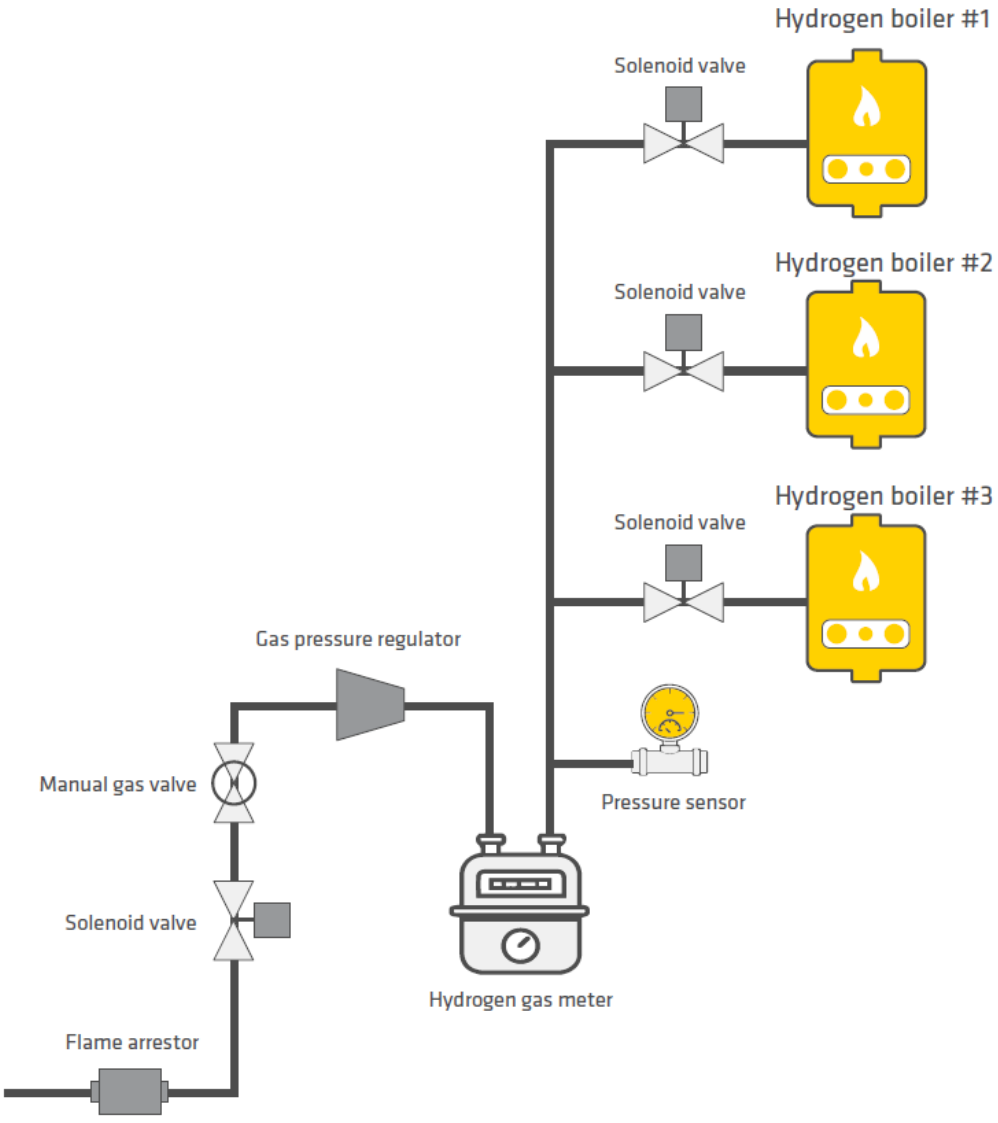


Figura 4.3: Configuração do sistema de segurança desenvolvido [116].

Assim, além da odorização, um novo método foi desenvolvido, baseado na premissa de que, se se verificar em intervalos de tempo frequentes a ocorrência de fugas, não é necessário instalar sensores adicionais na habitação. Através deste sistema, apresentado na Figura 4.3, a pressão do hidrogénio nas tubagens é verificada continuamente e, se esta for demasiado baixa ou demasiado elevada, o fornecimento de H_2 é interrompido. Adicionalmente, quando o gás não está a ser consumido (durante a noite), também é realizada uma verificação dentro de um período de tempo

estabelecido. As pressões limite convencionadas são:

- Pressão mínima (a seguir ao contador): 20 mbar
- Pressão máxima (a seguir ao contador): 60 mbar
- Redução de pressão máxima durante o período de tempo em que não há consumo de hidrogénio (entre a meia noite e as 6 da manhã): 3mbar

Sempre que estes limites não forem cumpridos, as válvulas solenoides fecham e o fornecimento de hidrogénio é interrompido. Após a realização da reparação da fuga, o sistema efetua *reset*. Este sistema foi demonstrado com sucesso no projeto piloto. O custo estimado do sistema de segurança a ser aplicado nas habitações em 2025 é de 200€. Os componentes do sistema são um manómetro, uma válvula solenoide a montante do contador de gás, outra válvula solenoide entre o contador e a caldeira, e um módulo de controlo que controla ambas as válvulas. Note-se que a configuração apresentada é para uma aplicação com três caldeiras (projeto piloto), no entanto, cada habitação da vila terá apenas uma.

A par deste sistema, na *Hydrogen House* foram instalados sensores de deteção de monóxido de carbono, que também podem ser utilizados para deteção de hidrogénio, em três locais: no contador de gás, na divisão onde as caldeiras se encontram instaladas e no sotão.

4.3 Contexto Português

O estudo da viabilidade do consumo doméstico de 100% hidrogénio verde em Portugal será realizado para o contexto nacional e não para uma localidade específica, como é o caso de Stad aan't Haringvliet, dada a indisponibilidade de informação relativa à caracterização dos edifícios e do consumo energético do setor doméstico na zona de concessão da Portgás de forma segregada. Realçando o que já foi mencionado na Secção 4.1, pretende-se com este estudo analisar, de uma forma geral, o potencial do hidrogénio verde para consumo doméstico, tendo em consideração os fatores que se revelaram decisivos no caso neerlandês.

4.3.1 Enquadramento Climático

Segundo a classificação climática de Köppen, que é o sistema de classificação do clima mais utilizado globalmente, em Portugal Continental, o clima é caracterizado por dois tipos distintos: clima temperado com inverno chuvoso e verão quente e seco e, clima temperado com inverno chuvoso e verão seco e pouco quente [133]. A temperatura média anual varia entre os 7°C (na região interior norte e centro) e os 18°C (na região litoral sul). É nas regiões norte e centro que os invernos são mais rigorosos, ocorrendo em algumas localidades temperaturas negativas com frequência, nomeadamente, em Bragança, Vila Real, Viseu e Guarda, contudo, é raro estes serem inferiores a -10°C. Tal como em Goeree-Overflakkee, o clima em Portugal é considerado ameno.

4.3.2 Enquadramento Energético

Os dados apresentados de seguida pretendem caracterizar, de uma forma geral, o consumo energético nas habitações portuguesas. Por ausência de informação mais recente, os dados apresentados são referentes ao ano 2020 e apenas dizem respeito ao setor doméstico, não incluindo os consumos do setor pequeno terciário. Por este motivo, esta análise não compreenderá o setor em falta.

A evolução do consumo energético no setor doméstico em Portugal entre 2010 e 2020 está representada na Figura 4.4. É de notar que a principal fonte de energia consumida é a eletricidade, seguida da biomassa, gás de petróleo liquefeito e, por fim, o gás natural, responsável por 9,8% do consumo em 2020.

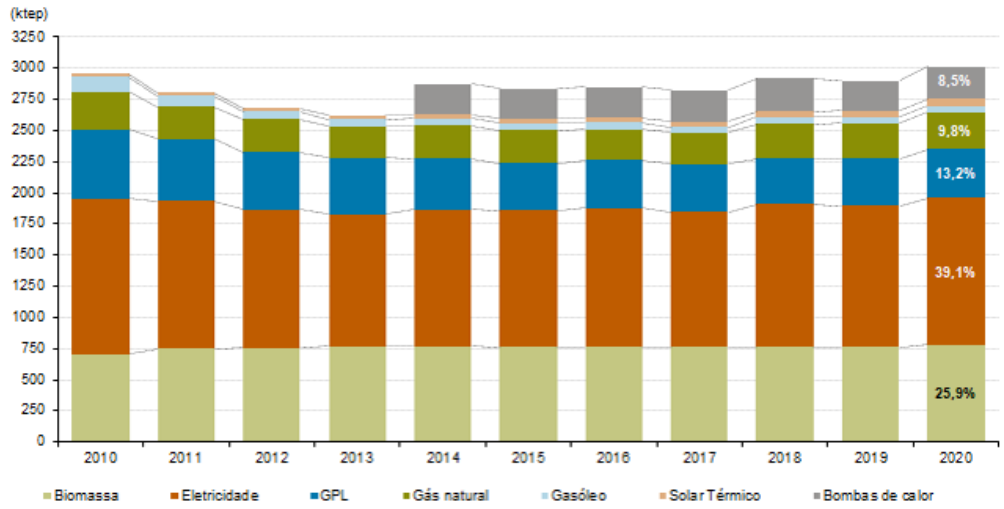


Figura 4.4: Evolução do consumo energético das famílias portuguesas entre 2010 e 2020 por produto energético [134].

Analisando o que acontece, em particular, em cada habitação, a Figura 4.5 apresenta a distribuição do consumo de energia por tipo de utilização, em 2020. Verifica-se que a aplicação que mais energia consome é a cozinha. Cerca de 43% da energia consumida nas habitações portuguesas em 2020 foi utilizada para Águas Quentes Sanitárias (AQS) e aquecimento do ambiente. É importante referir que o ano de 2020 coincidiu com o confinamento da pandemia COVID-19 e, por isso, as pessoas passaram mais tempo em casa, fazendo com que os consumos energéticos domésticos apresentados possam estar inflacionados em relação a um ano dito "normal". Contudo, como se pode verificar na Figura 4.4, apesar de o consumo energético em 2020 ser superior ao consumo dos anos anteriores, as tendências deste mantêm-se semelhantes. Assim, na ausência de informação mais recente, irá proceder-se à análise dos dados relativos a 2020.

A Figura 4.6 apresenta a distribuição do consumo de energia por tipo de utilização e fonte de energia. Note-se que a fonte de energia mais utilizada para aquecimento do ambiente é a biomassa, seguida de gás, e a fonte de energia mais utilizada para AQS é o gás natural.

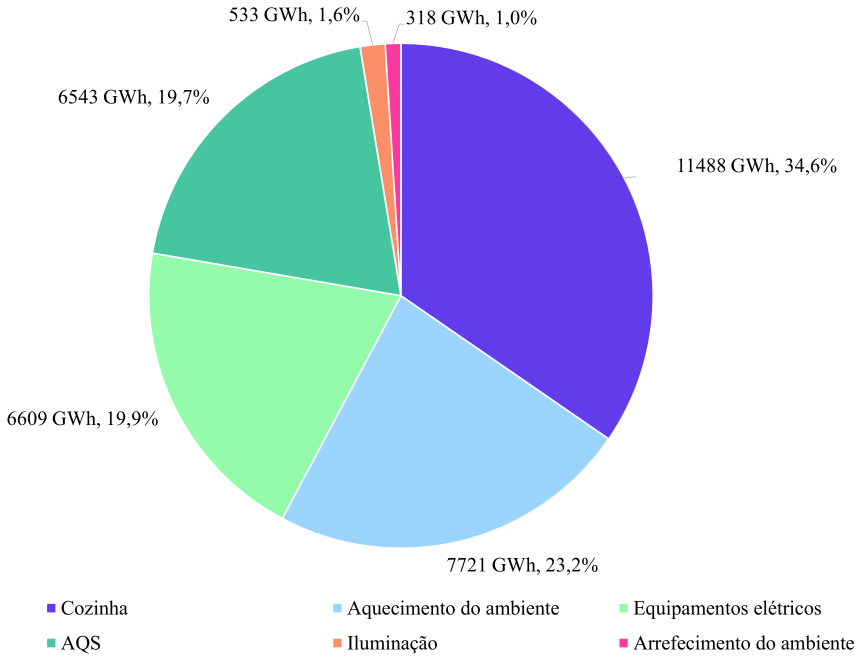


Figura 4.5: Distribuição do consumo de energia no setor doméstico por tipo de utilização - Portugal, 2020 (adaptado de [134]).

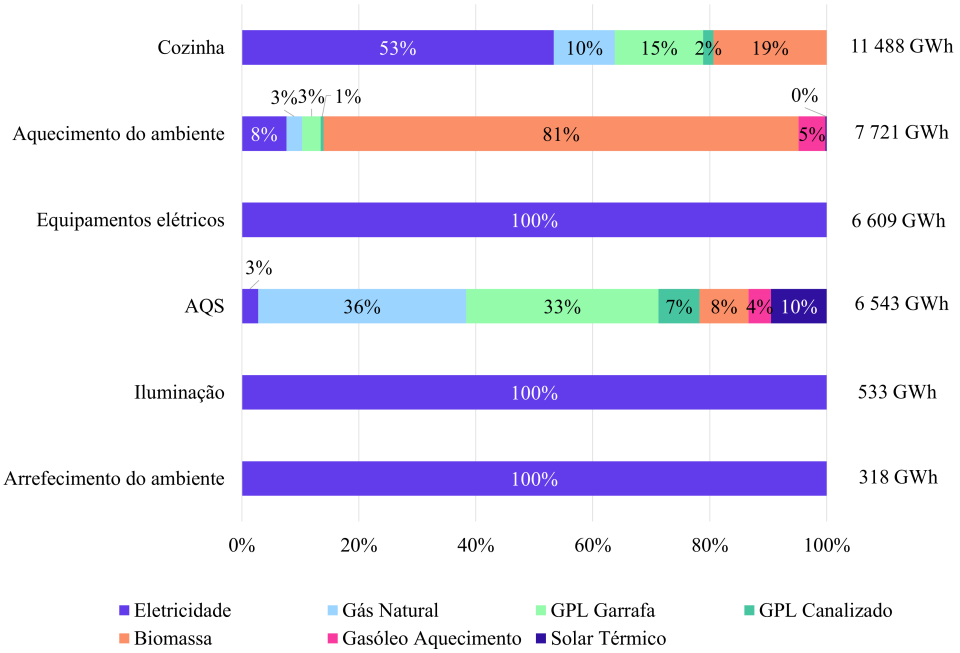


Figura 4.6: Distribuição do consumo de energia no setor doméstico por fonte de energia e tipo de utilização - Portugal, 2020 (adaptado de [134]).

Como se verifica na Figura 4.5, o consumo energético decorrente do arrefecimento não tem um impacto significativo, pelo que não será considerado na presente análise.

4.3.3 Viabilidade Técnica

Com o objetivo de estudar a viabilidade de realizar em Portugal um projeto semelhante ao projeto *Stad Aardgasvrij*, serão analisados de seguida os fatores determinantes para a seleção de hidrogénio verde como substituto de gás natural no contexto português. Deste modo, considera-se que os fatores mais relevantes são:

- Produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia;
- Aptidão da infraestrutura de distribuição de gás natural para operar exclusivamente a hidrogénio;
- Alternativa energética ao gás natural tecnicamente mais viável. Uma análise económica será apresentada na Secção 5.1.

4.3.3.1 Produção de energia elétrica renovável

De acordo com a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), cujos dados mais atualizados correspondem ao ano de 2022, a potência instalada em centrais de produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis em Portugal era 17 426 MW, sendo que o total de potência instalada, incluindo fontes não renováveis, era 23 249 MW [135].

No mesmo ano, a produção bruta de energia elétrica foi 48 807 GWh, dos quais 53% corresponderam a energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis [136]. Relativamente a trocas de energia elétrica com o estrangeiro, foram exportados 3 061 GWh, contudo importou-se 12 315 GWh. Entre 2005 e 2022, Portugal apresentou um saldo importador negativo apenas em 2016, 2017 e 2018.

Já em 2023, de acordo com os dados fornecidos pelo balanço energético da REN [137], a produção total de energia elétrica correspondeu a um valor de 44 102 GWh, do qual 71% diz respeito a energia proveniente de FRE. O saldo importador teve um valor positivo, correspondente a 10 233 GWh.

Apesar de Portugal não ser ainda exportador de energia elétrica renovável, como é o caso da ilha Goeree-Overflakkee, não significa que este não apresente condições que viabilizam a produção de hidrogénio verde. Segundo o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) [138], o setor da eletricidade terá grande impacto na transição energética em Portugal, particularmente, pelo país ter disponível recursos endógenos renováveis que permitem a descarbonização deste. Portugal ambiciona reforçar a capacidade instalada de origem renovável conforme apresentado na Tabela 4.1, com maior destaque na energia solar.

O aumento significativo previsto da capacidade instalada para produção de eletricidade de origem renovável representa uma vantagem evidente para a produção de hidrogénio verde a nível nacional. Conforme exposto no PNEC 2030 [138], "Esta nova orientação advém do facto de Portugal

Tabela 4.1: Perspetivas de evolução da capacidade instalada (em GW) para produção de energia elétrica de origem renovável em Portugal até 2030 (adaptado de [138])

Fonte de energia	**2020**	**2025**	**2030**
Hídrica	**7,0**	**8,2**	**8,2**
Hídrica em bombagem	2,7	3,6	3,6
Eólica	**5,4**	**6,8**	**9,3**
Eólica *onshore*	5,4	6,7	9,0
Eólica *offshore*	0,03	0,1	0,3
Solar fotovoltaico	**2,0**	**6,6**	**9,0**
Solar fotovoltaico centralizado	1,5	5,8	7,0
Solar fotovoltaico descentralizado	0,5	0,8	2,0
Solar térmico concentrado	0	0,1	0,3
Biomassa	0,4	0,4	0,5
Outras renováveis	0,03	0,06	0,1
Total	14,8	22,2	27,4

apresentar condições muito favoráveis para a instalação de uma indústria de produção de hidrogénio verde com potencial exportador, sendo a principal vantagem os baixos custos de produção de eletricidade de fonte renovável", e ainda "o custo da eletricidade representa a maior fatia do custo de produção [de hidrogénio verde] e Portugal apresenta uma enorme vantagem competitiva face aos restantes países porque apresenta custos de produção de eletricidade mais baixos". Em particular, é referido no RNC2050 que, em 2050, 5% a 8% do total da eletricidade de origem renovável produzida será utilizada para produção de hidrogénio verde [139].

No contexto da produção de energia de origem renovável, torna-se importante referir também o potencial técnico renovável e os fatores de capacidade renovável em Portugal. O potencial técnico renovável diz respeito à geração de energia tecnicamente viável respetiva a uma tecnologia específica, tendo em consideração o desempenho energético do sistema, restrições topográficas, restrições do uso do solo e restrições ambientais. Segundo o relatório [140] elaborado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Portugal Continental possui ainda bastante potencial técnico de capacidade instalada não aproveitado. Destacam-se os valores do potencial fotovoltaico centralizado, do potencial eólico *onshore* e do potencial eólico *offshore*: entre 45,63 GW a 168,82 GW; 15,70 GW e 38,00 GW, respetivamente. A síntese global dos potenciais técnicos renováveis é apresentada na Secção A.1 do Anexo A. O **fator de capacidade** representa a potência elétrica média gerada ao longo do tempo por uma instalação produtora face à sua potência nominal em condições ideais. Deste modo, o fator de capacidade é particularmente interessante na caracterização de FREs que variam no tempo. Este pode ser utilizado para avaliar o potencial de um determinado local para produção de energia elétrica a partir de uma determinada FRE e para determinar a potência nominal a instalar no local que permite obter a energia elétrica desejada. Em 2022, na Europa, o fator de capacidade eólico *onshore* foi cerca de 24%, o fator de capacidade eólico *offshore* foi cerca de 34% e o fator de capacidade solar foi cerca de 14% [141, 142]. Comparativamente, em Portugal, no mesmo ano, o fator de capacidade eólico (quase na sua totalidade

onshore) foi 27%, o fator de capacidade solar centralizado foi 18,5% e o fator de capacidade solar distribuído foi 13% [140]. Constata-se que Portugal apresentou, em 2022, fatores de capacidade ligeiramente superiores aos fatores de capacidade médios europeus.

4.3.3.2 Aptidão da infraestrutura existente para 100% hidrogénio

Segundo o projeto europeu *Ready4H2*, que engloba 91 operadores de redes de gás presentes em 18 países da Europa, do qual as operadoras portuguesas Portgás e Floene (antiga Galp Gás Natural Distribuição) fazem parte, 96% das redes integrantes do projeto estão aptas para a conversão da operação a 100% hidrogénio, o correspondente a 1 151 000 km de rede. Em Portugal, é garantido que 100% das redes de distribuição estão aptas, o que equivale a cerca de 19 000 km [80].

Em específico, relativamente à infraestrutura da Portgás, foi elaborado um relatório técnico no âmbito do Programa H_2 REN, com o propósito de avaliar a adequabilidade da injeção de 10%, 20% e 100% de hidrogénio na rede primária de gás natural. O relatório, cuja entidade certificadora independente é a *Bureau Veritas* e cuja entidade consultora é o Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial (INEGI), confirma a adequabilidade da infraestrutura, mediante realização das recomendações especificadas neste. Estas recomendações incidem, principalmente, na atualização dos planos de Operação e Manutenção (O&M) da rede, na reformulação das condições de odorização, na adição de sensorização para hidrogénio, na verificação da necessidade de substituição de válvulas flangeadas e de aperto de ligações flangeadas. O relatório técnico pode ser consultado na Secção A.2 do Anexo A.

Em relação à infraestrutura da rede de distribuição secundária da Portgás, a adequabilidade desta encontra-se ainda em análise à data de redação desta dissertação, contudo, a indústria acredita que estes ativos para hidrogénio, por serem em polietileno, têm maior propensão para receber hidrogénio do que os ativos em aço.

4.3.3.3 Avaliação das alternativas ao gás natural

Nesta secção, pretende-se analisar o potencial de três alternativas sustentáveis ao gás natural para aquecimento doméstico. Desta forma, serão analisadas soluções cuja utilização não contribua para o aumento das emissões de gases de efeito estufa, nomeadamente, redes urbanas de calor (com aproveitamento de resíduos industriais ou fontes geotérmicas), bombas de calor (cuja energia elétrica utilizada é proveniente de FRE) e hidrogénio verde.

Redes urbanas de aquecimento. As redes urbanas de aquecimento têm como propósito distribuir calor gerado numa localização centralizada para múltiplos consumidores relativamente próximos desta, como residências, comércio e indústria. O calor pode ser gerado, entre outros, numa central destinada ao efeito, ser proveniente de calor industrial residual ou provir de fontes geotérmicas.

A viabilidade de utilização de redes urbanas de calor para aquecimento doméstico aqui analisada tem por base dois estudos efetuados pela DGEG para Portugal Continental, nomeadamente

"*Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*" [143] e "*Waste Heat in Portugal*" [144].

No primeiro estudo [143], foram identificadas potenciais áreas passíveis de adotarem redes urbanas de calor e frio em Portugal Continental, com recurso a mapas das necessidades energéticas de todas as áreas urbanas do território. O estudo conclui que o potencial para aquecimento e arrefecimento urbano em Portugal é muito baixo, principalmente por as zonas onde os extremos climáticos são superiores apresentarem baixa densidade de edifícios, insuficiente para justificar a implementação de uma rede urbana e, por outro lado, nas zonas com maior densidade populacional, localizadas sobretudo nas regiões costeiras, o clima é ameno e, por isso, as necessidades de aquecimento e arrefecimento também não justificam a sua implementação.

O estudo focou a análise nas áreas urbanas cuja densidade de edifícios é pertinente à construção de rede de calor/frio. Dois cenários foram considerados: "conforto total", referente ao cenário em que a procura por calor e frio equivale as necessidades dos mesmos, e "socioeconómico", referente a um cenário mais realista tendo em conta os baixos *standards* de conforto frequentes nas habitações portuguesas. No que diz respeito à análise da viabilidade de uma rede urbana de aquecimento, que é o que interessa para o caso de estudo em causa, após a delimitação de áreas de todo o território nacional em função das necessidades energéticas destas, considerando um valor mínimo requerido de 318 MWh/ha, apenas a zona metropolitana de Lisboa apresentou potencial para uma análise mais detalhada. Nesta análise, as zonas de Agualva/Cacém e Amadora foram examinadas, contudo, revelaram-se economicamente inviáveis (considerando que calor seria propositadamente produzido para suprir as necessidades de calor destas).

Por outro lado, considerando a possiblidade do calor provir de fontes geotérmicas ou de calor industrial residual e, por isso, comportar um custo baixo, algumas zonas com potencial foram identificadas. Relativamente a fontes geotérmicas, as regiões de São Pedro do Sul e de Chaves mostraram potencial, particularmente nas proximidades das termas de cada região. Conclui-se que, em São Pedro do Sul, a densidade dos edifícios não é suficiente para justificar uma rede urbana de aquecimento. Já em Chaves, a implementação de uma rede urbana de aquecimento revelou ser viável, quer tecnicamente como economicamente, com um *levelized cost of heat* de cerca de 70 €/MWh.

Relativamente à fonte de calor ter origem em calor residual industrial, conclui-se que, em Portugal, à exceção de duas regiões, estas fontes não estão disponíveis com a proximidade requerida a áreas urbanas densificadas. As duas exceções correspondem à fábrica da BA Glass localizada na Amadora e à central de incineração de resíduos urbanos da Valorsul localizada em S. João da Talha, próxima à rede urbana de aquecimento da ClimaEspaço [144].

A conclusão de ambos os estudos é que, apesar da identificação de alguns casos como tecnicamente viáveis, ao ter em consideração fatores económicos, a viabilidade destes diminui. Deste modo, o potencial para utilização de redes urbanas de aquecimento em Portugal é reduzido, sendo

que os custos ultrapassam os benefícios. No entanto, é importante referir que ambos os relatórios não inviabilizam a utilização de redes urbanas de calor em casos mais específicos.

Bombas de calor. Uma bomba de calor é uma máquina frigorífica cujo princípio de funcionamento consiste na transferência de calor de uma fonte fria para uma fonte quente (água ou ar), através de um ciclo termodinâmico. Deste modo, este equipamento pode operar com duas finalidades distintas: aquecimento ou arrefecimento. Isto é, durante o verão, as bombas de calor possibilitam a remoção de calor da fonte fria, neste caso, o espaço interior que se deseja arrefecer, para o exterior e, no inverno, permitem transferir calor do exterior (fonte fria) para o espaço interior (fonte quente) [145]. O desempenho das bombas de calor é caracterizado pelo *Coefficient of Performance (COP)* do ciclo frigorífico de acordo com o qual operam. Este pode ser calculado de duas formas, dependendo se o efeito desejado for aquecimento ou arrefecimento, através do rácio entre o efeito frigorífico (para arrefecimento) ou calor fornecido (para aquecimento) e o trabalho requerido (W), como apresentado na Equação 4.1.

$$COP = \frac{\text{Calor removido/Calor fornecido}}{W} \tag{4.1}$$

Quando a bomba de calor é utilizada com a finalidade de aquecimento, que é o que está a ser analisado neste estudo, quanto maior for a diferença de temperatura entre a fonte fria (exterior) e o espaço interior a aquecer, menor é a sua eficiência. Isto é uma desvantagem significativa, dado que em Portugal a necessidade de utilização destes equipamentos é superior para aquecimento do que para arrefecimento, de acordo com os dados do consumo energético apresentados em 4.3.2.

A utilização de bombas de calor no setor de aquecimento doméstico tem sido uma medida bastante incentivada no contexto da descarbonização, tanto a nível europeu como a nível nacional. A nível europeu, o plano *REPowerEU* promove a duplicação da taxa anual de instalação de bombas de calor em edifícios até 2030, assim como a sua utilização em redes de aquecimento e arrefecimento urbano [146]. Em Portugal, no PNEC 2030, é incentivada a eletrificação do setor do aquecimento doméstico através da implementação de bombas de calor [138]. Nesse documento, é previsto que o consumo de energia de origem renovável no setor, por meio de bombas de calor, evolua de 7990 GWh em 2020 para 9234 GWh em 2030. No âmbito do "Programa de Apoio a Edifícios mais Sustentáveis", foi disponibilizado financiamento para a instalação destes equipamentos [147]. Contudo, apesar do encorajamento à utilização de bombas de calor para suprir as necessidades de aquecimento em habitações, a implementação destas apresenta alguns desafios relativos ao investimento necessário, ao impacto na rede elétrica e à estrutura dos edifícios. A substituição da utilização de equipamentos que operam a gás natural por bombas de calor requer, na maioria dos casos, renovações no edifício devido à ausência de isolamento térmico adequado e alterações no sistema de distribuição do calor. A necessidade de isolamento adequado provém do facto de as bombas de calor necessitarem de mais energia para operar em habitações que não estão bem isoladas termicamente [148]. Além disso, alterações nos sistemas de distribuição de calor são muitas vezes requeridas, uma vez que as bombas de calor, em geral, operam a temperaturas mais

baixas que os equipamentos de combustão de gás natural e, por isso, para satisfazerem as necessidades térmicas de igual forma, é necessário instalar tubagens de maior diâmetro e radiadores de maior dimensão [149].

Em Portugal, apenas em 1990 foi publicado um instrumento legal que impôs requisitos à construção de novos edifícios, de forma a salvaguardar o conforto térmico e, simultaneamente, utilizando energia de forma eficiente [150]. Assim, todas as habitaçõs construídas *a priori* não foram alvo de nenhuma regulamentação e, por isso, apresentam condições de conforto térmico bastante precárias devido à ausência de isolamento. Centrando a análise nos edifícios destinados à habitação, é possível observar na Figura 4.7 que, em Portugal, cerca de 62% destes foram construídos até 1990 inclusive.

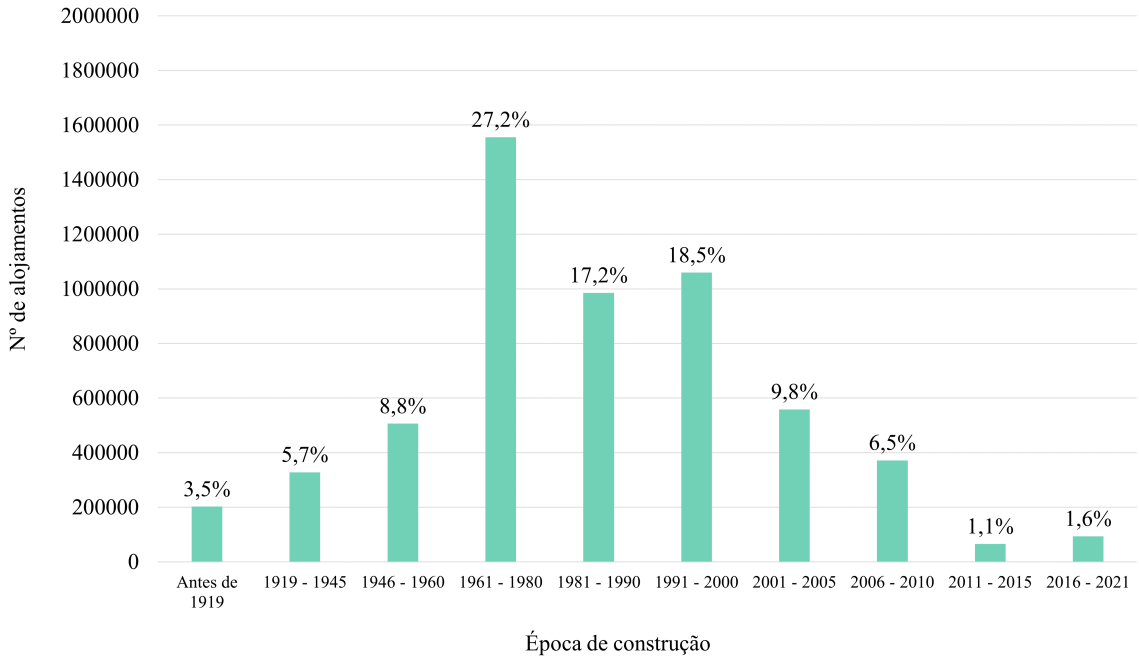


Figura 4.7: Época de construção dos alojamentos familiares clássicos em Portugal (adaptado de [151]).

É importante referir que a época de construção destes edifícios não exclui a possibilidade de existência de isolamento, uma vez que, entretanto estes podem ter sido alvo de reabilitação. Contudo, mais de 60% dos edifícios portugueses possuem classe energética igual ou inferior a C, de acordo com os dados da Agência para a Energia (ADENE) [152].

Em resumo, a adoção de bombas de calor para substituição de caldeiras que operam a gás natural deve ser avaliada devidamente e, apesar de em alguns casos ser vantajosa, noutros casos pode não o ser, dependendo das características da habitação, do capital disponível e do clima local. Mesmo quando a bomba de calor está associada a um sistema solar fotovoltaico que permite que a energia

elétrica consumida por esta seja proveniente de fonte renovável, o pico anual de FRE pode não coincidir com o período de maior necessidade utilização da bomba para aquecimento, levando ao consumo de energia elétrica não renovável.

Hidrogénio verde. Como já foi referido no caso neerlandês, a substituição do consumo doméstico de gás natural por hidrogénio verde requer apenas a substituição da caldeira, reforço do sistema de segurança e eventuais ajustes nas tubagens de distribuição do gás, não sendo necessário a substituição completa destas tubagens nem a susbtituição das tubagens de distribuição da água quente.

Embora ainda não seja produzido hidrogénio verde em Portugal, o potencial da sua produção foi já avaliado. No âmbito do plano *REPowerEU*, o LNEG, em conjunto com diversas empresas do setor energético, desenvolveu um mapa interativo intitulado "Atlas Nacional do H_2 Verde Sustentável", onde apresenta locais potenciais para instalações de produção de hidrogénio verde em Portugal Continental. Em função dos parâmetros considerados para a definição dos locais ótimos, quatro cenários foram estabelecidos. A Figura 4.8 apresenta o Atlas para o cenário A, definido tendo em conta a disponibilidade de água, produção de energia elétrica a partir de energia hídrica, eólica *onshore* e solar, pontos de injeção na rede de gás natural e potenciais consumidores [153].

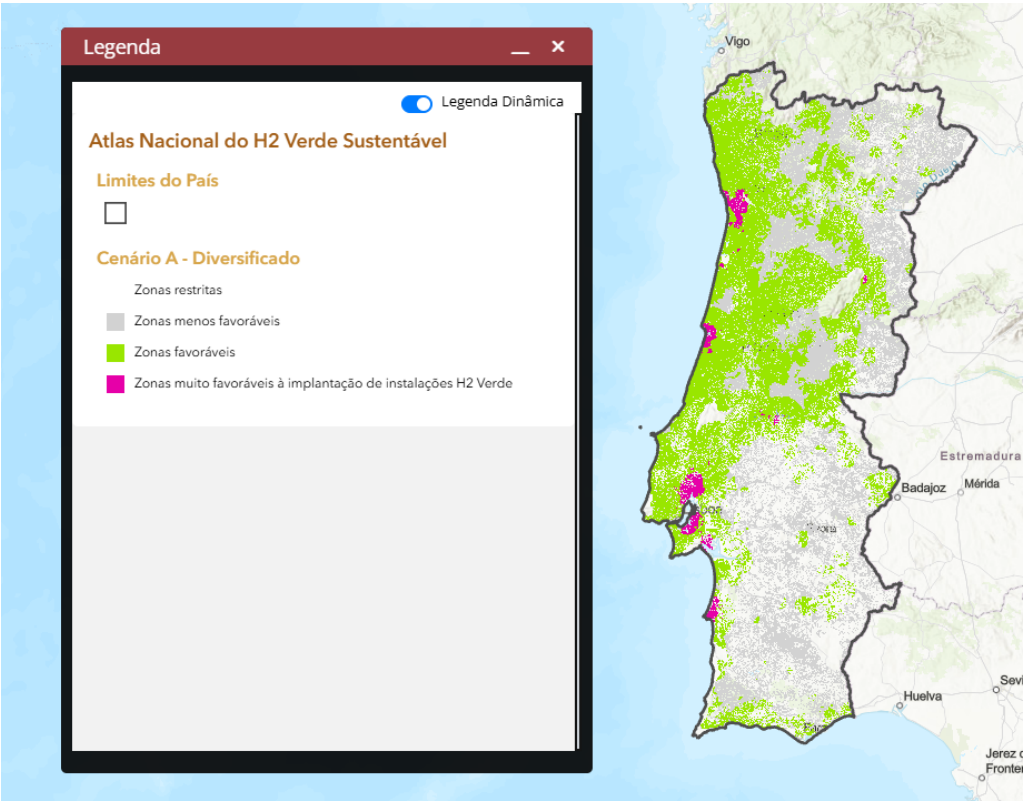


Figura 4.8: Atlas Nacional do H_2 Verde Sustentável para o cenário A - Diversificado [154].

Observando a Figura 4.8, verifica-se que as zonas mais favoráveis à instalação de centros produtores de H_2V são o Porto, Figueira da Foz, Lisboa e Sines. Este hidrogénio poderia, posteriormente,

ser transportado via *pipeline* e distribuído até às habitações.

4.4 Conclusões

A substituição do consumo energético doméstico de combustíveis fósseis por fontes de energia "verdes", como o hidrogénio verde, é um tema complexo que requer uma avaliação aprofundada para cada região de Portugal. A presente análise é de natureza generalizada e tem como objetivo apenas estudar superficialmente a viabilidade dessa transformação, dada a limitação de ferramentas e tempo disponíveis para um estudo mais detalhado.

Para realizar uma análise mais pormenorizada, inicialmente, seria ideal caracterizar as habitações portuguesas por regiões, considerando a idade de construção e a classe energética. Numa fase subsequente, seria necessário avaliar cada habitação individualmente nas áreas com maior potencial para a adoção de hidrogénio verde, de forma semelhante ao estudo realizado em Stad aan't Haringvliet. Esta avaliação individual permitiria identificar as alterações específicas necessárias para cada habitação. Além disso, seria essencial avaliar a aceitação social desta substituição e analisar a necessidade de financiamento para viabilizar essas alterações.

Uma das principais vantagens do hidrogénio verde, em comparação com outras alternativas energéticas, é a possibilidade de utilizar as infraestruturas existentes de distribuição de gás natural, que ainda não se encontram totalmente amortizadas.

Em suma, embora a substituição do gás natural por hidrogénio verde no consumo doméstico em Portugal apresente desafios significativos, a utilização das redes de distribuição já existentes e uma abordagem regional e individualizada para a avaliação das habitações podem facilitar a viabilidade desta transição. No entanto, são necessários estudos mais detalhados e específicos para cada região e habitação, de modo a obter uma compreensão completa das adaptações necessárias e dos custos associados.

Capítulo 5

Análises Económicas

Neste capítulo, são apresentadas duas análises económicas distintas. A primeira consiste numa análise relativa a quatro soluções diferentes para aquecimento doméstico, tanto do ambiente como de águas sanitárias. Serão comparados os custos de investimento e operação associados a uma caldeira a gás natural, uma caldeira a hidrogénio verde, uma bomba de calor e um sistema solar térmico auxiliado por uma bomba de calor.

A segunda análise diz respeito à tarifa de gás natural, mais especificamente, à componente da tarifa respetiva à atividade de distribuição. Neste estudo, será analisado o impacto da descontinuidade do sistema de distribuição de gás natural sobre a tarifa de utilização da rede de distribuição. Noutras palavras, será analisado como a ausência de novos investimentos na Rede Nacional de Distribuição de Gás impactará a tarifa, considerando variações no consumo dos clientes.

5.1 Análise de Tecnologias Domésticas

Nesta Secção serão comparadas economicamente quatro soluções para aquecimento do ambiente e de água, em contexto doméstico.

De acordo com o mais recente "Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico" [134], publicado pelo Instituto Nacional de Estatística (INE) e pela DGEG, os três equipamentos mais utilizados nas habitações portuguesas para o aquecimento de água são esquentadores, termoacumuladores e caldeiras, e para o aquecimento do ambiente são aquecedores elétricos, lareiras com recupedor de calor e bombas de calor. Os dados de utilização dos equipamentos podem ser consultados na Secção B.1 do Anexo B.

Na ausência de informação relativa à utilização de equipamentos que aquecem quer água, quer o ambiente, considerou-se relevante para a presente análise económica analisar as seguintes tecnologias que possibilitam um consumo energético sustentável: caldeira *hydrogen-ready*, bomba de

calor e coletor solar auxiliado por bomba de calor. Para fins comparativos, também será analisada a caldeira a gás natural.

O objetivo desta análise é comparar as quatro tecnologias, considerando o custo do investimento e o custo de exploração associados a cada uma delas.

5.1.1 Metodologia

O método utilizado para a análise das tecnologias consistiu em calcular os custos de investimento e exploração para um período de operação de 10 anos. Foram incluídos no cálculo a taxa de inflação aplicada às fontes de energia (2%), taxa de juros aplicada ao investimento (4%), custos de operação e manutenção (2,5% do custo do investimento), e evolução expectável do custo de produção de hidrogénio verde até 2050.

O custo de investimento de cada tecnologia foi obtido por meio de consulta ao mercado atual. Uma vez que as caldeiras que operam a hidrogénio ainda não estão disponíveis comercialmente, o preço destas foi estimado com base no preço atual das caldeiras a gás natural. Apesar de os quatro principais fabricantes no Reino Unido desta tecnologia - Vaillant, Worcester Bosch, Baxi e Ideal - terem prometido publicamente que as caldeiras a hidrogénio apresentarão um custo equivalente ao das caldeiras a gás natural [155], considerou-se mais razoável adotar a premissa de que as caldeiras *hydrogen-ready* terão um custo 20% superior ao custo atual das caldeiras a gás natural. Na Tabela 5.1 são apresentados os custos médios considerados para cada uma das tecnologias, após consulta ao mercado. Na Secção B.2 do Anexo B estão apresentados os preços médios consultados por equipamento e por fabricante.

Tabela 5.1: Custo de investimento de cada tecnologia

Equipamento	**Fonte de energia**	**Custo médio**
Caldeira a gás natural	Gás natural	1 756 €
Caldeira a hidrogénio	Hidrogénio verde	2 107 €
Bomba de calor	Eletricidade	3 833 €
Coletor solar	Energia solar	1 650 €

Além do investimento, incluiram-se na análise os custos de exploração associados a cada tecnologia, isto é, os custos associados ao consumo energético e os custos associados a atividades de O&M.

Relativamente ao custo de cada fonte de energia, foi considerado para o gás natural o preço médio global publicado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no boletim de comparação de preços do gás natural relativo ao 2º semestre de 2023 [156] e para a eletricidade foi considerado o preço médio global publicado pela ERSE no boletim de comparação de preços de eletricidade relativo ao 2º semestre de 2023 [157].

Relativamente ao custo do hidrogénio verde, foram consultados estudos e publicações que apresentam previsões para a evolução do custo de produção deste até 2050. Estes dados encontram-se resumidos na Secção B.3 do Anexo B. Na mesma Secção, pode-se também consultar a evolução do custo de produção de H_2V considerada para a presente análise, que corresponde a um decréscimo anual de 3,7%. É fundamental referir que o custo do hidrogénio verde considerado na análise é respetivo apenas ao custo de produção deste, pelo que não inclui a componente respetiva ao armazenamento e ao acesso às redes de transporte e distribuição, nem taxas e impostos. Tal deve-se ao facto de, presentemente, ser díficil estimar quanto é que esta componente irá pesar no preço final do hidrogénio verde em Portugal, uma vez que depende do custo da adaptação das redes para operar com H_2 (*repurposing* da infraestrutura).

A Tabela 5.2 resume os valores utilizados na análise comparativa das quatro soluções. As siglas GN, CS e BC são abreviaturas de Gás Natural, Coletor Solar e Bomba de Calor, respetivamente.

Tabela 5.2: *Inputs* do modelo da análise comparativa

Equipamento	Caldeira GN	Caldeira H_2-ready	Bomba de calor	CS + BC
Investimento [€]	1 756 €	2 107 €	3 833 €	5 483 €
Fonte de energia	gás natural	hidrogénio	energia elétrica	solar e elétrica
Consumo médio [kWh/mês]	279	279	93	114
Custo energia 2026 [€/kWh]	0,176	0,177	0,256	0,256
Período de cálculo [anos]	10	10	10	10
Evolução anual do custo	-	-3,7%	-	-
Taxa de inflação	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Taxa de juros	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Custo O&M (% do invest.)	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

5.1.2 Pressupostos

Para a presente análise económica, os seguintes pressupostos foram considerados:

- **Consumo de energia** - Para as duas caldeiras, foi considerado o mesmo consumo energético médio mensal para todo o período em análise. O valor consumo de energia foi obtido por meio da publicação "Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico" [134], que disponibiliza dados relativos ao consumo de energia nas habitações portuguesas em 2020. Assim, de acordo com a publicação, a energia consumida mensalmente em cada alojamento relativa ao aquecimento do ambiente e AQS tem um valor médio de 280 kWh. Os dados referentes ao consumo de energia são apresentados no Anexo B com maior detalhe. Relativamente aos sistemas que incluem uma bomba de calor, foi considerado que este equipamento terá um COP médio mensal equivalente a 3.

- **Custos de investimento** - Os custos de investimento são considerados apenas uma vez, isto é, tem-se como pressuposto que todos os equipamentos operam conforme o esperado

durante o período de análise (10 anos), sem avarias que requeiram a sua substituição por um novo equipamento.

- **Custos de instalação** - Não foram considerados custos de instalação para nenhuma das tecnologias.
- **Custos de O&M** - Os custos relativos à operação e manutenção de cada tecnologia durante o período de operação estabelecido foram definidos como sendo 2,5% do custo de investimento da tecnologia respetiva.
- **Taxa de inflação** - Foi aplicada uma taxa anual de inflação de 2,0% ao custo da fonte de energia, de acordo com a projeção do Banco de Portugal [158]. A taxa foi mantida constante ao longo do período em análise.
- **Taxa de juros** - Foi aplicada uma taxa anual de juros de 4,0% ao custo do investimento, de acordo com o Banco de Portugal [159]. A taxa foi mantida constante ao longo do período em análise.
- **Distribuição de** H_2V - Pressupõe que as infraestruturas do Sistema Nacional de Gás (SNG) estão aptas para transportar e distribuir H_2.
- **Disponibilidade da tecnologia *hydrogen-ready*** - Conforme mencionado na Secção 3.4 do Capítulo 3, está previsto que as tecnologias que operam a H_2 só estarão disponíveis no mercado a partir de 2025. Por este motivo, a presente análise inicia-se em 2026.
- **Custos de energia** - Dado que a análise abrange um período de 10 anos, com início em 2026, os custos energéticos são calculados para esse ano e para os subsequentes. Esta determinação é feita com base nos custos verificados em 2023, considerando a taxa de inflação e a evolução projetada do custo de produção do hidrogénio verde. Os custos anualizados encontram-se detalhados na Secção B.5 do Anexo B.
- **Sistema solar térmico** - Na solução relativa ao sistema solar térmico este é composto por um coletor solar e uma bomba de calor como sistema de apoio. Na procura de mercado, com o fim de averiguar o custo do investimento deste sistema, apenas se consideraram coletores solares com função de AQS, por serem os mais utilizados. Assim, tem-se como pressuposto que as necessidades de aquecimento do ambiente são inteiramente asseguradas pela bomba de calor. Relativamente ao consumo energético de AQS, tem-se como pressuposto que a fração solar é 50%, de acordo com o valor mínimo recomendado expresso na Portaria nº 138-I/2021 [160], logo, 50% do consumo é assegurado pelo coletor solar, sem custos de eletricidade, e o restante é assegurado pela bomba de calor, com custos de eletricidade. O consumo energético médio mensal relativo ao sistema coletor solar + bomba de calor é, deste modo, 114 kWh. Este valor foi obtido com base nos valores da Tabela B.6 do Anexo B.

5.1.3 Resultados

Os resultados da análise estão apresentados na Tabela 5.3. Uma vez que a taxa de juros é aplicada apenas sobre o custo de investimento, a diferença entre o valor do custo total com juros e do custo total sem juros é, na prática, a diferença entre o valor futuro do custo do investimento e o valor presente do custo do investimento.

Tabela 5.3: *Outputs* do modelo da análise comparativa ao fim de 10 anos

Equipamento	Caldeira a GN	Caldeira H_2-ready	Bomba de calor	CS + BC
Custo total s/juros	8 238 €	7 292 €	7 054 €	9 463 €
Custo futuro do invest.	1 167 €	1 401 €	2 548 €	3 645 €
Custo total c/ juros	7 649 €	6 586 €	5 769 €	7 625 €
Diferença c/juros - s/juros	- 589 €	- 706 €	- 1 285 €	- 1 838 €

O maior valor da diferença verifica-se, assim, para a solução que requer maior investimento. Neste caso, essa solução é a do sistema solar térmico, que implica investir em dois equipamentos distintos: o coletor solar e a bomba de calor.

5.1.4 Análise de Resultados

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que a solução mais económica para aquecimento de ambiente e AQS durante um período de 10 anos é a bomba de calor. Surpreendentemente, o sistema a hidrogénio verde torna-se mais económico que o sistema a gás natural a partir do ano 5. No entanto, é importante interpretar este resultado com criticidade e prudência.

A principal razão para este resultado aparentemente favorável pode residir na subestimação do custo do hidrogénio verde utilizado na análise. Diferentemente dos custos do gás natural e da eletricidade, que são globais, o custo do hidrogénio inclui apenas o custo de produção e não abrange os custos relacionados com a utilização das redes, armazenamento e comercialização. Outro fator que pode justificar este resultado é a projeção excessivamente otimista da evolução do custo de produção do hidrogénio verde. Pode acontecer que os preços das tecnologias, como os eletrolisadores, que são um dos principais *drivers* do custo de produção do H_2V, não diminuam tão rapidamente como assumido na literatura. É importante referir também que, na solução a hidrogénio, não estão contemplados os custos associados à adaptação da caldeira que opera a gás natural para operar a hidrogénio, incluindo o custo do *kit* de adaptação.

A Figura 5.1 apresenta uma análise realizada sobre o custo das quatro soluções para aquecimento avaliadas. Constata-se que os custos de O&M são desprezáveis em comparação com os restantes. Evidentemente, o impacto do custo do investimento no custo final depende do período de operação do equipamento.

A análise realizada permite concluir que a utilização de hidrogénio verde em contexto doméstico não é tão exigente em termos financeiros como se poderia inicialmente supor. Na Figura 5.2, é

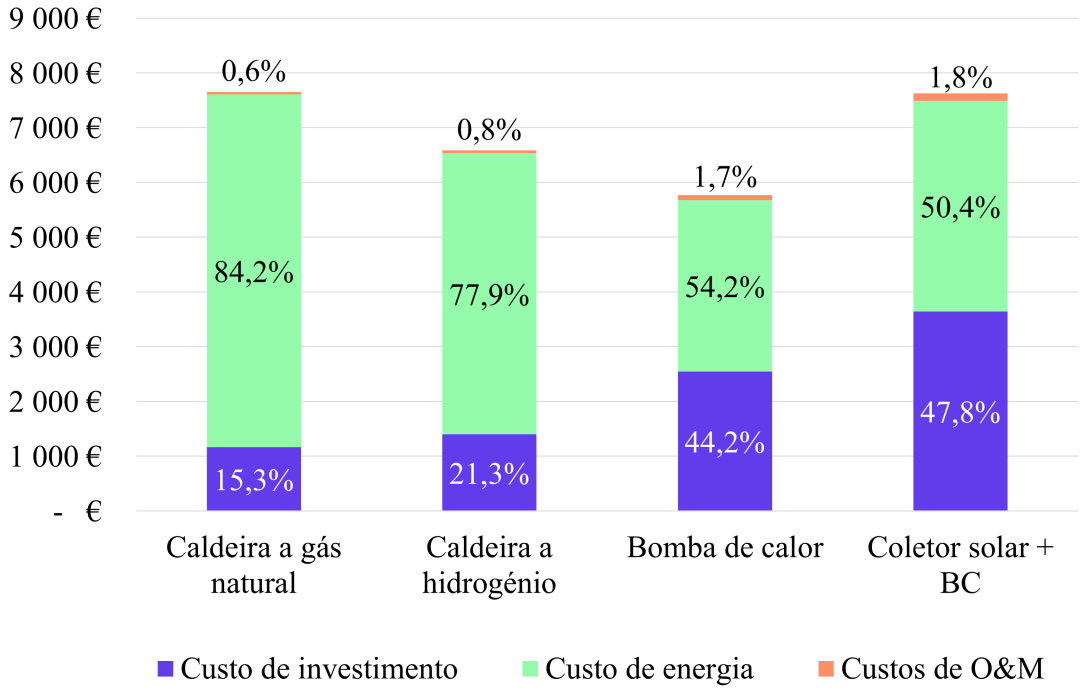


Figura 5.1: Componentes do custo das quatro soluções para aquecimento.

apresentado o custo de cada solução ao longo dos 10 anos, englobando tanto o custo de investimento como o custo da energia. Verifica-se que a solução a gás natural é a mais económica até ao final do quarto ano. A partir desse ponto, isto é, a partir de 2031, a solução a hidrogénio torna-se a opção mais económica. Observa-se que, a partir de meados do ano 4, o sistema da bomba de calor torna-se o sistema com o custo mais baixo.

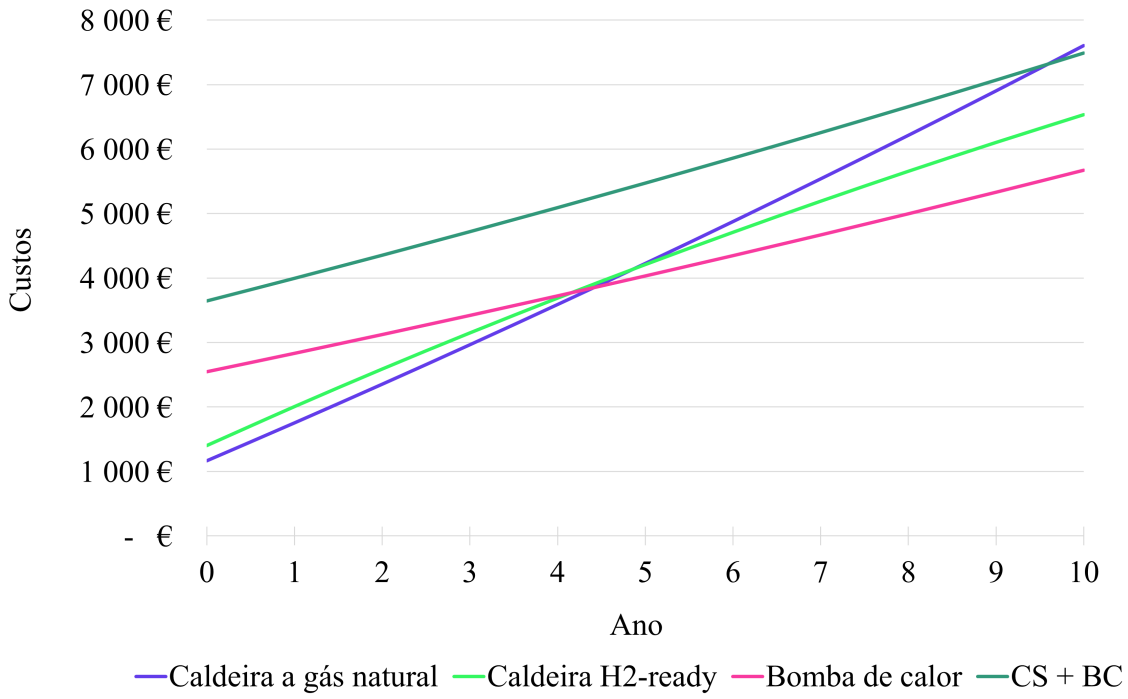


Figura 5.2: Competitividade das soluções para aquecimento doméstico.

Adicionalmente, foi realizada uma análise de resultados adicional, com o objetivo de estimar o valor mínimo do *COP* da bomba de calor que a torna uma solução competitiva face às caldeiras, em termos de custos de energia consumida. Para isso, determinou-se o custo de energia ao fim dos 10 anos que o sistema da bomba de calor deve ter, de forma ao custo total a igualar o custo total dos sistemas da caldeira a gás natural e da caldeira a hidrogénio. Assim, para que ao fim de 10 anos o custo do sistema da bomba de calor seja igual ao custo do sistema a gás natural, o custo de eletricidade deve ser 6 437 €, e para que seja igual ao custo do sistema a hidrogénio, o custo de eletricidade deve ser 3 942 €.

A Figura 5.3 apresenta a evolução do custo total da eletricidade em função do consumo médio por alojamento. Verifica-se que para o custo total do sistema da bomba de calor igualar o da caldeira a gás natural, o consumo médio deve ser no máximo cerca de 192 kWh/mês e para igualar o sistema da caldeira *hydrogen-ready*, deve ser cerca de 117 kWh/mês.

Sabendo que a energia consumida das caldeiras é 279 kWh/mês e considerando uma eficiência de 95% (valor habitual para este tipo de equipamentos), a energia útil destas é cerca de 265 kWh/mês. Deste modo, é possível estimar que a bomba de calor será competitiva, em termos económicos, com a solução a gás natural se tiver um *COP* médio de 1,4 e com a solução a hidrogénio verde se tiver um *COP* médio de 2,3.

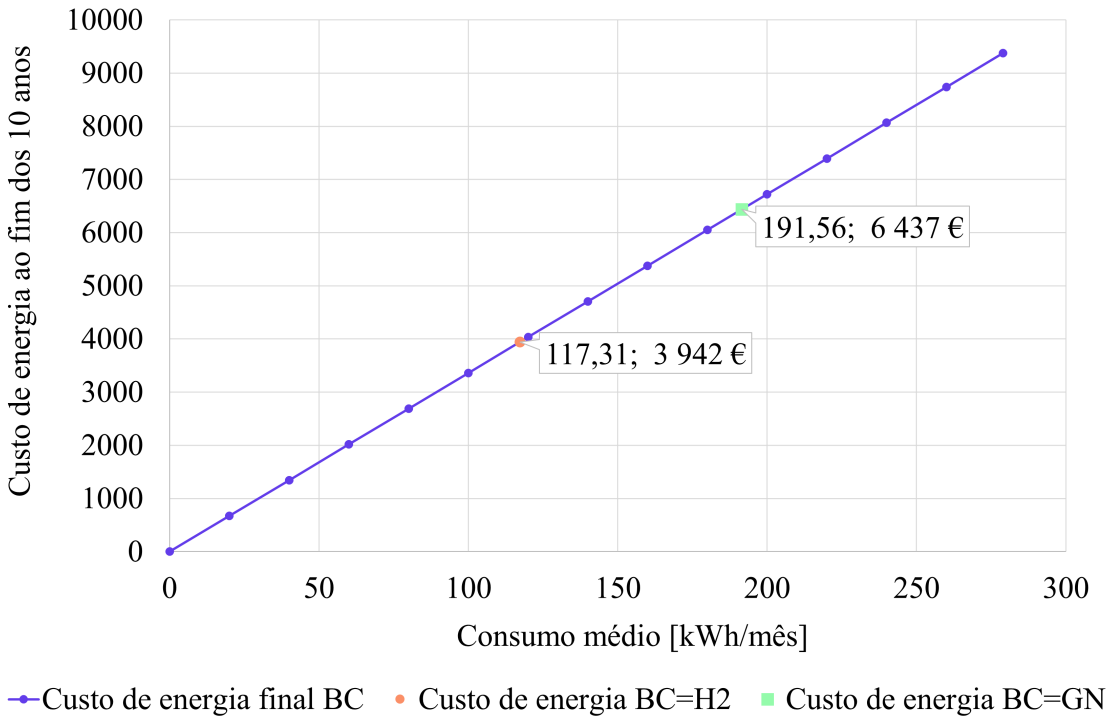


Figura 5.3: Custo de eletricidade do sistema da bomba de calor em função do consumo médio.

5.2 Análise da Descontinuidade do Sistema de Gás

A análise apresentada nesta secção foi realizada no âmbito do estágio na empresa Portgás, que proporcionou este trabalho. Embora, aparentemente, não esteja enquadrada com o restante trabalho, considera-se pertinente apresentá-la, uma vez que o futuro do hidrogénio verde em Portugal depende do futuro do sistema de distribuição de gás.

O Sistema Nacional de Gás (SNG) é constituído por duas redes: a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) e a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) [161]. A presente análise tem como objetivo estudar o impacto da evolução da procura de gás natural até 2050 prevista em documentos oficiais de referência para o desenvolvimento do sistema energético português na tarifa de utilização da RNDG, considerando como pressuposto a interrupção de investimento sobre os ativos. Três cenários de evolução da procura de gás são analisados.

5.2.1 Tarifa de Gás Natural

A tarifa de gás natural é regulada pela ERSE e é composta por três componentes: tarifas de acesso às redes, energia e comercialização, e IVA e taxas, sendo que os valores da tarifa respetivos à componente da energia e comercialização diferem entre o mercado regulado e o mercado liberalizado [162].

A Tarifa de Acesso às Redes é fixada pela ERSE para todos os consumidores e diz respeito ao custo das infraestruturas (de transporte e distribuição) e dos serviços de exploração associados. Esta tarifa resulta da soma das seguintes sub-tarifas:

- Tarifa de Uso Global do Sistema
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Nesta Secção, irá ser analisada a componente da tarifa respetiva apenas à distribuição de gás natural, atividade em que a Portgás se enquadra. Esta tarifa é calculada divindindo os proveitos permitidos dos Operadores da Rede de Distribuição (ORDs) pela energia veiculada anualmente na RNDG. Note-se que a componente de distribuição está diretamente relacionada com as componentes de aquisição, transporte e armazenamento de gás natural, sendo o volume anual distribuído dependente destas componentes. Porém, para efeitos de simplificação, nesta análise irá apenas ser contabilizado o volume de gás distribuído. As restantes componentes assumem-se constantes e equivalentes ao estabelecido na publicação "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o Ano Gás 2023-2024 das Empresas Reguladas do Setor do Gás" [163].

A Tarifa de Uso de Rede de Distribuição é única, isto é, o valor a pagar por ela é igual para todos os consumidores e é determinado em função de todos os ORDs. Por este motivo, nesta análise, é utilizada informação relativa aos ORDs, de acordo com [163]. Contudo, os proveitos permitidos de cada ORD diferem, uma vez que o valor dos seus ativos e custos de exploração variam. Assim, anualmente, são realizados ajustes para cada ORD (positivos ou negativos) relativamente aos proveitos permitidos estabelecidos pela ERSE, tendo em conta os proveitos faturados no ano anterior. Por questões de simplicação, esta análise não contempla a realização de ajustes.

Os proveitos permitidos são calculados em função dos custos aceites e do custo do capital de cada ORD. Para todos os onze ORDs, com exceção da Portgás, estes dados foram obtidos de [163]. Já os dados respetivos à Portgás foram obtidos internamente, pelo que são mais exatos.

5.2.2 Cenários Analisados

Na presente análise, são considerados três cenários a longo prazo. Estes cenários têm como objetivo retratar três diferentes trajetórias da procura de gás natural por parte dos clientes da Portgás até 2050. Os cenários foram delineados com base em dois documentos de referência para a evolução do sistema energético nacional: o "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023-2040" (RMSA-G-2022) [161] e o "Roteiro Para a Neutralidade Carbónica 2050" (RNC2050) [139]. Assim, estabeleceu-se que até 2040 os cenários evoluiriam conforme com o RMSA-G-2022, e entre 2040 e 2050 evoluiriam conforme o RNC2050.

Os cenários são definidos da seguinte forma:

- **Cenário Superior Ambição**: até 2040, segue a evolução da procura de gás natural estabelecida no cenário homónimo do RMSA-G-2022. Após 2040, evolui da mesma forma que a tendência estabelecida até esse ano, uma vez que o RNC2050 não apresenta os resultados relativos ao cenário Fora de Pista (cenário do RNC2050 que considera maior consumo de gás).
- **Cenário Central Ambição**: até 2040, segue a evolução da procura de gás natural estabelecida no cenário homónimo do RMSA-G-2022. Após 2040 segue a evolução estabelecida no cenário Pelotão do RNC2050.
- **Cenário Inferior Conservador**: até 2040, segue a evolução da procura de gás natural estabelecida no cenário homónimo do RMSA-G-2022. Após 2040 segue a evolução estabelecida no cenário Camisola Amarela do RNC2050.

A evolução da procura de gás natural considerada em cada cenário é apresentada na Tabela 5.4. Os valores foram determinados com base nos dados apresentados na Secção C.1 do Anexo C.

Tabela 5.4: Taxas de variação da procura de gás natural consideradas em cada cenário

Cenário	2024	2025	2027	2030	2035	2040	2050
Superior Ambição	-	7,28%	3,37%	2,90%	0,70%	0,00%	0,00%
Central Ambição	-	5,34%	1,98%	1,94%	-0,76%	-3,07%	-40,62%
Inferior Conservador	-	2,19%	1,27%	0,84%	-2,07%	-2,97%	-51,85%

É importante salientar que os decréscimos na procura entre 2040 e 2050, considerados no Cenário Central Ambição e no Cenário Inferior Conservador, são significativamente mais acentuados em comparação com a evolução prevista nos anos anteriores. Esta diferença deve-se ao facto de estes valores terem sido definidos de acordo com o RNC2050, que prevê evoluções mais abruptas do que as contempladas no RMSA-G-2022. Contudo, apesar desta diferença notória, considerou-se pertinente para a presente análise considerar como referência para o período posterior a 2040 a evolução a longo prazo definifida pelo XXIII Governo Português no RNC2050, uma vez que o RMSA-G-2022 não apresenta dados para esse período.

A evolução do consumo de gás natural considerada em cada cenário respetivo a todos os ORDs encontra-se representada graficamente na Figura 5.4.

Optou-se por não se considerar na análise o Cenário Central Conservador do RMSA-G-2022, uma vez que é semelhante ao Cenário Central Ambição (a evolução da procura de gás natural no setor industrial é igual nos dois cenários), pelo que não traria nada de novo à análise global.

5.2.3 Modelo de Cálculo

O modelo de cálculo utilizado foi desenvolvido com o propósito de determinar a evolução do valor médio da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição até 2050, sem ajustes, considerando que

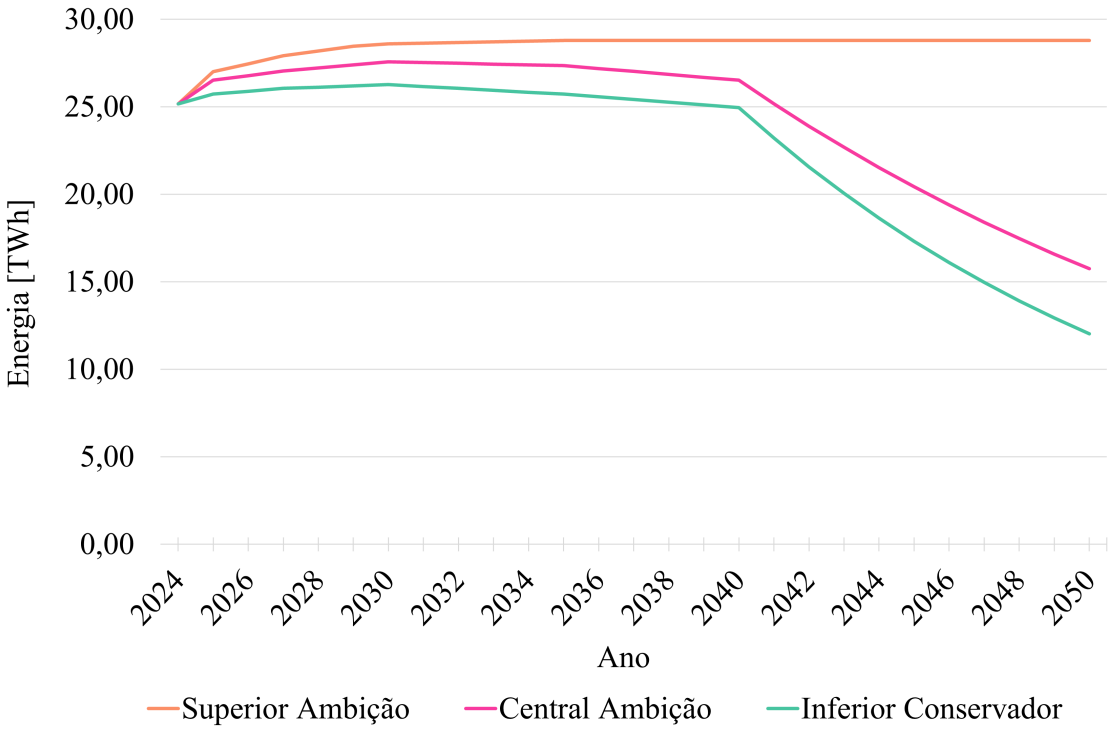


Figura 5.4: Evolução global da procura de gás natural em cada cenário.

mais nenhum investimento é realizado sobre os ativos da Portgás e dos restantes ORDs, para cada cenário de evolução da procura de gás natural. O valor desta tarifa é obtido dividindo os proveitos permitidos aos ORDs pela energia distribuída nas suas redes. As variáveis utilizadas no modelo de cálculo são as seguintes:

RAB Base de ativos regulados (valor atualizado líquido dos ativos)

RoR Taxa de remuneração estabelecida pela ERSE para o ano 2024

RA Remuneração do ativo, calculada através do produto do *RAB* pelo *RoR*

AE Amortização do exercício, isto é, a amortização anual

CC Custo do capital, calculado através da soma da RA e da AE

Custos Aceites Custos de O&M relativos à exploração das redes de distribuição

Proveito Permitido Proveito a recuperar pelos ORDs definido anualmente pela ERSE

Energia da RNDG Valor global da energia que é distribuída anualmente nas redes

Deste modo, a evolução do *RAB* é igual nos três cenários, uma vez que o pressuposto de que não são realizados novos investimentos é comum a todos. As variáveis que são alteradas são a energia veiculada de cada ORD e, consequentemente, os custos aceites, que dependem diretamente do número de clientes/operações do ORD. Por este motivo, a evolução dos custos aceites dos ORDs

seguirá uma tendência semelhante à tendência da energia distribuída, em cada cenário. A evolução dos custos aceites dos ORDS é apresentada na Figura 5.5.

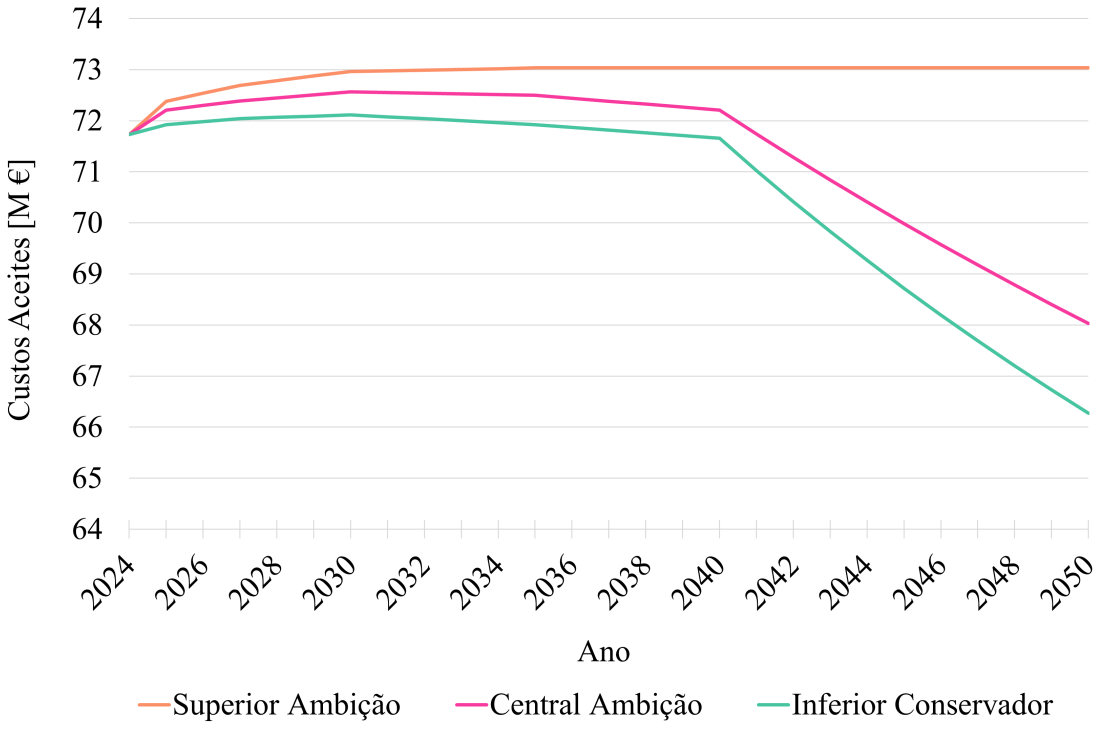


Figura 5.5: Evolução dos custos aceites dos ORDs em cada cenário.

5.2.4 Pressupostos

Para a presente análise económica, foram considerados pressupostos que se destacam de seguida:

- **Pressuposto base** - Para os três cenários tem-se como pressuposto que a partir de 2024, inclusive, não é realizado mais nenhum investimento nas infraestruturas dos onze ORDs. Deste modo, a evolução do valor do *RAB* é igual para todos cenários e, consequentemente, a evolução dos valores de todas variáveis que são determinadas em função deste até ao custo do capital, inclusive, também não se alteram entre cenários.

- **Setores considerados para o consumo** - Os dados obtidos através do RMSA-G-2022 e do RNC2050 para a procura anual de gás natural dizem respeito apenas aos setores residencial, terciário e industrial. Os consumos do setor da cogeração e do mercado de eletricidade foram excluídos, uma vez que não se enquadram na atividade de distribuição.

- **Custos Aceites** - Os custos aceites são estabelecidos em função dos custos das seguintes atividades: serviços comerciais, administração, segurança e exploração da rede de distribuição (O&M). O custo da atividade de O&M representa cerca de 25% dos custos aceites e varia mais ou menos proporcionalmente em relação ao número de clientes da Portgás. Os

restantes 75% dos custos aceites são considerados inelásticos, isto é, em caso de variação do volume de gás distribuído anualmente, 75% dos custos aceites mantém-se inalterado.

- **Ativos incluídos no *RAB*** - Os contadores de gás natural não estão incluídos nos ativos líquidos da Portgás.
- **Amortização do Exercício** - O valor da amortização do exercício respetivo a cada ORD é mantido constante até ao *RAB* ser nulo.
- **Ausência de informação** - Nos intervalos temporais em que não há dados disponíveis referentes à evolução da procura de gás, foi assumida uma evolução linear.

5.2.5 Resultados

A Tabela 5.5, a Tabela 5.6 e a Tabela 5.7 apresentam resumidamente os dados globais utilizados no Cenário Superior Ambição, no Cenário Central Ambição e no Cenário Inferior Conservador, respetivamente, assim como os valores obtidos do proveito permitido e da tarifa média. Na Secção C.2 do Anexo C estão apresentados os dados de cada cenário com mais detalhe.

Tabela 5.5: Dados resumidos do Cenário Superior Ambição

Ano	2024	2025	2030	2040	2050
RAB	1 610 M€	1 540 M€	1 194 M€	567 M€	44 M€
RoR	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
RA	92 M€	91 M€	71 M€	34 M€	3 M€
AE	69 M€	69 M€	69 M€	56 M€	33 M€
CC	162 M€	160 M€	140 M€	91 M€	36 M€
Custos aceites	72 M€	72 M€	73 M€	73 M€	73 M€
Proveito permitido	234 M€	232 M€	213 M€	164 M€	109 M€
Energia veiculada [TWh]	25,2	27,0	28,6	28,8	28,8
Tarifa média [€/MWh]	9,28	8,60	7,45	5,69	3,80

Tabela 5.6: Dados resumidos do Cenário Central Ambição

Ano	2024	2025	2030	2040	2050
RAB	1 610 M€	1 540 M€	1 194 M€	567 M€	44 M€
RoR	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
RA	92 M€	91 M€	71 M€	34 M€	3 M€
AE	69 M€	69 M€	69 M€	56 M€	33 M€
CC	162 M€	160 M€	140 M€	91 M€	36 M€
Custos aceites	72 M€	72 M€	73 M€	72 M€	68 M€
Proveito permitido	234 M€	232 M€	213 M€	163 M€	104 M€
Energia veiculada [TWh]	25,2	26,5	27,6	26,5	15,4
Tarifa média [€/MWh]	9,28	8,75	7,71	6,14	6,63

A Figura 5.6 resume os resultados das tabelas anteriores, apresentando graficamente a evolução expectável da tarifa média de uso da rede de distribuição para cada cenário.

Tabela 5.7: Dados resumidos do Cenário Inferior Conservador

Ano	2024	2025	2030	2040	2050
RAB	1 610 M€	1 540 M€	1 194 M€	567 M€	44 M€
RoR	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
RA	92 M€	91 M€	71 M€	34 M€	3 M€
AE	69 M€	69 M€	69 M€	56 M€	33 M€
CC	162 M€	160 M€	140 M€	91 M€	36 M€
Custos aceites	72 M€	72 M€	72 M€	72 M€	66 M€
Proveito permitido	234 M€	232 M€	212 M€	162 M€	103 M€
Energia veiculada [TWh]	25,2	25,7	26,3	25,0	12,0
Tarifa média [€/MWh]	9,28	9,01	8,07	6,50	8,54

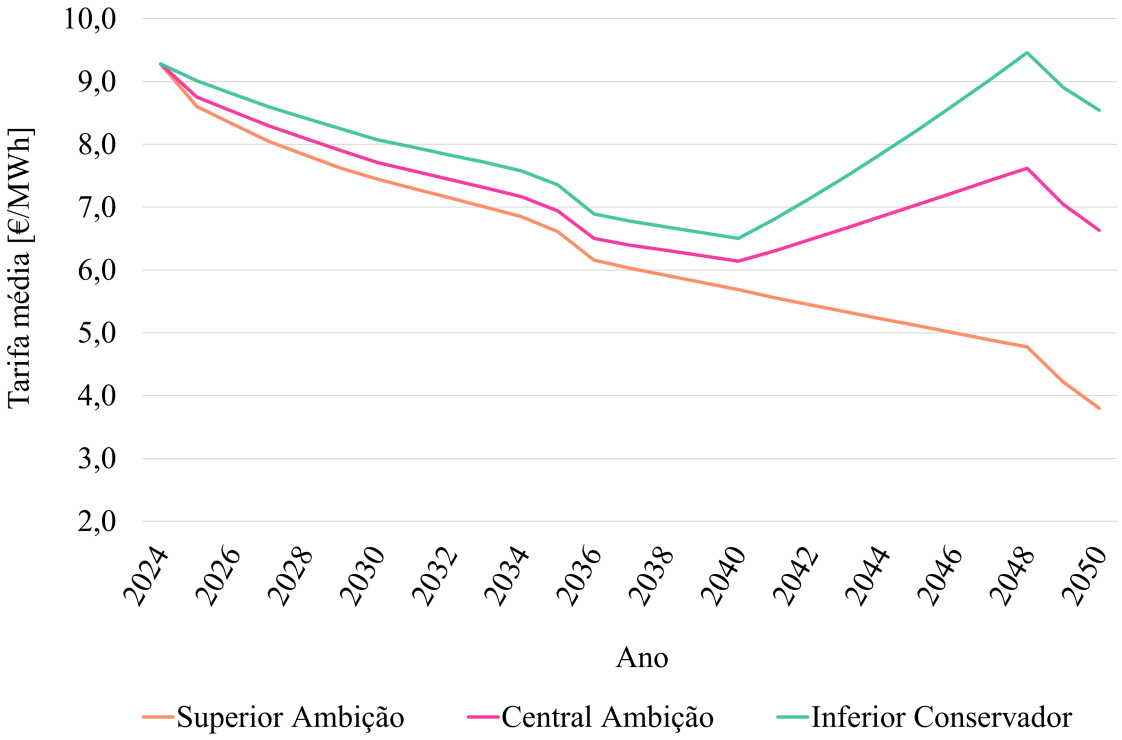


Figura 5.6: Evolução da tarifa média em €/MWh em cada cenário.

5.2.6 Análise dos Resultados

Analisando a evolução do valor da tarifa até 2050 em cada cenário, no Cenário Superior Ambição verifica-se uma tendência decrescente e nos cenários Central Ambição e Inferior Conservador verifica-se que uma tendência inicialmente decrescente, a partir de 2040 a tarifa aumenta e em 2048 decresce até ao fim da análise. A evolução da tarifa em cada cenário reflete, de forma contrária, a evolução da procura de gás, isto é, quando se prevê nos primeiros anos da análise uma evolução positiva da procura de gás, a tarifa tende a decrescer, contudo, nos cenários Central Ambição e Inferior Conservador, que consideram a partir de 2040 um decréscimo acentuado da procura de gás, a tarifa sobe notoriamente. A redução no valor da tarifa a partir de 2048 nestes

dois cenários acontece devido ao valor das amortizações do exercício, não sendo consequência direta da evolução da energia veiculada.

Por outro lado, efetuando uma comparação entre cenários, é possível observar que no cenário de menor consumo de gás (Inferior Conservador), o valor da tarifa é superior ao valor nos restantes cenários, que apresentam maior volume de energia veiculada. Isto quer dizer que quanto menor for o consumo de gás previsto, maior é o valor da tarifa (ver Equação 5.1). Comparando os cenários extremos (Superior Ambição e Inferior Conservador), no Cenário Superior Ambição, mais otimista, que prevê um aumento de 14% na procura de gás natural entre 2024 e 2050, a tarifa diminui 59%. Por outro lado, no Cenário Inferior Conservador, mais pessimista, que prevê uma diminuição de 52% na procura de gás natural no mesmo período, a tarifa diminui apenas 8% entre 2024 e 2050.

$$Tarifa = \frac{Proveito\ permitido}{Energia} = \frac{Custo\ do\ capital\ +\ Custos\ aceites}{Energia} \tag{5.1}$$

É importante referir que, embora o pressuposto sobre deixar de se investir na rede até 2050 esteja alinhado com o RMSA-G-2022 e o RNC2050, este não reflete a realidade. A estratégia nacional de descarbonização visa a introdução de gases de origem renovável nas redes de distribuição, nomeadamente, biometano e hidrogénio verde. A incorporação destes gases, principalmente de H_2V, requer investimentos na infraestrutura com o intuito de adaptá-la às exigências dos novos gases.

5.2.7 Depreciação dos Ativos da Portgás

Dada a disponibilidade do valor dos ativos líquidos da Portgás, foi realizada uma análise adicional para determinar a data de depreciação completa desses ativos.

Os valores considerados nesta análise diferem dos valores considerados na análise anterior. Na análise anterior, foi assumido que os ativos estariam totalmente depreciados até ao final da concessão da Portgás, em 2049, o que implica uma taxa de depreciação mais elevada do que a taxa de depreciação real, para fins de simplificação. Na presente análise, são considerados os valores reais de depreciação.

Deste modo, constata-se que os ativos da Portgás estarão totalmente depreciados em 2070, conforme ilustrado na Figura 5.7. O valor contabilístico observado nesse ano diz respeito aos terrenos da empresa, uma vez que estes, contabilisticamente, não sofrem depreciação.

Tal como na análise da descontinuidade do sistema, tem-se como pressuposto que não são realizados mais investimentos e nos intervalos de tempo em que não há informação foi assumida uma evolução linear. Os dados em que se baseia a Figura 5.7 são dados internos da Portgás e estão apresentados na Secção C.3 do Anexo C.

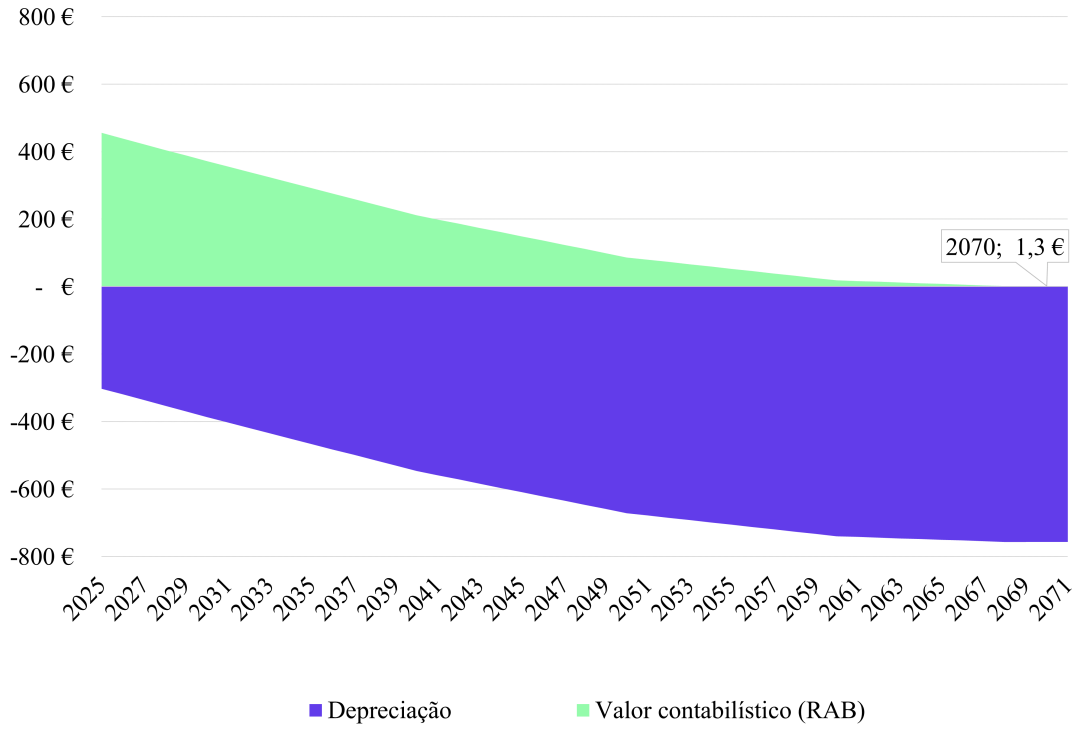


Figura 5.7: Depreciação dos ativos da Portgás ao longo do tempo.

Este resultado é útil na medida em que revela que a rede de distribuição de gás natural operada pela Portgás deixa de ter encargos financeiros em 2070, embora continue a ser um ativo com valor económico para a atividade de distribuição de gás. Deste modo, é essencial considerar este período de depreciação ao tomar decisões estratégicas relativas à descarbonização do consumo de energia em Portugal.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Neste último capítulo, são apresentadas as principais conclusões decorrentes da investigação realizada, as suas limitações, bem como as respostas às questões formuladas na Secção 1.4 do Capítulo 1. Por último, são propostos temas de estudo que não foram abordados, considerados pertinentes para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Atualmente, apesar de a produção de hidrogénio ser maioritariamente realizada com recurso a combustíveis fósseis, devido ao baixo custo destes e à maturidade tecnológica avançada dos processos, grandes investimentos estão a ser realizados no sentido de desenvolver e melhorar tecnologias de produção de hidrogénio renovável, no qual o hidrogénio verde está incluído. As medidas divulgadas pela Comissão Europeia e por diversos países indicam que o hidrogénio verde desempenhará um papel importante na transição energética, com destaque para o setor da indústria, substituindo o hidrogénio de origem fóssil, e em novas aplicações no setor do transporte, nomeadamente no transporte de longa distância.

No âmbito da aplicação de hidrogénio verde no setor doméstico, concluiu-se que, embora esta não integre as medidas prioritárias da Europa para o futuro do vetor energético, o consumo de H_2V em ambiente doméstico está a ser explorado em vários projetos independentes a nível mundial. Tecnologias domésticas como caldeiras e fogões a hidrogénio estão em desenvolvimento, prevendo-se a sua comercialização a partir de 2025.

Algumas destas caldeiras já estão em fase de demonstração em habitações, no contexto de projetos pioneiros no consumo doméstico de hidrogénio verde, como o projeto *Stad Aardgasvrij*, que foi analisado no Capítulo 4 desta dissertação. Este projeto, iniciado pelos habitantes de Stad aan't Haringvliet, planeia a substituição de gás natural por uma alternativa sustentável, tendo demonstrado que o hidrogénio verde é uma das soluções viáveis para a descarbonização do consumo doméstico

de energia, tanto técnica como economicamente. Com base no conhecimento adquirido no projeto, avaliou-se a viabilidade de uma iniciativa semelhante em Portugal. Tendo em consideração a disponibilidade de fontes renováveis de energia em Portugal, a possibilidade de conversão da infraestrutura de distribuição de gás para hidrogénio e os projetos nacionais de produção de H_2V em desenvolvimento, concluiu-se que há potencial para a realização de um projeto de consumo doméstico de hidrogénio verde. No entanto, reconhecem-se as limitações do estudo em causa e a necessidade de uma análise mais especializada para obter resultados conclusivos.

Finalmente, realizaram-se duas análises económicas: uma respetiva ao consumo doméstico de hidrogénio verde e outra respetiva à atividade de distribuição de gás natural, referente à empresa que possibilitou o estudo. Na primeira análise, compararam-se quatro sistemas domésticos de aquecimento: caldeira a gás, caldeira *hydrogen-ready*, bomba de calor e sistema solar térmico auxiliado por bomba de calor. Considerando o custo de investimento de cada equipamento, o custo de O&M e o custo da energia ao longo do período de operação (2026-2035), incluindo uma taxa de inflação de 2% e uma taxa de juros de 4%, conclui-se que a bomba de calor é a tecnologia mais económica e que, a partir de 2031, o sistema a hidrogénio verde será mais económico que o sistema a gás natural. Esta análise, complementarmente ao estudo das tecnologias domésticas de hidrogénio verde, possibilita responder à primeira questão formulada nos objetivos do trabalho:

1. *As tecnologias domésticas de consumo de hidrogénio verde tornar-se-ão competitivas, tanto técnica como economicamente? Se sim, quando?*

Tecnicamente, as tecnologias a hidrogénio serão competitivas. A diferença entre estas tecnologias e as que operam a gás natural reside apenas em adaptações de componentes individuais, devido às características químicas e físicas do hidrogénio, sendo que o modo de operação e a configuração geral dos componentes se mantêm. Ainda que as tecnologias a hidrogénio não estejam no mercado, fabricantes de diversos países, não só garantem a sua comercialização a partir de 2025, como também garantem que, quando produzidos em massa, os equipamentos a hidrogénio terão um custo equivalente ao custo dos equipamentos a gás natural. Economicamente, considerando os pressupostos da análise, nomeadamente, a evolução do custo de produção do hidrogénio verde e a sua disponibilidade para os consumidores, concluiu-se que o consumo doméstico de H_2V será competivivo com o consumo de gás natural a partir de 2031. Contudo, reconhece-se que a análise apresenta algumas limitações, pois considera para os custos do gás natural e da eletricidade o preço médio destes e para o custo do H_2V apenas o seu custo de produção. Os custos do uso da rede de distribuição não foram incluídos no custo do hidrogénio verde, porque se considerou que se iria dar utilidade a uma infraestrutura que de outra forma ficaria obsoleta, logo seria desperdiçada por falta de opção de utilização, não acarretando impactes associados à sua utilização, embora existam ainda valores marginais e custos de exploração que terão de ser suportados. De momento, uma análise mais realista é díficil de concretizar, uma vez que não foram disponibilizadas prospeções de custos do hidrogénio verde relativos às componentes de utilização do sistema nacional de gás, nomeadamente, armazenamento, transporte e distribuição. Além disso, em Portugal, a distribuição

exclusiva de hidrogénio verde nas redes não está prevista antes de 2040.

A segunda análise focou-se na descontinuidade do sistema de gás natural, na qual se estudou a evolução da tarifa do sistema de distribuição de gás natural até 2050. O proveito unitário dos operadores da rede de distribuição de gás por unidade de gás distribuída, isto é, a tarifa de distribuição, foi calculado para três cenários de evolução da procura de gás natural até 2050, baseados no RMSA-G-2022 e no RNC2050. Pressupondo que não haveria novos investimentos na infraestrutura, os resultados revelaram que para o Cenário Superior Ambição, que não considera diminuição do consumo de gás natural, a tarifa evolui sempre de forma decrescente, atingindo o valor de 3,80€/MWh em 2050. Relativamente aos cenários Central Ambição e Inferior Conservador, que prevêm uma diminuição acentuada do consumo de gás a partir de 2040, em 2050 a tarifa apresenta o valor 6,63€/MWh e 8,54€/MWh, respetivamente. Esta análise permite responder à segunda questão formulada:

2. *De que forma a evolução da procura de gás natural impactará a tarifa de uso da rede nacional de distribuição de gás?*

O impacto da evolução da procura de gás natural na tarifa de distribuição irá depender do cenário de evolução que se verificar. No caso do cenário de maior consumo, o Cenário Superior Ambição, o valor da tarifa irá descrescer continuamente até 2050. Contudo, por este cenário considerar uma tendência inicialmente crescente da procura de gás natural nos setores analisados, contrária ao que já se verifica atualmente, é considerado o cenário menos realista. No que diz respeito aos restantes dois cenários, onde se verificam tendências decrescentes no consumo de gás, principalmente após 2040, o valor da tarifa decresce inicialmente e aumenta de forma significativa quando o abandono do gás natural é mais acentuado. No cenário de menor consumo (Cenário Inferior Conservador), a tarifa chega a atingir valores mais elevados que o valor inicial em 2024.

Em conclusão, apesar dos desafios enfrentados ao longo do trabalho, principalmente devido à disponibilidade de informação sobre um tema tão recente como este e cujas tecnologias ainda não se encontram completamente desenvolvidas e validadas, o objetivo do trabalho, que era estudar potenciais aplicações de hidrogénio verde, com foco no setor doméstico, foi alcançado. Espera-se que este trabalho contribua para a sensibilização sobre a importância do hidrogénio verde na transição energética e inspire futuros estudos sobre o potencial do hidrogénio verde para consumo doméstico.

6.2 Trabalho Futuro

Po último, são feitas recomendações para trabalhos futuros, consideradas relevantes para a continuação do estudo do tema desta dissertação e para aprofundar o trabalho desenvolvido, nomeadamente:

- Estudar com maior detalhe a viabilidade de substituir gás natural por hidrogénio verde, em diferentes localidades com tipologias e características mensuráveis.
- Incluir na análise de sensibilidade das tecnologias domésticas o custo total do hidrogénio verde, englobando as componentes de uso do sistema nacional de gás, quando estas forem conhecidas.
- Estudar com mais detalhe o hidrogénio branco e analisar o seu potencial económico.

Bibliografia

[1] *Emissions – Global Energy & CO2 Status Report 2019 – Analysis*. IEA. URL: https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/emissions (acedido em 19/03/2024).

[2] *Europe – Countries & Regions*. IEA. URL: https://www.iea.org/regions/europe/emissions (acedido em 29/02/2024).

[3] European Comission. *A Clean Planet for All - A European Strategic Long-Term Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy*. 2018. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52018DC0773 (acedido em 29/02/2024).

[4] Secretaria-Geral do Ministério do Ambiente e Ação Climática. *Crise Energética 2021: Principais Causas e Os Desafios Para a União Europeia*. Dez. de 2021.

[5] *REPowerEU*. 18 de mai. de 2022. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en (acedido em 04/04/2024).

[6] IEA (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA, set. de 2023. URL: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023.

[7] Matias Garcia G. e Sebastian Oliva H. "Technical, Economic, and CO2 Emissions Assessment of Green Hydrogen Production from Solar/Wind Energy: The Case of Chile". Em: *Energy* 278 (set. de 2023), p. 127981. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127981. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544223013750 (acedido em 26/04/2024).

[8] *Renewables 2023 - Energy System*. IEA. URL: https://www.iea.org/energy-system/renewables (acedido em 20/03/2024).

[9] *Quem Somos | Portgás*. Portgás Website. 2023. URL: https://www.portgas.pt/quem-somos/ (acedido em 19/06/2024).

[10] Portgás. *Área de Concessão | Quem Somos | Portgás*. Portgás Website. URL: https://www.portgas.pt/quem-somos/area-de-concessao/ (acedido em 20/02/2024).

[11] *Estratégia da Portgás para a descarbonização | Portgás*. Portgás Website. URL: https://www.portgas.pt/particulares/apoio/perguntas-frequentes/qual-a-estrategia-da-portgas-para-a-descarbonizacao/ (acedido em 21/07/2024).

[12] Méziane Boudellal. *Power-to-Gas: Renewable Hydrogen Economy for the Energy Transition*. Second edition. De Gruyter Textbook. Berlin: De Gruyter, 2023. 249 pp. ISBN: 978-3-11-078180-9.

[13] Furat Dawood, Martin Anda e G.M. Shafiullah. "Hydrogen Production for Energy: An Overview". Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.7 (fev. de 2020), pp. 3847–3869. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319919345926 (acedido em 20/02/2024).

[14] R. D. McCarty, J. Hord e H. M. Roder. *Selected Properties of Hydrogen (Engineering Design Data)*. Boulder, Colorado: National Bureau of Standards, 1981. 523 pp.

[15] *Fuels - Higher and Lower Calorific Values*. URL: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html (acedido em 05/04/2024).

[16] European Parliamentary Research Service. *EU Rules for Renewable Hydrogen*. Parlamento Europeu, abr. de 2023.

[17] Jose M. Marín Arcos e Diogo M. F. Santos. "The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production". Em: *Gases* 3.1 (3 de fev. de 2023), pp. 25–46. ISSN: 2673-5628. DOI: 10.3390/gases3010002. URL: https://www.mdpi.com/2673-5628/3/1/2 (acedido em 20/02/2024).

[18] Bidattul Syirat Zainal et al. "Recent Advancement and Assessment of Green Hydrogen Production Technologies". Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189 (jan. de 2024), p. 113941. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113941. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032123007992 (acedido em 20/02/2024).

[19] A. Ajanovic, M. Sayer e R. Haas. "The Economics and the Environmental Benignity of Different Colors of Hydrogen". Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 47.57 (jul. de 2022), pp. 24136–24154. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.02.094. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319922007066 (acedido em 13/02/2024).

[20] Jimena Incer-Valverde et al. ""Colors" of Hydrogen: Definitions and Carbon Intensity". Em: *Energy Conversion and Management* 291 (set. de 2023), p. 117294. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117294. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890423006404 (acedido em 20/02/2024).

[21] Ashraf M. Amin, Eric Croiset e William Epling. “Review of Methane Catalytic Cracking for Hydrogen Production”. Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 36.4 (fev. de 2011), pp. 2904–2935. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.11.035. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319910022500 (acedido em 20/02/2024).

[22] Zhang Ping et al. “Progress of Nuclear Hydrogen Production through the Iodine–Sulfur Process in China”. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (jan. de 2018), pp. 1802–1812. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.275. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032117309231 (acedido em 20/02/2024).

[23] S.Z. Zhiznin, V.M. Timokhov e A.L. Gusev. “Economic Aspects of Nuclear and Hydrogen Energy in the World and Russia”. Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.56 (nov. de 2020), pp. 31353–31366. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.260. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S036031992033319X (acedido em 20/02/2024).

[24] IEA (2019). *The Future of Hydrogen*. Jun. de 2019. URL: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.

[25] Zhe Wang, Luling Li e Guangqing Zhang. “Life Cycle Greenhouse Gas Assessment of Hydrogen Production via Chemical Looping Combustion Thermally Coupled Steam Reforming”. Em: *Journal of Cleaner Production* 179 (abr. de 2018), pp. 335–346. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.01.063. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652618300714 (acedido em 20/02/2024).

[26] Lucas van Cappellen, Harry Croezen, Frans Rooijers. *Feasibility Study into Blue Hydrogen*. Delft: CE Delft, jul. de 2018. URL: https://cedelft.eu/publications/feasibility-study-into-blue-hydrogen/.

[27] Doug Ferguson. *How Is Cutting Carbon like Winning a World War? Applying Unconventional Thinking to an Increasingly Urgent Problem*. Explore UCalgary. 16 de set. de 2019. URL: https://explore.ucalgary.ca/climate-change-carbon-capture-reducing-CO2 (acedido em 20/02/2024).

[28] Minli Yu, Ke Wang e Harrie Vredenburg. “Insights into Low-Carbon Hydrogen Production Methods: Green, Blue and Aqua Hydrogen”. Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.41 (jun. de 2021), pp. 21261–21273. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.016. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319921012684 (acedido em 20/02/2024).

[29] Geoffrey Ellis. *Statement of Dr. Geoffrey S. Ellis, Energy Resources Program Lead for Geologic Hydrogen U.S. Geological Survey before the Senate Committee Energy and Natural*

Resources on February 28, 2024. 28 de fev. de 2024. URL: https://www.energy.senate.gov/services/files/A4FBB586-D6C6-4E73-BE9C-61128E922DFB.

[30] Rubén Blay-Roger et al. "Natural Hydrogen in the Energy Transition: Fundamentals, Promise, and Enigmas". Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189 (jan. de 2024), p. 113888. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113888. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032123007463 (acedido em 19/05/2024).

[31] *Helios Aragon | Solutions to the Green Hydrogen Deficit.* URL: https://helios-aragon.com/ (acedido em 19/05/2024).

[32] S. Shiva Kumar e V. Himabindu. "Hydrogen Production by PEM Water Electrolysis – A Review". Em: *Materials Science for Energy Technologies* 2.3 (dez. de 2019), pp. 442–454. ISSN: 25892991. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2589299119300035 (acedido em 22/02/2024).

[33] UNECE Task Force on Hydrogen. *Tecnology Brief - Hydrogen*. Geneva: UNECE, fev. de 2022.

[34] IRENA (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 C Climate Goal*. Abu Dhabi: Irena, 2020. ISBN: 978-92-9260-295-6.

[35] Thomas Holm et al. "Hydrogen Costs from Water Electrolysis at High Temperature and Pressure". Em: *Energy Conversion and Management* 237 (jun. de 2021), p. 114106. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114106. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689042100282X (acedido em 20/02/2024).

[36] S. Shiva Kumar e Hankwon Lim. "An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production". Em: *Energy Reports* 8 (nov. de 2022), pp. 13793–13813. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.10.127. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484722020625 (acedido em 21/02/2024).

[37] Ozan Akdağ. "The Operation and Applicability to Hydrogen Fuel Technology of Green Hydrogen Production by Water Electrolysis Using Offshore Wind Power". Em: *Journal of Cleaner Production* 425 (nov. de 2023), p. 138863. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.138863. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652623030214 (acedido em 22/02/2024).

[38] Merve Ozturk e Ibrahim Dincer. "A Comprehensive Review on Power-to-Gas with Hydrogen Options for Cleaner Applications". Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.62 (set. de 2021), pp. 31511–31522. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.066. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319921027075 (acedido em 22/02/2024).

[39] Deloitte. *Fueling the Future of Mobility: Hydrogen Electrolyzers*. Jan. de 2021. URL: https://www2.deloitte.fr/formulaire/pdf/fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf.

[40] National Renewable Energy Laboratory. *Hydrogen Production: Fundamentals and Cas Study Summaries*. Jan. de 2010. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47302.pdf.

[41] L. Mosca et al. "Hydrogen in Chemical and Petrochemical Industry". Em: *Current Trends and Future Developments on (Bio-) Membranes*. Elsevier, 2020, pp. 387–410. ISBN: 978-0-12-817384-8. DOI: 10.1016/B978-0-12-817384-8.00017-0. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128173848000170 (acedido em 26/03/2024).

[42] WHA International Inc. *Top Industrial Uses of Hydrogen | Industrial Hydrogen Safety*. WHA International, Inc. 21 de set. de 2023. URL: https://wha-international.com/hydrogen-in-industry/ (acedido em 25/03/2024).

[43] FCHO - Fuel Cells and Hydrogen Observatory. *Chapter 2 - 2022 Hydrogen Supply Capacity and Demand*. 2 de jun. de 2022. URL: https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/observatory-reports (acedido em 27/03/2024).

[44] Iraj Moradpoor, Sanna Syri e Annukka Santasalo-Aarnio. "Green Hydrogen Production for Oil Refining – Finnish Case". Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 175 (abr. de 2023), p. 113159. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113159. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032123000151 (acedido em 27/03/2024).

[45] IChemE. *Uses of Hydrogen in Industry*. URL: https://www.thechemicalengineer.com/features/uses-of-hydrogen-in-industry/ (acedido em 25/03/2024).

[46] *Hydrogen for Refineries Is Increasingly Provided by Industrial Suppliers - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24612 (acedido em 27/03/2024).

[47] *Sines: Refinaria verde e centro nevrálgico da transição energética nacional*. PÚBLICO. 25 de out. de 2023. URL: https://www.publico.pt/2023/10/25/estudiop/noticia/sines-refinaria-verde-centro-nevralgico-transicao-energetica-nacional-2067848 (acedido em 19/06/2024).

[48] IEA (2021). *Executive Summary – Ammonia Technology Roadmap – Analysis*. IEA. URL: https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary (acedido em 25/03/2024).

[49] Opeyemi A. Ojelade, Sharif F. Zaman e Bing-Jie Ni. "Green Ammonia Production Technologies: A Review of Practical Progress". Em: *Journal of Environmental Management* 342 (set. de 2023), p. 118348. ISSN: 03014797. DOI: 10.1016/j.jenvman.2023.118348. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301479723011362 (acedido em 25/03/2024).

[50] Prabir Basu e Priyanka Kaushal. "Energy and Materials from Biomass". Em: *Biomass Gasification, Pyrolysis, and Torrefaction*. Elsevier, 2024, pp. 455–489. ISBN: 978-0-443-13784-6. DOI: 10.1016/B978-0-443-13784-6.00011-1. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780443137846000111 (acedido em 25/03/2024).

[51] Polly Martin (p_martin). *Yara to Supply First Green Hydrogen-Based Fertilisers to German Farms as Early as This Year*. Hydrogen news e intelligence | Hydrogen Insight. 11 de ago. de 2023. URL: https://www.hydrogeninsight.com/production/yara-to-supply-first-green-hydrogen-based-fertilisers-to-german-farms-as-early-as-this-year/2-1-1499550 (acedido em 25/03/2024).

[52] *Hidrogénio verde e amoníaco de baixo carbono*. Fertiberia. URL: https://www.fertiberia.com/pt-pt/o-que-fazemos/hidrognio-verde-e-amonaco-de-baixo-carbono/ (acedido em 25/03/2024).

[53] Stefano Sollai et al. "Renewable Methanol Production from Green Hydrogen and Captured CO2: A Techno-Economic Assessment". Em: *Journal of CO2 Utilization* 68 (fev. de 2023), p. 102345. ISSN: 22129820. DOI: 10.1016/j.jcou.2022.102345. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2212982022004644 (acedido em 26/03/2024).

[54] Seungwoo Kang. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021. ISBN: 978-1-5231-5213-1.

[55] Janusz Kotowicz, Daniel Węcel e Mateusz Brzęczek. "Analysis of the Work of a "Renewable" Methanol Production Installation Based ON H2 from Electrolysis and CO2 from Power Plants". Em: *Energy* 221 (abr. de 2021), p. 119538. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119538. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220326451 (acedido em 26/03/2024).

[56] Obid Tursunov, Leonid Kustov e Aleksandr Kustov. "A Brief Review of Carbon Dioxide Hydrogenation to Methanol Over Copper and Iron Based Catalysts". Em: *Oil & Gas Sciences and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles* 72.5 (set. de 2017), p. 30. ISSN: 1294-4475, 1953-8189. DOI: 10.2516/ogst/2017027. URL: http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/10.2516/ogst/2017027 (acedido em 27/03/2024).

[57] Sebastian Verhelst et al. "Methanol as a Fuel for Internal Combustion Engines". Em: *Progress in Energy and Combustion Science* 70 (jan. de 2019), pp. 43–88. ISSN: 03601285.

DOI: 10.1016/j.pecs.2018.10.001. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S036012851830042X (acedido em 26/03/2024).

[58] Nicolas De Fournas e Max Wei. "Techno-Economic Assessment of Renewable Methanol from Biomass Gasification and PEM Electrolysis for Decarbonization of the Maritime Sector in California". Em: *Energy Conversion and Management* 257 (abr. de 2022), p. 115440. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115440. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890422002369 (acedido em 26/03/2024).

[59] Lina Luo et al. "Life Cycle Assessment of Methanol Vehicles from Energy, Environmental and Economic Perspectives". Em: *Energy Reports* 8 (nov. de 2022), pp. 5487–5500. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.04.009. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484722007727 (acedido em 26/03/2024).

[60] *Global Leader in Carbon Capture and Utilization & Emethanol*. CRI - Carbon Recycling International. 1 de fev. de 2024. URL: https://carbonrecycling.com (acedido em 27/03/2024).

[61] M. Shahabuddin, Geoffrey Brooks e Muhammad Akbar Rhamdhani. "Decarbonisation and Hydrogen Integration of Steel Industries: Recent Development, Challenges and Techno-economic Analysis". Em: *Journal of Cleaner Production* 395 (abr. de 2023), p. 136391. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.136391. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652623005498 (acedido em 22/03/2024).

[62] World Steel Association 2017. *Steel's Contribution to a Low Carbon Future and Climate Resilient Societies - Worldsteel Position Paper*. URL: https://www.steel.org.au/resources/elibrary/resources/steel-s-contribution-to-a-low-carbon-future-and-cl/ (acedido em 22/03/2024).

[63] Bellona Europa. *Hydrogen in Steel Production: What Is Happening in Europe – Part Two*. Bellona.org. 26 de mai. de 2021. URL: https://bellona.org/news/eu/2021-05-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-two (acedido em 27/03/2024).

[64] Can Yilmaz, Jens Wendelstorf e Thomas Turek. "Modeling and Simulation of Hydrogen Injection into a Blast Furnace to Reduce Carbon Dioxide Emissions". Em: *Journal of Cleaner Production* 154 (jun. de 2017), pp. 488–501. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.03.162. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652617306169 (acedido em 27/03/2024).

[65] *Federal Minister for Economic Affairs and Climate Action Robert Habeck Visits Thyssenkrupp: Hydrogen Solutions along the Entire Process Chain as a Driver of the Energy Transition*. thyssenkrupp. URL: https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/federal-minister-for-economic-

affairs-and-climate-action-robert-habeck-visits-thyssenkrupp--hydrogen-solutions-along-the-entire-process-chain-as-a-driver-of-the-energy-transition-129292 (acedido em 22/03/2024).

[66] *Injection of Hydrogen into Blast Furnace: Thyssenkrupp Steel Concludes First Test Phase Successfully*. thyssenkrupp. URL: https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/newsroom/press-releases/thyssenkrupp-steel-concludes-first-test-phase-successfully.html (acedido em 09/05/2024).

[67] *Can Industry Decarbonize Steelmaking?* Chemical & Engineering News. URL: https://cen.acs.org/environment/green-chemistry/steel-hydrogen-low-co2-startups/99/i22 (acedido em 09/05/2024).

[68] Hiroshi Nogami, Yoshiaki Kashiwaya e Daisuke Yamada. "Simulation of Blast Furnace Operation with Intensive Hydrogen Injection". Em: *ISIJ International* 52.8 (2012), pp. 1523–1527. ISSN: 0915-1559, 1347-5460. DOI: 10.2355/isijinternational.52.1523. URL: https://www.jstage.jst.go.jp/article/isijinternational/52/8/52_1523/_article (acedido em 27/03/2024).

[69] Guanyong Sun et al. "Analysis of Energy Consumption of the Reduction of Fe2O3 by Hydrogen and Carbon Monoxide Mixtures". Em: *Energies* 13.8 (17 de abr. de 2020), p. 1986. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13081986. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/8/1986 (acedido em 22/03/2024).

[70] Yanbiao Chen e Haibin Zuo. "Review of Hydrogen-Rich Ironmaking Technology in Blast Furnace". Em: *Ironmaking & Steelmaking* 48.6 (3 de jul. de 2021), pp. 749–768. ISSN: 0301-9233, 1743-2812. DOI: 10.1080/03019233.2021.1909992. URL: https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/03019233.2021.1909992 (acedido em 22/03/2024).

[71] International Iron Metallics Association. *DRI Production*. 3 de nov. de 2021. URL: https://www.metallics.org/dri-production.html (acedido em 22/03/2024).

[72] Jue Tang et al. "Development and Progress on Hydrogen Metallurgy". Em: *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials* 27.6 (jun. de 2020), pp. 713–723. ISSN: 1674-4799, 1869-103X. DOI: 10.1007/s12613-020-2021-4. URL: https://link.springer.com/10.1007/s12613-020-2021-4 (acedido em 22/03/2024).

[73] Katharina Rechberger et al. "Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking". Em: *steel research international* 91.11 (nov. de 2020), p. 2000110. ISSN: 1611-3683, 1869-344X. DOI: 10.1002/srin.202000110. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/srin.202000110 (acedido em 22/03/2024).

[74] IEA (2020). *Iron and Steel Technology Roadmap – Analysis*. URL: https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap (acedido em 22/03/2024).

[75] Michael A. Tamor e Ellen B. Stechel. "Electrification of Transportation Means a Lot More than a Lot More Electric Vehicles". Em: *iScience* 25.6 (jun. de 2022), p. 104376. ISSN: 25890042. DOI: 10.1016/j.isci.2022.104376. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2589004222006472 (acedido em 28/03/2024).

[76] A. Ajanovic e R. Haas. "Economic and Environmental Prospects for Battery Electric- and Fuel Cell Vehicles: A Review". Em: *Fuel Cells* 19.5 (out. de 2019), pp. 515–529. ISSN: 1615-6846, 1615-6854. DOI: 10.1002/fuce.201800171. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/fuce.201800171 (acedido em 28/03/2024).

[77] Olivier Bethoux. "Hydrogen Fuel Cell Road Vehicles: State of the Art and Perspectives". Em: *Energies* 13.21 (9 de nov. de 2020), p. 5843. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13215843. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5843 (acedido em 28/03/2024).

[78] Reace Louise Edwards, Carolina Font-Palma e Joe Howe. "The Status of Hydrogen Technologies in the UK: A Multi-Disciplinary Review". Em: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 43 (fev. de 2021), p. 100901. ISSN: 22131388. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100901. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S221313882031328X (acedido em 28/03/2024).

[79] IEA (2022). *The Future of Heat Pumps – Analysis*. IEA. URL: https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps (acedido em 06/03/2024).

[80] Ready4H2. *Ready4H2: Europe's Local Hydrogen Networks PART 1: Local Gas Networks Are Getting Ready to Convert*. Mar. de 2022. URL: https://www.ready4h2.com/medien/r4h2/pdf/Ready4H2-ED1.pdf (acedido em 18/04/2024).

[81] Howard Richard Neil Jones. *The Application of Combustion Principles to Domestic Gas Burner Design*. London: Spon, 1989. 189 pp. ISBN: 978-0-419-14800-5.

[82] *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances*. GOV.UK. URL: https://www.gov.uk/government/publications/appraisal-of-domestic-hydrogen-appliances (acedido em 31/03/2024).

[83] Health and Safety Executive. *The Selection and Use of Flammable Gas Detectors*. URL: https://www.hse.gov.uk/pubns/gasdetector.pdf (acedido em 10/04/2024).

[84] *Overview of Test Results & Regulatory Limits for Hydrogen Admission into Existing Natural Gas Infrastructure & End Use | Marcogaz*. URL: https://www.marcogaz.org/publications/overview-of-test-results-regulatory-limits-for-hydrogen-admission-into-existing-natural-gas-infrastructure-end-use/ (acedido em 08/04/2024).

[85] *CPUC Issues Independent Study on Injecting Hydrogen Into Natural Gas Systems*. URL: https://www.cpuc.ca.gov/news-and-updates/all-news/cpuc-issues-independent-study-on-injecting-hydrogen-into-natural-gas-systems (acedido em 06/03/2024).

[86] Det-Tronics. *Hydrogen and Fire Safety: Detecting the Most Flammable Element on Earth*. URL: https://www.det-tronics.com/Content/Documents/Det-Tronics-hydrogen-and-fire-safety-detection-white-paper_74-1014.pdf.

[87] Kv Shivaprasad et al. "Usage of Hydrogen as a Fuel in Spark Ignition Engine". Em: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 376 (jun. de 2018), p. 012037. ISSN: 1757-8981, 1757-899X. DOI: 10.1088/1757-899X/376/1/012037. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/376/1/012037 (acedido em 03/04/2024).

[88] M. G. Zabetakis. *Flammability Characteristics of Combustible Gases and Vapors*. BM–BULL-627, 7328370. 1 de mai. de 1964, BM–BULL-627, 7328370. DOI: 10.2172/7328370. URL: http://www.osti.gov/servlets/purl/7328370/ (acedido em 03/04/2024).

[89] Irvin Glassman. "Chemical Thermodynamics and Flame Temperatures". Em: *Combustion*. Elsevier, 1987, pp. 1–30. ISBN: 978-0-12-285851-2. DOI: 10.1016/B978-0-12-285851-2.50009-0. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780122858512500090 (acedido em 03/04/2024).

[90] *Fuel Gases - Flame Temperatures*. URL: https://www.engineeringtoolbox.com/flame-temperatures-gases-d_422.html (acedido em 20/06/2024).

[91] *Óxidos de Azoto (NOx) | Agência Portuguesa Do Ambiente*. URL: https://apambiente.pt/ar-e-ruido/oxidos-de-azoto-nox (acedido em 03/04/2024).

[92] Kiwa. *Hydrogen Appliances: Desk Study on the Development of the Supply Chain for 100% Hydrogen-Fired Domestic and Commercial Appliances*. GOV.UK. Jul. de 2016. URL: https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-appliances-desk-study-on-the-development-of-the-supply-chain-for-100-hydrogen-fired-domestic-and-commercial-appliances (acedido em 11/04/2024).

[93] Julien Mouli-Castillo et al. "Olfactory Appraisal of Odorants for 100% Hydrogen Networks". Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.20 (abr. de 2020), pp. 11875–11884. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.095. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319920306595 (acedido em 12/04/2024).

[94] Arul Murugan, Sam Bartlett, James Hesketh, Hans Becker, Gareth Hinds. *Project Closure Report Hydrogen Odorant and Leak Detection Part 1, Hydrogen Odorant*. National Physical Laboratory, nov. de 2020.

[95] *Hydrogen Compared with Other Fuels*. Hydrogen Tools. URL: https://h2tools.org/hydrogen-compared-other-fuels.

[96] M. De Stefano et al. “Hydrogen Dispersion in a Closed Environment”. Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.17 (abr. de 2019), pp. 9031–9040. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.099. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319918319487 (acedido em 04/04/2024).

[97] Alireza Behvar, Meysam Haghshenas e Milos B. Djukic. “Hydrogen Embrittlement and Hydrogen-Induced Crack Initiation in Additively Manufactured Metals: A Critical Review on Mechanical and Cyclic Loading”. Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 58 (mar. de 2024), pp. 1214–1239. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.232. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319924002556 (acedido em 03/04/2024).

[98] Chris San Marchi e Brian P. Somerday. “Comparison of Stainless Steels for High-Pressure Hydrogen Service”. Em: *Volume 6B: Materials and Fabrication*. ASME 2014 Pressure Vessels and Piping Conference. Anaheim, California, USA: American Society of Mechanical Engineers, 20 de jul. de 2014, V06BT06A023. ISBN: 978-0-7918-4604-9. DOI: 10.1115/PVP2014-28811. URL: https://asmedigitalcollection.asme.org/PVP/proceedings/PVP2014/46049/Anaheim,%20California,%20USA/284260 (acedido em 03/04/2024).

[99] *Electrolux Partners with Australian Gas Infrastructure Group for HyHome to Showcase the Future of Sustainable Home Energy*. Electrolux Group. 10 de jul. de 2023. URL: https://www.electroluxgroup.com/en/news/electrolux-partners-with-australian-gas-infrastructure-group-for-hyhome-to-showcase-the-future-of-sustainable-home-energy (acedido em 04/04/2024).

[100] *The World’s First Hydrogen Water Heater | Rinnai*. URL: https://rinnai.co.nz/blog/water-heating/the-world-s-first-hydrogen-water-heater (acedido em 07/03/2024).

[101] ANI Bharat, director. *Rinnai Introduces Hydrogen Combustion Technology for Residential Water Heaters*. 6 de nov. de 2022. URL: https://www.youtube.com/watch?v=GtbLGWYaXSI (acedido em 12/04/2024).

[102] *News: Viessmann Boilers Are 100% H2-ready. | Viessmann Climate Solutions*. 3 de abr. de 2024. URL: https://www.viessmann-climatesolutions.com/en/newsroom/solution-offering/viessmann-boilers-are-100-percent-h2-ready.html (acedido em 12/04/2024).

[103] *Viessmann Develops Pure Hydrogen Wall-Mounted Boilers | Viessmann UK*. 28 de fev. de 2024. URL: https://www.viessmann.co.uk/en/latest-news/viessmann-develops-hydrogen-boilers.html (acedido em 12/04/2024).

[104] *Hydrogen Boiler | Worcester Bosch*. URL: https://www.worcester-bosch.co.uk/hydrogen (acedido em 07/03/2024).

[105] *Worcester Bosch Provide Hydrogen Boilers for UK's First 100% Hydrogen Public Showcase | Worcester Bosch*. URL: https://www.worcester-bosch.co.uk/about/news/worcester-bosch-provide-hydrogen-boilers-for-uks-first-100-hydrogen-public-showcase (acedido em 02/04/2024).

[106] *Hydrogen ready vs Hydrogen*. URL: https://www.youtube.com/watch?v=tKZHJvrNaTY (acedido em 12/04/2024).

[107] *H21 HyStreet*. URL: http://professional.vaillant.co.uk/for-installers/business-support/industry-drivers-and-legislation/hydrogen/spadeadam-2473403.html (acedido em 12/04/2024).

[108] *Vaillant's First Hydrogen Boiler - YouTube*. URL: https://www.youtube.com/watch?v=4RDn2o0-txo (acedido em 02/04/2024).

[109] *HydroGEM, the Hydrogen-Based Heat Generator by Giacomini | Giacomini*. URL: https://www.giacomini.com/business-area/hydrogen-systems/giacomini-hydrogem/hydrogen-based-heat-generator-giacomini (acedido em 02/04/2024).

[110] *Hydrogen Cooktop Concept for HyHome*. Electrolux Australia. URL: https://www.electrolux.com.au/explore/articles/hydrogen-gas-cooktop-concept/ (acedido em 02/04/2024).

[111] *Hydrogen Barbecue*. Heatlie BBQs. URL: https://www.heatlie.com.au/products/hydrogen-bbq (acedido em 07/03/2024).

[112] Sikand SITI Center, director. *The Hydrogen House*. 8 de dez. de 2020. URL: https://www.youtube.com/watch?v=j2Qpv1qz-2s (acedido em 12/03/2024).

[113] *Hans Olof Nilsson and the First Hydrogen-Powered House*. URL: https://www.energy-observer.media/en/solutions/videos/hans-olof-nilsson-and-first-hydrogen-powered-house (acedido em 12/03/2024).

[114] Hydrogen House Project, director. *Hydrogen House Project*. 4 de set. de 2020. URL: https://www.youtube.com/watch?v=pl1kmti2gw8 (acedido em 12/03/2024).

[115] Robert K. Yin. *Case Study Research: Design and Methods*. 4. ed., [Nachdr.] Applied Social Research Methods Series 5. Los Angeles, Calif.: Sage. 219 pp. ISBN: 978-1-4129-6099-1.

[116] Stedin. *Technical Report: Hydrogen Conversion of the Hydrogen House in Stad Aan't Haringvliet*. Dez. de 2022.

[117] Richard van As-Jacobsson. *Hydrogen City - Lessons Learnt after a Successful Vote to Gauge Public Support*. Stad aan 't Haringvliet, fev. de 2024.

[118] *Port of Rotterdam | Rotterdam Port Authority*. 18 de abr. de 2024. URL: https://www.portofrotterdam.com/en (acedido em 18/04/2024).

[119] *Het Klimaat van Stad Aan 't Haringvliet - Klimaatinfo Stad Aan 't Haringvliet*. URL: https://klimaatinfo.nl/klimaat/nederland/stad-aan-t-haringvliet/ (acedido em 01/05/2024).

[120] Klimaatkrachtig Goeree-Overflakkee. *Voortgangsrapportage RES Goeree-Overflakkee 2023*. URL: https://www.klimaatkrachtiggo.nl/uitdagingen/waar+halen+we+onze+energie+vandaan/bibliotheek+energie/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=2516166 (acedido em 16/04/2024).

[121] *Green Hydrogen Study by Kiwa and Stedin: Stad Aan 't Haringvliet*. URL: https://www.kiwa.com/en/media/news/2019/study-by-kiwa-and-stedin-dutch-village-stad-aan-t-haringvliet-can-switch-to-green-hydrogen/ (acedido em 18/04/2024).

[122] *Warmtetransitie: Gebruik Ons Openingsbod*. Stedin. URL: https://www.stedin.net/zakelijk/energietransitie/warmte/openingsbod (acedido em 17/04/2024).

[123] *Start analysis natural gas-free neighbourhoods 2020 | Netherlands Environmental Assessment Agency*. 24 de set. de 2020. URL: https://www.pbl.nl/publicaties/startanalyse-aardgasvrije-buurten-2020 (acedido em 17/04/2024).

[124] *Promise 'Always Warm' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-altijd-warm/ (acedido em 17/04/2024).

[125] *Promise 'Affordable' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-betaalbaar/ (acedido em 17/04/2024).

[126] *Pledge 'Safe or not' | City Natural gas-free*. 19 de set. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-veilig-of-anders-niet/ (acedido em 17/04/2024).

[127] *Pledge 'Sufficient support' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-voldoende-draagvlak/ (acedido em 17/04/2024).

[128] *Pledge 'Green' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-groen/ (acedido em 17/04/2024).

[129] *Promise 'It's allowed' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-het-mag/ (acedido em 17/04/2024).

[130] *Promise 'It can be done' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-het-kan/ (acedido em 17/04/2024).

[131] Ministerie van Algemene Zaken. *Bestaande woningen aardgasvrij maken - Aardgasvrije wijken - Rijksoverheid.nl*. URL: https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardgasvrije-wijken/bestaande-gebouwen-aardgasvrij-maken (acedido em 17/04/2024).

[132] *Promise 'Translatable' | City Natural gas-free*. 17 de out. de 2022. URL: https://stadaardgasvrij.nl/beloften/belofte-vertaalbaar/ (acedido em 17/04/2024).

[133] Instituto Português do Mar e da Atmosfera. *Área Educativa - CLIMA DE PORTUGAL CONTINENTAL*. URL: https://www.ipma.pt/pt/educativa/tempo.clima/ (acedido em 14/05/2024).

[134] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia e INE - Instituto Nacional de Estatística. *Inquérito Ao Consumo de Energia No Setor Doméstico 2020*. 2020. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/outras-publicacoes/ (acedido em 22/04/2024).

[135] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *Renováveis*. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis/ (acedido em 18/04/2024).

[136] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *Produção Anual e Potência Instalada*. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/eletricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/ (acedido em 18/04/2024).

[137] REN. *Eletricidade - Balanço Mensal*. Ren Website Root. URL: https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-mensal/ (acedido em 18/04/2024).

[138] Presidência do Conselho de Ministros. *Resolução Do Conselho de Ministros n.º 53/2020 | DR*. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093 (acedido em 18/04/2024).

[139] Ministério do Ambiente e Transição Energética. *Roteiro Para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)*. 2019. URL: https://descarbonizar2050.apambiente.pt/ (acedido em 23/04/2024).

[140] Sofia Simoes et al. *Estimativa de potenciais técnicos de energia renovável em Portugal: eólico, solar fotovoltaico, solar concentrado, biomassa e oceanos*. report. LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, jul. de 2023. URL: http://repositorio.lneg.pt/handle/10400.9/4077 (acedido em 14/05/2024).

[141] *Wind Energy in Europe: 2023 Statistics and the Outlook for 2024-2030*. WindEurope. URL: https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2023-statistics-and-the-outlook-for-2024-2030 (acedido em 23/04/2024).

[142] IEA (2023). *World Energy Outlook 2023 – Analysis*. IEA. 24 de out. de 2023. URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023 (acedido em 23/04/2024).

[143] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *03 Assessment of District Heating and Cooling Potential in Portugal*. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/investigacao-e-inovacao/publicacoes-relatorios-estudos/03-assessment-of-district-heating-and-cooling-potential-in-portugal/ (acedido em 19/04/2024).

[144] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *05 Waste Heat in Portugal*. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/investigacao-e-inovacao/publicacoes-relatorios-estudos/05-waste-heat-in-portugal/ (acedido em 19/04/2024).

[145] Shan Kuo Wang. *Handbook of Air Conditioning and Refrigeration*. 2. ed. McGraw-Hill Handbooks. New York: McGraw-Hill, 2001. ISBN: 0-07-068167-8.

[146] Comissão Europeia. *RELATÓRIO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU E AO CONSELHO - Progressos Em Matéria de Competitividade Das Tecnologias de Energia Limpa*. 2022. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0643&qid=1669913060946 (acedido em 30/04/2024).

[147] *05/C13-i01/2023 PAE+S 2023 (1.º Aviso)*. URL: https://www.fundoambiental.pt/apoios-prr/c13-eficiencia-energetica-em-edificios/05c13-i012023-paes-2023-1-aviso.aspx (acedido em 30/04/2024).

[148] Mohammad Hosein Abbasi et al. "Heat Transition in the European Building Sector: Overview of the Heat Decarbonisation Practices through Heat Pump Technology". Em: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 48 (dez. de 2021), p. 101630. ISSN: 22131388. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101630. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2213138821006445 (acedido em 19/04/2024).

[149] Frerk, M and MacLean, K. *Heat Decarbonisation: Potential Impacts on Social Equity and Fuel Poverty*. National Energy Action, 2017. URL: https://www.nea.org.uk/wp-content/uploads/2020/11/Heat-Decarbonisation-Report-2017.pdf.

[150] Ministério das Obras Públicas, Transportes e Comunicações. *Decreto-Lei n.º 40/90 | DR*. 6 de fev. de 1990. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/40-1990-334611 (acedido em 30/04/2024).

[151] INE - Instituto Nacional de Estatística. *Indicador - Alojamentos familiares clássicos (N.º) por Localização geográfica à data dos Censos [2021] (NUTS - 2013), Forma de ocupação e Época de construção*. URL: https://tabulador.ine.pt/indicador/?id=0011494 (acedido em 24/04/2024).

[152] ADENE - Agência para a Energia. *Estatística do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios*. Sistema de Certificação Energética dos Edifícios. URL: https://www.sce.pt/estatisticas/ (acedido em 16/05/2024).

[153] Teresa Ponce de Leão et al. *Sustainable Green H2 Atlas for Mainland Portugal*. Mai. de 2022. URL: https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2022/05/AtlasH2Portugal_PresentationMay5th2022.pdf.

[154] GeoPortal LNEG. *Atlas Nacional Do H2 Verde Sustentável*. URL: https://geoportal.lneg.pt/mapa/?mapa=AtlasH2Verde (acedido em 28/05/2024).

[155] *Price Promise to Keep Hydrogen Boiler Costs Down*. 14 de mai. de 2024. URL: https://www.phamnews.co.uk/price-promise-to-keep-hydrogen-boiler-costs-down/ (acedido em 31/05/2024).

[156] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Boletim Comparação Preços Eurostat - Gás Natural - 2º Semestre 2023*. 25 de abr. de 2024. URL: https://www.erse.pt/media/yqagytdg/boletim-g%C3%A1s-eurostat_2023s2.pdf.

[157] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Boletim Comparação Preços Eurostat - Eletricidade - 2º Semestre 2023*. 25 de abr. de 2024. URL: https://www.erse.pt/media/rtonfayu/boletim-eletricidade-eurostat_2023s2.pdf.

[158] *Projeções económicas | Banco de Portugal*. URL: https://www.bportugal.pt/page/projecoes-economicas (acedido em 24/05/2024).

[159] Banco de Portugal. *Taxas de Juro No Crédito Aos Consumidores | Portal Do Cliente Bancario*. URL: https://clientebancario.bportugal.pt/pt-pt/taxas-de-juro-no-credito-aos-consumidores (acedido em 31/05/2024).

[160] Ministérios do Ambiente e Ação Climática e Infraestruturas e Habitação. *Portaria n.º 138-I/2021 | DR*. URL: https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/138-i-2021-166296492 (acedido em 28/05/2024).

[161] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *Relatório de Monitorização Da Segurança de Abastecimento Do Sistema Nacional de Gás 2023-2040*. março de 2023. URL: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/planeamento-energetico-e-seguranca-de-abastecimento/seguranca-de-abastecimento/monitorizacao-da-seguranca-de-abastecimento/ (acedido em 27/05/2024).

[162] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Tarifas e Preços - Gás Natural*. URL: https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-gas-natural/ (acedido em 29/05/2024).

[163] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Proveitos Permitidos e Ajustamentos Para o Ano Gás 2023-2024 Das Empresas Reguladas Do Setor Do Gás*. Jun. de 2023. URL: https://www.erse.pt/media/wk1frgcd/proveitos-e-ajustamentos_com-atualiz-%C3%ADndice.pdf.

[164] European Hydrogen Observatory. *Report 1: The European Hydrogen Market Landscape*. Nov. de 2023. URL: https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/observatory-reports (acedido em 28/05/2024).

[165] D'Errah Scott. *The Price of Green Hydrogen: How and Why We Estimate Future Production Costs*. International Council on Clean Transportation. 20 de mai. de 2024. URL: https://theicct.org/the-price-of-green-hydrogen-estimate-future-production-costs-may24/ (acedido em 28/05/2024).

[166] European Commission. Directorate General for Energy. e Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. *METIS 3, Study S5: The Impact of Industry Transition on a CO2 Neutral European Energy System.* LU: Publications Office, 2023. URL: https://data.europa.eu/doi/10.2833/094502 (acedido em 28/05/2024).

[167] DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia. *Roteiro e Plano de Ação Para o Hidrogénio Em Portugal*. Dez. de 2019. URL: https://www.dgeg.gov.pt/media/d14dduhz/p3-roteiro-e-plano-de-a%C3%A7%C3%A3o-para-o-hidrog%C3%A9nio-em-portugal.pdf.

[168] Nicolas Wolf, Michelle Antje Tanneberger e Michael Höck. "Levelized Cost of Hydrogen Production in Northern Africa and Europe in 2050: A Monte Carlo Simulation for Germany, Norway, Spain, Algeria, Morocco, and Egypt". Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 69 (jun. de 2024), pp. 184–194. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.04.319. URL: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319924016318 (acedido em 28/05/2024).

Anexo A

Estudo Caso do Contexto Português

A.1 Potenciais técnicos renováveis em Portugal Continental

A Tabela A.1 resume os potencias técnicos de energia de origem renovável em Portugal Continental. Os valores apresentados incluem a capacidade total atualmente instalada.

Tabela A.1: Potenciais técnicos renováveis em Portugal Continental (adaptado de [140])

Tecnologia	Capacidade instalada 2022 [GW]	Potencial técnico - capacidade instalada [GW]	Fator de capacidade estimado [%]
Fotovoltaico centralizado	1,50	45,63 a 168,82	18,5%
Fotovoltaico distribuído	1,07	23,33	-
Solar térmico	0,92	9,25	-
Eólica *onshore*	5,67	15,70	27,0%
Eólica *offshore*	0,02	38,00	-
Solar de concentração	-	62,63	33,5%

A.2 Adequabilidade de Rede Primária da Portgás

Nas próximas páginas, encontra-se em anexo o relatório técnico que comprova a adequabilidade de 100% de hidrogénio na rede primária da Portgás.

LEAVEYOURMARK
IN SHAPING A WORLD OF TRUST

CONTRATO Nº 15573597
REN H_2 - INEGI WP1/ WP2
RELATÓRIO TÉCNICO BV N.º 8075.L.23

Dono de Obra	portgás	**PROJETO**	*PROGRAMA H_2REN- CERTIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE*
Entidade Certificadora 3ª Parte Independente		*Bureau Veritas Rinave* *Stuart Soares/ João Marques*	
Entidade Consultante		*INEGI*	
Data		*dezembro de 2023*	

RELATÓRIO TÉCNICO

TECHNICAL REPORT

CLIENTE COSTUMER	REN Portgás	RELATÓRIO N.º REPORT NR	8075.L.23
		PÁG. 1 DE 11 PAGE OF	
PROJETO JOB	PROGRAMA H_2REN - CERTIFICAÇÃO DE CONFORMIDADE	N.º DE CONTRATO CONT. NR	15573597
		EQUIPA STAFF	SS + JM
CONSULTOR CONSULTANT	INEGI	LOCAL REGION	Porto

QUADRO CONTROLO DE REVISÕES

Versão	Emissor	Data	Descrição
V.00	BV	18/12/2022	Emissão do Relatório Técnico WP1 e WP2
V.01	BV	28/12/2022	Inclusão de certificado de adequabilidade de 100% de Hidrogénio na rede primária

Bureau Veritas Group | C3 - Restricted

ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO 3
2. REFERÊNCIAS 3
3. ÂMBITO E OBJETIVO 3
4. CERTIFICADO DE ADEQUABILIDADE 5
5. ANÁLISE DE ADEQUABILIDADE 5
6. CONCLUSÕES 6
7. RECOMENDAÇÕES 7
8. ANEXO I 9

1. ENQUADRAMENTO

O Bureau Veritas encontra-se a desenvolver os serviços de entidade certificadora no PROGRAMA H2REN, na qualidade de Organismo Independente - 3º Parte.

Para o presente trabalho, o objeto de análise é a Rede Primária de Gás Natural (4 a 20 bar), da concessionária REN PORTGÁS, tendo como entidade consultora o INEGI Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial.

O presente relatório explicita a análise, as conclusões e as recomendações decorrentes do referido estudo.

2. REFERÊNCIAS

O trabalho de certificação da adequabilidade das infrastruturas de GN para a mistura de H_2, segue as seguintes referências normativas:

Referência Normativa	**Descrição Normativa**
ASME CODE B 31.12:2019	Hydrogen Piping and Pipelines
ASME CODE B 31.8:2020	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
ASME CODE B 31.8S:2020	Managing System Integrity of Gas Pipelines
Decreto-Lei n. 62_2020	SNG (Sistema Nacional de Gás)
Regulamento 806_B_2022 – Anexo II	RNDG (Rede Nacional de Distribuição de Gás)
Especificações Técnicas REN Portgás	
Relatórios do consultor	H2 – 2 Pipe (doc. referida em infra)

3. ÂMBITO E OBJETIVO

Constituiu como âmbito dos trabalhos a análise e validação à Infraestrutura de Gás Natural (GN) – Rede Primária, para o "*blending*" de GN com Hidrogénio (H_2), em composições faseadas de 10%; 20% e 100%. Nesta conformidade, o trabalho foi equacionado em três fases:

i. 1ª Fase- WP0 Relatório Preliminar a ser apresentado até 3 meses após adjudicação. Nesta fase pretende-se identificar todos os ativos existentes e alvo de estudo.
ii. 2ª Fase- WP1 Relatório da Adequabilidade para a operação até 10% e 20% de H_2, a apresentar até 12 meses após adjudicação.
iii. 3ª Fase- WP2 Relatório da Adequabilidade para a operação até 100% de H_2, a apresentar até 24 meses após adjudicação.

Bureau Veritas Group | C3 - Restricted

O consultor para a Rede Primária, INEGI, evidencia os seguintes entregáveis:

1. Entregáveis E0:
    a. E0.1 – Relatório Técnico Geral sobre a injeção de H_2 na Rede de Distribuição de Gás Natural;
    b. E0.2 – Inventário dos elementos existentes no sistema de interesse (Rede Primária);

2. Entregáveis E1:
    a. E1.1 – Nota Técnica de Conformidade com o Código ASME B31.8.
    b. E1.2 – Análise de Riscos de acordo com o Código ASME B31.12.
    c. E1.3 – Plano de Procedimentos de Inspeção.
    d. E1.4 – Relatório com lacunas na base de dados.
    e. E1.5 – Lista de elementos críticos vulneráveis para fugas de gás natural.
3. Entregáveis E2:
    a. E2.1– Relatório Técnico segundo o Código ASME B31.12.
    b. E2.2 – Resultados dos Ensaios experimentais realizados e literatura científica de referência.
    c. E2.3 – Relatório da Integridade da Tubagem e fugas nos componentes.
4. Entregáveis E3:
    a. E3.1 – Planos de Operação e Manutenção. (Documento submetido, em Análise/progresso).
5. Relatório de conclusão sumária:
    a. H2-2PIPE Conclusão - Relatório Síntese – Avaliação para certificação da rede primária de distribuição.

Bureau Veritas Group | C3 - Restricted

4. CERTIFICADO DE ADEQUABILIDADE

Após análise e recomendações, dos respetivos entregáveis é emitido o, Certificado de Adequabilidade, o mesmo consta no Anexo I do presente Relatório.

5. ANÁLISE DE ADEQUABILIDADE

5.1. ASME B31.12 – PL3.21 - "Requisitos de reconversão para gasodutos em aço."

Tabela 1 - Tabela de requisitos de reconversão

Paragrafo	Verificação da conformidade		Comentários
	20 % H_2	100 % H_2	
PL3.21 a)	Sim	Sim	Entregável E1.2
PL3.21 b)	Sim	Sim	Entregável E0.1
PL3.21 c)	Sim	Sim	Referência a todos os entregáveis
PL3.21 d)	Sim	Sim	Entregável E2.1, E2.2 e E2.3
PL3.21 e)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 f)	Sim	Sim	Entregável E0.1 e E0.2.
PL3.21 g)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 h)	Sim	Sim	Entregável E2.1
PL3.21 i)	Sim	Sim	Entregável E2.1
PL3.21 j)	Sim	Sim	Entregável E2.1
PL3.21 k)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 l)	Sim	Sim	Entregável E2.1
PL3.21 m)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 n)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 o)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 p)	Sim	Sim	Entregável E2.3
PL3.21 q)	Sim	Sim	Entregável E2.1
PL3.21 r)	Sim[1]	Sim[2]	Entregável E2.3

[1]Sujeito à conclusão das medidas elencadas na alínea d) do parágrafo PL-3.7.3 do código ASME B31.12. Em conformidade com as conclusões refletidas no entregável E2.3.
[2]Sujeito à conclusão das medidas elencadas na alínea d) do parágrafo PL-3.7.3 do código ASME B31.12. Em conformidade com as conclusões refletidas no entregável E2.3.

6. CONCLUSÕES

Os documentos produzidos pela Entidade Consultora refletem um exaustivo trabalho de caracterização da Rede Primária de Gás Natural da REN Portgás, bem como a descrição das principais atividades que decorrem da operação e manutenção das infraestruturas. Abordam ainda, quais os fatores para a reconversão da infraestrutura para a introdução de hidrogénio (H_2), assim como, quais as recomendações a implementar para a introdução do mesmo.

O entregável E0 descreve os materiais de rede e seus elementos constituintes, analisando a adequabilidade dos mesmos para a mistura do gás natural com o Hidrogénio.

O entregável E1.2 tem como principal objetivo uma reflexão e enquadramento técnico para a elaboração da análise de risco para a introdução do novo fluído na Rede Primária de Gás Natural. Registando-se a conformidade com o código ASME B31.12 -PL3.5. Adicionalmente, elaborou-se uma metodologia para a quantificação do risco, definindo quais os eventos enquadráveis na infraestrutura em estudo, bem como medidas de mitigação de risco.

No documento E2.1 regista-se a conformidade parcial com o código ASME B31.12, onde se destacam:

- Avaliação da Operação: avaliação de aumento de caudal, perda de carga, velocidade de erosão e influência ao nível do arrasto, vibrações e ruído;
- Manutenção: Inspeções periódicas realizados aos ativos da rede, pesquisa de fugas, monitorização da proteção catódica (com especial enfoque para a necessidade de mitigação dos efeitos adversos das correntes parasitas) e a existência de um plano de manutenção;
- Verificação da Pressão Máxima Admissível de Operação em conformidade com o código ASME B31.12;
- Medidas de mitigação para introdução de novo fluído na rede para a mistura com 20% e 100% de hidrogénio.

No entregável E2.2, evidencia-se a:

- Realização da Avaliação dos Defeitos no gasoduto;
- Ensaios Adicionais, de modo a caraterizar os materiais onde não foi possível obter os certificados, nomeadamente: caracterizações químicas, físicas e mecânicas.
- Execução de ensaios mecânicos, tais como: tração, CMOD[3], fadiga, num ambiente com hidrogénio, onde se evidenciam quais os indicadores e parâmetros para a avaliação da integridade dos ativos perante um determinado defeito, tendo em conta o funcionamento com hidrogénio.

[3] CMOD – Crack Mouth Open Displacement, Abertura de fenda.

No que concerne ao documento E2.3, relatório adstrito à integridade da tubagem, conclui-se que:

- As válvulas flangeadas da Rede Primária, em caso de necessidade de substituição, sejam substituídas por válvulas com extremidades para soldar;
- Todas as ligações flangeadas da rede sejam reapertadas (com controlo do binário de aperto) ou substituídas por novos modelos com utilização dos binários recomendados;
- Sejam revisitados os ativos como potenciais causadores de risco (especial atenção para a existência de fugas, corrosão severa e danos mecânicos);
- Aplicar as medidas elencadas na alínea d) do parágrafo PL-3.7.3 do código ASME B31.12, se ainda não aplicadas, nos casos em que a profundidade da tubagem enterrada não cumpra com os requisitos do PL-3.7.3 do código ASME B31.12 (914mm).

7. RECOMENDAÇÕES

Face ao trabalho executado registam-se as principais ações futuras relativas ao processo de mistura de Hidrogénio na Rede Primária de Gás Natural:

7.1. Misturas até 20% de Hidrogénio

As recomendações que se enumeram abaixo, têm como base a concordância pretendida face ao Código ASME B31.12 edição de 2019, adicionalmente ao parágrafo PL21.- *Steel Pipeline Service Conversions.*

i. Atualização dos Planos de Operação e Manutenção para as misturas identificadas. Tratando-se o documento E3.1 – Plano de Operação e Manutenção de um documento de caráter dinâmico, cuja edição se prevê evolutiva ao nível do conteúdo, encontram-se já identificadas matérias que carecem de melhor aperfeiçoamento técnico e devida adequação de conteúdos.

ii. Reformulação das novas condições de odorização;

iii. Atualização das Especificações Técnicas da REN Portgás (atividade em curso);

iv. A tubagem enterrada que não está conforme o código deverá ser alvo de medidas adicionais em conformidade com as conclusões obtidas no entregável E2.3;

v. Que as válvulas flangeadas da rede primária, em caso de necessidade de substituição, sejam substituídas por válvulas com extremidades para soldar (Plano em implementação por parte da REN Portgás);

vi. Todas as ligações flangeadas da Rede sejam reapertadas (com controlo do binário de aperto) ou substituídas por novos modelos com utilização dos binários recomendados.

vii. Necessidade de validação dos futuros pressupostos das Intervenções em Carga por via de nova qualificação de Procedimentos de Soldadura / Certificação de Soldadores, em conformidade com as variáveis essenciais dos códigos aplicáveis onde se incluem as devidas condições de operação (§PL-3,8);

viii. Uma vez concluídas as medidas anteriormente enumeradas e garantia da eficácia das mesmas, sugere-se que a REN Portgás proceda ao pedido de vinculação da devida mistura, junto das entidades oficiais reguladoras.

Bureau Veritas Group | C3 - Restricted

7.2. Misturas superiores a 20% Hidrogénio

As recomendações que se enumeram abaixo, têm como base a concordância pretendida face ao Código ASME B31.12 edição de 2019, adicionalmente ao parágrafo PL21.- *Steel Pipeline Service Conversions.*e às elencadas no parágrafo 7.1 do presente documento:

i. Sensorização adicional para Hidrogénio;
ii. Melhoria das condições de ventilação natural existentes nas caixas de válvulas enterradas de Rede Primária e armários PRM;
iii. Uma vez concluídas as medidas anteriormente enumeradas e garantia da eficácia das mesmas, sugere-se que a REN Portgás proceda ao pedido de vinculação da devida mistura, junto das entidades oficiais reguladoras.

EMISSÃO	Elaborado por	Verificado por
Local: Lisboa	**Nome: João Marques**	**Nome: Stuart Soares**
Data: dezembro 2023	**IWE/ EWF**	**AWS/CWI / NACE CP Level 3 / EN 9712 VT 2**

Bureau Veritas Group | C3 - Restricted

8. ANEXO I

CERTIFICADO DE ADEQUABILIDADE

Certificate of Adequacy

Doc. Nº.: 8100.L.23

O **BUREAU VERITAS RINAVE** declara que, o Programa H2REN na rede de distribuição (4 bar ≤ P MÁX < 20 bar), cumpre com os requisitos expressos nos seguintes documentos:

BUREAU VERITAS RINAVE declares that the REN H2 Program for the Natural Gas on the distribution grid (4 bar ≤ PMAX < 20), complies with the requirements stated in the following documents:

Relatório Técnico BV N.º 8075.L.23 - Avaliação da Adequabilidade da Injeção de 20% Hidrogénio (H_2) na Rede Primária de Gás Natural – REN PORTGÁS.

Lisboa, 28 de dezembro de 2023,

ENTIDADE 3ª PARTE
3rd party inspection

Bureau Veritas TPA

Digitally signed by Bureau Veritas TPA
DN: cn=Bureau Veritas TPA, o=Bureau Veritas, ou=Stuart Soares, email=stuart.soares@bureauveritas.com, c=PT
Date: 2023.12.28 18:48:07 Z

© BUREAU VERITAS RINAVE, RUA LAURA AYRES, 3, 1600-510 LISBOA, PORTUGAL, www.bureauveritas.pt

CERTIFICADO DE ADEQUABILIDADE

Certificate of Adequacy

Doc. Nº.: 8225.L.23

O **BUREAU VERITAS RINAVE** declara que, o Programa H_2REN na rede de distribuição (4 bar ≤ P MÁX < 20 bar), cumpre com os requisitos expressos nos seguintes documentos:

BUREAU VERITAS RINAVE declares that the REN H_2 Program for the Natural Gas on the distribution grid (4 bar ≤ P_{MAX} < 20), complies with the requirements stated in the following documents:

Relatório Técnico BV N.º 8075.L.23 - Avaliação da Adequabilidade da Injeção de 100% Hidrogénio (H_2) na Rede Primária de Gás Natural – REN PORTGÁS.

Lisboa, 28 de dezembro de 2023,

Bureau Veritas TPA
ENTIDADE 3ª PARTE
3rd part inspection

Digitally signed by Bureau Veritas TPA
DN: cn=Bureau Veritas TPA, o=Bureau Veritas, ou=Stuart Soares, email=stuart.soares@bureauveritas.com, c=PT
Date: 2023.12.28 18:46:17 Z

© BUREAU VERITAS RINAVE, RUA LAURA AYRES, 3, 1600-510 LISBOA, PORTUGAL, www.bureauveritas.pt

Anexo B

Análise de Tecnologias Domésticas

B.1 Equipamentos utilizados no setor doméstico

A Figura B.1 e a Figura B.2 apresentam os dados do mais recente "Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico"efetuado pelo INE e pela DGEG relativos ao tipo de equipamentos utilizados para o aquecimento de água e para o aquecimento do ambiente, respetivamente.

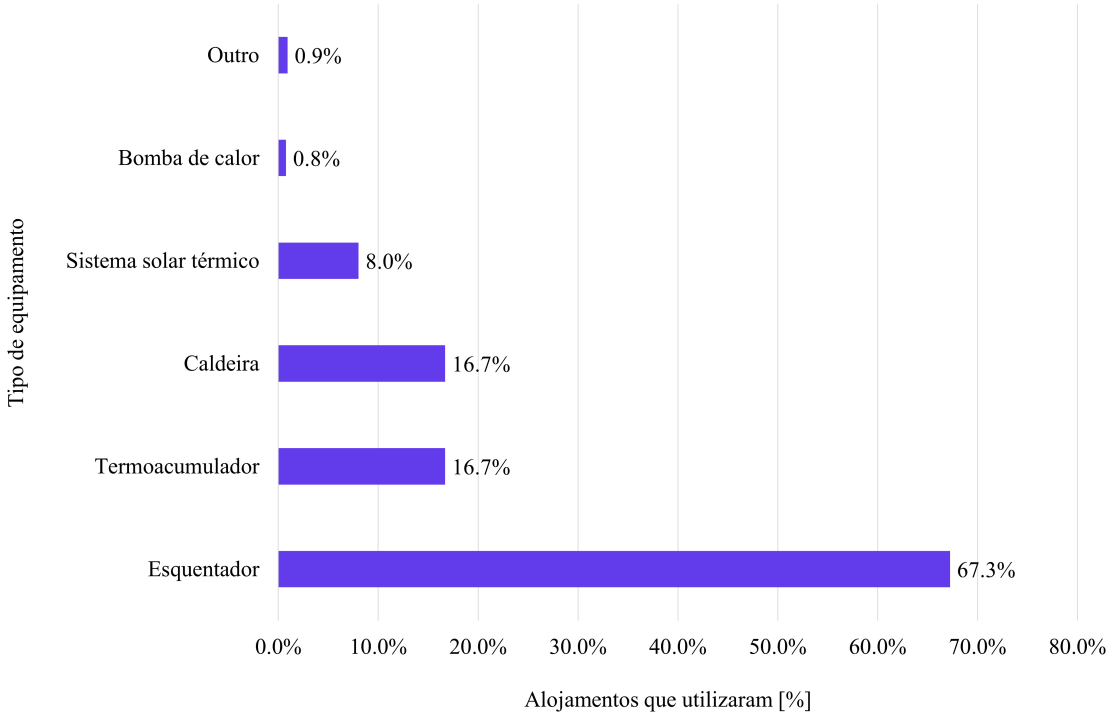


Figura B.1: Equipamentos utilizados para aquecimento de água - Portugal, 2020 (adaptado de [134]).

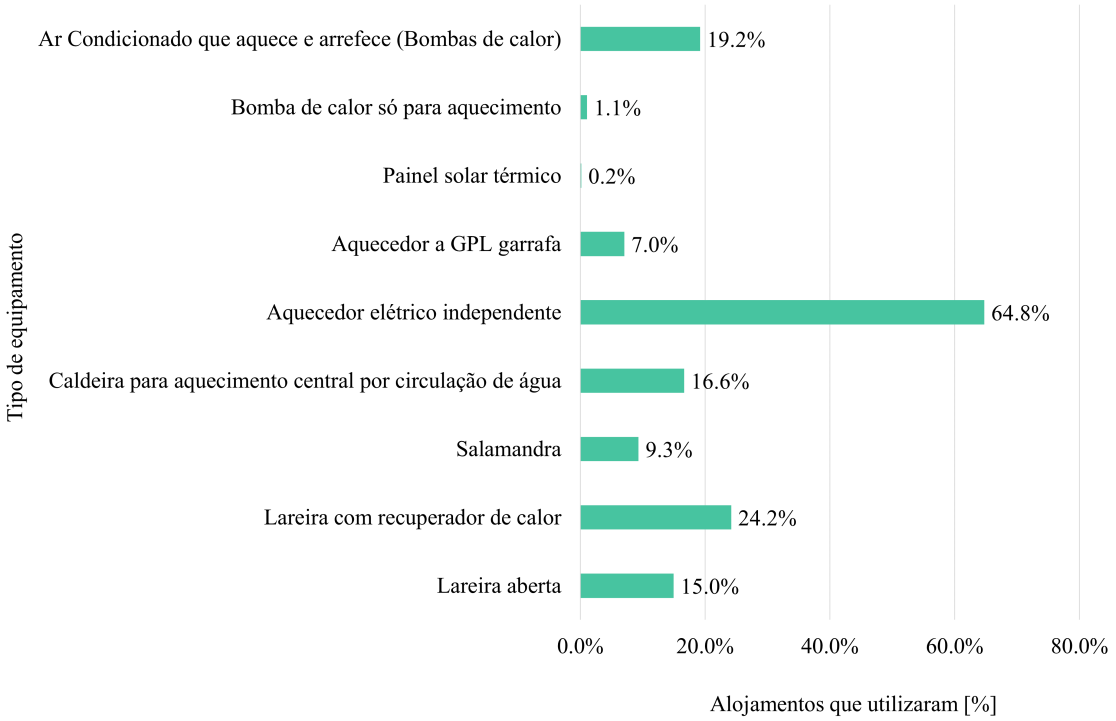


Figura B.2: Equipamentos utilizados para aquecimento do ambiente - Portugal, 2020 (adaptado de [134]).

B.2 Preços dos equipamentos

A Tabela B.1 apresenta o preço médio de caldeiras a gás natural por fabricante, determinados em função de preços consultados em *websites* de revendedores.

Tabela B.1: Preços médios de caldeiras a gás natural por fabricante

Fabricante	Custo médio
Bosch	2 009 €
Vaillant	1 524 €
Ariston	1 243 €
Baxi	1 248 €
Chaffoteaux	1 621 €
Viessman	2 891 €
Média	1 756 €

A Tabela B.2 apresenta o preço médio de bombas de calor por fabricante, determinados em função de preços consultados em *websites* de revendedores.

A Tabela B.3 apresenta o preço médio de coletores solares por fabricante, com função de AQS, determinados em função de preços consultados em *websites* de revendedores.

Tabela B.2: Preços médios de bombas de calor por fabricante

Fabricante	Custo médio
Ariston	5 079 €
HTW	3 804 €
Bosch/Vulcano	2 616 €
Média	3 833 €

Tabela B.3: Preços médios de coletores solares por fabricante

Fabricante	Custo médio
Ariston	1 828 €
Bosch	1 874 €
Oliclima	1 249 €
Média	1 650 €

B.3 Custo de produção do hidrogénio verde

O custo de produção de hidrogénio verde considerado na Seção 5.1 foi estabelecido com base nos valores apresentados na Tabela B.4. Dada a discrepância observada entre os valores para a Europa e Espanha em comparação com Portugal — sendo que para Portugal os valores parecem excessivamente otimistas — optou-se por adotar, para a análise em questão, o custo de produção de H_2V europeu em 2022, conforme publicado pelo *European Hydrogen Observatory*, no valor de 6,86 €/kg. Esse custo foi então extrapolado linearmente até o valor de 2,39 €/kg em 2050, que é o custo de produção médio previsto para a Espanha.

Tabela B.4: Custos de produção de H_2V observados e previstos

Custo de produção [€/kg]							
2020	2022	2025	2030	2035	2040	2050	Ref
Europa							
x	6,86	x	x	x	x	x	[164]
x	x	x	6,00	x	x	x	[165]
x	x	x	x	x	x	2,30	[166]
Portugal							
4,69	x	3,26	2,12	1,45	1,07	x	[167]
Espanha							
x	x	x	x	x	x	1,66 - 3,12	[168]

A evolução do custo do hidrogénio verde considerada na análise está apresentada na Tabela B.5.

Tabela B.5: Evolução do custo de produção de H_2V considerada

Evolução do custo	
2022	2050
6,86	2,39
2022-2050	em cada ano
-65,16%	-3,70%
Ano	Custo [€/kg]
2022	6,86
2023	6,61
2024	6,36
2025	6,13
2026	5,90
2027	5,68
2028	5,47
2029	5,27
2030	5,08
2031	4,89
2032	4,71
2033	4,53
2034	4,37
2035	4,20
2036	4,05
2037	3,90
2038	3,76
2039	3,62
2040	3,48
2041	3,35
2042	3,23
2043	3,11
2044	3,00
2045	2,89
2046	2,78
2047	2,68
2048	2,58
2049	2,48
2050	2,39

B.4 Consumo médio de energia por alojamento

A Tabela B.6 apresenta dados relativos ao consumo de energia nas habitações portuguesas em 2020.

Tabela B.6: Consumo médio de energia por alojamento por fonte de energia e por tipo de utilização - Portugal, 2020 (adaptado de [134])

Consumo médio por alojamento		Fonte: INE - Inquérito ao consumo de energia no setor doméstico		
Consumo total anual [tep/alojamento]	0.67			
Consumo total anual [kWh/alojamento]	3361.07			
Por fonte de energia		**Consumo anual [tep/alojamento]**	**Consumo mensal [tep/alojamento]**	**Consumo mensal [kWh/alojamento]**
Eletricidade	43.10%	0.289	0.0241	280.28
Biomassa	27.20%	0.183	0.0152	176.88
GPL garrafa	12.40%	0.083	0.0069	80.64
Gás natural	11.50%	0.077	0.0064	74.79
GPL canalizado	2.10%	0.014	0.0012	13.66
Solar térmico	1.90%	0.013	0.0011	12.36
Gasóleo de aquecimento	1.80%	0.012	0.0010	11.71
Por tipo de utilização		**Consumo anual [tep/alojamento]**	**Consumo mensal [tep/alojamento]**	**Consumo mensal [kWh/alojamento]**
Cozinha	34.60%	0.232	0.0193	225.01
Aquecimento do ambiente	23.20%	0.156	0.0130	150.87
Equipamentos elétricos	19.90%	0.134	0.0111	129.41
AQS	19.70%	0.132	0.0110	128.11
Iluminação	1.60%	0.011	0.0009	10.40
Arrefecimento do ambiente	1.00%	0.007	0.0006	6.50
			Total Aquecimento	278.98

B.5 Anualização dos custos de energia

A Tabela B.7 apresenta os custos de produção de hidrogénio verde anualizados.

Tabela B.7: Anualização dos custos de produção de H_2V

Ano	Custo H2V [€/kg]	Custo H2V [€/kWh] s/ inflação	Custo H2V [€/kWh] c/ inflação	Custo anual H2V [€]	
2022	6.86	0.21	0.21	688.98 €	
2023	6.61	0.20	0.20	676.78 €	
2024	6.36	0.19	0.19	651.77 €	
2025	6.13	0.18	0.19	627.68 €	
2026	5.90	0.18	0.18	604.49 €	
2027	5.68	0.17	0.17	582.15 €	
2028	5.47	0.16	0.17	560.63 €	
2029	5.27	0.16	0.16	539.91 €	
2030	5.08	0.15	0.16	519.96 €	
2031	4.89	0.15	0.15	500.74 €	
2032	4.71	0.14	0.14	482.24 €	
2033	4.53	0.14	0.14	464.41 €	
2034	4.37	0.13	0.13	447.25 €	**Total**
2035	4.20	0.13	0.13	430.72 €	**5,133 €**
2036	4.05	0.12	0.12	414.80 €	
2037	3.90	0.12	0.12	399.47 €	
2038	3.76	0.11	0.11	384.71 €	
2039	3.62	0.11	0.11	370.49 €	
2040	3.48	0.10	0.11	356.80 €	
2041	3.35	0.10	0.10	343.61 €	
2042	3.23	0.10	0.10	330.91 €	
2043	3.11	0.09	0.10	318.68 €	
2044	3.00	0.09	0.09	306.91 €	
2045	2.89	0.09	0.09	295.56 €	
2046	2.78	0.08	0.09	284.64 €	
2047	2.68	0.08	0.08	274.12 €	
2048	2.58	0.08	0.08	263.99 €	
2049	2.48	0.07	0.08	254.23 €	
2050	2.39	0.07	0.07	244.84 €	

A Tabela B.8 apresenta os custos do gás natural anualizados.

Tabela B.8: Anualização dos custos do gás natural

Ano	Custo GN [€/kWh] s/ inflação	Custo GN [€/kWh] c/ inflação	Custo anual GN [€]	
2022	-	-	-	
2023	0.17	0.17	-	
2024	0.17	0.17	565.14	
2025	0.17	0.17	576.44	
2026	0.17	0.18	587.97	
2027	0.17	0.18	599.73	
2028	0.17	0.18	611.73	
2029	0.17	0.19	623.96	
2030	0.17	0.19	636.44	
2031	0.17	0.19	649.17	
2032	0.17	0.20	662.15	
2033	0.17	0.20	675.40	
2034	0.17	0.21	688.91	**Total**
2035	0.17	0.21	702.68	**6,438 €**
2036	0.17	0.21	716.74	
2037	0.17	0.22	731.07	
2038	0.17	0.22	745.69	
2039	0.17	0.23	760.61	
2040	0.17	0.23	775.82	
2041	0.17	0.24	791.34	
2042	0.17	0.24	807.16	
2043	0.17	0.25	823.31	
2044	0.17	0.25	839.77	
2045	0.17	0.26	856.57	
2046	0.17	0.26	873.70	
2047	0.17	0.27	891.17	
2048	0.17	0.27	909.00	
2049	0.17	0.28	927.18	
2050	0.17	0.28	945.72	

A Tabela B.9 apresenta os custos de eletricidade anualizados respetivos ao consumo da bomba de calor.

A Tabela B.10 apresenta os custos de eletricidade anualizados respetivos ao consumo da bomba de calor, enquanto sistema auxiliar do coletor solar.

Tabela B.9: Anualização dos custos de eletricidade respetivos à bomba de calor

Ano	Custo Eletr [€/kWh] s/ inflação	Custo Eletr [€/kWh] c/ inflação	Custo anual Eletr [€]	
2022	-	-	-	
2023	0.24	0.24	806.82	
2024	0.24	0.25	822.96	
2025	0.24	0.25	839.42	
2026	0.24	0.26	856.20	
2027	0.24	0.26	873.33	
2028	0.24	0.27	890.79	
2029	0.24	0.27	908.61	
2030	0.24	0.28	926.78	
2031	0.24	0.28	945.32	
2032	0.24	0.29	964.22	
2033	0.24	0.29	983.51	
2034	0.24	0.30	1003.18	**Total**
2035	0.24	0.31	1023.24	**9,375 €**
2036	0.24	0.31	1043.71	
2037	0.24	0.32	1064.58	
2038	0.24	0.32	1085.87	
2039	0.24	0.33	1107.59	
2040	0.24	0.34	1129.74	
2041	0.24	0.34	1152.34	
2042	0.24	0.35	1175.38	
2043	0.24	0.36	1198.89	
2044	0.24	0.37	1222.87	
2045	0.24	0.37	1247.33	
2046	0.24	0.38	1272.27	
2047	0.24	0.39	1297.72	
2048	0.24	0.40	1323.67	
2049	0.24	0.40	1350.15	
2050	0.24	0.41	1377.15	

Tabela B.10: Anualização dos custos de eletricidade respetivos à bomba de calor enquanto sistema auxiliar

Ano	Custo Eletr [€/kWh] s/ inflação	Custo Eletr [€/kWh] c/ inflação	Custo anual Eletr [€]	
2022	-	-	-	
2023	0,24	0,24	621,57	
2024	0,24	0,25	634,00	
2025	0,24	0,25	646,68	
2026	0,24	0,26	659,62	
2027	0,24	0,26	672,81	
2028	0,24	0,27	686,26	
2029	0,24	0,27	699,99	
2030	0,24	0,28	713,99	
2031	0,24	0,28	728,27	
2032	0,24	0,29	742,83	
2033	0,24	0,29	757,69	
2034	0,24	0,30	772,85	**Total**
2035	0,24	0,31	788,30	**7 223 €**
2036	0,24	0,31	804,07	
2037	0,24	0,32	820,15	
2038	0,24	0,32	836,55	
2039	0,24	0,33	853,28	
2040	0,24	0,34	870,35	
2041	0,24	0,34	887,76	
2042	0,24	0,35	905,51	
2043	0,24	0,36	923,62	
2044	0,24	0,37	942,09	
2045	0,24	0,37	960,94	
2046	0,24	0,38	980,15	
2047	0,24	0,39	999,76	
2048	0,24	0,40	1019,75	
2049	0,24	0,40	1040,15	
2050	0,24	0,41	1060,95	

Anexo C

Análise da Descontinuidade do Sistema

C.1 Definição dos cenários de evolução da procura de gás natural até 2050

A Tabela C.1 apresenta os dados retirados do RMSA-G-2022 em que se baseiam as taxas de variação da procura de gás natural até 2040.

Tabela C.1: Evolução da procura de gás natural por setor relativa a cada cenário de acordo com o RMSA-G-2022

RMSA-G-2022	Setor	Unid	2022	2023	2025	2027	2030	2035	2040	Total
Central Ambição	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,3	2,4	24,4
		%		0,0%	0,0%	2,7%	0,0%	-13,2%	-27,3%	-38%
	Terciário	TWh	2,8	2,7	3,9	4,2	4,4	4,2	3,9	26,1
		%		-3,6%	44,4%	7,7%	4,8%	-4,5%	-7,1%	42%
	Indústria	TWh	16,2	16,4	17,7	17,8	18,1	18,6	19	123,8
		%		1,2%	7,9%	0,6%	1,7%	2,8%	2,2%	16%
	Total	TWh	22,7	22,8	25,3	25,8	26,3	26,1	25,3	174,3
		%	-	0,4%	11,0%	2,0%	1,9%	-0,8%	-3,1%	11%
Superior Ambição	Residencial	TWh	3,7	3,7	3,8	4	4,1	3,7	3	26
		%		0,0%	2,7%	5,3%	2,5%	-9,8%	-18,9%	-18%
	Terciário	TWh	2,8	2,9	4	4,4	4,7	4,6	4,5	27,9
		%		3,6%	37,9%	10,0%	6,8%	-2,1%	-2,2%	54%
	Indústria	TWh	16,4	16,6	18,9	19,2	19,6	20,3	21,1	132,1
		%		1,2%	13,9%	1,6%	2,1%	3,6%	3,9%	26%
	Total	TWh	22,9	23,2	26,7	27,6	28,4	28,6	28,6	186
		%	-	1,3%	15,1%	3,4%	2,9%	0,7%	0,0%	23%
Inferior Conservador	Residencial	TWh	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,1	2,4	23,5
		%		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-13,9%	-22,6%	-36%
	Terciário	TWh	2,9	2,8	3,6	3,8	3,9	3,6	3,3	23,9
		%		-3,4%	28,6%	5,6%	2,6%	-7,7%	-8,3%	17%
	Indústria	TWh	16	16,2	16,4	16,5	16,6	16,9	17,2	115,8
		%		1,3%	1,2%	0,6%	0,6%	1,8%	1,8%	7%
	Total	TWh	22,5	22,6	23,6	23,9	24,1	23,6	22,9	163,2
		%	-	0,4%	4,4%	1,3%	0,8%	-2,1%	-3,0%	2%

A Tabela C.2 apresenta os dados retirados do RNC2050 em que se baseiam as taxas de variação da procura de gás natural entre 2040 e 2050.

Tabela C.2: Evolução da procura de gás natural por setor relativa a cada cenário de acordo com o RNC2050

RNC2050	Setor	Unid	2020	2030	2040	2050	
Camisola amarela	Indústria	TWh	14	17,358	12,55	7,478	
		%		24,0%	-27,7%	-40,4%	
	Residencial e serviços	TWh	8,122	8,297	3,689	0,364	
		%		2,2%	-55,5%	-90,1%	
	Energia final	TWh	22,333	26,194	17,083	8,225	
		%		17,3%	-34,8%	-51,9%	Inferior Conservador
Pelotão	Indústria	TWh	14	18,808	11,017	8,011	
		%		34,3%	-41,4%	-27,3%	
	Residencial e serviços	TWh	8,122	8,514	3,881	0,369	
		%		4,8%	-54,4%	-90,5%	
	Energia final	TWh	22,325	27,656	15,672	9,306	
		%		23,9%	-43,3%	-40,6%	Central Ambição
Fora de pista	Indústria	TWh	-	-	-	-	
	Residencial e serviços	TWh	-	-	-	-	
	Energia final	TWh	-	-	-	-	

C.2 Dados e resultados dos cenários de evolução da procura de gás

As tabelas seguintes apresentam os dados utilizados no modelo Excel que permitiram determinar os valores médios da tarifa. Uma vez que muitos valores foram utilizados, a informação relativa a cada cenário foi dividida em três tabelas, que apresentam os valores em pormenor para o período 2024-2030, 2030-2040 e 2040-2050.

Tabela C.3: Evolução do cenário Superior Ambição entre 2024 e 2030

Ano		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 470 993 000 €**	**1 401 650 000 €**	**1 332 307 000 €**	**1 262 964 000 €**	**1 193 621 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	53 834 000 €	51 473 000 €	49 112 000 €	46 751 000 €	44 390 000 €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	8 019 000 €	7 451 000 €	6 883 000 €	6 315 000 €	5 747 000 €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	19 418 000 €	16 967 000 €	14 516 000 €	12 065 000 €	9 614 000 €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	399 693 000 €	383 808 000 €	367 923 000 €	352 038 000 €	336 153 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	230 496 000 €	221 856 000 €	213 216 000 €	204 576 000 €	195 936 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	11 002 000 €	9 846 000 €	8 690 000 €	7 534 000 €	6 378 000 €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	3 027 000 €	2 657 000 €	2 287 000 €	1 917 000 €	1 547 000 €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	462 029 000 €	441 392 000 €	420 755 000 €	400 118 000 €	379 481 000 €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	129 550 000 €	124 223 000 €	118 896 000 €	113 569 000 €	108 242 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	79 940 000 €	71 053 000 €	62 166 000 €	53 279 000 €	44 392 000 €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	73 985 000 €	70 924 000 €	67 863 000 €	64 802 000 €	61 741 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**86 538 067 €**	**82 552 578 €**	**78 567 089 €**	**74 581 600 €**	**70 596 111 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	3 161 958 €	3 026 260 €	2 890 561 €	2 754 863 €	2 619 164 €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	477 215 €	444 569 €	411 923 €	379 278 €	346 632 €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	1 186 485 €	1 045 614 €	904 743 €	763 871 €	623 000 €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	23 428 850 €	22 515 860 €	21 602 870 €	20 689 879 €	19 776 889 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	13 496 050 €	12 999 466 €	12 502 882 €	12 006 298 €	11 509 714 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	665 561 €	599 119 €	532 678 €	466 237 €	399 796 €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	184 610 €	163 344 €	142 078 €	120 812 €	99 547 €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	27 148 173 €	25 962 061 €	24 775 949 €	23 589 838 €	22 403 726 €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	7 598 971 €	7 292 802 €	6 986 632 €	6 680 463 €	6 374 294 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	4 849 942 €	4 339 161 €	3 828 381 €	3 317 601 €	2 806 820 €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	4 340 253 €	4 164 322 €	3 988 391 €	3 812 460 €	3 636 529 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**155 881 067 €**	**151 895 578 €**	**147 910 089 €**	**143 924 600 €**	**139 939 111 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	5 522 958 €	5 387 260 €	5 251 561 €	5 115 863 €	4 980 164 €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	1 045 215 €	1 012 569 €	979 923 €	947 278 €	914 632 €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 637 485 €	3 496 614 €	3 355 743 €	3 214 871 €	3 074 000 €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	39 313 850 €	38 400 860 €	37 487 870 €	36 574 879 €	35 661 889 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	22 136 050 €	21 639 466 €	21 142 882 €	20 646 298 €	20 149 714 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 821 561 €	1 755 119 €	1 688 678 €	1 622 237 €	1 555 796 €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	554 610 €	533 344 €	512 078 €	490 812 €	469 547 €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	47 785 173 €	46 599 061 €	45 412 949 €	44 226 838 €	43 040 726 €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	12 925 971 €	12 619 802 €	12 313 632 €	12 007 463 €	11 701 294 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	13 736 942 €	13 226 161 €	12 715 381 €	12 204 601 €	11 693 820 €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	7 401 253 €	7 225 322 €	7 049 391 €	6 873 460 €	6 697 529 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 380 567 €**	**72 535 881 €**	**72 692 492 €**	**72 782 911 €**	**72 873 763 €**	**72 965 050 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 836 590 €	3 844 822 €	3 853 124 €	3 857 916 €	3 862 732 €	3 867 571 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 310 818 €	1 313 631 €	1 316 467 €	1 318 105 €	1 319 750 €	1 321 403 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 024 250 €	2 028 594 €	2 032 974 €	2 035 502 €	2 038 043 €	2 040 596 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 997 403 €	27 055 333 €	27 113 748 €	27 147 474 €	27 181 361 €	27 215 410 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 620 738 €	9 641 383 €	9 662 199 €	9 674 218 €	9 686 293 €	9 698 427 €
	Medigás	1 259 000 €	1 270 454 €	1 273 180 €	1 275 929 €	1 277 516 €	1 279 111 €	1 280 713 €
	Paxgás	502 000 €	506 567 €	507 654 €	508 750 €	509 383 €	510 019 €	510 658 €
	Portgás	11 634 000 €	11 739 844 €	11 765 035 €	11 790 437 €	11 805 102 €	11 819 838 €	11 834 645 €
	Setgás	6 422 000 €	6 480 426 €	6 494 332 €	6 508 354 €	6 516 449 €	6 524 583 €	6 532 756 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 156 490 €	5 167 555 €	5 178 712 €	5 185 153 €	5 191 626 €	5 198 129 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 436 987 €	3 444 362 €	3 451 799 €	3 456 092 €	3 460 407 €	3 464 741 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 247 123 €**	**228 416 948 €**	**224 588 070 €**	**220 693 001 €**	**216 798 364 €**	**212 904 161 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**27006115**	**27457502**	**27916434**	**28183593**	**28453309**	**28588973**
	Beiragás	968426	1038910	1056275	1073930	1084207	1094583	968426
	Dianagás	94091	100939	102626	104342	105340	106348	107366
	Duriensegás	235401	252534	256755	261046	263545	266067	268613
	Lisboagás	4305857,5	4619248	4696455	4774953	4820649	4866783	4913358
	Lusitâniagas	8672815	9304043	9459553	9617663	9709703	9802625	9896436
	Medigás	108756	116672	118622	120604	121758	122924	124100
	Paxgás	17856	19156	19476	19801	19991	20182	20375
	Portgás	7862565	8434821	8575803	8719141	8802583	8886823	8971870
	Setgás	1640954	1760387	1789810	1819725	1837140	1854721	1872471
	Sonorgás	203346	218146	221792	225499	227657	229836	232035
	Tagusgás	1063831	1141259	1160334	1179729	1191019	1202417	1213924
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,60**	**8,32**	**8,05**	**7,83**	**7,62**	**7,45**

Tabela C.4: Evolução do cenário Superior Ambição entre 2030 e 2040

Ano		2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**1 124 278 000 €**	**1 054 935 000 €**	**985 592 000 €**	**916 439 000 €**	**849 893 000 €**	**792 816 000 €**	**736 337 000 €**	**679 858 000 €**	**623 379 000 €**	**566 900 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	42 029 000 €	39 668 000 €	37 307 000 €	34 946 000 €	32 585 000 €	30 224 000 €	27 863 000 €	25 502 000 €	23 141 000 €	20 780 000 €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	5 179 000 €	4 611 000 €	4 043 000 €	3 475 000 €	2 907 000 €	2 339 000 €	1 771 000 €	1 203 000 €	635 000 €	67 000 €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	7 163 000 €	4 712 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	320 268 000 €	304 383 000 €	288 498 000 €	272 613 000 €	256 728 000 €	240 843 000 €	224 958 000 €	209 073 000 €	193 188 000 €	177 303 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	187 296 000 €	178 656 000 €	170 016 000 €	161 376 000 €	152 736 000 €	144 096 000 €	135 456 000 €	126 816 000 €	118 176 000 €	109 536 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	5 222 000 €	4 066 000 €	2 910 000 €	1 754 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	1 177 000 €	807 000 €	437 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	358 844 000 €	338 207 000 €	317 570 000 €	296 933 000 €	276 296 000 €	255 659 000 €	235 022 000 €	214 385 000 €	193 748 000 €	173 111 000 €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	102 915 000 €	97 588 000 €	92 261 000 €	86 934 000 €	81 607 000 €	76 280 000 €	70 953 000 €	65 626 000 €	60 299 000 €	54 972 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	35 505 000 €	26 618 000 €	17 731 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	58 680 000 €	55 619 000 €	52 558 000 €	49 497 000 €	46 436 000 €	43 375 000 €	40 314 000 €	37 253 000 €	34 192 000 €	31 131 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**66 610 623 €**	**62 625 134 €**	**58 639 645 €**	**54 659 616 €**	**50 759 966 €**	**47 207 350 €**	**43 944 034 €**	**40 697 904 €**	**37 451 773 €**	**34 205 643 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	2 483 466 €	2 347 768 €	2 212 069 €	2 076 371 €	1 940 672 €	1 804 974 €	1 669 275 €	1 533 577 €	1 397 878 €	1 262 180 €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	313 986 €	281 340 €	248 694 €	216 049 €	183 403 €	150 757 €	118 111 €	85 465 €	52 820 €	20 174 €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 000 €	482 129 €	341 258 €	200 387 €	64 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	18 863 898 €	17 950 908 €	17 037 918 €	16 124 927 €	15 211 937 €	14 298 947 €	13 385 956 €	12 472 966 €	11 559 975 €	10 646 985 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	11 013 130 €	10 516 546 €	10 019 962 €	9 523 378 €	9 026 794 €	8 530 210 €	8 033 626 €	7 537 042 €	7 040 458 €	6 543 874 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	333 355 €	266 914 €	200 473 €	134 032 €	67 591 €	17 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	78 281 €	57 015 €	35 749 €	14 484 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	21 217 615 €	20 031 503 €	18 845 392 €	17 659 280 €	16 473 168 €	15 287 057 €	14 100 945 €	12 914 834 €	11 728 722 €	10 542 611 €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	6 068 124 €	5 761 955 €	5 455 786 €	5 149 616 €	4 843 447 €	4 537 278 €	4 231 108 €	3 924 939 €	3 618 770 €	3 312 600 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	2 296 040 €	1 785 260 €	1 274 479 €	763 699 €	254 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	3 460 598 €	3 284 668 €	3 108 737 €	2 932 806 €	2 756 875 €	2 580 944 €	2 405 013 €	2 229 082 €	2 053 151 €	1 877 220 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 153 000 €**	**66 546 000 €**	**57 077 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**135 953 623 €**	**131 968 134 €**	**127 982 645 €**	**123 812 616 €**	**117 305 966 €**	**104 284 350 €**	**100 423 034 €**	**97 176 904 €**	**93 930 773 €**	**90 684 643 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	4 844 466 €	4 708 768 €	4 573 069 €	4 437 371 €	4 301 672 €	4 165 974 €	4 030 275 €	3 894 577 €	3 758 878 €	3 623 180 €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	881 986 €	849 340 €	816 694 €	784 049 €	751 403 €	718 757 €	686 111 €	653 465 €	620 820 €	588 174 €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	2 933 129 €	2 792 258 €	2 651 387 €	2 325 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	34 748 898 €	33 835 908 €	32 922 918 €	32 009 927 €	31 096 937 €	30 183 947 €	29 270 956 €	28 357 966 €	27 444 975 €	26 531 985 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	19 653 130 €	19 156 546 €	18 659 962 €	18 163 378 €	17 666 794 €	17 170 210 €	16 673 626 €	16 177 042 €	15 680 458 €	15 183 874 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	1 489 355 €	1 422 914 €	1 356 473 €	1 290 032 €	1 223 591 €	615 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	448 281 €	427 015 €	405 749 €	384 484 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	41 854 615 €	40 668 503 €	39 482 392 €	38 296 280 €	37 110 168 €	35 924 057 €	34 737 945 €	33 551 834 €	32 365 722 €	31 179 611 €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	11 395 124 €	11 088 955 €	10 782 786 €	10 476 616 €	10 170 447 €	9 864 278 €	9 558 108 €	9 251 939 €	8 945 770 €	8 639 600 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	11 183 040 €	10 672 260 €	10 161 479 €	9 650 699 €	9 098 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	6 521 598 €	6 345 668 €	6 169 737 €	5 993 806 €	5 817 875 €	5 641 944 €	5 466 013 €	5 290 082 €	5 114 151 €	4 938 220 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 380 567 €**	**72 965 050 €**	**72 978 512 €**	**72 991 982 €**	**73 005 463 €**	**73 018 953 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 836 590 €	3 867 571 €	3 868 284 €	3 868 998 €	3 869 713 €	3 870 428 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 310 818 €	1 321 403 €	1 321 647 €	1 321 891 €	1 322 135 €	1 322 379 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 024 250 €	2 040 596 €	2 040 973 €	2 041 349 €	2 041 727 €	2 042 104 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 997 403 €	27 215 410 €	27 220 431 €	27 225 456 €	27 230 484 €	27 235 516 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 620 738 €	9 698 427 €	9 700 216 €	9 702 007 €	9 703 799 €	9 705 592 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €
	Medigás	1 259 000 €	1 270 454 €	1 280 713 €	1 280 950 €	1 281 186 €	1 281 423 €	1 281 659 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €
	Paxgás	502 000 €	506 567 €	510 658 €	510 752 €	510 846 €	510 941 €	511 035 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €
	Portgás	11 634 000 €	11 739 844 €	11 834 645 €	11 836 828 €	11 839 013 €	11 841 199 €	11 843 387 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €
	Setgás	6 422 000 €	6 480 426 €	6 532 756 €	6 533 962 €	6 535 168 €	6 536 375 €	6 537 582 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 156 490 €	5 198 129 €	5 199 088 €	5 200 048 €	5 201 008 €	5 201 969 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 436 987 €	3 464 741 €	3 465 380 €	3 466 020 €	3 466 660 €	3 467 301 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 247 123 €**	**212 904 161 €**	**208 932 134 €**	**204 960 116 €**	**200 988 107 €**	**196 831 569 €**	**190 338 418 €**	**177 316 802 €**	**173 455 486 €**	**170 209 356 €**	**166 963 225 €**	**163 717 095 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**27006115**	**28588973**	**28629127**	**28669336**	**28709602**	**28749925**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**
	Beiragás	968426	1038910	968426	969786	971148	972512	973878	975246	975246	975246	975246	975246	975246
	Dianagás	94091	100939	107366	107517	107668	107819	107970	108122	108122	108122	108122	108122	108122
	Duriensegás	235401	252534	268613	268990	269368	269746	270125	270505	270505	270505	270505	270505	270505
	Lisboagás	4305857,5	4619248	4913358	4920258	4927169	4934089	4941019	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959
	Lusitâniagas	8672815	9304043	9896436	9910335	9924254	9938193	9952151	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129
	Medigás	108756	116672	124100	124274	124449	124624	124799	124974	124974	124974	124974	124974	124974
	Paxgás	17856	19156	20375	20404	20433	20461	20490	20519	20519	20519	20519	20519	20519
	Portgás	7862565	8434821	8971870	8984471	8997090	9009726	9022380	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052
	Setgás	1640954	1760387	1872471	1875101	1877735	1880372	1883013	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658
	Sonorgás	203346	218146	232035	232361	232688	233015	233342	233670	233670	233670	233670	233670	233670
	Tagusgás	1063831	1141259	1213924	1215629	1217336	1219046	1220758	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,60**	**7,45**	**7,30**	**7,15**	**7,00**	**6,85**	**6,61**	**6,16**	**6,02**	**5,91**	**5,80**	**5,69**

Tabela C.5: Evolução do cenário Superior Ambição entre 2040 e 2050

Ano		2024	2025	2030	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**566 900 000 €**	**510 922 000 €**	**455 011 000 €**	**399 100 000 €**	**343 189 000 €**	**287 278 000 €**	**231 367 000 €**	**175 456 000 €**	**119 545 000 €**	**76 725 000 €**	**43 812 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	20 780 000 €	18 419 000 €	16 058 000 €	13 697 000 €	11 336 000 €	8 975 000 €	6 614 000 €	4 253 000 €	1 892 000 €	- €	- €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	177 303 000 €	161 418 000 €	145 533 000 €	129 648 000 €	113 763 000 €	97 878 000 €	81 993 000 €	66 108 000 €	50 223 000 €	34 338 000 €	18 453 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	109 536 000 €	100 896 000 €	92 256 000 €	83 616 000 €	74 976 000 €	66 336 000 €	57 696 000 €	49 056 000 €	40 416 000 €	31 776 000 €	23 136 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	173 111 000 €	152 474 000 €	131 837 000 €	111 200 000 €	90 563 000 €	69 926 000 €	49 289 000 €	28 652 000 €	8 015 000 €	- €	- €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	54 972 000 €	49 645 000 €	44 318 000 €	38 991 000 €	33 664 000 €	28 337 000 €	23 010 000 €	17 683 000 €	12 356 000 €	7 029 000 €	1 702 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	31 131 000 €	28 070 000 €	25 009 000 €	21 948 000 €	18 887 000 €	15 826 000 €	12 765 000 €	9 704 000 €	6 643 000 €	3 582 000 €	521 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**34 205 643 €**	**30 973 910 €**	**27 758 500 €**	**24 545 015 €**	**21 331 530 €**	**18 118 045 €**	**14 904 561 €**	**11 691 076 €**	**8 477 591 €**	**5 640 309 €**	**3 463 932 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	1 262 180 €	1 126 481 €	990 783 €	855 084 €	719 386 €	583 687 €	447 989 €	312 290 €	176 592 €	54 371 €	- €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	20 174 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	10 646 985 €	9 733 995 €	8 821 004 €	7 908 014 €	6 995 024 €	6 082 033 €	5 169 043 €	4 256 052 €	3 343 062 €	2 430 072 €	1 517 081 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	6 543 874 €	6 047 290 €	5 550 706 €	5 054 122 €	4 557 538 €	4 060 954 €	3 564 370 €	3 067 786 €	2 571 202 €	2 074 618 €	1 578 034 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	10 542 611 €	9 356 499 €	8 170 387 €	6 984 276 €	5 798 164 €	4 612 053 €	3 425 941 €	2 239 829 €	1 053 718 €	230 331 €	- €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	3 312 600 €	3 006 431 €	2 700 262 €	2 394 092 €	2 087 923 €	1 781 754 €	1 475 584 €	1 169 415 €	863 246 €	557 076 €	250 907 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	1 877 220 €	1 701 289 €	1 525 358 €	1 349 427 €	1 173 496 €	997 565 €	821 634 €	645 703 €	469 772 €	293 841 €	117 910 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**56 479 000 €**	**55 978 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**42 820 000 €**	**32 913 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	1 892 000 €	- €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	8 015 000 €	- €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**90 684 643 €**	**86 951 910 €**	**83 669 500 €**	**80 456 015 €**	**77 242 530 €**	**74 029 045 €**	**70 815 561 €**	**67 602 076 €**	**64 388 591 €**	**48 460 309 €**	**36 376 932 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	3 623 180 €	3 487 481 €	3 351 783 €	3 216 084 €	3 080 386 €	2 944 687 €	2 808 989 €	2 673 290 €	2 537 592 €	1 946 371 €	- €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	588 174 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	26 531 985 €	25 618 995 €	24 706 004 €	23 793 014 €	22 880 024 €	21 967 033 €	21 054 043 €	20 141 052 €	19 228 062 €	18 315 072 €	17 402 081 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	15 183 874 €	14 687 290 €	14 190 706 €	13 694 122 €	13 197 538 €	12 700 954 €	12 204 370 €	11 707 786 €	11 211 202 €	10 714 618 €	10 218 034 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	31 179 611 €	29 993 499 €	28 807 387 €	27 621 276 €	26 435 164 €	25 249 053 €	24 062 941 €	22 876 829 €	21 690 718 €	8 245 331 €	- €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	8 639 600 €	8 333 431 €	8 027 262 €	7 721 092 €	7 414 923 €	7 108 754 €	6 802 584 €	6 496 415 €	6 190 246 €	5 884 076 €	5 577 907 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	4 938 220 €	4 762 289 €	4 586 358 €	4 410 427 €	4 234 496 €	4 058 565 €	3 882 634 €	3 706 703 €	3 530 772 €	3 354 841 €	3 178 910 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 380 567 €**	**72 965 050 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**	**73 032 452 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 836 590 €	3 867 571 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €	3 871 144 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 310 818 €	1 321 403 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €	1 322 624 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 024 250 €	2 040 596 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €	2 042 481 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 997 403 €	27 215 410 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €	27 240 551 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 620 738 €	9 698 427 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €	9 707 386 €
	Medigás	1 259 000 €	1 270 454 €	1 280 713 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €	1 281 896 €
	Paxgás	502 000 €	506 567 €	510 658 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €	511 129 €
	Portgás	11 634 000 €	11 739 844 €	11 834 645 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €	11 845 577 €
	Setgás	6 422 000 €	6 480 426 €	6 532 756 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €	6 538 791 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 156 490 €	5 198 129 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €	5 202 931 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 436 987 €	3 464 741 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €	3 467 942 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 247 123 €**	**212 904 161 €**	**163 717 095 €**	**159 984 362 €**	**156 701 952 €**	**153 488 467 €**	**150 274 982 €**	**147 061 497 €**	**143 848 013 €**	**140 634 528 €**	**137 421 043 €**	**121 492 761 €**	**109 409 384 €**
Énergia veiculada [MWh]		**25173899**	**27006115**	**28588973**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**	**28790304**
	Beiragás	968426	1038910	968426	975246	975246	975246	975246	975246	975246	975246	975246	975246	975246	975246
	Dianagás	94091	100939	107366	108122	108122	108122	108122	108122	108122	108122	108122	108122	108122	108122
	Duriensegás	235401	252534	268613	270505	270505	270505	270505	270505	270505	270505	270505	270505	270505	270505
	Lisboagás	4305857,5	4619248	4913358	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959	4947959
	Lusitâniagas	8672815	9304043	9896436	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129	9966129
	Medigás	108756	116672	124100	124974	124974	124974	124974	124974	124974	124974	124974	124974	124974	124974
	Paxgás	17856	19156	20375	20519	20519	20519	20519	20519	20519	20519	20519	20519	20519	20519
	Portgás	7862565	8434821	8971870	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052	9035052
	Setgás	1640954	1760387	1872471	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658	1885658
	Sonorgás	203346	218146	232035	233670	233670	233670	233670	233670	233670	233670	233670	233670	233670	233670
	Tagusgás	1063831	1141259	1213924	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472	1222472
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,60**	**7,45**	**5,69**	**5,56**	**5,44**	**5,33**	**5,22**	**5,11**	**5,00**	**4,88**	**4,77**	**4,22**	**3,80**

Tabela C.6: Evolução do cenário Central Ambição entre 2024 e 2030

Ano		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 470 993 000 €**	**1 401 650 000 €**	**1 332 307 000 €**	**1 262 964 000 €**	**1 193 621 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	53 834 000 €	51 473 000 €	49 112 000 €	46 751 000 €	44 390 000 €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	8 019 000 €	7 451 000 €	6 883 000 €	6 315 000 €	5 747 000 €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	19 418 000 €	16 967 000 €	14 516 000 €	12 065 000 €	9 614 000 €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	399 693 000 €	383 808 000 €	367 923 000 €	352 038 000 €	336 153 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	230 496 000 €	221 856 000 €	213 216 000 €	204 576 000 €	195 936 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	11 002 000 €	9 846 000 €	8 690 000 €	7 534 000 €	6 378 000 €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	3 027 000 €	2 657 000 €	2 287 000 €	1 917 000 €	1 547 000 €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	462 029 000 €	441 392 000 €	420 755 000 €	400 118 000 €	379 481 000 €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	129 550 000 €	124 223 000 €	118 896 000 €	113 569 000 €	108 242 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	79 940 000 €	71 053 000 €	62 166 000 €	53 279 000 €	44 392 000 €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	73 985 000 €	70 924 000 €	67 863 000 €	64 802 000 €	61 741 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**86 538 067 €**	**82 552 578 €**	**78 567 089 €**	**74 581 600 €**	**70 596 111 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	3 161 958 €	3 026 260 €	2 890 561 €	2 754 863 €	2 619 164 €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	477 215 €	444 569 €	411 923 €	379 278 €	346 632 €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	1 186 485 €	1 045 614 €	904 743 €	763 871 €	623 000 €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	23 428 850 €	22 515 860 €	21 602 870 €	20 689 879 €	19 776 889 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	13 496 050 €	12 999 466 €	12 502 882 €	12 006 298 €	11 509 714 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	665 561 €	599 119 €	532 678 €	466 237 €	399 796 €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	184 610 €	163 344 €	142 078 €	120 812 €	99 547 €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	27 148 173 €	25 962 061 €	24 775 949 €	23 589 838 €	22 403 726 €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	7 598 971 €	7 292 802 €	6 986 632 €	6 680 463 €	6 374 294 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	4 849 942 €	4 339 161 €	3 828 381 €	3 317 601 €	2 806 820 €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	4 340 253 €	4 164 322 €	3 988 391 €	3 812 460 €	3 636 529 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**155 881 067 €**	**151 895 578 €**	**147 910 089 €**	**143 924 600 €**	**139 939 111 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	5 522 958 €	5 387 260 €	5 251 561 €	5 115 863 €	4 980 164 €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	1 045 215 €	1 012 569 €	979 923 €	947 278 €	914 632 €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 637 485 €	3 496 614 €	3 355 743 €	3 214 871 €	3 074 000 €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	39 313 850 €	38 400 860 €	37 487 870 €	36 574 879 €	35 661 889 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	22 136 050 €	21 639 466 €	21 142 882 €	20 646 298 €	20 149 714 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 821 561 €	1 755 119 €	1 688 678 €	1 622 237 €	1 555 796 €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	554 610 €	533 344 €	512 078 €	490 812 €	469 547 €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	47 785 173 €	46 599 061 €	45 412 949 €	44 226 838 €	43 040 726 €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	12 925 971 €	12 619 802 €	12 313 632 €	12 007 463 €	11 701 294 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	13 736 942 €	13 226 161 €	12 715 381 €	12 204 601 €	11 693 820 €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	7 401 253 €	7 225 322 €	7 049 391 €	6 873 460 €	6 697 529 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 206 774 €**	**72 297 291 €**	**72 388 254 €**	**72 447 922 €**	**72 507 783 €**	**72 567 835 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 827 378 €	3 832 176 €	3 836 997 €	3 840 160 €	3 843 333 €	3 846 516 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 307 671 €	1 309 310 €	1 310 957 €	1 312 038 €	1 313 122 €	1 314 209 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 019 390 €	2 021 921 €	2 024 465 €	2 026 134 €	2 027 808 €	2 029 487 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 932 579 €	26 966 341 €	27 000 270 €	27 022 526 €	27 044 853 €	27 067 252 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 597 638 €	9 609 670 €	9 621 760 €	9 629 691 €	9 637 648 €	9 645 630 €
	Medigás	1 259 000 €	1 267 404 €	1 268 992 €	1 270 589 €	1 271 636 €	1 272 687 €	1 273 741 €
	Paxgás	502 000 €	505 351 €	505 984 €	506 621 €	507 038 €	507 457 €	507 878 €
	Portgás	11 634 000 €	11 711 655 €	11 726 337 €	11 741 091 €	11 750 769 €	11 760 478 €	11 770 218 €
	Setgás	6 422 000 €	6 464 866 €	6 472 970 €	6 481 114 €	6 486 457 €	6 491 816 €	6 497 193 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 144 109 €	5 150 557 €	5 157 037 €	5 161 288 €	5 165 553 €	5 169 831 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 428 735 €	3 433 033 €	3 437 352 €	3 440 185 €	3 443 028 €	3 445 880 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 073 330 €**	**228 178 358 €**	**224 283 832 €**	**220 358 012 €**	**216 432 383 €**	**212 506 946 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**26518156**	**26778911**	**27042230**	**27215805**	**27390494**	**27566304**
	Beiragás	968426	1020139	1030170	1040300	1046977	1053697	1060461
	Dianagás	94091	99115	100090	101074	101723	102376	103033
	Duriensegás	235401	247971	250409	252872	254495	256128	257772
	Lisboagás	4305857,5	4535785	4580386	4625425	4655114	4684994	4715065
	Lusitâniagas	8672815	9135933	9225768	9316485	9376285	9436468	9497037
	Medigás	108756	114563	115690	116828	117577	118332	119092
	Paxgás	17856	18809	18994	19181	19304	19428	19553
	Portgás	7862565	8282417	8363859	8446101	8500314	8554874	8609785
	Setgás	1640954	1728579	1745576	1762741	1774055	1785442	1796902
	Sonorgás	203346	214204	216311	218438	219840	221251	222671
	Tagusgás	1063831	1120638	1131658	1142785	1150120	1157503	1164932
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,75**	**8,52**	**8,29**	**8,10**	**7,90**	**7,71**

Tabela C.7: Evolução do cenário Central Ambição entre 2030 e 2040

Ano		2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**1 124 278 000 €**	**1 054 935 000 €**	**985 592 000 €**	**916 439 000 €**	**849 893 000 €**	**792 816 000 €**	**736 337 000 €**	**679 858 000 €**	**623 379 000 €**	**566 900 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	42 029 000 €	39 668 000 €	37 307 000 €	34 946 000 €	32 585 000 €	30 224 000 €	27 863 000 €	25 502 000 €	23 141 000 €	20 780 000 €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	5 179 000 €	4 611 000 €	4 043 000 €	3 475 000 €	2 907 000 €	2 339 000 €	1 771 000 €	1 203 000 €	635 000 €	67 000 €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	7 163 000 €	4 712 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	320 268 000 €	304 383 000 €	288 498 000 €	272 613 000 €	256 728 000 €	240 843 000 €	224 958 000 €	209 073 000 €	193 188 000 €	177 303 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	187 296 000 €	178 656 000 €	170 016 000 €	161 376 000 €	152 736 000 €	144 096 000 €	135 456 000 €	126 816 000 €	118 176 000 €	109 536 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	5 222 000 €	4 066 000 €	2 910 000 €	1 754 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	1 177 000 €	807 000 €	437 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	358 844 000 €	338 207 000 €	317 570 000 €	296 933 000 €	276 296 000 €	255 659 000 €	235 022 000 €	214 385 000 €	193 748 000 €	173 111 000 €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	102 915 000 €	97 588 000 €	92 261 000 €	86 934 000 €	81 607 000 €	76 280 000 €	70 953 000 €	65 626 000 €	60 299 000 €	54 972 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	35 505 000 €	26 618 000 €	17 731 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	58 680 000 €	55 619 000 €	52 558 000 €	49 497 000 €	46 436 000 €	43 375 000 €	40 314 000 €	37 253 000 €	34 192 000 €	31 131 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**66 610 623 €**	**62 625 134 €**	**58 639 645 €**	**54 659 616 €**	**50 759 966 €**	**47 207 350 €**	**43 944 034 €**	**40 697 904 €**	**37 451 773 €**	**34 205 643 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	2 483 466 €	2 347 768 €	2 212 069 €	2 076 371 €	1 940 672 €	1 804 974 €	1 669 275 €	1 533 577 €	1 397 878 €	1 262 180 €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	313 986 €	281 340 €	248 694 €	216 049 €	183 403 €	150 757 €	118 111 €	85 465 €	52 820 €	20 174 €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 000 €	482 129 €	341 258 €	200 387 €	64 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	18 863 898 €	17 950 908 €	17 037 918 €	16 124 927 €	15 211 937 €	14 298 947 €	13 385 956 €	12 472 966 €	11 559 975 €	10 646 985 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	11 013 130 €	10 516 546 €	10 019 962 €	9 523 378 €	9 026 794 €	8 530 210 €	8 033 626 €	7 537 042 €	7 040 458 €	6 543 874 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	333 355 €	266 914 €	200 473 €	134 032 €	67 591 €	17 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	78 281 €	57 015 €	35 749 €	14 484 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	21 217 615 €	20 031 503 €	18 845 392 €	17 659 280 €	16 473 168 €	15 287 057 €	14 100 945 €	12 914 834 €	11 728 722 €	10 542 611 €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	6 068 124 €	5 761 955 €	5 455 786 €	5 149 616 €	4 843 447 €	4 537 278 €	4 231 108 €	3 924 939 €	3 618 770 €	3 312 600 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	2 296 040 €	1 785 260 €	1 274 479 €	763 699 €	254 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	3 460 598 €	3 284 668 €	3 108 737 €	2 932 806 €	2 756 875 €	2 580 944 €	2 405 013 €	2 229 082 €	2 053 151 €	1 877 220 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 153 000 €**	**66 546 000 €**	**57 077 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**135 953 623 €**	**131 968 134 €**	**127 982 645 €**	**123 812 616 €**	**117 305 966 €**	**104 284 350 €**	**100 423 034 €**	**97 176 904 €**	**93 930 773 €**	**90 684 643 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	4 844 466 €	4 708 768 €	4 573 069 €	4 437 371 €	4 301 672 €	4 165 974 €	4 030 275 €	3 894 577 €	3 758 878 €	3 623 180 €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	881 986 €	849 340 €	816 694 €	784 049 €	751 403 €	718 757 €	686 111 €	653 465 €	620 820 €	588 174 €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	2 933 129 €	2 792 258 €	2 651 387 €	2 325 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	34 748 898 €	33 835 908 €	32 922 918 €	32 009 927 €	31 096 937 €	30 183 947 €	29 270 956 €	28 357 966 €	27 444 975 €	26 531 985 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	19 653 130 €	19 156 546 €	18 659 962 €	18 163 378 €	17 666 794 €	17 170 210 €	16 673 626 €	16 177 042 €	15 680 458 €	15 183 874 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	1 489 355 €	1 422 914 €	1 356 473 €	1 290 032 €	1 223 591 €	615 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	448 281 €	427 015 €	405 749 €	384 484 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	41 854 615 €	40 668 503 €	39 482 392 €	38 296 280 €	37 110 168 €	35 924 057 €	34 737 945 €	33 551 834 €	32 365 722 €	31 179 611 €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	11 395 124 €	11 088 955 €	10 782 786 €	10 476 616 €	10 170 447 €	9 864 278 €	9 558 108 €	9 251 939 €	8 945 770 €	8 639 600 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	11 183 040 €	10 672 260 €	10 161 479 €	9 650 699 €	9 098 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	6 521 598 €	6 345 668 €	6 169 737 €	5 993 806 €	5 817 875 €	5 641 944 €	5 466 013 €	5 290 082 €	5 114 151 €	4 938 220 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 206 774 €**	**72 567 835 €**	**72 553 516 €**	**72 539 208 €**	**72 524 911 €**	**72 510 625 €**	**72 496 350 €**	**72 438 315 €**	**72 380 460 €**	**72 322 785 €**	**72 265 288 €**	**72 207 970 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 827 378 €	3 846 516 €	3 845 757 €	3 844 999 €	3 844 241 €	3 843 484 €	3 842 727 €	3 839 651 €	3 836 584 €	3 833 527 €	3 830 479 €	3 827 441 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 307 671 €	1 314 209 €	1 313 950 €	1 313 691 €	1 313 432 €	1 313 173 €	1 312 915 €	1 311 864 €	1 310 816 €	1 309 772 €	1 308 730 €	1 307 692 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 019 390 €	2 029 487 €	2 029 087 €	2 028 687 €	2 028 287 €	2 027 887 €	2 027 488 €	2 025 865 €	2 024 247 €	2 022 634 €	2 021 026 €	2 019 423 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 932 579 €	27 067 252 €	27 061 911 €	27 056 574 €	27 051 242 €	27 045 913 €	27 040 589 €	27 018 942 €	26 997 363 €	26 975 850 €	26 954 404 €	26 933 025 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 597 638 €	9 645 630 €	9 643 727 €	9 641 825 €	9 639 924 €	9 638 026 €	9 636 128 €	9 628 414 €	9 620 724 €	9 613 058 €	9 605 416 €	9 597 797 €
	Medigás	1 259 000 €	1 267 404 €	1 273 741 €	1 273 490 €	1 273 239 €	1 272 988 €	1 272 737 €	1 272 486 €	1 271 468 €	1 270 452 €	1 269 440 €	1 268 431 €	1 267 425 €
	Paxgás	502 000 €	505 351 €	507 878 €	507 778 €	507 677 €	507 577 €	507 477 €	507 377 €	506 971 €	506 566 €	506 163 €	505 760 €	505 359 €
	Portgás	11 634 000 €	11 711 655 €	11 770 218 €	11 767 895 €	11 765 575 €	11 763 256 €	11 760 939 €	11 758 623 €	11 749 210 €	11 739 826 €	11 730 472 €	11 721 146 €	11 711 849 €
	Setgás	6 422 000 €	6 464 866 €	6 497 193 €	6 495 911 €	6 494 630 €	6 493 350 €	6 492 071 €	6 490 792 €	6 485 596 €	6 480 416 €	6 475 253 €	6 470 105 €	6 464 973 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 144 109 €	5 169 831 €	5 168 811 €	5 167 792 €	5 166 773 €	5 165 755 €	5 164 738 €	5 160 604 €	5 156 482 €	5 152 373 €	5 148 277 €	5 144 194 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 428 735 €	3 445 880 €	3 445 200 €	3 444 520 €	3 443 841 €	3 443 163 €	3 442 485 €	3 439 729 €	3 436 982 €	3 434 243 €	3 431 513 €	3 428 791 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 073 330 €**	**212 506 946 €**	**208 507 139 €**	**204 507 342 €**	**200 507 556 €**	**196 323 241 €**	**189 802 316 €**	**176 722 665 €**	**172 803 494 €**	**169 499 688 €**	**166 196 062 €**	**162 892 613 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**26518156**	**27566304**	**27524250**	**27482260**	**27440334**	**27398472**	**27356674**	**27186876**	**27018131**	**26850434**	**26683778**	**26518156**
	Beiragás	968426	1020139	1060461	1058843	1057227	1055615	1054004	1052396	1045864	1039373	1032921	1026510	1020139
	Dianagás	94091	99115	103033	102876	102719	102562	102406	102249	101615	100984	100357	99734	99115
	Duriensegás	235401	247971	257772	257379	256986	256594	256203	255812	254224	252646	251078	249520	247971
	Lisboagás	4305857,5	4535785	4715065	4707872	4700690	4693519	4686359	4679209	4650166	4621303	4592620	4564114	4535785
	Lusitâniagas	8672815	9135933	9497037	9482549	9468083	9453639	9439217	9424817	9366318	9308183	9250409	9192993	9135933
	Medigás	108756	114563	119092	118910	118729	118547	118367	118186	117452	116723	115999	115279	114563
	Paxgás	17856	18809	19553	19523	19493	19464	19434	19404	19284	19164	19045	18927	18809
	Portgás	7862565	8282417	8609785	8596650	8583536	8570441	8557366	8544311	8491278	8438574	8386197	8334146	8282417
	Setgás	1640954	1728579	1796902	1794161	1791424	1788691	1785962	1783238	1772169	1761170	1750239	1739375	1728579
	Sonorgás	203346	214204	222671	222331	221992	221653	221315	220978	219606	218243	216888	215542	214204
	Tagusgás	1063831	1120638	1164932	1163155	1161381	1159609	1157840	1156074	1148898	1141767	1134680	1127637	1120638
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,75**	**7,71**	**7,58**	**7,44**	**7,31**	**7,17**	**6,94**	**6,50**	**6,40**	**6,31**	**6,23**	**6,14**

Tabela C.8: Evolução do cenário Central Ambição entre 2040 e 2050

Ano		2024	2025	2030	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**566 900 000 €**	**510 922 000 €**	**455 011 000 €**	**399 100 000 €**	**343 189 000 €**	**287 278 000 €**	**231 367 000 €**	**175 456 000 €**	**119 545 000 €**	**76 725 000 €**	**43 812 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	20 780 000 €	18 419 000 €	16 058 000 €	13 697 000 €	11 336 000 €	8 975 000 €	6 614 000 €	4 253 000 €	1 892 000 €	- €	- €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	177 303 000 €	161 418 000 €	145 533 000 €	129 648 000 €	113 763 000 €	97 878 000 €	81 993 000 €	66 108 000 €	50 223 000 €	34 338 000 €	18 453 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	109 536 000 €	100 896 000 €	92 256 000 €	83 616 000 €	74 976 000 €	66 336 000 €	57 696 000 €	49 056 000 €	40 416 000 €	31 776 000 €	23 136 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	173 111 000 €	152 474 000 €	131 837 000 €	111 200 000 €	90 563 000 €	69 926 000 €	49 289 000 €	28 652 000 €	8 015 000 €	- €	- €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	54 972 000 €	49 645 000 €	44 318 000 €	38 991 000 €	33 664 000 €	28 337 000 €	23 010 000 €	17 683 000 €	12 356 000 €	7 029 000 €	1 702 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	31 131 000 €	28 070 000 €	25 009 000 €	21 948 000 €	18 887 000 €	15 826 000 €	12 765 000 €	9 704 000 €	6 643 000 €	3 582 000 €	521 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**34 205 643 €**	**30 973 910 €**	**27 758 500 €**	**24 545 015 €**	**21 331 530 €**	**18 118 045 €**	**14 904 561 €**	**11 691 076 €**	**8 477 591 €**	**5 640 309 €**	**3 463 932 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	1 262 180 €	1 126 481 €	990 783 €	855 084 €	719 386 €	583 687 €	447 989 €	312 290 €	176 592 €	54 371 €	- €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	20 174 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	10 646 985 €	9 733 995 €	8 821 004 €	7 908 014 €	6 995 024 €	6 082 033 €	5 169 043 €	4 256 052 €	3 343 062 €	2 430 072 €	1 517 081 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	6 543 874 €	6 047 290 €	5 550 706 €	5 054 122 €	4 557 538 €	4 060 954 €	3 564 370 €	3 067 786 €	2 571 202 €	2 074 618 €	1 578 034 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	10 542 611 €	9 356 499 €	8 170 387 €	6 984 276 €	5 798 164 €	4 612 053 €	3 425 941 €	2 239 829 €	1 053 718 €	230 331 €	- €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	3 312 600 €	3 006 431 €	2 700 262 €	2 394 092 €	2 087 923 €	1 781 754 €	1 475 584 €	1 169 415 €	863 246 €	557 076 €	250 907 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	1 877 220 €	1 701 289 €	1 525 358 €	1 349 427 €	1 173 496 €	997 565 €	821 634 €	645 703 €	469 772 €	293 841 €	117 910 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**56 479 000 €**	**55 978 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**42 820 000 €**	**32 913 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	1 892 000 €	- €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	8 015 000 €	- €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**90 684 643 €**	**86 951 910 €**	**83 669 500 €**	**80 456 015 €**	**77 242 530 €**	**74 029 045 €**	**70 815 561 €**	**67 602 076 €**	**64 388 591 €**	**48 460 309 €**	**36 376 932 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	3 623 180 €	3 487 481 €	3 351 783 €	3 216 084 €	3 080 386 €	2 944 687 €	2 808 989 €	2 673 290 €	2 537 592 €	1 946 371 €	- €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	588 174 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	26 531 985 €	25 618 995 €	24 706 004 €	23 793 014 €	22 880 024 €	21 967 033 €	21 054 043 €	20 141 052 €	19 228 062 €	18 315 072 €	17 402 081 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	15 183 874 €	14 687 290 €	14 190 706 €	13 694 122 €	13 197 538 €	12 700 954 €	12 204 370 €	11 707 786 €	11 211 202 €	10 714 618 €	10 218 034 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	31 179 611 €	29 993 499 €	28 807 387 €	27 621 276 €	26 435 164 €	25 249 053 €	24 062 941 €	22 876 829 €	21 690 718 €	8 245 331 €	- €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	8 639 600 €	8 333 431 €	8 027 262 €	7 721 092 €	7 414 923 €	7 108 754 €	6 802 584 €	6 496 415 €	6 190 246 €	5 884 076 €	5 577 907 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	4 938 220 €	4 762 289 €	4 586 358 €	4 410 427 €	4 234 496 €	4 058 565 €	3 882 634 €	3 706 703 €	3 530 772 €	3 354 841 €	3 178 910 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**72 206 774 €**	**72 567 835 €**	**72 207 970 €**	**71 740 430 €**	**71 284 761 €**	**70 840 664 €**	**70 407 844 €**	**69 986 014 €**	**69 574 896 €**	**69 174 218 €**	**68 783 715 €**	**68 403 127 €**	**68 032 204 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 827 378 €	3 846 516 €	3 827 441 €	3 802 659 €	3 778 506 €	3 754 966 €	3 732 024 €	3 709 665 €	3 687 873 €	3 666 635 €	3 645 936 €	3 625 762 €	3 606 101 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 307 671 €	1 314 209 €	1 307 692 €	1 299 225 €	1 290 973 €	1 282 930 €	1 275 092 €	1 267 452 €	1 260 007 €	1 252 751 €	1 245 679 €	1 238 786 €	1 232 069 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 019 390 €	2 029 487 €	2 019 423 €	2 006 348 €	1 993 604 €	1 981 184 €	1 969 080 €	1 957 282 €	1 945 785 €	1 934 579 €	1 923 658 €	1 913 014 €	1 902 641 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 932 579 €	27 067 252 €	26 933 025 €	26 758 636 €	26 588 675 €	26 423 030 €	26 261 592 €	26 104 253 €	25 950 909 €	25 801 459 €	25 655 804 €	25 513 848 €	25 375 496 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 597 638 €	9 645 630 €	9 597 797 €	9 535 652 €	9 475 085 €	9 416 056 €	9 358 526 €	9 302 457 €	9 247 812 €	9 194 554 €	9 142 649 €	9 092 062 €	9 042 759 €
	Medigás	1 259 000 €	1 267 404 €	1 273 741 €	1 267 425 €	1 259 218 €	1 251 220 €	1 243 425 €	1 235 828 €	1 228 424 €	1 221 208 €	1 214 175 €	1 207 321 €	1 200 640 €	1 194 130 €
	Paxgás	502 000 €	505 351 €	507 878 €	505 359 €	502 087 €	498 898 €	495 790 €	492 761 €	489 808 €	486 931 €	484 127 €	481 394 €	478 730 €	476 134 €
	Portgás	11 634 000 €	11 711 655 €	11 770 218 €	11 711 849 €	11 636 016 €	11 562 108 €	11 490 078 €	11 419 876 €	11 351 457 €	11 284 775 €	11 219 787 €	11 156 448 €	11 094 719 €	11 034 556 €
	Setgás	6 422 000 €	6 464 866 €	6 497 193 €	6 464 973 €	6 423 113 €	6 382 316 €	6 342 554 €	6 303 803 €	6 266 035 €	6 229 227 €	6 193 353 €	6 158 390 €	6 124 315 €	6 091 105 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 144 109 €	5 169 831 €	5 144 194 €	5 110 886 €	5 078 423 €	5 046 785 €	5 015 950 €	4 985 899 €	4 956 610 €	4 928 065 €	4 900 245 €	4 873 132 €	4 846 706 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 428 735 €	3 445 880 €	3 428 791 €	3 406 590 €	3 384 953 €	3 363 865 €	3 343 312 €	3 323 282 €	3 303 760 €	3 284 734 €	3 266 191 €	3 248 119 €	3 230 505 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**232 073 330 €**	**212 506 946 €**	**162 892 613 €**	**158 692 339 €**	**154 954 261 €**	**151 296 679 €**	**147 650 374 €**	**144 015 060 €**	**140 390 457 €**	**136 776 294 €**	**133 172 306 €**	**116 863 436 €**	**104 409 136 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**26518156**	**27566304**	**26518156**	**25171389**	**23893020**	**22679574**	**21527756**	**20434435**	**19396639**	**18411550**	**17476490**	**16588919**	**15746424**
	Beiragás	968426	1020139	1060461	1020139	968329	919151	872471	828161	786101	746178	708282	672311	638167	605756
	Dianagás	94091	99115	103033	99115	94082	89304	84768	80463	76377	72498	68816	65321	62003	58854
	Duriensegás	235401	247971	257772	247971	235378	223424	212077	201306	191082	181378	172166	163423	155123	147245
	Lisboagás	4305857,5	4535785	4715065	4535785	4305428	4086770	3879217	3682205	3495198	3317689	3149195	2989258	2837444	2693340
	Lusitâniagas	8672815	9135933	9497037	9135933	8671950	8231532	7813480	7416660	7039993	6682456	6343077	6020933	5715151	5424898
	Medigás	108756	114563	119092	114563	108745	103222	97980	93004	88281	83797	79541	75502	71667	68028
	Paxgás	17856	18809	19553	18809	17854	16947	16087	15270	14494	13758	13059	12396	11767	11169
	Portgás	7862565	8282417	8609785	8282417	7861781	7462508	7083513	6723765	6382288	6058153	5750480	5458433	5181218	4918081
	Setgás	1640954	1728579	1796902	1728579	1640790	1557460	1478362	1403281	1332013	1264365	1200152	1139200	1081344	1026427
	Sonorgás	203346	214204	222671	214204	203326	193000	183198	173894	165062	156679	148722	141169	134000	127194
	Tagusgás	1063831	1120638	1164932	1120638	1063725	1009702	958423	909748	863545	819688	778059	738544	701036	665433
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**8,75**	**7,71**	**6,14**	**6,30**	**6,49**	**6,67**	**6,86**	**7,05**	**7,24**	**7,43**	**7,62**	**7,04**	**6,63**

Tabela C.9: Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2024 e 2030

Ano	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RAB	**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 470 993 000 €**	**1 401 650 000 €**	**1 332 307 000 €**	**1 262 964 000 €**	**1 193 621 000 €**
Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	53 834 000 €	51 473 000 €	49 112 000 €	46 751 000 €	44 390 000 €
Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	8 019 000 €	7 451 000 €	6 883 000 €	6 315 000 €	5 747 000 €
Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	19 418 000 €	16 967 000 €	14 516 000 €	12 065 000 €	9 614 000 €
Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	399 693 000 €	383 808 000 €	367 923 000 €	352 038 000 €	336 153 000 €
Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	230 496 000 €	221 856 000 €	213 216 000 €	204 576 000 €	195 936 000 €
Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	11 002 000 €	9 846 000 €	8 690 000 €	7 534 000 €	6 378 000 €
Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	3 027 000 €	2 657 000 €	2 287 000 €	1 917 000 €	1 547 000 €
Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	462 029 000 €	441 392 000 €	420 755 000 €	400 118 000 €	379 481 000 €
Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	129 550 000 €	124 223 000 €	118 896 000 €	113 569 000 €	108 242 000 €
Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	79 940 000 €	71 053 000 €	62 166 000 €	53 279 000 €	44 392 000 €
Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	73 985 000 €	70 924 000 €	67 863 000 €	64 802 000 €	61 741 000 €
RoR	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA	**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**86 538 067 €**	**82 552 578 €**	**78 567 089 €**	**74 581 600 €**	**70 596 111 €**
Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	3 161 958 €	3 026 260 €	2 890 561 €	2 754 863 €	2 619 164 €
Dianagás	526 184 €	509 861 €	477 215 €	444 569 €	411 923 €	379 278 €	346 632 €
Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	1 186 485 €	1 045 614 €	904 743 €	763 871 €	623 000 €
Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	23 428 850 €	22 515 860 €	21 602 870 €	20 689 879 €	19 776 889 €
Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	13 496 050 €	12 999 466 €	12 502 882 €	12 006 298 €	11 509 714 €
Medigás	765 222 €	732 002 €	665 561 €	599 119 €	532 678 €	466 237 €	399 796 €
Paxgás	216 508 €	205 875 €	184 610 €	163 344 €	142 078 €	120 812 €	99 547 €
Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	27 148 173 €	25 962 061 €	24 775 949 €	23 589 838 €	22 403 726 €
Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	7 598 971 €	7 292 802 €	6 986 632 €	6 680 463 €	6 374 294 €
Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	4 849 942 €	4 339 161 €	3 828 381 €	3 317 601 €	2 806 820 €
Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	4 340 253 €	4 164 322 €	3 988 391 €	3 812 460 €	3 636 529 €
AE	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**
Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €
Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €
Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €
Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €
Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC	**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**155 881 067 €**	**151 895 578 €**	**147 910 089 €**	**143 924 600 €**	**139 939 111 €**
Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	5 522 958 €	5 387 260 €	5 251 561 €	5 115 863 €	4 980 164 €
Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	1 045 215 €	1 012 569 €	979 923 €	947 278 €	914 632 €
Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 637 485 €	3 496 614 €	3 355 743 €	3 214 871 €	3 074 000 €
Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	39 313 850 €	38 400 860 €	37 487 870 €	36 574 879 €	35 661 889 €
Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	22 136 050 €	21 639 466 €	21 142 882 €	20 646 298 €	20 149 714 €
Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 821 561 €	1 755 119 €	1 688 678 €	1 622 237 €	1 555 796 €
Paxgas	586 508 €	575 875 €	554 610 €	533 344 €	512 078 €	490 812 €	469 547 €
Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	47 785 173 €	46 599 061 €	45 412 949 €	44 226 838 €	43 040 726 €
Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	12 925 971 €	12 619 802 €	12 313 632 €	12 007 463 €	11 701 294 €
Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	13 736 942 €	13 226 161 €	12 715 381 €	12 204 601 €	11 693 820 €
Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	7 401 253 €	7 225 322 €	7 049 391 €	6 873 460 €	6 697 529 €
Custos aceites	**71 728 000 €**	**71 924 216 €**	**71 981 645 €**	**72 039 256 €**	**72 064 629 €**	**72 090 037 €**	**72 115 481 €**
Beiragás	3 802 000 €	3 812 401 €	3 815 445 €	3 818 498 €	3 819 843 €	3 821 190 €	3 822 539 €
Dianagás	1 299 000 €	1 302 553 €	1 303 594 €	1 304 637 €	1 305 096 €	1 305 557 €	1 306 017 €
Duriensegás	2 006 000 €	2 011 488 €	2 013 094 €	2 014 705 €	2 015 414 €	2 016 125 €	2 016 837 €
Lisboagás	26 754 000 €	26 827 187 €	26 848 608 €	26 870 096 €	26 879 560 €	26 889 037 €	26 898 528 €
Lusitâniagas	9 534 000 €	9 560 081 €	9 567 714 €	9 575 372 €	9 578 744 €	9 582 122 €	9 585 504 €
Medigás	1 259 000 €	1 262 444 €	1 263 452 €	1 264 463 €	1 264 909 €	1 265 355 €	1 265 801 €
Paxgás	502 000 €	503 373 €	503 775 €	504 178 €	504 356 €	504 534 €	504 712 €
Portgás	11 634 000 €	11 665 825 €	11 675 140 €	11 684 484 €	11 688 600 €	11 692 721 €	11 696 848 €
Setgás	6 422 000 €	6 439 568 €	6 444 709 €	6 449 868 €	6 452 139 €	6 454 414 €	6 456 692 €
Sonorgás	5 110 000 €	5 123 979 €	5 128 070 €	5 132 174 €	5 133 982 €	5 135 792 €	5 137 605 €
Tagusgás	3 406 000 €	3 415 317 €	3 418 044 €	3 420 780 €	3 421 985 €	3 423 191 €	3 424 400 €
Proveito permitido	**233 587 301 €**	**231 790 772 €**	**227 862 712 €**	**223 934 834 €**	**219 974 718 €**	**216 014 638 €**	**212 054 593 €**
Energia veiculada [MWh]	**25173899**	**25724815**	**25887804**	**26051825**	**26124292**	**26196961**	**26269832**
Beiragás	968426	989619	995890	1002199	1004987	1007783	1010586
Dianagás	94091	96150	96759	97372	97643	97915	98187
Duriensegás	235401	240553	242077	243610	244288	244968	245649
Lisboagás	4305858	4400089	4427967	4456022	4468417	4480847	4493311
Lusitâniagas	8672815	8862615	8918767	8975275	9000241	9025277	9050382
Medigás	108756	111136	111840	112549	112862	113176	113491
Paxgás	17856	18247	18362	18479	18530	18582	18633
Portgás	7862565	8034633	8085539	8136768	8159402	8182098	8204858
Setgás	1640954	1676865	1687490	1698181	1702905	1707642	1712392
Sonorgás	203346	207796	209113	210438	211023	211610	212199
Tagusgás	1063831	1087112	1094000	1100932	1103994	1107065	1110144
Tarifa média [€/MWh]	**9,28**	**9,01**	**8,80**	**8,60**	**8,42**	**8,25**	**8,07**

Tabela C.10: Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2030 e 2040

Ano		2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**1 124 278 000 €**	**1 054 935 000 €**	**985 592 000 €**	**916 439 000 €**	**849 893 000 €**	**792 816 000 €**	**736 337 000 €**	**679 858 000 €**	**623 379 000 €**	**566 900 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	42 029 000 €	39 668 000 €	37 307 000 €	34 946 000 €	32 585 000 €	30 224 000 €	27 863 000 €	25 502 000 €	23 141 000 €	20 780 000 €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	5 179 000 €	4 611 000 €	4 043 000 €	3 475 000 €	2 907 000 €	2 339 000 €	1 771 000 €	1 203 000 €	635 000 €	67 000 €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	7 163 000 €	4 712 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	320 268 000 €	304 383 000 €	288 498 000 €	272 613 000 €	256 728 000 €	240 843 000 €	224 958 000 €	209 073 000 €	193 188 000 €	177 303 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	187 296 000 €	178 656 000 €	170 016 000 €	161 376 000 €	152 736 000 €	144 096 000 €	135 456 000 €	126 816 000 €	118 176 000 €	109 536 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	5 222 000 €	4 066 000 €	2 910 000 €	1 754 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	1 177 000 €	807 000 €	437 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	358 844 000 €	338 207 000 €	317 570 000 €	296 933 000 €	276 296 000 €	255 659 000 €	235 022 000 €	214 385 000 €	193 748 000 €	173 111 000 €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	102 915 000 €	97 588 000 €	92 261 000 €	86 934 000 €	81 607 000 €	76 280 000 €	70 953 000 €	65 626 000 €	60 299 000 €	54 972 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	35 505 000 €	26 618 000 €	17 731 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	58 680 000 €	55 619 000 €	52 558 000 €	49 497 000 €	46 436 000 €	43 375 000 €	40 314 000 €	37 253 000 €	34 192 000 €	31 131 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**66 610 623 €**	**62 625 134 €**	**58 639 645 €**	**54 659 616 €**	**50 759 966 €**	**47 207 350 €**	**43 944 034 €**	**40 697 904 €**	**37 451 773 €**	**34 205 643 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	2 483 466 €	2 347 768 €	2 212 069 €	2 076 371 €	1 940 672 €	1 804 974 €	1 669 275 €	1 533 577 €	1 397 878 €	1 262 180 €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	313 986 €	281 340 €	248 694 €	216 049 €	183 403 €	150 757 €	118 111 €	85 465 €	52 820 €	20 174 €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 000 €	482 129 €	341 258 €	200 387 €	64 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	18 863 898 €	17 950 908 €	17 037 918 €	16 124 927 €	15 211 937 €	14 298 947 €	13 385 956 €	12 472 966 €	11 559 975 €	10 646 985 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	11 013 130 €	10 516 546 €	10 019 962 €	9 523 378 €	9 026 794 €	8 530 210 €	8 033 626 €	7 537 042 €	7 040 458 €	6 543 874 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	333 355 €	266 914 €	200 473 €	134 032 €	67 591 €	17 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	78 281 €	57 015 €	35 749 €	14 484 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	21 217 615 €	20 031 503 €	18 845 392 €	17 659 280 €	16 473 168 €	15 287 057 €	14 100 945 €	12 914 834 €	11 728 722 €	10 542 611 €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	6 068 124 €	5 761 955 €	5 455 786 €	5 149 616 €	4 843 447 €	4 537 278 €	4 231 108 €	3 924 939 €	3 618 770 €	3 312 600 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	2 296 040 €	1 785 260 €	1 274 479 €	763 699 €	254 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	3 460 598 €	3 284 668 €	3 108 737 €	2 932 806 €	2 756 875 €	2 580 944 €	2 405 013 €	2 229 082 €	2 053 151 €	1 877 220 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 153 000 €**	**66 546 000 €**	**57 077 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**	**56 479 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	2 261 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	598 000 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	370 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	8 844 000 €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**135 953 623 €**	**131 968 134 €**	**127 982 645 €**	**123 812 616 €**	**117 305 966 €**	**104 284 350 €**	**100 423 034 €**	**97 176 904 €**	**93 930 773 €**	**90 684 643 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	4 844 466 €	4 708 768 €	4 573 069 €	4 437 371 €	4 301 672 €	4 165 974 €	4 030 275 €	3 894 577 €	3 758 878 €	3 623 180 €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	881 986 €	849 340 €	816 694 €	784 049 €	751 403 €	718 757 €	686 111 €	653 465 €	620 820 €	588 174 €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	2 933 129 €	2 792 258 €	2 651 387 €	2 325 975 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	34 748 898 €	33 835 908 €	32 922 918 €	32 009 927 €	31 096 937 €	30 183 947 €	29 270 956 €	28 357 966 €	27 444 975 €	26 531 985 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	19 653 130 €	19 156 546 €	18 659 962 €	18 163 378 €	17 666 794 €	17 170 210 €	16 673 626 €	16 177 042 €	15 680 458 €	15 183 874 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	1 489 355 €	1 422 914 €	1 356 473 €	1 290 032 €	1 223 591 €	615 185 €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	448 281 €	427 015 €	405 749 €	384 484 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	41 854 615 €	40 668 503 €	39 482 392 €	38 296 280 €	37 110 168 €	35 924 057 €	34 737 945 €	33 551 834 €	32 365 722 €	31 179 611 €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	11 395 124 €	11 088 955 €	10 782 786 €	10 476 616 €	10 170 447 €	9 864 278 €	9 558 108 €	9 251 939 €	8 945 770 €	8 639 600 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	11 183 040 €	10 672 260 €	10 161 479 €	9 650 699 €	9 098 154 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	6 521 598 €	6 345 668 €	6 169 737 €	5 993 806 €	5 817 875 €	5 641 944 €	5 466 013 €	5 290 082 €	5 114 151 €	4 938 220 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**71 924 216 €**	**72 115 481 €**	**72 077 155 €**	**72 038 908 €**	**72 000 742 €**	**71 962 655 €**	**71 924 648 €**	**71 870 227 €**	**71 815 970 €**	**71 761 875 €**	**71 707 943 €**	**71 654 172 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 812 401 €	3 822 539 €	3 820 507 €	3 818 480 €	3 816 457 €	3 814 438 €	3 812 423 €	3 809 539 €	3 806 663 €	3 803 796 €	3 800 937 €	3 798 087 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 302 553 €	1 306 017 €	1 305 323 €	1 304 631 €	1 303 939 €	1 303 250 €	1 302 561 €	1 301 576 €	1 300 593 €	1 299 613 €	1 298 637 €	1 297 663 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 011 488 €	2 016 837 €	2 015 765 €	2 014 695 €	2 013 628 €	2 012 563 €	2 011 500 €	2 009 978 €	2 008 460 €	2 006 947 €	2 005 439 €	2 003 935 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 827 187 €	26 898 528 €	26 884 232 €	26 869 966 €	26 855 731 €	26 841 525 €	26 827 348 €	26 807 050 €	26 786 812 €	26 766 635 €	26 746 519 €	26 726 463 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 560 081 €	9 585 504 €	9 580 409 €	9 575 326 €	9 570 253 €	9 565 190 €	9 560 138 €	9 552 905 €	9 545 693 €	9 538 503 €	9 531 334 €	9 524 187 €
	Medigás	1 259 000 €	1 262 444 €	1 265 801 €	1 265 129 €	1 264 457 €	1 263 787 €	1 263 119 €	1 262 452 €	1 261 496 €	1 260 544 €	1 259 595 €	1 258 648 €	1 257 704 €
	Paxgás	502 000 €	503 373 €	504 712 €	504 444 €	504 176 €	503 909 €	503 642 €	503 376 €	502 995 €	502 616 €	502 237 €	501 860 €	501 483 €
	Portgás	11 634 000 €	11 665 825 €	11 696 848 €	11 690 631 €	11 684 428 €	11 678 238 €	11 672 060 €	11 665 896 €	11 657 069 €	11 648 268 €	11 639 494 €	11 630 747 €	11 622 025 €
	Setgás	6 422 000 €	6 439 568 €	6 456 692 €	6 453 261 €	6 449 836 €	6 446 419 €	6 443 009 €	6 439 606 €	6 434 734 €	6 429 876 €	6 425 033 €	6 420 204 €	6 415 390 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 123 979 €	5 137 605 €	5 134 874 €	5 132 150 €	5 129 430 €	5 126 717 €	5 124 009 €	5 120 132 €	5 116 267 €	5 112 413 €	5 108 571 €	5 104 740 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 415 317 €	3 424 400 €	3 422 580 €	3 420 763 €	3 418 951 €	3 417 143 €	3 415 338 €	3 412 754 €	3 410 177 €	3 407 609 €	3 405 048 €	3 402 494 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**231 790 772 €**	**212 054 593 €**	**208 030 777 €**	**204 007 042 €**	**199 983 386 €**	**195 775 271 €**	**189 230 614 €**	**176 154 577 €**	**172 239 004 €**	**168 938 779 €**	**165 638 716 €**	**162 338 815 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**25724815**	**26269832**	**26159913**	**26050453**	**25941452**	**25832906**	**25724815**	**25570367**	**25416846**	**25264246**	**25112563**	**24961791**
	Beiragás	968426	989619	1010586	1006357	1002147	997953	993778	989619	983678	977772	971902	966066	960266
	Dianagás	94091	96150	98187	97776	97367	96960	96554	96150	95573	94999	94429	93862	93298
	Duriensegás	235401	240553	245649	244621	243598	242578	241563	240553	239108	237673	236246	234827	233418
	Lisboagás	4305858	4400089	4493311	4474510	4455787	4437143	4418577	4400089	4373671	4347412	4321311	4295366	4269578
	Lusitâniagas	8672815	8862615	9050382	9012513	8974802	8937249	8899854	8862615	8809405	8756514	8703941	8651684	8599740
	Medigás	108756	111136	113491	113016	112543	112072	111603	111136	110469	109806	109146	108491	107840
	Paxgás	17856	18247	18633	18555	18478	18400	18323	18247	18137	18028	17920	17812	17706
	Portgás	7862565	8034633	8204858	8170527	8136339	8102295	8068393	8034633	7986394	7938445	7890783	7843408	7796317
	Setgás	1640954	1676865	1712392	1705227	1698092	1690987	1683911	1676865	1666798	1656790	1646843	1636956	1627128
	Sonorgás	203346	207796	212199	211311	210427	209546	208669	207796	206549	205308	204076	202851	201633
	Tagusgás	1063831	1087112	1110144	1105499	1100874	1096267	1091680	1087112	1080585	1074098	1067649	1061239	1054867
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**9,01**	**8,07**	**7,95**	**7,83**	**7,71**	**7,58**	**7,36**	**6,89**	**6,78**	**6,69**	**6,60**	**6,50**

Tabela C.11: Evolução do cenário Inferior Conservador entre 2040 e 2050

Ano		2024	2025	2030	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
RAB		**1 609 679 000 €**	**1 540 336 000 €**	**1 193 621 000 €**	**566 900 000 €**	**510 922 000 €**	**455 011 000 €**	**399 100 000 €**	**343 189 000 €**	**287 278 000 €**	**231 367 000 €**	**175 456 000 €**	**119 545 000 €**	**76 725 000 €**	**43 812 000 €**
	Beiragás	58 556 000 €	56 195 000 €	44 390 000 €	20 780 000 €	18 419 000 €	16 058 000 €	13 697 000 €	11 336 000 €	8 975 000 €	6 614 000 €	4 253 000 €	1 892 000 €	- €	- €
	Dianagás	9 155 000 €	8 587 000 €	5 747 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	24 320 000 €	21 869 000 €	9 614 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	431 463 000 €	415 578 000 €	336 153 000 €	177 303 000 €	161 418 000 €	145 533 000 €	129 648 000 €	113 763 000 €	97 878 000 €	81 993 000 €	66 108 000 €	50 223 000 €	34 338 000 €	18 453 000 €
	Lusitâniagas	247 776 000 €	239 136 000 €	195 936 000 €	109 536 000 €	100 896 000 €	92 256 000 €	83 616 000 €	74 976 000 €	66 336 000 €	57 696 000 €	49 056 000 €	40 416 000 €	31 776 000 €	23 136 000 €
	Medigás	13 314 000 €	12 158 000 €	6 378 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	3 767 000 €	3 397 000 €	1 547 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	503 303 000 €	482 666 000 €	379 481 000 €	173 111 000 €	152 474 000 €	131 837 000 €	111 200 000 €	90 563 000 €	69 926 000 €	49 289 000 €	28 652 000 €	8 015 000 €	- €	- €
	Setgás	140 204 000 €	134 877 000 €	108 242 000 €	54 972 000 €	49 645 000 €	44 318 000 €	38 991 000 €	33 664 000 €	28 337 000 €	23 010 000 €	17 683 000 €	12 356 000 €	7 029 000 €	1 702 000 €
	Sonorgás	97 714 000 €	88 827 000 €	44 392 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	80 107 000 €	77 046 000 €	61 741 000 €	31 131 000 €	28 070 000 €	25 009 000 €	21 948 000 €	18 887 000 €	15 826 000 €	12 765 000 €	9 704 000 €	6 643 000 €	3 582 000 €	521 000 €
RoR		**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**	**5,75%**
RA		**92 516 301 €**	**90 523 556 €**	**70 596 111 €**	**34 205 643 €**	**30 973 910 €**	**27 758 500 €**	**24 545 015 €**	**21 331 530 €**	**18 118 045 €**	**14 904 561 €**	**11 691 076 €**	**8 477 591 €**	**5 640 309 €**	**3 463 932 €**
	Beiragás	3 365 506 €	3 297 657 €	2 619 164 €	1 262 180 €	1 126 481 €	990 783 €	855 084 €	719 386 €	583 687 €	447 989 €	312 290 €	176 592 €	54 371 €	- €
	Dianagás	526 184 €	509 861 €	346 632 €	20 174 €	1 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	1 397 792 €	1 327 356 €	623 030 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	24 798 336 €	24 341 841 €	19 776 889 €	10 646 985 €	9 733 995 €	8 821 004 €	7 908 014 €	6 995 024 €	6 082 033 €	5 169 043 €	4 256 052 €	3 343 062 €	2 430 072 €	1 517 081 €
	Lusitâniagas	14 240 926 €	13 992 634 €	11 509 714 €	6 543 874 €	6 047 290 €	5 550 706 €	5 054 122 €	4 557 538 €	4 060 954 €	3 564 370 €	3 067 786 €	2 571 202 €	2 074 618 €	1 578 034 €
	Medigás	765 222 €	732 002 €	399 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	216 508 €	205 875 €	99 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	28 927 340 €	28 334 284 €	22 403 726 €	10 542 611 €	9 356 499 €	8 170 387 €	6 984 276 €	5 798 164 €	4 612 053 €	3 425 941 €	2 239 829 €	1 053 718 €	230 331 €	- €
	Setgás	8 058 225 €	7 905 140 €	6 374 294 €	3 312 600 €	3 006 431 €	2 700 262 €	2 394 092 €	2 087 923 €	1 781 754 €	1 475 584 €	1 169 415 €	863 246 €	557 076 €	250 907 €
	Sonorgás	5 616 112 €	5 360 722 €	2 806 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	4 604 150 €	4 516 184 €	3 636 529 €	1 877 220 €	1 701 289 €	1 525 358 €	1 349 427 €	1 173 496 €	997 565 €	821 634 €	645 703 €	469 772 €	293 841 €	117 910 €
AE		**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**69 343 000 €**	**56 479 000 €**	**55 978 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**55 911 000 €**	**42 820 000 €**	**32 913 000 €**
	Beiragás	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	2 361 000 €	1 892 000 €	- €
	Dianagás	568 000 €	568 000 €	568 000 €	568 000 €	67 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	2 451 000 €	2 451 000 €	2 451 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €	15 885 000 €
	Lusitâniagas	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €	8 640 000 €
	Medigás	1 156 000 €	1 156 000 €	1 156 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgás	370 000 €	370 000 €	370 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	20 637 000 €	8 015 000 €	- €
	Setgás	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €	5 327 000 €
	Sonorgás	8 887 000 €	8 887 000 €	8 887 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €	3 061 000 €
CC		**161 859 301 €**	**159 866 556 €**	**139 939 111 €**	**90 684 643 €**	**86 951 910 €**	**83 669 500 €**	**80 456 015 €**	**77 242 530 €**	**74 029 045 €**	**70 815 561 €**	**67 602 076 €**	**64 388 591 €**	**48 460 309 €**	**36 376 932 €**
	Beiragás	5 726 506 €	5 658 657 €	4 980 164 €	3 623 180 €	3 487 481 €	3 351 783 €	3 216 084 €	3 080 386 €	2 944 687 €	2 808 989 €	2 673 290 €	2 537 592 €	1 946 371 €	- €
	Dianagás	1 094 184 €	1 077 861 €	914 632 €	588 174 €	68 925 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Duriensegás	3 848 792 €	3 778 356 €	3 074 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Lisboagás	40 683 336 €	40 226 841 €	35 661 889 €	26 531 985 €	25 618 995 €	24 706 004 €	23 793 014 €	22 880 024 €	21 967 033 €	21 054 043 €	20 141 052 €	19 228 062 €	18 315 072 €	17 402 081 €
	Lusitâniagas	22 880 926 €	22 632 634 €	20 149 714 €	15 183 874 €	14 687 290 €	14 190 706 €	13 694 122 €	13 197 538 €	12 700 954 €	12 204 370 €	11 707 786 €	11 211 202 €	10 714 618 €	10 218 034 €
	Medigás	1 921 222 €	1 888 002 €	1 555 796 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Paxgas	586 508 €	575 875 €	469 547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Portgás	49 564 340 €	48 971 284 €	43 040 726 €	31 179 611 €	29 993 499 €	28 807 387 €	27 621 276 €	26 435 164 €	25 249 053 €	24 062 941 €	22 876 829 €	21 690 718 €	8 245 331 €	- €
	Setgás	13 385 225 €	13 232 140 €	11 701 294 €	8 639 600 €	8 333 431 €	8 027 262 €	7 721 092 €	7 414 923 €	7 108 754 €	6 802 584 €	6 496 415 €	6 190 246 €	5 884 076 €	5 577 907 €
	Sonorgás	14 503 112 €	14 247 722 €	11 693 820 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Tagusgás	7 665 150 €	7 577 184 €	6 697 529 €	4 938 220 €	4 762 289 €	4 586 358 €	4 410 427 €	4 234 496 €	4 058 565 €	3 882 634 €	3 706 703 €	3 530 772 €	3 354 841 €	3 178 910 €
Custos aceites		**71 728 000 €**	**71 924 216 €**	**72 115 481 €**	**71 654 172 €**	**71 024 820 €**	**70 417 648 €**	**69 831 873 €**	**69 266 742 €**	**68 721 527 €**	**68 195 527 €**	**67 688 063 €**	**67 198 484 €**	**66 726 158 €**	**66 270 478 €**
	Beiragás	3 802 000 €	3 812 401 €	3 822 539 €	3 798 087 €	3 764 727 €	3 732 544 €	3 701 494 €	3 671 539 €	3 642 640 €	3 614 758 €	3 587 860 €	3 561 909 €	3 536 873 €	3 512 720 €
	Dianagás	1 299 000 €	1 302 553 €	1 306 017 €	1 297 663 €	1 286 265 €	1 275 269 €	1 264 661 €	1 254 426 €	1 244 553 €	1 235 027 €	1 225 836 €	1 216 970 €	1 208 416 €	1 200 164 €
	Duriensegás	2 006 000 €	2 011 488 €	2 016 837 €	2 003 935 €	1 986 334 €	1 969 354 €	1 952 971 €	1 937 167 €	1 921 919 €	1 907 208 €	1 893 016 €	1 879 324 €	1 866 115 €	1 853 371 €
	Lisboagás	26 754 000 €	26 827 187 €	26 898 528 €	26 726 463 €	26 491 719 €	26 265 249 €	26 046 759 €	25 835 970 €	25 632 609 €	25 436 414 €	25 247 134 €	25 064 525 €	24 888 351 €	24 718 386 €
	Lusitâniagas	9 534 000 €	9 560 081 €	9 585 504 €	9 524 187 €	9 440 534 €	9 359 830 €	9 281 969 €	9 206 853 €	9 134 383 €	9 064 468 €	8 997 016 €	8 931 942 €	8 869 161 €	8 808 593 €
	Medigás	1 259 000 €	1 262 444 €	1 265 801 €	1 257 704 €	1 246 657 €	1 236 000 €	1 225 718 €	1 215 799 €	1 206 229 €	1 196 997 €	1 188 089 €	1 179 496 €	1 171 206 €	1 163 207 €
	Paxgás	502 000 €	503 373 €	504 712 €	501 483 €	497 079 €	492 829 €	488 730 €	484 774 €	480 959 €	477 277 €	473 726 €	470 299 €	466 994 €	463 805 €
	Portgás	11 634 000 €	11 665 825 €	11 696 848 €	11 622 025 €	11 519 947 €	11 421 466 €	11 326 456 €	11 234 794 €	11 146 362 €	11 061 047 €	10 978 738 €	10 899 330 €	10 822 721 €	10 748 811 €
	Setgás	6 422 000 €	6 439 568 €	6 456 692 €	6 415 390 €	6 359 042 €	6 304 681 €	6 252 235 €	6 201 637 €	6 152 822 €	6 105 728 €	6 060 294 €	6 016 460 €	5 974 172 €	5 933 373 €
	Sonorgás	5 110 000 €	5 123 979 €	5 137 605 €	5 104 740 €	5 059 905 €	5 016 649 €	4 974 917 €	4 934 657 €	4 895 815 €	4 858 342 €	4 822 189 €	4 787 311 €	4 753 662 €	4 721 199 €
	Tagusgás	3 406 000 €	3 415 317 €	3 424 400 €	3 402 494 €	3 372 610 €	3 343 778 €	3 315 963 €	3 289 127 €	3 263 238 €	3 238 261 €	3 214 164 €	3 190 916 €	3 168 488 €	3 146 850 €
Proveito permitido		**233 587 301 €**	**231 790 772 €**	**212 054 593 €**	**162 338 815 €**	**157 976 730 €**	**154 087 147 €**	**150 287 888 €**	**146 509 272 €**	**142 750 573 €**	**139 011 088 €**	**135 290 139 €**	**131 587 075 €**	**115 186 467 €**	**102 647 410 €**
Energia veiculada [MWh]		**25173899**	**25724815**	**26269832**	**24961791**	**23202400**	**21567018**	**20046902**	**18633929**	**17320548**	**16099738**	**14964974**	**13910193**	**12929756**	**12018424**
	Beiragás	968426	989619	1010586	960266	892584	829671	771193	716837	666312	619348	575694	535117	497401	462342
	Dianagás	94091	96150	98187	93298	86722	80610	74928	69647	64738	60175	55934	51991	48327	44921
	Duriensegás	235401	240553	245649	233418	216966	201673	187458	174246	161964	150549	139937	130074	120906	112384
	Lisboagás	4305858	4400089	4493311	4269578	3968644	3688920	3428913	3187232	2962585	2753772	2559677	2379262	2211564	2055686
	Lusitâniagas	8672815	8862615	9050382	8599740	7993602	7430186	6906482	6419690	5967209	5546620	5155676	4792286	4454510	4140541
	Medigás	108756	111136	113491	107840	100239	93174	86606	80502	74828	69554	64652	60095	55859	51922
	Paxgás	17856	18247	18633	17706	16458	15298	14219	13217	12286	11420	10615	9867	9171	8525
	Portgás	7862565	8034633	8204858	7796317	7246807	6736028	6261250	5819936	5409728	5028432	4674011	4344571	4038351	3753715
	Setgás	1640954	1676865	1712392	1627128	1512442	1405840	1306752	1214648	1129035	1049457	975488	906732	842823	783418
	Sonorgás	203346	207796	212199	201633	187421	174211	161932	150518	139909	130048	120882	112362	104442	97081
	Tagusgás	1063831	1087112	1110144	1054867	980517	911407	847168	787457	731954	680363	632409	587835	546402	507890
Tarifa média [€/MWh]		**9,28**	**9,01**	**8,07**	**6,50**	**6,81**	**7,14**	**7,50**	**7,86**	**8,24**	**8,63**	**9,04**	**9,46**	**8,91**	**8,54**

C.3 Informação contabilística dos ativos da Portgás

As tabelas seguintes apresentam os dados de contabilidade utilizados para a análise da depreciação dos ativos da Portgás.

Tabela C.12: Ativos imobilizados - 2025

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 317 798,37	403 050,92	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-2 734 696,68	2 721 421,96	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-2 097 829,40	2 403 655,62	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-41 791 124,95	42 306 055,57	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-141 419 492,37	255 424 911,47	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-17 102 988,50	7 976 123,68	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-74 696 270,38	138 748 775,64	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-2 882 540,67	3 627 581,74	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 105,98	594,02	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-678 749,81	120 071,14	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-13 942 106,62	259 420,57	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 267 711,24	1 388,28	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-31 450,99	29 029,12	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-533 827,52	12 249,66	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-619 514,98	1 029,84	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 470,92	522,97	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-115,00	65,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-57 570,41	6 682,30	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-3 764,30	2 949,96	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-947 527,61	743,26	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-65 481,82	14 343,81	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-302 881 329,78**	**455 348 532,63**	**EUR**

Tabela C.13: Ativos imobilizados - 2030

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 399 301,43	321 547,86	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-3 361 012,55	2 095 106,09	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-2 634 484,48	1 867 000,54	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-51 241 831,17	32 855 349,35	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-185 647 539,38	211 196 864,46	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-21 430 239,17	3 648 873,01	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-97 815 602,40	115 629 443,62	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-3 779 109,46	2 731 012,95	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-56 746,72	3 733,39	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,23	0,03	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-75 489,42	4 336,21	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-386 588 728,80**	**371 641 133,61**	**EUR**

Tabela C.14: Ativos imobilizados - 2040

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 562 306,78	158 542,51	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-4 562 676,14	893 442,50	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-3 514 592,43	986 892,59	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-70 121 896,50	13 975 284,02	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-273 870 700,88	122 973 702,96	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-24 985 101,16	94 011,02	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-144 054 260,48	69 390 785,54	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-5 084 896,22	1 425 226,19	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-60 480,11	0,00	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,26	0,00	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-79 825,63	0,00	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-547 044 108,98**	**211 185 753,43**	

Tabela C.15: Ativos imobilizados - 2050

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 720 849,29	0,00	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-5 417 586,87	38 531,77	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-4 107 088,39	394 396,63	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-80 750 975,20	3 346 205,32	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-345 094 103,89	51 750 299,95	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-25 050 860,67	28 251,51	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-184 595 312,92	28 849 733,10	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-6 062 730,40	447 392,01	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-60 480,11	0,00	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,26	0,00	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-79 825,63	0,00	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-672 087 186,02**	**86 142 676,39**	

Tabela C.16: Ativos imobilizados - 2060

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 720 849,29	0,00	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-5 447 880,62	8 238,02	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-4 425 885,39	75 599,63	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-83 476 887,82	620 292,70	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-385 579 665,76	11 264 738,08	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-25 079 111,83	0,35	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-208 788 157,05	4 656 888,97	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-6 399 119,12	111 003,29	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-60 480,11	0,00	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,26	0,00	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-79 825,63	0,00	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-740 205 235,27**	**18 024 627,14**	**EUR**

Tabela C.17: Ativos imobilizados - 2068

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4,44E+09	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 720 849,29	0,00	EUR
4930	4,451E+09	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4,452E+09	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-5 456 118,64	0,00	EUR
4930	4,454E+09	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-4 501 470,03	14,99	EUR
4930	4,454E+09	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-84 097 180,36	0,16	EUR
4930	4,454E+09	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-396 841 911,48	2 492,36	EUR
4930	4,454E+09	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-25 079 111,83	0,35	EUR
4930	4,454E+09	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-213 442 704,68	2 341,34	EUR
4930	4,454E+09	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-6 510 120,53	1,88	EUR
4930	4,454E+09	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4,454E+09	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4,454E+09	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4,454E+09	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-60 480,11	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4,455E+09	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,26	0,00	EUR
4930	4,459E+09	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4,459E+09	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-79 825,63	0,00	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-756 937 145,23**	**1 292 717,18**	**EUR**

Tabela C.18: Ativos imobilizados - 2069

Empr	CtaBal.CAP	Classe	Denominação	Valor Aquisição	Depreciação Ac.	Valor Contabilístico	Moeda
4930	4440001000	44400010	Imob.Incor-Prop.Ind.	1 720 849,29	-1 720 849,29	0,00	EUR
4930	4451001000	44510010	Terrenos e Rec.Nat.	1 287 866,10	0,00	1 287 866,10	EUR
4930	4452001000	44520010	Edifícios e Outras C	5 456 118,64	-5 456 118,64	0,00	EUR
4930	4453710100	44537100	Dist gás - ERM Dist.	4 501 485,02	-4 501 485,02	0,00	EUR
4930	4453710200	44537101	Dist gás - Rede prim	84 097 180,52	-84 097 180,36	0,16	EUR
4930	4453710300	44537102	Dist gás - Rede sec.	396 844 403,84	-396 844 397,56	6,28	EUR
4930	4453720100	44537200	Dist gás - Cheg. Eq.	25 079 112,18	-25 079 111,83	0,35	EUR
4930	4453720200	44537201	Dist. gás-Inst. Clie	213 445 046,02	-213 444 901,92	144,10	EUR
4930	4453790100	44537900	Dist gás_Outras inst	6 510 122,41	-6 510 120,53	1,88	EUR
4930	4453810100	44538101	Telecom-S-Transm.dad	167 265,22	-167 265,22	0,00	EUR
4930	4454101000	44541010	Eq.Tr.Próp.V.Aut.Lig	487 526,04	-487 526,04	0,00	EUR
4930	4454199000	44541990	Eq.Tr.Próp.Tract.Atr	29 700,00	-29 700,00	0,00	EUR
4930	4454201000	44542010	Eq.Tr.Leas.V.Aut.Lig	798 820,95	-798 820,95	0,00	EUR
4930	4455101000	44551010	Eq.Inf.Próp.Eq.Centr	14 201 527,19	-14 201 527,19	0,00	EUR
4930	4455101000	44551011	Eq.Inf.Próp.Eq.Depar	3 400,00	-3 400,00	0,00	EUR
4930	4455101000	44551012	Eq.Inf.Próp.Eq.Indiv	1 269 099,52	-1 269 099,52	0,00	EUR
4930	4455102000	44551020	Eq.Adm Pp-Mobiliário	60 480,11	-60 480,11	0,00	EUR
4930	4455102000	44551021	Eq.Adm Pp-Art Decor.	546 077,18	-546 077,18	0,00	EUR
4930	4455103000	44551030	Eq.Adm Pp-Equip.Escr	620 544,82	-620 544,82	0,00	EUR
4930	4455103000	44551031	Eq.Adm Pp-Eq.Aud/Vis	3 993,89	-3 993,89	0,00	EUR
4930	4455103000	44551032	Eq.Adm Pp-Eq.Ped/Des	180,00	-180,00	0,00	EUR
4930	4455103000	44551033	Eq.Adm Pp-Com.Seg.Re	64 252,71	-64 252,71	0,00	EUR
4930	4455104000	44551042	Eq.Adm Pp-Eq.Social	6 714,26	-6 714,26	0,00	EUR
4930	4459001000	44590010	Ferramentas e utensí	948 270,87	-948 270,87	0,00	EUR
4930	4459002000	44590020	Outras Imob.Corpórea	79 825,63	-79 825,63	0,00	EUR
4930				**758 229 862,41**	**-756 941 843,54**	**1 288 018,87**	**EUR**