



**José Joaquim  
Matos Velosa**

**Análise do sistema H<sub>2</sub> – energia renovável para  
edifícios em Portugal**



**José Joaquim  
Matos Velosa**

**Análise do sistema H<sub>2</sub> – energia renovável para  
edifícios em Portugal**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação científica do Doutor António Carlos Mendes de Sousa, Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro.

Dedico este trabalho aos meus pais e namorada por todo o apoio, encorajamento e por me terem acompanhado ao longo de todo o meu percurso.

*“A água será o carvão do futuro...”*  
Cyrus Harding, em 1875

## **O júri**

Presidente

**Prof. Doutora Margarida Isabel Cabrita Marques Coelho**  
Professora auxiliar convidada do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Orientador

**Prof. Doutor António Carlos Mendes de Sousa**  
Professor catedrático do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Arguente

**Prof. Doutor Almerindo Domingues Ferreira**  
Professor auxiliar no Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

## **Agradecimentos**

No decorrer da presente dissertação foram várias as pessoas que contribuíram, de diferentes formas, para que esta fosse executada com sucesso.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor António Carlos Mendes de Sousa, pelas orientações científicas, sugestões, conhecimentos, por toda a motivação, disponibilidade, compreensão e pela aposta neste trabalho e em mim, que me deu a oportunidade de vivenciar novas experiências que me enriqueceram tanto a nível profissional como a nível pessoal.

Às seguintes pessoas: Doutora Teresa Simões (INETI), Catarina (FFSolar), Pedro Vieira (Immosolar), Ayasol Thomas Otte (Ayasol - empresa colaboradora da Immosolar), Paulo Ferreira (Bosch termotecnologia SA) e Tom Lambert (HOMER) pelos dados disponibilizados para o desenvolvimento das simulações.

Aos meus amigos, aos mais presentes e aos mais distantes, que sempre me apoiaram e sempre que precisei estavam ao meu lado. Pelas palavras de encorajamento, amizade e apoio.

## Palavras-chave

Hidrogénio, energias renováveis; desempenho ambiental; pilhas de combustível

## Resumo

Esta dissertação tem como objectivo principal analisar o desempenho económico, energético e ambiental no uso de pilhas de combustível alimentadas a hidrogénio em substituição da electricidade fornecida pela rede eléctrica em edifícios residenciais. O hidrogénio é gerado no edifício utilizando fontes renováveis, como por exemplo, solar e eólica.

Considerou-se para o estudo um edifício localizado na região de Faro e analisaram-se os sistemas típicos portugueses com o objectivo de estabelecer uma comparação dos seus custos e benefícios, em termos ambientais assim como energéticos e económicos, relativamente aos sistemas a hidrogénio. O edifício deverá ser considerado auto-suficiente, e a ligação à rede só será utilizada em caso de avaria ou manutenção dos componentes.

O HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) é usado neste estudo para simular a operação do sistema e calcular, para cada configuração, os parâmetros técnicos, económicos e ambientais que o caracterizam.

O custo total dos sistemas (NPC) e o custo de electricidade produzida por kWh (COE) são os dois principais parâmetros utilizados para realizar uma análise económica entre os sistemas de energia considerados. Os incentivos fiscais actualmente existentes por parte do governo não serão considerados na análise económica deste estudo, pois devido à situação económica actual portuguesa encontram-se em constante mudança.

Neste estudo é ainda feito uma análise de situações para as quais diferentes configurações que utilizam o hidrogénio poderão tornar-se competitivas num futuro próximo.

As emissões de CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, hidrocarbonetos não queimados e partículas serão utilizadas como indicadores para analisar o desempenho ambiental de cada sistema considerado.

Em termos conclusivos, os sistemas a hidrogénio revelam-se atractivos se o custo dos painéis fotovoltaicos diminuir 50% e se verificar um aumento do custo global de electricidade também em 50 %.

**Keywords**

Hydrogen; Renewable energy; environmental performance; fuel cell

**Abstract**

This master's thesis has the primary goal of analysing the economic, energetic and environmental performance of hydrogen-fed fuel cells used as a replacement for electricity obtained from the electric grid for residential buildings. The hydrogen is produced in the building using renewable energy sources, in this particular case, solar.

The study considered a building located in the region of Faro. Typical Portuguese thermal equipment and systems were analysed to establish a comparison between them and hydrogen-based systems in what concerns costs and environmental, energetic and economic benefits. The building is assumed to be self-sufficient and the connection to the grid is only considered for situations of malfunction or maintenance.

The software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) developed by NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) is used in this study to perform systems simulation and compute, for each scenario and configuration, the technical, economic and environmental parameters that characterize them.

The total systems' cost (NPC) and the cost of produced electric energy per kWh (COE) are the two main parameters, used to perform the economic analysis for the energy systems considered. The tax benefits given by the government will not be considered in the analysis due to the uncertainty about their continuity due to the current Portuguese economic situation.

An analysis of different configurations using hydrogen that may become competitive in a near future is also performed.

The CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, unburnt hydrocarbons, and particles emissions will be used as indicators to analyze the environmental performance of each system being considered.

On the basis of the analyses conducted, it can be concluded that fuel cells supplied with electrolytic hydrogen produced by photovoltaic systems are competitive if the cost of these systems is reduced by 50% and the price of the grid electricity increases by 50%.



# Índice

---

<b>Introdução</b> .....	11
<b>1. Enquadramento da dissertação</b> .....	15
1.1. CENÁRIO ENERGÉTICO EM PORTUGAL.....	15
1.2. VANTAGENS E INCENTIVOS ASSOCIADOS AO APROVEITAMENTO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS .....	18
1.3. ESTADO DA ARTE .....	22
1.3.1. Princípio de funcionamento dos sistemas autónomos .....	22
<b>2. Potencial eléctrico do local de instalação</b> .....	29
2.1. POTENCIAL FOTOVOLTAICO .....	29
2.1.1. Radiação solar incidente .....	29
2.1.2. Influência da temperatura e da radiação solar incidente no funcionamento de um painel fotovoltaico .....	32
2.1.3. Estimativa da energia produzida .....	36
2.2. POTENCIAL EÓLICO .....	37
2.2.1. Distribuição de Weibull .....	40
2.2.2. Estimativa da energia produzida .....	42
<b>3. Sistemas de energia considerados</b> .....	45
3.1. CONFIGURAÇÃO 1 – ACUMULADORES ELÉCTRICOS, REDE ELÉCTRICA E ESQUENTADOR A GÁS NATURAL 45	
3.1.1. Princípio de funcionamento dos acumuladores de calor.....	47
3.2. CONFIGURAÇÃO 2 – BOMBA DE CALOR, REDE ELÉCTRICA E ESQUENTADOR A GÁS NATURAL .....	48
3.2.1. Princípio de funcionamento da bomba de calor .....	50
3.3. CONFIGURAÇÃO 3 – CALDEIRA A GÁS NATURAL E REDE ELÉCTRICA .....	52
3.4. CONFIGURAÇÃO 4 – CALDEIRA A GÁS NATURAL, COLECTORES SOLARES E REDE ELÉCTRICA.....	54
3.4.1. Principais tecnologias de colectores solares e princípio de funcionamento .....	56
3.5. CONFIGURAÇÃO 5 – BOMBA DE CALOR, ESQUENTADOR H <sub>2</sub> E SISTEMA H <sub>2</sub> .....	59
3.5.1. Funcionamento do sistema H <sub>2</sub> .....	59
3.6. CONFIGURAÇÃO 6 – COLECTORES SOLARES, CALDEIRA H <sub>2</sub> E SISTEMA H <sub>2</sub> .....	71
<b>4. Determinação das cargas térmicas</b> .....	73
4.1. BALANÇO ENERGÉTICO DOS EDIFÍCIOS .....	73
4.1.1. Análise climática de Portugal – Zonamento climático .....	74
4.1.2. Trocas de calor pela envolvente.....	76
4.1.3. Ventilação e infiltrações.....	80
4.1.4. Ganhos térmicos internos .....	81



4.1.5. Ganhos solares .....	82
4.2. ESCOLHA DO <i>SOFTWARE</i> .....	83
4.3. <i>SOFTWARE</i> TRNSYS.....	84
4.4. DADOS E PARÂMETROS DE ENTRADA .....	86
4.4.1. Climatização .....	86
4.4.2. Trocas de calor pela envolvente.....	87
4.4.3. Ventilação e infiltrações.....	92
4.4.4. Ganhos térmicos internos .....	93
4.4.5. Ganhos solares .....	95
4.5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO .....	96
<b>5. Dimensionamento e selecção dos componentes .....</b>	<b>97</b>
5.1. ACUMULADORES ELÉCTRICOS - CONFIGURAÇÃO 1 .....	97
5.1.1. Dimensionamento .....	97
5.1.2. Selecção.....	98
5.2. ESQUENTADOR A GÁS NATURAL - CONFIGURAÇÕES 1 E 2.....	98
5.2.1. Dimensionamento .....	98
5.2.2. Selecção.....	99
5.3. BOMBA DE CALOR - CONFIGURAÇÕES 2 E 5 .....	100
5.3.1. Dimensionamento e Selecção .....	100
5.4. CALDEIRA A GÁS NATURAL - CONFIGURAÇÕES 3 E 4 .....	100
5.4.1. Dimensionamento .....	100
5.4.2. Selecção.....	101
5.5. COLECTORES SOLARES - CONFIGURAÇÕES 4 E 6.....	101
5.5.1. Dimensionamento e Selecção .....	101
5.6. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS - CONFIGURAÇÕES 5 E 6.....	103
5.6.1. Selecção.....	103
5.7. INVERSOR DE CORRENTE - CONFIGURAÇÕES 5 E 6.....	103
5.8. PILHA DE COMBUSTÍVEL - CONFIGURAÇÕES 5 E 6 .....	104
5.9. ELECTROLISADOR E COMPRESSOR - CONFIGURAÇÕES 5 E 6 .....	107
5.10. RESERVATÓRIO DE HIDROGÉNIO - CONFIGURAÇÕES 5 E 6.....	108
<b>6. Necessidades energéticas do edifício .....</b>	<b>111</b>
6.1. ESTIMATIVA DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE DOS ELECTRODOMÉSTICOS E ILUMINAÇÃO .....	111
6.2. ÁGUAS QUENTES SANITÁRIAS (AQS) .....	114
6.3. AQUECIMENTO CENTRAL .....	115



6.3.1. Acumuladores de calor.....	115
6.3.2. Bomba de calor .....	116
6.4. AQUECIMENTO CENTRAL E AQS.....	117
6.4.1. Caldeira a gás natural .....	117
6.4.2. Caldeira a gás natural e colectores solares .....	118
<b>7. Simulação no software HOMER .....</b>	<b>119</b>
7.1. DADOS E PARÂMETROS DE ENTRADA – SISTEMAS TÍPICOS PORTUGUESES .....	120
7.1.1. Recursos .....	120
7.1.2. Eficiência esquentador e caldeira [63, 66]:.....	121
7.1.3. Rede eléctrica.....	121
7.1.4. Carga eléctrica pedida (demanda de carga eléctrica).....	123
7.1.5. Carga térmica pedida (demanda de carga térmica).....	123
7.1.6. Outros dados.....	124
7.2. PARÂMETROS E DADOS DE ENTRADA - SISTEMAS A HIDROGÉNIO .....	127
7.2.1. Recursos .....	127
7.2.2. Outros dados.....	127
7.2.3. Carga eléctrica pedida (demanda de carga eléctrica).....	129
7.2.4. Carga térmica pedida (demanda de carga térmica).....	129
7.2.5. Inversor de corrente.....	129
7.2.6. Pilha de combustível .....	130
7.2.7. Reservatório de hidrogénio.....	131
7.2.8. Electrolisador.....	132
7.2.9. Painel fotovoltaico (PV).....	133
<b>8. Análise de resultados .....</b>	<b>135</b>
8.1. ANÁLISE ENERGÉTICA.....	135
8.2. ANÁLISE AMBIENTAL.....	140
8.3. ANÁLISE ECONÓMICA.....	143
<b>9. Conclusões .....</b>	<b>151</b>
<b>10. Referências .....</b>	<b>153</b>
<b>11. Anexos.....</b>	<b>161</b>
11.1. Anexo - TABELAS.....	161
11. 2. ANEXO - FIGURAS.....	168



## Lista de figuras

---

Figura 1- Consumo eléctrico de uma habitação em média em Portugal [6].	16
Figura 2 - Evolução do preço de electricidade (sem taxas) no sector residencial [7].	16
Figura 3 - Evolução do preço de gás natural (sem taxas) no sector residencial [7].	17
Figura 4 - Mapa da distribuição da radiação solar incidente na Europa [12].	19
Figura 5 - Modelo esquemático de funcionamento dos sistemas autónomos [16].	23
Figura 6 - Tipos de micro-turbinas eólicas típicas: a) Eixo vertical e b) Eixo horizontal [18].	25
Figura 7- Valores de dados climáticos para a região de Faro – Portugal. [21].	31
Figura 8 - Apresentação gráfica dos valores de irradiação Solar e índices de transparência – HOMER [22].	32
Figura 9 - Variação da curva Intensidade - Tensão com a temperatura; resultados experimentais [19].	33
Figura 10 - Variação da curva I-V com a radiação incidente; resultados experimentais [19].	35
Figura 11 - Média anual do valor diário da irradiação solar global na horizontal [25].	37
Figura 12 - Média anual do valor diário da irradiação solar global na orientação que maximiza energia recolhida (latitude + 5°, Sul) [25].	37
Figura 13 - Atlas português do vento; velocidade média do vento a) h=10 m b) h=60 m [26].	38
Figura 14 - Valores da velocidade do vento médios ao longo do ano – HOMER [21,22].	38
Figura 15 - Distribuição de Weibull para a região de Faro – HOMER [22,26].	41
Figura 16 – Curvas de potência a) SW Whisper 200; b) SW Skystrem 3.7; c) SW Whisper 500.	43
Figura 17- Elementos principais de um acumulador de calor [31].	47
Figura 18 - Sistema de energia constituído por acumuladores eléctricos, rede eléctrica e esquentador a gás natural.	48
Figura 19 - Esquema simplificado do funcionamento de uma bomba de calor tendo ar como fonte [34].	50
Figura 20 - Sistema de energia constituído por bomba de calor, esquentador e rede eléctrica.	52
Figura 21 - Esquema exemplificativo de um sistema de aquecimento central [35].	52
Figura 22 - Sistema de energia constituído por rede eléctrica e caldeira a gás natural.	54
Figura 23 - Princípio de funcionamento do sistema solar de aquecimento central e AQS [39].	55
Figura 24 - Principais componentes de um colector solar plano [40].	56
Figura 25 - Sistema de energia constituído por colector solar, rede eléctrica e caldeira a gás natural.	58
Figura 26 - Esquema simplificado de uma célula fotovoltaica de silício cristalino [42].	60
Figura 27 - Princípio de funcionamento de um electrolisador do tipo PEM [44].	64
Figura 28 - Esquema típico de uma pilha de combustível [44].	65
Figura 29 - Sistema de energia constituído por bomba de calor, esquentador H <sub>2</sub> natural e sistema H <sub>2</sub> .	70
Figura 30 - Sistema de energia constituído por colectores solares, caldeira H <sub>2</sub> e sistema H <sub>2</sub> .	71
Figura 31- Zonas climáticas de Inverno e de Verão em Portugal [37].	75
Figura 32 - Evolução da temperatura interior com e sem ganhos de calor e necessidades de aquecimento [49].	81
Figura 33 - Evolução da temperatura interior com e sem ganhos de calor e necessidades de arrefecimento [49].	81



Figura 34 - Modelo implementado no software TRNSYS para realizar a simulação pretendida [52].	85
Figura 35 - Habitação unifamiliar, fachada Norte.	88
Figura 36 - Habitação unifamiliar, fachada Sul.	89
Figura 37 - Planta dos pisos 0 e 1 do edifício em estudo.	89
Figura 38 - Resultados da simulação efectuada no software TRNSYS.	96
Figura 39 - Características principais da pilha de combustível do tipo PEM válida para este estudo [73].	105
Figura 40 - Consumo de combustível em função da potência da pilha de combustível [22,73].	106
Figura 41 - Curva de eficiência da pilha de combustível [22,73].	106
Figura 42 - Perdas de energia na compressão do hidrogénio utilizando o processo adiabático e o isotérmico [47].	107
Figura 43 - Potência específica em função da pressão de saída para vários tipos de compressores existentes no mercado [76].	108
Figura 44 - Reservatório/tanque de hidrogénio [78].	109
Figura 45 - Taxa de posse dos equipamentos nos edifícios residenciais em Portugal [80].	111
Figura 46 - Necessidades energéticas de electricidade - iluminação e electrodomésticos.	113
Figura 47 - Perfil de consumo diário (dia de semana e fim-de-semana) de electricidade da habitação.	113
Figura 48 - Necessidades energéticas para AQS (kWh).	115
Figura 49 - Necessidades energéticas – aquecimento eléctrico (kWh).	116
Figura 50 - Necessidades energéticas - aquecimento bomba de calor (kWh).	117
Figura 51 - Necessidades energéticas - aquecimento central e AQS (kWh).	117
Figura 52 - Necessidades energéticas - aquecimento central e AQS (kW).	118
Figura 53 - Relação entre simulação, optimização e análise de sensibilidade.	119
Figura 54 - Tarifário do gás natural, Medigás [83].	120
Figura 55 - Tarifário utilizado na configuração 1 [88].	123
Figura 56 - Tarifário utilizado nas configurações 2, 3 e 4 [88].	123
Figura 57 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 1 [22, 31, 64, 89].	125
Figura 58 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 2 [22, 64, 89].	125
Figura 59 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 3 [22, 64, 89].	126
Figura 60 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 4 [22, 74, 89].	126
Figura 61 - Disposição dos painéis fotovoltaicos: a) configuração 5; b) configuração 6.	137
Figura 62 - Quantidade de electricidade produzida, consumida e excedente por ano – configuração 5.	138
Figura 63 - Quantidade de electricidade produzida, consumida e excedente por ano – configuração 6.	138
Figura 64 - Acumulação média mensal de hidrogénio ao longo do ano – configuração 5.	138
Figura 65 - Acumulação média mensal de hidrogénio ao longo do ano – configuração 6.	139



Figura 66 - Produção média mensal de electricidade resultante do sistema fotovoltaico e da pilha de combustível – configuração 5.....	139
Figura 67 - Produção média mensal de electricidade resultante do sistema fotovoltaico e da pilha de combustível – configuração 6.....	139
Figura 68 - Produção média mensal de energia térmica resultante da pilha de combustível e caldeira H <sub>2</sub> – configuração 5.....	140
Figura 69 - Produção média mensal de energia térmica resultante da pilha de combustível e caldeira H <sub>2</sub> – configuração 6.....	140
Figura 70 - Emissões de CO <sub>2</sub> por ano das diversas configurações. ....	141
Figura 71 - Emissões de alguns poluentes importantes das diversas configurações.....	141
Figura 72 - Análise do ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos [94].....	142
Figura 73 - Custo total NPC do projecto das diversas configurações.....	144
Figura 74 - Custo de electricidade por cada kWh produzido. ....	145
Figura 75 – Investimento inicial (em percentagem) dos vários componentes das configurações a hidrogénio. ....	145
Figura 76 - Evolução prevista do custo dos sistemas fotovoltaicos desde 1997 até 2030 (em USD\$ de 1997 por W produzido) [95]. ....	146
Figura 77 - Custo total NPC - cenário de futuro 1. ....	147
Figura 78 - Custo total NPC - cenário de futuro 2. ....	148
Figura 79 - Custo total NPC - cenário de futuro 3. ....	149

## **Anexo - Figuras**

Figura A.1 - Valores típicos dos parâmetros de Weibull para a região de Faro [26]. ....	168
Figura A.2 - Dados técnicos da caldeira seleccionada [66]. ....	168
Figura A.3 - Características do radiador escolhido.....	169
Figura A.4 - Dados técnicos do colectador solar seleccionado [69].....	169
Figura A.5 - Orçamento sistema solar – Immosolar [68]. ....	170



## Lista de tabelas

---

Tabela 1 - Mercado da energia fotovoltaico - Evolução nos últimos três anos [10].....	18
Tabela 2 - Diferença em termos percentuais entre a energia fornecida por m <sup>2</sup> por um sistema solar para aquecimento de água a 50°C, calcula para várias cidades e comparada com Lisboa [11]. .....	20
Tabela 3 - Diferenças entre o actual e o anterior regime da microgeração [15]. .....	21
Tabela 4 - Valores típicos de E <sub>g</sub> para diferentes semicondutores [24]. .....	34
Tabela 5 – Tabela resumo dos vários sistemas de energia considerados.....	45
Tabela 6 - Características das principais pilhas de combustível [45]. .....	68
Tabela 7 – Densidade de energia do hidrogénio versus a de outros portadores de energia [47]. .....	69
Tabela 8 - Parâmetros que caracterizam o ambiente da região de Faro [21,37,57]. .....	87
Tabela 9 - Dimensões das diferentes zonas da habitação e respectivas áreas de envidraçados. ....	90
Tabela 10 - Coeficientes de transmissão térmica máximos admissíveis de elementos opacos [37]. .....	90
Tabela 11 - Características dos materiais dos elementos da envolvente opaca em Portugal [58,59]. .....	91
Tabela 12 - Classificação da exposição do edifício ao vento [37]. .....	92
Tabela 13 - Determinação do número de renovações horárias do ar interior [37]. .....	93
Tabela 14 - Estimativa dos períodos e localização dos ocupantes no interior do edifício [60]. .	94
Tabela 15 - Taxas metabólicas consoante a actividade [50]. .....	94
Tabela 16 - Propriedades principais dos envidraçados em Portugal [55, 59]. .....	95
Tabela 17 - Potências <i>standard</i> aconselhadas de aquecimento de acumuladores [61]. .....	97
Tabela 18 - Capacidades suficientes, recomendadas e óptimas mediante os diferentes tipos de utilização [63]. .....	99
Tabela 19 - Área recomendada dos colectores solares em função do n.º de pessoas e área de aquecimento – Immosolar [68]. .....	102
Tabela 20 - Consumos de todos os equipamentos (valores estimados + valores de referência). ....	112
Tabela 21 - Resultados das necessidades energéticas anuais para AQS.....	114
Tabela 22 – Emissões específicas dos poluentes resultantes da produção de electricidade [87]. ....	122
Tabela 23 - Características principais do electrolisador e da compressão [3]. .....	133
Tabela 24 – Custo total dos painéis fotovoltaicos – custo do módulo, estrutura de fixação e instalação das configurações 5 e 6.....	135

### Anexo - Tabelas

Tabela A.1 - Características técnicas das micro-turbinas eólicas escolhidas [28,29].....	161
Tabela A.2 - Caracetrísticas principais dos vários tipos dos acumuladores de calor eléctricos [58, 59]. .....	161



Tabela A.3 - Características principais do esquentador Inteligente WRB 11 [60, 61].....	162
Tabela A.4 - Características técnicas da bomba de calor Montreal 5 [62].....	163
Tabela A.5 - Características técnicas dos painéis fotovoltaicos escolhidos [67].....	163
Tabela A.6 - Características técnicas de alguns inversores válidos para este projecto. ....	164
Tabela A.7 - Valores estimados dos consumos anuais de cada equipamento da habitação....	164
Tabela A.8 - Necessidades energéticas dos acumuladores de calor.....	164
Tabela A.9 - Necessidades energéticas da bomba de calor. ....	165
Tabela A.10 - Necessidades energéticas da caldeira a gás natural.....	165
Tabela A.11 - Necessidades energéticas da caldeira a gás natural e colectores solares. ....	165
Tabela A.12 - Investimento inicial e custo total de operação & manutenção da config. 1. ....	166
Tabela A.13 - Investimento inicial e custo total de operação & manutenção da config. 2. ....	166
Tabela A.14 - Investimento inicial e custo total de operação & manutenção da config. 3. ....	167
Tabela A.15 - Investimento inicial e custo total de operação & manutenção da config. 4. ....	167



## Siglas e abreviaturas

---

- AFC** - *Alkaline Fuel Cell* (Pilhas de combustível alcalinas)
- APISOLAR** - Associação Portuguesa de Energia Solar
- AQS** - Águas quentes sanitárias
- AREAL** - Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve
- ASHRAE** - *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*
- AVAC** - Sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado
- BOS** - *Balance of Systems*
- CA** - Corrente alternada
- CC** - Corrente contínua
- COE** - Custo de electricidade produzida por kWh (€/kWh)
- COP** - Coeficiente de desempenho
- DGEG** - Direcção Geral de Energia e Geologia
- DOE** - *Department of Energy – USA*
- EDP** - Energias de Portugal
- EHC** - *Electrochemical Hydrogen Compressor* (Compressor electroquímico de hidrogénio)
- ESP-r** - *Environmental Systems Performance - research*
- ERSE** - Entidade reguladora dos serviços energéticos
- EUA** - Estados Unidos da América
- GEE** - Gases com efeito de estufa
- HOMER** - *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*
- INETI** - Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
- IVA** - Imposto sobre o valor acrescentado
- LNEG** - Laboratório Nacional de Energia e Geologia
- MCFC** - *Molten Carbonate Fuel Cell* (Pilhas de combustível de carbonato fundido)
- NASA** - *National Aeronautics and Space Administration*
- NOCT** - Temperatura nominal de funcionamento da célula
- NPC** - Custo total do projecto
- NREL** - *National Renewable Energy Laboratory*



**PAFC** - *Phosphoric Acid Fuel Cell* (Pilhas de combustível de ácido fosfórico)

**$PCI_{fuel}$**  - Poder calorífico inferior do combustível

**PCS** - Poder calorífico superior

**PEMFC** - *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (Pilhas de combustível com membrana de permuta de protões)

**PIB** - Produto interno bruto

**PRE** - Produção em regime especial

**PRO** - Produção em regime ordinário

**RCCTE** - Regulamento das características de comportamento térmico (DL 80/2006)

**SOFC** - *Solid Oxid Fuel Cell* (Pilhas de combustível de óxido sólido)

**STC** - *Standard Test Conditions* (Condições de teste padrão)

**TRNSYS** - *Transient Systems Simulation Program*

**UE** - União Europeia

**WETO** - *World Energy, Technology and Climate Policy Outlook*



## Introdução

---

O consumo de energia no Mundo está a aumentar a um ritmo alarmante. A organização *World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (WETO)* prevê um crescimento anual de 1,8% do consumo de energia primária até 2030. Este crescimento resulta, maioritariamente, no consumo de energias fósseis e na emissão de CO<sub>2</sub> e de outros poluentes. As reservas de petróleo, gás natural e carvão estão a diminuir, o que se reflecte nos preços que atingem no mercado internacional [1].

As emissões de CO<sub>2</sub>, o aumento da temperatura global do planeta e a falta de energia são factores preponderantes no desenvolvimento da tecnologia do hidrogénio. Os efeitos potenciais da mudança climática são significativos e, mais importante ainda, irreversíveis. Assim, a Europa tem que definir como objectivo um futuro baseado em fontes energéticas sustentáveis, sendo o hidrogénio associado às pilhas de combustível uma das vias mais promissoras para o seu cumprimento.

O hidrogénio é o elemento químico mais abundante no Universo e simultaneamente aquele que contém o maior valor energético, sendo por isso considerado o combustível renovável do futuro. Além de abundante, o hidrogénio não é poluente ao contrário dos tradicionais combustíveis, uma vez que a electricidade é produzida a partir de pilhas de combustível, sendo o vapor de água o produto da reacção. Deste modo, a emissão de gases de efeito de estufa, particularmente CO<sub>2</sub> é nula [2].

Um dos aspectos que distingue o hidrogénio de outras fontes de energia é o facto de este não se tratar de uma fonte primária de energia, tendo por isso de ser extraído de outras fontes de energia. Desta forma, a sua produção torna-se num dos vectores essenciais à sua viabilidade como fonte de energia.

Actualmente, quase todo o hidrogénio a nível mundial é obtido a partir de combustíveis fósseis. Contudo, o hidrogénio também pode ser produzido a partir da electrólise da água utilizando electricidade gerada por fontes renováveis, como por exemplo: solar, hidroeléctrica, energia das ondas, biomassa e eólica. Cerca de 48% da produção total é feita a partir de gás natural, 30% a partir de petróleo, 18% a partir de carvão e apenas cerca de 4% é obtido com electricidade recorrendo à electrólise [3].

O aspecto mais importante associado à electrólise tem a ver com o facto deste método produzir hidrogénio em gás puro, ao passo que o hidrogénio derivado dos combustíveis fósseis corre o risco de ficar contaminado com algum carbono, o que complica a sua utilização nas pilhas de combustível [4].

No futuro, com o aumento da escala de produção, o hidrogénio tenderá a ser obtido, por electrólise, a partir da água limpa, recorrendo às fontes de energia eléctrica mais abundantes em cada localização.



A energia solar e eólica são fontes de energias renováveis que apresentam uma contribuição energética cada vez mais significativa no panorama energético actual em Portugal. Tal contribuição torna-se qualitativamente importante em locais isolados e/ou afastados das redes de distribuição, onde o custo da energia eléctrica fornecida por sistemas fotovoltaicos ou eólicos pode ser inferior ao custo da energia eléctrica comercial convencional.

Tal como o petróleo, o hidrogénio pode ser armazenado e usado independentemente do tempo de produção. Pode ser armazenado não só na forma gasosa em depósitos sob pressão (de 350 a 700 bar) e à temperatura ambiente como também pode ser armazenado e transportado quase sem pressão em depósitos sob a forma de líquido criogénico. A possibilidade de armazenar hidrogénio mais facilmente do que a electricidade representa uma das soluções mais promissoras para o problema de intermitência na geração de potência utilizando fontes renováveis de energia [2].

Nos Estados Unidos da América e no Japão, a produção de hidrogénio e as pilhas de combustível são considerados como sendo uma tecnologia chave para o século XXI. Existe desde já um forte investimento e uma actividade industrial intensa à volta desta tecnologia nestes dois países referidos. No Japão, só em 2002, o orçamento para este sector totalizou 240 milhões de dólares. Foram montadas seis estações de abastecimento de hidrogénio em Tóquio e em Yokohama em 2002 e 2003. Nos E.U.A., em 2005, foi lançado um programa governamental de desenvolvimento destas tecnologias com um orçamento de 1700 milhões de dólares, válido para os cinco anos seguintes [1].

Estes desenvolvimentos tecnológicos abrem caminho para uma mudança de paradigma ao nível da produção de energia eléctrica. As grandes centrais eléctricas convencionais situadas na sua maioria longe dos locais de consumo podem começar a dar lugar a centrais de menor dimensão, mais próximas dos utilizadores finais e menos poluentes porque alimentadas quer por combustíveis fósseis com menor teor de carbono, como sendo o gás natural, quer por hidrogénio, preferencialmente obtido de energias renováveis.

- **Estrutura da dissertação**

Este documento encontra-se dividido em nove capítulos principais, sendo o primeiro o enquadramento da dissertação, em que se aborda o consumo energético actual em Portugal e as vantagens no aproveitamento das energias renováveis, demonstrando, de uma maneira geral, a necessidade de uma mudança de paradigma ao nível da produção de energia eléctrica.

No segundo capítulo é feita uma avaliação do potencial fotovoltaico e eólico da região de Faro. Para tal, utilizou-se um estudo intitulado “Avaliação do Recurso Solar da



Região do Algarve” e fez-se algumas simulações no HOMER que permitiram estimar a energia produzida anualmente por diversas micro-turbinas eólicas.

No terceiro capítulo é descrito detalhadamente o funcionamento de todos os cenários de estudo considerados. Este capítulo permite ainda uma melhor compreensão dos sistemas típicos utilizados em Portugal e de produção combinada de energia de sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microprodução renovável.

O quarto capítulo consiste na determinação das cargas térmicas utilizando uma ferramenta de simulação dinâmica. É, pois, um capítulo fundamental para realizar correctamente o dimensionamento e a selecção dos equipamentos utilizados nos sistemas de energia considerados (capítulo 5), assim como o apuramento das necessidades energéticas do edifício (capítulo 6).

No sétimo capítulo apresentam-se todas as considerações efectuadas e pressupostos considerados que permitiram uma correcta simulação, no software HOMER, das tecnologias envolvidas neste estudo.

No capítulo oito é feita uma análise energética, ambiental e económica dos vários sistemas de energia considerados.

Por último, as conclusões principais deste estudo são apresentadas no capítulo 9.





# 1. Enquadramento da dissertação

---

Neste capítulo é descrito a situação energética actual em Portugal, bem como as vantagens e os incentivos associados ao aproveitamento das energias renováveis. É ainda caracterizado o estado da arte de forma a destacar os aspectos negativos dos sistemas autónomos actualmente utilizados, enquadrando-se desta forma a decorrente dissertação de Mestrado.

## 1.1. CENÁRIO ENERGÉTICO EM PORTUGAL

O consumo de energia num país depende de um conjunto variado e complexo de factores, que inclui aspectos tão diversos como os preços da energia, o clima, os hábitos de consumo, o comportamento dos cidadãos e o peso relativo dos vários sectores de actividade.

Segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [5] em 2009, a dependência de Portugal em termos de importação de energia foi de 81,2%. A produção interna baseou-se, exclusivamente, em fontes de energia renováveis, fundamentalmente hídrica e eólica. Esta produção cresceu aproximadamente 45% desde 1990.

O consumo de energia primária no nosso país também cresceu visivelmente desde 1990 em cerca de 55%. Este valor deve-se, principalmente, ao aumento do consumo de petróleo (29% desde 1990) e de combustíveis sólidos (31% desde 1990) [5].

O gás natural foi introduzido no abastecimento de energia primária de Portugal, pela primeira vez em 1997 e atingiu os 17,5% de quota de abastecimento total de energia em 2009. Em termos de fontes renováveis a quota foi de 20% [5].

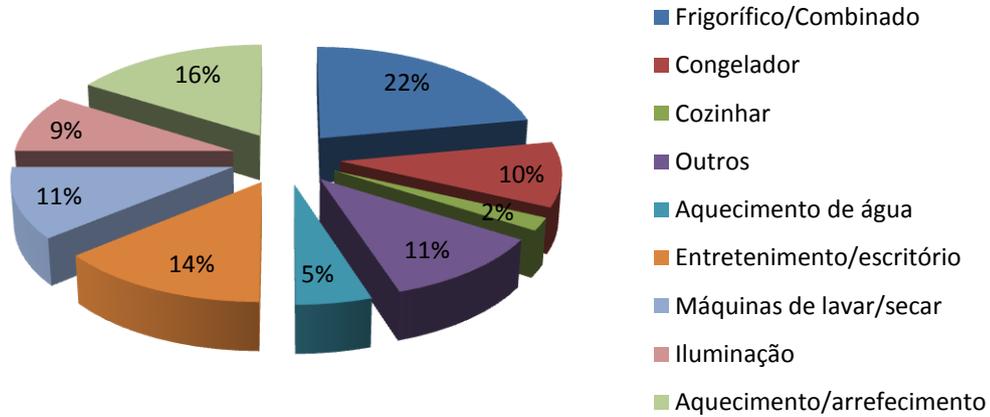
De acordo com a DGEG [5], desde o início da década de noventa, o consumo de energia final cresceu 3,2% ao ano, cerca de sete décimas acima da taxa de crescimento média do produto interno bruto (PIB) registada nesse período.

Em Portugal, o sector residencial, com cerca de 3,3 milhões de edifícios, contribuiu com 17% do consumo de energia primária em termos nacionais, representando cerca de 29% do consumo de electricidade o que evidencia desde logo, a necessidade de moderar o consumo eléctrico [5].

O consumo energético das habitações portuguesas tem registado um crescimento significativo, em parte, também devido ao aumento da aquisição de equipamentos consumidores de energia. Outra causa para o aumento do consumo de energia reside na ineficiência dos próprios equipamentos utilizados no sector e dos hábitos de utilização desses mesmos equipamentos.



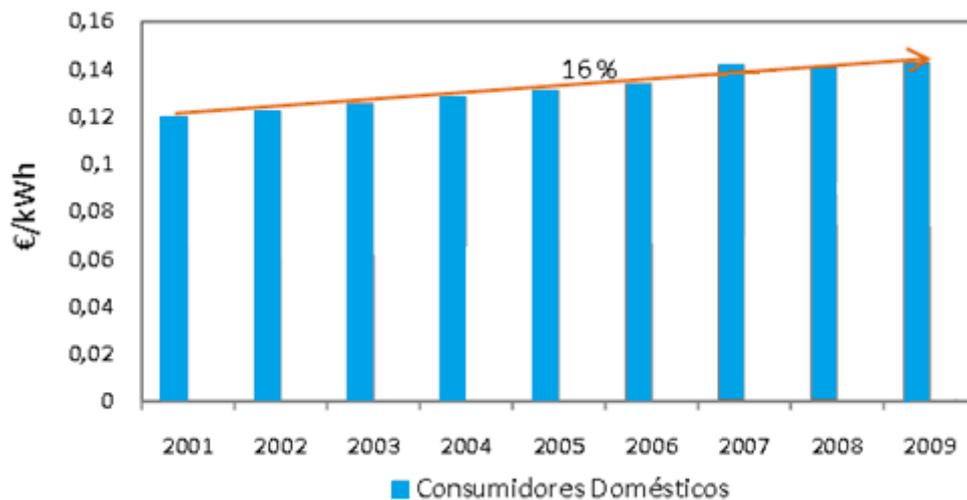
No que diz respeito ao consumo eléctrico, uma habitação média consome cerca de 4000 kWh por ano [6], divididos da seguinte forma:



**Figura 1-** Consumo eléctrico de uma habitação em média em Portugal [6].

A figura 1 permite constatar que a energia dispendida no aquecimento central e águas quentes sanitárias (AQS) de uma habitação é significativo. Assim, nesta dissertação dar-se-á ênfase não só à energia eléctrica consumida pelos electrodomésticos e iluminação como também à energia utilizada nos parâmetros referidos.

Segundo a Eurostat [7], Portugal é o quarto país da União Europeia (UE) com os maiores preços de electricidade sem taxas para consumidores domésticos. A figura 2 permite verificar o aumento gradual do preço de electricidade entre 2001 e 2009 em Portugal no sector residencial.

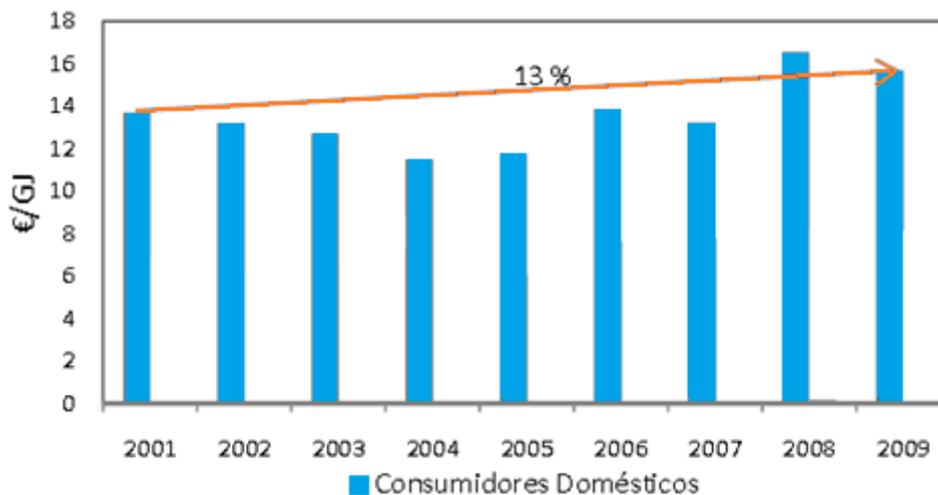


**Figura 2** - Evolução do preço de electricidade (sem taxas) no sector residencial [7].



De acordo com um estudo realizado em Outubro de 2010 intitulado “Análise e previsão da evolução do custo da electricidade em Portugal” [8], será de esperar o aumento do preço da energia eléctrica, devido ao aumento de custos apresentados pela produção em regime ordinário (PRO), relativos a novos investimentos em centrais hídricas e também o aumento do custo médio de referência associado à diminuição da produção térmica. Ainda de acordo com este estudo prevê-se que o aumento da potência eólica instalada originará novos custos de ligação às redes, que serão diluídos no sobrecusto com a produção em regime especial (PRE), maioritariamente paga pelos consumidores da baixa tensão.

Os preços do gás natural têm sofrido várias flutuações ao longo dos últimos anos (2001-2009) como ilustra a figura 3. Portugal é o segundo país da UE a praticar preços de gás natural mais elevados para os consumidores domésticos no ano de 2009 [7].



**Figura 3** - Evolução do preço de gás natural (sem taxas) no sector residencial [7].

Importa salientar que a penalização ambiental por efeito do CO<sub>2</sub> poderá vir a ser maior no futuro, onde haja taxas ambientais a pagar pela quantidade de CO<sub>2</sub> indevidamente produzida.

Portugal, a juntar aos problemas referidos, é um país com escassos recursos energéticos próprios, designadamente aqueles que asseguram as necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos, tais como: o petróleo, o carvão e o gás.

Este panorama coloca Portugal numa situação fragilizada, já que a factura energética aumenta, com custos evidentes para a sociedade. Um bom exemplo desta situação é o aumento do preço do barril de petróleo, que provoca um aumento generalizado dos preços, bem como a subida da inflação em todos os países [9]. Surgem assim razões para mudanças no nosso paradigma de consumo e produção, apostando em novas tecnologias de produção de energia, nomeadamente as energias renováveis.



A energia solar produzida em Portugal encontra-se fortemente dispersa ao nível do território. Nos distritos mais densamente povoados verifica-se uma maior concentração de sistemas de produção de energia, com Lisboa a totalizar os 4.483,5 kW e Porto com 3.006,1 kW. No Algarve, o distrito de Faro tem já 3.495,8 kW. Em contraste, o arquipélago dos Açores é o distrito com menor produção de energia solar (57,6 kW). A energia total produzida em Portugal a partir de módulos fotovoltaicos é cerca de 34.844 kW [10].

De acordo com a associação Portuguesa de Energia Solar (APISOLAR) [10] o mercado nacional tem crescido a um ritmo anual médio ligeiramente superior a 10%. Apesar desta evolução, no final de 2010 apenas 0,5% do consumo do mercado regulado provinha da energia fotovoltaica, conforme se verifica na tabela 1.

**Tabela 1** - Mercado da energia fotovoltaico - Evolução nos últimos três anos [10].

<b>Produção de electricidade</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Produção total de electricidade (GWh)</b>	45.969	50.207	52.567
<b>Produção total por Fontes de energia renovável (GWh)</b>	14.989	18.556	28.233
<b>Produção por fotovoltaico (GWh)</b>	41,1	159,9	213,3

## **1.2. VANTAGENS E INCENTIVOS ASSOCIADOS AO APROVEITAMENTO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS**

Os recursos fósseis (fontes de energia não renovável, à escala temporal do ser humano) constituem a principal fonte energética mundial. Estes recursos são fontes finitas de energia e a sua distribuição espacial no globo terrestre não é uniforme, pelo que a sua comercialização é feita em mercados altamente especulativos e instáveis e o seu preço é extremamente sensível a essas especulações fazendo com que estas fontes de energia sejam extremamente valorizadas, caras e a sua incessante procura conduza a graves conflitos políticos. Os elevados preços verificados actualmente nos mercados internacionais causam uma enorme incerteza em relação à evolução futura do preço do petróleo, que não propicia o ambiente necessário ao crescimento económico pretendido a nível nacional e internacional.

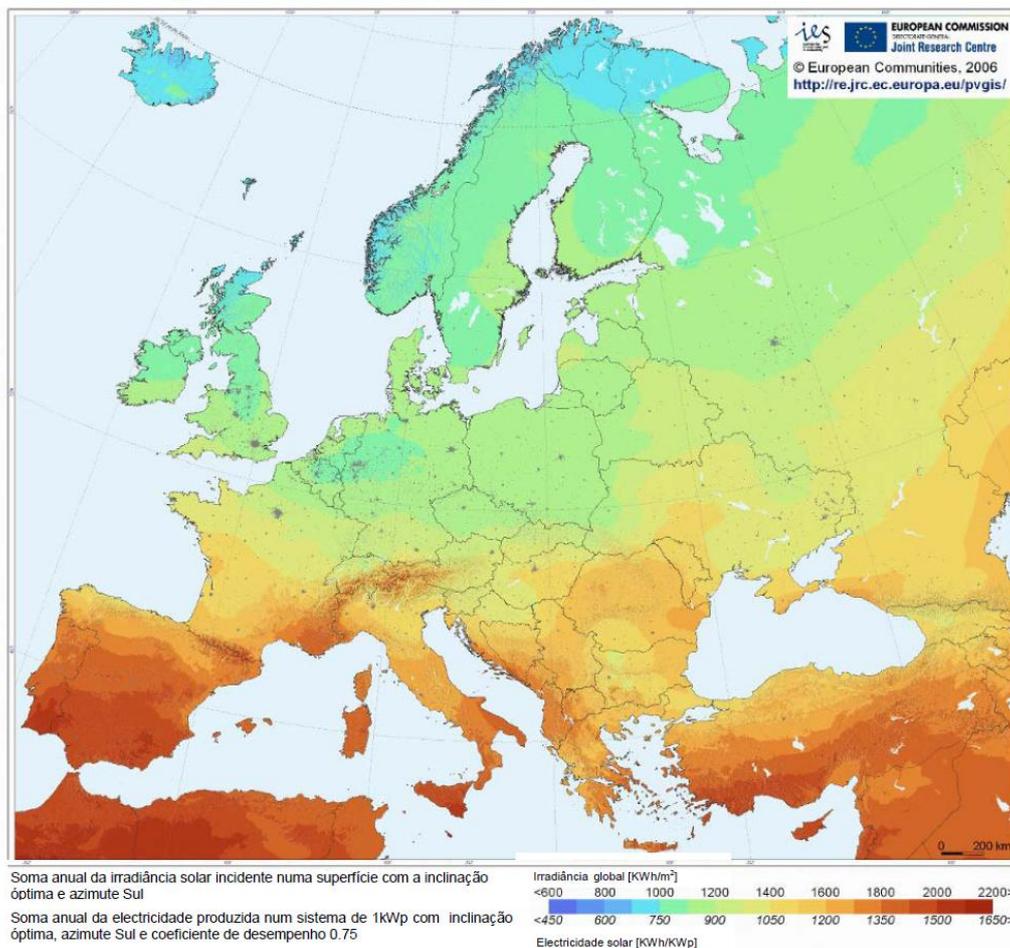
A quantidade de gases com efeito de estufa (GEE) emitidos para a atmosfera provenientes dos processos de queima destes combustíveis fósseis para produção de energia eléctrica ou outras formas de energia, têm induzido, segundo especialistas nomeadamente o painel intergovernamental para as alterações climáticas.

O recurso solar disponível na Europa varia significativamente com a latitude, de tal forma que, nos países do Sul (Portugal, Espanha e Itália), a irradiação solar anual chega a atingir em determinadas regiões quase o dobro da média disponível nos países do norte (Noruega, Suécia e Dinamarca) como ilustra a figura 4.



Portugal é um dos países da Europa com maior incidência de radiação solar (figura 4). É de salientar que até os locais com recursos solares mais pobres revelam-se mais atractivos relativamente aos melhores locais dos países cuja tecnologia se encontra amplamente difundida, como a Alemanha. Uma forma de demonstrar este facto é através do número médio anual de horas de sol, que varia entre 2200 e 3000 em Portugal e na Alemanha entre 1200 e 1700 horas [11]. Esta característica juntamente com o facto de esta ser uma tecnologia em forte expansão, faz com que as soluções utilizando sistemas renováveis solares sejam das mais utilizadas.

Potencial de energia solar fotovoltaica nos países da Europa



**Figura 4** - Mapa da distribuição da radiação solar incidente na Europa [12].

Contudo a variação entre o sul e o norte de Portugal em termos de energia útil, por exemplo aquecimento de água, não é tão significativa quanto o número de horas de Sol acima referido parece indicar, cifrando-se em diferenças nunca superiores a 18% (tabela 2).

A tabela 2 mostra a diferença em termos percentuais entre a energia fornecida por m<sup>2</sup> por um sistema solar para aquecimento de água a 50°C, calculada para várias cidades, comparadas com Lisboa (0%) em circunstâncias idênticas.



**Tabela 2** - Diferença em termos percentuais entre a energia fornecida por m<sup>2</sup> por um sistema solar para aquecimento de água a 50°C, calcula para várias cidades e comparada com Lisboa [11].

Região	Lisboa	Bragança	Porto	Coimbra	Évora	Faro
%	0	-4	-5	-6	+4	+12

Um dos factores decisivos para impulsionar ainda mais a implementação de soluções alternativas de produção de energia foi a assinatura do Protocolo de Quioto [13]. De facto, esta assinatura e o conseqüente compromisso assumido por Portugal em diminuir o nível de emissões poluentes, implica olhar para as energias renováveis como uma das principais alternativas ao nosso alcance para garantir o cumprimento das metas estabelecidas.

Em Março de 2007 a UE aprovou uma abordagem integrada da política climática e energética, que visa combater as alterações climáticas e aumentar a segurança energética da UE, reforçando simultaneamente a sua competitividade. Os Chefes de Estado e de Governo definiram uma série de exigências climáticas e de energia a serem cumpridas até 2020, nomeadamente:

- Redução das emissões de gases com efeito de estufa na UE, no mínimo 20% abaixo dos níveis de 1990.
- Contributo de 20% de fontes de energia renováveis no consumo de energia primária total da UE.
- Redução de 20% no consumo de energia primária em comparação com os níveis previstos, a ser alcançado através da melhoria da eficiência energética.

Colectivamente, estes são conhecidos como os objectivos "20-20-20". Portugal estabeleceu um compromisso de atingir uma meta de 31% do consumo de energia primária proveniente de renováveis até 2020.

Com vista ao cumprimento das metas foram tomadas diversas medidas de incentivo à microgeração. Assim, incitou-se à produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala usando fontes renováveis ou processos de conversão, que em alguns casos podem ser de elevada eficiência, tais como aerogeradores, pilhas de combustível, painéis fotovoltaicos, mini e micro-hídricas e cogeração.

Em Novembro de 2007, entrou em vigor o Decreto-Lei n.º 363/2007 [14], que introduziu novos regimes remuneratórios de apoio à microgeração de energia, abrindo caminho a uma maior receptividade a este tipo de tecnologia e solução. Este Decreto-Lei, entre outras medidas, prevê a possibilidade de acesso a um regime remuneratório geral, e respeitando certos parâmetros, o acesso a um regime bonificado. Está previsto no Decreto-Lei já mencionado a utilização de diferentes tipos de energia renovável, sendo estas as seguintes:



- Solar;
- Eólica;
- Hídrica;
- Cogeração a biomassa;
- Pilhas de combustível com hidrogénio proveniente de microprodução renovável;
- Combinação das fontes de energia previstas nas anteriores na mesma unidade.

No entanto, devido à elevada adesão a que microgeração tem sido sujeita, e com a consequente dificuldade na obtenção de registos, foi decidida pela DGEG a alteração do regulamento descrito no DL 363/2007 datado de 2 de Novembro. O Decreto-Lei 118-A/2010 [15] introduz mudanças a nível da tarifa de venda e obtenção de registos. A tabela 3 permite comparar o novo e o anterior regime da microgeração.

**Tabela 3** - Diferenças entre o actual e o anterior regime da microgeração [15].

Regime	Regime actual	Regime anterior
<b>Períodos da tarifa de venda</b>	Dois períodos de taxa fixa: 0,40 €/kWh nos primeiros 8 anos e 0,24 €/kWh nos restantes 7	Tarifa fixa durante 5 anos (mais ano 0). Posteriormente tarifa é reduzida anualmente
<b>Redução da tarifa de venda para novos registos</b>	0,02 €/kWh por ano. Após atribuição da quota de 25 MW referente a 2010, a tarifa seguinte vai se 0,38 €/kWh.	5% fixa por cada 100 MW de potência instalada.
<b>Registos</b>	A obtenção do registo da microgeração passará a ser por ordem sequencial de entrada, distribuídos temporariamente ao longo do ano.	Passava o primeiro por um pré-registo e, depois em sessões ao longo do ano, os seus candidatos tentavam registar a sua instalação.
<b>Taxa de gestão SRH</b>	A pagar no acto de registo inicial.	Pagava-se apenas quando se conseguia o registo.
<b>Ano para efeitos de tarifa</b>	Começa a contar no mês seguinte ao da ligação à rede, durante 15 anos. Deixa de existir o ano 0.	Existia o ano zero (ligação á rede), findo o qual começa o período inicial de 5 anos a 1 de Janeiro do ano seguinte.
<b>Limites de Potência de Ligação</b>	3,68 kW para clientes particulares e empresariais. 11,04 kW para condomínios com 6 ou mais fracções	3,68 kW quer seja particular, empresa ou integrada em condomínio.

**Nota:** A tarifa aplicável para 2011 é de 0,38 €/kWh nos primeiros 8 anos.

Um sistema fotovoltaico devido às condições meteorológicas intermitentes passa por grandes variações na sua potência fornecida, o que causa problemas de fornecimento de energia e grandes desvantagens económicas devido à ausência de produção ao longo de boa parte do dia. Uma boa solução para ultrapassar este problema consiste



na associação das instalações fotovoltaicas com outras fontes de energia, nomeadamente, a pilha de combustível.

A solução de produção combinada sugerida, necessita da produção intermédia de hidrogénio de origem renovável. Este hidrogénio resulta do processo no qual energias renováveis são aproveitadas para fornecer energia considerada “limpa” a geradores de hidrogénio denominados por electrolisadores.

A introdução no mercado de tecnologias baseadas no hidrogénio exige grandes transformações tecnológicas e mudanças de infra-estruturas, podendo as implicações geopolíticas ser enormes. A transição do combustível fóssil para o hidrogénio poderia alterar o equilíbrio entre nações produtoras e consumidoras de energia, transformando possivelmente importadores de hoje nos exportadores de amanhã.

Em suma, a produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis contribui directamente para a redução dos gases de efeito de estufa e da dependência de outros combustíveis fósseis.

### **1.3. ESTADO DA ARTE**

#### **1.3.1. Princípio de funcionamento dos sistemas autónomos**

A designação de sistema autónomo é atribuída a sistemas que usam os seus próprios geradores como fonte de energia de forma a satisfazer a demanda de carga eléctrica de um ou vários edifícios. Portanto, um sistema autónomo deve ser capaz de alimentar determinada aplicação estando isolado da rede eléctrica.

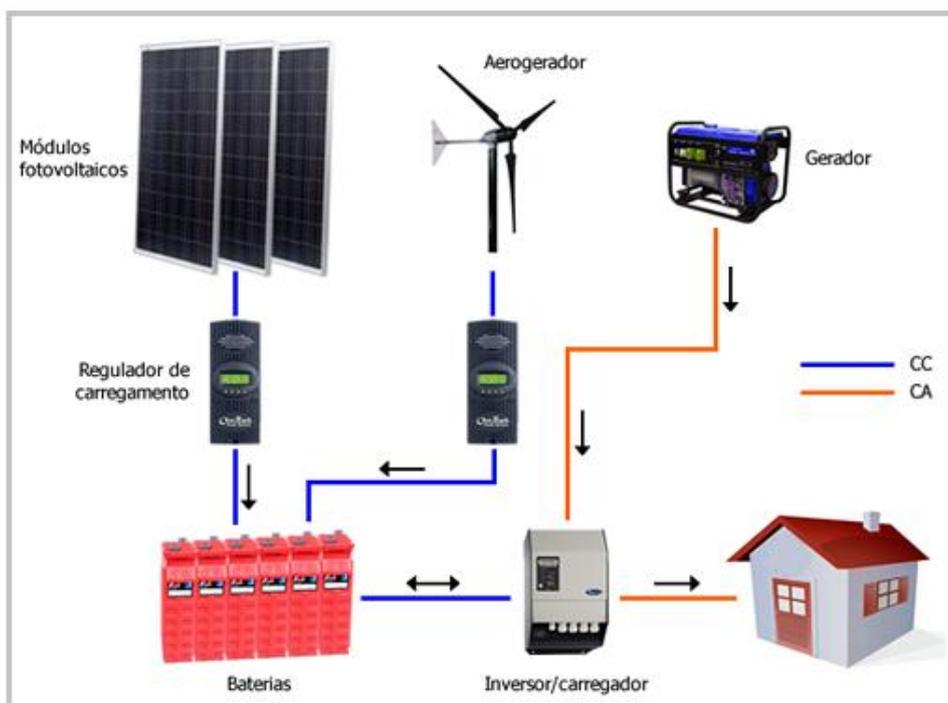
Para um sistema deste tipo, o uso de um sistema de armazenamento de energia é indispensável, pois permite fornecer energia em altura de pouca disponibilidade de recursos endógenos.

Os sistemas autónomos podem ser utilizados num vasto leque de aplicações, desde a área de telecomunicações, electrificação de aldeias remotas e aplicações rurais. Estes sistemas podem suprir as necessidades energéticas de comunidades em locais remotos onde não é viável fazer chegar uma extensão da rede eléctrica. Por exemplo, em países em desenvolvimento, onde a rede eléctrica está maioritariamente confinada às grandes áreas urbanas e há uma grande proporção de população rural que não tem acesso aos serviços básicos de energia.

Em Portugal, são vários os sistemas deste tipo instalados por todo o país. Por exemplo, na região de Faro mais concretamente na Ilha do Barreto (Ilha Deserta) existe um restaurante completamente autónomo. Trata-se de um sistema fotovoltaico autónomo com uma potência instalada de 4 kW instalado em 2007.



Os sistemas autónomos actualmente existentes são constituídos por painéis fotovoltaicos, um regulador de carga, uma ou mais baterias, um inversor de corrente, aerogeradores e geradores de apoio que podem ser a diesel como ilustra a figura 5.



**Figura 5** - Modelo esquemático de funcionamento dos sistemas autónomos [16].

De seguida, são descritas as funções de cada componente do sistema autónomo, bem como o princípio de funcionamento dos painéis fotovoltaicos e das turbinas eólicas.

### 1.3.1.1. Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são sistemas que aproveitam a energia solar convertendo directamente radiação solar que atinge o solo em electricidade através do efeito fotovoltaico. Para este fim são utilizados materiais semicondutores que, face à radiação solar incidente, dão origem a uma corrente eléctrica. Por sua vez, os módulos fotovoltaicos são associados em série e/ou em paralelo, como nas baterias, para se obter a tensão e potência desejadas.

A geração de electricidade a partir da energia solar é uma tecnologia energética recente, renovável e limpa na sua utilização (excepto no seu fabrico e reciclagem). Os seus custos diminuiram substancialmente, na ordem dos 25% ao longo dos últimos cinco anos, mas continuam a ser significativamente mais elevados do que os custos da electricidade gerada a partir dos combustíveis convencionais [3].



O custo relativamente alto das células solares não se deve, certamente, à escassez de matéria-prima. O silício é o segundo elemento químico mais abundante na crosta terrestre e as suas reservas tendem a ser consideradas ilimitadas. Portanto, o custo sobe por duas razões. A primeira é que o silício produzido tem de ter extrema pureza (o silício é considerado como extremamente impuro). A segunda razão é que tem de ser fundido e seguidamente arrefecido muito lenta e cuidadosamente para que os átomos fiquem com uma estrutura cristalina perfeita. A necessidade de dispor de grandes monocristais de alta qualidade é uma das dificuldades existentes e têm sido desenvolvido muito esforços para conseguir produzir células fotovoltaicos com bom rendimento que tenham uma estrutura com menos exigências [17].

Tendo em conta que os painéis fotovoltaicos são dos componentes mais importantes do sistema H<sub>2</sub> voltaremos a abordar o seu princípio de funcionamento de uma forma mais detalhada no capítulo 3.

#### 1.3.1.2. Turbinas eólicas

As turbinas eólicas, também conhecidas por aerogeradores ou geradores eólicos, têm como função transformar a energia cinética do vento em energia mecânica e consequentemente em energia eléctrica.

Tendo em conta que o estudo incide na geração de energia eléctrica em pequena escala, microgeração, destacar-se-á as turbinas de pequena dimensão. Importa referir que estas não são concorrentes com as de grande dimensão, mas sim tecnologias complementares.

As micro-turbinas eólicas são compostas nomeadamente por uma torre, uma cabina e um rotor.

O rotor é o componente do sistema eólico responsável pela captação da energia cinética dos ventos transformando-a em energia mecânica de rotação. Este é composto, em geral, por três pás que rodam devido à acção do vento incidente. É o componente mais característico de um sistema eólico, sendo caracterizado pela definição das pás, pela determinação da sua forma e do ângulo de ataque em relação à direcção do vento. A sua configuração irá influenciar o rendimento global do sistema. Os rotores eólicos podem ser classificados segundo a orientação do eixo, podendo estes serem de eixo horizontal ou vertical como ilustra a figura 6 [17].



**Figura 6** - Tipos de micro-turbinas eólicas típicas: a) Eixo vertical e b) Eixo horizontal [18].

O rotor pode ainda ser instalado a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*) da torre em relação à superfície de ataque do vento, sendo a opção a montante onde o vento ataca as pás pela frente a mais comum. Esta opção generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre. A opção a jusante permite o auto-alinhamento do rotor na direcção do vento, no entanto tem vindo a ser progressivamente abandonada, pois o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

Define-se solidez como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. Se o diâmetro e a solidez das pás forem mantidos constantes, o rendimento aumenta com o número de pás, isto acontece porque diminuem as chamadas perdas de extremidade [19].

O acréscimo na energia gerada na micro-turbina está estimado em cerca de 3 a 5 % quando se passa de duas para três pás, contudo este valor vai-se tornando progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Este facto motivou que a grande maioria das turbinas em operação apresente rotores com três pás, muito embora a solução com duas pás configure benefícios relacionados com a diminuição de peso e de custo [19].

A cabina é o local onde se encontram alojados, entre outros componentes, o gerador, a caixa de velocidades, o travão de disco, o veio principal e o veio secundário. O veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. O veio secundário transfere a energia mecânica da caixa de velocidades para o gerador, sendo este último componente responsável pela conversão da energia mecânica de rotação em energia eléctrica.

### 1.3.1.3. Geradores a diesel

De forma a atenuar o efeito da diminuição de produção de origem renovável durante os períodos de pouca disponibilidade de recursos endógenos, durante a noite e/ou em



períodos em que se registre velocidades do vento baixas, os sistemas fotovoltaicos e eólicos necessitam de um sistema de apoio. A utilização de um gerador a diesel irá permitir, por um lado diminuir as necessidades de capacidade de armazenamento do sistema e por outro, aumentar a fiabilidade do conjunto.

Além dos problemas ambientais provocados pelo uso dos combustíveis fósseis na produção da energia eléctrica, existe também o problema da sua escassez. Sendo assim, é necessário que surjam novas tecnologias para a produção de energia eléctrica, tendo estas como bases fontes de energia renovável.

#### 1.3.1.4. Armazenamento de energia

Como já foi referido anteriormente o armazenamento de energia nestes sistemas assume um papel fundamental. Para tal são utilizadas baterias, as quais devem possuir uma elevada eficiência de carga, mesmo para baixas correntes de carga e uma baixa razão de auto-descarga. As baterias são carregadas quando o recurso disponível permite obter uma potência superior à potência de carga.

A utilização de baterias do tipo chumbo-ácido é frequente em sistemas isolados devido ao seu baixo custo, à grande disponibilidade no mercado e pelo facto de ter boa capacidade de armazenamento. Uma bateria deste tipo consiste basicamente num recipiente que contém duas placas de diferente polaridade (positiva e negativa), isoladas por separadores e imersas num electrólito de ácido sulfúrico diluído. As placas actuam como eléctrodos e consistem fundamentalmente em grelhas de chumbo que têm a função de reter a matéria activa e conduzir a corrente eléctrica. A matéria activa porosa é, na realidade, quem armazena a energia. Quando a bateria está descarregada ambos os eléctrodos se convertem em sulfato de chumbo.

As baterias de níquel-cádmio são também utilizadas em sistemas isolados. Estas apresentam uma estrutura física semelhante às das baterias chumbo-ácido, utilizando hidróxido de níquel para as placas positivas, óxido de cádmio para as placas negativas e hidróxido de potássio para o electrólito. Estas, quando comparadas com as de chumbo-ácido, são menos afectadas por sobrecargas e podem ser totalmente descarregadas. Não estando sujeitas a sulfatação, possuem um custo mais elevado que as chumbo-ácido.

Refira-se que o processo de sulfatação acontece sempre que a bateria não é suficientemente recarregada depois da descarga. Os cristais de sulfato intensificam-se e já não podem ser convertidos de novo em chumbo ou em óxido de chumbo. Como resultado, no decorrer do período de operação, a massa activa diminui e a capacidade de descarga reduz-se. A parte inferior da célula é afectada de um modo particularmente negativo pela sulfatação, uma vez que nesta zona raramente se dá uma carga total.



De modo a proteger as baterias contra sobrecargas são utilizados controladores de carga. O regulador de carga controla a carga da bateria evitando as sobrecargas (demasiada energia fornecida às baterias) e as descargas excessivas (demasiada energia consumida) que diminuem o tempo de vida das baterias, assegurando assim a longevidade da vida útil destas.

Num sistema isolado o armazenamento de energia nas baterias e o fornecimento de energia para o consumo é feito em corrente contínua (CC). Assim sendo, utilizam-se inversores de corrente para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos convencionais que requerem alimentação em corrente alternada (CA) a partir da rede em CC. Os inversores utilizados nos sistemas isolados possuem características bastante diferentes dos inversores utilizados em sistemas ligados à rede e são, por vezes, conhecidos como inversores para baterias ou inversores autónomos.

#### 1.3.1.5. Desvantagens das baterias

As grandes desvantagens das baterias eléctricas residem na capacidade limitada de armazenamento, na curta vida útil relativamente aos restantes componentes destes sistemas e nos sérios riscos de contaminação ambiental associados ao seu abate.

A curta vida útil está associada ao ciclo de carga/descarga e ao efeito causado pela corrosão nas baterias, altamente influenciado pela temperatura. Temperaturas ambientes elevadas permitem um meio mais favorável para a aceleração da corrosão. Desta forma, as baterias deverão ser mantidas em meios arejados. Para aumentar a durabilidade das baterias é necessário garantir um ciclo de carga/descarga adequado, de acordo com as recomendações do fabricante.

O abate das baterias após o término de sua vida útil é um grave problema, uma vez que depois de serem utilizadas, as baterias nem sempre são recolhidas e encaminhadas para serem destruídas de forma correcta. Geralmente, são abatidas nas proximidades da comunidade, poluindo o solo e os cursos de água com seu conteúdo químico.

Nas baterias chumbo-ácido, o chumbo constitui o elemento mais nefasto em termos ambientais. Para minimizar o impacte destas substâncias no ambiente, as baterias gastas não deverão ser colocadas junto do lixo doméstico. As estações dedicadas ao tratamento de baterias e de sucata de chumbo, assim como os próprios vendedores, devem aceitar as velhas baterias e assegurar a sua reciclagem. Este ciclo permite minimizar os impactes ambientais que estão associados à utilização de baterias para o armazenamento de energia [20].

Assim, tendo em consideração estas desvantagens mencionadas torna-se necessário inovar estes sistemas tornando-os menos poluentes e mais eficientes.





## 2. Potencial eléctrico do local de instalação

---

Neste capítulo é feita uma avaliação do potencial fotovoltaico e eólico da região de Faro. Para que esta seja mais correcta, geralmente são necessários levantamentos específicos mas, para uma estimativa inicial do aproveitamento da energia eólica e solar de uma dada região, as estações meteorológicas e outras aplicações similares são suficientes.

A viabilidade de projectos relacionados com energias renováveis depende fundamentalmente da disponibilidade dos recursos utilizados para a produção de energia. Consta-se pois, que a potência a instalar diminui com o aumento da disponibilidade dos recursos, o que por si só provoca também a diminuição do custo total do sistema.

### 2.1. POTENCIAL FOTOVOLTAICO

#### 2.1.1. Radiação solar incidente

A principal fonte de energia da Terra é a radiação térmica emitida pelo Sol, a que vulgarmente chamamos radiação solar, que incide no nosso planeta enquanto este realiza o seu movimento de translação e rotação.

O sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre,  $1.5 \times 10^{18}$  kWh de energia. Trata-se de um valor correspondendo a cerca de 10 000 vezes o consumo mundial de energia nesse período. Este facto indica que a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização através de sistemas de captação e conversão noutra forma energética [3].

A radiação solar que atravessa a atmosfera da Terra interacciona com os gases e as partículas em suspensão que a constituem, sendo parte da energia absorvida e outra parte difundida em todas as direcções. Em Portugal, durante um ano, cerca de 40% da radiação solar é difusa e 60% é directa [20].

A radiação solar que atinge uma superfície horizontal num dado local da superfície terrestre,  $G$ , é constituída pela radiação directa ( $G_d$ ), proveniente directamente do Sol e pela radiação difusa ( $G_b$ ), resultante da difusão provocada pelas partículas que constituem a atmosfera, proveniente de todas as direcções. A energia recebida por unidade de área e unidade de tempo designa-se irradiância global que resulta da soma da irradiância directa e difusa, representa-se por  $G$  e mede-se em  $W/m^2$ .

$$G = G_b + G_d \quad (2.1)$$



A energia que incide numa dada superfície por unidade de área num determinado período de tempo designa-se por irradiação, representa-se por  $H$  e mede-se em kWh/m<sup>2</sup>. Por exemplo, a energia da radiação solar que incide numa superfície horizontal por unidade de área, entre a hora do nascer do Sol  $t_r$  e a hora do pôr-do-sol,  $t_s$  designa-se por irradiação solar diária, representa-se por  $H$  e é dada pela equação seguinte:

$$H = \int_{t_r}^{t_s} G dt \quad (2.2)$$

A irradiação incidente no plano dos módulos, inclinado relativamente à horizontal de um ângulo  $\beta$ , num dado intervalo de tempo, é dada pela soma da irradiação directa proveniente do Sol,  $H_{bi}$ , da irradiação difusa proveniente do hemisfério celeste,  $H_{di}$ , e da irradiação difusa reflectida pelo solo,  $H_{ri}$ , constituindo a irradiação solar disponível para conversão fotovoltaica,  $H_i$ .

$$H_i = H_{ri} + H_{di} + H_{bi} \quad (2.3)$$

A radiação solar incidente numa dada região é obtida através de medições, que são habitualmente realizadas sobre um plano horizontal. No entanto, outras medições efectuadas e estimativas realizadas para planos inclinados sugerem que a maximização da energia solar absorvida em Portugal é atingida com grandes inclinações, entre 50° e 60° no Inverno e pequenas inclinações, entre 5° e 10° no Verão. Tendo em conta que não é prático e económico alterar a inclinação das superfícies colectoras consoante a estação do ano, utilizam-se normalmente planos com inclinação fixa [19].

Segundo a bibliografia consultada constatou-se que o plano inclinado fixo que globalmente maximiza a radiação solar absorvida tem uma inclinação aproximadamente igual à latitude do local, sendo que no hemisfério norte os painéis fotovoltaicos devem ser orientados a sul [19]. Refira-se que os parâmetros considerados para efeitos de simulação no *software* HOMER, tais como: a inclinação do painel fotovoltaico, o seu custo, a potência, o tempo de vida, o custo de manutenção e a sua tecnologia são descritos de uma forma detalhada no capítulo 7.

Recentemente, começaram a ser comercializados os primeiros sistemas de controlo da inclinação dos painéis de modo a seguirem a posição do sol ao longo do dia. Embora não seja uma nova tecnologia, visto que os primeiros estudos remontam ao início do século XX, só agora começaram a ser instaladas as primeiras instalações equipadas com sistemas de seguimento da posição solar. Interessa, por isso, avaliar qual o ganho em termos de produção de energia eléctrica que estes sistemas proporcionam. Estima-se que o ganho de produção anual seja da ordem de 20% conseguido à custa de um aumento do investimento [19].



Os dados da irradiação da região de Faro foram obtidos a partir do *software* RETScreen International [21], sendo a sua fonte a National Aeronautics and Space Administration (NASA). Trata-se de uma ferramenta que contou com a contribuição de diversos especialistas (governo, indústria e universidade) cuja utilização é gratuita. Este foi desenvolvido para avaliar a produção e economia de energia, os custos durante o tempo de vida, a redução das emissões, análise financeira e de risco para vários tipos de tecnologias eficientes ou renováveis. Além disso, inclui uma base de dados de produtos, custos e clima de várias regiões do Mundo, incluindo Faro (Figura 7).

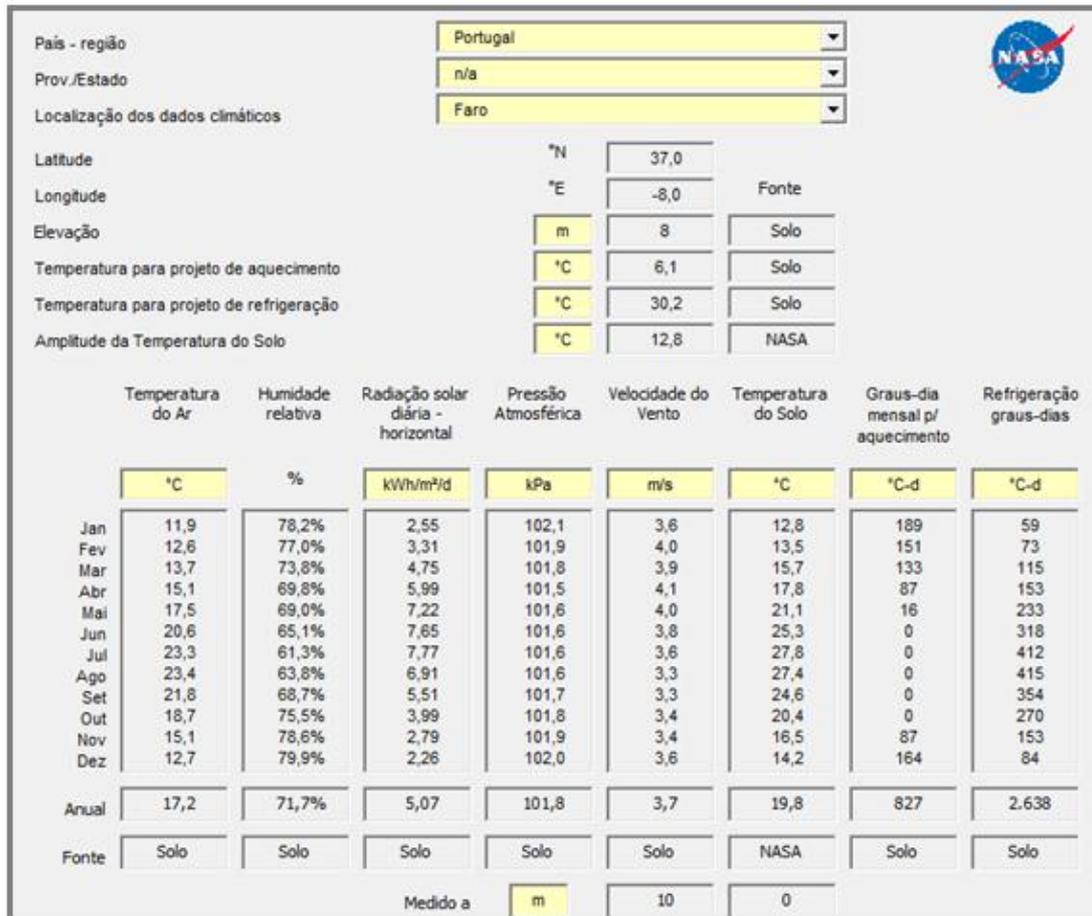


Figura 7- Valores de dados climáticos para a região de Faro – Portugal [21].

O software HOMER [22] permite a partir da latitude obter os índices de transparência (*Clearness Index, K<sub>t</sub>*) e representá-los conjuntamente com os respectivos valores de irradiação solar como mostra a figura 8. Note-se que índice de transparência corresponde à razão entre a irradiação global que atinge a superfície terrestre e a irradiação que incide no topo da atmosfera ( $K_t = G/R_o$ ), ou seja, expressa a fracção da irradiação global transmitida na atmosfera. Trata-se de uma grandeza adimensional cujos valores variam entre 0 e 1, sendo mais elevados quanto menor for a nebulosidade do ambiente e a poluição causada pelas partículas [11].

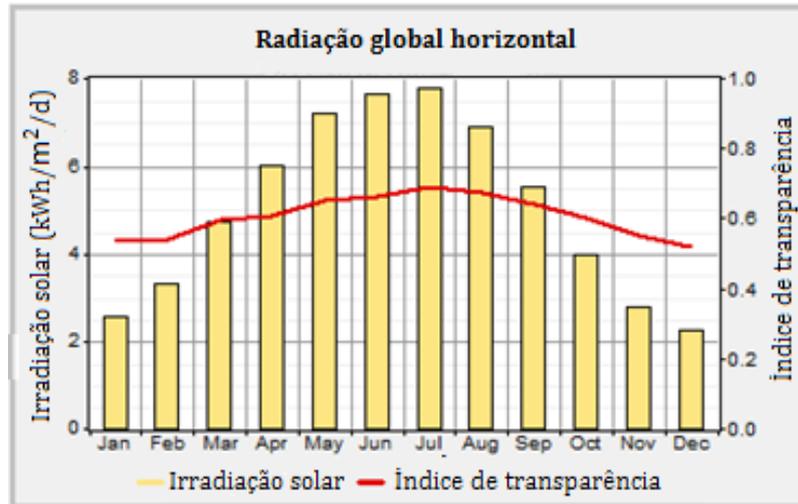


Figura 8 - Apresentação gráfica dos valores de irradiação Solar e índices de transparência – HOMER [22].

### 2.1.2. Influência da temperatura e da radiação solar incidente no funcionamento de um painel fotovoltaico

A temperatura e a radiação solar incidente são dois parâmetros que influenciam directamente o desempenho de um painel fotovoltaico e consequentemente o potencial eléctrico de uma região. Assim, torna-se necessário avaliar os seus efeitos, sendo que para isso recorreu-se a resultados experimentais de um módulo fotovoltaico cujas condições de teste padrão (*Standard Test Conditions – STC*), que se designam também habitualmente por valores de pico ou valores de referência [23] foram as seguintes:

- Temperatura,  $T_{ref} = 25^{\circ}\text{C} \Leftrightarrow T_{ref} = 298,16 \text{ K}$
- Irradiância normal incidente,  $G_{i,ref} = 1000 \text{ W/m}^2$

Analisando a figura 9 (Variação da curva Intensidade - Tensão com a temperatura; resultados experimentais) é possível verificar que a potência de saída do painel fotovoltaico decresce com o aumento de temperatura.

Verifica-se ainda que o valor da tensão de circuito aberto decresce com a temperatura. A tensão de circuito aberto é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, que ocorre quando esta está em vazio. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

A corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos. Note-se que a corrente de curto-circuito corresponde ao valor máximo da corrente de carga, igual à corrente gerada



por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

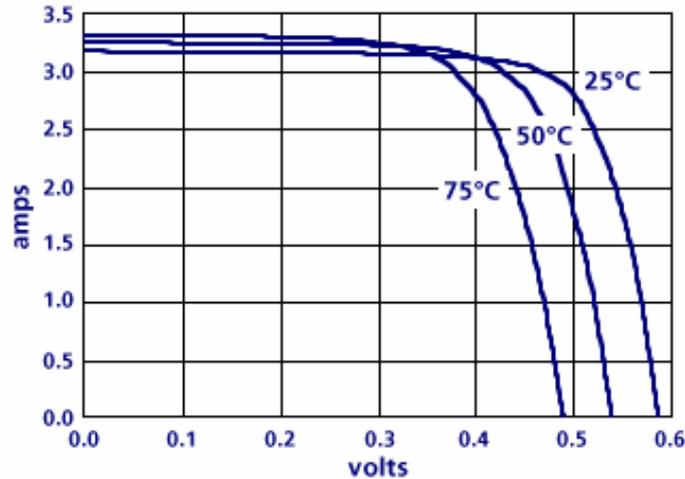


Figura 9 - Variação da curva Intensidade - Tensão com a temperatura; resultados experimentais [19].

Em síntese, a temperatura de funcionamento das células num módulo influencia sobretudo a tensão de circuito aberto do módulo e o ponto de potência máxima. Note-se que o aumento de temperatura dos módulos fotovoltaicos resulta da energia que não foi totalmente utilizada na conversão de radiação solar em electricidade e foi dissipada sob a forma de calor.

Há uma razão fundamental para que as células não convertam toda a energia solar em energia útil à saída. Isto deve-se ao facto da energia necessária para libertar um electrão ter um valor bem definido. Refira-se que a radiação não é um fluxo contínuo de energia, sendo entregue em sucessivas porções de energia. Portanto, de todos os fotões que incidem, apenas os que têm energia suficiente para criar um par electrão-lacuna dão origem a corrente eléctrica e os restantes perdem-se como calor.

A radiação solar é constituída por um conjunto de fotões. A energia de um fotão incidente é  $h\nu$ , em que  $h$  é a constante de Planck e  $\nu$  é a frequência da radiação, relacionada com o seu comprimento de onda,  $\lambda$ , através da velocidade de propagação da luz,  $c$ , pela equação 2.4:

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.4)$$

Ao penetrar num material semiconductor o fotão só pode gerar um par electrão-lacuna se a sua energia for superior ou igual à da banda limite (proibida), ou seja,  $h\nu > E_g$ , o que implica existir um comprimento de onda,  $\lambda$ , a partir do qual não existe absorção da radiação solar, assim:



$$\lambda = \frac{hc}{E_g}$$
$$= \frac{1.24 \text{ eV}}{E_g} \mu\text{m} \quad (2.5)$$

A energia da banda proibida,  $E_g$ , é uma característica de cada material semiconductor e exprime-se usualmente em unidades electrão-volt eV ( $1 \text{ eV} = 1.602 \times 10^{-19}$ ). Na tabela 4 encontram-se alguns valores típicos de  $E_g$  para os materiais mais usados em células fotovoltaicas: Germânio – Ge, Silício – Si, Arseneto de Gálio – GaAs, Silício Amorfo hidrogenado – a-Si:H e sulfureto de cádmio – CdS.

**Tabela 4** - Valores típicos de  $E_g$  para diferentes semicondutores [24].

Semicondutor	$E_g$ (eV)
Ge	0.7
Si	1.12
GaAs	1.43
a-Si:H	>1.5
CdS	2.53

De referir que num módulo em funcionamento (Silício Cristalino), o processo de obtenção de energia eléctrica, está sujeito a variadas perdas. Assim, um balanço energético de uma célula solar cristalina caracteriza-se aproximadamente da seguinte forma [20]:

- 3% em perdas de reflexão e sombreamento dos contactos frontais;
- 23% em perdas associadas à insuficiência energética do fotão na radiação de onda longa;
- 32% em perdas relativas ao excedente de energia do fotão na radiação de onda curta;
- 8,5% em perdas por recombinação;
- 20% referente ao gradiente eléctrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial;
- 0,5% na resistência em série (perdas térmicas da condução eléctrica).

Deduzidas todas as perdas, restam apenas cerca de 13% de energia eléctrica utilizável.



De forma a estimar a temperatura das células fotovoltaicas, a partir da temperatura ambiente, pode utilizar-se a equação 2.6 e as condições de funcionamento padrão (*Standard Operation Conditions*).

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} G_i \quad (2.6)$$

Onde,

$T_{cel}$  - Temperatura da célula (°C).

$T_{amb}$  - Temperatura ambiente medida (°C).

$G_i$  – Irradiância normal incidente ( $W/m^2$ ).

$NOCT$  - Temperatura nominal de funcionamento da célula (°C). Este valor é dado pelo fabricante e representa a temperatura atingida pela célula em condições de funcionamento padrão que são [23]:

- Temperatura ambiente,  $T_{amb} = 20^{\circ}C$
- Irradiância normal incidente  $G_i = 800 W/m^2$
- Velocidade do vento = 1 m/s

A figura 10 mostra a variação da curva I-V com a radiação incidente para a célula que tem vindo a ser analisada. A partir da análise desta figura pode-se constatar que a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente. A corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente e a tensão de circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para baixos valores de radiação incidente.

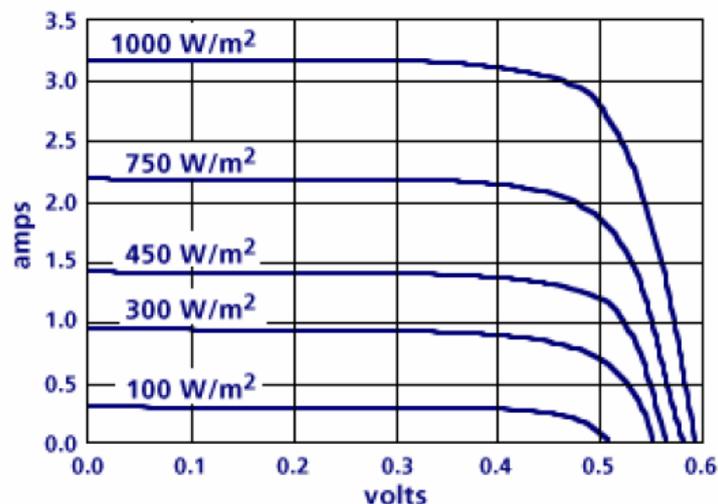


Figura 10 - Variação da curva I-V com a radiação incidente; resultados experimentais [19].



### 2.1.3. Estimativa da energia produzida

A equação 2.7 trata-se de um modelo muito simplificado que permite obter uma estimativa rápida da energia anual,  $E_a$ . Esta equação despreza a influência da temperatura e considera o valor médio da potência máxima anual directamente proporcional à radiação média incidente anualmente.

$$E_a = \eta_{inv} \times 8760 \times G_{med} \times \eta_{pv} \times A \quad (2.7)$$

Onde,  $G_{med}$  é a radiação incidente média anual,  $A$  é a área dos painéis fotovoltaicos,  $\eta_{inv}$  e  $\eta_{pv}$  são as eficiências do inversor e dos painéis fotovoltaicos respectivamente.

Para analisar a produtividade do recurso solar através da tecnologia fotovoltaica recorreu-se a um estudo realizado no âmbito do projecto ENERSUR (intitulado *Avaliação do Recurso solar da Região do Algarve* e realizado em parceria pela Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve - AREAL e o Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação - INETI), onde foi avaliado o potencial de energia solar para o Algarve [25].

Os principais resultados deste estudo são apresentados nas figuras 11 e 12 e foram estimados com os modelos recomendados pelo Atlas Europeu de Radiação Solar (ESRA 1988), nomeadamente com os de Erbs et al (1982) para a fracção difusa hemisférica, Ineichen et al (1990) para a radiação difusa reflectida e Munnier e tal (1997) para a radiação em planos inclinados [25].

Os mapas das figuras 11 e 12 representam a média anual do valor diário da irradiação solar global na horizontal e na orientação que maximiza a energia recolhida (latitude + 5°, Sul) respectivamente. Estes mapas permitem reconhecer que a produtividade varia de acordo com a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Deste modo, além de serem orientados para o Sul geográfico no hemisfério Norte estes devem ser colocados de forma a maximizar a radiação solar incidente ao longo do ano.

Analisando as figuras 11 e 12 é possível verificar que o valor da irradiação solar global na horizontal e na orientação que maximiza a energia recolhida é de **4.8 e 5.3 kWh/m<sup>2</sup> por dia** respectivamente para a região de Faro, o que evidencia desde logo o elevado potencial fotovoltaico da região em estudo [25].

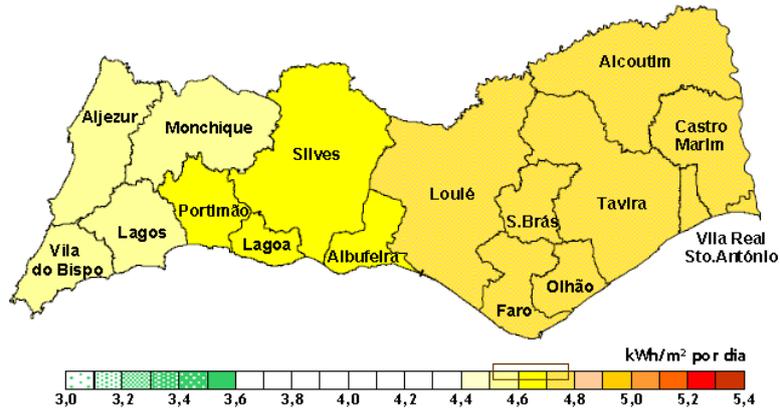


Figura 11 - Média anual do valor diário da irradiação solar global na horizontal [25].

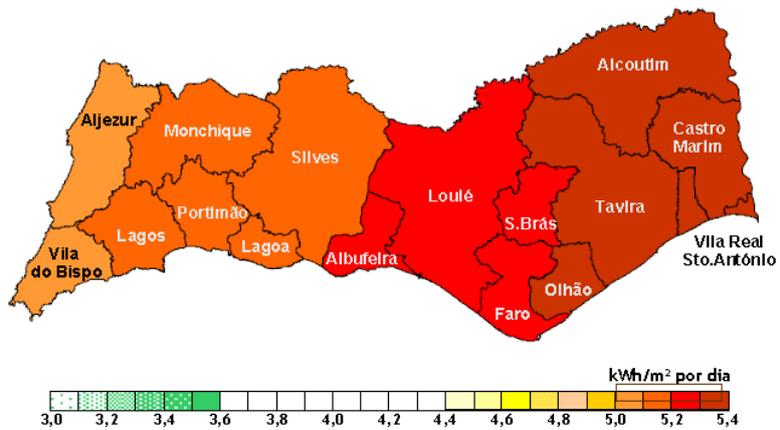


Figura 12 - Média anual do valor diário da irradiação solar global na orientação que maximiza energia recolhida (latitude + 5°, Sul) [25].

## 2.2. POTENCIAL EÓLICO

Idealmente, a caracterização do recurso eólico num local deve ser feita com base em medições realizadas em vários pontos da zona envolvente e ao longo de um número significativo de anos. A medição do vento é realizada com instrumentação específica: anemómetros e sensores de direcção.

Em Portugal, várias instituições, designadamente o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) [26], dedicam-se à realização sistemática de medições da velocidade do vento. A figura 13 diz respeito ao atlas português do vento a diferentes altitudes que corresponde a uma versão muito completa publicada pelo LNEG. A figura 13 – a) (10 metros de altitude – altura de colocação mais comum de uma micro-turbina eólica residencial) permite constatar que a região sul de Portugal continental onde se observam valores médios anuais de velocidade do vento mais elevados é o Algarve. As



maiores velocidades médias anuais (6 a 7 m/s, a 60 m de altura) encontram-se junto ao litoral oeste, nomeadamente na zona centro e em certas regiões do interior norte.

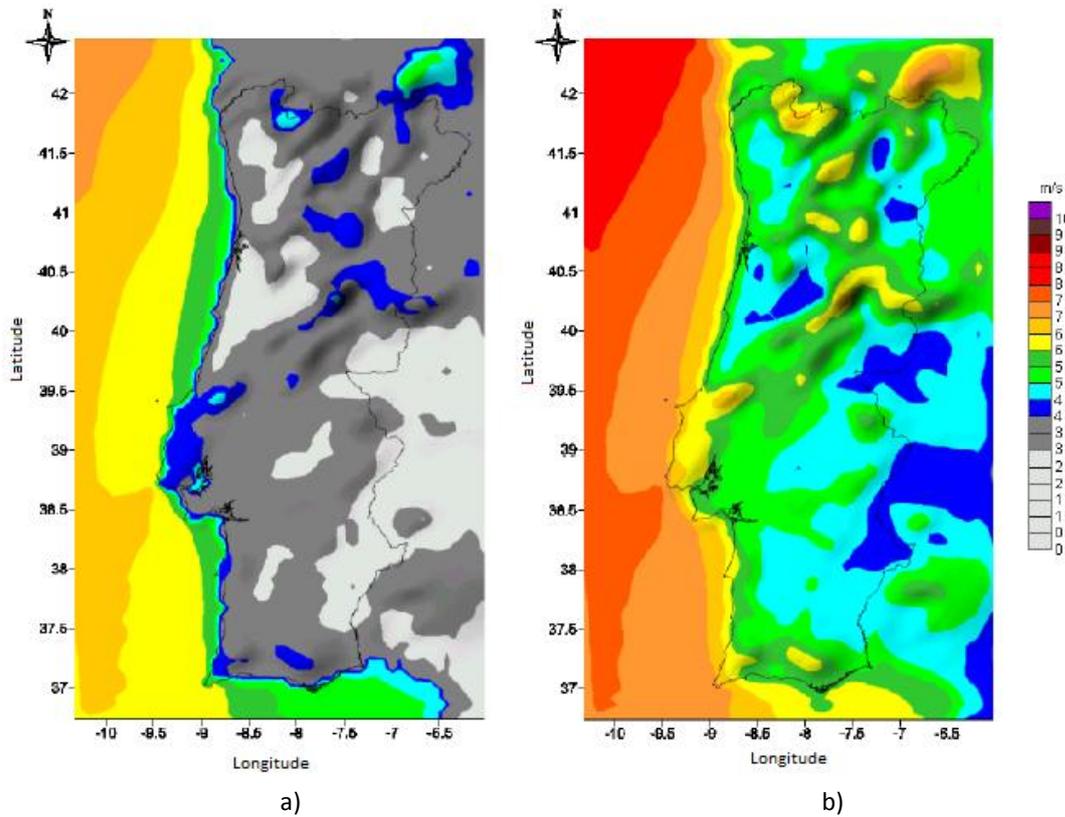


Figura 13 - Atlas português do vento; velocidade média do vento a) h=10 m b) h=60 m [26].

Os dados da velocidade do vento apresentados graficamente na figura 14 foram obtidos a partir de um anemómetro da estação localizada na região em estudo, a uma altura de dez metros do solo [21].



Figura 14 - Valores da velocidade do vento médios ao longo do ano – HOMER [21,22].



A velocidade média anual do vento disponível para a produção de energia eólica, é um factor determinante quando se pretende avaliar o potencial eólico da região e portanto tomou-se, segundo a figura 7, o valor de 3,66m/s. Além disso, a própria velocidade e direcção melhoram quanto maior for a altura ganhando este facto especial interesse em áreas com muitos edifícios ou árvores.

A energia disponível para uma turbina eólica resulta da energia cinética do ar, que se desloca por efeito das diferenças de pressão atmosférica entre regiões distintas. Estas diferenças de pressão têm uma origem térmica e estão intimamente relacionadas com a energia solar e os processos de aquecimento das massas de ar, continentais e marítimas. A potência disponível no vento ( $P_{disp}$ ) é, então, proporcional ao cubo da velocidade do vento:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho Av)v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.8)$$

Onde,

$v$  (m/s) – Velocidade do vento.

$A$  (m<sup>2</sup>) - Secção plana transversal do rotor da turbina.

$\rho$  - Densidade do ar ( $\rho = 1,225$  kg/m<sup>3</sup>, em condições de pressão e temperatura normais).

A equação 2.8 mostra que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento, ou seja, quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%. Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso económico dos projectos de energia eólica.

Uma turbina eólica não permite converter toda a energia do vento em energia útil pois dessa forma anular-se-ia o transporte de energia aquando da passagem do vento por uma turbina eólica. O cientista alemão Albert Betz demonstrou matematicamente que o máximo é atingido quando o rotor reduz em um terço a velocidade do vento e que a potência recuperável por uma turbina eólica tem um limite teórico máximo, traduzido pelo coeficiente de Betz ( $C_p$  igual a 16/27 ou de forma aproximada 0,593) [19]. Assim, a potência eólica disponível é descrita por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho Av^3 C_p \quad (2.9)$$

Portanto, a potência real gerada pela turbina eólica ( $P_{ger}$ ) depende do seu rendimento, do funcionamento de acordo com o seu projecto e, é claro, da potência fornecida pelo vento e pode ser determinada pela equação 2.10.



$$P_{ger} = \eta \times P_{disp} \quad (2.10)$$

onde,

$\eta$  – Rendimento total do sistema.

$P_{ger}$  – Potência real gerada pela turbina eólica.

$P_{disp}$  - Potência disponível.

Considera-se que locais com velocidades médias anuais inferiores a 6 m/s não têm interesse para aplicações de produção de energia eléctrica, sendo realmente interessantes locais com valores já perto de 7 m/s ou mais [11].

### 2.2.1. Distribuição de Weibull

O vento não sopra a uma velocidade constante durante vinte e quatro horas por dia e todo o ano. É, pois, muito importante avaliar os ventos no local previsto para a instalação de turbinas eólicas. Em regiões onde existem dados meteorológicos, a variabilidade da velocidade do vento é representada em distribuições de frequência, sendo a mais utilizada a distribuição de Weibull, uma distribuição de probabilidade de dois parâmetros.

Para o efeito, o número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período em análise de forma a obter a descrição estatística do regime de ventos no local. É preferível que o período em análise seja tão alargado quanto possível, idealmente três anos de modo a incluir as variações registadas de ano para ano.

Os registos existentes são de velocidades médias horárias, isto é, um conjunto de valores discreto. Assim, a densidade de probabilidade representa, mais precisamente, a probabilidade de a velocidade do vento estar compreendida entre dois valores. O problema está em definir a largura da faixa delimitada por esses valores, pois se for demasiado apertada, poder-se-á correr o risco de pesar excessivamente velocidades do vento que ocorrem poucas vezes e se for demasiado larga, é possível que não se contabilizem valores que têm um peso significativo na distribuição de velocidades. É habitual encontrar na literatura especializada o valor de 1 m/s para a largura desta banda, designada por classe de vento.

Os registos da densidade de probabilidade ganham importância se puderem ser descritas por expressões analíticas. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de Weibull –  $f(\bar{u})$  – é:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k\right) \quad (2.11)$$



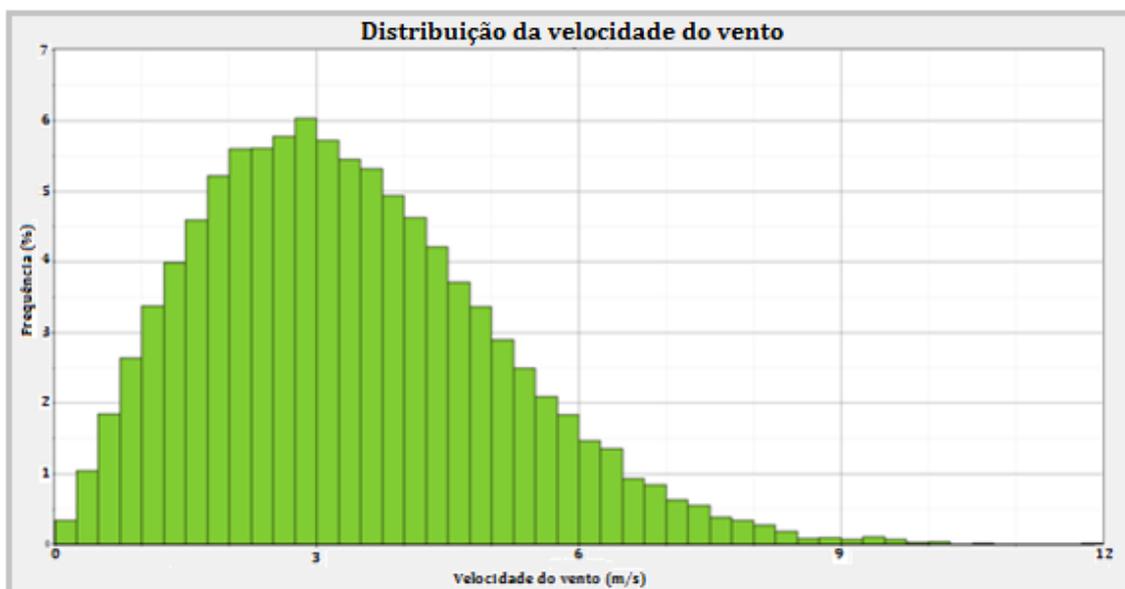
Sendo  $\bar{u}$  a velocidade média do vento,  $c$  é um parâmetro de escala que depende do valor da velocidade média e  $k$  é um parâmetro de forma sem dimensões. O parâmetro de forma,  $k$ , indica o grau de concentração da distribuição, ou seja, se as velocidades do vento tendem sempre a estar próximas de um certo valor. Assim, a distribuição que tem um valor elevado de  $k$  será uma distribuição muito concentrada num dado valor.

Esta distribuição estatística da velocidade do vento varia de um local para outro do globo, dependendo das condições climáticas locais, do relevo e da superfície. Portanto, a distribuição de Weibull pode variar tanto na forma como no valor médio. Note-se, porém, que a distribuição de Weibull é uma aproximação analítica muito utilizada e próxima da distribuição real.

De seguida, são apresentados os parâmetros de Weibull referentes à região em estudo, disponibilizados gentilmente pelo LNEG [26] (Figura A.1, Anexo - Figuras) e oriundos de dados vento medidos numa estação anemométrica que operou durante um ano completo – de Setembro de 2004 a Agosto de 2005 - nas imediações de Faro, próximo da linha costeira.

- **Parâmetro  $c = 4.50$  (m/s)**
- **Parâmetro  $k = 2.12$**

O software HOMER permite a partir dos parâmetros de Weibull e outros parâmetros que descrevem o comportamento do vento (descritos no subcapítulo 2.2.2. – Estimativa da energia produzida) gerar automaticamente a distribuição da velocidade do vento representada na figura 15.



**Figura 15** - Distribuição da velocidade do vento para o local em estudo – HOMER [22,26].



### 2.2.2. Estimativa da energia produzida

Recentemente têm surgido no mercado propostas comerciais de aplicação de pequenas turbinas eólicas para colocação em edifícios e com capacidade para a produção local de energia eléctrica. No mercado português existem várias empresas que comercializam micro-turbinas com uma vasta gama de potências.

De forma a averiguar a viabilidade da utilização de uma micro-turbina eólica na região em estudo recorreu-se ao *software* HOMER que permite quantificar a energia eléctrica produzida anualmente.

A distribuição do vento tem que ser sempre considerada ao efectuar os cálculos da potência do vento, pelo que não se pode simplesmente utilizar a média da velocidade do vento. Foi portanto necessário introduzir vários parâmetros de entrada no *software* sobre o comportamento do vento, tais como:

- O valor da velocidade média do vento para cada mês do ano.
- O valor da altitude, em metros, acima do nível do mar e da altura acima do solo em que os dados da velocidade do vento foram medidos. Estes valores, de acordo com o RETScreen, são de **8 e 10 metros** respectivamente [21].
- O momento do dia que tende, em média, a ser mais ventoso. Considerou-se que era às **5 horas da manhã**, tendo em conta os dados anuais disponibilizados pela estação meteorológica de Faro [27].
- O valor do parâmetro k da distribuição de “Weibull” que descreve a amplitude da distribuição das velocidades do vento ao longo do ano. Este valor é de **2.12** de acordo com o LNEG [26].
- O valor que descreve a dependência da velocidade do vento consoante a hora do dia. Considerou-se **0.3** uma vez que a velocidade do vento depende consideravelmente da hora do dia.
- O valor que descreve a dependência da velocidade do vento numa determinada hora (em média), consoante a velocidade do vento da hora anterior. Tendo em conta que a velocidade do vento numa determinada hora (em média) depende da ocorrida na hora anterior, atribuiu-se o valor de **0.8** a este factor.

Para este estudo consideraram-se três micro-turbinas eólicas com potências de 1, 1.8 e 3 kW de forma a verificar a relação custo/desempenho de cada turbina. As turbinas escolhidas foram as seguintes: SW Whisper 200, SW Skystream 3.7 e SW Whisper 500, em que as características e custos são apresentadas pela tabela A.1 (Anexo - Tabelas), da empresa FF Solar Energias Renováveis Lda [28,29]. São indicadas também as



velocidades a partir das quais a turbina entra em funcionamento (Velocidade de arranque - *Cut-in Wind Speed*), atinge a potência nominal (velocidade nominal ou velocidade à potência nominal - *Rated Wind Speed*) e a velocidade a partir da qual a turbina deixa de funcionar porque a velocidade do vento é demasiado elevada (velocidade do vento de paragem ou velocidade crítica - *Cut-Out Wind Speed*).

Uma das características eléctricas da micro-turbina eólica é a sua curva de potência. Esta consiste numa curva que apresenta a potência eléctrica produzida pela turbina para diferentes valores da velocidade do vento, sendo projectada para produzir a máxima potência (potência nominal) a uma determinada velocidade do vento (vento nominal). A figura 16 mostra as respectivas curvas de potência das micro-turbinas eólicas consideradas para este estudo.

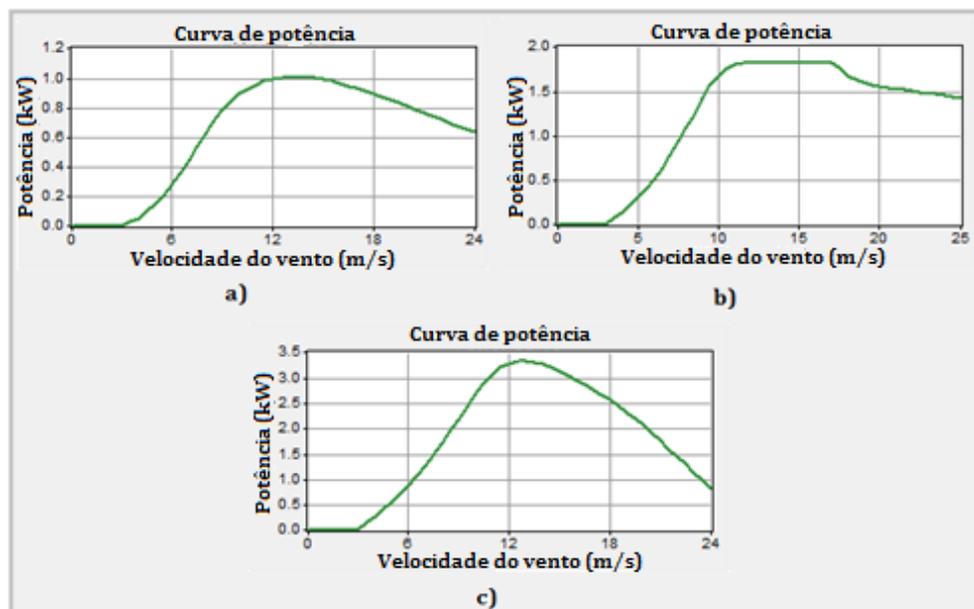


Figura 16 – Curvas de potência a) SW Whisper 200; b) SW Skystrem 3.7; c) SW Whisper 500.

A figura 16 permite observar o seguinte:

- Devido à variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor, a chamada velocidade de arranque, não é interessante extrair energia, pelo que a turbina não está ligada à rede.
- De seguida, existe uma zona de funcionamento que se estende até à velocidade nominal do vento, e que corresponde à regulação da turbina para extrair do vento a máxima potência possível. Neste regime, a potência eléctrica varia, aproximadamente, com o cubo da velocidade do vento.



- Para valores superiores à velocidade nominal do vento não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a robustecer a construção e, do consequente aumento no investimento, apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano.
- Quando a velocidade do vento se torna muito elevada, a partir da chamada velocidade do vento de paragem, a turbina é desligada, por razões de segurança.

De acordo com os resultados das simulações efectuadas, a micro-turbina eólica SW Whisper 200 produz anualmente **633 kWh de electricidade**, ou seja, cerca de 16% da demanda de carga eléctrica de um edifício de referência em Portugal [6]. As micro-turbinas eólicas SW Skystream 3.7 e SW Whisper 500 produzem anualmente cerca de **31% (1253 kWh)** e **55% (2209 kWh)** respectivamente. Portanto, tendo em conta estes resultados, a complexidade de instalação e o custo total das micro-turbinas eólicas (que inclui o investimento inicial na aquisição deste equipamento, o custo de instalação e de manutenção) optou-se por descartar desde já este recurso.



### 3. Sistemas de energia considerados

Neste capítulo é descrito detalhadamente o funcionamento de todos os cenários de estudo considerados.

A qualidade de um estudo baseado em simulação depende essencialmente dos modelos adoptados e da robustez da plataforma utilizada. Desta forma, analisaram-se os sistemas típicos portugueses (**configurações 1, 2, 3 e 4**) com o objectivo de estabelecer uma comparação dos seus custos e benefícios, em termos ambientais assim como energéticos e económicos, relativamente aos sistemas a hidrogénio considerados neste estudo (**configurações 5 e 6**) como mostra a tabela 5.

As figuras 18, 20, 22, 25, 29 e 30 representam esquematicamente o princípio de funcionamento dos sistemas de energia considerados neste estudo e foram configuradas para estarem de acordo com o formato utilizado no HOMER.

**Tabela 5** – Tabela resumo dos vários sistemas de energia considerados.

Configuração	Sistema de energia	Tipo de sistema energético
1	Rede eléctrica; Esquentador e Acumuladores de calor	Sistema típico (Só para comparação)
2	Rede eléctrica; Esquentador e Bomba de calor	Sistema típico (Só para comparação)
3	Rede eléctrica e Caldeira	Sistema típico (Só para comparação)
4	Rede eléctrica; Caldeira e Colectores solares	Sistema típico (Só para comparação)
5	Bomba de calor; Sistema a hidrogénio e esquentador H <sub>2</sub>	Sistema H <sub>2</sub>
6	Colectores solares; Sistema a hidrogénio e caldeira H <sub>2</sub>	Sistema H <sub>2</sub>

#### 3.1. CONFIGURAÇÃO 1 – ACUMULADORES ELÉTRICOS, REDE ELÉCTRICA E ESQUENTADOR A GÁS NATURAL

A utilização de sistemas de aquecimento eléctrico é generalizada nos espaços residenciais em Portugal devido ao baixo custo e simplicidade de instalação e de funcionamento.



Hoje em dia, a variedade de sistemas eléctricos não se resume aos radiadores ou convectores eléctricos existindo no mercado outras soluções que utilizam a electricidade como fonte de energia. Este tipo de sistema é utilizado apenas para promover o aquecimento, não tendo qualquer tipo de controlo sobre a humidade e a velocidade do ar. As configurações mais utilizadas são: os acumuladores eléctricos e os pavimentos radiantes.

Optou-se pelos acumuladores eléctricos na configuração 1 (figura 18), pois representam um sistema típico português cujas principais características e benefícios são: a sua eficiência energética, rentabilização de despesas em consumos e fácil instalação (não precisa de pré instalação, ligando-se a uma tomada de uso geral - monofásica de 220 V) e manutenção. No entanto, em termos de manutenção e exploração são mais dispendiosos que os restantes sistemas de aquecimento.

Os acumuladores de calor são equipamentos capazes de armazenar calor durante um período de tempo, para libertá-la mais tarde, lentamente e com um fluxo controlável. Estes são concebidos para serem ligados no início da época de aquecimento e ficar permanentemente em funcionamento. Durante esse período, o aparelho consome até oito horas diárias de electricidade que corresponde ao seu período de carga [30].

Este sistema de aquecimento está projectado para tirar proveito do tarifário bi-horário da energia eléctrica, em que acumula calor durante o período de vazio da rede eléctrica, tornando-se mais económico para o utilizador e retirando necessidades de energia às horas de maior consumo de electricidade [30].

Existem dois tipos de acumuladores de calor: os estáticos e os dinâmicos. Estas duas gamas de acumuladores permitem uma adaptação perfeita a qualquer tipo de ambiente e tipo climático.

Os acumuladores estáticos são mais adequados para habitações com necessidades permanentes de aquecimento, mas sem perdas de calor importantes. Em divisões em que o controlo exacto da temperatura não é importante (corredor, hall, cozinha, zonas de passagem) este é o tipo recomendado [31].

Os acumuladores dinâmicos possuem uma melhor regulação que os estáticos, recomendando-se assim este tipo de acumuladores quando se pretende um controlo mais preciso e rigoroso da temperatura. É recomendado para salas e escritórios. Estes acumuladores possuem um pequeno ventilador que provoca a movimentação do ar. Possuem ainda uma resistência auxiliar no caso de necessidade extrema [31].

Neste cenário de estudo a rede eléctrica de serviço público (Energias de Portugal - EDP) é utilizada de forma a satisfazer os consumos de electricidade dos electrodomésticos, da iluminação e dos acumuladores eléctricos. O esquentador a gás natural é o equipamento responsável pelo fornecimento de águas quentes sanitárias à habitação.



### 3.1.1. Princípio de funcionamento dos acumuladores de calor

Os acumuladores de calor são constituídos principalmente por resistências eléctricas, isolamento térmico, núcleo de placas de magnetite e sistemas de segurança e controlo como ilustra a figura 17.

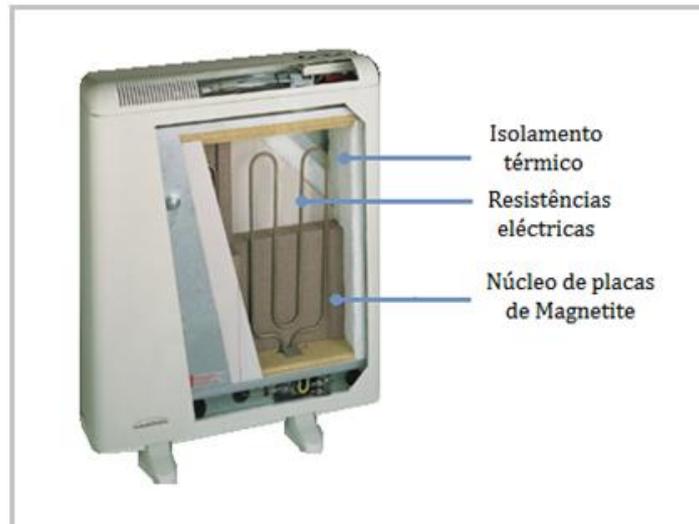
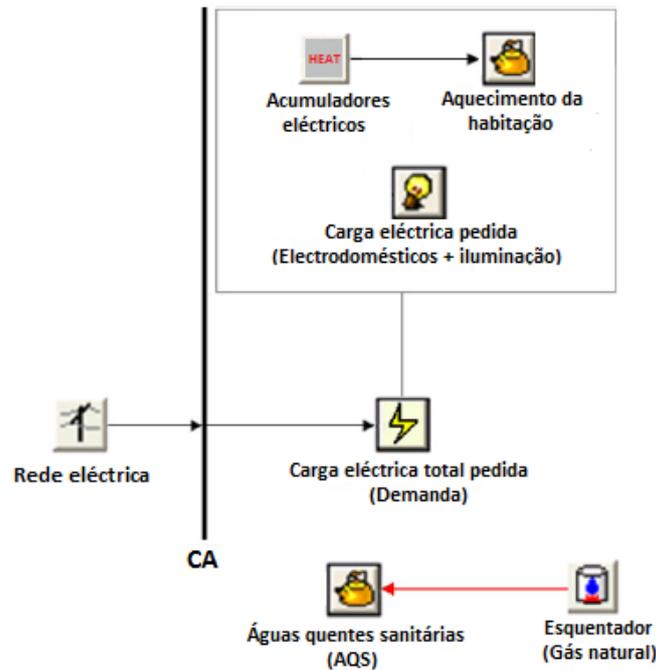


Figura 17- Elementos principais de um acumulador de calor [31].

O núcleo consiste num conjunto de placas de material refractário com grande capacidade de armazenamento de calor que pode atingir temperaturas no final do período de carga da ordem dos 600 – 700°C. As resistências eléctricas encontram-se imersas no núcleo do acumulador, aquecendo-o da forma mais uniforme possível, até à temperatura pretendida. O isolamento térmico conserva o calor acumulado no núcleo e, ao mesmo tempo, impede que a temperatura exterior do aparelho ultrapasse o permitido pelas normas (90°C). Por fim, os sistemas de segurança e controlo asseguram que as cargas e descargas de calor se realizem em boas condições. Importa referir que o sistema de segurança inclui um limitador térmico ou um termóstato de segurança, de modo a evitar que se ultrapasse a temperatura máxima do núcleo [31].

No início de cada período de carga, no núcleo do aparelho, o calor é transferido das resistências eléctricas para as placas de acumulação, através do efeito de Joule, onde é armazenado. Esta carga armazenada está então disponível para aquecer a casa de acordo com as necessidades, sendo dissipada gradualmente através das próprias superfícies do aparelho (convecção natural) e pelas grelhas difusoras, sem mais consumo energético até ao início do próximo período de carga, na noite seguinte [31].

Desde que o aparelho seja dimensionado correctamente, em termos de potência, relativamente à área a aquecer, este é capaz de manter uma temperatura média constante de aproximadamente 20°C [30].



**Figura 18** - Sistema de energia constituído por acumuladores eléctricos, rede eléctrica e esquentador a gás natural.

### 3.2. CONFIGURAÇÃO 2 – BOMBA DE CALOR, REDE ELÉCTRICA E ESQUENTADOR A GÁS NATURAL

A configuração 2 (figura 20) funciona de forma semelhante ao sistema anterior, sendo a única diferença a utilização de uma bomba de calor ao invés dos acumuladores de calor.

Actualmente, o aquecimento apenas eléctrico não é recomendável, pois a electricidade é demasiado valiosa para ser consumida em produção de calor directo. É mais económico e sensato para o ambiente utilizar uma pequena porção de energia eléctrica, e a maior parte obtê-la de energia retirada do ar atmosférico (**secção 3.2.1.**). Tendo em conta os preços actuais do petróleo e a perspectiva de futuro, tem-se verificado um aumento da procura de sistemas de bomba de calor para adaptação a edifícios existentes.

O objectivo da bomba de calor é o aquecimento de ambientes interiores e funcionam de modo análogo aos aparelhos de ar condicionado ou aos frigoríficos. As bombas de calor retiram energia térmica do exterior (em geral, do ar atmosférico, por vezes de reservatórios de água ou do solo), consomem energia e cedem calor a ambientes interiores, a temperaturas superiores ao exterior. Alguns aparelhos de ar condicionado estão equipados com válvulas e controlos para alteração do circuito percorrido pelo fluido frigorígeno, de modo a converterem-se, no Inverno, em bombas de calor.



Este tipo de sistema obriga a utilização de radiadores de modo a efectuar a troca de calor entre a água quente produzida pela bomba de calor e o ar ambiente, de uma forma natural, proporcionando um ambiente agradável e silencioso. Esta troca de calor entre a água quente e o ar ambiente resulta dos seguintes mecanismos de transferência de calor: convecção e radiação.

- **Convecção:**

Numa sala com um radiador, sente-se o ar quente a circular, ou seja, originam-se correntes de ar espontâneas dentro da sala. Este fenómeno deve-se à diferença de densidades entre ar quente e ar frio. O ar quente, menos denso, tende a elevar-se, circulando o ar frio nas zonas mais próximas do chão. Resulta, assim, movimentações macroscópicas de porções de fluido a diferentes temperaturas, mecanismo que se denomina por convecção natural [32]. Independentemente das características particulares do processo de transferência de calor por convecção, a equação apropriada para a taxa de transferência de calor é a seguinte:

$$Q_{conv} = hA(T_s - T_\infty) \quad \text{se } T_s > T_\infty \quad (3.1)$$

onde,

$h$  - Coeficiente de transferência de calor por convecção;

$T_s$  - Temperatura da superfície do radiador;

$T_\infty$  - Temperatura ambiente da sala;

$A$  - Área de transmissão de calor do radiador.

- **Radiação:**

Existe um segundo mecanismo de transferência de calor ligado à radiação electromagnética. Todos os corpos emitem e absorvem radiação, cuja energia é proporcional a  $T^4$ . Para um corpo situado num meio a uma temperatura  $T_s$ , o balanço de energia emitida por radiação é, então, dado pela equação [32]:

$$Q_{rad} = \varepsilon\sigma A(T_s^4 - T_\infty^4) \quad (3.2)$$

onde,

$\varepsilon$  – Emissividade da superfície do material (razão entre a radiação emitida por um superfície e a radiação emitida por um corpo negro à mesma temperatura);

$\sigma$  - Constante de Stefan-Boltzmann ( $5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ).



A bomba de calor também permite o aquecimento de águas sanitárias em simultâneo com o aquecimento central, no entanto fica num sistema muito caro e complexo pelo que se utilizou nesta configuração o esquentador a gás natural para esse efeito.

No caso das bombas de calor para as habitações, pode optar-se por dois tipos de modelo: a geotérmica (fonte de calor - terra) e a aerotérmica (fonte de calor - ar). Escolheu-se uma bomba de calor aerotérmica (Ar/Água) devido à simplicidade de implementação deste sistema relativamente às restantes alternativas. Este sistema é também adequado para a renovação de sistemas de aquecimento em edifícios existentes, onde a instalação de fontes de calor terra é na sua maioria das vezes indesejável ou demasiado onerosa [33].

Perante a importância da bomba de calor neste estudo torna-se essencial abordar o seu princípio de funcionamento.

### 3.2.1. Princípio de funcionamento da bomba de calor

A bomba de calor é constituída por um circuito fechado composto por quatro componentes principais: um compressor, um condensador, uma válvula de expansão e um evaporador, sendo todo o conjunto percorrido por um fluido refrigerante designado por fluido frigorigénio.

O condensador e o evaporador consistem em permutadores de calor que promovem as trocas térmicas entre o fluido refrigerante e o ar atmosférico. O compressor é o elemento mecânico do sistema que tem a função de elevar a pressão e promover a circulação do fluido refrigerante. A válvula de expansão reduz a pressão do fluido donde resulta uma diminuição na temperatura deste, sem qualquer perda de energia. O ciclo termodinâmico no qual opera uma bomba de calor encontra-se representado na figura 19.

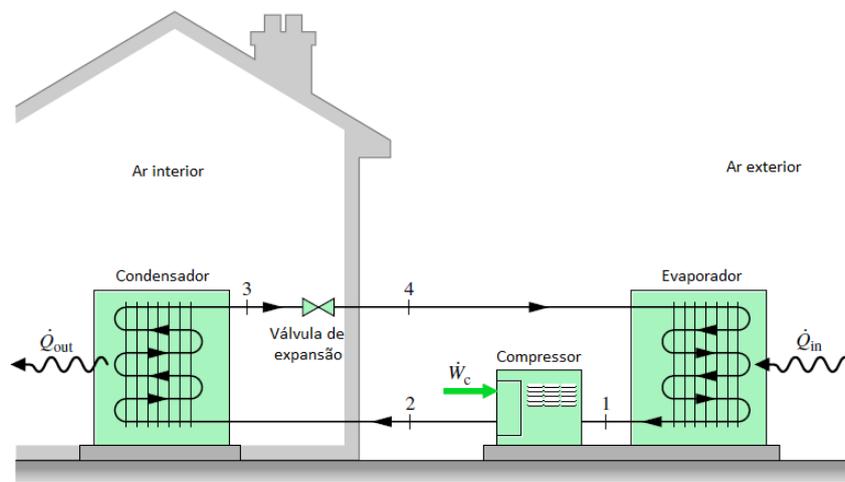


Figura 19 - Esquema simplificado do funcionamento de uma bomba de calor tendo ar como fonte [34].



### Caracterização dos vários processos do ciclo [34]:

- **Processo 1-2:** O fluido frigorigénio entra no compressor como vapor sobreaquecido e é comprimido até a pressão do condensador com concomitante elevação da temperatura.
- **Processo 2-3:** Entra no condensador na fase de vapor sobreaquecido onde cede calor proveniente da energia absorvida pelo fluido refrigerante ao longo dos processos de evaporação e de compressão. O fluido sai como líquido saturado resultado do processo de condensação.
- **Processo 3-4:** O fluido refrigerante passa por uma válvula onde se dá uma rápida expansão. Deste processo resulta uma vaporização parcial e um arrefecimento acentuado do fluido.
- **Processo 4-1:** O fluido a baixas temperatura e pressão entra no evaporador e absorve o calor do ar ambiente graças à temperatura deste. O fluido sai do evaporador como vapor sobreaquecido e entra novamente no compressor, completando assim o ciclo.

A eficiência das bombas de calor é, analogamente, traduzida por um coeficiente de desempenho (COP), definido pela equação 3.3. O COP corresponde à razão entre o calor gerado pela bomba de calor ( $\dot{Q}_H$ ) e a energia requerida pelo compressor ( $\dot{W}_{in.}$ ). A energia eléctrica requerida pelo compressor pode ser calculada pela diferença entre o calor gerado ( $\dot{Q}_H$ ) e a taxa de remoção de calor ao ar exterior ( $\dot{Q}_C$ ) como mostra a equação 3.3.

$$\begin{aligned} \text{COP} &= \frac{|\dot{Q}_H|}{|\dot{W}_{in.}|} \\ &= \frac{|\dot{Q}_H|}{|\dot{Q}_H| - |\dot{Q}_C|} \quad (3.3) \end{aligned}$$

O COP de uma bomba de calor é sempre um valor superior a 1. As bombas de calor ligadas ao ar atmosférico apresentam, em geral, valores de COP entre 2 e 3, enquanto as geotérmicas podem apresentar valores próximos de 4. Estes dispositivos permitem uma poupança considerável de energia em relação ao aquecimento por resistências eléctricas, pois boa parte do calor de aquecimento provém, não da corrente eléctrica, mas do calor retirado do ar exterior [34].

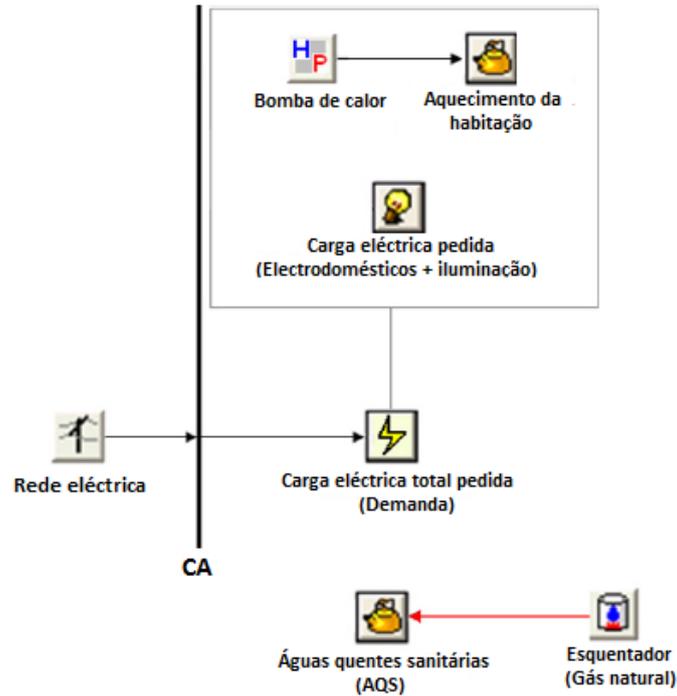


Figura 20 - Sistema de energia constituído por bomba de calor, esquentador e rede eléctrica.

### 3.3. CONFIGURAÇÃO 3 – CALDEIRA A GÁS NATURAL E REDE ELÉCTRICA

Neste sistema de energia (figura 22), o aquecimento central e de águas sanitárias é realizado por uma caldeira mista a gás natural. Um sistema de aquecimento central deste tipo é constituído por uma caldeira, uma bomba de circulação, rede de tubos destinada à distribuição de calor através da água que circula no seu interior (tubagem), termóstato, válvulas termostáticas e radiadores como ilustra a figura 21.

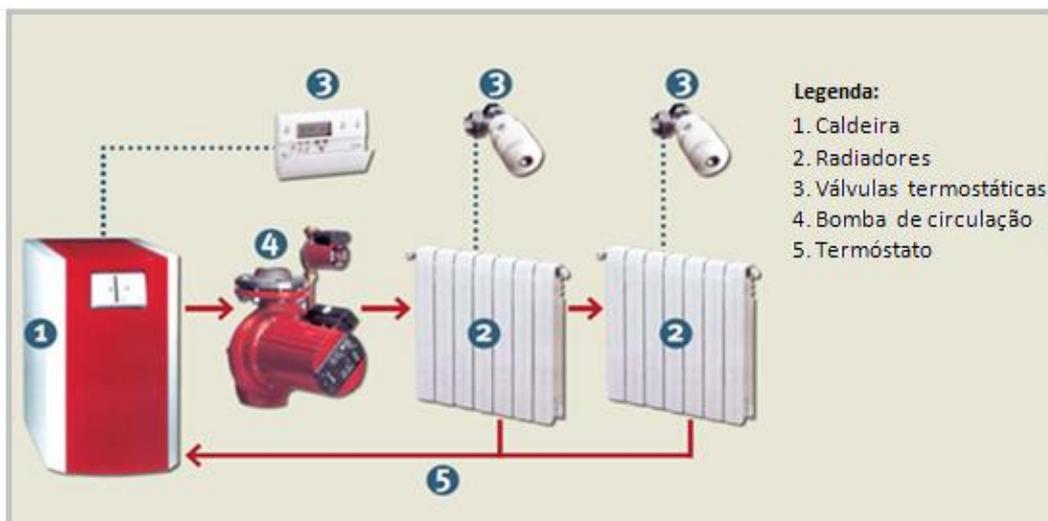


Figura 21 - Esquema exemplificativo de um sistema de aquecimento central [35].



A caldeira é o elemento fundamental deste sistema e a sua eficiência reveste-se da máxima importância na optimização da economia de energia e na redução das emissões poluentes para a atmosfera. As caldeiras de aquecimento central são aparelhos com uma estrutura de funcionamento similar à dos esquentadores, ainda que mais desenvolvidas devido à sua função de aquecimento central. O aquecimento central é realizado em circuito fechado, isto é, independente do circuito de águas quentes sanitárias.

Actualmente existem vários modelos diferentes de caldeiras e três tipos principais: as caldeiras de aquecimento central, as de aquecimento de águas sanitárias e as caldeiras que realizam aquecimento central e águas sanitárias em simultâneo. Note-se que o aquecimento central e de águas sanitárias em simultâneo pode ser feito a partir de caldeiras mistas instantâneas ou mistas de acumulação, sendo que a caldeira mista de acumulação é a solução ideal para fazer face a grandes necessidades de caudal de águas sanitárias [36].

Nas caldeiras mistas instantâneas o fornecimento de água quente para aquecimento central e sanitário é feito por escoamento directo, ou seja, a água fria vinda da rede de abastecimento entra directamente na caldeira, onde é aquecida de uma forma instantânea, à medida que vai circulando pelo permutador de calor da própria caldeira.

Nas caldeiras mistas de acumulação o fornecimento de águas sanitárias são geridas por um depósito de acumulação. A água fria vinda da rede de abastecimento entra no acumulador, onde é aquecida, em contacto com o permutador do acumulador. No interior do permutador (circuito primário) circula água aquecida pela caldeira, nunca se misturando com a água de consumo.

As caldeiras modernas trabalham a uma temperatura relativamente baixa (50 - 60°C) e possuem um termóstato de ambiente que envia um sinal a uma central electrónica permitindo a paragem do queimador quando não há necessidade de calor [36].

Para além do termóstato, as caldeiras modernas são equipadas com sofisticados sistemas de regulação que asseguram um consumo mínimo denominados por válvulas termostáticas. Estas controlam automaticamente a entrada de água quente no radiador em função da temperatura regulada em cada comando individual. A válvula fecha-se quando a temperatura ambiente, medida por um sensor, se aproxima da temperatura desejada, permitindo o encaminhamento da água quente para os outros radiadores que ainda estão abertos ou reduzindo o funcionamento da caldeira, quando as necessidades totais da casa foram atingidas [36].

Este tipo de sistema, assim como o anterior, obriga a utilização de radiadores de modo a efectuar a troca de calor entre a água quente produzida pela caldeira e o ar ambiente que se pretende aquecer. A EDP é utilizada neste cenário de estudo de forma a satisfazer os consumos de electricidade dos electrodomésticos e da iluminação.

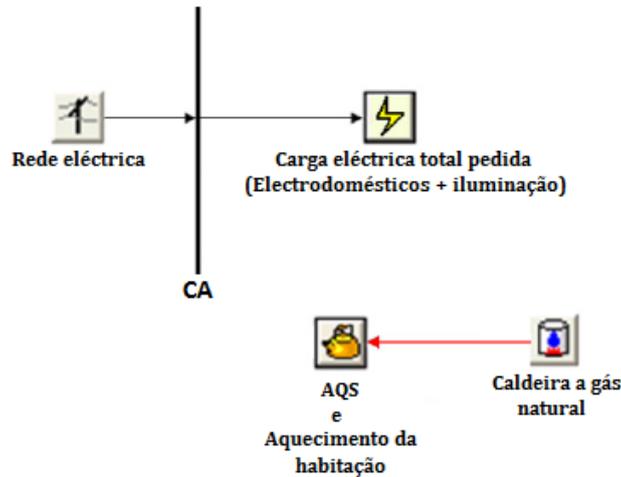


Figura 22 - Sistema de energia constituído por rede eléctrica e caldeira a gás natural.

### 3.4. CONFIGURAÇÃO 4 – CALDEIRA A GÁS NATURAL, COLECTORES SOLARES E REDE ELÉCTRICA

De acordo com o Regulamento das características de comportamento térmico RCCTE (DL 80/2006) [37] é obrigatória a instalação de energia solar para aquecimento de águas sanitárias em toda a construção nova ou remodelações importantes, desde que exista exposição solar adequada. Exposição solar adequada significa que a orientação da habitação se encontra dentro do quadrante sul e não existem sombreamentos nas primeiras duas horas após o nascer do sol e nas últimas duas horas antes do pôr do sol. Tendo em conta esta regulamentação torna-se necessário incluir neste estudo um cenário que utilize os colectores solares como uma solução para o aquecimento de águas quentes sanitárias (figura 25).

Para além do aquecimento de água para uso doméstico, a instalação solar térmica pode ser utilizada como apoio ao aquecimento central, sendo para isso necessário recorrer a um sistema solar cujo princípio de funcionamento encontra-se representado na figura 23. Assim sendo, neste sistema de energia os colectores solares são utilizados conjuntamente com a caldeira de forma a satisfazer as necessidades de aquecimento central e águas sanitárias.

O sistema solar deve recorrer prioritariamente à energia proveniente do Sol e só depois à energia convencional que neste caso é a caldeira. Deste modo, a complementaridade entre ambos os tipos de energia deve ser mantida e respeitada, mas sem pôr em causa a prioridade solar (energia limpa e gratuita).

Para possibilitar o armazenamento do calor produzido, é utilizado um acumulador combinado de água (figura 23). Este visa satisfazer mais que uma necessidade de água quente e possui dois depósitos, o depósito maior serve para fazer funcionar a



instalação de aquecimento central e o menor a parte sanitária. Este acumulador possui ainda dois permutadores térmicos de grande superfície, destinando-se o inferior ao circuito solar e o superior à caldeira (equipamento de apoio) [38].



**Figura 23** - Princípio de funcionamento do sistema solar de aquecimento central e AQS [39].

Os sistemas produzidos pela Immosolar são do tipo circulação forçada, nos quais são utilizadas bombas de circulação solar, reguladas por um controlador diferencial que compara as temperaturas medidas pelos sensores de temperatura do sistema [38]. Os sistemas por circulação forçada representam uma forma de configuração possível e são aplicados, usualmente, nos sistemas de média e grande dimensão. A sua instalação em edifícios ou habitações particulares em processos de baixa temperatura é cada vez mais uma realidade fornecendo algumas vantagens face ao sistema termossifão. A diferença desta forma de configuração reside, essencialmente, no facto da instalação do depósito de armazenamento poder ser instalado no interior do edifício ou habitação, permitindo uma redução das perdas devidas aos fenómenos de convecção, radiação e condução, uma vez que a temperatura ambiente no interior da habitação é maior do que a temperatura ambiente exterior, o que já não acontece com o termossifão que por restrições de ordem técnica, tem de permanecer sujeito às temperaturas exteriores [17].

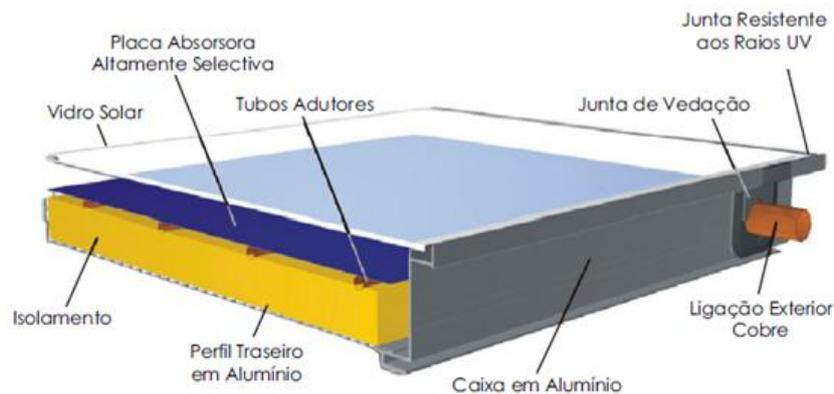


O sistema termossifão baseia-se no sistema de aquecimento directo da água que se encontra no depósito (situado acima do colectador solar). A água quente que se encontra junto ao depósito sobe, visto ser menos densa, enquanto a água fria que aí se encontrava desce pelo mesmo fenómeno. Assim, a água dentro do depósito move-se por si mesma, não necessitando de nenhum componente auxiliar e permitindo que toda a água seja aquecida [17].

Quando a água vinda do sistema solar não atinge a temperatura pretendida, este sistema faz com que esta mesma água passe pela caldeira para que seja reaquecida e fornecida à temperatura desejada. É necessário instalar uma válvula misturadora termostática na saída de água quente do acumulador para assegurar que não haverá água a mais de 45°C nos terminais de água quente, evitando desta forma o risco de queimaduras aos utilizadores [38].

A central de controlo contribui para uma operação eficiente e consequente manutenção da temperatura desejada. Para isso, incorpora sensores de temperatura e uma unidade central de controlo do funcionamento de todo o conjunto de sistemas.

O equipamento fundamental de um sistema solar é o colectador solar (figura 24), onde se dá a transformação da radiação electromagnética, proveniente do sol, em energia térmica na chamada placa absorvora que de seguida a transfere para um fluido que é normalmente água misturada com aditivos anticongelantes e anticorrosivos, circulando numa grelha de tubos soldados.



**Figura 24** - Principais componentes de um coletor solar plano [40].

### 3.4.1. Principais tecnologias de colectores solares e princípio de funcionamento

Existem diferentes tipos de colectores solares, correspondentes a diferentes tecnologias e aplicações. É portanto possível efectuar a distinção entre colectores planos, tubos de vácuo e colectores parabólicos compostos (CPC) [17, 41].



- **Colectores planos sem cobertura (aquecimento de piscinas < 30°C) e colectores planos com cobertura (aquecimento de águas < 60°C)**

Este tipo de colector é o mais comum e destina-se a produção de água quente a temperaturas inferiores a 60°C. A figura 24 permite constatar que um colector solar plano com cobertura tem quatro partes principais: uma superfície absorvente virada para o exterior (placa absorvora); tubos de circulação para o fluido que é aquecido; isolamento nas partes laterais e na retaguarda e uma placa de vidro na parte da frente. A peça fundamental de um colector é a placa absorvora que consiste numa chapa metálica com uma elevada absorptância.

O princípio de funcionamento é bastante simples. Inicialmente, a radiação solar incide na superfície absorvente que compõe a parte superior do painel. Grande parte da radiação solar que atinge esta superfície é transmitida para o interior do painel e incide na placa absorvora altamente selectiva. O calor é transferido pelo próprio material da placa para o fluido que circula no interior dos tubos fazendo com que o fluido transfira calor, através da serpentina do depósito, para a água aí acumulada, aquecendo-a. O regulador solar e o grupo de circulação gere e controla a circulação do fluido, em função das temperaturas medidas.

É muito importante um bom contacto térmico entre a superfície absorvente e o fluido devido às perdas de calor existentes, uma vez que há condução de calor através de tudo o que esteja em contacto com o colector solar. Além disso, verifica-se que há perdas por convecção, pois quando o ar entra em contacto com qualquer superfície quente, sobe transportando consigo o calor. Finalmente há as perdas por irradiação a partir da superfície do colector, pelo que o conjunto placa/grelha/fluido tem de ser isolado por baixo e nos lados e protegido por cima com uma placa transparente de vidro que deixa passar os raios solares e ajuda a criar o chamado efeito de estufa que reduz fortemente as perdas de calor.

A placa de vidro reduz as perdas por convecção, uma vez que a sua superfície exterior fica mais fria que a própria superfície da placa do colector (superfície absorvente). Note-se que a superfície exterior do vidro irradia para o ambiente que lhe está próximo, no entanto como está mais fria irradia muito menos do que irradiaria a superfície do colector.

- **Colectores concentradores (CPC) com cobertura (aquecimento de águas e produção de vapor > 60°C)**

Estes colectores são conhecidos como concentradores do tipo CPC (Colectores Parabólicos Compostos) devido à configuração da superfície reflectora em forma de parábola.

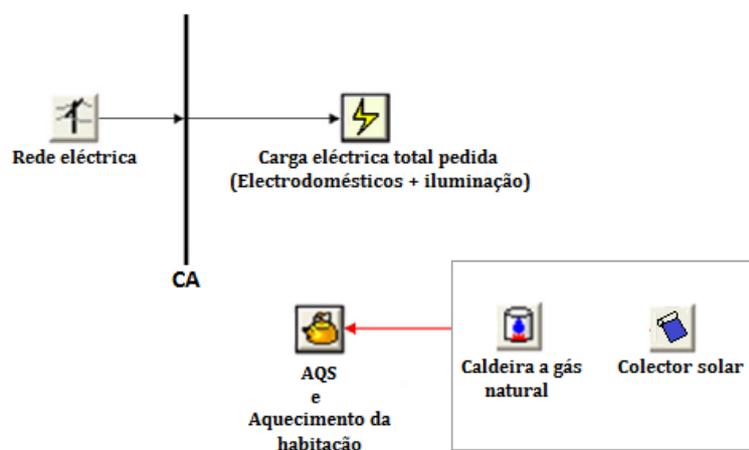


Com o objectivo de reduzir as perdas térmicas existentes nos colectores planos desenvolveu-se uma tecnologia baseada na redução da área de absorção, comparativamente com a área de captação da radiação solar. Desta forma reduzem-se as perdas térmicas, tendo em conta que estas são proporcionais à área do absorsor.

O modo de funcionamento destes colectores passa então pela concentração da radiação solar, na placa absorptora, através dum sistema duplo de absorção da radiação. Assim, os colectores são constituídos por um sistema de absorsores que permite absorver a radiação de forma semelhante aos colectores planos e um sistema de reflexão da radiação que permite a absorção da radiação na parte inferior do absorsor.

- **Colectores de tubo de vácuo (aquecimento de águas e produção de vapor > 60°C)**

Este tipo de colectores consiste geralmente em tubos de vidro transparente com absorsores no seu interior. Para reduzir as perdas térmicas, os tubos de vidro são sujeitos a vácuo. De forma a eliminar as perdas de calor por convecção, a pressão dentro dos tubos de vidro deve ser pelo menos de  $10^{-2}$  bar. Um aumento adicional de evacuação reduz as perdas por condução térmica. Assim, as perdas de calor para a atmosfera são significativamente reduzidas, sendo de realçar que mesmo com uma temperatura de absorção de 120°C ou maior, os tubos de vidro permanecem frios no seu exterior. No que diz respeito a perdas por radiação, uma vez que as características de perda do colector não dependem do meio em que este se encontra, não podem ser reduzidas pela criação de vácuo.



**Figura 25** - Sistema de energia constituído por colector solar, rede eléctrica e caldeira a gás natural.



## 3.5. CONFIGURAÇÃO 5 – BOMBA DE CALOR, ESQUENTADOR H<sub>2</sub> E SISTEMA H<sub>2</sub>

### 3.5.1. Funcionamento do sistema H<sub>2</sub>

O sistema H<sub>2</sub> (figura 29) é composto por painéis fotovoltaicos, um inversor e o sistema de armazenamento de energia que é constituído por um controlador de carga eléctrica, um electrolisador, um compressor, um tanque de armazenamento de hidrogénio e uma pilha de combustível.

A pilha de combustível e os painéis fotovoltaicos devem assegurar toda a demanda de energia eléctrica de forma que a rede eléctrica funcione apenas para assegurar o fornecimento de energia ao edifício em caso de emergência, para operações de manutenção ou avaria.

A energia armazenada pelo sistema de armazenamento irá ser o resultado do excesso de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, relativamente à energia requerida pelos consumidores de electricidade da habitação.

A energia proveniente dos painéis vem directamente sobre a forma de energia eléctrica (corrente contínua). Deste modo, a corrente eléctrica gerada e que se dirige para o sistema de armazenamento passa por um controlador de carga eléctrica, que gere os picos observados nessa mesma corrente. Em seguida, esta é utilizada pelo electrolisador de modo a promover a electrólise da água que passa neste componente, produzindo o hidrogénio.

O hidrogénio produzido é comprimido de maneira a efectuar um maior armazenamento no tanque de hidrogénio, através da diminuição do seu volume. Verifica-se, no entanto, que a compressão não deverá ser efectuada com recurso aos habituais compressores mecânicos, uma vez que a energia necessária para o processo adiabático é ainda considerável. Assim, uma maneira de atenuar este efeito passará por utilizar compressores electroquímicos de hidrogénio (*Electrochemical Hydrogen Compressor - EHC*), que tal como o nome indica, comprimem este combustível através de processos químicos.

Em caso de solicitação do sistema de armazenamento por parte do consumidor de electricidade, a pilha de combustível irá utilizar o hidrogénio já descomprimido do tanque para produzir a electricidade que irá ser utilizada na habitação.

A utilização do inversor deve-se à necessidade de converter a corrente eléctrica vinda da pilha de combustível e dos painéis fotovoltaicos pois os electrodomésticos, a iluminação e a bomba de calor consomem corrente alternada.

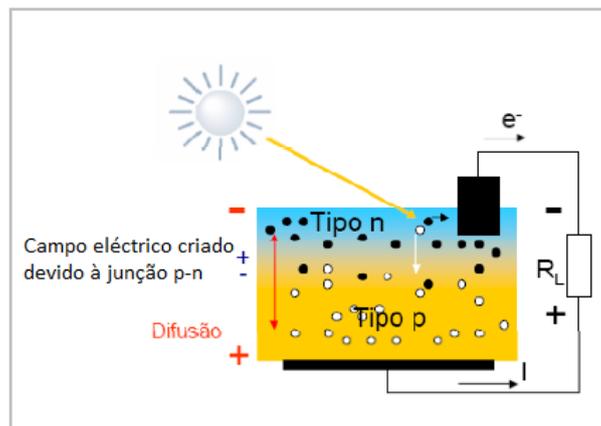
De modo a satisfazer os picos da demanda de carga eléctrica acumula-se ao longo do ano um excedente de energia ainda considerável. Assim sendo, o hidrogénio excedente é utilizado nesta configuração para satisfazer as necessidades de AQS do edifício.



Como já foi mencionado, numa pilha de combustível durante o processo de conversão da energia química do combustível em energia eléctrica, liberta-se calor como subproduto, o que implica que uma parte da energia química não é convertida em electricidade e portanto o processo não tem um rendimento de 100%. A energia térmica contida no vapor de água emitido pela pilha de combustível poderá ser aproveitada para fazer o apoio energético ao esquentador H<sub>2</sub>. Deste modo, existe o efeito combinado de produção de electricidade e de calor (cogeração), aumentando a eficiência da pilha de combustível.

### 3.5.1.1. Princípio de funcionamento dos painéis fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é composto por um material semiconductor, tipicamente silício, constituinte da areia, que se carrega electricamente quando submetido à luz solar. Substâncias dopantes são adicionadas ao semiconductor para permitir uma melhor conversão da potência associada à radiação solar em potência eléctrica. Na figura 26 encontra-se representado um esquema simplificado de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.



**Figura 26** - Esquema simplificado de uma célula fotovoltaica de silício cristalino [42].

Várias tecnologias estão hoje disponíveis para este fim mas a tecnologia baseada na utilização de células de silício de cristalino, como material semiconductor, domina hoje o mercado em cerca de 90% [3, 19].

O silício é um elemento do grupo IV da tabela periódica, com quatro electrões nas orbitais de valência. A adição, durante a formação do cristal de silício, de átomos de elementos do grupo V, com cinco electrões nas orbitais de valência, conduz a que, quatro electrões partilhem as orbitais de valência com quatro átomos de silício envolventes e permite a passagem de um electrão desemparelhado para a banda de condução. Os semicondutores dopados deste modo dizem-se do tipo n, por possuírem portadores de carga predominantes negativos [19].



A adição de átomos do grupo III, com três electrões de valência conduz a que uma orbital de valência num dos átomos de silício envolventes fique incompleta, dando origem a uma lacuna na banda de valência. Esta lacuna pode atrair um electrão de um átomo vizinho, ficando a orbital preenchida e dando origem a uma propagação da lacuna no cristal. Os semicondutores assim dopados dizem-se do tipo p por possuírem portadores de carga predominantes positivos, as lacunas.

Quando é criada uma junção p-n na interface entre dois semicondutores dos tipos p e n, electrões livre do material do tipo n fluem por difusão para o material do tipo p e inversamente as lacunas do material do tipo p fluem para o material do tipo n, dando origem à formação de um forte campo eléctrico na interface que impede a continuação do fluxo indefinidamente e constitui uma barreira potencial.

A irradiação solar incidente no material semiconductor da célula gera pares electrão-lacuna em ambos os lados da junção p-n, que se movem por acção do campo eléctrico da junção em sentidos contrários.

As lacunas no material do tipo p movem-se para a base da célula, enquanto que os electrões no material do tipo n se movem para a superfície superior. As cargas eléctricas são recolhidas através de contactos metálicos colocados no topo e base da célula, produzindo-se uma corrente eléctrica se forem ligados os respectivos terminais. Por sua vez, os transportadores minoritários, electrões no material do tipo p e lacunas no tipo n, movem-se por difusão para a junção e atravessam-na por acção do campo eléctrico fechando assim o circuito através da célula [19].

- **Principais tecnologias de módulos fotovoltaicos (PV)**

Existem diferentes tipos de células, correspondentes a diferentes tecnologias e a diferentes características. É portanto possível efectuar a distinção entre células de primeira, segunda e terceira geração [3, 19, 24].

- **Primeira Geração** - células de silício cristalino (monocristalino, policristalino e fita), correspondendo a aproximadamente 90% do mercado actual.

O silício monocristalino é o mais antigo das células de silício cristalino, e ainda o que domina o mercado. Das células fotovoltaicas que utilizam o silício como material base, as monocristalinas são, em geral, as que apresentam as maiores eficiências. Tipicamente, apresentam eficiências entre os 15% e os 18%, e é utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. As técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras, sendo necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à utilização de materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.



As células policristalinas têm um custo de produção inferior por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso, mas apresentam um rendimento eléctrico inferior (entre 11% e 13%, obtendo-se até 18% em laboratório). Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico.

As células *Power* são uma variação, resultado da engenharia de pastilha policristalina, e podem ser produzidas com duas faces fotossensíveis, mas têm eficiência da ordem dos 10%. Exemplos de tecnologias menos comuns são as de silício policristalino EFG, faixa de filamentos (policristalino), rede dendrítica (monocristalino), ou ainda as células policristalinas Apex.

- **Segunda Geração** - tecnologias de películas finas sobre substratos rígidos de vidro ou cerâmica (silício amorfo, CIS, CIGS, CdTe, GaAs), correspondendo a aproximadamente 10% do mercado.

A segunda geração de células satisfaz a necessidade de redução do consumo de silício, muito oneroso por requerer elevadas temperaturas na produção e um grau de pureza muito alto. A película fina tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios.

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar um alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização deste material nas fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades eléctricas quanto no processo de fabricação. Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem-se revelando uma forte tecnologia para os sistemas fotovoltaicos de baixo custo. No entanto, apesar do seu custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão (da ordem dos 5% a 7%) comparada às células mono e policristalinas de silício e em segundo as células são afectadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo deste modo a eficiência ao longo da sua vida útil.

- **Terceira Geração** - Nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis (células orgânicas, termofotovoltaico, rectenas, multi-junção).

Novas tecnologias que estão ainda em fase de estudos prometem grandes eficiências e custos muito mais baixos, no entanto o seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que tenham expressão significativa no mercado nos próximos 10 a 15 anos. Refiram-se por exemplo as tecnologias nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfas e híbridas (Células solares HCl). É ainda importante referir uma outra, já bastante usada, mas apenas em situações muito



específicas: o Arsénio de Gálio (GaAs) apresenta rendimentos que podem chegar a 25%, mas tem custos de produção muito elevados, que só permitem o seu uso em satélites ou sistemas de concentradores (CSP).

Dada a especificidade e carácter inovador da tecnologia das pilhas de combustível e dos electrolisadores, são aqui especificados, com mais pormenor, os sistemas de produção de H<sub>2</sub>, bem como as características das pilhas de combustível e dos dispositivos de armazenamento de H<sub>2</sub>.

### 3.5.1.2. Princípio de funcionamento do electrolisador

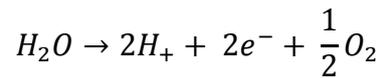
O electrolisador é o componente responsável pela produção de hidrogénio através da electrólise da água. Neste processo faz-se passar uma corrente eléctrica pela água e, na presença de eléctrodos que permitem a transferência de electrões, separa-se a água em oxigénio e hidrogénio, sem qualquer emissão de gases poluentes. A obtenção de hidrogénio por electrólise da água é uma alternativa viável e limpa à tecnologia dominante actualmente [3].

Para o funcionamento do electrolisador é necessária a utilização de água, tanto para realizar a electrólise como para efeitos de arrefecimento. Em casos de pequenos sistemas de produção pode existir um tanque de armazenamento de água, mas para sistemas maiores esta água pode ser obtida directamente da rede de abastecimento. Para evitar a contaminação do electrolisador a água utilizada deve ser purificada e desionizada [3].

Os electrolisadores do tipo PEM e os alcalinos são actualmente os mais importantes na medida em que já possuem a tecnologia mais desenvolvida e estudada.

O electrolisador PEM ao contrário dos alcalinos não requer um electrolítico líquido, o que simplifica o seu funcionamento. O seu electrolítico é uma membrana polimérica ácida. Este electrolisador tem como grande vantagem a sua capacidade intrínseca de lidar com variação de energia eléctrica instável à entrada, resultando dessa capacidade a sua grande aplicação no que diz respeito à utilização de fontes de energias renováveis para o fornecimento de electricidade. O hidrogénio produzido por este tipo de electrolisador tem tipicamente um grau de pureza de 99,9%. Estes valores de pureza são os adequados para a utilização do hidrogénio nas pilhas de combustível que exigem valores de pureza muito próximos de 100% [43].

Um electrolisador do tipo PEM (figura 27) é constituído por dois eléctrodos, o ânodo e o cátodo, separados por um electrólito – uma membrana sólida de permuta protónica. No ânodo, que num electrolisador corresponde ao eléctrodo positivo, ocorre a reacção de oxidação da água, ou seja, a água perde electrões, dando origem à formação de oxigénio, e à libertação de protões H<sup>+</sup>:



No eléctrodo negativo, o cátodo, ocorre a redução: os protões são retirados do electrólito e combinados com os electrões livres fornecidos pela fonte externa de electricidade, formando-se assim moléculas de hidrogénio:

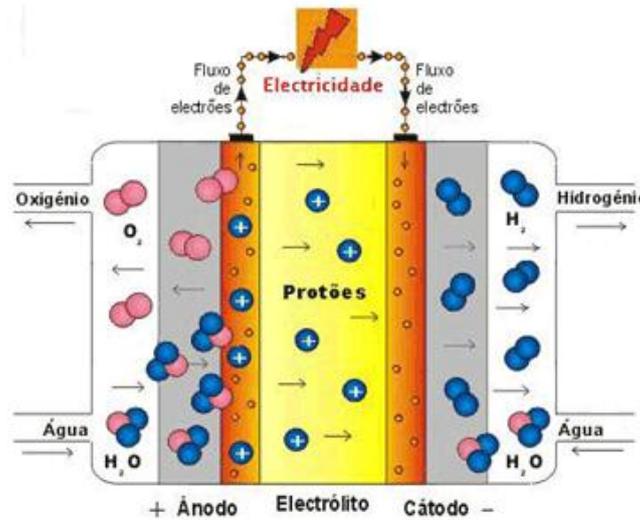
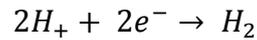


Figura 27 - Princípio de funcionamento de um electrolisador do tipo PEM [44].

### 3.5.1.3. Princípio de funcionamento da pilha de combustível

Uma pilha de combustível é um dispositivo electroquímico que gera electricidade directamente a partir da energia contida num combustível. Este equipamento consiste num empilhamento de células ligadas em série. Cada célula é constituída por um ânodo (eléctrodo negativo) onde é injectado o combustível e um cátodo (eléctrodo positivo) onde se injecta o oxidante, sendo os dois eléctrodos separados por um electrólito (conductor iónico) como mostra a figura 28.

Todas as pilhas de combustível têm o mesmo princípio de funcionamento. O combustível reage cataliticamente (são removidos electrões dos elementos do combustível) na pilha de combustível, de modo a criar uma corrente eléctrica como ilustra a figura 28. O combustível passa pelo ânodo e o oxigénio pelo cátodo, onde se separa cataliticamente em iões e electrões. Os electrões atravessam um circuito externo para servir uma carga eléctrica, enquanto os iões se movem pelo electrolítico em direcção ao eléctrodo carregado com carga contrária. No eléctrodo, os iões combinam-se e dão origem aos produtos de reacção, fundamentalmente água e electricidade [3, 45].

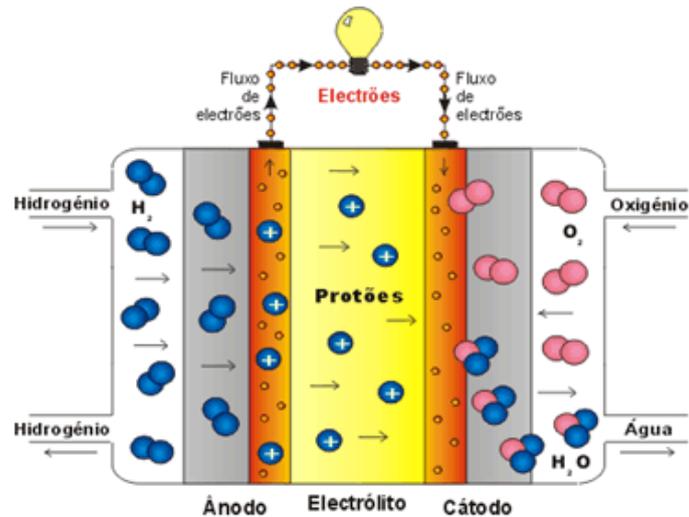


Figura 28 - Esquema típico de uma pilha de combustível [44].

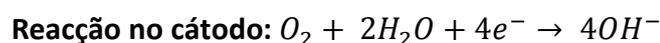
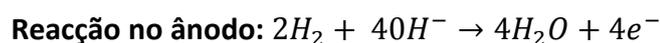
Tendo em conta que o processo não recorre à combustão, esta solução apresenta enormes vantagens no que diz respeito ao impacto ambiental quando comparada com as tecnologias convencionais de uso de combustíveis.

Os diferentes tipos de pilhas de combustível fazem-se assinalar especialmente pela constituição dos eletrólitos, pela temperatura de operação e tipo de combustível utilizado que leva à reação electroquímica. Cada variante de células combustíveis apresenta diferentes aplicações. A seleção da pilha dependerá do fim a que se destina. Existem cinco tipos principais de pilhas de combustível cujas respectivas reações encontram-se representadas seguidamente [3, 45]:

- **Pilhas de combustível alcalinas (Alkaline Fuel Cell – AFC)**

Este tipo de pilha de combustível funciona com hidrogénio e oxigénio comprimidos. Usa geralmente uma solução de hidróxido de potássio (KOH) em água como eletrólítico.

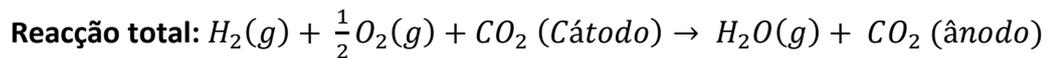
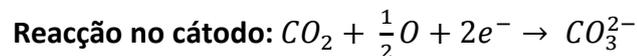
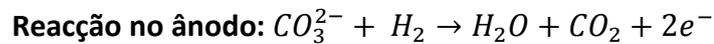
Estas pilhas precisam de hidrogénio puro como combustível, porque as impurezas podem provocar a formação de carbonato sólido que interfere nas reações dentro da pilha.





- **Pilhas de combustível de carbonato fundido (Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC)**

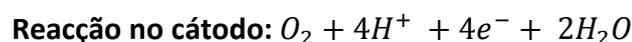
Numa pilha de combustível de carbonato fundido o electrólito é composto por sais de carbonato. Aquecido a 650°C, o sal derrete-se e conduz iões carbonato do cátodo até ao ânodo. No ânodo, o hidrogénio reage com os iões e produz água, dióxido de carbono e electrões. Os electrões, ao atravessarem um circuito externo, fornecem potência eléctrica e voltam ao cátodo. Uma vez no cátodo, o oxigénio do ar e o dióxido de carbono reciclado do ânodo reagem com os electrões para formar iões, que reabastecem o electrólito e transferem corrente através da pilha de combustível.



- **Pilhas de combustível com membrana de permuta de protões (Proton Exchange Membrane Fuel Cell – PEMFC)**

As pilhas de combustível com membrana de permuta de protões apresentam como principal vantagem a sua simplicidade de funcionamento. Estas células baseiam-se no uso de uma membrana sólida feita de um polímetro permeável a protões quando saturado com água, mas que nessas condições não conduz electrões.

O combustível destas pilhas é o hidrogénio e o transportador de carga é o ião de hidrogénio, o protão. No ânodo, a molécula de hidrogénio é dividida em iões de hidrogénio e electrões. Os iões atravessam o electrólito até ao cátodo enquanto os electrões passam pelo circuito externo, onde fornecem potência eléctrica. O oxigénio do ar é fornecido no cátodo e combina-se com os electrões e com os iões de hidrogénio para formar água.

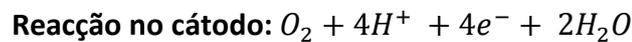




- **Pilhas de combustível de ácido fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell – PAFC)**

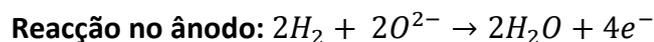
As pilhas de combustível deste tipo são as que exibem o estado de desenvolvimento mais maduro até ao momento, tendo sido as primeiras a ser comercializadas. Neste tipo de células, o electrólito é o ácido fosfórico concentrado, o que faz com que os componentes das células tenham de ser resistentes à corrosão.

Tal como as pilhas de combustível de membrana de permuta protónica, o transportador de cargas é o ião hidrogénio, H<sup>+</sup>. As reacções que ocorrem no ânodo e no cátodo são também idênticas.



- **Pilhas de combustível de óxido sólido (Solid Oxid Fuel Cell – SOFC)**

A pilha de combustível de óxido sólido é actualmente a pilha de mais alta temperatura em desenvolvimento e pode funcionar em temperaturas que vão desde os 600 aos 1000°C. Esta característica faz com que possa usar uma grande variedade de combustíveis. Para poder operar a tão altas temperaturas, o electrólito é um material cerâmico sólido fino (óxido sólido) que é condutor de iões de oxigénio.



Todos os tipos de pilhas de combustível encontram-se hoje em dia em fase de pré-comercialização, ou seja, em investigação e demonstração das suas potencialidades, mas, de todos eles, os que actualmente se afiguram como potenciais pioneiros de uma penetração expressiva no mercado são os tipos AFC e PEMFC. As características das pilhas de combustível referidas anteriormente encontram-se apresentadas de uma forma sintetizada na tabela 6 [45].



**Tabela 6** - Características das principais pilhas de combustível [45].

PC	Potência (kWe)	Eficiência Eléctrica (%)	Eficiência Térmica (%)	Combustível	Temperatura de operação (°C)	Electrólito
AFC	1-150	30-45	-	H <sub>2</sub>	80-100	Hidróxido de Potássio
PEMFC	0,2-10	30-40	25-49	H <sub>2</sub> ou gás natural	60-80	Membrana Polimérica
	10-100	33-40	27-49			
DMFC	<0,01	40-50	-	Metanol	60-100	Membrana Polimérica
PAFC	50-1200	35-40	-	H <sub>2</sub> ou gás natural	190-220	Ácido Fosfórico
MCFC	>100	45-65	33-37	H <sub>2</sub> , gás natural, Hidrocarbonetos	600-650	Carbonatos de Lítio e/ou Potássio
SOFC	1-20	35-45	31-64	H <sub>2</sub> , gás natural, Hidrocarbonetos	800-1000	Óxidos de Zircónio
	20-100	45-55	25-49			
	>100					

#### 3.5.1.4. Sistema de armazenamento e segurança do hidrogénio

A formação de atmosferas potencialmente explosivas provenientes das instalações de hidrogénio podem ser evitadas. Para tal é fundamental que a sua construção seja efectuada em áreas bem ventiladas e arejadas, de preferência ao ar livre, de modo a que eventuais fugas de hidrogénio se libertem sem perigo para a atmosfera.

O armazenamento de hidrogénio devido às suas características específicas, deve garantir o cumprimento de todas as medidas de segurança, pois é um combustível inflamável e explosivo no ar, sendo que qualquer fuga de hidrogénio dispersar-se-á rapidamente subindo no ar por causa da sua baixa densidade. Deste modo, deve-se assegurar que pelo menos o depósito de hidrogénio esteja nas condições seguintes [3]:

- No caso de fuga, o corte da alimentação de gás tem de ser possível;
- As junções e as flanges têm de ser blindadas e seladas, especialmente se estiverem situadas em locais de difícil acesso;
- As aberturas no telhado devem permitir uma ventilação eficaz, controlada por um sistema de alarme que detecte a quantidade de H<sub>2</sub> libertado;
- São requeridos vários equipamentos de segurança, nomeadamente sensores de hidrogénio, detectores de chama e sistemas de extinção de incêndio.



Existem diversas formas de armazenamento de hidrogénio, sendo elas [2, 46]:

- Armazenamento sob a forma de hidrogénio líquido;
- Armazenamento do hidrogénio sob a forma de gás comprimido;
- Absorção do gás em sólido;
- Microesferas;
- Hidretos químicos (metálicos) em alta e baixa temperatura;
- Hidretos alcalinos;
- Nanotubos de carbono;
- Metanol;
- Gasolina e outros hidrocarbonetos.

O hidrogénio possui um elevado valor energético por unidade de massa. No entanto, a baixa densidade volúmica de energia dificulta o armazenamento das quantidades adequadas à maioria das aplicações em espaços razoavelmente pequenos, pelo que é necessário armazená-lo a elevadas pressões (ou mantê-lo sob a forma líquida), para que seja possível armazenar uma quantidade significativa de hidrogénio por unidade de volume como mostra a tabela 7. Por exemplo, 1 kg de hidrogénio armazenado a uma pressão de 150 bar num típico cilindro de laboratório ocupa 91,2 l. Refira-se que uns meros 8,2 l de gasolina fornecem a mesma energia [47].

**Tabela 7** – Densidade de energia do hidrogénio versus a de outros portadores de energia [47].

Portador de energia	Forma de armazenamento	Densidade de energia (kWh/Kg)	Densidade de energia por volume (kWh/L)
<b>Hidrogénio</b>	Gás (200 atm)	33,3	0,53
	Gás (300 atm)	33,3	0,75
	Gás (800 atm)	33,3	2,92
	Líquido (-253°C)	33,3	2,36
	Hidretos metálicos	0,58	3,18
<b>Gás natural</b>	Gás (200 atm)	13,9	2,58
	Gás (300 atm)	13,9	3,38
	Líquido (-162°C)	13,9	5,8
<b>GPL</b>	Líquido	12,9	7,5
<b>Metanol</b>	Líquido	5,6	4,42
<b>Gasolina</b>	Líquido	12,7	8,76
<b>Gasóleo</b>	Líquido	11,6	9,7
<b>Electricidade</b>	Bateria ácido-chumbo	0,05	0,1
	Bateria iões de Lítio	0,25	0,05



Das soluções de armazenamento apresentadas, a que se mostra mais atractiva para pequenos sistemas de armazenamento, tal como os usados neste estudo, é o armazenamento sobre a forma de gás comprimido, revelando-se a melhor solução do ponto de vista técnico/económico [46, 48].

As vantagens principais de se armazenar o hidrogénio como gás comprimido são: simplicidade e a inexistência de perdas energéticas com o passar do tempo (após a compressão do H<sub>2</sub>). Este método de armazenamento é amplamente usado em aplicações onde a solicitação de hidrogénio é variável e não é muito alta, nomeadamente em autocarros, automóveis, em habitações, em estabelecimentos comerciais e industriais [2].

O processo de armazenamento de combustível está dependente da pressão a que o gás se encontra, pois existem pressões estipuladas para cada tipo de tanque. Actualmente a pressão média estipulada pelos tanques existentes no mercado é de aproximadamente 200-250 bar [2].

Os electrolisadores convencionais produzem hidrogénio a baixas pressões (7-15 bar) o que se revela insuficiente, pois as pressões nos tanques de armazenamento são mais elevadas, sendo neste caso necessário a utilização de compressores, para efectuar a compressão adicional. Os novos electrolisadores possuem já capacidade de produção a pressões mais elevadas (podendo chegar até aos 700 bar), eliminando assim a necessidade de compressores, no entanto ainda se encontram numa fase muito prematura de desenvolvimento e implementação no mercado [48].

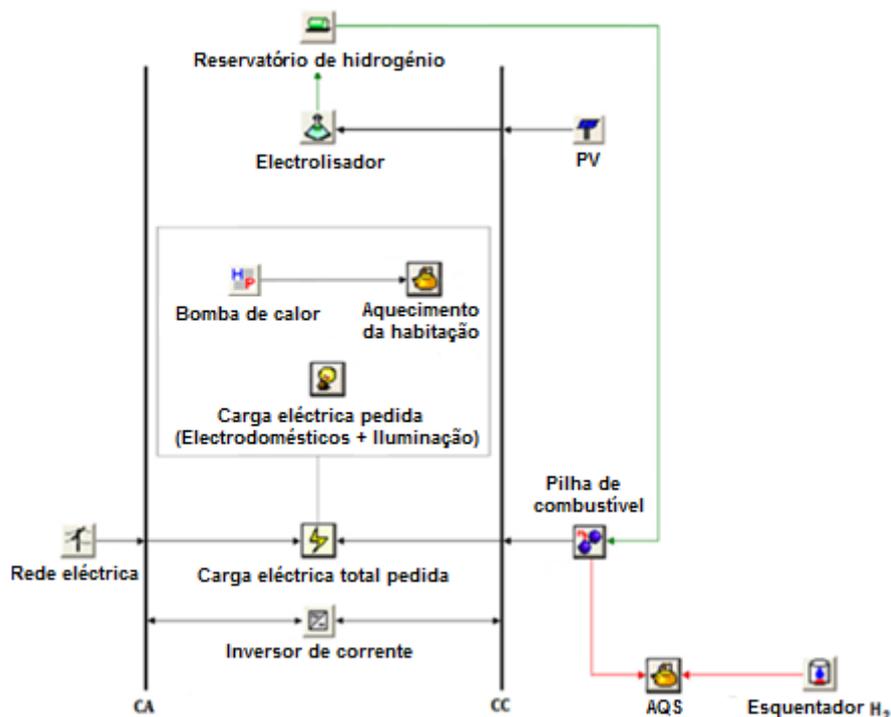


Figura 29 - Sistema de energia constituído por bomba de calor, esquentador H<sub>2</sub> natural e sistema H<sub>2</sub>.



### 3.6. CONFIGURAÇÃO 6 – COLECTORES SOLARES, CALDEIRA H<sub>2</sub> E SISTEMA H<sub>2</sub>

Nesta configuração (figura 30) é utilizado o mesmo kit solar da configuração 4, sendo que neste sistema a caldeira destina-se à queima do hidrogénio excedente. Assim sendo, os colectores solares, a caldeira H<sub>2</sub> e o vapor libertado pela pilha de combustível satisfazem as necessidades de aquecimento central e AQS do edifício. O sistema H<sub>2</sub> assegura nesta configuração, uma vez mais, a demanda de energia eléctrica.

Para possibilitar o armazenamento do calor produzido pelos equipamentos anteriormente referidos é utilizado um acumulador combinado de água com características semelhantes ao escolhido para a configuração 4. Este acumulador possui dois permutadores térmicos de grande superfície, destinando-se o inferior ao circuito solar e o superior à caldeira H<sub>2</sub> e vapor da pilha de combustível (equipamentos de apoio ao sistema solar).

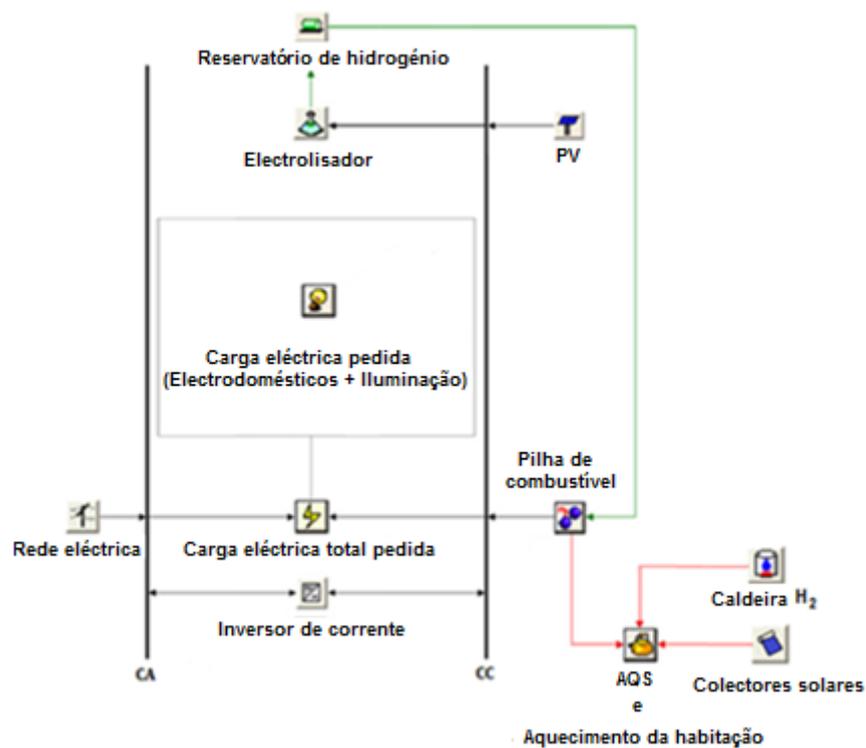


Figura 30 - Sistema de energia constituído por colectores solares, caldeira H<sub>2</sub> e sistema H<sub>2</sub>.





## 4. Determinação das cargas térmicas

---

O conhecimento da evolução temporal da carga térmica, nas suas componentes sensível e latente, é indispensável para realizar, com algum rigor, o dimensionamento dos sistemas de aquecimento e arrefecimento, assim como para a avaliação da previsão dos consumos de energia associados ao sistema projectado.

O objectivo deste capítulo consiste na determinação das cargas térmicas utilizando uma ferramenta de simulação dinâmica, o *Transient Systems Simulation Program* (TRNSYS).

Neste capítulo faz-se ainda uma breve descrição das diversas ferramentas de simulação dinâmica actualmente disponíveis, as suas principais características, vantagens e desvantagens, sendo o objectivo desta apresentação justificar a escolha de uma das ferramentas utilizada.

Denomina-se carga térmica à quantidade de energia que, num determinado instante de tempo, é necessário adicionar ou retirar de um espaço para que este se mantenha em condições de conforto térmico. A carga térmica de um local é influenciada pelas condições climáticas exteriores e interiores. A componente externa da carga térmica está associada às trocas de calor através da envolvente exterior do edifício em análise, ou seja, transmissão de calor através de paredes, tectos, pavimentos, envidraçados e às infiltrações de ar. A componente interna depende do calor gerado internamente no edifício, geralmente devido à utilização de equipamentos, à iluminação artificial e à taxa de ocupação das pessoas.

As cargas térmicas nos edifícios são usualmente calculadas para as situações extremas correspondentes às cargas máximas da estação de aquecimento (Inverno) e da estação de arrefecimento (Verão), de modo a nunca termos situações de desconforto térmico nas épocas críticas do ano.

Um mau dimensionamento do sistema de condicionamento de ar pode ser responsável pela não remoção da carga térmica em virtude do próprio sistema não vir a desenvolver correctamente a capacidade adequada em cada instante. Nestas situações, a temperatura e a humidade relativa da zona poderão até atingir valores inadmissíveis e conseqüentemente desconforto térmico para os ocupantes.

### 4.1. BALANÇO ENERGÉTICO DOS EDIFÍCIOS

Estabelecendo determinados parâmetros de conforto térmico, podemos calcular o dispêndio de energia necessário para os obter, tendo em conta os elementos construtivos de um edifício e a sua implantação num determinado local geográfico e portanto sujeito a um determinado clima.



A equação de equilíbrio entre os ganhos e as perdas energéticas, designa-se por balanço energético. Este balanço permite obter as necessidades de aquecimento ou arrefecimento dos espaços de forma a garantir as exigências de conforto térmico dos seus ocupantes. O balanço energético de um edifício tem de ser dividido em dois períodos – Verão e Inverno, pois o sentido dos fluxos de calor vai ser diferente em cada um destes períodos. Para o Verão, o parâmetro a calcular são as necessidades de arrefecimento ( $Q_{Nec\_Arref}$ ), enquanto que para o Inverno são as necessidades de aquecimento ( $Q_{Nec\_Aquec}$ ). Assim, o balanço energético pode ser calculado para o Inverno e para o Verão pelas equações 4.1 e 4.2 respectivamente.

$$Q_{Nec\_Arref} = Q_t + Q_{vi} - Q_{gi} - Q_{gs} \quad (4.1)$$

$$Q_{Nec\_Aquec} = Q_t + Q_{vi} + Q_{gi} + Q_{gs} \quad (4.2)$$

onde,

$Q_t$  - Trocas de calor pela envolvente

$Q_{vi}$  - Trocas de calor pela ventilação e infiltrações

$Q_{gi}$  - Ganhos internos provocados pelos ocupantes, iluminação e electrodomésticos

$Q_{gs}$  - Ganhos solares pelos envidraçados

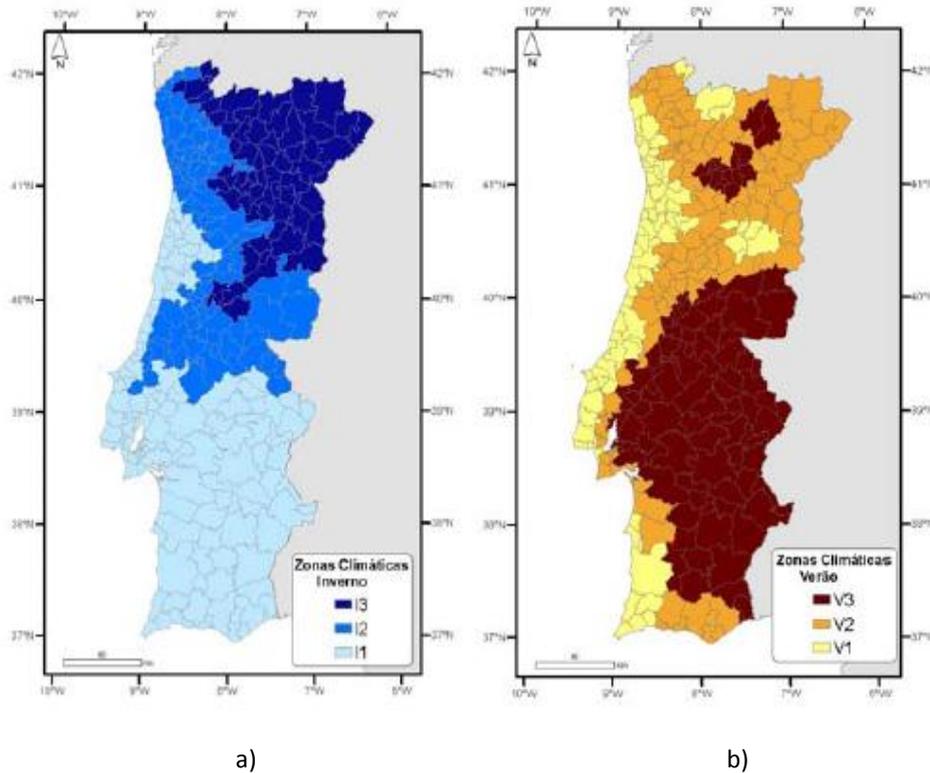
#### 4.1.1. Análise climática de Portugal – Zonamento climático

De acordo com o RCCTE, a análise climática a considerar-se nos estudos térmicos de edifícios, baseia-se em dois parâmetros essenciais: o zonamento climático e os dados de referência por concelho.

Portugal Continental encontra-se dividido em três zonas climáticas de Inverno (I1, I2 e I3) e em três zonas climáticas de Verão (V1, V2 e V3). Na Figura 31 pode-se visualizar a delimitação das zonas referidas (RCCTE, Anexo III, Secção 1.1). A delimitação das zonas climáticas de Inverno baseia-se no número de Graus-dias de aquecimento na base de 20°C ( $GD_{20}$ )<sup>1</sup>, enquanto que a delimitação das zonas climáticas de Verão é determinada com base nos valores actualizados da temperatura exterior de projecto, correspondendo à temperatura do ar exterior que não é excedida, em média, durante mais do que 2.5% do período de estação convencional de arrefecimento - 1 de Junho a 30 de Setembro.

---

<sup>1</sup> O número de Graus-dias consiste no número que caracteriza a severidade de um clima durante a estação de aquecimento e que é igual ao somatório das diferenças positivas registadas entre uma dada temperatura de base (20°C) e a temperatura do ar exterior durante a estação de aquecimento. As diferenças são calculadas com base em valores horários da temperatura do ar.



**Figura 31-** Zonas climáticas de Inverno e de Verão em Portugal [37].

Os dados climáticos de referência estão individualizados por concelho, encontrando-se ordenados alfabeticamente e disponibilizando a seguinte informação (RCCTE, Anexo III, Quadro III.1):

- Zona climática de Inverno;
- Número de graus-dias de aquecimento na base de 20°C (GD<sub>20</sub>);
- Duração da estação convencional de aquecimento (meses);
- Zona climática de Verão;
- Temperatura externa do projecto (°C);
- Amplitude térmica (°C).

Assim sendo, com base neste Regulamento foram definidas as zonas climáticas de Faro – I1,V2, a duração da estação de aquecimento da região de Faro - 4.3 meses, número de graus-dias (GD) – 1060 °C.dias, temperatura externa do projecto – 32°C e a amplitude térmica – 12°C [37].

Neste regulamento define-se uma estação convencional de aquecimento como sendo aquela que, em princípio, é necessário o fornecimento de energia para aquecimento. Esta estação é definida pelo período do ano com início no primeiro decêndio posterior a 1 de Outubro em que, para cada localidade, a temperatura média diária é inferior a 15°C e com termo no último decêndio anterior a 31 de Maio em que a referida



temperatura ainda é inferior a 15°C [37]. Deste modo, foi considerado a estação de aquecimento para a região de Faro com início a 7 de Novembro e termo a 16 de Março tendo por base a definição desta estação.

#### 4.1.2. Trocas de calor pela envolvente

As trocas de calor pela envolvente dão-se pela existência de uma diferença de temperatura entre o interior e o exterior do edifício ou da zona considerada. Quando uma parede opaca e homogénea se encontra entre dois ambientes a diferentes temperaturas, dá-se uma transferência de calor através dela no sentido contrário ao gradiente de temperatura. Esta transmissão de calor desenrola-se em três fases: por condução, através das substâncias constituintes da envolvente, e por processos convectivos e radiativos, nas superfícies interiores e exteriores das mesmas.

As referidas trocas de energia ocorrem em regime não estacionário de acordo com uma evolução complexa, em particular porque as condições fronteira (temperatura interior, temperatura exterior e velocidade do ar) não são lineares. Sucede que a equação que descreve matematicamente o fenómeno da condução de energia é linear e assim a integração dos fluxos instantâneos que ocorrem num período de tempo relativamente longo, compensa os efeitos instacionários podendo estes ser desprezados como se as condições fronteira fossem constantes e iguais à média do valor ao longo do período de tempo considerado.

##### 4.1.2.1. Estação de aquecimento

As perdas de calor por condução através da envolvente durante a estação de aquecimento ( $Q_t$ ), isto é, pelas paredes, pelos envidraçados, pela cobertura e pelo pavimento, devidas à diferença de temperatura entre o interior e o exterior do edifício, resultam da soma de quatro parcelas:

$$Q_t = Q_{ext} + Q_{lna} + Q_{pe} + Q_{pt} \quad (W) \quad (4.3)$$

Onde,

$Q_{ext}$  - Perdas de calor pelas zonas correntes das paredes, envidraçados, coberturas e pavimentos em contacto com o exterior;

$Q_{lna}$  - Perdas de calor pelas zonas correntes das paredes, envidraçados, coberturas e pavimentos em contacto com locais não aquecidos;

$Q_{pe}$  - Perdas de calor pelos pavimentos e paredes em contacto com o solo;

$Q_{pt}$  - Perdas de calor pelas pontes térmicas lineares existentes no edifício.



- **Perdas de calor pela envolvente em zona corrente,  $Q_{ext}$**

Considerando uma parede plana e homogénea de área  $A$ , muito grande relativamente à sua espessura, e para uma condução em regime estacionário, se as temperaturas das duas faces são diferentes mas constantes, estabelece-se um fluxo de calor  $\dot{Q}$  por unidade de tempo dado pela lei de Fourier. Definindo que o sentido é positivo do interior para o exterior e que o fluxo é monodireccional e perpendicular à parede, vem:

$$Q_{ext} = UA(T_i - T_{atm}) \quad (W) \quad (4.4)$$

Onde,

$U$  - Coeficiente global de transmissão térmica do elemento da envolvente ( $W/m^2K$ )

$A$  - Área do elemento da envolvente medida pelo interior ( $m^2$ )

$T_i$  - Temperatura do ar no interior do edifício ( $K$ )

$T_{atm}$  - Temperatura do ar exterior ( $K$ )

O coeficiente global de transmissão térmica,  $U$ , define a quantidade de calor transmitida por unidade de área e de diferença de temperatura de um material de uma determinada espessura.

O valor de  $U$  pode determinar-se com base no princípio de associação de resistências em série e em paralelo, correspondentes a cada percurso possível entre as faces interior e exterior, perpendicularmente a estas, e admitindo o princípio da monodimensionalidade do processo de transferência de calor, obtendo assim a resistência total de condução ( $R_t$ ) do elemento considerado. As resistências de condução de cada elemento homogéneo são dadas por:

$$R = \frac{e}{\lambda S} \quad (K/W) \quad (4.5)$$

Onde,

$e$  - Espessura do elemento ( $m$ )

$\lambda$  - Condutibilidade térmica do material ( $W/mK$ )

$S$  - Área do percurso ( $m^2$ )

De forma a determinar a resistência térmica total de uma parede que separa dois ambientes a temperaturas diferentes, não devemos ter somente em conta a resistência térmica interna da parede, mas também outras resistências suplementares, denominadas resistências térmicas superficiais interna e externa,  $R_{si}$  e  $R_{se}$ , devidas às trocas de calor entre a parede e o ar (transferência de calor por radiação e convecção). O valor destas resistências superficiais depende de muitos factores, tais como o



movimento do fluido, as rugosidades da superfície e a temperatura ambiente. A resistência térmica total da parede será:

$$R = R_{si} + R_t + R_{se} \quad (4.6)$$

O coeficiente de transmissão térmica  $U$ , por unidade de área da superfície, é então dado por:

$$U = \frac{1}{R} \quad (W/m^2K) \quad (4.7)$$

- **Perdas de calor por elementos em contacto com locais não aquecidos,  $Q_{lna}$**

As perdas pelas zonas correntes das paredes, envidraçados e pavimentos que separam um espaço aquecido de um local não aquecido  $Q_{lna}$  são calculadas pela expressão:

$$Q_{lna} = UA(T_i - T_a) \quad (W) \quad (4.8)$$

Onde,

$T_a$  - Temperatura do ar do local não aquecido ( $K$ )

$A$  - Área do elemento da envolvente medida pelo interior ( $m^2$ )

$T_i$  - Temperatura do ar no interior do edifício ( $K$ )

$U$  - Coeficiente global de transmissão térmica do elemento da envolvente ( $W/m^2K$ )

- **Perdas por pavimentos e paredes em contacto com o solo,  $Q_{pe}$**

As perdas de calor através dos elementos de construção em contacto com o terreno são calculadas pela expressão:

$$Q_{pe} = \sum \psi_j B_j (T_i - T_{atm}) = L_{pe} (T_i - T_{atm}) \quad (W) \quad (4.9)$$

Onde,

$\psi_j$  - é o coeficiente de transmissão térmica linear do elemento  $j$  ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ).

$B_j$  - é o desenvolvimento da parede medido pelo interior do elemento  $j$  ( $m$ ).

$L_{pe}$  - representa as perdas unitárias de calor por  $^\circ C$  de diferença de temperatura entre os ambientes interior e exterior através dos elementos de construção em contacto como terreno ( $W/^\circ C$ ).



As perdas de calor através das pontes térmicas lineares são calculadas pela seguinte expressão:

$$Q_{pt} = \sum \psi_j B_j (T_i - T_{atm}) = L_{pt} (T_i - T_{atm}) \quad (W) \quad (4.10)$$

Onde,

$\psi_j$  - é o coeficiente de transmissão térmica linear da ponte térmica linear  $j$  ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ).

$B_j$  - é o desenvolvimento da ponte térmica linear medido pelo interior  $j$  (m).

$L_{pe}$  - representa as perdas unitárias de calor por  $^\circ C$  de diferença de temperatura entre os ambientes interior e exterior através das pontes térmicas ( $W/^\circ C$ ).

#### 4.1.2.1. Estação de arrefecimento

Os ganhos através da envolvente opaca exterior durante a estação de arrefecimento resultam de dois efeitos combinados:

- Ganhos por condução devido à temperatura do ar exterior;
- Ganhos devido à radiação solar incidente.

Até aqui apenas foi considerada a transferência de calor por condução, no entanto a incidência da radiação solar, particularmente no Verão, tem também muita importância.

Para introduzir este factor, considera-se uma temperatura fictícia “temperatura ar-sol” e encara-se a transferência como se houvesse simplesmente condução. A “temperatura ar-sol” define-se como a que deveria existir no exterior para que a troca de calor por condução fosse igual àquela que existe na realidade:

$$Q_t = UA(T_{ar-sol} - T_i) \quad (4.11)$$

De acordo com o método de cálculo do RCCTE, o contributo da radiação pode ser estimado por um aumento de temperatura equivalente e assim obtém-se:

$$Q_t = UA(T_{atm} + \alpha Gr_e - T_i) \quad (W) \quad (4.12)$$

Onde,

$\alpha$  - Coeficiente de absorção da superfície exterior da parede.

$G$  - Intensidade de radiação solar instantânea incidente em cada orientação ( $W/m^2$ ).

$r_e$  - Resistência térmica superficial exterior do elemento da envolvente.



### 4.1.3. Ventilação e infiltrações

A renovação do ar dos espaços, quer de forma controlada quer por via das infiltrações, está associada a um grande volume de trocas de calor com o exterior, contribuindo, sempre que a diferença entre a temperatura interior e exterior é significativa, de forma decisiva para o balanço térmico do edifício.

A renovação do ar é mais significativa no Inverno, pois a temperatura exterior apresenta praticamente sempre valores abaixo das condições de conforto. No Verão, a ventilação natural assume um papel de relevo no arrefecimento nocturno dos edifícios.

Embora a renovação do ar influencie de forma determinante o aumento das necessidades de climatização, consequência da extracção de calor que se verifica no Inverno através deste processo, é uma medida necessária à manutenção das condições de salubridade interior dos edifícios, pelo que deve ser sempre assegurado um mínimo recomendável através de um sistema de ventilação, natural, mecânico ou híbrido, adequado. O ar, procedente do exterior a uma temperatura  $T_{atm}$ , necessita, para ficar à temperatura interior  $T_i$ , de ser aquecido ou arrefecido, sendo portanto necessária a transferência dum fluxo de energia (equação 4.13) que é função do caudal, calor específico e diferença de temperatura do ar.

$$Q_{vi} = C_{par} \dot{V} \rho (T_i - T_{atm}) \quad (4.13)$$

$\dot{V}$  - Caudal de ar exterior que entra no edifício (m<sup>3</sup>/s)

$\rho$  - Massa volúmica do ar (kg/m<sup>3</sup>)

$C_{par}$  - Calor específico do ar (J/kg. K)

Considera-se este fluxo positivo quando se dá no sentido do aquecimento dessa massa de ar, o que acontece no Inverno, representando portanto, uma perda de calor. No Verão, a temperatura atmosférica é superior à interior e assim a renovação de ar representa um aquecimento do ambiente que tem de ser contrariado com um dispêndio de energia para o seu arrefecimento.

O conhecimento deste caudal não é simples, visto que ele depende não só da direcção e intensidade do vento exterior mas também da utilização humana dos espaços (por exemplo, abertura de portas e janelas). Esta taxa de renovação do ar depende ainda da estanqueidade da envolvente, particularmente da quantidade, tipo e localização das caixilharias de portas e envidraçados.



#### 4.1.4. Ganhos térmicos internos

Os ganhos térmicos internos contabilizam todas as fontes de calor que aquecem os espaços interiores do modelo de estudo, tais como: pessoas, iluminação e equipamentos eléctricos. Refira-se que estes ganhos são considerados úteis durante o Inverno, uma vez que reduzem o valor das necessidades de aquecimento, enquanto que no Verão são indesejáveis, contribuindo para situações de sobreaquecimento como ilustram as figuras 32 e 33. De salientar que estes ganhos brutos nem sempre são benéficos para os ocupantes de um espaço, mesmo no Inverno, pois podem causar sobreaquecimento num determinado momento.

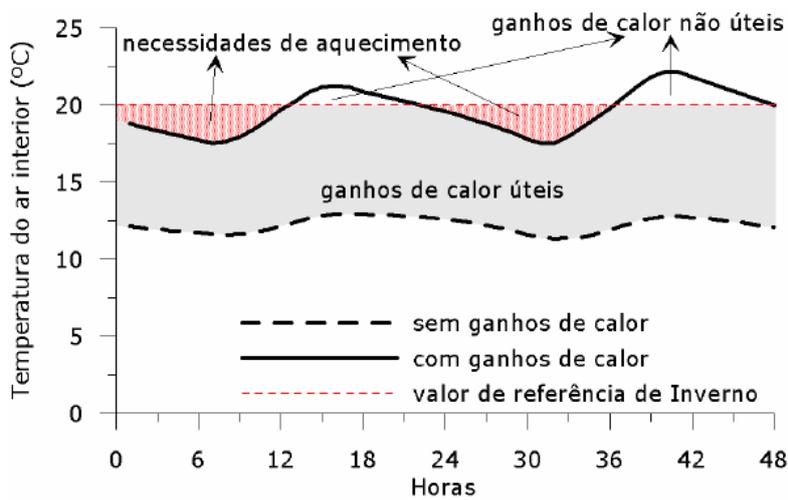


Figura 32 - Evolução da temperatura interior com e sem ganhos de calor e necessidades de aquecimento [49].

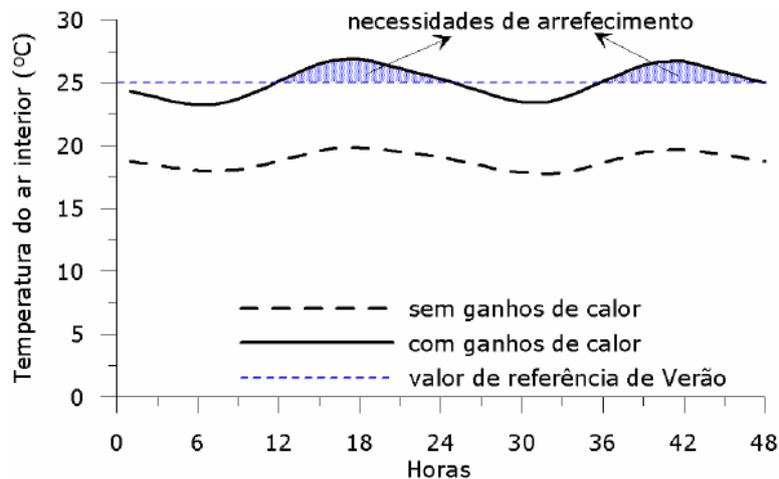


Figura 33 - Evolução da temperatura interior com e sem ganhos de calor e necessidades de arrefecimento [49].



- **Ganhos de calor associados ao metabolismo dos ocupantes**

O metabolismo humano produz energia pois a temperatura interna do organismo humano deve ser mantida a temperaturas praticamente constantes, oscilando estas entre 36.1°C e 37.2°C. Assim sendo, quando o ambiente apresenta condições térmicas inadequadas, o sistema termo-regulador do homem é activado, reduzindo ou aumentando as perdas de calor pelo organismo através de alguns mecanismos de controlo, como reacção ao frio e ao calor.

A energia produzida no interior do corpo é denominada por taxa metabólica e depende do tipo de actividade. A unidade utilizada para caracterizar a actividade metabólica é o *met*, que corresponde ao calor libertado por uma pessoa em descanso é de 104 W. Considerando que, em média, as pessoas têm uma superfície de pele de 1.8 m<sup>2</sup>, 1 *met* corresponde a 58.2 W/m<sup>2</sup> [50].

#### 4.1.5. Ganhos solares

Os ganhos de energia decorrentes da energia solar são um factor determinante para o equilíbrio das necessidades energéticas dos edifícios e, conseqüentemente, para o cumprimento das exigências de conforto térmico.

Para a determinação de um fluxo instantâneo de energia solar através de um vão envidraçado de área  $A$ , é necessário saber a intensidade da radiação solar instantânea nele incidente, vindo assim:

$$Q_{gs} = A_s G \text{ (W)} \quad (4.14)$$

$A_s$  - Área efectiva do envidraçado (m<sup>2</sup>)

$G$  - Intensidade de radiação solar instantânea incidente (W/m<sup>2</sup>)

O valor de  $A_s$  é, para cada envidraçado ou grupo de envidraçados com características semelhantes, dado por:

$$A_s = A F_s F_g F_w g_{\perp} \quad (4.15)$$

- **Área total do vão envidraçado**

A área total do envidraçado,  $A$ , corresponde à área da janela, incluindo vidro e caixilho.



- **Factor de obstrução**

O factor de obstrução,  $F_s$ , varia entre 0 e 1 e representa a redução na radiação solar que incide no vão envidraçado devido ao sombreamento permanente causado por diferentes obstáculos, tais como: outros edifícios, vegetação, orografia, palas e varandas.

- **Fracção envidraçada**

A fracção envidraçada,  $F_g$ , contabiliza a redução da energia transmitida associada à existência de caixilharias, sendo calculada como a razão entre a área útil e a área total do vão.

- **Factor de correcção da selectividade angular dos envidraçados**

O factor de correcção da selectividade angular dos envidraçados,  $F_w$ , traduz a redução dos ganhos solares causada pela variação das propriedades do vidro com o ângulo de incidência da radiação solar directa, estando assim relacionado com a altura do Sol e, portanto, com os meses do ano.

- **Factor solar do vão envidraçado**

O factor solar do vão envidraçado,  $g_{\perp}$ , é um valor que representa a relação entre a energia solar transmitida para o interior através do vão envidraçado e a radiação solar incidente na direcção normal ao mesmo.

## 4.2. ESCOLHA DO SOFTWARE

Actualmente existem diversas ferramentas que simulam dinamicamente o comportamento térmico dos edifícios, ajudando deste modo a que não se cometam desequilíbrios no dimensionamento dos equipamentos, de entre as quais se destacam o ESP-r (Environmental Systems Performance - research) [51], TRNSYS (Transient Systems Simulation Program) [52], DOE [53] e ainda o EnergyPlus [54].

O *software* ESP-r é utilizado para simular o comportamento térmico dos edifícios em condições reais com o maior rigor possível sendo mais direccionado para a investigação. Permite analisar, embora com algumas limitações, escoamentos interiores e efectuar estudos de iluminação.

A ferramenta de simulação dinâmica DOE utiliza o método das funções de transferência, para calcular os ganhos internos do edifício e as cargas de aquecimento e arrefecimento, assumindo uma temperatura interior constante. É aplicável a situações onde se pretenda analisar o conforto, a climatização e a iluminação. Este



software dispõe de uma interface gráfica que permite ao utilizador trabalhar facilmente com o DOE.

O *software* EnergyPlus é um programa de simulação do comportamento energético de edifícios e sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado (AVAC). Surge da junção do código de dois outros softwares: o BLAST e o DOE. Em relação a outras ferramentas disponíveis o EnergyPlus destaca-se pelo rigor na modelação da geometria do edifício (incluindo edifícios adjacentes), sistemas de AVAC, e pela possibilidade de integração de modelos que facilitam os estudos de optimização energética. No entanto, deve referir-se que a introdução de novos módulos no código do programa é uma tarefa complexa, e que exige um elevado grau de formação por parte do utilizador.

Atendendo ao carácter flexível e modular do TRNSYS, às suas capacidades na simulação térmica de edifícios, especificamente no que respeita à análise da envolvente e solar, esta é a ferramenta apropriada ao estudo que se pretende efectuar neste trabalho. Tem ainda a vantagem, evidente, de comparativamente ao EnergyPlus, software que se lhe equipara, ser um software mais antigo (comercializado desde 1975) e por essa razão, mais desenvolvido, com menos erros de programação (*bugs*) e com uma documentação e base de apoio mais consistente e vasta.

Vários estudos têm sido executados com a finalidade de verificar e promover a utilização destas ferramentas como apoio à decisão mas que, por diversas razões, entre as quais a complexidade da sua utilização, têm sido colocadas em segundo plano. Estas ferramentas, além de simularem os edifícios com as suas características construtivas e arquitectónicas, podem também ser utilizadas como apoio à decisão dos sistemas de climatização a instalar, tornando-se numa ajuda fundamental.

### 4.3. SOFTWARE TRNSYS

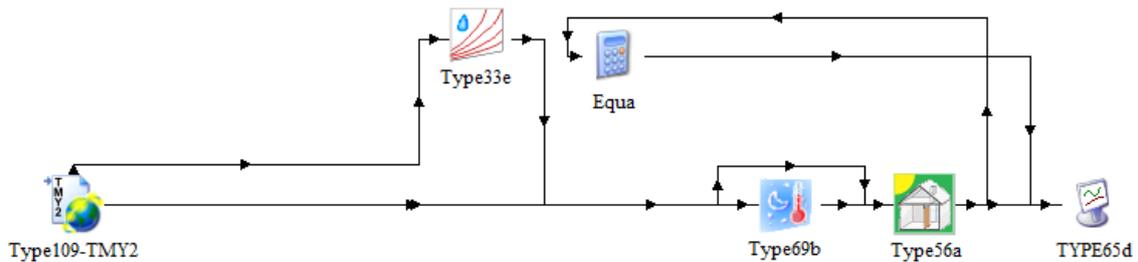
O *software* TRNSYS é uma ferramenta de simulação desenvolvida na Universidade de Wisconsin que permite aos utilizadores definir os componentes do sistema e o modo como estes estão interligados. Foi originalmente desenvolvido para o estudo e simulação de sistemas solares térmicos tendo sido, ao longo dos anos, actualizado, sob a forma de extensões, e actualmente permite a simulação de sistemas solares térmicos, fotovoltaicos e sistemas eólicos.

O programa é composto por uma série de rotinas escritas na linguagem Fortran, denominadas *types*, que contêm modelos que descrevem componentes do sistema. Cada rotina possui os seus específicos dados de saída (*outputs*) e de entrada (*parameters* e *inputs*). Os parâmetros permanecem fixos durante a simulação, enquanto que os dados de entrada variam em função do tempo. Em algumas rotinas, os dados de entrada devem ser fornecidos em ficheiros externos. A sua biblioteca



engloba muitos dos componentes comumente encontrados em sistemas térmicos, bem como rotinas de apoio (para leitura de dados climáticos, conversão de unidades, cálculo da radiação nas superfícies, entre outras).

Para se efectuar a simulação pretendida foi necessário implementar um modelo no programa TRNSYS apresentado na figura 34. Este modelo foi construído tendo em vista os resultados pretendidos e com base em exemplos de simulação existentes na base de dados deste programa.



**Figura 34** - Modelo implementado no software TRNSYS para realizar a simulação pretendida [52].

- **Leitura e processamento de dados climáticos**

O componente *type 109* – TMY2 tem como função efectuar a leitura de dados climáticos em intervalos de tempo regulares a partir duma base de dados, convertendo-os num sistema de unidades desejado e processando a radiação solar de forma a obter a radiação numa superfície com uma determinada inclinação bem como o ângulo de incidência para um número arbitrário de superfícies. Nas simulações efectuadas o *type 109* lê um ficheiro de dados climático no formato TMY2 (formato usado pelo National Solar Radiation Data Base nos E.U.A.), gerados a partir do programa Meteonorm V, e disponível na biblioteca do TRNSYS 16 em Weather\Meteonorm.

- **Efeito da temperatura exterior**

O componente *type 33e* tem como dados de entrada: a temperatura de bolbo seco e a humidade relativa do ar húmido, chama a rotina TRNSYS Psychrometrics e retorna as seguintes propriedades correspondentes ao ar húmido: temperatura de bolbo seco, temperatura do ponto de orvalho, temperatura de bolbo húmido, humidade relativa e entalpia.

O componente *type 69b* determina a temperatura do céu, que é usada para calcular a troca de radiação de ondas longas entre uma superfície externa arbitrária e a atmosfera. A nebulosidade do céu, é calculada com base nas temperaturas de bolbo seco e do ponto de orvalho.



- **Simulação do comportamento térmico de um edifício multizona**

No que se refere aos interesses deste estudo, há uma rotina específica que efectua a simulação do comportamento térmico de um edifício multizona, denominada *type 56*. O método de cálculo de cargas térmicas adoptado pelo *type 56* é o das Funções de transferência de Mitalas e Arseneault [55].

Grande parte dos dados a serem lidos por essa rotina devem constar em dois ficheiros externos (\*.bld e \*.trn). Os ficheiros *bld* e *trn* são automaticamente gerados através de um programa auxiliar, denominado *Bid*. O *Bid* utiliza como dado de entrada um outro ficheiro, em formato texto (\*.bui). O ficheiro *bui* é obtido a partir do Plug-in TRNBuild, uma aplicação do TRNSYS, que permite caracterizar o edifício. O ficheiro *bui* contém praticamente todas as características referentes ao edifício e à sua utilização, tais como as características geométricas, composição da envolvente, dados das superfícies envidraçadas e ganhos internos, entre outros. O ficheiro *bld* possui esses mesmos dados, mas com uma sintaxe específica para leitura pelo *type 56*. Já o ficheiro *trn* contém os coeficientes para as funções de transferência das paredes a serem utilizados no cálculo do comportamento térmico.

- **Visualização dos resultados obtidos**

Os dados de saída padrão do *type 56*, ou seja, a temperatura interior e as cargas de aquecimento e arrefecimento podem ser interligados a rotinas que permitem a sua visualização no ecrã ou em ficheiros de texto. Utilizou-se a rotina *type 65d* que permite visualizar os resultados de forma gráfica durante a simulação.

O software permite escolher a forma como se pretende visualizar os resultados da simulação, sendo apenas necessário programar a rotina “Equa” de acordo com a forma pretendida.

## 4.4. DADOS E PARÂMETROS DE ENTRADA

### 4.4.1. Climatização

O edifício possui um sistema de aquecimento de forma a garantir uma temperatura interior de 20°C na sala e nos quartos. Esta temperatura é capaz de assegurar o conforto térmico segundo a norma ISO 7730 [56].

O conforto térmico resulta da condição mental que expressa satisfação com o ambiente do ponto de vista térmico, ou seja, resulta de um equilíbrio entre o calor gerado pelo metabolismo e o calor perdido pelo corpo. O conforto térmico é um conceito que está associado a uma grande subjectividade, sendo de extrema



dificuldade defini-lo com exactidão. Segundo a ASHRAE (*American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*) [50], pode ser definido como “um estado de espírito que reflecte a satisfação com o ambiente térmico que envolve a pessoa”.

Diversas variáveis podem ser apontadas como factores que afectam este conforto. De acordo com a ASHRAE [50], existem seis factores elementares que devem ser considerados quando do início da definição das condições de conforto térmico. Os seis factores principais são: ritmo metabólico; tipo de vestuário; temperatura do ar; temperatura média radiante; velocidade do ar e humidade do ar.

Não existe qualquer tipo de dispositivo para promover o arrefecimento dos espaços da habitação.

#### 4.4.2. Trocas de calor pela envolvente

- **Caracterização do clima**

Os parâmetros que caracterizam o clima da região em estudo encontram-se na tabela 8 e foram obtidos principalmente a partir do RETScreen, RCCTE e do Meteonorm.

**Tabela 8** - Parâmetros que caracterizam o ambiente da região de Faro [21,37,57].

Parâmetros	Valor considerado
Pressão atmosférica (Type 33e)	1 atm
Humidade relativa (Type 33e)	77.5%
Temperatura de bolbo seco do ar exterior (Type 33e)	6.1°C
Altitude (Type 69b)	8 metros
Temperatura para projecto de aquecimento (Type 69b)	6.1°C
Temperatura de orvalho (Type 69b)	4.4°C
Irradiação solar directa horizontal (Type 69b)	59 kWh/m <sup>2</sup> .mês
Irradiação solar difusa horizontal (Type 69b)	40 kWh/m <sup>2</sup> .mês
Energia solar média mensal incidente numa superfície vertical orientada a sul na estação de aquecimento em Faro (Type 56a)	108 kWh/m <sup>2</sup> .mês
Energia solar média mensal incidente numa superfície horizontal na estação de aquecimento em Faro (Type 56a)	95 kWh/m <sup>2</sup> .mês



- **Dados climáticos**

Tendo em conta que o software TRNSYS não possui na sua base de dados (*Weather*) a informação climática da região de Faro foi necessário recorrer-se a uma outra que os disponibiliza no formato pretendido (TMY2). Estes dados são obtidos a partir do Meteororm V5.1 [57], um software que incorpora informação climática provenientes de cerca de 7400 estações em todo o Mundo e um gerador de dados climáticos sintéticos.

- **Caracterização dos edifícios**

Os valores que se apresentam de seguida, resultantes do levantamento dimensional do projecto de arquitectura, são os necessários para calcular as necessidades nominais anuais de energia útil de aquecimento e as necessidades de electricidade.

Para o estudo foi utilizado um edifício de referência com tipologia unifamiliar (figuras 35 e 36). É constituído por três pisos (cave-garagem, rés-de-chão, 1<sup>o</sup> andar e sótão) e a orientação da fachada principal, a sala, é Sul pois no caso dos edifícios habitacionais em Portugal deve-se privilegiar sempre a orientação a Sul, de forma a garantir todos os dias o acesso a horas de sol no interior de cada habitação. O terceiro piso corresponde ao sótão do edifício (utilizado essencialmente para arrumações) sendo a inclinação das vertentes do telhado de 45°.



**Figura 35** - Habitação unifamiliar, fachada Norte.



Figura 36 - Habitação unifamiliar, fachada Sul.

A vivenda é composta por três quartos, uma sala, uma cozinha e duas casas de banho, uma delas de serviço, sendo a área total de pavimento, aproximadamente, 132 m<sup>2</sup>. A Planta do edifício (pisos 0 e 1) encontra-se representada na figura 37. As dimensões das diferentes zonas da habitação e respectivas áreas de envidraçados encontram-se na tabela 9. Note-se que o pé direito considerado foi de 2.5 m.

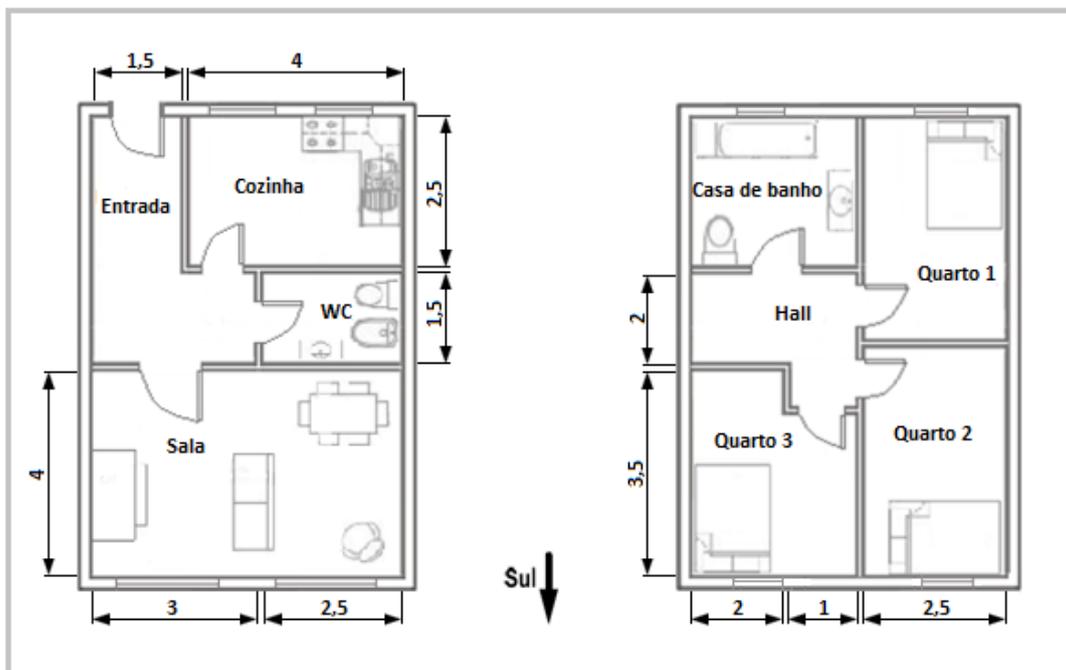


Figura 37 - Planta dos pisos 0 e 1 do edifício em estudo.



**Tabela 9** - Dimensões das diferentes zonas da habitação e respectivas áreas de envidraçados.

Zona da habitação	Área útil (m <sup>2</sup> )	Volume (m <sup>3</sup> )	Área de envidraçados (m <sup>2</sup> )
Sala	22	55	2.5
Cozinha	10	25	1 e 2.5
WC	3.75	9.38	-
Entrada	8.25	20.63	-
Quarto 1	10	25	1
Quarto 2	10	25	1
Quarto 3	10	25	1
Casa de banho	7.5	18.75	1
Hall	6.5	16.25	-

- **Caracterização da envolvente**

As características da envolvente da habitação foram determinadas com base nos requisitos mínimos de qualidade térmica para a envolvente dos edifícios, impostos pelo RCCTE [37]. No referido regulamento, são definidos os valores máximos para os coeficientes de transmissão térmica, U, tal como se apresenta na tabela 10.

**Tabela 10** - Coeficientes de transmissão térmica máximos admissíveis de elementos opacos [37].

Elemento da envolvente	Zona climática		
	I1	I2	I3
<b>Elementos exteriores</b>			
Opacos verticais	1.8	1.6	1.45
Opacos horizontais	1.25	1	0.9
<b>Elementos interiores</b>			
Opacos verticais	2	2	1.9
Opacos horizontais	1.65	1.3	1.2

Para a análise pretendida foram diagnosticados os dados de partida segundo duas vertentes, a caracterização do construído e o detalhe dos pormenores construtivos do edifício, a fim de caracterizar os elementos da envolvente pelo cálculo dos coeficientes de transmissão térmica.

O isolamento térmico tem como função principal o aumento da resistência térmica da envolvente do edifício, de forma a reduzir as trocas de calor entre o edifício e o exterior, reduzindo as necessidades de aquecimento e arrefecimento, assim como o risco de condensações. Alguns dos materiais mais utilizados são os seguintes:



- Poliestireno Expandido (EPS);
- Poliestireno Extrudido (XPS);
- Lã mineral (MW – Rocha, Vidro);
- Cortiça Expandida.

Na tabela 11, encontram-se descritas as características de cada um dos elementos da envolvente. Os materiais constituintes de cada elemento da envolvente e as respectivas propriedades térmicas são apresentados do interior para o exterior das zonas.

**Tabela 11** - Características dos materiais dos elementos da envolvente opaca em Portugal [58,59].

Envolvente opaca	Material	Espessura (m)	$\lambda$ (W/m.°C)	$\rho$ (Kg/m <sup>3</sup> )	C <sub>p</sub> (J/Kg.°C)	U (W/m <sup>2</sup> .°C)	
Parede exterior	Reboco	0,02	1,15	1950	837	0.69	
	Tijolo furado	0,11	0,44	1100	936		
	Caixa-de-ar	0,025	Rar=0,18 m <sup>2</sup> .°C/W				
	XPS <sup>2</sup>	0,02	0,035	32,5	1210		
	Tijolo furado	0,11	0,44	1100	936		
	Reboco	0,02	1,15	1950	837		
Parede interior Tipo 1	Reboco	0,02	1,15	1950	837	2.2	
	Tijolo furado	0,11	0,44	1100	936		
	Reboco	0,02	1,15	1950	837		
Parede interior Tipo 2	Reboco	0,02	1,15	1950	837	2.07	
	Tijolo furado	0,11	0,44	1100	936		
	Azulejo	0,02	0,44	1100	936		
Parede interior Tipo 3	Azulejo	0,02	0,44	1100	936	1.95	
	Tijolo furado	0,11	0,44	1100	936		
	Azulejo	0,02	0,44	1100	936		
Cobertura inclinada	Reboco	0,02	1,15	1950	837	0.66	
	LAC <sup>3</sup>	0,13	0,931	1320	965		
	XPS <sup>2</sup>	0,04	0,035	32,5	1210		
	Telha	0,02	0,44	1100	936		
Laje de pavimento interior	Madeira	0,03	0,15	550	2750	1.76	
	LAC <sup>3</sup>	0,13	0,931	1320	965		
	Reboco	0,02	1,15	1950	837		

<sup>2</sup> Poliestireno Extrudido em Placas

<sup>3</sup> Laje aligeirada de cerâmica



#### 4.4.3. Ventilação e infiltrações

Para o cálculo do número de renovações horárias do ar interior ( $R_{ph}$ ), o Regulamento adopta uma metodologia que começa com a classificação da exposição do edifício ao vento (tabela 12):

Tabela 12 - Classificação da exposição do edifício ao vento [37].

Altura acima do solo	Região A			Região B		
	I	II	III	I	II	III
Menor que 10 m	Exp. 1	Exp. 2	Exp. 3	Exp. 1	Exp. 2	Exp. 3
De 10 m a 18 m	Exp. 1	Exp. 2	Exp. 3	Exp. 2	Exp. 3	Exp. 4
De 18 m a 28 m	Exp. 2	Exp. 3	Exp. 4	Exp. 2	Exp. 3	Exp. 4
Superior a 28 m	Exp. 3	Exp. 4	Exp. 4	Exp. 3	Exp. 4	Exp. 4

**Região A** – todo o território nacional, excepto os locais pertencentes à região B.

**Região B** – Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e as localidades situadas numa faixa de 5 km de largura junto à costa e ou de altitude superior a 600 m.

**Rugosidade I** – edifícios situados no interior de uma zona urbana.

**Rugosidade II** – edifícios situados na periferia de uma zona urbana ou numa zona rural.

**Rugosidade III** – edifícios situados em zonas muito expostas (sem obstáculos que atenuem o vento).

Considerou-se que o modelo de estudo se encontra numa altura inferior a 10 metros acima do solo numa região A, ou seja, a mais de 5 km da costa, e na periferia da cidade (rugosidade II). Tomadas estas opções, concluiu-se que a classe de exposição ao vento do modelo de estudo é do tipo 2.

Seguem-se as questões que constam no Quadro IV.1 do Regulamento (tabela 13 deste estudo):

O primeiro passo é assumir que o edifício em termos de ventilação não verifica a NP 1037-1. Não cumprindo a NP 1037-1, segue-se a classificação da caixilharia de acordo com a norma EN 12207. Essa classificação diz respeito à permeabilidade ao ar das caixilharias onde se assumiu a **classe 2**. Após isto, considerou-se a presença de dispositivos para admissão de ar nas fachadas e a presença de caixas de estores. Assim sendo, chega-se ao valor de  $0.85 h^{-1}$  para o número de renovações horárias do ar interior.



**Tabela 13** - Determinação do número de renovações horárias do ar interior [37].

Classe de exposição	Dispositivos de admissão na fachada	Permeabilidade ao ar das caixilharias (de acordo com a norma EN 12207)								Edifícios conformes NP 1037-1
		Sem classificação Caixa de estore		Classe 1 Caixa de estore		Classe 2 Caixa de estore		Classe 3 Caixa de estore		
		Sim	Não	Sim	Não	Sim	Não	Sim	Não	
1	Sim	0.90	0.80	0.85	0.75	0.80	0.70	0.75	0.65	0.6
	Não	1.00	0.90	0.95	0.85	0.90	0.80	0.85	0.75	
2	Sim	0.95	0.85	0.90	0.80	0.85	0.75	0.80	0.70	
	Não	1.05	0.95	1.00	0.90	0.95	0.85	0.90	0.80	
3	Sim	1.00	0.90	0.95	0.85	0.90	0.80	0.85	0.75	
	Não	1.10	1.00	1.05	0.95	1.00	0.90	0.95	0.85	
4	Sim	1.05	0.95	1.00	0.90	0.95	0.85	0.90	0.80	
	Não	1.15	1.05	1.10	1.00	1.05	0.95	1.00	0.90	

### Considerações a ter em conta [37]:

1- Quando os dispositivos instalados para admissão de ar nas fachadas não garantirem que, para diferenças de pressão entre 20 Pa e 200 Pa, o caudal não varie mais de 1,5 vezes, os valores da tabela 13 devem ser agravados de 0,1.

2 – Quando a área de vãos envidraçados for superior a 15% da área útil de pavimento, os valores da tabela 13 devem ser agravados de 0,1.

3 – Se todas as portas do edifício ou fracção autónoma forem bem vedadas por aplicação de borrachas ou equivalente em todo o seu perímetro, os valores indicados na tabela 13 para edifícios não conformes com a NP 1037-1 podem ser diminuídos de 0,05.

#### 4.4.4. Ganhos térmicos internos

- **Ocupação**

O edifício é habitado por uma família constituída por quatro elementos, dois adultos, um adolescente e uma criança. Na tabela 14, encontram-se os períodos e o local que cada ocupante se encontra no interior do edifício. Esta estimativa foi realizada tendo por base um estudo realizado pela fundação Calouste Gulbenkian em Junho de 2010, intitulado “Monitorização dos consumos para gestão de energia em edifícios” [60]. Refira-se que este estudo inclui gráficos com a potência instantânea consumida ao longo das horas do dia e breves descrições das acções realizadas ao longo do dia, com base nos consumos de electricidade.



**Tabela 14** - Estimativa dos períodos e localização dos ocupantes no interior do edifício [60].

Dia da Semana	Habitante	Cozinha	Sala	Quarto 1	Quarto 2	Quarto 3	Casa de banho
<b>Segunda a Sexta</b>	Homem	7:00-7:30	6:45-7:00 20:00-23:00	23:00-6:30	-	-	6:30-6:45
	Mulher	7:00-7:30 20:00-21:00	21:00-23:00	23:00-6:45	-	-	6:45-7:00
	Rapaz (18 anos)	-	7:15-8:00 21:00-22:00	-	18:00-21:00 22:00-7:00	-	7:00-7:15
	Criança (13 anos)	-	7:30-8:00 18:00-22:00	-	-	17:00-18:00 22:00-7:15	7:15-7:30
<b>Sábado e Domingo</b>	Homem	10:00-11:00	9:15-10:00 11:00-13:00 16:00-24:00	24:00-9:00	-	-	9:00-9:15
	Mulher	9:45-12:00 18:00-19:00	12:00-13:00 16:00-18:00 19:00-24:00	24:00-9:30	-	-	9:30-9:45
	Rapaz (18 anos)	-	12:00-13:00	-	2:00-11:45 13:00-17:00	-	11:45-12:00
	Criança (13 anos)	-	11:15-13:00 17:00-19:00 23:00-24:00	-	-	13:00-15:00 19:00-20:00 24:00-11:00	11:00-11:15

- **Taxa metabólica**

As taxas metabólicas consideradas para esta simulação encontram-se apresentadas de seguida na tabela 15.

**Tabela 15** - Taxas metabólicas consoante a actividade [50].

Actividade	Taxa metabólica (W/m <sup>2</sup> )
Ver televisão	60
Estudar	60
Cozinhar	100
Limpar habitação	120
Dormir	40
Tomar banho	70



- **Equipamentos e iluminação**

De acordo com o RCCTE [37], os ganhos térmicos médios por unidade de área útil de pavimento, para um edifício do tipo residencial, é de 4 W/m<sup>2</sup>, numa base de 24 horas por dia ao longo do ano.

#### 4.4.5. Ganhos solares

- **Envidraçados**

Em Portugal os envidraçados são normalmente duplos e com caixilharia de alumínio, representando, esta última, 15% da área total do envidraçado. As principais propriedades dos envidraçados encontram-se na tabela 16. Em cada janela existe uma cortina interior, transparente de cor clara e persianas de material plástico. Os sombreamentos interiores encontram-se 100% activos durante todo o ano, com um factor solar de 0.39 (RCCTE - Quadro V.4) [37]. Quanto aos dispositivos exteriores de sombreamento, estes encontram-se totalmente abertos durante a estação de aquecimento, maximizando deste modo o aproveitamento dos ganhos solares.

**Tabela 16** - Propriedades principais dos envidraçados em Portugal [55, 59].

<b>Propriedades dos envidraçados</b>	
Número de painéis	2 espessura = 4 mm
Tipo de gás	Ar espessura = 6 mm
Material de caixilharia	Alumínio
Tipo de vidro	Transparente
Condutividade do vidro (W/m.K)	1
Transmissividade solar do vidro	0.693
Reflectividade solar - face exterior	0.135
Reflectividade solar - face interior	0.135
Transmissividade visível do vidro	0.815
Reflectividade visível - face exterior	0.145
Reflectividade visível - face interior	0.145
Transmissividade térmica de radiação infravermelha	0
Emissividade de radiação infravermelha - face exterior	0.89
Emissividade de radiação infravermelha - face interior	0.89
Factor solar do envidraçado	0.751
Factor solar do vão envidraçado com protecção interior	0.63
Factor solar do vão envidraçado com protecção exterior	0.07
Factor solar do vão envidraçado	0.06
Coeficiente global de transferência de calor, U (W/m <sup>2</sup> .°C)	4.5



## 4.5. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Concluída a simulação, segue-se a apresentação (figura 38) e análise dos resultados obtidos a partir da simulação dinâmica efectuada.

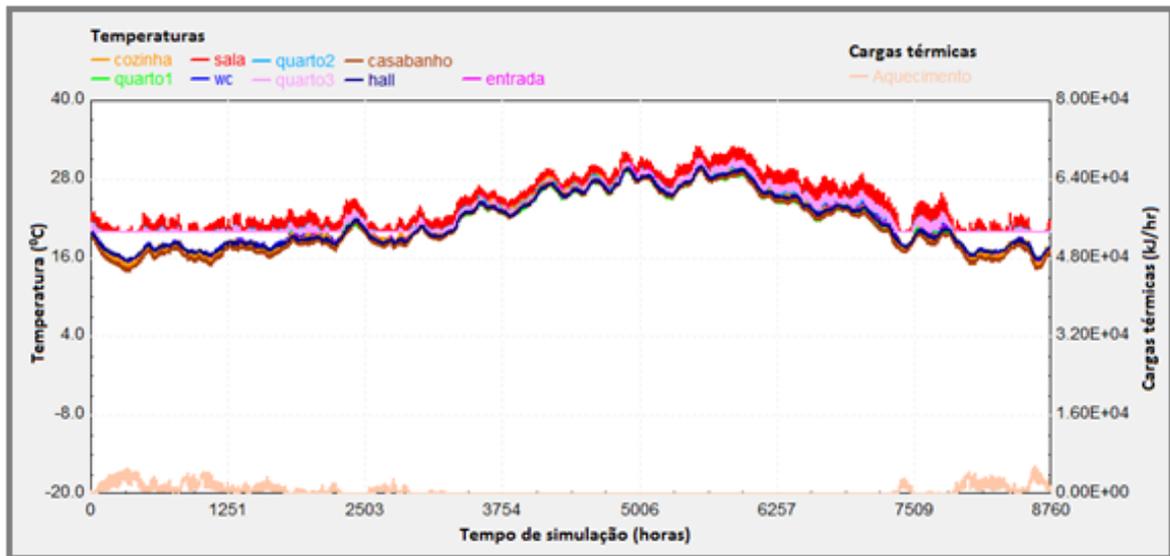


Figura 38 - Resultados da simulação efectuada no software TRNSYS.

É possível constatar na figura 38 que os compartimentos dos edifícios que atingem temperaturas mais elevadas são os que ficam localizados na parte sul da habitação isto deve-se ao facto do número de horas de sol por dia ser superior nesta orientação, como já foi referido anteriormente.

As temperaturas máximas atingidas são no verão, como é óbvio, no entanto não são suficientemente altas para o edifício necessitar de arrefecimento pois existe conforto térmico com estas temperaturas.

Para efeito de dimensionamento dos equipamentos de aquecimento normalmente interessa a carga total máxima – pode haver variações de carga durante o uso dos ambientes – soma de todas as parcelas que compõem a carga. Verifica-se a partir do gráfico anterior que o valor da carga térmica total máxima é de aproximadamente 1.9 kW. Como medida de segurança acrescenta-se um factor de segurança de 10% ao valor obtido pela simulação, assim o valor final utilizado para o dimensionamento dos equipamentos no capítulo 5 será de 2.1 kW.



## 5. Dimensionamento e selecção dos componentes

Este capítulo cobre o dimensionamento e a selecção dos equipamentos utilizados nos sistemas de energia considerados. Refira-se que o dimensionamento dos componentes que constituem os sistemas baseados a hidrogénio (ou seja, configurações 5 e 6) é determinado a partir da simulação do *software* HOMER no capítulo 7. Portanto, no presente capítulo apenas é feita a selecção destes componentes tendo em consideração a aplicação a que estes se destinam - sistemas isolados.

Como já foi referido nos capítulos anteriores, a selecção do sistema de aquecimento que melhor se adapte ao tipo de edifício e envolvente em que está inserido é fundamental para otimizar a sua eficiência daí que a selecção de cada componente seja feita tendo por base as necessidades térmicas do edifício.

Ao longo deste capítulo é feito ainda referência aos custos actuais de aquisição e de instalação dos diferentes componentes no mercado português de forma a avaliar o impacto económico de cada uma das configurações no capítulo 8.

### 5.1. ACUMULADORES ELÉCTRICOS - CONFIGURAÇÃO 1

#### 5.1.1. Dimensionamento

De modo a satisfazer as necessidades térmicas no interior do edifício, descritas no capítulo anterior, é necessária a instalação de quatro acumuladores de calor com uma potência total de 2.1 kW, determinada pelo pico de carga térmica.

De forma a verificar que esta potência determinada é a correcta relativamente à área a aquecer utilizaram-se os valores recomendados para o dimensionamento destes aparelhos disponibilizados pela empresa *Dimplex* (tabela 17). A *Dimplex* é uma empresa Canadiana com mais de 60 anos de experiência e é o maior fabricante de equipamentos eléctricos de aquecimento, exportando para os cinco continentes.

**Tabela 17** - Potências *standard* aconselhadas de aquecimento de acumuladores [61].

Tipo de edifício	Tipo de Isolamento	Potências aconselhadas de aquecimento de acumuladores (W/m <sup>2</sup> ) - Faro
Vivenda	Bom	41
	Médio	48
	Mau	54
Apartamento	Bom	40
	Médio	46
	Mau	52



Considerando o tipo de edifício uma “vivenda” e um “bom” tipo de isolamento chegou-se à potência de 41 W/m<sup>2</sup> para a região de Faro. Tendo em conta as zonas de aquecimento do edifício, ou seja, três quartos com uma área de 10 m<sup>2</sup> e uma sala com 22 m<sup>2</sup> é possível determinar-se a potência do aparelho que neste caso será de 2.13 kW. Este valor, apesar do menor grau de detalhe no seu cálculo, sobretudo a nível das características da envolvente da vivenda, permite aferir a veracidade do valor obtido a partir da simulação dinâmica.

### 5.1.2. Selecção

Optou-se por seleccionar os acumuladores de calor da empresa José de Sousa Mendes, uma vez que se trata de uma empresa em nome individual com muitos anos de experiência, especialista em aquecimento central eléctrico e instalador credenciado de acumuladores de calor *Dimplex*.

A tabela A.2 (Anexo - Tabelas) mostra as principais características e os respectivos preços dos vários tipos de acumuladores de calor eléctricos disponíveis para venda [61,62].

Perante as necessidades anteriormente referidas, escolheu-se quatro mini acumuladores modelo XL6N com uma potência individual de 0.85 kW. Estes são o resultado da versão ultra compacta da gama XLS, levando os benefícios do aquecimento a áreas com baixas necessidades energéticas. São igualmente ideais para complementar o aquecimento em eventuais locais mais frios e onde já existam outros acumuladores de calor, melhorando a eficiência geral do sistema [61]. Portanto, o custo total (aquisição e instalação) dos acumuladores de calor seleccionados é cerca **1175 €** [62].

## 5.2. ESQUENTADOR A GÁS NATURAL - CONFIGURAÇÕES 1 E 2

### 5.2.1. Dimensionamento

O dimensionamento adequado destes aparelhos depende essencialmente do caudal instantâneo máximo de água quente (litros/min.) necessário de forma a satisfazer as necessidades de água quente. Habitualmente este caudal é denominado por capacidade do esquentador (litros) que tem um significado preciso, e está relacionada com a potência útil que o esquentador é capaz de desenvolver em funcionamento à máxima potência. Assim, um esquentador com 11 litros de capacidade por exemplo, significa que o esquentador permite aquecer, por minuto, 11 litros de água com um diferencial de temperatura de 25°C, sendo a temperatura de entrada a 15 °C e a de saída a 40°C [63].



De forma a seleccionar esta capacidade recorreu-se à tabela 18 que nos informa dos caudais suficientes, recomendados e óptimos mediante os diferentes tipos de utilização de uma unidade habitacional.

**Tabela 18** - Capacidades suficientes, recomendadas e óptimas mediante os diferentes tipos de utilização [63].

Pontos de tiragem	Capacidade (litros)				
	5	11	14	17/18	
Simples	Cozinha	Suficiente	Óptimo	-	-
	Lavatório	Suficiente	Óptimo	-	-
	Duche	Suficiente	Recomendado	Óptimo	-
	Banheira	-	Suficiente	Recomendado	Óptimo
Simultâneo	Lavatório + Duche	-	-	-	Recomendado

Escolheu-se a capacidade de 11 litros que corresponde a um valor suficiente para utilização numa banheira, recomendado para um duche e óptimo na cozinha e lavatório. A partir da capacidade escolhida é possível calcular-se a potência do esquentador pela expressão seguinte:

$$Q = \dot{m}_{\text{máximo}} \times Cp_{\text{água}} \times (T_{\text{água consumo}} - T_{\text{água fria}}) \quad (5.1)$$

Onde,

$Q$  - Potência útil do esquentador (kcal/min)

$\dot{m}_{\text{máximo}}$  - Caudal máximo de água simultaneamente (l/min)

$Cp_{\text{água}}$  - Calor específico da água (igual a 1 kcal/kg.°C)

$T_{\text{água consumo}}$  - Temperatura de consumo de utilização (°C) (sugere-se que seja adoptado 40 °C)

$T_{\text{água fria}}$  - Temperatura da água fria do local de instalação (°C).

$$Q = 11 \times 1 \times (40 - 15)$$

$$Q = 275 \text{ kcal/min} = 19.2 \text{ kW}$$

### 5.2.2. Selecção

Optou-se por seleccionar um esquentador da Vulcano Termodomésticos S.A. pois trata-se de uma empresa que apresenta uma vasta gama de esquentadores que permitem uma adaptação perfeita a qualquer tipo de necessidade de AQS [63].



Os esquentadores da gama Inteligente aliam o conforto de uma ignição electrónica à modulação automática da chama, adaptando assim, e de uma forma totalmente automática, a chama às solicitações impostas pelo utilizador. A utilização é simplificada e economiza-se no consumo de gás tornando-se deste modo um equipamento muito eficiente a nível energético.

Assim sendo, o modelo escolhido foi o esquentador inteligente WRB 11 cujo preço é de **205 €** [64]. As suas principais características encontram-se na tabela A.3 (Anexo - Tabelas).

### 5.3. BOMBA DE CALOR - CONFIGURAÇÕES 2 E 5

#### 5.3.1. Dimensionamento e Selecção

A selecção de uma bomba de calor só para aquecimento central é feita, uma vez mais, tendo em consideração o pico da carga térmica. Assim, tendo em conta as bombas de calor existentes no mercado nacional optou-se pela bomba de calor Montreal só de aquecimento que funciona sob o sistema ar/água da empresa ZANTIA.

Optou-se por esta empresa devido à grande variedade de potências apresentadas nos seus catálogos. No catálogo desta empresa existem cinco unidades básicas com as seguintes potências: 5, 7, 15, 19 e 28 kW. Tendo em conta as necessidades energéticas de aquecimento do edifício seleccionou-se a bomba de calor Montreal 5 kW cujas características principais encontram-se na tabela A.4 (Anexo - Tabelas). O custo total (aquisição da bomba de calor e dos radiadores + instalação) é de cerca **2859€** [65].

### 5.4. CALDEIRA A GÁS NATURAL - CONFIGURAÇÕES 3 E 4

#### 5.4.1. Dimensionamento

O dimensionamento da caldeira é feito tendo por base as necessidades de aquecimento e as necessidades de calor adicionais para preparação das águas quentes sanitárias utilizando a equação 5.2:

$$P_{caldeira} = Q_{AQ} (kW) + Q_{AQS} (kW) \quad (5.2)$$

$$P_{caldeira} = 2.1 + 1 = 3.1 kW$$

Onde,

$Q_{AQ}$  - Necessidades de calor para aquecimento central

$Q_{AQS}$  - Necessidades de calor para AQS.



#### 5.4.2. Selecção

Na escolha da caldeira mural teve-se em consideração as baixas necessidades de aquecimento central. Assim, entre as caldeiras disponíveis no catálogo da empresa Baxi ROCA Group, escolheu-se o sistema VSUN das caldeiras Laura PLUS que consiste no único sistema que oferece uma potência mínima de 4 kW, sendo ideal para instalações de produção de A.Q.S. com apoio solar ou para instalações com necessidades reduzidas de aquecimento [66]. Esta característica permite evitar os contínuos arranques e paragens, típicos das caldeiras convencionais, quando as necessidades de potência são baixas. Tudo isto se traduz num aumento da eficiência do sistema e uma redução significativa das emissões de CO<sub>2</sub> e do consumo de combustível.

As características da caldeira escolhida encontram-se na figura A.2 (Anexo - Figuras). O preço total de aquisição da caldeira e dos radiadores incluindo a sua instalação é de **2539 €** (figura A.3, Anexo - Figuras) [67].

### 5.5. COLECTORES SOLARES - CONFIGURAÇÕES 4 E 6

Actualmente existem diversas tecnologias de colectores solares térmicos disponíveis no mercado, facilmente se encontram colectores solares planos, colectores de tubos de vácuo e colectores concentradores parabólicos.

A escolha do tipo de colector solar a utilizar está, fundamentalmente, dependente da temperatura que se pretende obter para o fluido térmico que atravessa o colector e do seu custo. Pode ainda ser tida em conta a dificuldade de instalação ou colocação no local.

Os colectores solares planos de baixa temperatura são utilizados quando se pretende obter temperaturas de fluido térmico inferiores a 80°C, geralmente quando se pretende utilizar a água a uma temperatura de 60°C. Tendo em conta a legislação em vigor (RCCTE) que impõe para os sistemas de aquecimento de águas sanitárias uma temperatura de utilização de 60°C, então a escolha recai, apenas, em colectores solares planos neste estudo [37].

#### 5.5.1. Dimensionamento e Selecção

Para aplicações de águas quentes sanitárias (AQS) e aquecimento central de vivendas isoladas é pouco económico dimensionar o sistema solar para cobrir todas as necessidades de calor ao longo do ano.



Os equipamentos solares não costumam garantir a totalidade do consumo energético, e como consequência é preferível optar por um equipamento solar mais pequeno para fornecer uma parte das necessidades, sendo o restante fornecido por uma fonte de apoio, por exemplo uma caldeira convencional.

Para facilitar o dimensionamento dos colectores solares recorreu-se à tabela 19, disponibilizada pela empresa Immosolar, que permite determinar a área dos colectores solares recomendada (pela empresa Immosolar) em função da área de aquecimento e do número de pessoas que residem na habitação [68].

**Tabela 19** - Área recomendada dos colectores solares em função do n.º de pessoas e área de aquecimento – Immosolar [68].

Aplicação	Nº de pessoas	Área de aquecimento	Acumulação	Área do colector solar	Fracção solar AQS e AQ
AQS + Aquecimento central	2-4	Até 90 m <sup>2</sup>	600L (450/200)	4xcolector (8 m <sup>2</sup> ) IS-PRO	Até
	4	Até 120 m <sup>2</sup>	800L (600/200)	6xcolector (12 m <sup>2</sup> ) IS-PRO	90% AQS e
	4-6	Até 200 m <sup>2</sup>	1050L (850/200)	8xcolector (16 m <sup>2</sup> ) IS-PRO	50% AQ

O Sistema Solar seleccionado apresenta então uma configuração com 4 colectores, perfazendo uma área total de 8 m<sup>2</sup>, com uma potência nominal de 5.6 kW tendo em conta que habita no edifício 4 pessoas e a área a aquecer é de 52 m<sup>2</sup> [68,69]. As características técnicas dos colectores solares escolhidos encontram-se em anexo na figura A.4 (Anexo - Figuras). Além dos colectores solares são necessários, para o correcto funcionamento do sistema solar escolhido, os seguintes componentes:

- 1 x Acumulador combinado IKE-2 650l (450/200)
- 1 x Estação solar FlowCon BL
- 1 x Regulador solar DeltaSol® BS
- 1 x Vaso de expansão ADG 25 litros (circuito AQS)
- 1 x Vaso de expansão ADG 40 litros (circuito solar)
- 1 x Torneira misturadora
- 1 x Kit de conexão de colectores
- 1 x Estrutura de fixação

O custo total deste sistema, incluindo o custo de instalação e os restantes componentes, é de **8996,76 €** (figura A.5, no Anexo - Figuras) + 1530 (custo da caldeira a gás natural) de acordo com o orçamento pedido à empresa Ayasol (empresa colaboradora da Immosolar) instaladora de colectores solares na zona Sul de Portugal [67, 68].



## 5.6. PAINÉIS FOTOVOLTAICOS - CONFIGURAÇÕES 5 E 6

### 5.6.1. Selecção

De entre as empresas com actividade no mercado nacional que comercializam painéis fotovoltaicos, destacam-se a EFACEC, a LoboSolar, a SolarCity e a FF Solar Energias renováveis Lda. Optou-se pela escolha de um painel da empresa FF Solar, uma vez que apresenta na sua página oficial na internet uma lista de preços (actualizada) e as características técnicas dos seus produtos. Após uma análise a esses produtos constatou-se que esta comercializa apenas painéis fotovoltaicos constituídos por células monocristalinas e policristalinas. Para a escolha do tipo de células a utilizar nos painéis, no âmbito deste projecto, bastou efectuar uma comparação rápida entre os tipos de célula disponíveis.

Tendo em conta a diferença significativa de custo entre os painéis constituídos por células monocristalinas e os painéis policristalinos (aproximadamente 317,42 €), bem como a proximidade das suas eficiências (19,1 e 13,8% respectivamente), optou-se por escolher o módulo fotovoltaico BPSolar – série “3” – policristalino 230 W, cujo preço é de **460,36 €** por painel fotovoltaico [29]. As características deste módulo são apresentadas na tabela A.5 (Anexo - Tabelas). Em termos de degradação do desempenho dos módulos, ao longo do tempo de vida, é garantido pelo fabricante que a potência de pico, ao fim de 12 anos, não é inferior a 90% da potência pico nominal e ao fim de 25 anos não é inferior a 80% [70].

## 5.7. INVERSOR DE CORRENTE - CONFIGURAÇÕES 5 E 6

Os inversores utilizados nos sistemas autónomos, conhecidos como inversores para baterias ou inversores autónomos, possuem características bastante diferentes dos inversores utilizados em sistemas ligados à rede, sendo por isso mais caros [71,72]. De acordo com o manual consultado [71], estes inversores devem possuir as seguintes características:

- Gerar uma onda de tensão em CA estável;
- Dimensionado de modo a ter capacidade de alimentar continuamente todas as cargas;
- Capacidade de fornecer correntes de arranque elevadas;
- Elevada eficiência para diferentes condições de carga;
- Fiabilidade elevada;
- Baixa interferência electromagnética;
- Baixo consumo quando não há carga a ser alimentada.



A escolha deste dispositivo recai novamente sobre a empresa FF Solar, visto que esta apresenta uma grande variedade de inversores autónomos, de diferentes marcas e potências. Esta empresa disponibiliza ainda inversores com capacidade de receber energia de outra fonte, como por exemplo de um gerador.

A tabela A.6 (Anexo - Tabelas) apresenta as características técnicas principais de alguns inversores comercializados pela FF Solar, que apresentam maior potencial para a implementação neste projecto devido às suas potências nominais e tensões de entrada [72].

## 5.8. PILHA DE COMBUSTÍVEL - CONFIGURAÇÕES 5 E 6

Pretende-se implementar no sistema H<sub>2</sub> uma pilha do tipo de PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*). Este tipo de pilhas trabalham a temperaturas relativamente baixas, na ordem dos 80 a 100°C e têm uma elevada densidade de energia, podendo variar rapidamente a potência eléctrica que produzem. Podem atingir o ponto de funcionamento óptimo em apenas 3 minutos em condições normais. A gama de potências varia entre os 50 e os 250 kW e devido à baixa temperatura de funcionamento estas pilhas permitem arranques (*start-up*) instantâneos. Essas características fazem deste tipo de células a opção preferencial quando são necessários elevados tempos de resposta, equipamento leve e suficientemente potente. De acordo com a DOE (*Department of Energy - USA*) estas pilhas de combustível são as principais candidatas para veículos utilitários e de serviços, edifícios e aplicações de pequenas dimensões [2].

Actualmente o mercado das pilhas de combustível em Portugal é praticamente inexistente. Após uma pesquisa exaustiva na internet de empresas em Portugal que comercializam pilhas de combustível, constatou-se que apenas a EFACEC e a Self Energy - sistemas de energia S.A. é que o fazem neste momento. De entre estas duas empresas foi seleccionada uma pilha de combustível da Self Energy, devido à parceria existente entre a empresa e a Universidade de Aveiro. Como esta empresa não possui catálogos dos seus produtos no seu *site* oficial teve-se a necessidade de procurar a nível internacional as características das pilhas de combustível pretendidas (figura 39).

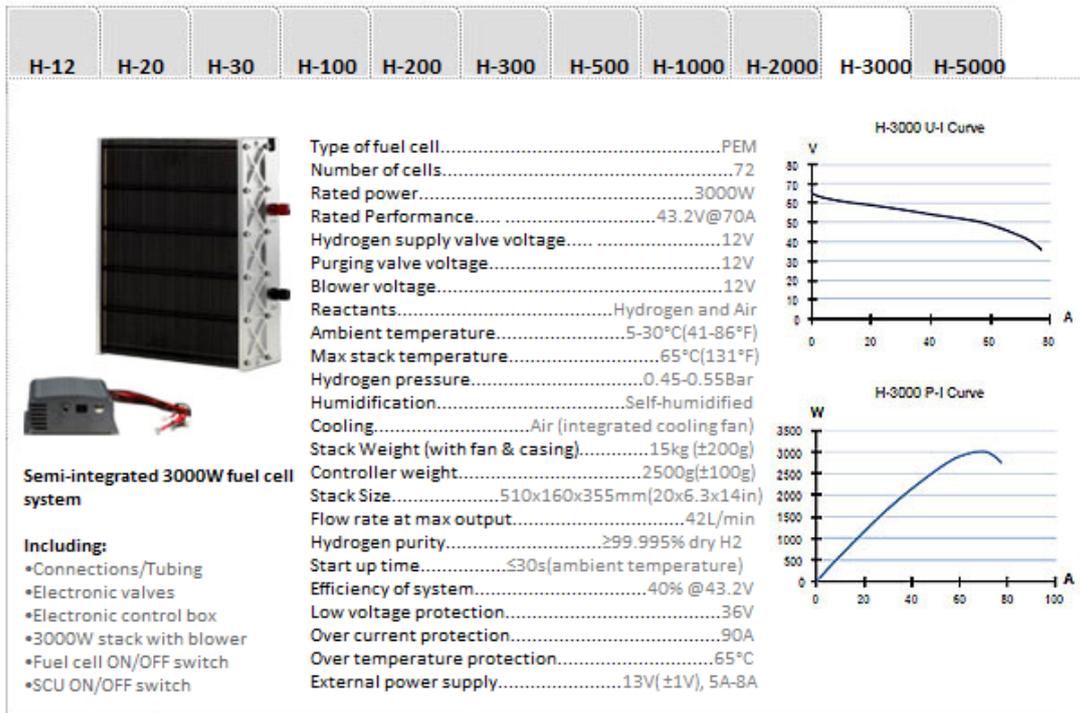


Figura 39 - Características principais da pilha de combustível do tipo PEM válida para este estudo [73].

A partir das características descritas acima é possível obter-se os gráficos das figuras 40 e 41, utilizando o *software* HOMER. O primeiro gráfico corresponde à curva de combustível e relaciona o consumo de combustível (kg/h) e a potência de saída. Esta curva descreve a quantidade de combustível que a unidade consome para produzir electricidade em função da sua potência de saída. Esta relação linear pode ser representada pela equação:

$$F = F_0 Y_{fc} + F_1 P_{fc} \quad (5.3)$$

Onde,

$F$  - É a quantidade de hidrogénio consumido pela pilha de combustível em kg / h;

$F_0$  - O consumo de hidrogénio à potência nominal máxima da pilha de combustível em kg / h.kW;

$F_1$  - É o valor da inclinação da curva de combustível em kg / h.kW;

$Y_{fc}$  - É a potência nominal da pilha de combustível em kW;

$P_{fc}$  - É a potência de saída eléctrica da pilha de combustível em kW.

A magnitude da inclinação da curva de combustível é uma indicação da eficiência da pilha de combustível, ou seja, quanto menor a sua magnitude, mais eficiente é a pilha de combustível. Portanto, é desejável que este valor seja tão pequeno quanto possível.

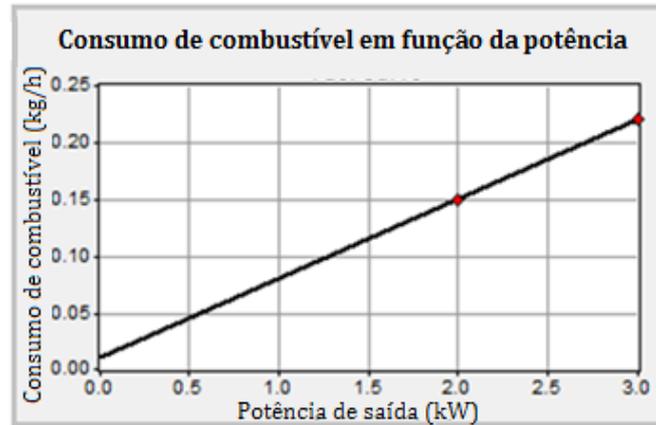


Figura 40 - Consumo de combustível em função da potência da pilha de combustível [22,73].

O gráfico da figura 41 mostra-nos a curva de eficiência da pilha de combustível escolhida. A eficiência eléctrica de uma pilha de combustível é definida como a fracção da energia química do combustível que é convertido em energia eléctrica e pode ser expressa pela equação:

$$\eta_{fc} = \frac{3.6P_{fc}}{\dot{m}_{fuel}PCI_{fuel}} \quad (5.4)$$

Onde,

$\dot{m}_{fuel}$  - Consumo de combustível em  $kg/h$

$PCI_{fuel}$  - Poder calorífico inferior do combustível em  $MJ/kg$

O factor de 3.6 surge porque  $1 kWh = 3,6 MJ$ .

Essa relação pode ser usada para obter a curva de eficiência, como mostrado na figura 41.

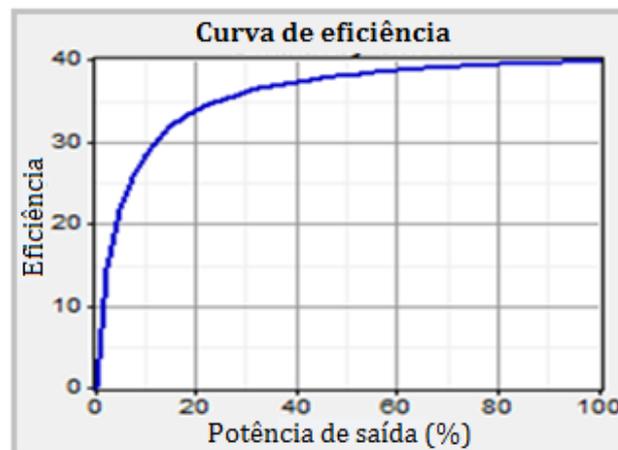


Figura 41 - Curva de eficiência da pilha de combustível [22,73].



Os valores considerados para a análise económica foram obtidos a partir dos valores fornecidos pela empresa Self Energy e Jesus Ferreira. O custo actual de produção de pilhas de combustível de acordo com estas empresas, depende da tecnologia e pode variar entre **1400-2500 €/kW** [74].

A pilha de combustível propriamente dita pode representar cerca de 25% a 40% do custo total do equipamento, o processador de combustível desde 25 a 30%, o subsistema de gestão térmica pode representar entre 10 a 20%, o subsistema de electrónica de potência de 5 a 15% e os subsistemas auxiliares entre 5 a 15% [74].

O custo ainda elevado desta tecnologia, resulta da investigação, do preço dos materiais e dos processos de fabrico, o que tem restringido o uso da tecnologia das pilhas de combustível. A necessidade da utilização de metais nobres como, por exemplo, a platina que é um dos metais mais caros e raros no nosso planeta e a elevada pureza que a corrente de alimentação de hidrogénio deve ter para não contaminar o catalisador explicam o elevado custo actual desta tecnologia [2].

## 5.9. ELECTROLISADOR E COMPRESSOR - CONFIGURAÇÕES 5 E 6

Pretende-se implementar no sistema H<sub>2</sub> um electrolisador do tipo de PEM devido aos motivos já enumerados no capítulo 3. Actualmente, o custo estimado de produção deste tipo de electrolisadores para a produção de hidrogénio é de **600 €/kW** [75].

A compressão de um gás requer energia, que depende do processo termodinâmico utilizado e da pressão final. O gráfico representado na figura 42 mostra que a energia necessária para o processo adiabático é claramente superior à do processo isotérmico. No processo de compressão de hidrogénio a energia necessária é também muito superior à energia necessária para a compressão de metano, o qual requer cerca de 20% da energia do hidrogénio para ser comprimido até 800 bar [47].

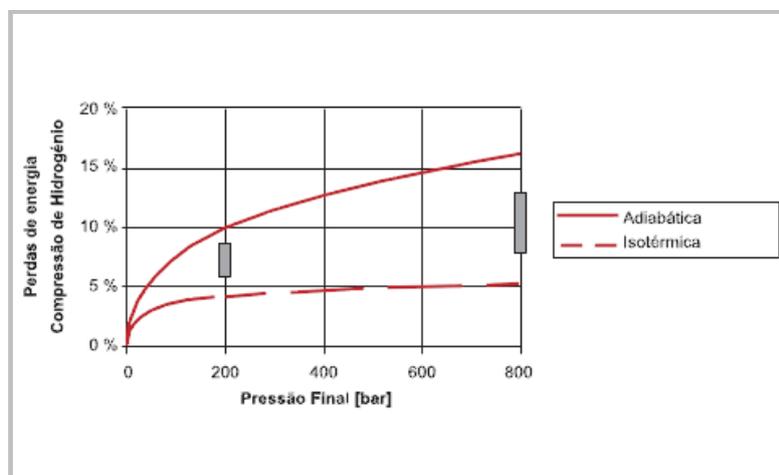


Figura 42 - Perdas de energia na compressão do hidrogénio utilizando o processo adiabático e o isotérmico [47].



O gráfico da figura 43 mostra as diferenças ao nível da energia necessária (em kWh/kg) dos vários compressores existentes actualmente no mercado.

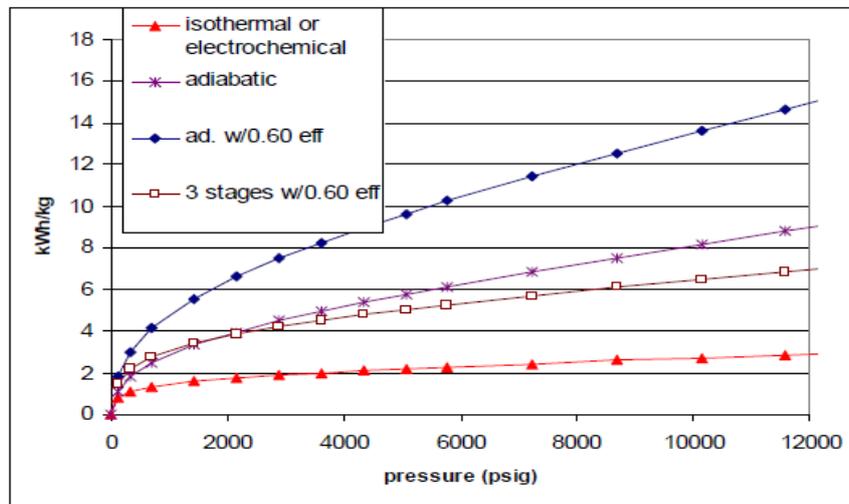


Figura 43 - Potência específica em função da pressão de saída para vários tipos de compressores existentes no mercado [76].

Um compressor electroquímico de hidrogénio oferece várias vantagens importantes relativamente aos compressores mecânicos. Além de muito eficientes devido ao processo praticamente isotérmico que utiliza, estes compressores são silenciosos e necessitam de pouca manutenção [76]. Assim, optou-se por seleccionar um compressor electroquímico de hidrogénio pois este tipo de compressores utiliza um processo isotérmico na compressão deste combustível, logo as perdas de energia, segundo o gráfico da figura 42, são de cerca de 5%.

A empresa HyET (*Hydrogen Efficiency Technologies*) situada em Arnhem, na Holanda, desenvolveu recentemente um compressor electroquímico capaz de comprimir o hidrogénio desde a pressão atmosférica até 800 bar apenas com um estágio de compressão. De acordo com esta empresa isto é o resultado de quase 3 anos de investigação e desenvolvimento desta tecnologia. A próxima fase deste projecto, segundo esta empresa, será aproveitar esta tecnologia de laboratório para lançar este produto no mercado comercial [77].

## 5.10. RESERVATÓRIO DE HIDROGÉNIO - CONFIGURAÇÕES 5 E 6

Os cilindros devem ser feitos com placas finas, utilizando materiais altamente resistentes e de enorme durabilidade. Estes devem ser resistentes ao impacto e á corrosão, leves, competitivos a nível de custo, flexíveis no tamanho e possuírem baixo desgaste. Existem quatro tipos de cilindros, classificados de acordo com o material utilizado [46]:



- **Tipo 1:** Podem ser totalmente feitos de alumínio ou aço;
- **Tipo 2:** Camada fina de aço ou alumínio parcialmente envolta por outro composto geralmente fibras de carbono;
- **Tipo 3:** Camada fina de aço ou alumínio totalmente envolta por outro composto geralmente fibras de carbono;
- **Tipo 4:** Camada de plástico resistente envolta por outro composto resistente.

Os cilindros do tipo 3 são habitualmente os mais utilizados para aplicações com hidrogénio, embora, os cilindros do tipo 4, devido à camada de plástico e não de metal, sendo por isso mais leves (mantendo a elevada resistência) têm imenso potencial. Na figura 44 apresenta-se como exemplo um tanque de armazenamento de hidrogénio de alta pressão, com capacidade de armazenamento de 32 litros com pressões até 700 bar [78].



**Figura 44** - Reservatório/tanque de hidrogénio [78].

De entre os vários fabricantes representados no mercado português, destaca-se a Linde Sógas Lda, que para além dos gases, oferece uma ampla variedade de equipamentos e sistemas destinados ao abastecimento seguro destes produtos. Esta empresa está preparada também para desenvolver em parceria com o cliente uma solução específica consoante a sua necessidade. No entanto, sempre que possível, são utilizados equipamentos padrão (*standard*), o que representa uma vantagem em termos de operacionalidade, manutenção e custo. Os tanques de armazenamento de acordo com esta empresa têm como previsão aproximada de custo de **78€ por 85 kg** [79].





## 6. Necessidades energéticas do edifício

Neste capítulo é feito o apuramento das necessidades energéticas do edifício. Após o dimensionamento e a selecção dos diversos equipamentos de aquecimento central e AQS é possível estimar-se os seus consumos de energia térmica e eléctrica.

A concepção e dimensionamento dos componentes constituintes do sistema H<sub>2</sub> pressupõem a realização de estimativas para a determinação da energia eléctrica consumida pela habitação ao longo de todos os meses do ano. Assim sendo, será necessário definir um perfil de consumo de electricidade por parte dos seus ocupantes e por parte dos seus equipamentos eléctricos.

Uma correcta estimativa das necessidades energéticas é fundamental para realizar uma análise rigorosa nas três vertentes principais: técnica, económica e ambiental. Portanto, este capítulo assume um papel muito importante nos resultados finais deste estudo.

### 6.1. ESTIMATIVA DO CONSUMO DE ELECTRICIDADE DOS ELECTRODOMÉSTICOS E ILUMINAÇÃO

A fase mais importante e complexa do processo de dimensionamento de um sistema autónomo consiste na caracterização dos consumos diários de energia eléctrica. É importante ter em conta o diagrama de carga, de modo a evitar situações de sub-dimensionamento ou situações de elevada redundância fornecida.

Na escolha dos equipamentos, foi tida em conta a figura 45, que representa a taxa de posse de equipamentos domésticos em Portugal. Esta taxa refere-se à taxa de penetração dos equipamentos nas unidades de alojamentos, ou seja, ao número de edifícios residenciais, em termos percentuais, que possuem um determinado equipamento na sua unidade.

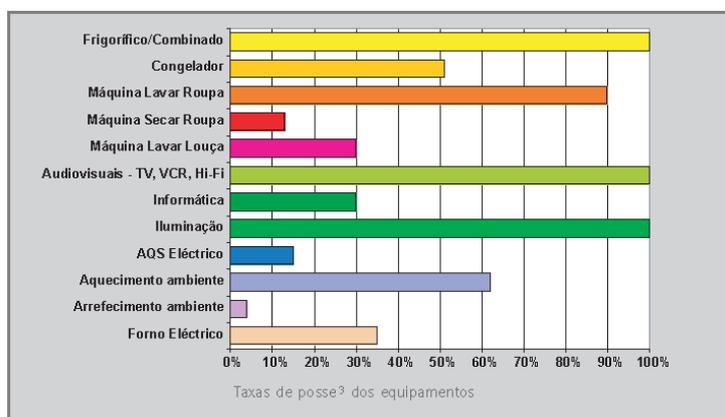


Figura 45 - Taxa de posse dos equipamentos nos edifícios residenciais em Portugal [80].



A estrutura de consumos eléctricos para este estudo foi baseada nesta taxa de posse de equipamentos, na potência de consumo de cada equipamento e nos seus respectivos tempos de utilização diários. Refira-se que estes tempos de utilização considerados estão inteiramente relacionados com a tabela 14 do capítulo 4 cujo título é estimativa dos períodos e localização dos ocupantes no interior do edifício.

Muitos dos electrodomésticos auxiliares de cozinha têm um peso quase nulo no consumo duma habitação, como é o caso da torradeira, máquina de picar, batedeira e faca eléctrica portanto os seus consumos foram desprezados nesta estimativa.

A tabela A.7 (Anexo - Tabelas) mostra-nos os valores estimados dos consumos anuais de cada equipamento, os tempos de utilização diários considerados e as respectivas potências de consumo. A potência dos equipamentos foi retirada da literatura e catálogos de fabricantes.

De acordo com o RCCTE [37] os aparelhos de refrigeração (frigoríficos e arcas congeladoras) e o forno eléctrico têm consumos de referência, visto que os seus consumos se assemelham em qualquer edifício devido ao seu tempo de utilização.

A tabela 20 apresenta o consumo anual em kWh de todos os equipamentos individualmente e o consumo eléctrico total anual que é de **3790 kWh**. Pode-se verificar que a estimativa realizada neste capítulo tem uma boa correlação com a média nacional mencionada no capítulo 1 (4000 kWh/ Ano).

**Tabela 20** - Consumos de todos os equipamentos (valores estimados + valores de referência).

Equipamento	Consumo anual (kWh)
Iluminação	175
Televisão	493
Congelador	650 <sup>1</sup>
Frigorífico	420 <sup>1</sup>
Forno eléctrico	320 <sup>1</sup>
Máq. lavar roupa	511
Máq. lavar loiça	438
Micro-ondas	110
Secador cabelo	110
Portáteis	175
Ferro de engomar	219
Aspirador	73
Outros	100
<b>Consumo Total</b>	<b>3790</b>

1 - Valor de referência [37].



A figura 46 representa o diagrama de carga eléctrica mensal. Este resulta do valor estimado para o consumo anual total eléctrico e do pressuposto que o consumo diário eléctrico utilizado nos electrodomésticos e na iluminação é igual para todos os dias do ano. Sabe-se porém, que na prática este consumo não é constante, contudo o HOMER permite inserir um parâmetro de variabilidade deste consumo em percentagem que ajusta às necessidades eléctricas reais.

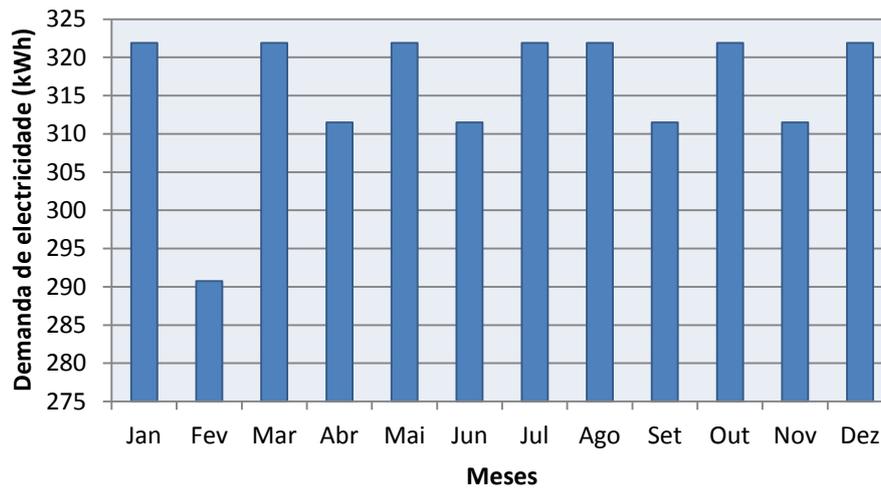


Figura 46 - Necessidades energéticas de electricidade - iluminação e electrodomésticos.

Como referido na introdução deste capítulo será ainda necessário determinar um perfil horário de consumo de electricidade. Nesse sentido, as percentagens horárias do consumo eléctrico, durante um dia completo, são apresentadas na figura 47 e têm por base uma vez mais o estudo realizado pela Fundação Calouste Gulbenkian em Junho de 2010 [60]. Neste estudo é ainda efectuada a distinção entre os consumos de electricidade nos dias de semana e nos dias de fim-de-semana.

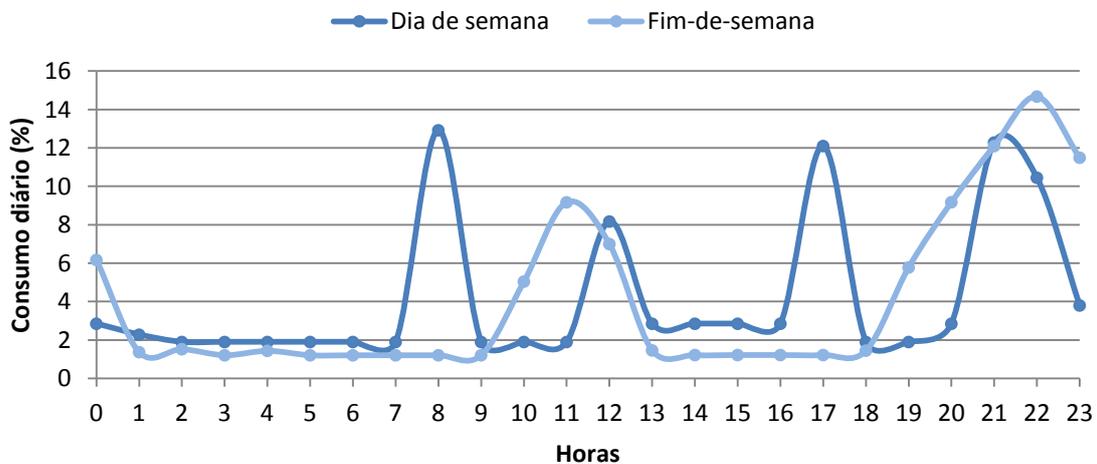


Figura 47 - Perfil de consumo diário (dia de semana e fim-de-semana) de electricidade da habitação.



## 6.2. ÁGUAS QUENTES SANITÁRIAS (AQS)

De forma a avaliar os valores da energia dispendida no aquecimento de águas quentes sanitárias recorreu-se à equação 6.1 que permite calcular a energia necessária para aquecer uma determinada quantidade de água.

$$Q = M_{AQS} \times Cp \times \Delta T \quad (6.1)$$

Onde,

$Q$  – Quantidade de calor (J)

$M_{AQS}$  – Consumo médio diário (litros)

$Cp$  – Calor específico da água (4,186 kJ/Kg°C)

$\Delta T$  – Temperatura final – temperatura inicial (K)

Tendo em conta que o estudo do consumo de águas quentes sanitárias varia bastante conforme o consumidor, utilizou-se o consumo de referência de 40 l de água quente a 60 °C por pessoa e por dia segundo o RCCTE [37].

Normalmente, o aumento de temperatura,  $\Delta T$ , necessário à preparação das AQS toma o valor de referência de 45°C. Este valor considera que a água da rede pública de abastecimento é disponibilizada a uma temperatura média anual de 15°C e que deve ser aquecida à temperatura de 60°C. Neste caso, sabe-se a temperatura média da água da rede logo considera-se,  $\Delta T$ , a diferença entre a temperatura da água potável e a pretendida (60°C) [37]. Nos edifícios residenciais, o consumo médio diário de referência,  $M_{AQS}$ , é dado pela expressão seguinte:

$$M_{AQS} = 40 \text{ Litros} \times n^{\circ} \text{ de ocupantes} \quad (6.2)$$

Na tabela 21 é apresentado os resultados das necessidades de energia mensal para AQS a partir de temperaturas de água potável da empresa BAXI ROCA group [81].

**Tabela 21** - Resultados das necessidades energéticas anuais para AQS.

Meses	N.º dias	Consumo diário (litros)	Temperatura da água pretendida (°C)	Temperatura da água rede (°C)	$\Delta T$ (°C)	Energia diária necessária (MJ)	Energia mensal (MJ)
Janeiro	31	160	60	14,7	45,3	30,3	941
Fevereiro	28	160	60	15	45	30,1	844
Março	31	160	60	15,5	44,5	29,8	924
Abril	30	160	60	16,6	43,4	29,1	872



<b>Maio</b>	31	160	60	17,9	42,1	28,2	874
<b>Junho</b>	30	160	60	19,3	40,7	27,3	818
<b>Julho</b>	31	160	60	20,7	39,3	26,3	816
<b>Agosto</b>	31	160	60	20,7	39,3	26,3	816
<b>Setembro</b>	30	160	60	19,7	40,3	27	810
<b>Outubro</b>	31	160	60	18,1	41,9	28	870
<b>Novembro</b>	30	160	60	16,2	43,8	29,3	880
<b>Dezembro</b>	31	160	60	15	45	30,1	934
<b>Anual</b>							<b>10398</b>

Resulta do quadro anterior uma necessidade energética anual para AQS de 10398 MJ, ou seja, 2888,3 kWh como mostra a figura 48.

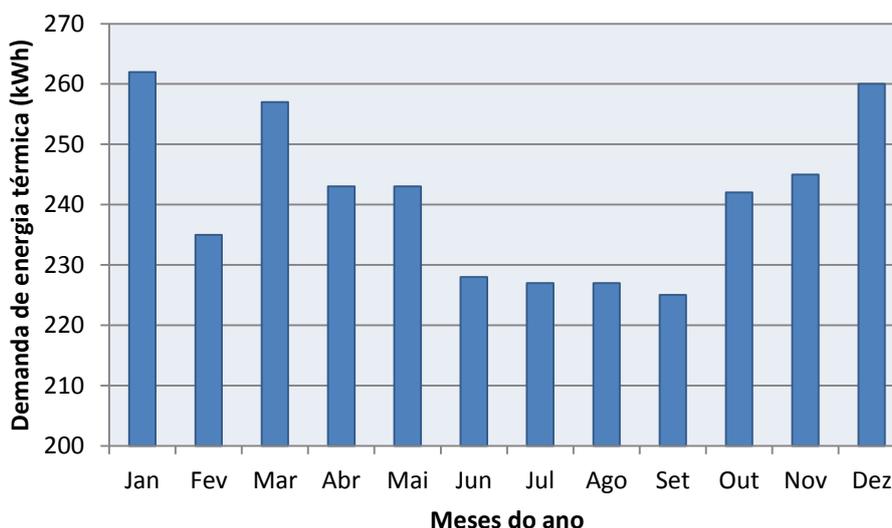


Figura 48 - Necessidades energéticas para AQS (kWh).

## 6.3. AQUECIMENTO CENTRAL

### 6.3.1. Acumuladores de calor

Como já foi referido, uma das principais características de funcionamento deste tipo de aquecimento, baseia-se no facto de estar somente em carga oito horas por dia garantindo, ainda assim, uma temperatura constante durante as 24 horas do dia.



A potência térmica destes equipamentos é variável ao longo do tempo de utilização devido à acção do termóstato, o que nos permite considerar que os mesmos funcionam 80% do tempo (6.4 horas) [30].

Apresenta-se na figura 49 o consumo de energia eléctrica relativo ao aquecimento dos espaços a climatizar durante um período de 8 horas por dia (16:00 às 24:00 horas) ao longo da estação de aquecimento de acordo com o regulamento RCCTE. Os cálculos efectuados encontram-se na tabela A.8 (Anexo - Tabelas) de forma detalhada.

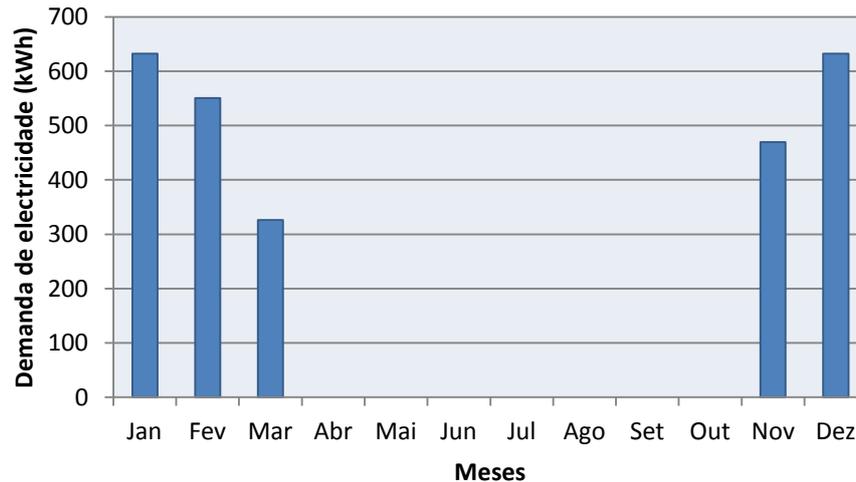


Figura 49 - Necessidades energéticas – aquecimento eléctrico (kWh).

### 6.3.2. Bomba de calor

Como referido no capítulo 4 a bomba de calor deverá fornecer energia térmica ao interior da casa à taxa de 2.1 kW, ou seja,  $\dot{Q}_H = 2.1 \text{ kW}$  de forma que a temperatura no interior de uma habitação se mantenha constante a 20°C.

Da definição de COP descrita no capítulo 3, é possível calcular-se o consumo de energia da bomba de calor utilizando-se a equação 6.3 e sabendo-se o seu COP.

$$|\dot{W}_{in.}| = \frac{|\dot{Q}_H|}{COP} = \frac{2.1}{2.8} = 0.75 \text{ kW} \quad (6.3)$$

Vê-se, portanto, que cerca de 64% da energia térmica a transferir para a casa advém, não de energia (eléctrica ou outra) requerida pelo compressor, mas do próprio ambiente exterior, que actua como fonte fria. As necessidades de aquecimento da bomba de calor encontram-se na figura 50 e os cálculos efectuados apresentam-se em anexo na tabela A.9.

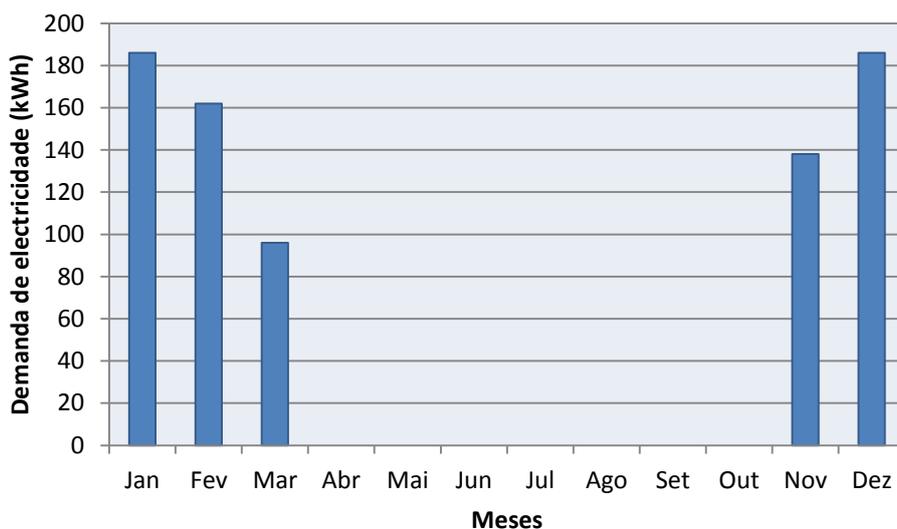


Figura 50 - Necessidades energéticas - aquecimento bomba de calor (kWh).

## 6.4. AQUECIMENTO CENTRAL E AQS

### 6.4.1. Caldeira a gás natural

As necessidades de aquecimento central e AQS da caldeira a gás natural foram determinadas tendo por base as necessidades de aquecimento da habitação e as necessidades de AQS determinadas anteriormente e encontram-se na figura 51. Os cálculos efectuados apresentam-se na tabela A.10 (Anexo - Tabelas).

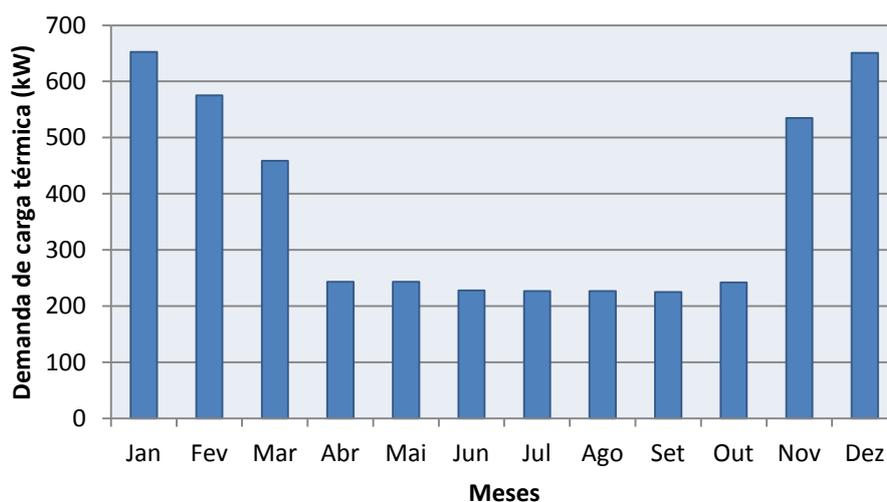


Figura 51 - Necessidades energéticas - aquecimento central e AQS (kWh).



#### 6.4.2. Caldeira a gás natural e colectores solares

As necessidades energéticas do aquecimento central e AQS utilizando a caldeira e os colectores solares (figura 52) resultam da simulação efectuada no *software* SOLTERM e dos cálculos efectuados para as necessidades de AQS (tabela A.11, Anexo - Tabelas).

O SOLTERM criado pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI) é um programa de análise de desempenho de sistemas térmicos e fotovoltaicos, ajustado unicamente às condições climáticas e técnicas de Portugal [82]. A análise de desempenho de um sistema solar é feita neste *software* via simulação energética sob condições quase estacionárias, ou seja, são simulados os balanços energéticos no sistema em intervalos curtos de 10 minutos, durante os quais se considera constante o estado do ambiente e o do sistema. Nestas simulações são usadas informações sobre: configuração / dimensionamento do sistema; estratégias de controlo e operação; radiação solar horizontal e temperatura ambiente em base horária; obstruções e sombreamentos; características técnicas dos componentes; consumo (ou carga térmica) do sistema em base horária média mensal.

A análise do desempenho de sistemas solares neste programa é feita de acordo com as seguintes etapas: clima e local, definição do sistema solar, análise energética, análise económica e benefícios ambientais. Inicialmente, selecciona-se a localização do caso de estudo e definem-se as obstruções do horizonte e sombreamentos que localmente influenciam o sistema. Na segunda etapa, o programa permite seleccionar o sistema solar com que se pretende trabalhar, térmico ou fotovoltaico. Nesta etapa é necessário fornecer informações gerais de configuração e controlo, e parâmetros específicos sobre componentes, ligações, consumos, sistema de apoio, entre outros.

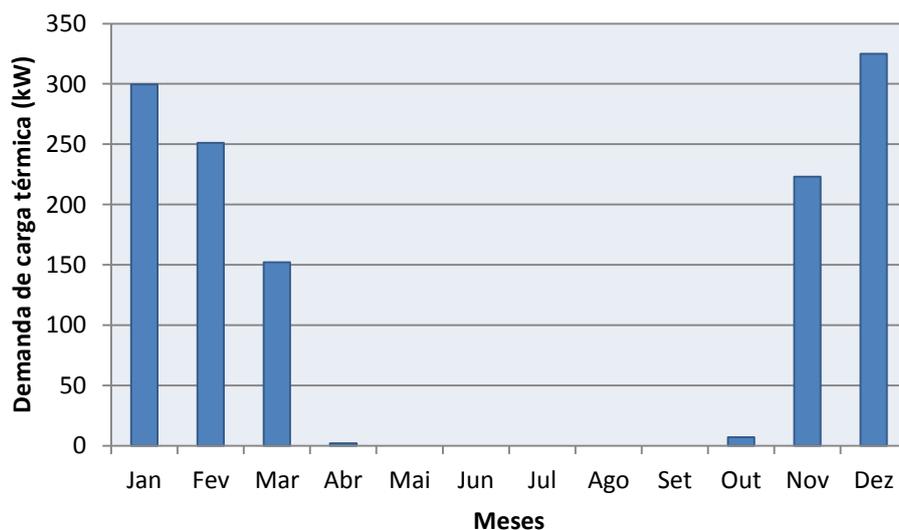


Figura 52 - Necessidades energéticas - aquecimento central e AQS (kW).



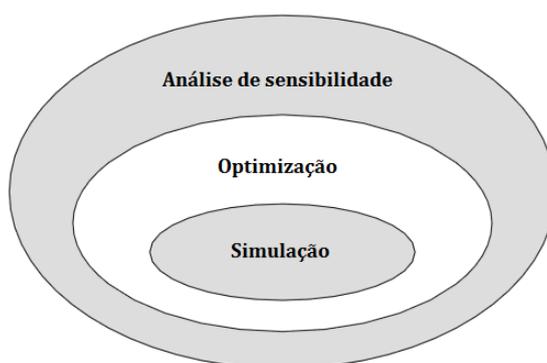
## 7. Simulação no *software* HOMER

Neste capítulo apresentam-se todas as considerações efectuadas e pressupostos considerados que permitiram uma correcta modelização das tecnologias envolvidas neste estudo, nomeadamente sistemas fotovoltaicos, sistemas de produção de hidrogénio e pilhas de combustível. Este capítulo encontra-se dividido em duas partes principais, sendo a primeira parte dedicada aos sistemas típicos portugueses (rede eléctrica, caldeira, esquentador a gás natural, bomba de calor e colectores solares) e a segunda aos sistemas a hidrogénio.

O HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) versão beta [22], que é gratuitamente disponibilizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) foi desenvolvido para auxiliar na concepção e optimização de sistemas de produção distribuída, bem como para possibilitar a comparação entre diferentes tecnologias de produção de energia, permitindo modelizar e simular o seu comportamento físico e económico.

Este *software* tem a capacidade de modelizar sistemas conectados à rede ou isolados, podendo ser constituído por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, micro-turbinas, pilhas de combustível, electrolisadores, baterias e reservatórios de armazenamento de hidrogénio. Este *software* é usado neste estudo para simular a operação do sistema e calcular, para cada configuração, os parâmetros técnicos, económicos e ambientais que o caracterizam.

As três principais tarefas realizadas pelo HOMER são: a simulação, a optimização e a análise de sensibilidade de sistemas de produção de energia. No processo de optimização, são simuladas diferentes configurações dos sistemas em estudo, na procura da solução que satisfaça as condições técnicas exigidas ao menor custo. No processo de análise de sensibilidade, efectuam-se múltiplas optimizações para um variado leque de valores de entrada. A figura 53 ilustra a relação entre simulação, optimização e análise de sensibilidade.



**Figura 53** - Relação entre simulação, optimização e análise de sensibilidade.



## 7.1. DADOS E PARÂMETROS DE ENTRADA – SISTEMAS TÍPICOS PORTUGUESES

### 7.1.1. Recursos

#### Gás natural:

- O preço do combustível (€/m<sup>3</sup>).
- Limitar, caso seja necessário, o consumo de gás natural por ano.

Com base nos dados da Galp energia verificou-se que a empresa fornecedora de gás natural no Sul do país é a Medigás. Desta forma, foi possível apurar a tarifa e o termo tarifário fixo actualmente aplicados, como mostra a figura 54. O termo tarifário fixo refere-se ao valor fixo a pagar por cada dia do mês em que esteve activo o fornecimento, ou seja, corresponde à disponibilidade do serviço, nos moldes definidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O valor é definido em euros/dia ou euros/ mês.

Segmento: Residencial e pequeno terciário		Empresa: Medigás		
Tarifário Medigás - Casa				
Escalão	(m <sup>3</sup> /ano)	Termo tarifário fixo (€/mês)	Energia (€/kWh)	Termo tarifário fixo (€/dia)
Escalão 1	0 - 220	2,68	0,0640	0,0880
Escalão 2	221 - 500	3,57	0,0595	0,1170
Escalão 3	501 - 1.000	5,38	0,0551	0,1764
Escalão 4	1.001 - 10.000	5,82	0,0543	0,1907
Escalão 1 (Tarifa Social)	0 - 220	2,46	0,0610	0,0808
Escalão 2 (Tarifa Social)	221 - 500	2,75	0,0579	0,0901

Aos valores apresentados acresce IVA à taxa legal em vigor. Na Tarifa Social incide um desconto de 13,8% sobre o valor da factura sem IVA.

Figura 54 - Tarifário do gás natural, Medigás [83].

Tendo em conta que é necessário introduzir no software HOMER o custo do gás natural por m<sup>3</sup> (€/m<sup>3</sup>) e o tarifário consultado encontra-se por kWh (€/kWh), assim foi necessário efectuar a conversão. O factor de conversão foi determinado através da seguinte fórmula [84]:

$$FC = PCS \times Fct \times Fcp = PCS \times \frac{273,15}{273,15 + T_{gás}} \times \frac{Pr + 1013,25}{1013,25} \quad (7.1)$$



Onde,

**PCS** - Poder Calorífico Superior do Gás Natural. Valor correspondente à média aritmética dos valores de PCS mensal, relativos a todos os meses já concluídos e englobados no período de facturação. Os valores de PCS mensal são determinados pela média aritmética dos valores de PCS diário correspondentes.

$T_{gás}$  - Temperatura média da zona de distribuição;

**Pr** - Pressão relativa de fornecimento.

No passado dia 30 de Setembro, a **Lei 51-A/2011** retirou a electricidade e o gás natural da Lista I anexa ao Código do IVA (verbas 2.12. e 2.16), que assim passaram, a partir de 1 de Outubro de 2011, a ser tributados à taxa normal de IVA (23% no continente e 16% nas Regiões Autónomas). Assim sendo, todos os valores das tarifas consideradas neste estudo devem ser acrescidos de um IVA de 23% que corresponde à taxa actualmente em vigor de acordo com o Diário da República [85].

#### 7.1.2. Eficiência esquentador e caldeira [63, 66]:

Esquentador – 88%

Caldeira – 93,4%

#### 7.1.3. Rede eléctrica

##### Emissões:

Nesta secção, são introduzidos os factores de emissão da rede eléctrica. Os valores utilizados correspondem aos dados disponibilizados pela EDP no relatório de sustentabilidade de 2011. Estes valores irão permitir efectuar a análise ambiental.

A electricidade comercializada pela EDP em 2011 teve origem, maioritariamente em centrais instaladas no nosso país, utilizando fontes convencionais (termoeléctricas a carvão, gás natural e fuelóleo) e fontes renováveis (hidroeléctricas, eólicas, de biomassa e fotovoltaicas). A restante energia correspondeu a energia eléctrica importada, que incorpora uma parcela de energia produzida em centrais nucleares [86].

As emissões específicas representam a quantidade de emissões poluentes por unidade de energia eléctrica produzida. Apresentamos abaixo as emissões específicas de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas e resíduos nucleares, associadas à energia eléctrica comercializada pela EDP durante o ano de 2011 (tabela 22) [87].



**Tabela 22** – Emissões específicas dos poluentes resultantes da produção de electricidade [87].

Poluente	Emissões específicas (Gramas/kWh)
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	240.17
NO <sub>x</sub>	0.19
SO <sub>2</sub>	0.09
Produção específica de resíduos	6.1
Partículas	0.010

### Tarifas:

É a modalidade de tarifação que o cliente de electricidade pode escolher entre as disponíveis para a sua potência contratada. Nomeadamente, para baixa tensão normal, existem a tarifa simples, a tarifa bi-horária e a tarifa tri-horária.

A tarifa de energia eléctrica utilizada pela maior parte dos consumidores portugueses é a tarifa simples. Esta tarifa caracteriza-se pelo encargo da potência (que varia com a potência contratada) e pelo encargo de energia que é facturada a um valor constante qualquer que seja a hora do dia.

A potência contratada depende da quantidade de equipamentos eléctricos instalados (iluminação, electrodomésticos e aparelhos de aquecimento e arrefecimento eléctricos) e da simultaneidade com que estes são utilizados. Por exemplo, a mesma casa tem uma simultaneidade diferente de utilização de electrodomésticos consoante seja ocupada por duas ou por quatro pessoas.

Para estimar a potência a contratar é necessário ter uma ideia da potência dos equipamentos mais potentes da habitação e saber se existem ocasiões em que estes se encontram ligados em simultâneo. Em caso afirmativo, a soma das potências destes equipamentos acrescida de uma potência para iluminação deve ser tomada como a potência base de referência para escolher a potência contratada, entre as potências padrão disponíveis. Neste estudo considerou-se uma potência contratada de 6,9 KVA. O termo tarifário fixo que se refere ao valor fixo a pagar por cada dia do mês em que esteve activo o fornecimento é de 11 euros/ mês [88].

Na configuração 1 considerou-se a tarifa bi-horária (figura 55), uma vez que as pessoas que optam pelos acumuladores de calor querem aproveitar ao máximo as suas vantagens. A principal diferença desta factura reside na facturação de energia. Ao contrário da tarifa simples, onde só existe um período de facturação, a tarifa bi-horária é constituída por dois períodos de facturação:

- Horas fora de vazio (00:00 – 08:00 e 22:00 – 24:00): **€ 0,1448 /kWh;**
- Horas de vazio (08:00 – 22:00): **€ 0,0778 /kWh;**

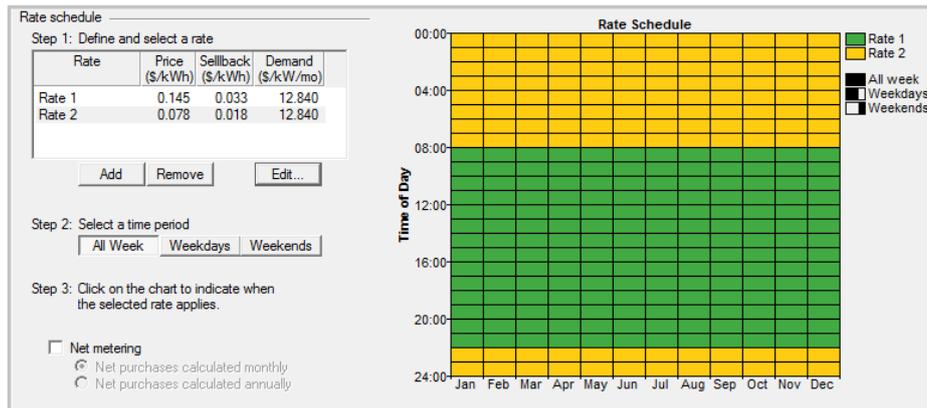


Figura 55 - Tarifário utilizado na configuração 1 [88].

Nas configurações 2, 3 e 4 consideraram-se a tarifa simples como ilustra a figura 56.

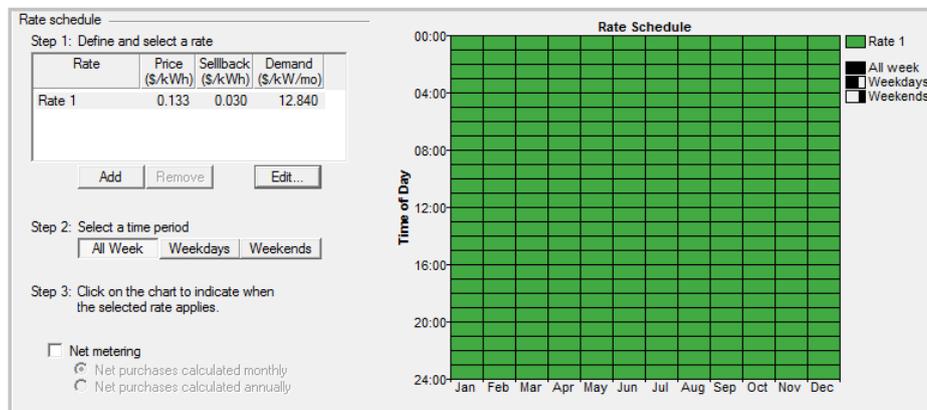


Figura 56 - Tarifário utilizado nas configurações 2, 3 e 4 [88].

#### 7.1.4. Carga eléctrica pedida (demanda de carga eléctrica)

- Escolher o tipo de corrente da carga eléctrica pedida. Neste caso escolheu-se corrente alternada pois corresponde à corrente utilizada no consumo de electricidade da habitação.

- A carga eléctrica pedida durante os dias de semana e os fins-de-semana (em média) ao longo de todos os meses do ano de acordo com as necessidades determinadas no capítulo 6.

#### 7.1.5. Carga térmica pedida (demanda de carga térmica)

- A carga térmica (kW) pedida durante os dias de semana e os fins-de-semana (em média) ao longo de todos os meses do ano de acordo com as necessidades calculadas no capítulo 6.



### 7.1.6. Outros dados:

#### Económicos:

- Os juros relativos ao empréstimo bancário.
- O tempo de vida dos sistemas de energia considerou-se de 15 anos. Este valor é muito importante na medida em que permite verificar se existe retorno (“payback”) do investimento total inicial. Este valor é também utilizado para calcular os custos de capital e de substituição anuais, assim como o custo total líquido do sistema.
- A taxa aplicada ao sistema (por kWh) se houver falta de energia ao longo do ano. Neste projecto esta taxa é nula pois a electricidade produzida não é para venda à rede (EDP por exemplo) mas apenas para consumo próprio da habitação.
- O investimento inicial, bem como o custo de manutenção & operação independentemente do tamanho ou arquitectura do sistema implementado.

De seguida, descreve-se de forma detalhada o investimento inicial e os seus custos associados à manutenção e operação de cada configuração. O HOMER apenas permite inserir o custo do gás natural (€/m<sup>3</sup>) e limitar, caso seja necessário, o consumo de gás natural por ano, sendo assim utilizou-se a subsecção “custos de operação & manutenção (€/ano)” da secção “económicos” para introduzir o termo tarifário fixo relativo ao consumo de gás natural (figuras 57, 58, 59 e 60).

#### Configuração 1

As resistências eléctricas pela temperatura que atingem sofrem desgaste natural ao longo dos anos pelo que é necessária a sua substituição. A durabilidade das resistências depende do número de horas de funcionamento contudo nunca é inferior a 3 anos [31].

Admitindo-se uma boa manutenção do sistema, o tempo de vida útil a considerar para os sistemas de aquecimento de águas sanitárias é de aproximadamente 15 anos [64].

O custo de manutenção do esquentador a gás natural por ano considerado neste estudo foi de 55 € de acordo com a empresa Redegás, projecto e instalações de gás. Esta empresa encontra-se em actividade desde 1990 e dedica-se à manutenção preventiva e curativa em equipamentos a gás, multimarca, domésticos ou industriais [89].

A figura 57 mostra o investimento inicial e o custo de manutenção & operação da configuração 1 que resultam da tabela A.12 (Anexo – Tabelas).



HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.  
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="0"/>	{.}
Project lifetime (years)	<input type="text" value="15"/>	{.}
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="1380"/>	{.}
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="207.68"/>	{.}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	{.}

Figura 57 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 1 [22, 31, 64, 89].

### Configuração 2

As bombas de calor funcionam praticamente sem manutenção, no entanto é recomendado pelas empresas uma verificação periódica a fim de garantir que o sistema está a funcionar nas melhores condições operacionais e a substituição de alguns componentes. De 8 em 8 anos é recomendado a mudança de carga (40/50 € por cada substituição) e de 3 em 3 meses a mudança de filtro (2 € por cada substituição). Refira-se que o tempo de vida útil das bombas de calor é superior a 15 anos de acordo com o fabricante e literatura consultada [65]. A figura 58 apresenta o investimento inicial e o custo de manutenção & operação da configuração 2 que resultam da tabela A.13 (Anexo – Tabelas).

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.  
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="0"/>	{.}
Project lifetime (years)	<input type="text" value="15"/>	{.}
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="3064"/>	{.}
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="118.98"/>	{.}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	{.}

Figura 58 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 2 [22, 64, 89].

### Configuração 3

O custo de manutenção da caldeira a gás natural de acordo com a empresa Redegás é de 85 euros por ano. Ainda de acordo com esta empresa, a manutenção de uma



caldeira consiste essencialmente na mudança de filtro do óleo, no *reseating* da pressão da água e na limpeza dos queimadores [89]. A figura 59 mostra o investimento inicial e o custo de manutenção & operação da configuração 3 que resultam da tabela A.14 (Anexo – Tabelas).

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.  
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="0"/>	{.}
Project lifetime (years)	<input type="text" value="15"/>	{.}
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="2539"/>	{.}
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="164.44"/>	{.}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	{.}

Figura 59 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 3 [22, 64, 89].

#### Configuração 4

A manutenção do sistema solar é um ponto fundamental para que o sistema tenha um tempo de vida útil prolongado e que se obtenha o máximo rendimento, evitando avarias graves e o desgaste indevido de determinados componentes. Os acordos de manutenção variam de fabricante para fabricante. De acordo com a empresa Jesus Ferreira deve-se considerar um custo de 15 €/kW<sub>t</sub> (quilowatt térmico) anual para a manutenção dos painéis solares térmicos [74]. A partir da figura 60 é possível verificar o investimento inicial e o custo de manutenção & operação da configuração 4 que resultam da tabela A.15 (Anexo – Tabelas).

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.  
Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)	<input type="text" value="0"/>	{.}
Project lifetime (years)	<input type="text" value="15"/>	{.}
System fixed capital cost (\$)	<input type="text" value="10526.76"/>	{.}
System fixed O&M cost (\$/yr)	<input type="text" value="166.60"/>	{.}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	<input type="text" value="0"/>	{.}

Figura 60 - Investimento inicial e custo de manutenção & operação – configuração 4 [22, 74, 89].



## 7.2. PARÂMETROS E DADOS DE ENTRADA - SISTEMAS A HIDROGÉNIO

### 7.2.1. Recursos

#### **Radiação solar:**

- Especificar a localização do edifício utilizando o fuso horário, latitude e longitude. O fuso horário seleccionado foi o do Reino Unido tendo em conta que este país possui o mesmo fuso horário de Portugal. Os valores da latitude e longitude considerados nesta simulação foram 37° N e 8° W respectivamente [21].

- A radiação solar média incidente nos painéis solares ao longo do ano, segundo o plano horizontal [25].

### 7.2.2. Outros dados

#### **Económicos:**

- Os juros relativos ao empréstimo bancário.
- O tempo de vida do projecto considerou-se de 15 anos.
- O custo total fixo independentemente do tamanho ou arquitectura do sistema implementado.
- O custo total de manutenção do sistema por ano, independentemente do tamanho e arquitectura adoptadas.
- A taxa aplicada ao sistema (por kWh) se houver falta de energia ao longo do ano. Neste projecto esta taxa é nula pois a electricidade produzida não é para venda à rede (EDP por exemplo) mas apenas para consumo próprio da habitação.

#### **Controlo do sistema:**

- A opção acompanhamento de carga (*Load Following*), significa que a pilha de combustível só funciona quando necessário e só gera potência necessária para atender à demanda de carga eléctrica. Neste projecto escolheu-se esta opção por ser ideal em sistemas que utilizam maioritariamente fontes de energia renovável.

- A opção ciclo de carga das baterias (*Cycle Charging*), tende a ser ideal para sistemas que não privilegiem as fontes de energia renovável. O gerador funciona na sua capacidade total sempre que seja necessário, o seu funcionamento e a energia excedente é armazenada em baterias. Assim sendo, optou-se por não escolher esta opção.

- Nesta simulação optou-se por não seleccionar a opção que permite que o *software* considere sistemas cuja capacidade total do gerador seja menor que o pico



da carga eléctrica pedida, logo qualquer sistema que não cumpra com este requisito é considerado inviável.

#### **Emissões:**

- O custo das taxas aplicadas às emissões libertadas pelo sistema por tonelada. Estas não foram consideradas por não haver actualmente legislação específica para os limites de emissões.

- Os limites a impor na libertação de emissões por ano em kg.

As emissões libertadas no fabrico dos vários equipamentos do sistema não devem ser contabilizadas na simulação, logo estas configurações estão alheias a qualquer taxa ou limite na libertação de emissões.

#### **Restrições:**

- O valor máximo admissível de falta de capacidade de satisfazer os consumos de electricidade da habitação. Quando este valor é zero, o *software* ajusta o sistema para responder ao maior pico de demanda do ano. Porém, este pode ser muito díspar do resto do ano, obrigando o HOMER a modelar um sistema muito maior do que o necessário, pois vai funcionar durante o resto do ano com uma carga muito pequena. Permitir pequenas faltas de energia faz com que o *software* modele um sistema mais adequado à demanda média, mas que pode não suportar um destes picos de demanda muito grandes. Tendo em conta que não se pretende que haja falta de electricidade na habitação optou-se por considerar este valor de 0% nestas simulações.

- O valor mínimo permitido da fracção anual renovável, ou seja, a fracção entre a energia renovável total e a energia total produzida é de 100%, pois este sistema produz electricidade unicamente a partir de energias renováveis.

- O valor percentual da carga horária que seja capaz de manter o correcto funcionamento perante um súbito aumento de carga. Considerou-se um valor de 10% o que significa que o sistema mantém um correcto funcionamento mesmo que haja um aumento súbito da carga até 10%.

- O valor percentual do pico da carga anual. Este é necessário que seja suficiente para que, por exemplo, se o pico da carga CA for de 40 kW, e queremos garantir pelo menos 8 kW de reserva operacional da CA em todas as horas (talvez para cobrir um motor de 8 kW a partir da carga), define-se então este valor de 20%. Considerou-se um valor do pico da carga anual de 10%.

- O valor percentual da reserva de produção de energia eólica. Um valor de 60% significa que o sistema deve manter uma reserva que seja suficiente para suportar a carga eléctrica pedida mesmo que de repente a produção de energia eólica diminua 60%. O valor considerado para a reserva de produção de energia eólica foi de 40%.



- O valor percentual da reserva de produção de energia solar. Este valor é sempre menor que o valor anteriormente atribuído, portanto considerou-se 20%.

### 7.2.3. Carga eléctrica pedida (demanda de carga eléctrica)

- Escolher o tipo de corrente da carga eléctrica pedida. Neste caso escolheu-se corrente alternada pois corresponde à corrente utilizada no consumo de electricidade da habitação.

- A carga eléctrica pedida durante os dias de semana e os fins-de-semana (em média) ao longo de todos os meses do ano.

#### Variabilidade aleatória:

- O valor da variabilidade ao longo dos dias (em percentagem) considerou-se de 15%.

- O valor considerado da variabilidade ao longo das horas (em percentagem) foi de 20%.

### 7.2.4. Carga térmica pedida (demanda de carga térmica)

- A carga térmica (kW) pedida durante os dias de semana e os fins-de-semana (em média) ao longo de todos os meses do ano.

#### Variabilidade aleatória:

- O valor da variabilidade ao longo dos dias (em percentagem) considerou-se de 15%.

- O valor considerado da variabilidade ao longo das horas (em percentagem) foi de 20%.

### 7.2.5. Inversor de corrente

- Os valores das várias potências a serem consideradas durante a simulação.

- O custo na compra do inversor.

- O custo na substituição do equipamento (valor irrelevante nesta simulação tendo em conta o tempo de vida considerado).

- O custo de manutenção do aparelho por ano. Para o efeito deste estudo foi considerado valores de O&M de 2% do investimento total [19].

- O tempo de vida considerado foi de 15 anos.

- Para efeitos de simulação foi considerado uma eficiência do inversor de 95%.



- Neste projecto não faz qualquer sentido escolher-se a opção “O inversor pode operar simultaneamente com o gerador CA”, visto que na configuração do sistema só existe um gerador de corrente contínua.

- A eficiência escolhida para o rectificador foi de 0%, pois o rectificador faz exactamente o contrário de um inversor, ou seja, converte a carga eléctrica que se encontra em corrente alternada para corrente contínua portanto não é necessário nas configurações a hidrogénio.

#### 7.2.6. Pilha de combustível

##### **Custos:**

- O valor da potência a ser considerada durante a simulação. A dimensão da pilha de combustível foi considerada fixa, devido aos valores de referência considerados pelas empresas fabricantes. Assim sendo, escolheu-se uma pilha de combustível com uma potência de 3 e 2 kW que é suficiente para garantir os picos da demanda de carga eléctrica das configurações 5 e 6 respectivamente.

- O custo do equipamento.

- O custo na substituição do equipamento.

- O custo de manutenção do aparelho por hora. Para o efeito deste projecto foram considerados valores de O&M de 0.003 €/kW [19, 74].

- O tempo de vida considerado foi de 40000 horas [19, 90].

- A pilha de combustível utilizada produz corrente contínua, daí a necessidade da utilização do inversor CC-CA.

- O valor da potência mínima a que o equipamento pode operar, em percentagem da sua capacidade nominal. Considerou-se um valor de 20%.

##### **Combustível:**

- O combustível utilizado é o hidrogénio.

- O consumo de hidrogénio da pilha de combustível à potência nominal máxima e o valor da inclinação da curva de combustível de modo a obter-se o gráfico da eficiência *versus* a potência de saída (em percentagem). O *software* dispõe de uma alternativa de cálculo destes parâmetros, que consiste na introdução dos vários valores relativos ao consumo de combustível da pilha em função das várias potências de saída.

- As pilhas de combustível podem funcionar a gás natural, biogás, metanol ou propanol, no entanto o uso destes combustíveis (hidrocarbonetos) obriga a utilização de um reformador, um equipamento extra na configuração escolhida, que faz diminuir a eficiência global do processo. Assim sendo, a pilha de combustível utilizada neste



projecto, sendo alimentada exclusivamente por hidrogénio, não necessita deste equipamento auxiliar.

- A percentagem de recuperação do calor libertado pela pilha de combustível, que pode ser utilizada para atender à demanda de carga térmica. Neste projecto considerou-se a demanda de carga térmica da habitação, por isso pretende-se recuperar o calor residual do gerador, logo esta percentagem será de 100%.

#### **Cronograma:**

- Durante a simulação, o HOMER analisa se deve ou não operar a pilha de combustível com base no consumo de energia, na economia deste e nas fontes de energia renováveis disponíveis. É possível utilizar as entradas do calendário do gerador para evitar o uso deste, ou forçá-lo a usar em determinados períodos do dia. Neste projecto achou-se conveniente que fosse o *software* a escolher os períodos, tendo em conta os factores anteriormente referidos. Estas restrições que o software permite efectuar são muitas vezes necessárias em habitações que tenham por perto escolas, uma vez que o ruído do gerador pode ser incomodativo. Neste projecto não faz sentido a utilização desta opção, pois o gerador utilizado é uma pilha de combustível que possui um baixo nível de ruído durante o seu funcionamento.

#### **Emissões:**

- A utilização do hidrogénio como combustível num gerador, quando combinado com oxigénio, resulta apenas na libertação de energia eléctrica, calor e de água, não existindo quaisquer emissões de poluentes. Se o hidrogénio for obtido por electrólise com recurso a fontes de energia renováveis, o processo terá de facto emissões nulas, mas se o hidrogénio for obtido a partir de combustíveis fósseis, então as vantagens ambientais não serão tão significativas.

#### **7.2.7. Reservatório de hidrogénio**

##### **Custos:**

- Os tamanhos a considerar em kg.
- O custo do equipamento.
- O custo na substituição do reservatório. (valor irrelevante nesta simulação tendo em conta o tempo de vida considerado)
- O custo de manutenção do equipamento, por ano. Para o efeito deste estudo foi considerado valores de O&M de 5% do investimento total [91].



#### **Propriedades:**

- O tempo de vida considerado foi de 20 anos.
- Especificar o nível do reservatório no início da simulação. Este nível inicial do reservatório pode ser especificado a partir de uma percentagem do tamanho do tanque ou com um valor absoluto em kg. Optou-se por especificar este nível a partir da percentagem do tamanho do tanque e considerou-se um valor de 20%.
- Escolher a opção “Pretende que ao fim de um ano o nível do reservatório seja o mesmo que o considerado no início da simulação?”. Optou-se por seleccionar esta opção, pois é muito importante manter a mesma reserva inicial ao fim de um ano. Este nível inicial torna-se fundamental, na medida em que a carga eléctrica necessária para a habitação não é exactamente igual todos os anos.

#### **7.2.8. Electrolisador**

##### **Custos:**

- As potências a serem consideradas durante a simulação.
- O custo do equipamento - 600 €/kW [41].
- O custo na substituição do electrolisador. A cada 10 anos de funcionamento deve ser efectuada a substituição da pilha do electrolisador, sendo que corresponde a 30% do valor total do electrolisador [92].
- O custo de manutenção do equipamento por ano. Para o efeito deste estudo foram considerados valores de O&M de 5% do investimento total [91].

##### **Propriedades:**

- O electrolisador utilizado neste projecto consome corrente contínua.
- Indicar o valor da potência mínima a que o electrolisador pode operar em percentagem da sua capacidade nominal. Considerou-se um valor de 20%, igual ao valor considerado para a pilha de combustível.
- O tempo de vida considerado foi de 10 anos.
- A eficiência do equipamento em percentagem.

Para modelização do electrolisador foram considerados que os requisitos típicos de energia para estes sistemas variam entre 50 a 56 kWh/kg [3]. Para este estudo foi considerado que um electrolisador necessita de 50 kWh para produzir um kg de hidrogénio. Quando neste estudo é referida a eficiência do sistema, esta resultará da energia requerida pelo mesmo e do poder calorífico superior (PCS) do hidrogénio. Para uma temperatura de 25°C e à pressão atmosférica, o calor de formação da água



líquida, ou a energia libertada quando a água é formada é de 39,4 kWh/kg de hidrogénio, sendo este o valor do PCS do hidrogénio.

$$\eta_{\text{elect}} = \frac{\text{PCS}_{\text{hidrogénio}}}{E_{\text{requerida}}} \quad (7.2)$$

Onde  $\eta_{\text{elect}}$  é a eficiência do electrolisador e  $E_{\text{requerida}}$  é a energia requerida pelo mesmo (kWh/kg). Utilizando a equação 7.2 chega-se assim a um valor de 79 %.

$$\eta_{\text{elect}} = \frac{39,4}{52} = 79 \%$$

Relativamente à necessidade de compressão do hidrogénio, para uma pressão compatível com a pressão admissível para armazenamento, poderá ser exigida uma energia de aproximadamente 5% do valor energético total do hidrogénio a comprimir de acordo com a figura 42 do capítulo 5. Para o sistema completo, englobando electrolisador e compressor, obtêm-se os valores da tabela 23.

**Tabela 23** - Características principais do electrolisador e da compressão [3].

Equipamento	Energia requerida (kWh/kg)	Eficiência (%)	PCS do hidrogénio	Tempo médio de vida (anos)
Electrolisador	50	79	39,4	10
Electrolisador + compressor	52,5	75	39,4	

### 7.2.9. Painel fotovoltaico (PV)

#### Custos:

- As potências a serem consideradas durante a simulação.
- O custo do equipamento.
- O custo na substituição do painel fotovoltaico (valor irrelevante nesta simulação tendo em conta o tempo de vida considerado).
- O custo de manutenção do equipamento por ano. Os valores de O&M de um sistema fotovoltaico podem ser variáveis, normalmente considera-se valores entre 1 a 2% [19]. A empresa que fornece o produto utilizado neste estudo, afirma que não



existem custos de O&M, no entanto foi considerado um valor de 2% do investimento total, como recomendam as boas práticas.

#### **Propriedades:**

- Escolher o tipo de corrente produzida pelo painel fotovoltaico. Neste caso o painel fotovoltaico escolhido produz corrente contínua.

- O tempo de vida em anos. A empresa fabricante admite como tempo de vida do painel escolhido, 25 anos, mas admite que a partir dos 20 anos se reduz consideravelmente a eficiência do PV. Por esse motivo foi considerado um tempo de vida de 20 anos.

- O factor aplicado à potência do painel fotovoltaico para dar conta da redução de energia em condições de funcionamento do mundo real quando comparado às condições de operação em que o produto foi avaliado [93].

- O ângulo em que os painéis são montados em relação à horizontal. Para efeitos de simulação, foi considerada uma orientação do sistema a Sul, com suporte fixo e inclinação igual à latitude + 5° [25].

- O valor do azimute neste caso será zero, tendo em conta a localização da habitação.

- O valor da reflectância ( $\rho$ ), ou seja, a fracção da radiação incidente no painel fotovoltaico reflectida pelo meio envolvente. Considerou-se 20% [93].

- Não foi considerado o efeito da temperatura nesta simulação, visto que a habitação localiza-se em Portugal. A potência de saída do painel fotovoltaico decresce com o aumento de temperatura, a tensão de circuito aberto decresce com a temperatura e a corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos.



## 8. Análise de resultados

Neste capítulo é feita uma análise energética, ambiental e económica dos vários sistemas de energia considerados com o objectivo de identificar as configurações que apresentem os melhores desempenhos nas três vertentes.

### 8.1. ANÁLISE ENERGÉTICA

Tendo em conta o valor otimizado da potência total dos painéis fotovoltaicos para as configurações 5 e 6 (**12 e 8 kW** respectivamente), é possível determinar o número de painéis a utilizar nestas configurações utilizando a equação 8.1.

$$N_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{instalação}}}{P_{\text{pico painel}}} \quad (8.1)$$

Onde  $N_{\text{painéis}}$  é o número de painéis utilizados,  $P_{\text{instalação}}$  é a potência pretendida para a instalação e  $P_{\text{pico painel}}$  é a potência pico do painel. A tabela 24 apresenta o custo total dos painéis fotovoltaicos que inclui os custos associados aos módulos, às estruturas de fixação e instalação.

**Tabela 24** – Custo total dos painéis fotovoltaicos – custo do módulo, estrutura de fixação e instalação das configurações 5 e 6.

Configuração		Preço unitário	Quantidade	Preço total
5	Módulo	460.36 €	53	24399 €
	Estrutura de fixação	600 €	1	600 €
	Instalação	1500 €	1	1500 €
				<b>26499 €</b>
6	Módulo	460.36 €	35	16113
	Estrutura de fixação	500 €	1	500 €
	Instalação	1000 €	1	1000 €
				<b>17613 €</b>

Dependendo da dimensão de cada sistema, podem ser adoptadas várias tipologias de inversores que vão desde a instalação de um único inversor para o sistema, sendo esta tipologia denominada como sistema de inversor central, a instalação de um inversor por cadeia de módulos e a instalação de módulos já com inversores integrados. Na



prática em instalações cuja potência não ultrapasse os 6 kWp a utilização da tipologia de inversor central é aconselhável [24]. Tendo em conta que a potência de instalação dos módulos fotovoltaicos, nas duas configurações a hidrogénio, é superior a 6kWp adoptou-se pela tipologia de um inversor por cadeia de módulos.

Relativamente à escolha dos inversores levou-se ainda em conta as potências optimizadas (**configuração 5 – 3.5 kW e configuração 6 – 3 kW**) e os inversores que foram considerados válidos para este projecto, apresentados no capítulo 5 (tendo em conta a tensão de entrada, tensão de saída e potência máxima). Portanto, escolheu-se dois inversores da série Xtender XTM 1500 - 12 V para a configuração 6 e para a configuração 5 seleccionou-se um inversor XTM 2000 e um XTM 1500 – 12 V da mesma série.

- **Número máximo de módulos em série**

O número máximo de módulos em série num sistema fotovoltaico, é em geral determinado pelo menor valor entre a tensão máxima permitida no inversor ( $V_{cc\ máx}$ ) e a tensão máxima de módulos em série ( $V_{pv\ máx}$ ) a dividir pela tensão de circuito aberto máxima dos módulos fotovoltaicos, calculada para a temperatura mínima das células nas condições de funcionamento STC,  $V_{oc\ máx}(G_{i\ ref}, T_{cel\ min})$  tal como mostra a equação seguinte:

$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor valor } (V_{cc\ máx}, V_{pv\ máx})}{V_{oc\ máx}(G_{i\ ref}, T_{cel\ min})} \quad (8.2)$$

Nas condições referidas a expressão da tensão de circuito aberto, assume a expressão:

$$V_{oc\ máx} = V_{oc\ ref} \left( 1 + \beta(T_{cel\ min} - T_{ref}) \right) \quad (8.3)$$

Habitualmente neste cálculo utiliza-se para o valor da temperatura mínima das células,  $T_{cel\ min} = -10^{\circ}C$ , e atendendo a que  $\beta \cong -0.35\ \%/^{\circ}C$ , a expressão da tensão de circuito aberto máxima dum módulo toma a forma adoptada por alguns guias técnicos:

$$V_{oc\ máx} \cong 1.15V_{oc\ ref} \quad (8.4)$$

Assim sendo, o número máximo de módulos em série é aproximadamente dado por:



$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor valor } (V_{cc \text{ máx}}, V_{pv \text{ máx}})}{1.15V_{oc \text{ ref}}} \quad (8.5)$$

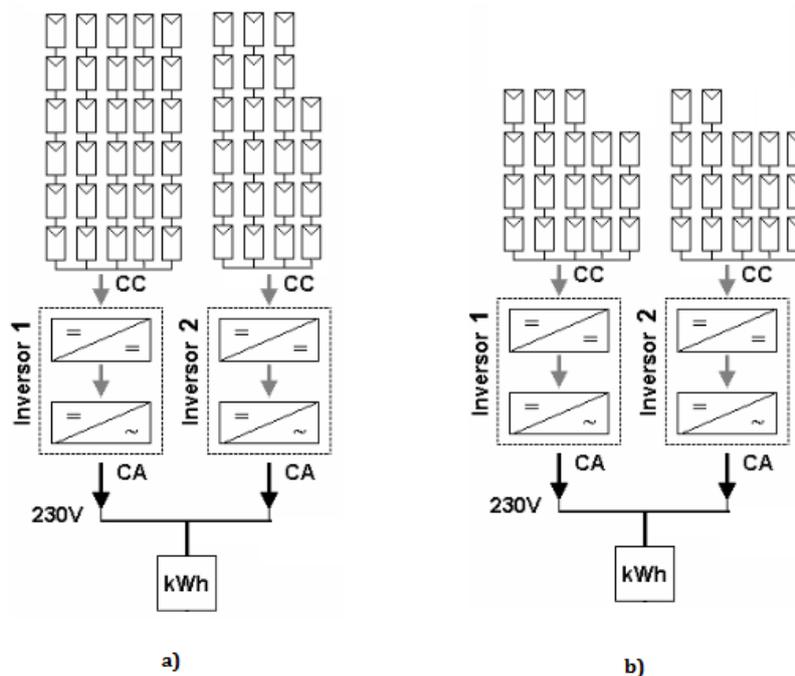
- **Número máximo de ramos em paralelo**

O número máximo de ramos em paralelo ou fileiras, depende da corrente máxima permitida pelo inversor  $I_{cc \text{ máx}}$  e da corrente máxima produzida em cada ramo de módulos fotovoltaicos em série. Portanto, o número máximo de ramos em paralelo é determinado pela equação seguinte:

$$n_{rp} \leq \frac{I_{cc \text{ máx}}}{1.25I_{sc \text{ ref}}} \quad (8.6)$$

De qualquer modo, a configuração final do sistema fotovoltaico, ou seja, o número de módulos em série e em paralelo adoptada, resulta sempre de um compromisso entre, as características técnicas do inversor, as características técnicas dos módulos, a potência pico pretendida e ainda a área disponível para a instalação dos módulos.

Atendendo às características técnicas dos módulos e inversores, o número máximo de módulos em série é de 7 e o número máximo de série em paralelo é de 5, do qual resultam as configurações representadas na figura 61.



**Figura 61** - Disposição dos painéis fotovoltaicos: a) configuração 5; b) configuração 6.



O tamanho otimizado do reservatório segundo as simulações efectuadas é de **22 kg** para as configurações 5 e 6. Portanto é necessário implementar um conjunto de três reservatórios de H<sub>2</sub>, 10 kg a 200 bar cada, que ocupam um volume de 1650 litros (550 litros × 3), podendo ser enterrado utilizando as normas aplicáveis a este caso. A título indicativo poder-se-á dizer que as dimensões exteriores do reservatório serão de um cilindro com 2 m de altura e 0.6 m de diâmetro, ou equivalente [79].

A potência otimizada relativo ao electrolisador de acordo com as simulações efectuadas é de **8 e 4 kW para as configurações 5 e 6** respectivamente. Verifica-se portanto, que uma das potências otimizadas é o dobro da outra. Isto deve-se ao facto do pico da demanda de carga eléctrica ser superior na configuração 5 resultando na necessidade de um número superior de painéis fotovoltaicos e conseqüentemente um maior excesso de electricidade produzida em simultâneo daí a diferença significativa de potências. Aliás, é possível observar-se este facto nas figuras 62 e 63 que mostram a quantidade de electricidade produzida, consumida e excedente por ano para as configurações 5 e 6 respectivamente.

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	21,377	85	AC primary load	4,361	25	Excess electricity	7,325	29.3
Fuel cell	3,634	15	Electrolyzer load	13,096	75	Unmet electric load	164	3.6
Total	25,012	100	Total	17,457	100	Capacity shortage	183	4.0

Figura 62 - Quantidade de electricidade produzida, consumida e excedente por ano – configuração 5.

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
PV array	14,252	84	AC primary load	3,652	27	Excess electricity	3,364	19.8
Fuel cell	2,774	16	Electrolyzer load	9,817	73	Unmet electric load	143	3.8
Total	17,025	100	Total	13,469	100	Capacity shortage	162	4.3

Figura 63 - Quantidade de electricidade produzida, consumida e excedente por ano – configuração 6.

As figuras 64 e 65 representam a acumulação média mensal de hidrogénio ao longo do ano.

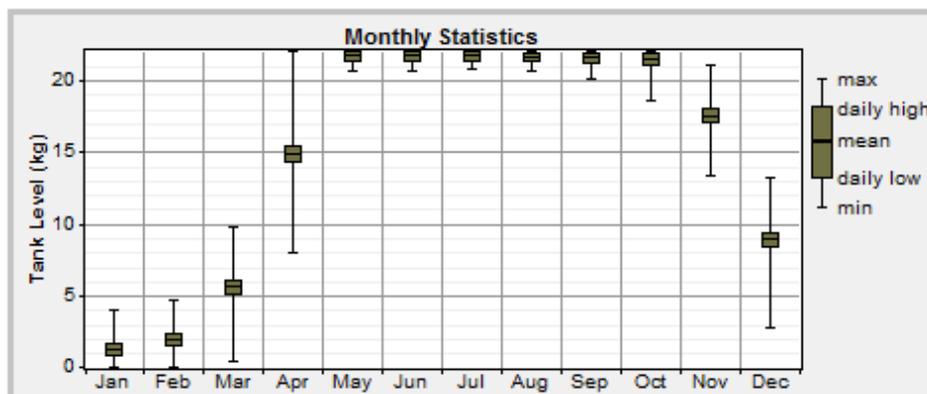


Figura 64 - Acumulação média mensal de hidrogénio ao longo do ano – configuração 5.

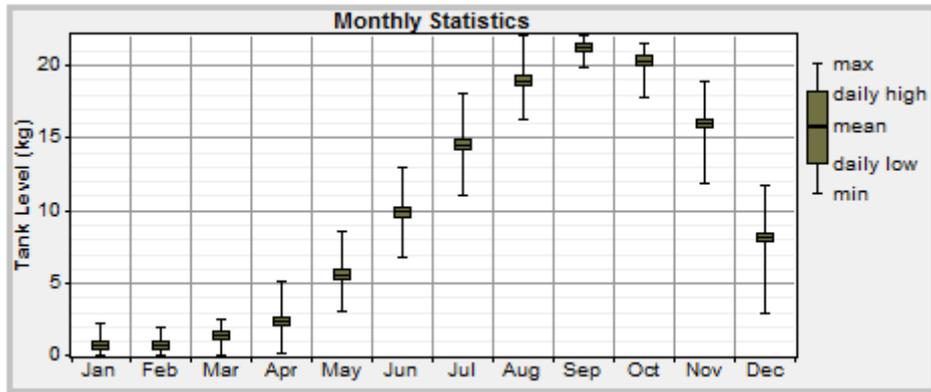


Figura 65 - Acumulação média mensal de hidrogénio ao longo do ano – configuração 6.

As figuras 66 e 67 mostram a produção média mensal de electricidade resultante do sistema fotovoltaico e da pilha de combustível, ao longo de todo o ano para as configurações 5 e 6 respectivamente.

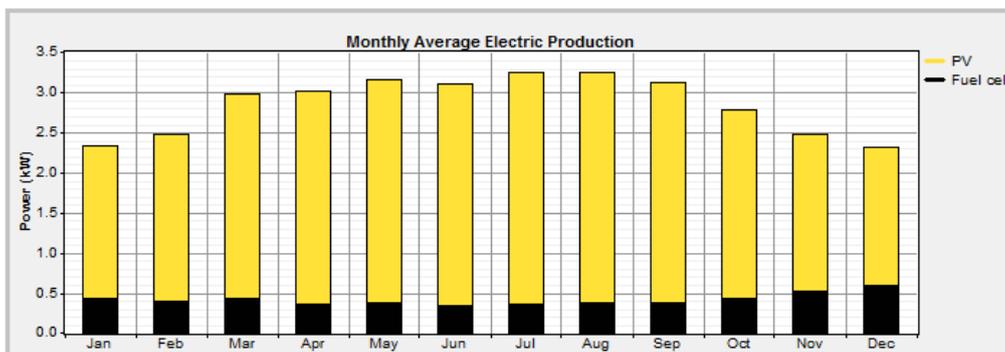


Figura 66 - Produção média mensal de electricidade resultante do sistema fotovoltaico e da pilha de combustível – configuração 5.

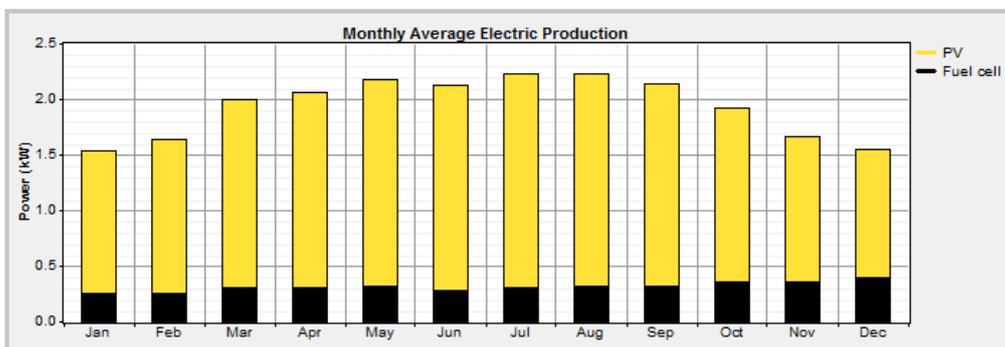
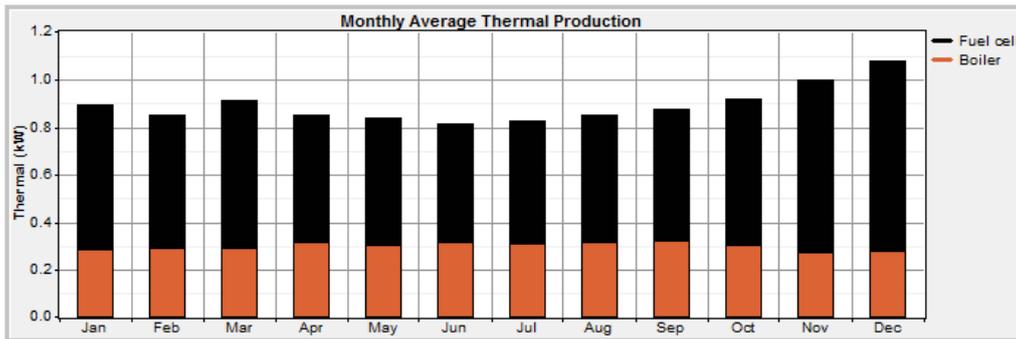
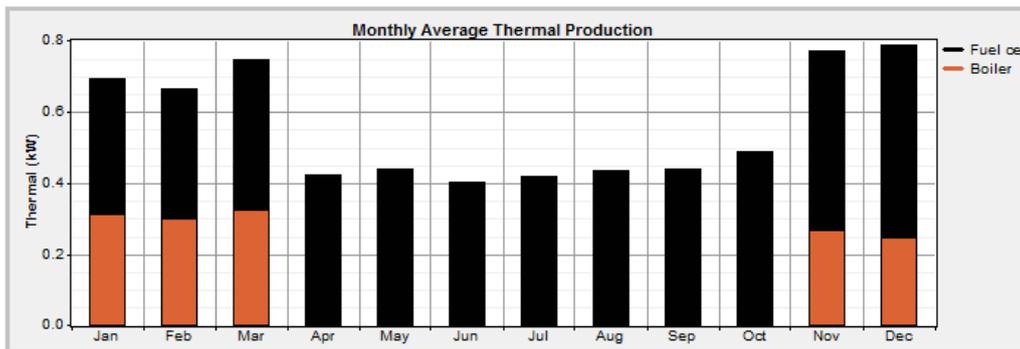


Figura 67 - Produção média mensal de electricidade resultante do sistema fotovoltaico e da pilha de combustível – configuração 6.

As figuras 68 e 69 representam graficamente a produção média mensal de energia térmica resultante da pilha de combustível e da caldeira a hidrogénio, ao longo de todo o ano para as configurações 5 e 6 respectivamente.



**Figura 68** - Produção média mensal de energia térmica resultante da pilha de combustível e esquentador H<sub>2</sub> – configuração 5.



**Figura 69** - Produção média mensal de energia térmica resultante da pilha de combustível e caldeira H<sub>2</sub> – configuração 6.

Depois de efectuada a análise técnica do funcionamento destas soluções combinadas de produção de energia, é necessário ter em conta a vertente ambiental.

## 8.2. ANÁLISE AMBIENTAL

Os valores obtidos das emissões dos principais poluentes de cada configuração encontram-se representados nas figuras 70 e 71. Estes permitem avaliar os impactos ambientais de cada sistema de energia, bem como efectuar uma análise ambiental comparativa entre eles.

Como é do conhecimento geral um dos factores associados ao efeito estufa é o lançamento de gases poluentes na atmosfera, nomeadamente o dióxido de carbono. Por este motivo, representou-se graficamente na figura 70 apenas a emissão deste poluente para cada uma das configurações de forma a facilitar a sua análise.

Através da análise aos sistemas segundo a perspectiva das emissões de poluentes, é possível verificar uma redução destes para todos os casos de estudo que utilizam energias renováveis (configurações 2, 4, 5 e 6) revelando assim o elevado potencial destas tecnologias ao nível ambiental.



Pode-se constatar que, ao contrário do que acontece para as configurações típicas portuguesas, para os sistemas baseados a hidrogénio as emissões de poluentes são nulas. O funcionamento dos sistemas de energia a hidrogénio não engloba qualquer tipo de emissão de poluentes, desde a produção da electricidade, passando pelo seu armazenamento, até ao seu consumo.

Os painéis fotovoltaicos são uma fonte limpa na produção de energia, contudo a produção dos painéis possui emissões e consumos energéticos. Estes valores vão ter relevância não só na produção de electricidade como na produção de hidrogénio por painéis fotovoltaicos. Portanto, para uma análise completa dos impactes ambientais dos sistemas de energia dever-se-ia efectuar uma análise do ciclo de vida de cada componente de modo a contabilizar por exemplo as emissões no fabrico e reciclagem dos mesmos.

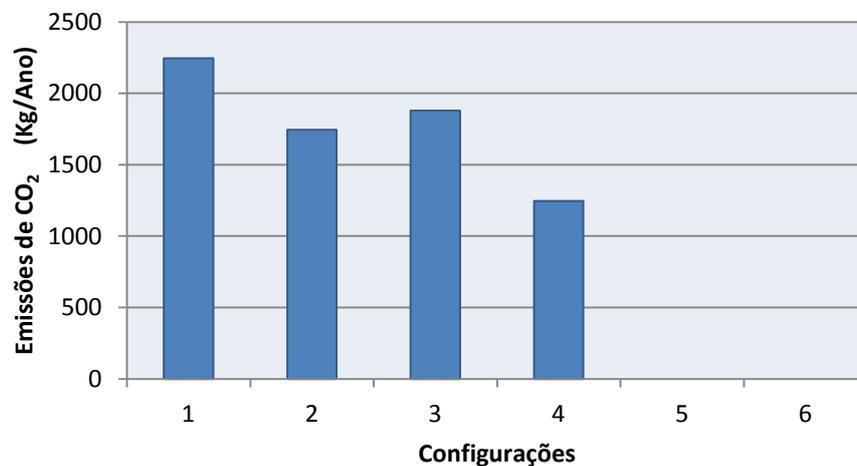


Figura 70 - Emissões de CO<sub>2</sub> por ano das diversas configurações.

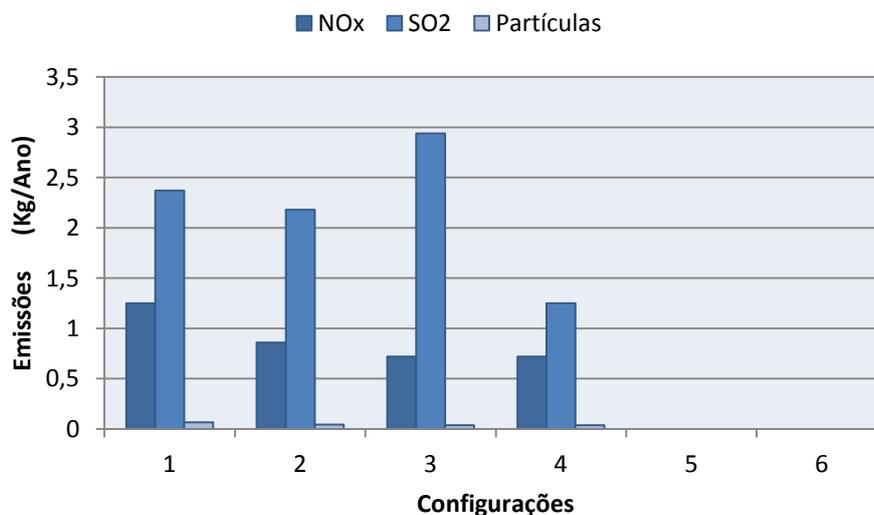


Figura 71 - Emissões de alguns poluentes importantes das diversas configurações.

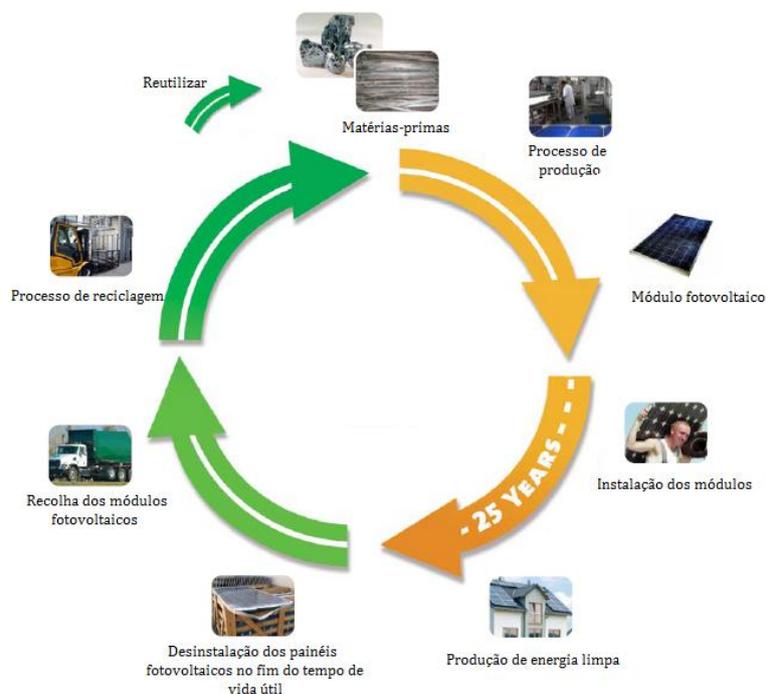


Com o objectivo de reduzir o impacto ambiental dos resíduos fotovoltaicos e gerar uma cadeia de valor bem definida a favor da criação de soluções realmente sustentáveis em todas as fases do ciclo de vida dos painéis, desde a compra das matérias-primas até à sua recolha e reciclagem foi fundada a PV Cycle, em Julho de 2007, por empresas da indústria fotovoltaica [94].

O primeiro e único ponto de recolha certificado em Portugal funciona em Alhos Vedros, na empresa Sunergetic. Desde 15 de Fevereiro de 2011 que a esta empresa oferece aos seus clientes o novo serviço de pontos de recolha oficiais de PV Cycle para devolução dos painéis fora de uso, a fim de serem posteriormente reciclados gratuitamente. Esta política permite uma reutilização responsável dos módulos fotovoltaicos, após concluído o seu ciclo de vida útil. Cerca de 86% dos componentes dos módulos podem ser utilizados para fabricar módulos novos, o que permite que os materiais reciclados possam proporcionar mais 25 anos de vida útil. Espera-se que dentro de cerca de 5 ou 10 anos seja possível reciclar até 96% dos materiais dos módulos [94].

A reciclagem não só beneficia o meio ambiente, mas também ajuda a reduzir a quantidade de energia necessária para fornecer matérias-primas necessárias para o fabrico de módulos fotovoltaicos e, portanto, os custos e os impactos ambientais associados à sua produção.

A figura 72 mostra o ciclo de vida de um módulo fotovoltaico desde a compra das matérias-primas até à sua reutilização após a sua reciclagem, numa forma muito simplificada.



**Figura 72** - Análise do ciclo de vida dos painéis fotovoltaicos [94].



Após a análise ambiental, é seguidamente apresentada uma análise do impacto económico na produção de energia eléctrica e térmica das diversas configurações.

### 8.3. ANÁLISE ECONÓMICA

A correcta avaliação da viabilidade económica dos investimentos em instalações de produção descentralizada de energia eléctrica é condição necessária para que a progressiva implantação das novas tecnologias da energia se faça de modo sólido e convincente.

Adverte-se, desde já, o leitor desta dissertação que aqui se trata apenas de aspectos limitados da economia da energia, portanto discutem-se somente indicadores que, em geral, mais interessam numa análise de viabilidade económica de investimentos em instalações de produção de energia eléctrica de base renovável.

A viabilidade económica de um sistema de energia depende essencialmente do investimento inicial da tecnologia, do custo de produção de energia e dos custos de operação. Outro indicador económico importante que permite avaliar a viabilidade de um sistema é o período de retorno simples (*payback*). Este período representa o número de anos necessários para o investimento inicial ser recuperado. No entanto, este período não tem em conta os lucros gerados depois de recuperados os capitais investidos e ignora o valor do dinheiro no tempo.

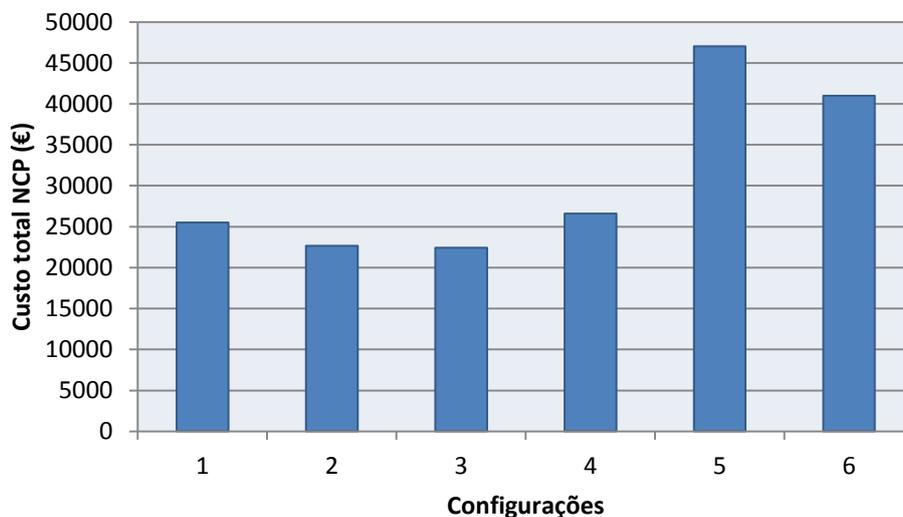
A conjugação destes indicadores permite determinar com uma maior certeza a viabilidade de um investimento. De seguida, define-se os conceitos necessários para a compreensão, análise e avaliação de projectos de investimento neste estudo.

- **O custo de operação por ano (Operating cost, €/ano):** são os custos relativos ao valor despendido durante os 15 anos do projecto em substituição e manutenção dos equipamentos que constituem este sistema.
- **O investimento inicial (Initial capital, €)** é simplesmente o custo total inicial dos vários equipamentos do sistema em estudo.
- **O custo total NPC (Total NPC, €)** corresponde ao custo total do projecto ao longo do seu tempo de vida, portanto engloba o investimento inicial e os custos de operação.
- **O custo de electricidade produzida por kWh (COE, €/kWh)** é o custo na produção de um kWh de electricidade. Para calcular o COE, o HOMER divide o custo anual de produção de electricidade pela produção total de energia eléctrica útil. Este valor é um parâmetro utilizado nesta análise económica para comparar os vários sistemas de energia.



As figuras 73 e 74 representam graficamente o custo total do projecto (NPC) e o custo de electricidade por kWh produzido das diversas configurações respectivamente. É possível verificar que o custo total NPC e o COE são substancialmente mais elevados para os sistemas a hidrogénio quando comparados com os sistemas típicos portugueses. Isto deve-se essencialmente ao estado actual das tecnologias utilizadas nos sistemas a hidrogénio (tais como: electrolisador, pilha de combustível e painéis fotovoltaicos) e ao considerável número de painéis fotovoltaicos necessários para satisfazer as necessidades eléctricas do edifício.

Um aspecto a salientar na análise ao gráfico da figura 73 reside no facto do custo total da configuração 4 ser superior ao da configuração 3. Relembre-se que a configuração 4 utiliza energia renovável solar (colectores solares planos) para satisfazer as necessidades térmicas do edifício pelo que reduz significativamente a quantidade de gás natural, no entanto apresenta ainda assim um custo total mais elevado. Verifica-se portanto que os 15 anos não são suficientes para recuperar o elevado investimento inicial (8996,76 €) feito na compra do sistema solar. Outro motivo corresponde ao facto do custo do gás natural (€/kWh) ser superior para a configuração 4 (devido ao escalão do tarifário), o que revela desde logo que o actual tarifário do gás natural não incentiva o uso dos colectores solares.



**Figura 73** - Custo total NPC do projecto das diversas configurações.

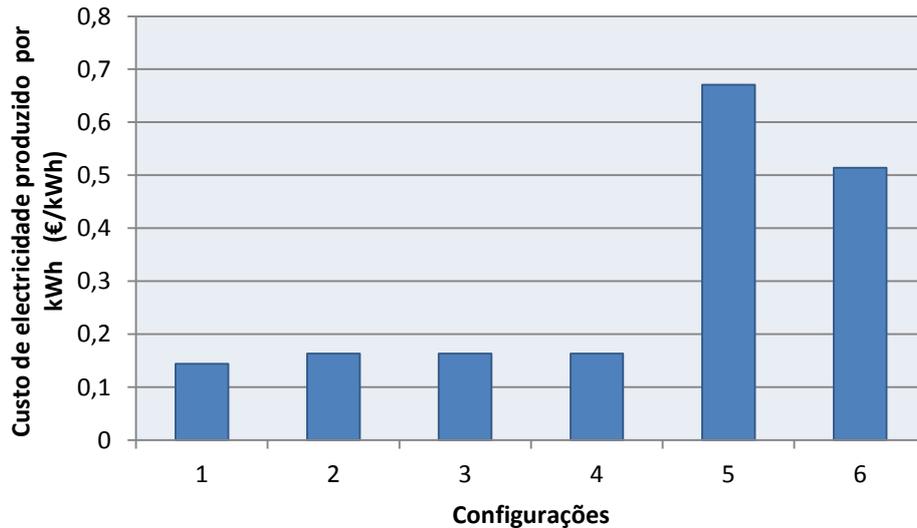


Figura 74 - Custo de electricidade por cada kWh produzido.

A figura 75 permite constatar que o elevado custo inicial das configurações a hidrogénio deve-se essencialmente ao considerável número de painéis fotovoltaicos, sendo estes responsáveis por cerca de 61% e 46% do investimento inicial total nas configurações 5 e 6 respectivamente. Esta figura permite ainda verificar que o custo associado aos reservatórios a hidrogénio são insignificativos comparativamente aos restantes componentes que constituem o sistema.

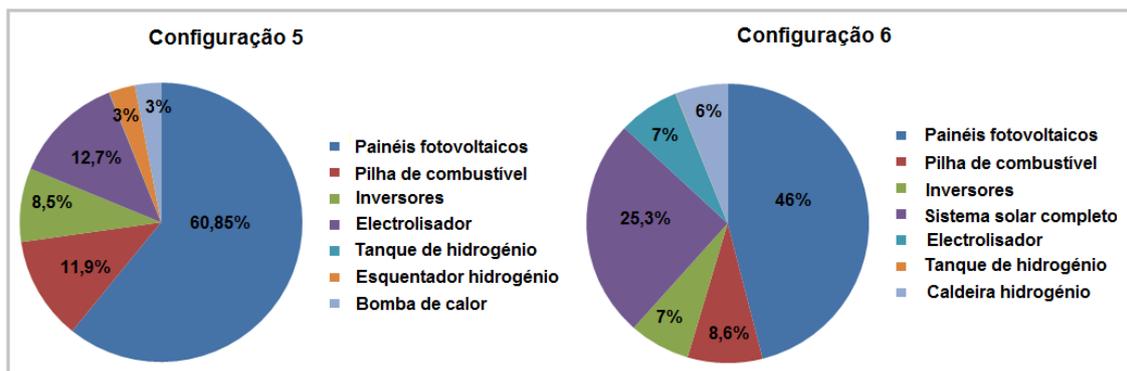


Figura 75 – Investimento inicial (em percentagem) dos vários componentes das configurações a hidrogénio.

A alteração de alguns parâmetros na modelização das tecnologias envolvidas neste projecto permite observar a sua influência nos resultados obtidos e perspectivar cenários futuros de evolução tecnológica. Todos os componentes do sistema carecem de melhorias e poderão contribuir para a diminuição do custo global. Obviamente,

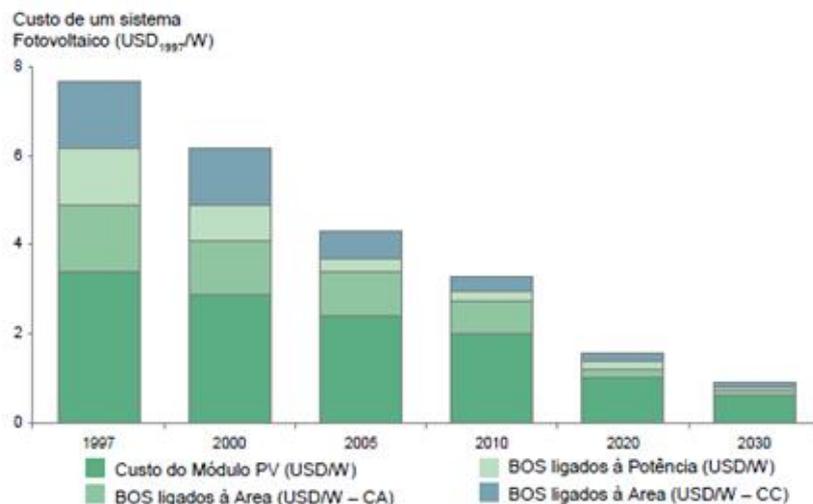


estas previsões não incorporam rupturas significativas a nível tecnológico, que podem surgir a qualquer momento, mas são imprevisíveis.

Como já foi referido anteriormente, a prioridade da investigação e desenvolvimento passa actualmente por tornar o custo do fotovoltaico cada vez mais competitivo, com o objectivo de atingir a paridade com os valores praticados na rede eléctrica. Para tal, há que diminuir os custos de produção dos painéis solares e aumentar a sua eficiência, continuando ou até acelerando a evolução verificada nos últimos anos.

O custo de investimento de sistemas fotovoltaicos é normalmente referido sob a forma de custo por watt-pico (€/Wp). O custo inclui tanto os módulos propriamente ditos como os dispositivos de interface e regulação entre os módulos fotovoltaicos e a rede BOS (*Balance of Systems*). Estes dispositivos são, tipicamente, o inversor, as estruturas de suporte dos módulos e as ligações entre eles.

O gráfico da figura 76 mostra como tem sido essa evolução, ao nível de custo, para sistemas residenciais de silício monocristalino, que dominam o mercado de microgeração, e nos quais os custos dos componentes BOS têm maior peso no custo global. É visível a diminuição constante e sustentada do custo global, prevista para os próximos anos.



**Figura 76** - Evolução prevista do custo dos sistemas fotovoltaicos desde 1997 até 2030 (em USD\$ de 1997 por W produzido) [95].

O preço da electricidade deverá subir 9% em 2012. À subida de 7% no preço propriamente dito, acresce um novo imposto ao consumo de 2%, que resulta da transposição de uma directiva europeia de acordo com jornal de negócios. Tendo em conta que o IVA da electricidade já subiu de 6% para 23% no mês de Outubro, o aumento da factura a suportar pelas famílias deverá rondar os 30% até ao início de 2012 [96].



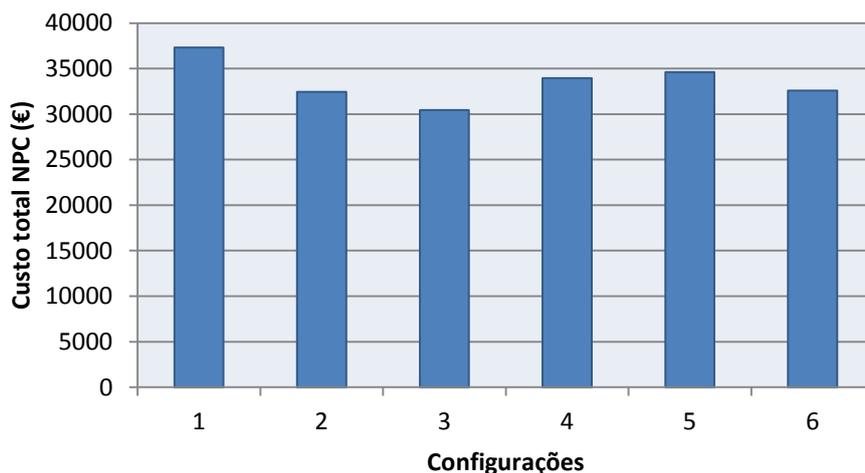
Assim sendo, de seguida, é feita uma análise de cenários para as quais configurações a hidrogénio poderão tornar-se competitivas com os sistemas típicos portugueses num futuro próximo. De notar que os três cenários considerados nesta análise económica foram feitos para o ano de 2020 e têm por base a previsão da evolução do custo dos sistemas fotovoltaicos (diminuição) e da electricidade (aumento).

De salientar, que nos cenários a seguir apresentados não se considerou o aumento previsto da eficiência dos vários componentes que constituem o sistema a hidrogénio, tais como: painéis fotovoltaicos, electrolisador, pilha de combustível e compressor.

- **Cenário de futuro 1:**

- Redução em 50% do custo dos painéis fotovoltaicos de acordo com a previsão do *Electric Power Research Institute* (EPRI) e do *United States Department of Energy* (DOE) para o ano de 2020 relativamente a 2010 (figura 76).
- Aumento em 50% do custo de electricidade para 2020.

Pode-se verificar pela figura 77 que este cenário considerado torna as configurações a hidrogénio competitivas a nível económico com alguns sistemas típicos portugueses. Por exemplo, a configuração 6 passa a ser competitiva com as configurações 1 e 4. A configuração 5 torna-se competitiva com a configuração 1.



**Figura 77** - Custo total NPC - cenário de futuro 1.



- **Cenário de futuro 2:**

- Redução em 50% do custo dos painéis fotovoltaicos de acordo com a previsão da figura 76 para o ano de 2020 relativamente a 2010.
- Aumento de 100% do custo de electricidade para 2020.

A figura 78 permite constatar que o cenário 2 torna as duas configurações a hidrogénio competitivas a nível económico com todos os sistemas típicos considerados neste estudo.

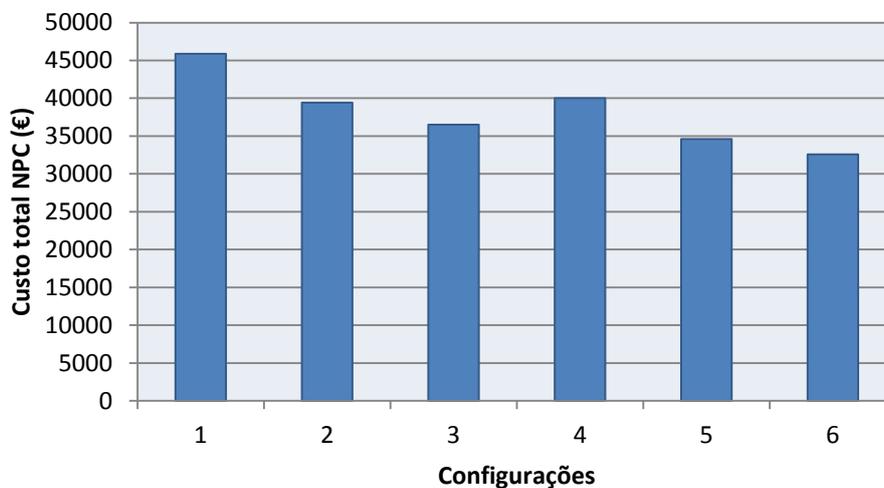
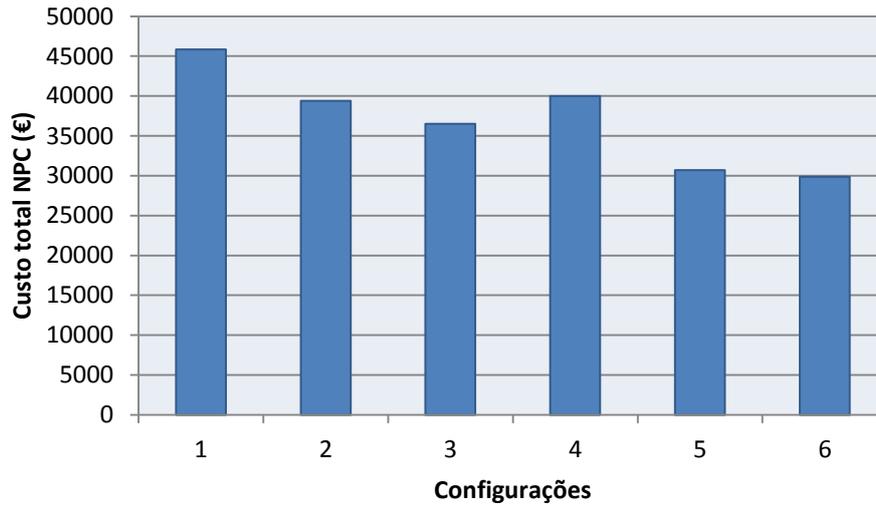


Figura 78 - Custo total NPC - cenário de futuro 2.

- **Cenário de futuro 3:**

- Redução em 50% do custo dos painéis fotovoltaicos de acordo com a previsão da figura 76 para o ano de 2020 relativamente a 2010.
- Aumento de 100% do custo de electricidade para 2020.
- Redução em 50% do custo das pilhas de combustível em 2020.

Verifica-se pela figura 79 que, uma vez mais, os sistemas a hidrogénio neste cenário são competitivos com as configurações típicas portuguesas.



**Figura 79** - Custo total NPC - cenário de futuro 3.





## 9. Conclusões

---

Em termos conclusivos, verificou-se que o elevado custo inicial das configurações a hidrogénio deve-se essencialmente ao considerável número de painéis fotovoltaicos, sendo estes responsáveis por cerca de 61% e 46% do investimento inicial das configurações 5 e 6 respectivamente.

A natureza não fornece hidrogénio na sua forma elementar, sendo por isso necessário utilizar um elevado nível de energia desde a sua produção até à sua utilização, tal como se constatou durante a realização desta dissertação. Além do consumo energético que estes equipamentos acarretam é de salientar o seu elevado custo de aquisição.

O hidrogénio não pode ser visto com os mesmos olhos que um combustível fóssil. Apostar no hidrogénio é uma atitude consciente e nada tem a ver com gastar uma reserva de combustível que foi deixado à Humanidade de uma forma gratuita. O potencial do hidrogénio como vector energético com capacidade de armazenamento de energia será avaliado enquanto forma de viabilizar a utilização de energias renováveis em larga escala e de promover soluções inovadoras no sector residencial e dos transportes.

A produção de hidrogénio abre caminho a muitas fontes de energia primária (energias fósseis, energias renováveis e energia nuclear), pelo que o seu preço de venda tem condições para ser muito mais estável do que o petróleo e o gás natural, cujos recursos são controlados por um pequeno número de países.

As pilhas de combustível apresentam um rendimento bastante elevado quando comparadas com outras tecnologias, no entanto o seu elevado custo e a sua relativa complexidade tem impedido uma maior aplicação, condicionando mesmo a sua utilização num sistema de produção combinada como o analisado neste estudo.

Por outro lado, a produção de hidrogénio e a sua posterior utilização na pilha de combustível é um processo ambientalmente “limpo”, no qual nem a produção nem a combustão envolvem a emissão de gases poluentes. Estes factores ambientais revelam-se pois como as grandes vantagens dos sistemas a hidrogénio.

Um aumento da eficiência dos equipamentos e uma redução significativa dos seus preços traduzir-se-á numa diminuição considerável do custo de electricidade e uma correspondente redução dos preços de produção de hidrogénio.

Os governos deverão ter um papel preponderante no incentivo à investigação e desenvolvimento, assim como, na elaboração de normas de segurança para a utilização do hidrogénio. Actualmente ainda não existe legislação que normalize as tecnologias de armazenamento. A sua implementação irá facilitar a comercialização, assegurar a segurança e contribuir para a aceitação destas tecnologias.



O desenvolvimento das tecnologias de pilhas de combustível a hidrogénio e dos painéis fotovoltaicos até 2020 tem um considerável potencial de alteração do paradigma energético actual, através de sinergias com a produção descentralizada de energia através de fontes renováveis e a promoção da eficiência energética.

Pela análise económica e avaliação dos cenários de futuro, verifica-se que as configurações a hidrogénio revelam-se atractivas se o custo dos painéis fotovoltaicos diminuir em 50% e se verificar um aumento do custo global de electricidade na ordem dos 50% também em 2020 (cenário 1). No entanto, neste cenário alguns sistemas de energia típicos portugueses continuam a ser mais rentáveis a nível económico.

O cenário de futuro 2 que consiste num aumento de 100% do custo global de electricidade e uma redução de 50% no custo dos módulos fotovoltaicos permite afirmar que qualquer configuração a hidrogénio considerada neste estudo torna-se atractiva comparativamente às restantes configurações. O mesmo acontece com o cenário 3 que além destas reduções ainda prevê uma redução do custo das pilhas de combustível em 50%.

O sistema a hidrogénio permite reduzir o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas gerando uma redução de importações na ordem dos milhões de euros. Este poderá ser o cenário para 2020 caso se mantenha a tendência verificada até ao momento, ou seja, aumento da eficiência e diminuição dos custos de aquisição dos vários componentes que constituem o sistema a hidrogénio. Tudo indica estarmos no caminho certo de um novo paradigma energético, mais limpo e que não põe em causa a sustentabilidade do ambiente e da vida na Terra.

Este estudo tentou apresentar dados e estimativas de custo o mais precisas possível, de forma a poder extrapolar para a prática os resultados obtidos e avaliar de forma concreta o potencial desta solução. Contudo, devido à escassa comercialização de alguns componentes no mercado nacional, é admitido que possam não ter sido considerados alguns custos extra. No entanto os resultados apresentados revelam-se como uma boa estimativa do que a microgeração com base em hidrogénio proveniente da microprodução renovável significa actualmente e pode significar no futuro.



## 10. Referências

---

- [1] - Agência Municipal de Energia do Seixal – *Perspectivas na área das células de combustível*, Janeiro 2005. Disponível em: [http://www.cm-seixal.pt/NR/rdonlyres/B5097581-D057-4310-852E-7B12FB15D2B9/130/celulas\\_combustivel.pdf](http://www.cm-seixal.pt/NR/rdonlyres/B5097581-D057-4310-852E-7B12FB15D2B9/130/celulas_combustivel.pdf), acedido no dia 23 de Junho de 2011.
- [2] - Santos, Fernando António; Santos, Fernando Miguel; Maio de 2005, *O Combustível Hidrogénio*, Revista do ISPV, nº35. Disponível em: <http://www.ipv.pt/millenium/millenium31/>, acedido no dia 14 de Abril de 2011.
- [3] - Soares, Amílcar; Varandas, Carlos; Serra, Fernando; Farias Tiago; 2008, *Seminários 2 - Desenvolvimento Sustentável e Inovação*, IST – Instituto Superior Técnico.
- [4] - Salazar Dias, João; *Hidrogénio e Fuel Cells – Bases de um novo paradigma energético?* Disponível em: <http://www.dpp.pt/Lists/Pesquisa%20Avanada/Attachments>, acedido no dia 22 de Outubro de 2011.
- [5] - Direcção Geral de Energia e Geologia, Energia Solar, disponível em: <http://www.dgge.pt/>, acedido no dia 18 de Maio de 2011.
- [6] - DGEG/IP-3E, Abril 2004, *Eficiência Energética em Equipamentos e Sistemas Eléctricos no Sector Residencial*.
- [7] - EUROSTAT (2009), disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/>, acedido no dia 6 de Junho de 2011.
- [8] - Machado, João Tiago, 2010, *Análise e previsão da evolução do custo de electricidade em Portugal*. Disponível em <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/>, acedido no dia 21 de Fevereiro de 2011.
- [9] - Portal da União Europeia, *Respostas da comissão Europeia sobre o aumento do preço do petróleo*, disponível em <http://ec.europa.eu/portugal/imprensa/question/>, acedido no dia 21 de Fevereiro de 2011.
- [10] - APISOLAR – Associação Portuguesa da Energia Solar e DE. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/>, acedido no dia 5 de Maio de 2011.
- [11] - Pereira, Manuel Collares, 1ª edição - 2000, *Energias renováveis, A opção inadiável*.
- [12] - *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*, disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, acedido no dia 10 de Fevereiro de 2011.
- [13] - Portal da União Europeia, *Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas*. Disponível em [http://europa.eu/legislation\\_summaries/environment/](http://europa.eu/legislation_summaries/environment/), acedido no dia 15 de Abril de 2011.



- [14] - Decreto-Lei n.º 363/2007 2 de Novembro de 2007. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF>, acedido no dia 13 de Maio de 2011.
- [15] - Decreto-Lei 118-A/2010. Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/PRE/Microproducao/>, acedido 7 de Março de 2011.
- [16] - FFSolar, Energias Renováveis – Configuração típica dos sistemas autónomos; Imagem retirada de <http://www.ffiolar.com/index.php?lang=PT&page=sistemas-autonomos>, acedido no dia 1 de Novembro de 2011.
- [17] - Ramage, Janet; 2003, *Guia da energia – Um guia prático para os aspectos mais importantes da energia*.
- [18] - Enerwise: Soluções de energia, disponível em <http://www.enerwise.pt/index.php?id=16>, acedido no dia 7 de Julho de 2011.
- [19] - Castro, Rui; Maio de 2011, *Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica*.
- [20] – Programa comunitário ALTENER, 2004; *Energia fotovoltaica, Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Disponível em, <http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>, acedido no dia 23 de Junho de 2011.
- [21] – RETScreen; disponível em, <http://www.retscreen.net/pt/home.php>, acedido no dia 8 de Fevereiro de 2011.
- [22] – HOMER; disponível em, <http://www.homerenergy.com/>, acedido no dia 5 de Janeiro de 2011.
- [23] - IEC 61215 2005, *Crystalline Silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules design qualification and type approval*.
- [24] - Rodrigues, Carlos Nunes *Centrais*; Agosto 2008, *Solares fotovoltaicas ligadas à Rede eléctrica*.
- [25] - Aguiar, Ricardo; 2006, INETI: *Avaliação do recurso Solar da região do Algarve*.
- [26] - Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Disponível em, <http://www.lneg.pt/>, acedido no dia 5 de Junho de 2011.
- [27] - Instituto de Meteorologia, IP Portugal; disponível em: <http://www.meteo.pt/pt/>, acedido no dia 17 Julho de 2011.
- [28] - FFSolar, energias renováveis. Disponível em: <http://www.ffiolar.com/inicio/index>, acedido em 5 de Junho de 2011.



- [29] - Lista de preços FFSolar, energias renováveis, disponível em: <http://www.ffiSolar.com>, acessado em 7 de Junho de 2011.
- [30] - Agência municipal de energia do Seixal – Acumuladores de calor: <http://www.cm-seixal.pt/ameseixal/municipe/utilizacaoRacionalEnergia/Documentos/AcumuladoresCalor.pdf>, acessado 7 de Junho de 2011.
- [31] - Mendes, José De Sousa – Aquecimento central eléctrico – Funcionamento acumuladores de calor. Disponível em: <http://www.aquecimentoCentral.com.pt/como-funcionam/>, acessado no dia 23 de Janeiro de 2011.
- [32] – Incropera, Frank P.; De Witt, David P.; *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 5<sup>th</sup> edition.
- [33] - Geotermia de Portugal – *Energia natural, Modos de captação: vantagens e desvantagens*. Disponível em: <http://www.geotermiadeportugal.pt/>, acessado no dia 6 de Junho de 2011.
- [34] - Michael, J. Moran; Howard, N. Shapiro; *Fundamentals of engineering thermodynamics*.
- [35] - Guia para um lar confortável. Disponível em: <http://labnet.dgc.dk/public/>, acessado no dia 14 de Junho de 2011.
- [36] - Carpinteiro, José; Março 2011, *Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado*.
- [37] - Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE) - Decreto-Lei nº80/2006 de 4 de Abril. Disponível em <http://dre.pt/pdf1sdip/2006/04/>, acessado no dia 16 de Junho de 2011.
- [38] - Acumulador combinado IKE – Immosolar, disponível em: <http://www.immosolar.com>, acessado no dia 20 de Julho de 2011.
- [39] - Kit solar Immosolar 2011. Disponível em: <http://www.immosolar.com/pt/downloads>, acessado no dia 20 de Julho de 2011.
- [40] - Manual de instalação – Instalação, utilização e manutenção – Colector solar Zantia Gold 200 e 234.
- [41] - Programa comunitário ALTENER, 2004; *Energia Solar Térmica, Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*.
- [42] - Monteiro, Cláudio; *Aspectos gerais sobre sistemas FV*, Energia Eólica e Solar, Porto, Feup, 2007.
- [43] - Newborough, Marcus; *A Report on Electrolysers, Future Markets and the Prospects for ITM Power LTD's Electrolyzer Technology*.



- [44] - Laboratório de Ambiente Marinho e Tecnologia, Universidade dos Açores – *Energias Renováveis, Hidrogénio*. Disponível em: <http://www.lamtec-id.com/energias/hidrogenio.php>, acedido no dia 15 de Agosto de 2011.
- [45] - International Energy Agency, 2004, *Hydrogen & Fuel Cells*.
- [46] – International Energy Agency, 2005, *Hydrogen Production and Storage*.
- [47] - Almeida, Aníbal Traça; Moura, Pedro Soares; *Hidrogénio e células de combustível*. Disponível em: [http://nautilus.fis.uc.pt/gazeta/revistas/29\\_1-2/vol29\\_1\\_2\\_Art08.pdf](http://nautilus.fis.uc.pt/gazeta/revistas/29_1-2/vol29_1_2_Art08.pdf), acedido no dia 23 de Março de 2011.
- [48] - Barsoum, N.N.; Goh, W.C.; *Modelling the Feasibility of an Integrated Hydrogen Hybrid Energy System for Stand Alone Power System*.
- [49] - Camelo, Susana; Santos, Carlos; Ramalho, Álvaro; Horta, Cristina; Gonçalves, Hélder; Maldonado, Eduardo. *Manual de apoio à aplicação do RCCTE*. Disponível em: [https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/147755/1/Manual\\_RCCTE\\_10\\_10\\_2006.pdf](https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/147755/1/Manual_RCCTE_10_10_2006.pdf), acedido no dia 3 de Agosto de 2011.
- [50] - ASHRAE Fundamentals Handbook, 1997, *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*.
- [51] - Energy Systems Research Unit, University of Strathclyde. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk>, acedido no dia 3 de Março de 2011.
- [52] - University of Wisconsin-Madison. Disponível em: <http://www.sel.wisc.edu/trnsys>, acedido no dia 31 de Março de 2011.
- [53] - *Lawrence Berkeley National Laboratory. DOE-2*. Berkeley, USA: Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.
- [54] - DOE, U. S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponível em: <http://www.eere.energy.gov/buildings/energyplus/>, acedido no dia 26 de Junho de 2011.
- [55] - Solar Energy Laboratory. TRNSYS, version 15. Wisconsin, USA: Solar Energy Laboratory, 2002.
- [56] - ISO 7730 - *Moderate thermal environments - Determination of the PMV and PPD indices and specification of the conditions for thermal comfort*.
- [57] - MeteoNorm. 2005, METEOTEST: Bern, Switzerland.
- [58] - Pina dos Santos, C. A.; Matias, L., ITE 50 – Coeficientes de transmissão térmica de elementos da envolvente dos edifícios. Versão actualizada 2006. LNEC, Lisboa, 2008.
- [59] - Laboratório Nacional de Engenharia Civil, *Coeficientes de transmissão térmica de elementos opacos da envolvente dos edifícios*.



[60] - Fundação Calouste Gulbenkian, 22 Junho de 2010; *Monitorização dos consumos para gestão de energia em edifícios*.

[61] - Catálogo Dimplex, disponível em: [http://catalogo\\_dimplex .pdf](http://catalogo_dimplex.pdf), acessido no dia 18 de Julho de 2011.

[62] - Mendes, José de Sousa; Aquecimento central eléctrico – Preços: Disponível em: <http://www.aquecimento-central.com.pt/precos/>, acessido no dia 12 de Março de 2011.

[63] - Catálogo esquentadores da Vulcano, disponível em: <http://www.aqueciaguas.com>, acessido no dia 13 de Julho de 2011.

[64] - Página oficial da Vulcano na internet, disponível em: <http://www.vulcano.pt/> , acessido no dia 13 de Junho de 2011.

[65] - Catálogo Bombas de calor, disponível em: [http://www.zantia.com/pt/ver\\_catalogo.asp](http://www.zantia.com/pt/ver_catalogo.asp), acessido no dia 12 de Junho de 2011.

[66] - Catálogo caldeira características, disponível em: <http://www.cmhenriques.pt/>, acessido no dia 10 de Junho de 2011.

[67] - Lista de preços – BaxiRoca; disponível em: <http://www.baxicalefaccion.com/>, acessido no dia 14 de Maio de 2011.

[68] - Página oficial da Immosolar; disponível em: <http://www.immosolar.com/pt/contacto>, acessido no dia 13 de Maio de 2011.

[69] - Características do colector solar escolhido; disponível em: <http://www.immosolar.com>, acessido no dia 15 de Junho de 2011.

[70] - Características principais do painel fotovoltaico escolhido – SunPower 238 W, disponível em: [http://www.ffiolar.com/products/pdf/modules\\_bp\\_3230Q\\_en.pdf](http://www.ffiolar.com/products/pdf/modules_bp_3230Q_en.pdf), acessido no dia 16 de Junho de 2011.

[71] - Falk Antony, Christian Dürschner, *Photovoltaics for Professionals: Solar Electric Systems Marketing, Design and Installation*, Karl-Heinz Remmers, Earthscan Publications Ltd., June 2007.

[72] - <http://www.ffiolar.com/index.php?lang=PT&page=produtos&field=1&category=5>, acessido no dia 17 de Junho de 2011.

[73] - Características pilhas de combustível do tipo PEM, disponível em: [http://www.horizonfuelcell.com/fuel\\_cell\\_stacks.htm](http://www.horizonfuelcell.com/fuel_cell_stacks.htm), acessido no dia 10 de Junho de 2011.

[74] - Apresentação sobre Microgeração – empresa Jesus Ferreira. Disponível em: [http://www.jesuserreira.com.pt/ficheiros\\_artigos/MicroGeracao\\_ACIF\\_Funchal.pdf](http://www.jesuserreira.com.pt/ficheiros_artigos/MicroGeracao_ACIF_Funchal.pdf), acessido no dia 4 de Maio de 2011.



[75] - Cropley, Cecelia; Norman, Tim; Garland, Roxanne; Gruber, Jill ; U.S. Department Of Energy – Hydrogen Program - excerpt from DOE Hydrogen Program Progress Report.

[76] - Development of Highly Efficient Solid State Electrochemical Hydrogen Compressor (EHC), 2008. Disponível em: [http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review08/pdp\\_29\\_lipp.pdf](http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review08/pdp_29_lipp.pdf), acessado no dia 5 de Maio de 2011.

[77] – HYET, Hydrogen Efficiency Technologies. Disponível em: <http://fuelcellworks.com/news/2011/08/23/hyet-hydrogen-efficiency-technologies-bv-achieves-electro-chemical-compression-of-hydrogen-up-to-a-pressure-of-800-bar/>, acessado no dia 10 de Novembro de 2011.

[78] - Tanque de armazenamento de hidrogénio; disponível em: <http://car.pege.org/2006-hannover/hydrogen-gas-tank.htm>, acessado no dia 21 de Outubro de 2011.

[79] - Linde Sogás, o seu parceiro em gases e tecnologia. Disponível em: <http://www.linde.pt>, acessado no dia 24 de Março de 2011.

[80] - Eficiência energética em equipamentos e sistemas eléctricos no sector residencial. Disponível em: <http://www.adene.pt/NR/rdonlyres/00000091/>, acessado no dia 23 de Outubro de 2011.

[81] - Temperaturas da água potável para Portugal - Baxiroca, disponível em: <http://www.baxicalefaccion.com/web/po/00500-solar-online/solar.html>, acessado no dia 24 de Junho de 2011.

[82] - SolTerm – LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia. Disponível em: <http://www.lneg.pt/iedt/projectos/370/paginas/34>, acessado no dia 22 Junho de 2010.

[83] - Tarifário gás natural, disponível em: <http://www.galpenenergia.com/PT/ProdutosServicos>, acessado no dia 24 de Outubro de 2011.

[84] - Conversão do gás natural m<sup>3</sup> para kWh, disponível em: <http://www.galpenenergia.com/PT/ProdutosServicos/GasNatural/>, acessado no dia 23 de Outubro de 2011.

[85] – Lei 51-A/2011 – Diário da República; disponível em: [http://www2.seg-social.pt/preview\\_documentos.asp?r=34496&m=PDF](http://www2.seg-social.pt/preview_documentos.asp?r=34496&m=PDF), acessado no dia 6 de Novembro de 2011.

[86] – Origens da electricidade, site da EDP. Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/>, acessado no dia 13 de Outubro de 2011.

[87] - Relatório de sustentabilidade da EDP, primeiro, segundo e terceiro trimestre de 2011. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/PublicacoesRelatorios>, acessado no dia 21 de Outubro de 2011.

[88] – Tarifário EDP; Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios>, acessado no dia 12 de Novembro de 2011.



[89] – Página oficial da RedeGás, projecto e instalações de gás S.A. empresa manutenção e restauração de caldeiras, esquentadores e aquecimento central. Disponível em: <http://www.redegas.pt/?m=PServicos>, acedido no dia 15 de Novembro de 2011.

[90] – Castro, Rui; Energias renováveis e produção descentralizada – Introdução à cogeração. Disponível em: [http://energia.ist.utl.pt/Content/RuiCastro/download/Cogeracao\\_ed1p2.pdf](http://energia.ist.utl.pt/Content/RuiCastro/download/Cogeracao_ed1p2.pdf); acedido no dia 23 de Maio de 2011.

[91] - Reservatório de hidrogénio manutenção, disponível em: <http://www.nrel.gov/>, acedido no dia 18 de Outubro de 2011.

[92] - *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*. Disponível em: <http://www.cceeta.pt>, acedido no dia 27 de Novembro 2010.

[93] – Lambert, Tom; Sample - Standalone PV Hydrogen System; disponível em: <https://analysis.nrel.gov/homer/>, acedido no dia 12 de Abril de 2011.

[94] – Association PV Cycle – Recycling PV – Modules; disponível em: <http://www.pvcycle.org/index.php?id=4>, acedido no dia 6 de Novembro de 2011.

[95] – Electric Power Research Institute (EPRI) and United States Department of Energy (DOE)

[96] – Jornal de negócios do dia 11 DE Outubro de 2011; disponível em: [http://www.jornaldenegocios.pt/home.php?template=SHOWNEWS\\_V2&id=510913](http://www.jornaldenegocios.pt/home.php?template=SHOWNEWS_V2&id=510913).





## 11. Anexos

### 11.1. Anexo - TABELAS

Tabela A.1 - Características técnicas das micro-turbinas eólicas escolhidas [28,29].

Características técnicas			
Modelo	WHI 200	Skystream 3.7	WHI 500
Potência máxima @ <i>Rated Wind Speed</i>	1000 W@12,5 m/s	1800 W@12,5 m/s	3000 W@10,7 m/s
Tensão	12/24/36/48 V	12/24/36/48 V	12/24/36/48 V
Número de pás	3	3	3
Diâmetro do rotor	2,7 m	3,7 m	4,5 m
Velocidade de arranque ( <i>Cut-in Wind Speed</i> )	3,1 m/s	3,5 m/s	3,4 m/s
Peso	30 kg	77 kg	70 kg
Velocidade crítica ( <i>Cut-out Wind Speed</i> )	24 m/s	25 m/s	24 m/s
Custo de aquisição	2862 + IVA €	6830 + IVA €	8200 + IVA €
Custo de instalação	2000 €	3000 €	3500
Custo de manutenção	1% custo de aquisição/Ano	1% custo de aquisição/Ano	1% custo de aquisição/Ano
Custo total (15 anos)	<b>5291,30 + IVA €</b>	<b>10855 + IVA €</b>	<b>12930 + IVA €</b>

Tabela A.2 - Características principais dos vários tipos de acumuladores de calor eléctricos [58,59].

Características	Modelo								
	XL6N	XLS12N	XLS18N	XLS24N	CXL12	CXL18	CXL24	FXL18	FXL24
Potência acumulação (kW)	0.85	1.7	2.55	3.4	1.7	2.55	3.4	2.55	3.4
Potência elemento extra (kW)	-	-	-	-	0.9	1.45	2.0	1.5	1.5
Carga admissível (horas)	5.95	11.9	17.85	23.8	11.9	17.85	23.8	17.85	23.8
Dimensões									
Altura (mm)	700	706	706	706	706	706	706	700	700



<b>Largura (mm)</b>	332	565	793	1021	565	793	1021	788	1016
<b>Profundidade (mm)</b>	170	146	146	146	193	193	193	183	183
<b>Peso (kg)</b>	41	76	109	144	77	111	146	120	157
<b>Preço (€)</b>	268.55	353.73	435.04	540.56	-	-	-	-	-
<b>Custo Instalação</b>	25 € (IVA incluída) por aparelho instalado. O valor por aparelho instalado engloba o transporte do equipamento até ao local de instalação, fixação, montagem e ligação à rede eléctrica.								

**XLS** – Acumuladores de calor combinados estáticos com convecção

**FXL** – Acumuladores dinâmicos

**CXL** – Acumuladores estáticos

**Tabela A.3** - Características principais do esquentador Inteligente WRB 11 [60, 61].

<b>Modelo</b>	<b>WRB 11</b>
<b>Potência útil</b>	19.2 kW
<b>Eficiência 100% carga nominal</b>	88,1%
<b>Eficiência 30% carga nominal</b>	80%
<b>Débito de água: regulador na posição mínima</b>	
<b>Caudal de água</b>	2-5.5 l/min
<b>Aumento de temperatura</b>	50 °C
<b>Pressão mínima para caudal máx.</b>	0.25 bar
<b>Débito de água: regulador na posição máxima</b>	
<b>Caudal de água</b>	4-11 l/min
<b>Aumento de temperatura</b>	25 °C
<b>Pressão mínima para caudal máx.</b>	0.6 bar
<b>Consumo gás</b>	
<b>Butano/propano</b>	1.7 kg/h
<b>Gás natural</b>	2.3 m <sup>3</sup> /h
<b>Dimensões</b>	
<b>Altura</b>	580 mm
<b>Largura</b>	310 mm
<b>Profundidade</b>	220 mm
<b>Peso</b>	12 kg
<b>Tubo exaustão</b>	110 mm
<b>Preço</b>	205 €



**Tabela A.4** - Características técnicas da bomba de calor MONTREAL 5 [62].

Características técnicas	
Modelo	MONTREAL 5
Potência de saída	5 kW
Potência de entrada	1,72 kW
COP	2.8
Alimentação eléctrica	230V/50Hz
Pressão máxima	6 bar
Dimensões comprimento/largura/altura	840/940/329 (mm)
Peso	86,6 kg
Preço	1859.06 €
Custo instalação	250 €

**Tabela A.5** - Características técnicas dos painéis fotovoltaicos escolhidos [67].

Características técnicas		
Modelo	BP 3230Q	
Condições padrão	STC	NOCT
Potência máxima garantida	230 W	165.6 W
Tensão de $P_{máx.}$ ( $V_{mp}$ )	29.5 V	26.1 V
Corrente em $P_{máx.}$ ( $I_{mp}$ )	7.82 A	6.33 A
Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ )	8.25 A	6.60 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	36.7 V	32.7 V
Eficiência	13.8 %	
Coefficiente de temperatura de $P_{máx.}$	- 0.035 %/°c	
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	- 132,5 mV/°c	
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	3.5 mA/°c	
Dimensões	1667x1000x45 mm	
Peso	19 kg	
Preço	460.36 €	



**Tabela A.6** - Características técnicas de alguns inversores válidos para este projecto [69].

Características técnicas				
Modelo	XTM 2600	XTM 1500	XTM 2000	XTS 1000
Tensão de entrada nominal	48 V	12 V	12 V	12 V
Alcance de tensão de entrada	38-64 V	9.5-17 V	9.5-17 V	9.5-17 V
Tensão de entrada máx.	230 V - 50 Hz			
Potência nominal	2,6 kW	1,5 kW	2,0 kW	1,0 kW
Intensidade de corrente de entrada/ saída máx.	50/ 56 A	50/ 56 A	50/ 56 A	16/ 20 A
Eficiência	96 %	93 %	94%	93 %
Preço	2249,76 €	2086,74 €	2298,68 €	1206,39 €

**Tabela A.7** – Valores estimados dos consumos anuais de cada equipamento da habitação.

Equipamento	Potência de consumo (W)	Número de aparelhos	Duração/Dia (Horas)	Consumo anual (kWh)
Iluminação (lâmpadas económicas)	15	8	4	175
Televisão	150	3	3	493
Portáteis	80	3	2	175
Aspirador	1000	1	0,2	73
Ferro de engomar	1200	1	0,5	219
Secador de cabelo	1500	1	0,2	110
Máq. lavar roupa	1400	1	1	511
Máq. lavar loiça	1200	1	1	438
Micro-ondas	1000	1	0,3	110

**Tabela A.8** - Necessidades energéticas dos acumuladores de calor.

Mês	Dias de aquecimento	Necessidades energéticas de aquecimento (kWh)
Janeiro	31	<b>632.4</b> (31 x 6 x 3.4)
Fevereiro	27	<b>550.8</b> (27 x 6 x 3.4)
Março	16	<b>326.4</b> (16 x 6 x 3.4)
Novembro	23	<b>469.2</b> (23 x 6 x 3.4)
Dezembro	31	<b>632.4</b> (31 x 6 x 3.4)



**Tabela A.9** - Necessidades energéticas da bomba de calor.

Mês	Dias de aquecimento	Necessidades energéticas de aquecimento (kWh)
Janeiro	31	<b>186</b> (31 x 8 x 0.75)
Fevereiro	27	<b>162</b> (27 x 8 x 0.75)
Março	16	<b>96</b> (16 x 8 x 0.75)
Novembro	23	<b>138</b> (23 x 8 x 0.75)
Dezembro	31	<b>186</b> (31 x 8 x 0.75)

**Tabela A.10** - Necessidades energéticas da caldeira a gás natural.

Mês	Aquecimento central (dias)	Necessidades Aquecimento central (kWh)	Necessidades de AQS (kWh)	Necessidades totais (kWh)
Janeiro	31	390.6	262	<b>652.6</b>
Fevereiro	27	340.2	235	<b>575.2</b>
Março	16	201.6	257	<b>458.6</b>
Abril	0	0	243	<b>243</b>
Maio	0	0	243	<b>243</b>
Junho	0	0	228	<b>228</b>
Julho	0	0	227	<b>227</b>
Agosto	0	0	227	<b>227</b>
Setembro	0	0	225	<b>225</b>
Outubro	0	0	242	<b>242</b>
Novembro	23	298.8	245	<b>534.8</b>
Dezembro	31	390.6	260	<b>650.6</b>

**Tabela A.11** - Necessidades energéticas da caldeira a gás natural e colectores solares.

Mês	Aquecimento central (dias)	Necessidades aquecimento central (kWh)	Necessidades de AQS (kWh)	Necessidades totais (kWh)
Janeiro	31	273.4	26.2	<b>299.6</b>
Fevereiro	27	204	47	<b>251</b>
Março	16	100.8	51.4	<b>152.2</b>
Abril	0	0	2	<b>2</b>
Maio	0	0	0	<b>0</b>



<b>Junho</b>	0	0	0	<b>0</b>
<b>Julho</b>	0	0	0	<b>0</b>
<b>Agosto</b>	0	0	0	<b>0</b>
<b>Setembro</b>	0	0	0	<b>0</b>
<b>Outubro</b>	0	0	7	<b>7</b>
<b>Novembro</b>	23	174	49	<b>223</b>
<b>Dezembro</b>	31	273	52	<b>325</b>

**Tabela A.12** – Investimento inicial e custo total de manutenção & operação da config. 1 [31, 64, 89].

<b>Custos de operação &amp; manutenção</b>	<b>Custo</b>
Termo tarifário fixo gás natural (escalação 2 + IVA)	4,39 €/mês
Custo manutenção - esquentador a gás natural	55 €/ano
Custo manutenção - acumuladores de calor	100 €/ano
<b>Total</b>	<b>207,68 €/ano</b>
<b>Investimento inicial do projecto</b>	
Preço dos acumuladores de calor + instalação	1175 €
Custo de aquisição esquentador a gás natural	205 €
<b>Total</b>	<b>1380 €</b>

**Tabela A.13** - Investimento inicial e custo total de manutenção & operação da config. 2 [65, 89].

<b>Custos de operação &amp; manutenção</b>	<b>Custo</b>
Termo tarifário fixo gás natural (escalação 2 + IVA)	4,39 €/mês
Custo manutenção - esquentador a gás natural	55 €/ano
Custo manutenção – bomba de calor	11,30 €/ano
<b>Total</b>	<b>118,98 €/ano</b>
<b>Investimento inicial do projecto</b>	
Preço da bomba de calor + radiadores + instalação	2859 €
Custo de aquisição esquentador a gás natural	205 €
<b>Total</b>	<b>3064 €</b>



**Tabela A.14** - Investimento inicial e custo total de manutenção & operação da config. 3 [64, 89].

<b>Custos de operação &amp; manutenção</b>	<b>Custo</b>
Termo tarifário fixo gás natural (escalão 3 + IVA)	6,62 €/mês
Custo manutenção - caldeira a gás natural	85 €/ano
<b>Total</b>	<b>164,44 €/ano</b>
<b>Investimento inicial do projecto</b>	
Preço da caldeira + radiadores + instalação	2539 €
<b>Total</b>	<b>2539 €</b>

**Tabela A.15** - Investimento inicial e custo total de manutenção & operação da config. 4 [74, 89].

<b>Custos de operação &amp; manutenção</b>	<b>Custo</b>
Termo tarifário fixo gás natural (escalão 1 + IVA)	3,30 €/mês
Custo manutenção colectores solares	42 €/ano
Custo manutenção - caldeira a gás natural	85 €/ano
<b>Total</b>	<b>166,60 €/ano</b>
<b>Investimento inicial do projecto</b>	
Preço do sistema solar + instalação	8996,76
Preço da caldeira	1530 €
<b>Total</b>	<b>10526,76 €</b>



## 11. 2. ANEXO - FIGURAS

**De:** "Paulo Costa" <paulo.costa@lneg.pt>  
**Assunto:** Parametros Weibull - Faro  
**Date:** Thu, 11 Aug 2011 16:51:49 +0100  
**Para:** <joaquimvelosa@ua.pt>  
**Cc:** "Teresa Simoes" <teresa.simoes@lneg.pt>

Exmo Senhor José Velosa,

Em virtude da sua solicitação à Dra Teresa Simões sobre a sua necessidade de querer obter valores típicos dos parâmetros de Weibull para a região de Faro, venho através deste meio fornecer-lhe um valor de A (m/s) e k (adimensional) para a região pretendida, valores esses oriundos de dados vento medidos numa estação anemométrica que operou durante um ano completo – de Setembro de 2004 a Agosto de 2005 - nas imediações de Faro, próximo da linha costeira.

Os valores medidos foram os seguintes:

**Parâmetro A (m/s) = 4.50**

**Parâmetro k (adim.) = 2.12**

De referir que estes valores foram calculados com base nos dados reais de vento colectados à altura de 20m cuja estação se encontrava à altitude de 4m acima do nível médio do mar.

Se necessitar de mais informações ou ajuda queira por favor contactar-nos.

Com os meus melhores cumprimentos,

**Figura A.1** – Valores típicos dos parâmetros de Weibull para a região de Faro [26].

DADOS TÉCNICOS COMUNS A TODOS OS MODELOS	
Rendimento da combustão (** segundo a Directiva 92/42/CEE)	93,4%
Prioridade A.Q.S.	100%
Potência de aquecimento e A.Q.S.	Modulante
Sistema de regulação	Electrónico
Seleccção de temperatura de A.Q.S.	Desde o painel de controlo e por controlo remoto na Laura Plus
Caudal mínimo de acendimento A.Q.S.	3 l/min
Acendimento	Electrónico automático
Controlo de chama	Sonda de ionização
Peso aproximado (modelos de tiragem natural)	43 kg
Pressão máxima de serviço do circuito de aquecimento	3 bar
Temperatura máxima de serviço do circuito de aquecimento	90°C (85 °C na Laura Plus)
Capacidade bruta do vaso de expansão (20/30)	8/12 l
Pressão de enchimento do vaso de expansão	0,75 bar (0,8 °C bar na Laura Plus)
Pressão máxima de serviço do circuito de A.Q.S.	7 bar
Temperatura máxima de serviço do circuito de A.Q.S.	60 °C
Tipo de protecção eléctrica	IP 44
Função de programação horária	Disponível de série
Nível de emissão de NO <sub>x</sub>	Classe 2 e 3

**Figura A.2** – Dados técnicos da caldeira seleccionada [64].



ANCHURA L (mm)	500	600	800	1000	1200	1400	1500	1600	1700
Peso por elemento (kg)	0,832	0,957	1,226	1,495	1,764	2,032	2,167	2,301	2,435
Capacidade elemento (lt)	0,272	0,305	0,371	0,437	0,503	0,568	0,601	0,634	0,667
Entrecentros l (mm)	442	542	742	942	1142	1342	1442	1542	1642

ALTURA H (mm)	Nº El.	*	Potencia térmica en watos $\Delta t=50^{\circ}\text{C}$								
			140	168	224	280	336	392	420	448	476
224	4	W	140	168	224	280	336	392	420	448	476
		€	117,00	120,00	123,00	130,00	134,00	137,00	139,00	143,00	146,00
280	5	W	172	206	275	344	413	482	516	550	585
		€	134,00	136,00	141,00	149,00	154,00	159,00	162,00	166,00	171,00
336	6	W	203	244	325	406	487	568	609	650	690
		€	149,00	153,00	159,00	169,00	175,00	181,00	184,00	190,00	195,00
392	7	W	234	280	374	467	560	654	701	747	794
		€	166,00	169,00	176,00	189,00	195,00	201,00	207,00	213,00	218,00
448	8	W	264	317	422	528	634	739	792	845	898
		€	181,00	186,00	194,00	209,00	217,00	223,00	230,00	237,00	242,00

Figura A.3 – Características do radiador escolhido.

Dados Técnicos				
Colector plano	IS-PRO 1Q	IS-PRO 2Q	IS-PRO 2H	IS-TOP
Dimensões				
Comprimento	450,0 mm	1045,4 mm	2045,4 mm	2031,0 mm
Largura	2045,4 mm	2045,4 mm	1045,4 mm	1031,0 mm
Altura	77,0 mm	77,0 mm	77,0 mm	75,0 mm
Peso / peso estático	18 kg / 18,6 kg	37 kg / 38,0 kg	37 kg / 38,0 kg	37 kg / 38,0 kg
Superfície bruta	0,920 m <sup>2</sup>	2,138 m <sup>2</sup>	2,138 m <sup>2</sup>	2,1 m <sup>2</sup>
Superfície do absorsor	0,811 m <sup>2</sup>	2,003 m <sup>2</sup>	2,003 m <sup>2</sup>	2,0 m <sup>2</sup>
Superfície de abertura	0,813 m <sup>2</sup>	2,004 m <sup>2</sup>	2,004 m <sup>2</sup>	2,0 m <sup>2</sup>
Aproveitamento da superfície	88,15 %	93,75 %	93,75 %	95,25 %
Conteúdo	1,3 litros	2,1 litros	1,5 litros	1,5 litros

Figura A.4 – Dados técnicos do colector solar seleccionado [66].



**Thomas Otte**

Finca ValdeSancho 3  
21590 Villablanca  
HUELVA  
X3436390Y  
34 699026302



Joaquim Velosa

Portugal Faro

0

DOCUMENTO	NÚMERO	PAG.	FECHA
Presupuesto	1 011059	1	22/08/2011

C.I.F./N.I.F.	AGENTE	FORMA DE PAGO

ARTICULO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
	kit de energia solar térmica compuesto de 4 captadores IS Pro Acumulador combinado IKE 650 (450/250) estación solar flow con B regulador solar Delta Sol BS vaso de Expansión ACS 25 l vaso de expansión circuito solar 40 l valvula termostática mescladora kit de conexión captadores	1	5.499,00	5.499,00		5.499,00
	estructura para 2 captadores superficie horizontal	2	222,00	444,00		444,00
	tuvo de cobre 18 x 1 con coquillas aislante resistente a la radiación UV 18 x 19 (metros estimados)	30	13,50	405,00		405,00
	interconexión con la instalación de agua fría y caliente, valvula de seguridad agua, valvula de retención y valvulas para el acumulador	1	185,00	185,00		185,00
	bomba de circulación calefacción vaso de expansión calefacción 80 l, 3 bar	1	110,00	110,00		110,00
	3 bar	1	91,42	91,42		91,42
35201	valvula de seguridad calefacción 1/2", 3 bar	1	9,75	9,75		9,75
35200	cabezal termostático 20 - 50°	1	65,00	65,00		65,00
	valvula de zona mescladora 3 vias DN 20	1	65,20	65,20		65,20

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.

**TOTAL:**

empresa instaladora autorizada y colaboradora de la Junta de Andalucía



**Thomas Otte**

Finca ValdeSancho 3  
 21590 Villablanca  
 HUELVA  
 X3436390Y  
 34 699026302



Joaquim Velosa

Portugal Faro

0

DOCUMENTO	NÚMERO	PAG.	FECHA
Presupuesto	1 011059	2	22/08/2011

C.I.F./N.I.F.	AGENTE	FORMA DE PAGO

ARTICULO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
	mano de obra	1	750,00	750,00		750,00

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.
18,00 7,00 4,00	7.624,37					7.624,37	1.372,39	

**TOTAL: 8.996,76**

--

**Figura A.5 – Orçamento sistema Solar – Immosolar.**