

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**FEUP**

**Sistemas de produção de electricidade  
descentralizada baseados em energia renovável**

Tiago Leonel Almeida Soares

Relatório de Projecto realizado no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Machado e Moura

Fevereiro de 2009




A Dissertação intitulada


**“SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE DESCENTRALIZADA BASEADOS  
EM ENERGIA RENOVÁVEL”**

foi aprovada em provas realizadas em 26/Fevereiro/2009

o júri 

presidente Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos  
professor auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
Professor Doutor José Manuel Ribeiro Baptista  
professor auxiliar da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

  
Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura  
professor catedrático da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados

Autor - Tiago Leonel Almeida Soares



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

# Resumo

As alterações climáticas têm sido cada vez mais visíveis em todo o globo. A poluição é apontada como um dos factores que mais contribui para esse facto. Para combater essas alterações, foi aprovado por grande parte da comunidade internacional, o protocolo de Quioto, que visa minimizar as emissões de gases com efeito de estufa. A assinatura desse protocolo juntamente com os poucos recursos energéticos que Portugal possui a nível de combustíveis fósseis (como o petróleo, gás e carvão) leva a um investimento cada vez maior nas energias renováveis.

O Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro que vem estabelecer as bases para a iniciativa «*Renováveis na Hora*» lançada pelo governo, é uma das medidas tomadas tanto para combate às alterações climáticas, como para incentivo à produção de energia renovável.

Esta legislação que vem regular a produção em microgeração, permite a utilização de diferentes tipos de tecnologias, entre elas, a solar, a eólica, a hídrica, a cogeração a biomassa, as pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável e também uma solução de combinação das fontes referidas.

O objectivo deste trabalho é analisar e avaliar um cenário de combinação de diferentes fontes de energia, como previsto e de acordo com a legislação existente. Neste caso a combinação de um sistema fotovoltaico com uma pilha de combustível que utilize hidrogénio proveniente de microprodução renovável. Para avaliar este cenário final, são considerados cenários intermédios que são fundamentais à compreensão das diferentes tecnologias envolvidas no processo.

Para efeitos de simulação foi utilizado o programa Homer® (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*).

**Palavras-chave:** Produção Descentralizada, Microgeração, Sistemas Fotovoltaicos, Hidrogénio, Electrolisadores, Pilhas de Combustível.



# Abstract

Climate change has been increasingly visible across the globe. The pollution is identified as the factor that contributes most to that.

To combat these changes, it was approved by a large part of the international community, the Kyoto Protocol, which aims to reduce emissions of greenhouse gases. This together with few energy resources that Portugal has at the level of fossil fuels (like oil, gas and coal), leads to an increasingly investment in renewable sources.

Decree-Law 363/2007 of November 2, which is laying the foundations for the initiative "Renováveis na Hora" launched by the government, is one of the measures taken to combat both climate change and to encourage the production of renewable energy.

This legislation, that regulates the production in microgeneration, allows the use of different types of technologies, including solar, wind, hydropower, biomass, cogeneration, fuel cells based on hydrogen from renewable microproduction and a solution combining the sources said.

The purpose of this study is to analyze and assess the scene of a combination of different sources of energy, as planned, and according to the legislation. In this case the combination of a photovoltaic system with a fuel cell that uses hydrogen from renewable microproduction. To evaluate this final stage, are considered intermediate scenarios that are fundamental to the understanding of the technologies involved in the process.

For the simulation program it was used Homer ® (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables).

**Keywords:** Decentralized Production, Microgeneration, Photovoltaic System, Hydrogen, Electrolyser, Fuel Cell.



# Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor António Machado e Moura, pela orientação, e por apesar de todas as dificuldades ter aceite este projecto.

Ao Professor Doutor Hélder Leite, sem o qual este trabalho teria sido muito difícil de realizar.

Ao Professor Doutor Cláudio Monteiro, pela preciosa ajuda.

A todos os meus amigos, que foram peça muito importante em todo o meu curso.

Aos meus pais, a quem devo tudo. O meu obrigado por proporcionarem a possibilidade de tirar o meu curso. Sem vocês nada seria possível.

Ao meu irmão, por todo o apoio e companhia.

À minha namorada, Daniela. Ao longo de todos estes anos esteve sempre presente, sem o seu amor, carinho e incentivo este caminho teria sido quase impossível.



# Índice

Resumo .....	iii
Abstract .....	v
Agradecimentos.....	vii
Índice .....	ix
Lista de figuras.....	xiii
Lista de tabelas .....	xv
Abreviaturas e Símbolos .....	xvii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento do problema.....	1
1.2. Motivações e objectivos .....	3
1.3. Estrutura da dissertação .....	5
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>7</b>
Produção Descentralizada .....	7
2.1. Introdução .....	7
2.2. Produção Descentralizada: definição .....	7
2.3. Tecnologias existentes .....	8
2.4. Microgeração .....	9
2.4.1. Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro de 2007 .....	10
2.5. Sistemas de produção combinada de energia .....	14
2.6. Conclusão .....	16
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>17</b>
Sistemas FV, Sistemas de Produção de Hidrogénio e Pilhas de Combustível .....	17
3.1. Introdução .....	17
3.2. Sistemas fotovoltaicos: conceitos gerais .....	17
3.2.1. Realidade Portuguesa.....	18
3.2.2. Efeito fotovoltaico e função das células solares: princípio de funcionamento .....	20
3.2.3. Tipos de células fotovoltaicas .....	21
3.2.4. Características I-V de uma célula fotovoltaica .....	23
3.2.5. MPPT (Maximum Power Point Tracking) .....	25
3.2.6. Modos de operação dos sistemas fotovoltaicos .....	25

3.2.7.	Tecnologia fotovoltaica: vantagens e desvantagens.....	27
3.3.	Sistemas de produção de hidrogénio.....	27
3.3.1.	O hidrogénio.....	27
3.3.2.	Hidrogénio: formas de produção.....	29
3.3.3.	A electrólise.....	31
3.4.	Electrolisadores.....	31
3.4.1.	Electrolisadores: tipos existentes.....	31
3.5.	Armazenamento de hidrogénio.....	33
3.6.	Hidrogénio: diferentes aplicações.....	35
3.7.	Pilhas de combustível.....	36
3.7.1.	Pilhas de combustível: princípio de funcionamento.....	36
3.7.2.	Tipos de pilhas de combustível.....	37
3.7.3.	Pilhas de combustível: sistemas auxiliares.....	40
3.7.4.	Pilhas de combustível: modos de operação.....	40
3.7.5.	Pilhas de combustível: vantagens e desvantagens.....	41
3.8.	Conclusão.....	43
<b>Capítulo 4.....</b>	<b>45</b>	
Bases para a Avaliação Económica de um Investimento.....	45	
4.1.	Introdução.....	45
4.2.	Análise de investimentos.....	45
4.3.	Métodos de avaliação de investimentos (indicadores de investimento).....	45
4.3.1.	Valor Actual Líquido (VAL).....	46
4.3.2.	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	46
4.3.3.	Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	47
4.3.4.	Custo Nivelado de Energia (CNE).....	47
4.3.5.	Custo Nivelado de Hidrogénio (CNH).....	48
4.4.	Conclusão.....	48
<b>Capítulo 5.....</b>	<b>49</b>	
Plataforma de Simulação e Modelos Adoptados.....	49	
5.1.	Introdução.....	49
5.2.	Software de simulação: HOMER - Hybrid Optimization Model for Electric Renewables.....	49
5.3.	Cenários de estudo a considerar.....	50
5.3.1.	Microgeração fotovoltaica.....	50
5.3.2.	Análise da produção de hidrogénio proveniente de microgeração renovável.....	52
5.3.3.	Microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente.....	53
5.3.4.	Produção combinada de energia, composta por sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microgeração renovável previsto no Decreto-Lei 363/2007.....	54
5.4.	Modelização das tecnologias em estudo.....	55
5.4.1.	Modelização dos recursos solares.....	55
5.4.2.	Modelização do sistema fotovoltaico.....	56
5.4.3.	Modelização do sistema de produção de hidrogénio.....	61
5.4.4.	Modelização da pilha de combustível.....	63
5.5.	Conclusão.....	64
<b>Capítulo 6.....</b>	<b>67</b>	
Apresentação e Análise de Resultados dos Diferentes Cenários de Estudo Considerados.....	67	
6.1.	Introdução.....	67
6.2.	Cenários de estudo: resultados e respectiva análise.....	67
6.2.1.	Microgeração fotovoltaica.....	67
6.2.2.	Análise de produção de hidrogénio proveniente de microgeração renovável.....	71
6.2.3.	Microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente.....	76

6.2.4. Produção combinada de energia de sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microgeração renovável previsto no Decreto-Lei 363/2007 .....	78
6.3. Conclusão .....	82
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>85</b>
Conclusões e Trabalho Futuro .....	85
7.1. Conclusões .....	85
7.2. Trabalho futuro .....	87
<b>Referências .....</b>	<b>89</b>
<b>Anexo I - LHV e HHV do Hidrogénio .....</b>	<b>93</b>
<b>Anexo II - Tarifário do Regime Bonificado .....</b>	<b>95</b>



# Lista de figuras

Figura 2.1 - Casa com geração distribuída, combinando sistema FV e pilha de combustível [23].	16
Figura 3.1 - Origem do consumo do SEN [25].	18
Figura 3.2 - Origem do Consumo SEN 2007 [25].	18
Figura 3.3 - Produção Eléctrica Fotovoltaica em Portugal [26].	19
Figura 3.4 - Potência Acumulada Fotovoltaica em Portugal [26].	19
Figura 3.5 - Célula fotovoltaica [29].	20
Figura 3.6 - Exemplo de uma curva I-V de uma célula fotovoltaica [30].	23
Figura 3.7 - Influência da Radiação Solar nas características eléctricas de um painel típico [31].	24
Figura 3.8 - Influencia da Temperatura nas características eléctricas de um painel típico [31].	24
Figura 3.9 - Origem do hidrogénio produzido a nível mundial [36].	30
Figura 3.10 - Electrolisador portátil com tecnologia PEM comercializado pela fabricante Protonenergy [35].	31
Figura 3.11 - Tanque de armazenamento de hidrogénio [42].	34
Figura 3.12- Sistemas de hidrogénio [43].	35
Figura 3.13 - Esquema típico de uma célula de combustível [45].	36
Figura 3.14 - Rendimento de diversas tecnologias de produção de energia [36].	40
Figura 5.1 - Configuração do cenário de estudo 1 no software Homer®.	50
Figura 5.2 - Configuração do cenário de estudo 2 no software Homer®.	52
Figura 5.3 - Configuração do cenário de estudo 3 no software Homer®.	53
Figura 5.4 - Configuração do cenário de estudo 4 no software Homer®.	54
Figura 5.5 - Valores de radiação numa superfície horizontal - Portugal e Espanha [57].	55

Figura 5.6- Valores de dados climáticos para a zona Porto /Serra do Pilar - Portugal [58,59].	56
Figura 5.7 - Apresentação gráfica dos valores de Radiação Solar diários considerados - HOMER®.	56
Figura 5.8 - Painel BP 7175 S [60].	57
Figura 6.1 - Configuração do cenário de estudo 1 no software Homer®	67
Figura 6.2 - Análise gráfica dos valores de energia produzida, vendida e excedente resultante das várias configurações.	69
Figura 6.3 - Diagrama da potência de saída do FV (configuração 5).	69
Figura 6.4 - Diagrama da potência de saída do Inversor (configuração 5).	69
Figura 6.7 - Configuração do cenário de estudo 2 no software Homer®.	71
Figura 6.8 - Variação das quantidades de hidrogénio produzido (kg/ano) em função da potência instalada (kW).	72
Figura 6.8 - Produção média mensal de hidrogénio.	73
Figura 6.9 - Evolução mensal do nível de armazenamento dos tanques de hidrogénio.	73
Figura 6.10 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV.	74
Figura 6.11 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV.	74
Figura 6.12 - Evolução do custo de produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV. ..	75
Figura 6.13 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV	75
Figura 6.14 - Configuração do cenário de estudo 3 no software Homer®	76
Figura 6.15 e 6.16 - Controlo da energia vendida à RESP através do inversor, e energia excedente canalizada para o electrolisador.	78
Figura 6.17 - Configuração do cenário de estudo 4 no software Homer®	78
Figura 6.18 - Produção média mensal de energia, resultante do sistema FV e da pilha de combustível (configuração 4).	80
Figura 6.19 e 6.20 - Controlo da energia vendida à rede através do inversor.	80
Figura 6.21 - Diagrama da potência de saída da pilha de combustível (configuração 4).	81
Figura 6.22 - Diagrama da potência de saída do inversor (configuração 4).	81
Figura 6.23 - Variação da produção de hidrogénio em função da eficiência da pilha de combustível. ....	81

# Lista de tabelas

Tabela 1.1 - Novas medidas com impacto na redução de emissões [6].	3
Tabela 3.1 - Resumo da máxima eficiência das células fotovoltaicas [28].	22
Tabela 3.2 - Densidade de energia do hidrogénio versus densidade de energia de outros portadores de energia [36].	29
Tabela 3.3 - Eficiência de diferentes electrolisadores existentes no mercado [38].	33
Tabela 3.4 - Tipos de pilhas de combustível [55].	38
Tabela 3.5 - Pilhas de combustível de baixa e alta temperatura [47].	39
Tabela 3.6 - Pilhas de combustível, tecnologias, aplicações e empresas fabricantes [50].	43
Tabela 5.1 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 1.	51
Tabela 5.2 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 2.	52
Tabela 5.3 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 3.	53
Tabela 5.4 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 4.	55
Tabela 5.5 - Característica eléctrica e mecânica do painel BP 7175S [60].	57
Tabela 5.6 - Características do inversor SB 3300 [61].	59
Tabela 5.7 - Preços dos componentes do sistema [62].	60
Tabela 5.8 - Custo de O&M do Sistemas FV e Inversor.	60
Tabela 5.9 - Características do electrolisador.	61
Tabela 5.10 - Energia e eficiência total do sistema.	61
Tabela 5.11 - Características do tanque de armazenamento.	62
Tabela 5.12 - Custo de investimento do Electrolisador e Tanque de Armazenamento.	63
Tabela 5.13 - Custo de O&M do Electrolisador e Tanque de Armazenamento.	63
Tabela 5.14 - Custo de substituição do Electrolisador.	63
Tabela 5.15 - Características da Pilha de Combustível.	64

Tabela 5.16 - Custo de investimento na Pilha de Combustível. ....	64
Tabela 5.17 - Custo de O&M da Pilha de Combustível.....	64
Tabela 6.1 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 1. ....	68
Tabela 6.2 - Valores de energia produzida, vendida e excedente resultante das várias configurações consideradas.....	68
Tabela 6.3 - Custos de investimento, custo nivelado de energia total e útil.....	70
Tabela 6.4 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 2. ....	71
Tabela 6.5 - Valores de energia produzida, consumo do electrolisador e hidrogénio produzido para cada configuração analisada. ....	71
Tabela 6.6 - Potencial energético baseado no LHV e HHV do hidrogénio. ....	72
Tabela 6.7 - Custos de produção de hidrogénio. ....	72
Tabela 6.8 - Diferentes configurações analisadas.....	76
Tabela 6.9 - Valores de energia produzida, vendida à RESP, excedente e hidrogénio produzido para cada configuração analisada. ....	77
Tabela 6.10 - Potencial energético baseado no LHV e HHV do hidrogénio.....	77
Tabela 6.11 - Diferentes configurações analisadas. ....	79
Tabela 6.12 - Valores de energia produzida, vendida à RESP, e hidrogénio produzido para cada configuração analisada.....	79
Tabela 6.13 - Valores de energia produzida pela pilha de combustível, e valores de energia total vendida à RESP para cada configuração analisada. ....	79
Tabela 6.14 - Indicadores de investimento, VAL, TIR e PRI. ....	82
Tabela A.1 - Variação da tarifa de referência .....	96

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

AC	Corrente alternada ( <i>Alternate Current</i> )
AFC	<i>Alkaline Fuel Cells</i>
BT	Baixa Tensão
CNE	Custo Nivelado de Energia
CNH	Custo Nivelado de Hidrogénio
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DC	Corrente contínua ( <i>Direct current</i> )
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DRE	Direcção Regional de Economia
EAP	Energia Anual Produzida
FC	Fluxo de Caixa
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Fotovoltaico
HAP	Hidrogénio Anual Produzido
HHV	<i>Higher Heating Value</i>
LHV	<i>Lower Heating Values</i>
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cells</i>
MG	Microgeração
MPP	Máximo Ponto de Potencia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Micro-Turbinas
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
PAFC	<i>Phosphoric Fuel Cells</i>
PC	Pilha de Combustível

PD	Produção Descentralizada
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cells</i>
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PRC	Período de Recuperação de Capital
PRE	Produção em Regime Especial
PSI	Pound per Square Inch
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
SEM	Sistema Eléctrico Nacional
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cells</i>
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
STC	Condições de Referencia ( <i>Standard Test Conditions</i> )
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VAL	Valor Actual Líquido
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

#### Lista de símbolos

$\eta$	Eficiência
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto
$P_{max}$	Potência de Pico
$I_{pmax}$	Corrente a máxima potência
$V_{pmax}$	Tensão a máxima potência
$\tau_e$	Factor de anualização para o equipamento
$I$	Taxa de actualização
$n_e$	Tempo de vida do equipamento
$I_e$	Investimento do equipamento

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Enquadramento do problema

A crescente escassez dos combustíveis fósseis e a degradação do meio ambiente estão entre os principais problemas enfrentados pela sociedade moderna. A evolução do Homem a nível tecnológico, económico e social, está relacionada com a utilização destes combustíveis, no entanto, o seu uso indiscriminado nomeadamente na produção de energia, tem levado o planeta a uma crescente degradação ambiental.

Esta questão possui uma natureza complexa, pois se por um lado é necessária uma redução no consumo de combustíveis fósseis, ao mesmo tempo, o ser humano é cada vez mais dependente da energia eléctrica para as suas actividades, para a sua sobrevivência.

Portugal, a juntar aos problemas já referidos, é um país com escassos recursos energéticos próprios, designadamente, aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos (como o petróleo, o carvão e o gás). Tal situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior (84,1% em 2006), nomeadamente das importações de fontes primárias de origem fóssil [1].

Esta dependência coloca Portugal numa situação fragilizada, já que a factura energética aumenta, com custos evidentes para a sociedade. Um bom exemplo dessa dependência 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 [2]. Surgem assim bons motivos para mudanças no nosso paradigma de consumo e produção, apostando em “novas” tecnologias de produção de energia, nomeadamente as energias renováveis.

Um factor decisivo para impulsionar ainda mais a implementação de soluções alternativas de produção de energia deu-se com a assinatura do Protocolo de Quioto. De facto, a assinatura e o conseqüente compromisso assumido por Portugal em diminuir o nível de emissões poluentes, obriga-nos a olhar para as energias renováveis como uma das principais alternativas ao nosso alcance para garantir o cumprimento das metas estabelecidas.

O protocolo de Quioto é talvez o mais importante instrumento na luta contra as alterações climáticas. Integra o compromisso assumido pela maioria dos países industrializados de reduzirem em média, 5%, nas suas emissões de determinados gases com efeito de estufa responsáveis pelo aquecimento planetário. No total, os Estados-Membros da União Europeia

## 2 Introdução

terão de reduzir, em conjunto as suas emissões de gases com efeito de estufa em 8% entre 2008 e 2012 [3].

Tendo em atenção a situação dos diferentes Estados Membros da União Europeia, tanto a nível geográfico como a nível económico-social, foram estabelecidas diferentes metas e objectivos para cada país. Devido a esse facto, Portugal concordou em não aumentar em mais de 27% as emissões de gases de efeito de estufa no período determinado. Para isso adoptou algumas estratégias de mitigação das alterações climáticas, sendo uma delas a adopção do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2004), que engloba as medidas à época tomadas como adequadas para que Portugal viesse a atingir as metas que lhe estão fixadas no âmbito do Protocolo de Quioto e do Acordo de Partilha de Responsabilidades da União Europeia.<sup>1</sup> Nesse protocolo está estabelecido que as energias renováveis desempenham um papel fundamental nos esforços efectuados por Portugal na tentativa de cumprir os objectivos estabelecidos.

No final de 2007, as fontes de energias renováveis já representavam 40,7% do total de electricidade consumida em Portugal [4], tendo sido alcançado um dos objectivos do governo, que era ultrapassar a meta europeia para 2010 de 39% de electricidade produzida a partir de fontes renováveis. Nesta altura, Portugal tinha 7409 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis (FER) [5].

A aposta nas energias renováveis constitui pois um pilar fundamental na política energética do Governo [4]:

- Na vertente da segurança de abastecimento, reduzindo a nossa dependência externa em combustíveis fósseis;
- Na vertente ambiental, como uma medida crucial na política de redução de gases de efeitos de estufa e do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC);
- Na vertente económica, face aos níveis históricos de preços dos combustíveis fósseis já alcançados, bem como à criação de *clusters* industriais e investigação de tecnologias de ponta no nosso país.

As novas medidas e metas propostas pelo governo, têm como objectivo facilitar o cumprimento de Quioto, aumentando a segurança do cumprimento do PNAC. Assim entre as novas medidas temos [6]:

---

<sup>1</sup> Resolução Do Conselho de Ministros n.º 119/2004 de 31 de Julho

Tabela 1.1 - Novas medidas com impacto na redução de emissões [6].

Até 2010/2012	
Renováveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aposta na energia hídrica (duplicação do Alqueva e antecipação dos reforços de Picote e Bemposta).</li> <li>▪ Concurso de 200 MW eólico, agilização do licenciamento e sobre - aquecimento.</li> <li>▪ “Renováveis na Hora” e aposta na Microgeração, 10 MW de biogás de digestão anaeróbica até 2010.</li> </ul>
Parque electroprodutor	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Descomissionamento de ~400 MW de potência instalada em centrais de fuel/gasóleo.</li> <li>▪ “Co- combustão”: substituição de 5% a 10% do carvão por biomassa e combustíveis de resíduos em Sines e Pego.</li> </ul>
Eficiência energética	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Redução do consumo energético do Estado.</li> <li>▪ Substituir cogeração a fuel por gás natural.</li> </ul>

Uma das propostas apresentadas e que se revela de grande importância é a iniciativa “*Renováveis na Hora*” e a respectiva aposta na microgeração.

## 1.2. Motivações e objectivos

Actualmente em Portugal assistimos a um incentivo na microgeração, estimulando-se a 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 micro-turbinas, células de combustível, micro-eólicas, painéis fotovoltaicos, mini e micro-hídricas, cogeração. Ao incentivar o investimento na microgeração pretende-se promover, por exemplo, a instalação de painéis solares fotovoltaicos ou micro-eólicas nas casas portuguesas, transformando assim os consumidores em microprodutores de electricidade.

Recentemente entrou em vigor o Decreto-Lei n.º 363/2007, com data de 2 de Novembro, que introduz 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 (apresentado no capítulo 2), 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:

- a) Solar;
- b) Eólica;
- c) Hídrica;
- d) Cogeração a biomassa;

#### 4 Introdução

- e) Pilhas de combustível com hidrogénio proveniente de microprodução renovável;
- f) Combinação das fontes de energia previstas nas anteriores na mesma unidade.

Em Portugal, o potencial solar disponível é bastante considerável, sendo um dos países da Europa com melhores condições para aproveitamento deste recurso, dispondo de um número médio anual de horas de sol, variável entre 2200 e 3000 no continente, e entre 1700 e 2200, nos arquipélagos dos Açores e da Madeira [7]. 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.

Porém 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 por 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. O hidrogénio de origem renovável resulta do processo no qual energias renováveis são aproveitadas para fornecer energia considerada "*limpa*" a geradores de hidrogénio - electrolisadores [8].

A penetração no mercado das 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 abundante e mais disperso hidrogénio poderia alterar o equilíbrio entre nações produtoras e nações consumidoras de energia, transformando possivelmente importadores de hoje nos exportadores de amanhã [9]. Outra das vantagens que pode ser apontada à produção de hidrogénio a partir de fontes renováveis é o facto de contribuir directamente para reduzir os gases de efeito de estufa e a dependência de outros combustíveis.

Embora existam abundantes recursos com capacidade para fornecer electricidade "*limpa*" para a produção de hidrogénio, existem no entanto desafios para identificar o nível económico ideal e as configurações técnicas mais favoráveis.

Surge então a necessidade de estudo e avaliação de um sistema que tentando maximizar as potencialidades deste Decreto-Lei, analise a solução de produção com combinação de fontes de energia, mais concretamente sistema fotovoltaico e pilha de combustível. Desta necessidade decorre a grande motivação para este projecto.

Na primeira fase, este projecto engloba uma análise da disponibilidade solar, uma análise de custos e uma análise técnica da produção de hidrogénio de origem renovável, num conjunto de cenários possíveis.

Numa segunda fase, o estudo a efectuar tem como objectivo aproveitar a oportunidade criada pelo Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, e fazer uma análise técnico-económica de um sistema de microgeração baseada num controlo combinado de fonte de energia solar com a produção de hidrogénio e uma pilha de combustível. Sendo considerado um sistema fotovoltaico com produção excedentária de energia, o excedente de produção em vez de ser desperdiçado, será utilizado para produção de hidrogénio. O hidrogénio produzido será então utilizado numa pilha de combustível para posterior produção de electricidade. Como factor de controlo de todo este sistema será considerada a potência de ligação máxima à rede admitida para o acesso ao regime bonificado previsto no DL 363/2007.

A modelização dos sistemas em estudo será em parte efectuada utilizando o software HOMER®, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa NREL e Midwest Research Institute (E.U.A.). Com a possibilidade de fazer uma análise técnica e económica dos parâmetros envolvidos, será efectuada uma análise de sensibilidades, a fim de apreciar parâmetros que influenciam o desempenho económico dos sistemas e os possíveis cenários futuros para a definição de competitividade entre diferentes soluções.

Este estudo depois de concluído, permitirá verificar se a solução de produção combinada de electricidade e hidrogénio é viável economicamente para a gama de potências dos painéis e pilhas de combustível simulados, bem como verificar se esta solução resulta numa aplicação atractiva a nível de mercado, perspectivando possíveis aplicações práticas.

### 1.3. Estrutura da dissertação

O presente documento encontra-se estruturado em diversos capítulos, divididos consoante o tema a tratar.

No **capítulo 2** efectua-se uma introdução à temática da produção descentralizada e sua definição. Centrando-se a análise na microgeração e legislação aplicável em Portugal.

No **capítulo 3** é efectuada uma análise das tecnologias em estudo neste projecto, nomeadamente, os sistemas fotovoltaicos, os sistemas de produção de hidrogénio e as pilhas de combustível.

No **capítulo 4** analisam-se os conceitos necessários para a compreensão, análise e avaliação de projectos de investimento.

No **capítulo 5** descreve-se brevemente a plataforma de simulação e faz-se uma descrição dos modelos e pressupostos adoptados para os diversos cenários de estudo simulados.

No **capítulo 6** é feita a descrição e análise detalhada dos resultados dos cenários de estudo considerados.

No **capítulo 7** estão expostas as conclusões retiradas do trabalho e são referidas algumas indicações sobre o trabalho futuro que poderá vir a ser desenvolvido.



## Capítulo 2

# Produção Descentralizada

### 2.1. Introdução

Neste capítulo é apresentado o conceito de produção descentralizada (PD), bem como suas características, concentrando-se mais especificamente na microgeração (MG). É também apresentada a legislação aprovada em Novembro de 2007 que deu origem ao caso em estudo nesta dissertação. Para maximizar as potencialidades dos sistemas de produção de energia, podem ser utilizados sistemas de produção combinada, sendo estes alvo de análise neste capítulo.

### 2.2. Produção Descentralizada: definição

Tipicamente, uma fonte de produção descentralizada de electricidade é uma pequena fonte de geração de energia eléctrica (normalmente variando de menos de um kW até algumas dezenas de MW) que não faz parte de uma grande central de produção e está localizada perto do local de consumo. Estas podem ser conectadas à rede ou operar independentemente desta. Os sistemas de produção descentralizada ligados à rede são tipicamente ligados ao sistema de distribuição, com a possibilidade de estarem dispersos, em vez de concentrados num único local [10].

O termo produção descentralizada refere-se pois a unidades de produção dispersa de energia, independentemente da tecnologia e de estarem ou não conectadas à rede [11]. Podendo ser encarada em algumas situações como uma alternativa às grandes centrais e às redes de distribuição em alta tensão, a produção descentralizada de electricidade, e em particular a microgeração, ganham cada vez mais razões para se imporem como uma solução para o futuro [12].

## 2.3. Tecnologias existentes

Existem diversas tecnologias para a produção descentralizada disponíveis no mercado, sendo que algumas ainda se encontram em fase de desenvolvimento. Algumas das tecnologias disponíveis são [10]:

➤ Motores de Combustão Interna;

O motor de combustão interna é uma máquina na qual a energia química contida no combustível é convertida em energia mecânica. O processo de conversão dá-se através de ciclos termodinâmicos que envolvem expansão, compressão e mudança de temperatura dos gases. Se existir um alternador acoplado, esta energia mecânica poderá ser convertida em electricidade.

➤ Micro - Turbinas a Gás;

O termo micro-turbina refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW. As micro-turbinas têm como principal função produzir electricidade, podendo funcionar em cogeração utilizando equipamento adicional.

➤ Pilhas de combustível;

Uma pilha de combustível pode ser definida como um dispositivo electroquímico que transforma continuamente a energia química em energia eléctrica desde que lhe seja fornecido o combustível e o oxidante. O combustível mais utilizado é o hidrogénio, ou algum composto que o tenha na sua constituição, sendo o oxidante considerado o oxigénio.

➤ Painéis Solares Fotovoltaicos;

A função dos painéis solares fotovoltaicos consiste em converter directamente a energia solar em electricidade. A forma mais comum das células solares o fazerem é através do efeito fotovoltaico. A conversão directa da radiação solar em electricidade alcança-se através da utilização de materiais semicondutores.

➤ Turbinas Eólicas;

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

➤ Cogeração;

A cogeração é a tecnologia de produção combinada de calor e potência, qualquer que seja o ciclo termodinâmico e qualquer que seja a fonte de energia.

➤ Micro-Hídricas.

As centrais micro-hídricas são centrais hidroeléctricas de pequenas dimensões, com potências instaladas até cerca de 10KW.

## 2.4. Microgeração

Os conceitos de microgeração ou microprodução de energia referem-se às aplicações de produção descentralizada onde são utilizadas tecnologias com potências inferiores, habitualmente à escala de um produtor doméstico ligadas à rede pública de baixa tensão.

Em Portugal a microgeração como actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT), com possibilidade de entrega à rede eléctrica pública, foi regulada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março [13]. Este Decreto-Lei previa que a energia eléctrica produzida fosse, predominantemente, destinada ao auto-consumo, e o excedente, passível de ser entregue a terceiros, ou à rede pública (neste caso com o limite de 150kW de potência).

No Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro, da nova legislação portuguesa referente à microprodução, *“o produtor de pequena escala tem o direito de fornecer energia à rede desde que pertença às unidades de grupo I”*, ou seja, desde que a sua instalação de produção de electricidade monofásica em baixa tensão tenha uma *“potência de ligação até 5,75 kW”*.

Relacionado com o Decreto-Lei 363/2007, surgiu a iniciativa *«Renováveis na Hora»* sendo uma das medidas previstas no plano para a política de energia e alterações climáticas, apresentado em Fevereiro de 2008 pelo Ministério da Economia e da Inovação Portugêses. O objectivo é promover a instalação de 50 mil sistemas fotovoltaicos ou mini-eólicos até 2010, com um especial incentivo à instalação de colectores solares para aquecimento de água em habitações [14].

Devido às perspectivas de elevada implementação dos sistemas de microgeração, devemos ter em conta os novos paradigmas na exploração das redes de distribuição [15]:

### ↩ Relativos ao ambiente:

- Redução das emissões de gases, e conseqüentemente, uma atenuação nas mudanças climáticas;
- Maior sensibilização dos consumidores para a energia;
- Sistema de produção de energia de menor porte relativamente às tradicionais centrais hídricas e termoeléctricas.

### ↩ Relativos ao sistema eléctrico de energia:

- Redução da distância entre a produção e os centros de consumo;
- Redução de perdas nas redes a montante;
- Redução ou adiamento de investimentos em transmissão e produção em grande escala.

### ↩ Relativos à qualidade de serviço:

- Aumento da qualidade de serviço;
- Atenuação do impacto de falhas na distribuição e transmissão.

↔ Relativos ao mercado:

- Possível desenvolvimento de novas abordagens de mercado;
- Eventual redução do poder de mercado das grandes empresas;
- Possível contribuição para a redução dos preços de electricidade, já que as redes de transporte e distribuição são usadas de forma menos intensiva.

Ao mesmo tempo a MG levanta alguns desafios, e dificuldades [15]:

↔ Relativas aos elevados custos de produção de energia ou elevados custos dos recursos envolvidos na distribuição de energia:

- Possível necessidade de uma política de incentivos.

↔ Relativas às dificuldades técnicas:

- Alguma falta de experiencia na área, bem como falta de algumas normas de regulação;
- Recursos voláteis (solar, vento...);
- Necessidade de protocolos e infra-estruturas específica de comunicação;
- Necessidade de controlar um grande número de unidades de Microgeração com os seus interfaces de electrónica de potência individuais.

De acordo com as necessidades energéticas ou vantagens económicas, os equipamentos para PD de electricidade (nomeadamente MG) podem ser utilizados de diferentes formas [12]:

- *Consumo base (baseload)*: O equipamento funciona continuamente à sua potência nominal, inferior à potência necessária para satisfazer a totalidade das necessidades,
- *Picos de consumo (peak shaving)*: O equipamento funciona apenas para cobrir os picos de consumo,
- *Equipamento auxiliar de segurança (standby)*: Sistema de segurança que permite fornecer a potência total necessária quando ocorrem falhas inesperadas na rede eléctrica,
- *Fornecimento ininterrupto de electricidade (UPS)*: Sistema que fornece sempre uma potência constante independentemente do que se passe com a rede eléctrica,
- *Geração portátil*: Sistema de produção de electricidade que facilmente pode ser transportado para diferentes locais.

#### 2.4.1. Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro de 2007

A legislação referente à produção de Energias Renováveis tem sofrido algumas alterações nos últimos anos. A mais recente diz respeito, como já referido, à microgeração e tem data de 2 Novembro de 2007.

**DECRETO-LEI n.º 363/2007 de 2 de Novembro**

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução.

**PORTARIA n.º 201/2008 de 22 de Fevereiro**

Fixa as taxas a cobrar pelos serviços previstos no n.º 1 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução.

**DECRETO LEGISLATIVO REGIONAL n.º 16/2008/M**

Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que estabelece o regime jurídico à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.

**DECRETO-LEI n.º 363/2007 de 2 de Novembro**

Disposições gerais (artigos mais importantes para a realização do estudo):

**Artigo 1.º**

**Objecto**

O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, adiante designadas por unidades de microprodução.

**Artigo 2.º**

**Siglas e definições**

Para efeitos do presente decreto-lei, são utilizadas as seguintes siglas e definições:

- a) «Comercializador» a entidade titular da licença de comercialização de electricidade;
- b) «Comercializador de último recurso» a entidade titular de licença de comercialização de electricidade sujeita a obrigações de serviço universal;
- c) «DGEG» a Direcção Geral de Energia e Geologia;
- d) «DRE» a direcção regional de economia competente; e) «Potência contratada» o limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo;
- f) «Potência instalada» a potência, em quilowatt, dos equipamentos de produção de electricidade;
- g) «Potência de ligação» a potência máxima, em quilowatt, que o produtor pode injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), que no caso de instalações com inversor é equivalente à potência instalada máxima deste equipamento;
- h) «Ponto de ligação» o ponto que liga a unidade de microprodução à RESP;
- i) «Produtor» a entidade que produz electricidade por intermédio de uma unidade de microprodução;
- j) «RESP» a Rede Eléctrica de Serviço Público;
- l) «SRM» o Sistema de Registo de Microprodução, que constitui uma plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e os produtores;

m) «Unidades do grupo I» a instalação de produção de electricidade monofásica em baixa tensão com potência de ligação até 5,75 kW.

### Artigo 3.º

#### Âmbito

O presente decreto-lei aplica-se às unidades de grupo I, quer utilizem recursos renováveis como energia primária que produzam, combinadamente, electricidade e calor.

### Artigo 4.º

#### Acesso à actividade de produção

1 - Podem ser produtores de electricidade por intermédio de unidades de microprodução todas as entidades que disponham de um contrato de compra de electricidade em baixa tensão.

2 - A unidade de micro produção deve ser integrada no local da instalação eléctrica de utilização.

3 - Os produtores de electricidade nos termos do presente decreto-lei não podem injectar na RESP, no âmbito desta actividade, uma potência superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização.

4 - O limite estabelecido no número anterior não é aplicável às instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios.

5 - O acesso à actividade de microprodução é sujeito a registo no SRM nos termos do artigo 13.º

6 - O acesso à actividade de micro produção pode ser restringido mediante comunicação pelo operador da rede de distribuição, nos casos em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25 % da potência do respectivo posto de transformação.

7 - A restrição prevista no número anterior é aplicável apenas aos pedidos de registo recebidos pelo SRM após cinco dias úteis da comunicação pelo operador da rede de distribuição ao SRM das instalações eléctricas de utilização abrangidas.

### Artigo 9.º

#### Regimes remuneratórios

1 - Os produtores têm acesso a dois regimes remuneratórios:

a) Regime geral, aplicável a todos os que tenham acesso à actividade, nos termos do artigo 4.º;

b) Regime bonificado, para unidades de micro produção com potência de ligação até 3,68 kW que utilizem as fontes de energia previstas no n.º 5 do artigo 11.º, aplicável nas seguintes condições:

i) No caso das entidades que pretendam instalar unidades de cogeração a biomassa, desde que esta esteja integrada no aquecimento do edifício;

ii) No caso das entidades que pretendam instalar unidades de micro produção que utilizem outras fontes de energia, diferentes da prevista na sublínea anterior, desde que estas disponham de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área de colectores;

iii) No caso dos condomínios, desde que estes realizem uma auditoria energética ao edifício e que tenham implementado as medidas de eficiência energética identificadas nesta auditoria com período de retorno até dois anos.

2 - O acesso ao regime bonificado é realizado mediante solicitação do promotor no formulário do registo previsto no n.º 1 do artigo 13.º e verificação do cumprimento das condições previstas no número anterior no acto da inspecção, nos termos do artigo 14.º.

3 - No âmbito do presente decreto-lei apenas é remunerada a energia activa entregue à RESP.

#### Artigo 10.º

##### Regime geral

1 - Todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado são considerados no regime geral.

2 - A tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.

#### Artigo 11.º

##### Regime bonificado

1 - Para cada produtor no regime bonificado é definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes.

2 - A tarifa única de referência aplicável a cada produtor nos termos do número anterior é a seguinte:

a) Aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional, a tarifa de referência é de € 650/MWh;

b) Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5 %.

3 - Após o período de 5 anos previsto no n.º 1 e durante o período adicional de 10 anos, aplica-se à instalação de micro produção, anualmente, a tarifa única correspondente à que seja aplicável, no dia 1 de Janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes.

4 - Após o período previsto no número anterior, aplica-se à instalação de micro produção o regime geral previsto no artigo anterior.

5 - O tarifário de referência previsto no n.º 2 depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:

a) Solar — 100 %;

b) Eólica — 70 %;

c) Hídrica — 30 %;

d) Cogeração a biomassa — 30 %;

e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável — percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;

f) Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade - a média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia aplicáveis nos termos previstos no n.º 6.

6 - A electricidade vendida nos termos do número anterior é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso da alínea *a)* do número anterior, e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas do mesmo número, por cada quilowatt instalado.

7 - A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual.

8 - O limite previsto no número anterior é de 10 MW no ano de entrada em vigor do presente decreto-lei, sendo aumentado, anual e sucessivamente, em 20%.

## 2.5. Sistemas de produção combinada de energia

A produção de energia através de um sistema combinado é uma forma eficiente de produção, pois permite um melhor aproveitamento da energia produzida e uma maior capacidade de alimentar as cargas.

Os sistemas combinados de produção de energia também podem ser denominados por sistemas híbridos, sendo que por sistema híbrido se entende qualquer sistema de produção de electricidade que englobe mais do que um tipo de tecnologia trabalhando em conjunto. A utilização de várias formas de geração de energia eléctrica visa como afirmado em [12] o aproveitamento de recursos energéticos disponíveis localmente, maximizando a disponibilidade de electricidade através da complementaridade de recursos.

Na análise de sistemas híbridos devemos ter em conta que estes podem ser isolados ou ligados à rede. Um sistema isolado não possui conexão à rede eléctrica, mas alimenta directamente as cargas, a produção é efectuada para consumo próprio. Se o sistema isolado for por exemplo, uma aplicação fotovoltaica, pode ser necessária uma acumulação ou armazenamento de energia, de modo a que esteja disponível em dias de pouco sol [16].

Já o sistema ligado à rede permite que a electricidade produzida através do sistema fotovoltaico seja integrada na rede de electricidade do sistema público (RESP). Para este efeito é necessário a utilização de um inversor que serve de elemento de interface entre o painel e a rede, de modo a adequar as formas de onda das grandezas eléctricas DC do painel às formas de onda AC exigidas pela rede [17]. Neste tipo de ligação são dispensadas as baterias, sendo esta uma vantagem, pois as baterias são um dos factores que faz aumentar o custo de um sistema de produção de energia deste género.

Os sistemas híbridos ao combinarem duas fontes de energia podem ter uma configuração muito variada. As fontes de produção de energia podem ser entre outras, geradores fotovoltaicos, eólicos, diesel, gás ou células de combustível.

A nível de implementação prática destes sistemas existem diversos estudos efectuados [18-21]:

### ☞ Sistema fotovoltaico - Eólico

Este sistema utiliza como fonte de energia para produção de electricidade o vento e o sol, sendo a sua instalação apropriada a locais que disponham destes recursos naturais com qualidade, o que nem sempre acontece. A sua constituição engloba aerogeradores e painéis fotovoltaicos em paralelo. Sendo este sistema constituído por duas fontes de produção intermitentes. Deve ser dada atenção a diferentes factores, tais como continuidade de serviço e a flexibilidade de fornecimento a diferentes tipos de cargas a qualquer momento.

### ☞ Sistema fotovoltaico - Diesel

Este sistema pode ser considerado mais “fiável” do que o anterior, pois permite que em situações onde exista a impossibilidade de alimentar as cargas por parte do sistema fotovoltaico, o gerador a diesel entre em funcionamento. Em alturas de pico de consumo que não consigam ser totalmente assegurados pelo sistema fotovoltaico, o sistema diesel pode pois fornecer a diferença. A principal desvantagem deste método recai sobre o elevado preço dos combustíveis, que pode condicionar a sua utilização.

### ☞ Sistema de Micro-Turbina - Pilha de Combustível

Este sistema permite tal como em outros híbridos, potenciar as vantagens de cada tecnologia, e ao mesmo tempo diminuir as desvantagens individuais.

As micro-turbinas (MT) a gás apresentam a vantagem de produzir electricidade a baixo custo e com baixas emissões mas a sua eficiência está termodinamicamente limitada pelo processo de combustão, enquanto as pilhas de combustível oferecem o potencial para baixas emissões e elevadas eficiências a escalas relativamente pequenas, sendo actualmente dispendiosas para a maioria das aplicações correntes.

Conjugando uma pilha de combustível de alta temperatura com uma micro-turbina a gás é possível produzir energia eléctrica a uma eficiência superior à que seria obtida com qualquer uma das tecnologias isoladamente e a um custo que potencialmente poderá ser intermédio.

### ☞ Sistema Fotovoltaico - Pilha de Combustível

Tal como já foi referido, o sistema fotovoltaico pode não ter capacidade para alimentar todas as cargas, e existem situações em que isso não pode ser admitido. Por isso este híbrido permite que em situação nas quais exista produção em excesso de energia, esta seja canalizada para a produção de hidrogénio através de um electrolisador. Esse hidrogénio que será armazenado em depósito próprio para o efeito, sendo posteriormente utilizado para produção de electricidade através de uma pilha de combustível, nas situações em que a mesma seja necessária. Normalmente nas situações em que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico seja insuficiente ou em situações de emergência. Como grande desvantagem temos o elevado custo do sistema de produção de hidrogénio, que no entanto, pode ser compensado com a elevada eficiência que a pilha de combustível possui.

Esta solução de produção de energia, tem vindo a ser estudada por diversas entidades [22,23], isto porque a tecnologia solar oferece versatilidade, energia limpa e segura, tendo perspectivas de ser um parceiro adequado para o potencial de produção de hidrogénio. Ao acoplar um sistema fotovoltaico com um electrolisador obtêm-se outras vantagens tais como, a alta eficiência de conversão e a possibilidade de autonomia completa do sistema híbrido.

Uma possível utilização para este sistema é a nível residencial, na qual se incluem a produção, o armazenamento e a distribuição local de energia. A electricidade de origem solar vai ser utilizada nos consumos da habitação e também para fornecer energia ao electrolisador para produzir hidrogénio (e oxigénio). O hidrogénio produzido pode ter diversos fins, tanto pode ser armazenado para posterior distribuição como combustível para o automóvel, como pode servir para fornecimento a uma pilha de combustível que produza electricidade para ser entregue à rede [22].

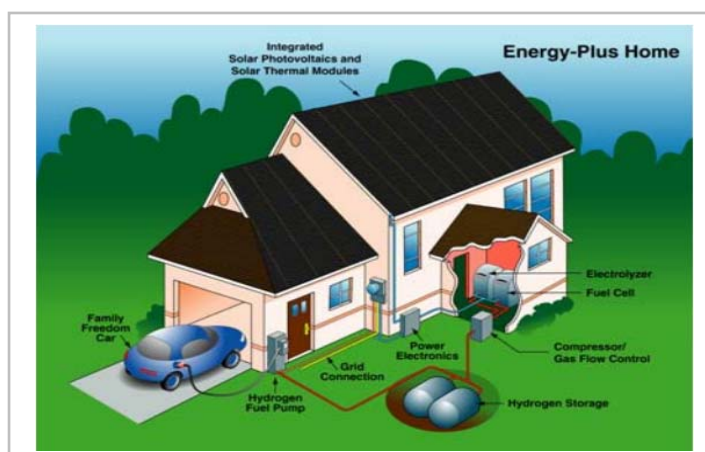


Figura 2.1 - Casa com geração distribuída, combinando sistema FV e pilha de combustível [23].

Outra aplicação estudada para este tipo de solução foi descrita em [24], na qual se descreve a utilização num sistema remoto de telecomunicações. A energia primária para a estação é fornecida por um sistema convencional fotovoltaico com uma bateria de armazenamento. Devido ao sistema sozinho não conseguir alimentar a carga durante o inverno, sempre que necessário, o sistema de célula de combustível é iniciado. Desta forma, não existe conexão à rede eléctrica, funcionando como um sistema isolado.

Também foram estudados casos [20], em que se associam conjuntamente, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos e pilhas de combustível. Nesta situação os sistemas fotovoltaicos e os sistemas eólicos são usados como fontes de energia primária, enquanto a célula de combustível é utilizada como fonte secundária ou *backup* de energia.

No âmbito deste projecto, um sistema combinado de produção de energia envolvendo um sistema fotovoltaico e uma pilha de combustível, terá um estudo mais pormenorizado.

## 2.6. Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o conceito de produção descentralizada, tendo sido expostas algumas das tecnologias existentes. Foi ainda descrito o conceito de microgeração e o decreto-lei 363/2007 que veio regular e incentivar este tipo de sistema de produção, criando dois regimes tarifários que permitem segundo determinadas condições técnicas vender energia à RESP em condições atractivas. Por fim, foram apresentadas diferentes soluções de sistemas de produção combinada de energia, envolvendo sistemas fotovoltaicos, eólicos, motores diesel, micro-turbinas e pilhas de combustível.

## Capítulo 3

# Sistemas FV, Sistemas de Produção de Hidrogénio e Pilhas de Combustível

### 3.1. Introdução

Neste capítulo serão analisadas as tecnologias que fazem parte do projecto em estudo, nomeadamente, os sistemas fotovoltaicos, os sistemas de produção de hidrogénio e as pilhas de combustível. Serão expostas as principais características das tecnologias existentes.

### 3.2. Sistemas fotovoltaicos: conceitos gerais

A sustentabilidade, a competitividade e a segurança de fornecimento são os lemas da Política Energética da Comissão Europeia, e é com base nesses objectivos que a política de investimento nas energias renováveis deve ser orientada. Nesse sentido, os sistemas fotovoltaicos têm vindo a afirmar-se no mercado da produção de energia eléctrica como uma solução cada vez mais atraente, revelando-se cada vez mais uma alternativa extremamente cativante face aos recursos fósseis. A evolução tecnológica, juntamente com políticas de apoio ao seu desenvolvimento, tem contribuído para uma redução dos preços destes sistemas, tornando-os cada vez mais uma solução viável.

### 3.2.1. Realidade Portuguesa

Nos últimos anos tem-se vindo a assistir a uma evolução quase linear do consumo energético por parte do Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

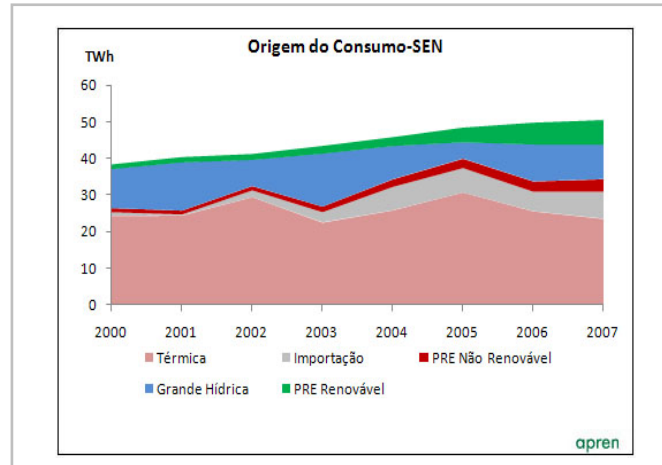


Figura 3.1 - Origem do consumo do SEN [25].

Da totalidade do consumo efectuado em Portugal, tal como pode ser verificado no gráfico que se segue, a produção em regime especial renovável representava no final de 2007 13% do consumo total, com perspectivas para aumentar nos próximos anos.

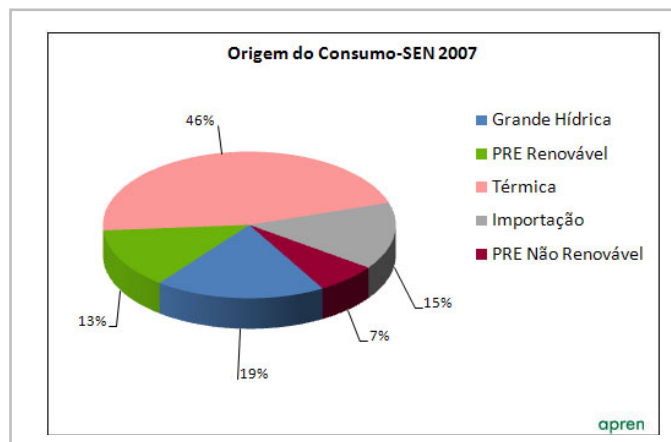


Figura 3.2 - Origem do Consumo SEN 2007 [25].

No que se refere concretamente à energia de origem fotovoltaica, a realidade portuguesa diz-nos que o país dispõe de 2500 a 3000 horas de sol em cada ano, o que são valores relativamente altos para a média europeia. Apesar disso, era dos países que menos investia na energia solar, sector em que países como a Alemanha lideram destacadamente mesmo sem possuir tanta potencialidade.

Actualmente, a forma como Portugal encara as energias renováveis, e particularmente a produção eléctrica fotovoltaica está a mudar. Com a legislação existente e na qual se definem regimes remuneratórios atractivos para a produção de energia de origem renovável, temos vindo a verificar o aparecimento de novos investimentos em parques fotovoltaicos de considerável tamanho e a criação de muitas empresas dedicadas a esta área de negócio. As

perspectivas que surgem em Portugal nesta área permitem encarar o futuro com um sentimento de confiança, embora mantendo a noção que a curto prazo esta é ainda uma solução que está dependente de políticas de apoio por parte do Estado.

A produção eléctrica fotovoltaica em Portugal, tal como se pode ver no gráfico da figura 3.3, tem vindo a aumentar ligeiramente nos últimos anos. Pode-se, no entanto verificar que no período compreendido entre 2006 e 2007 se dá um aumento bastante importante, sendo este resultante da entrada em funcionamento de parques fotovoltaicos de grandes dimensões, nomeadamente do parque fotovoltaico de Hércules, em Serpa (uma central fotovoltaica de 11 MWp, com 52.000 módulos dispostos ao longo de uma área de 600.000 m<sup>2</sup>).

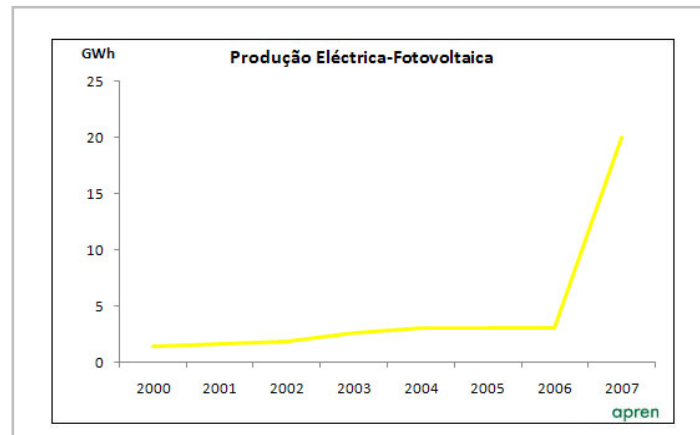


Figura 3.3 - Produção Eléctrica Fotovoltaica em Portugal [26].

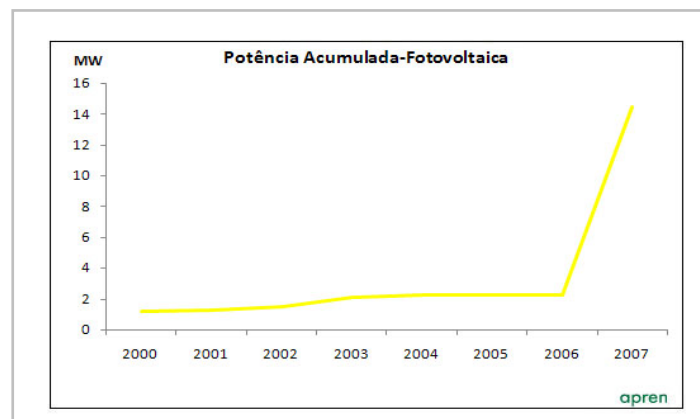


Figura 3.4 - Potência Acumulada Fotovoltaica em Portugal [26].

Nestes gráficos ainda não está considerada a entrada em funcionamento de novas instalações em 2008, nomeadamente a central fotovoltaica da Amareleja, concelho de Moura [27]. Sendo que no início de 2008 foi ligada à rede, a título experimental, a primeira fase de 2,75 MWp, e o restante estará activo até ao final desse mesmo ano num total de 46 MWp.

Segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), foram já aprovados pedidos de informação prévia que totalizam cerca de 128 MWp, o que praticamente esgota a meta de 150 MWp estabelecida pelo Governo para o horizonte temporal de 2010. De entre as instalações já aprovadas merecem destaque, para além de Moura, Ourique (2 MWp), Albufeira (10 MWp), Lisboa (6 MWp) e Freixo de Espada à Cinta (2 MWp) [17].

De seguida serão apresentadas as principais características de um sistema FV, nomeadamente o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica, tipos de tecnologias existentes, modos de operação do sistema bem como suas vantagens e desvantagens.

### 3.2.2. Efeito fotovoltaico e função das células solares: princípio de funcionamento

O Sol fornece energia na forma de radiação. No centro do Sol a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio e durante este processo, parte da massa é transformada em energia. Devido à grande distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte (aproximadamente duas partes por milhão) da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de  $1 \times 10^{18}$  kWh/ano, significando dez mil vezes a procura global de energia. Assim sendo, teríamos de utilizar apenas 0,01 % desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade [28]. Após atravessar a atmosfera, a radiação solar atinge a superfície terrestre com uma potência inferior em cerca de 30% da registada no topo da mesma, ou seja, aproximadamente, de  $1000 \text{ W/m}^2$  [1]. A radiação que atinge o solo é constituída por três componentes:

1. Radiação directa - atinge directamente a superfície;
2. Radiação difusa - desviada em diferentes direcções pelos componentes da atmosfera;
3. Radiação reflectida - proveniente da reflexão no solo e objectos circundantes.

Os sistemas fotovoltaicos são sistemas que aproveitam a energia solar convertendo directamente radiação solar que atinge o solo em electricidade através do efeito FV [29]. O princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica pode ser observado na figura seguinte.

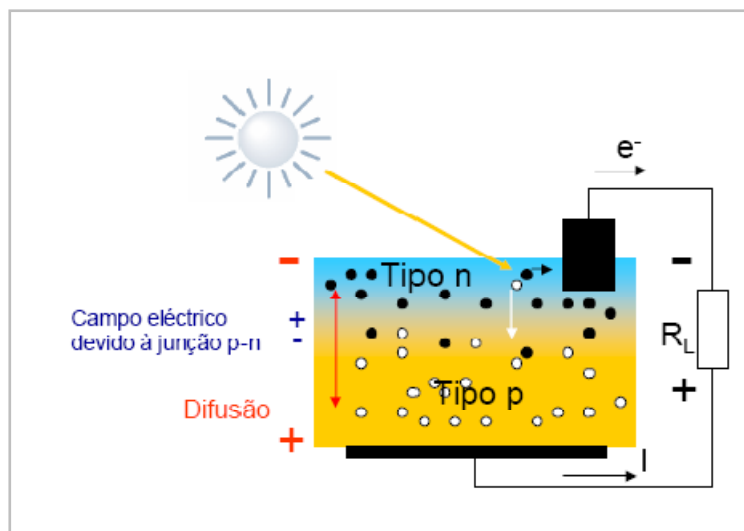


Figura 3.5 - Célula fotovoltaica [29].

As células fotovoltaicas são fabricadas com material semiconductor, ou seja, por um material com características intermédias, entre um condutor e um isolante, ao qual são adicionadas substâncias (conhecidas por substâncias dopantes), de modo a criar um meio

adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, à conversão directa da potência associada à radiação solar em potência eléctrica DC.

As células são compostas como descrito em [29] por uma fina camada de material do tipo N e outra do tipo P (material com electrões livres e material com défice de electrões). A incidência de fotões sobre a superfície N cria pares lacuna electrão, fazendo com que devido ao campo eléctrico da junção P-N, os electrões sejam impelidos a circular pela carga (corrente eléctrica). A tensão da célula deve-se pois ao efeito de difusão dos portadores na junção P-N.

### 3.2.3. Tipos de células fotovoltaicas

Existem diferentes tipos de células, correspondendo a diferentes tecnologias e a diferentes características. Podendo dividir-se entre células de primeira, segunda e terceira geração [29]:

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

↩ *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,

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

Dentro de cada geração referida, encontramos células de diferentes características, entre elas é possível referir [12,17,28]:

1. Células monocristalinas: apresentam um rendimento eléctrico relativamente elevado (aproximadamente 16%, podendo subir até cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.
2. Células policristalinas: têm um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no seu fabrico, 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.
3. Células de silício amorfo: são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento eléctrico é também o mais reduzido (aproximadamente 8% a 10%, ou 13% em laboratório). As células de silício amorfo são películas muito finas, o que permite serem utilizadas como material de construção, tirando ainda o proveito energético.
4. Malha dendrítica: filme de silício monocristalino vazado de um cadinho de silício fundido, numa malha dendrítica. Eficiência de aproximadamente 13 %.

5. Arsenieto de Gálio (GaAs): material semiconductor de que são feitas as células de alta eficiência, usado especialmente na tecnologia espacial. As células de investigação chegam aos 25% e aos 28% sob luz do sol concentrada. Multi-conjunções de células de GaAs podem chegar aos 30% de eficiência.
6. Tecnologia de película fina integrado Cobre Índio Desilénio (CuInSe<sub>2</sub>, ou CIS): um filme fino de material policristalino, que experimentalmente chega aos 17% de eficiência. Módulos de grandes dimensões atingem 11%.
7. Células de faixa de filamentos de silício policristalino: eficiência de aproximadamente 12%.
8. Célula de Telurieto de Cádmio (CdTe): o CdTe é um composto não tóxico de elevada estabilidade. Este composto pode contudo apresentar um risco para o ambiente e para a saúde na sua condição de gás. As células solares, CdTe, são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente. Esta tecnologia também tem um potencial considerável para a redução de custos numa produção em massa. Possuem 6 a 9 % de eficiência modular.

Apresenta-se de seguida uma tabela com a comparação de eficiência entre as diferentes tecnologias existentes:

Tabela 3.1 - Resumo da máxima eficiência das células fotovoltaicas [28].

Material da célula solar	Eficiência da Célula (Laboratório)	Eficiência da Célula (Produção)	Eficiência da célula (Produção em série)
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Células de silício Policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Silício cristalino de Película fina	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo *	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo*	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telurieto de Cádmio	16,4%	10%	9%
Semicondutor III-V	35,8% **	27,4%	27%
Células sensibilizadas com colorante	12,0%	7%	5% ***

\* No estado estável.

\*\* Medida com um fluxo concentrado de radiação.

\*\*\* Séries de produção limitada

### 3.2.4. Características I-V de uma célula fotovoltaica

A representação típica da característica de saída de um dispositivo fotovoltaico (célula, módulo, sistema) denomina-se curva corrente - tensão.

A temperatura ambiente, a radiação solar e as características da carga ligadas ao sistema FV determinam a corrente e a tensão em que o mesmo opera.

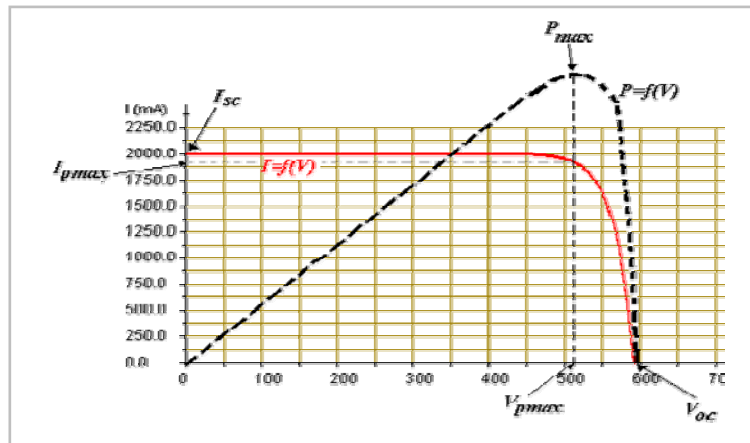


Figura 3.6 - Exemplo de uma curva I-V de uma célula fotovoltaica [30].

Algumas das características evidenciadas nesta curva são os parâmetros mais relevantes de uma célula fotovoltaica:

- Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ): máxima corrente que pode entregar um dispositivo, sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo a tensão nula e a potência nula.
- Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): máxima tensão que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo à circulação de corrente nula e potência nula.
- Potência de Pico ( $P_{max}$ ): é o valor máximo de potência que o dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto tensão corrente é máximo.
- Corrente a máxima potência ( $I_{pmax}$ ): corrente que entrega o dispositivo a potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.
- Tensão a máxima potência ( $V_{pmax}$ ): tensão que entrega o dispositivo a potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

É importante referir também a eficiência da célula fotovoltaica,  $\eta$  (%), que nos dá o rácio entre a energia fornecida pela célula e a irradiância solar.

Tal como se pode concluir pela descrição dos parâmetros mais importantes das células fotovoltaicas, estes estão muito dependentes de radiação e temperatura. Pela análise das figuras 3.7 e 3.8, podemos observar essa influência.

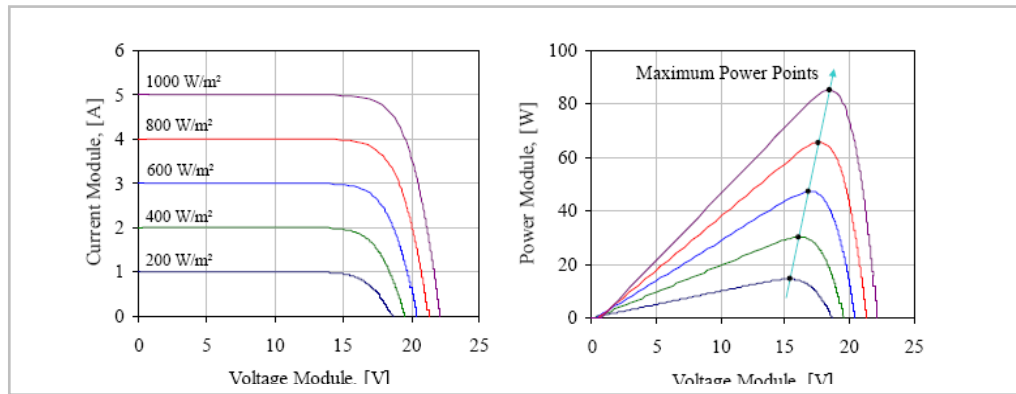


Figura 3.7 - Influência da Radiação Solar nas características eléctricas de um painel típico [31].

Pela análise da figura 3.7 podemos concluir que:

- A potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente;
- A corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente;
- A tensão de circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para valores baixos de radiação incidente.

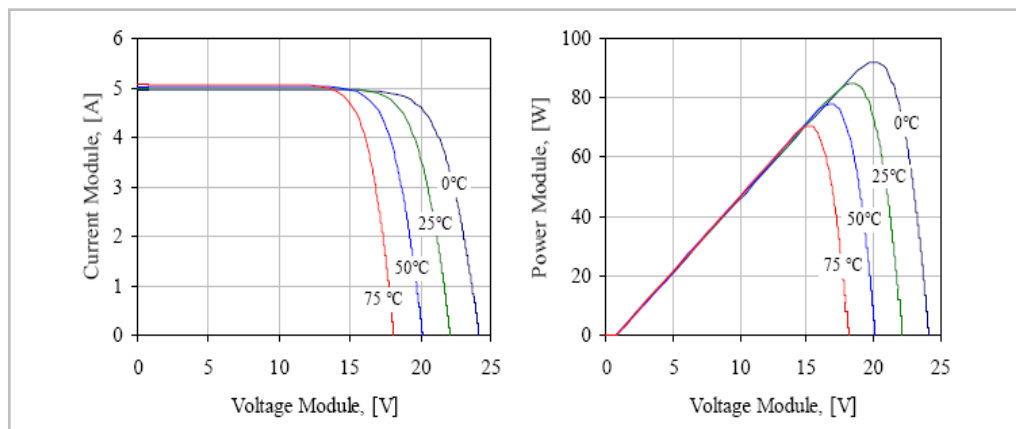


Figura 3.8 - Influencia da Temperatura nas características eléctricas de um painel típico [31].

Pela análise da figura 3.8 podemos tirar as seguintes conclusões:

- A potência de saída decresce com o aumento da temperatura;
- A tensão de circuito aberto decresce com a temperatura;
- A corrente de curto-circuito varia pouco com a temperatura.

É importante referir que para a obtenção das curvas características dos módulos, é necessária a utilização das condições de referência STC, ou seja, para uma radiação de  $1000\text{W/m}^2$  (radiação recebida na superfície da Terra em dia claro, ao meio dia), à temperatura de  $25^\circ\text{C}$  na célula.

### 3.2.5. MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Quando se liga uma fonte de energia a uma carga, o ponto de funcionamento é determinado pela intersecção da característica eléctrica tensão - corrente da fonte, com a correspondente característica da carga. Este ponto de funcionamento altera-se sempre que as características da fonte, ou da carga, se alteram. Esta é a razão porque, muito frequentemente, não se está a operar à máxima potência e a energia fornecida à carga é inferior à máxima que poderia ser fornecida. Para conseguir alcançar a máxima potência (e correspondente ponto de operação) os conversores fotovoltaicos são equipados com um sistema electrónico designado *MPPT*. O *MPPT* consiste num conversor DC/DC que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação bem como com as condições impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do módulo, de modo a que o funcionamento se processe no ponto correspondente à potência máxima, resultando assim, numa melhoria global do rendimento da conversão em energia eléctrica. [17,32].

### 3.2.6. Modos de operação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser operados em diferentes modos, nomeadamente [17,28]:

- Ligados à rede eléctrica, à qual entregam toda a energia produzida; para este efeito é necessário a utilização de um inversor de modo a adequar as formas de onda das grandezas eléctricas DC do painel às formas de onda AC exigidas pela rede;
- Em sistema isolado, alimentando directamente as cargas; para este efeito pode ser necessário utilizar um sistema de acondicionamento de potência e também um inversor no caso de existirem cargas alimentadas em AC;
- Em sistema híbrido, conjuntamente com outras fontes de energia renováveis.

Dependendo do modo de operação do sistema fotovoltaico, é necessário considerar diferentes constituintes auxiliares. Para além dos módulos fotovoltaicos já mencionados, as unidades são tipicamente constituídos por um sistema de acondicionamento de potência (baterias de armazenamento e reguladores de carga) e por um inversor.

- a) Baterias de armazenamento - o armazenamento de energia é um tema central no aproveitamento da energia solar nos sistemas isolados, dado que a produção e o consumo de energia podem não coincidir quer ao longo do dia, quer ao longo do ano. As baterias são carregadas quando o recurso disponível permite obter uma potência superior à potência de carga, armazenando a energia eléctrica sob a forma de energia química. As baterias permitem aumentar a fiabilidade do sistema, pois a energia armazenada, permite um fornecimento de electricidade quando não existe produção por parte dos painéis. Quando se escolhe as baterias para um sistema fotovoltaico, vários aspectos devem ser tidos em consideração:
  - Dias de autonomia;
  - Capacidade das baterias;

- Taxa de descarga;
  - Tempo de vida;
  - Gama de Temperatura;
  - Manutenção das baterias;
  - Preço.
- b) Reguladores de Carga - efectuam a gestão da carga de forma a obter perfis compatíveis com a radiação disponível e com a capacidade das baterias. As principais tarefas de um moderno regulador de carga são as seguintes:
- Óptima carga do acumulador;
  - Protecção contra sobrecargas;
  - Prevenção de descargas indesejáveis;
  - Protecção contra profundas descargas;
  - Informação do estado da carga.
- c) Inversor - estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC ou a carga AC. A sua principal tarefa, consiste em converter corrente contínua do gerador fotovoltaico na corrente alternada, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado. Os actuais inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções:
- Conversão da corrente DC gerada pelo gerador fotovoltaico em corrente AC, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para a ligação á rede;
  - Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico (rastreamento do ponto MPP);
  - Registo de dados operacionais e sinalização (por exemplo: visualizadores, armazenamento de dados, transferência de dados);
  - Dispositivos de protecção AC e DC (por exemplo: protecção de polaridade, protecção contra sobrecargas e sobretensões, equipamento de protecção da interligação com a rede receptora).

### 3.2.7. Tecnologia fotovoltaica: vantagens e desvantagens

A tecnologia solar fotovoltaica apresenta um grande número de vantagens [12,28]:

- Fiabilidade, tendo como característica importante o funcionamento em longos períodos sem necessidade de manutenção;
- A fácil portabilidade e adaptabilidade dos módulos, permitindo montagens simples e adaptáveis a várias necessidades energéticas. Os sistemas podem ser dimensionados para aplicações de maior ou menor potência;
- Longevidade, garantindo 20 a 25 anos de tempo de vida para a maioria dos componentes, durando alguns ainda mais;
- Custos reduzidos de operação;
- Funcionamento silencioso;
- Autonomia, podendo na presença de baterias fornecer energia mesmo na ausência de radiação solar.

No entanto esta tecnologia apresenta também algumas desvantagens [12,28]:

- Custos de investimento elevados, devido ao facto dos módulos fotovoltaicos necessitarem de tecnologia muito sofisticada, o que resulta num custo elevado;
- Rendimento reduzido, sendo que a eficiência real de conversão dum módulo é reduzida face ao custo do investimento;
- Competitividade económica, pois os geradores fotovoltaicos raramente são competitivos do ponto de vista económico, face a outros tipos de geradores (por exemplo geradores a gás/óleo). A excepção restringe-se a casos onde existam reduzidas necessidades de energia em locais isolados e/ou em situações de grande preocupação ambiental, ou quando existem apoios por parte do Estado.
- Custo secundário, sendo que quando é necessário proceder ao armazenamento de energia sob a forma química (baterias), o custo do sistema fotovoltaico torna-se ainda mais elevado.

## 3.3. Sistemas de produção de hidrogénio

### 3.3.1. O hidrogénio

O hidrogénio é um gás incolor, inodoro, sem sabor e não tóxico, quando sujeito a condições normais na superfície terrestre, sendo a substância mais simples que podemos encontrar [33]. Do ponto de vista ambiental é não poluente, sendo que a sua utilização como combustível

apenas liberta vapor de água. É o elemento mais abundante no universo, mas não existe livremente, existe sempre sob a forma de composto (associado a outro elemento).

Não se pode considerar o hidrogénio como uma “fonte” de energia, pois não se trata de energia primária (como o gás natural ou o crude) que existe disponível na natureza. Trata-se antes de uma forma de energia secundária que tem de ser produzida, tal como a electricidade.

O hidrogénio, e até certo ponto a electricidade, tem a vantagem de poder ser armazenado ao longo do tempo, superando assim as flutuações da oferta de energia associadas à intermitência das energias primárias. O hidrogénio pode ser obtido a partir de uma grande variedade de fontes, na medida em que sempre pode ser auferido da forma mais adequada aos recursos aí existentes, encontrando-se disponível em qualquer parte do mundo.

Esta energia secundária pode alterar o modo como se tem explorado o potencial das energias renováveis. Como é sabido, existe no planeta uma ampla abundância de fontes de energia renováveis. Contudo, estas não se encontram distribuídas de forma homogénea por todo o planeta nem estão permanentemente disponíveis, a energia solar, eólica, bem como a maioria das restantes fontes de energia renováveis são regionais e não se encontram disponíveis de forma contínua. Além disto, os pontos de consumo ou utilização final distam-se muitas das vezes, dos locais onde se situam estas fontes de energia. Assim, as energias renováveis só se podem tornar na principal fonte de energia mundial (cobrindo a totalidade das necessidades de produção de energia) existindo forma de armazenar e transportar a sua energia de forma eficiente [34].

Para armazenar a energia eléctrica obtida a partir de fontes renováveis intermitentes, como a energia solar ou a energia eólica, pode produzir-se hidrogénio através de electrolisadores. Este hidrogénio pode ser armazenado e utilizado posteriormente para produzir electricidade, recorrendo a uma célula de combustível, quer em aplicações estacionárias (por exemplo, em edifícios), quer aplicações móveis (transportes). O hidrogénio pode mesmo possuir potencialidade para substituir os combustíveis fósseis a longo prazo, especialmente se for produzido a partir de fontes renováveis de energia [35]. Não obstante todo o seu potencial, é necessário encontrar soluções tecnologicamente eficientes, económicas e seguras para o manuseamento do hidrogénio.

O hidrogénio tem a mais alta energia por unidade de peso comparativamente com qualquer combustível, sendo um combustível leve mas com uma baixa densidade de massa por *kg*, Tem a capacidade de libertar uma porção fixa de energia quando reage com o oxigénio para formar água. Esta quantidade de energia é medida experimentalmente e quantificada através do que é designado por poder calorífico superior (HHV)<sup>2</sup> e poder calorífico inferior (LHV)<sup>3</sup> [35].

---

<sup>2</sup> HHV - Higher Heating Value

<sup>3</sup> LHV - Lower Heating Value

Tabela 3.2 - Densidade de energia do hidrogénio versus densidade de energia de outros portadores de energia [36].

Portador de Energia	Forma de armazenamento	Densidade de energia por Massa [kWh/kg]	Densidade de energia por volume [kWh/l]
Hidrogénio	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
Gás natural	Gás (200 atm)	13,9	2,58
	Gás (300 atm)	13,9	3,38
	Líquido (-162 °C)	13,9	5,8
GPL	Líquido	12,9	7,5
Metanol	Líquido	5,6	4,42
Gasolina	Líquido	12,7	8,76
Gasóleo	Líquido	11,6	9,7
Electricidade	Bateria ácido-chumbo	0,05	0,1
	Bateria iões de lítio	0,25	0,05

Na tabela 3.2 a densidade de energia por massa [kWh/kg], corresponde ao LHV dos combustíveis, no caso do HHV do hidrogénio a densidade de energia é de 39,4 kWh/kg (Anexo 1).

### 3.3.2. Hidrogénio: formas de produção

O hidrogénio, tal como já foi referido pode ser obtido a partir de diversas fontes, podendo ser adquirido tanto a partir de combustíveis fósseis e de electricidade nuclear, como de energias renováveis. Dentro de cada uma destas, podemos considerar inúmeras fontes, no caso dos combustíveis fósseis, qualquer combustível rico em hidrogénio, como o gás natural e os derivados do petróleo (designados por hidrocarbonetos), e no caso das energias renováveis energia hidroelétrica, solar, biomassa, etc., [34]. Utilizando energias renováveis estas serão aproveitadas como fonte de produção de electricidade que poderá ser utilizada juntamente com a água para o processo de electrólise.

Actualmente, quase todo o hidrogénio a nível mundial é obtido a partir de combustíveis fósseis. 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 [36].

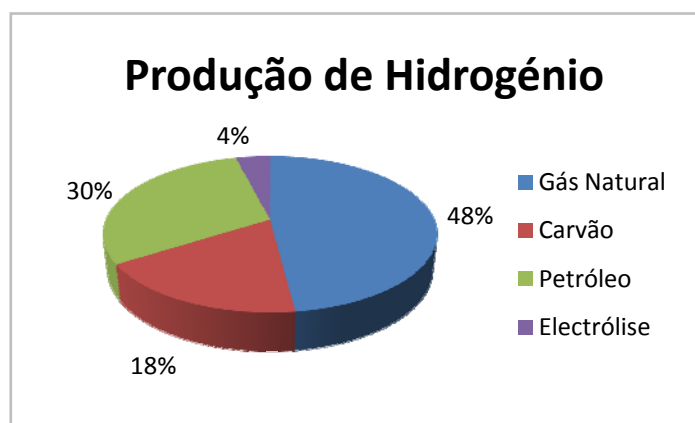


Figura 3.9 - Origem do hidrogénio produzido a nível mundial [36].

Entre as formas de produção de hidrogénio existentes podemos referir [36]:

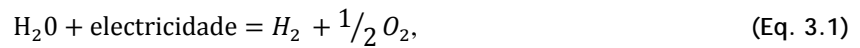
1. Separação com vapor de gás natural;
2. Oxidação parcial de gás natural;
3. Gasificação de carvão;
4. Gasificação de biomassa;
5. Electrólise com electricidade obtida através de:
  - i. Centrais térmicas (carvão, fuel, gás natural, nuclear, etc.);
  - ii. Energias renováveis (eólica, energia solar fotovoltaica, ondas, etc.);
6. Ciclos termoquímicos de alta temperatura:
  - i. Solar térmica;
  - ii. Nuclear;
7. Produção biológica.

Apesar de todas as suas vantagens, a produção de hidrogénio não é forçosamente positiva a nível ambiental, dependendo muito do modo como é obtido. Pois se ao nível da utilização, o hidrogénio é considerado uma solução limpa e eficiente não existindo emissões de  $CO_2$ , ao nível da produção já não é assim, pois a produção de hidrogénio a partir de combustíveis fósseis é poluente, libertando  $CO_2$ , e gerando desperdício.

De todos os métodos de produção de hidrogénio existentes, a electrólise é tida como um dos métodos mais interessantes e com maior potencialidade no futuro, especialmente se for associada a energias renováveis. Esta associação perspectiva uma solução de produção de energia ambientalmente atractiva.

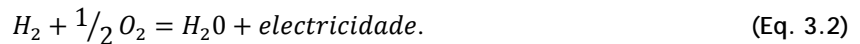
### 3.3.3. A electrólise

A electrólise é um processo através do qual, a passagem da corrente eléctrica através da água provoca a separação nos seus componentes originais, hidrogénio e oxigénio. O rendimento do processo é da ordem dos 95% [35]. A equação que representa o processo de electrólise é:



onde: *H* é o hidrogénio e *O* é o oxigénio.

Na reacção oposta à electrólise dá-se a libertação de vapor de água e electricidade.



Esta é a reacção que ocorre nas pilhas de combustível, para produção de electricidade.

## 3.4. Electrolisadores

O electrolisador é responsável pela alteração do estado químico da água nos seus elementos constituintes, hidrogénio e oxigénio. Utiliza água e electricidade, directamente para gerar hidrogénio. Um electrolisador converte a energia eléctrica em energia química que produz hidrogénio.

Os electrolisadores podem ser utilizados e implementados para várias aplicações e para vários níveis de potência. Podem ser instalados perto dos locais de consumo de hidrogénio (minimizando os custos na utilização de infra-estruturas de distribuição e transporte), ou então em locais de grande produção envolvendo nesse caso estruturas de transporte de gás.

Nos anos 70, a electrólise era vista como um dos processos mais ineficientes e caros de produzir hidrogénio. Contudo, os electrolisadores actuais são muito mais eficientes, podendo atingir valores máximos na ordem dos 90% [34].

### 3.4.1. Electrolisadores: tipos existentes

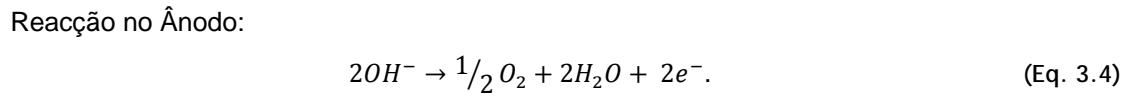
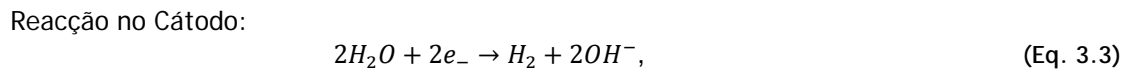
Existem dois tipos principais de electrolisadores: os Alcalinos e os PEM (*Proton Exchange Membrane*). Estes tipos de electrolisadores possuem já uma vasta utilização em aplicações existentes no mercado, sendo que possuem a tecnologia mais desenvolvida e estudada [45].



Figura 3.10 - Electrolisador portátil com tecnologia PEM comercializado pela fabricante Protonenergy [35].

### ↩ Electrolisador Alcalino

O electrolisador Alcalino possui como reacções [38]:

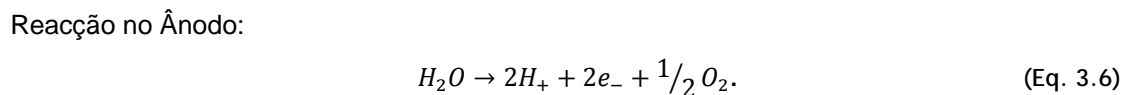
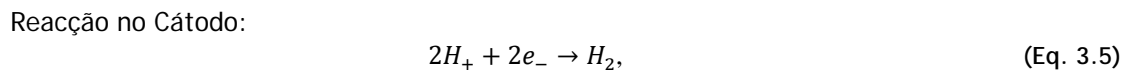


onde:  $H$  é o hidrogénio,  $O$  é o oxigénio e  $e$  é um electrão.

Os electrolisadores alcalinos utilizam uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH) como electrólito. Este tipo de electrolisadores é adequado para aplicações estacionárias e estão disponíveis para pressões reduzidas de funcionamento [46].

### ↩ Electrolisador PEM

O electrolisador PEM possui como reacções [38]:



O electrolisador PEM, ao contrário dos alcalinos não requer um electrólito líquido, o que simplifica o seu funcionamento. O seu electrólito é uma membrana polimérica ácida. Estes electrolisadores podem potencialmente ser concebidos para pressões operacionais até várias centenas de bar, sendo adequado tanto para aplicações móveis como estacionárias [39].

Este electrolisador tem como grande vantagem a sua capacidade intrínseca de lidar com variações de energia eléctrica instáveis à entrada, resultando dessa capacidade a sua grande aplicação no que diz respeito à utilização de fontes de energia renováveis para o fornecimento de electricidade (eólica e solar, por exemplo), tal como afirmado em [37]. Outra grande vantagem do electrolisador, é poder operar com uma ampla gama de factores de capacidade, e poder operar para uma gama muito vasta de potências instaladas, o que torna este processo interessante para acoplamento com fontes de energia renováveis, particularmente com energia fotovoltaica (FV). Os sistemas fotovoltaicos podem gerar correntes directas de baixa voltagem que é necessária para o processo de electrólise [40].

O hidrogénio produzido por este tipo de electrolisador tem tipicamente um grau de pureza de 99,999%. Estes valores de pureza são os adequados para a utilização do hidrogénio nas pilhas de combustível que exigem valores de pureza muito próximos dos 100%.

Cada tipo de electrolisador existente no mercado possui diferentes necessidades de energia para a produção de hidrogénio, resultando em diferentes valores de eficiência do sistema:

Tabela 3.3 - Eficiência de diferentes electrolisadores existentes no mercado [38].

Electrolisador	Energia requerida pelo Sistema (kWh/kg)	HHV do hidrogénio (kWh/kg)	Eficiência do Sistema (%)
Stuart: IMET 1000	53.4	39	73
Teledyne: EC-750	62.3	39	63
Proton: Hogen 380	70.1	39	56
Norsk Hydro: Atmospheric Type No.5040(5160 Amp DC)	53.5	39	73
Avalence: Hydrofiler 175	60.5	39	64

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.

Depois de enunciadas as características dos electrolisadores é necessário estudar as formas de armazenamento do hidrogénio por si produzido.

### 3.5. Armazenamento de hidrogénio

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. Existem diversas formas de armazenamento de hidrogénio, sendo elas [35]:

- 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.

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 [41]. Esta tecnologia está actualmente disponível sob a forma de cilindros (botijas) ou tanques sobre pressão, sendo um método de armazenamento directo, amplamente usado quando são necessárias pequenas quantidades de gás [35].

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 200-250bar [35].

Os electrolisadores convencionais produzem hidrogénio a baixas pressões (7-15bar) o que se revela insuficiente, pois as pressões nos tanques de armazenamento são mais elevadas, sendo neste caso necessário a utilização de compressores, para obter a efectuar a compressão adicional. Os novos electrolisadores possuem já capacidade de produção a pressões mais elevadas (170-210psi, podendo chegar até aos 700bar), eliminando assim a necessidade de compressores [41].

Este método de armazenamento é amplamente usado em aplicações onde a solicitação de hidrogénio é variável e não é muito alta, nomeadamente em unidades de pilha de células de combustível, nos autocarros, automóveis, em habitações, em estabelecimentos comerciais e industriais [35].



Figura 3.11 - Tanque de armazenamento de hidrogénio [42].

Na figura 3.11 apresenta-se um tanque de armazenamento de hidrogénio de alta pressão, com capacidade de armazenamento de 32 litros com pressões até 700 bar [42].

As principais vantagens 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  $H_2$ ).

As principais dificuldades que surgem quando se pretende armazenar hidrogénio são a sua baixa densidade e seu baixo ponto de ebulição mesmo a alta pressão.

### 3.6. Hidrogénio: diferentes aplicações

O hidrogénio pode ser utilizado em diferentes aplicações e com diferentes objectivos, tal como é exemplificado no esquema seguinte:

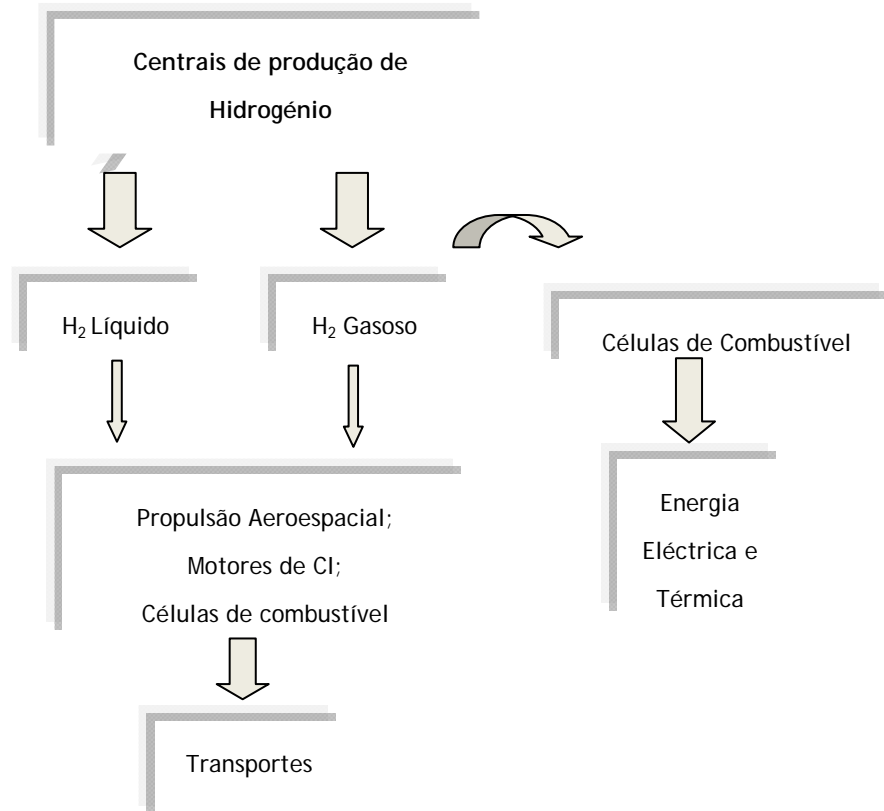


Figura 3.12- Sistemas de hidrogénio [43].

Uma das aplicações mais interessantes e com maior potencial de utilização do hidrogénio produzido é a sua utilização nas pilhas de combustível para produção de electricidade.

### 3.7. Pilhas de combustível

A conversão de hidrogénio em electricidade pode ser conseguida através de diferentes métodos, tais como, pilhas de combustível e reacções de combustão. A pilha de combustível tem a vantagem de possuir uma boa eficiência de conversão, sendo esse o principal motivo da sua utilização.

#### 3.7.1. Pilhas de combustível: princípio de funcionamento

As pilhas de combustível são equipamentos electroquímicos que convertem a energia química contida no combustível directamente em energia eléctrica. O princípio de funcionamento de uma PC é semelhante ao de uma bateria. É composta por um ânodo e um cátodo porosos, cada um revestido num dos lados por uma camada catalisadora de platina, e separados por um electrólito [12]. O electrólito pode ser um meio líquido ou sólido e tem grande influência no desenho e temperatura de funcionamento da pilha de combustível. O tipo de electrólito determina [12]:

- A natureza e pureza do combustível e do oxidante;
- A temperatura de funcionamento da pilha de combustível;
- O desenho da pilha de combustível.

A função do electrólito é de actuar como um meio que permite aos iões ( $H_+$ ,  $OH^-$ ,  $O_2^-$ ,  $CO_2^-$ ) passarem no sentido de um eléctrodo para o outro eléctrodo [44]. Exteriormente existe uma ligação eléctrica entre os dois eléctrodos (ânodo e cátodo) onde é ligado o receptor (a carga), tal como se pode observar na figura seguinte:

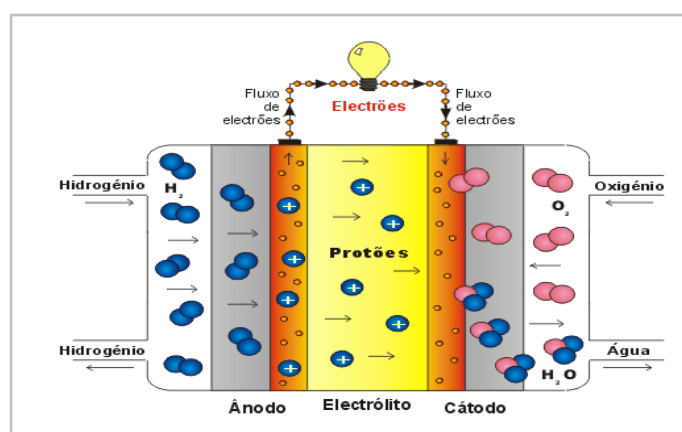


Figura 3.13 - Esquema típico de uma célula de combustível [45].

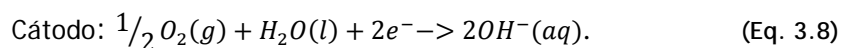
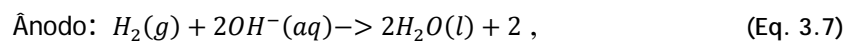
O combustível é fornecido ao ânodo, enquanto o oxidante é fornecido ao cátodo. O combustível é electroquimicamente oxidado na superfície do ânodo enquanto o oxidante é electroquimicamente reduzido na superfície do cátodo. Os iões criados devido às reacções electroquímicas circulam entre o ânodo e o cátodo através do electrólito. Os electrões produzidos no ânodo circulam através de uma carga externa até ao cátodo completando assim o circuito eléctrico [46].

As pilhas de combustível são compostas pela associação em série de diversas células de combustível. As células de combustível podem produzir uma diferença de potencial de 1V, sendo que através da sua associação se podem obter níveis úteis de potência [44,45] Desta característica surge uma das grandes vantagens das pilhas de combustível, que é pois, a capacidade de associação para formar pilhas de combustível com a mais variada gama de potência.

### 3.7.2. Tipos de pilhas de combustível

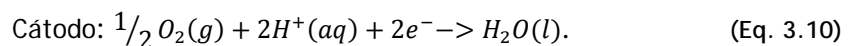
As pilhas de combustível classificam-se, tal como afirmado anteriormente, segundo o tipo de electrólito que utilizam. Isto determina o tipo de reacções químicas que ocorrem no interior da célula, o tipo de catalisadores necessários, a temperatura a que a célula opera, o combustível requerido, entre outros factores. Estas características, por sua vez, afectam o tipo de aplicações adequadas para estas pilhas. Existindo cinco tipos principais de células [44,45]:

↩ *Células de Combustível Alcalinas (Alkaline Fuel Cells - AFC)*, cujas reacções são:

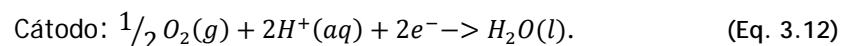
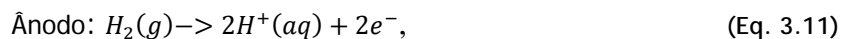


onde:  $H$  é o hidrogénio,  $O$  é o oxigénio e  $e$  é um electrão

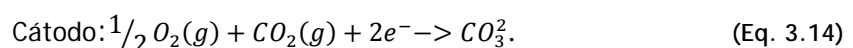
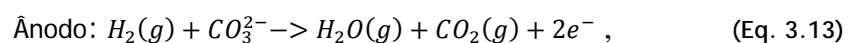
↩ *Células de Combustível com Membrana de Permuta Protónica (Proton Exchange Membrane Fuel Cells - PEMFC)*, cujas reacções são:



↩ *Células de Combustível de Ácido Fosfórico (Phosphoric Fuel Cells - PAFC)*, cujas reacções são:

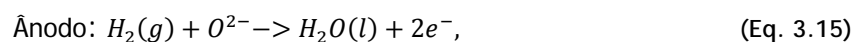


↩ *Células de Combustível de Carbonato Fundido (Molten Carbonate Fuel Cells - MCFC)*, cujas reacções são:



onde:  $H$  é o hidrogénio,  $O$  é o oxigénio,  $C$  é o Carbono e  $e$  é um electrão

↩ *Células de Combustível de Óxido Sólido (Solid Oxide Fuel Cells - SOFC)*, cujas reacções são:



As características das células de combustível referidas anteriormente encontram-se apresentadas de forma sintetizada na seguinte tabela:

Tabela 3.4 - Tipos de pilhas de combustível [55].

Pilha de Combustível	Electrólito	Combustível	Oxidante	lão Condutor	Temperatura de funcionamento (°C)	Rendimento (%)
AFC	KOH	$H_2$ puro	Ar + $H_2O$ (sem $CO_2$ )	$OH^+$	60 - 90	55-60
PEFC/PEM	Membrana de polímero	$H_2$ puro	Ar (sem CO)	$H^+$	70-90	35-45
PAFC	Ácido fosfórico	$H_2$	Ar (sem CO)	$H^+$	200	35-45
MCFC	Lítium Potássio Carbonato fundido	$CH_4, H_2, CO$	Ar + $CO_2$	$CO_2^{2-}$	600-650	45-55
SOFC	Óxido de Ytrina e Zircónio	$CH_4, H_2, CO$	Ar	$O^{2-}$	800-1000	45-55

Uma característica fundamental das células ou pilhas de combustível é a sua temperatura de funcionamento, sendo que cada tipo de pilha está vocacionado para o funcionamento a baixas ou a altas temperaturas [47]. Esta necessidade de adaptação surge das diferentes características dos sistemas eléctricos em que estas vão estar inseridas. As células de combustível dos tipos AFC, PEFC e PAFC agrupam-se na categoria de baixa temperatura de

funcionamento, enquanto as pilhas de combustível MCFC e SOFC pertencem à categoria de alta temperatura de funcionamento.

Tabela 3.5 - Pilhas de combustível de baixa e alta temperatura [47].

	Pilhas de combustível de baixa temperatura	Pilhas de combustível de alta temperatura
Tecnologias aplicáveis	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ AFC</li> <li>➤ PAFC</li> <li>➤ PEFC/PEM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ MCFC</li> <li>➤ SOFC</li> </ul>
Dimensão típica	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Os produtos disponíveis no mercado e em desenvolvimento tem potências até 250kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ A maioria dos equipamentos em desenvolvimento tem potências na ordem de 2MW, mas existem planos para desenvolver unidades com menos de 1MW</li> </ul>
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Rendimento elevado</li> <li>➤ Emissões reduzidas</li> <li>➤ Arranque rápido</li> <li>➤ Potencial para redução significativa do custo resultante da produção em larga escala</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Rendimento muito elevado</li> <li>➤ Emissões reduzidas</li> <li>➤ Processamento de combustíveis mais simples</li> <li>➤ Não existe a necessidade de utilizar catalisadores de metais preciosos</li> <li>➤ Não são danificadas pelo CO</li> <li>➤ Potencias mais elevadas</li> </ul>
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Potencial de cogeração limitado</li> <li>➤ Processamento de combustível relativamente complexo</li> <li>➤ Mais sensível ao CO</li> <li>➤ Requer catalisadores de metais preciosos</li> <li>➤ Custo elevado (PAFC)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mercado limitado inicialmente à produção de electricidade (o que reduz o potencial de redução de custo)</li> <li>➤ Complexidade dos sistemas híbridos</li> </ul>

Apesar das diferenças entre cada tipo de pilha de combustível, o princípio de funcionamento base é semelhante para todos os tipos de pilhas de combustível [12]. Na figura seguinte podemos observar uma comparação a nível do rendimento das células de combustível (de alta e baixa temperatura) com diferentes tecnologias existentes no mercado.

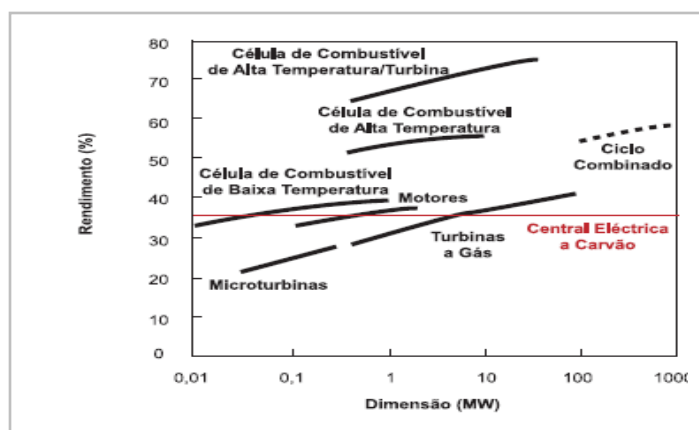


Figura 3.14 - Rendimento de diversas tecnologias de produção de energia [36].

É possível verificar que as células de combustível (e consequentemente as pilhas de combustível) possuem um rendimento elevado, especialmente as células de combustível de alta temperatura que se revelam ser bastante superiores a outras tecnologias existentes no mercado.

### 3.7.3. Pilhas de combustível: sistemas auxiliares

Um sistema de produção de electricidade baseado em pilhas de combustível necessita de equipamentos auxiliares que podem incluir diversos componentes, entre eles [45,48]:

- a) Compressor ou ventilador para fornecer o ar ao cátodo;
- b) Reformador, caso combustível utilizado seja um hidrocarboneto;
- c) Circuito de refrigeração;
- d) Separador para remoção da água obtida nos produtos da reacção;
- e) Bomba para recirculação dos gases rejeitados pelo ânodo;
- f) Controlador do sistema;
- g) Sistema de armazenamento e alimentação do combustível;
- h) Secção de condicionamento, que estabiliza a tensão DC e pode converter em AC.

### 3.7.4. Pilhas de combustível: modos de operação

Uma pilha combustível pode ser concebida e instalada com várias configurações, dependendo das necessidades. Os diferentes modos de operação existentes incluem: operação em paralelo com a rede eléctrica para alimentar um consumidor, funcionamento com ligação directa à rede eléctrica, operação como *backup* para uma carga ligada à rede eléctrica e ligação directa a uma carga [46].

As células de combustível produzem energia em corrente contínua, com uma variação de tensão considerável conforme a potência solicitada, o que raramente será satisfatório para ligação directa a uma carga eléctrica [44]. Nestes casos poderá ser necessário um condicionamento da potência de saída. Este pode ser feito por um simples regulador da tensão ou por um conversor *DC/DC*. No caso de se pretender fornecer à carga em *corrente alternada* é necessária a utilização de um inversor de *DC/CA*.

Também no caso de interligação à rede eléctrica das pilhas de combustível é necessário converter a tensão de saída DC da pilha para uma tensão AC. Os inversores utilizados para a interface com a rede eléctrica são habitualmente designados por inversores de tensão (*Voltage Source Inverter - VSI*) e inversores de corrente (*Current Source Inverter - CSI*). Estes inversores podem servir simultaneamente como um compensador de energia reactiva bem como um filtro activo [49]. A interligação com a rede requer que seja garantido a existência de [46]:

- Sincronismo com a rede;
- Regulação de tensão;
- Regulação de frequência;
- Injecção de potência reactiva com controlo do factor de potência;
- Sistema de protecção;
- Ciclo de realimentação para supressão de flutuações de tensão;
- Supressão de harmónicos para dentro dos limites estipulados
- Alta eficiência;
- Fiabilidade elevada;
- Estabilidade de operação.

### 3.7.5. Pilhas de combustível: vantagens e desvantagens

A utilização de pilhas de combustível, tem como qualquer outra tecnologia vantagens e desvantagens [44,46].

Como vantagens podemos referir:

- Devido ao facto de não possuírem partes móveis, as células de combustível apresentam maiores níveis de confiança comparativamente com motores de combustão interna e turbinas de combustão. Estas não sofrem paragens bruscas devido ao atrito ou falhas das partes móveis durante a operação;
- A flexibilidade no planeamento, incluindo a modulação, resulta em benefícios financeiros e estratégicos para as unidades de células de combustível e para os consumidores;

- Na qualidade de tecnologia alvo de interesse recente, as pilhas de combustível apresentam um elevado potencial de desenvolvimento. Em contraste, as tecnologias que competem com as PC, incluindo turbinas de gás e motores de combustão interna, já atingiram um estado avançado de desenvolvimento;
- Do processo de funcionamento normal das pilhas de células de combustível, gera-se uma quantidade significativa de calor que pode ser aproveitado para produzir vapor ou água quente. Esta optimização permite que haja um aumento da eficiência do sistema.

Como desvantagens podemos referir:

- A necessidade da utilização de metais nobres como, por exemplo, a platina que é um dos metais mais caros e raros no nosso planeta;
- Custo ainda elevado desta tecnologia, resultando da investigação, do preço dos materiais e dos processos de fabrico, o que tem restringido o uso da tecnologia das células de combustível;
- A elevada pureza que a corrente de alimentação de hidrogénio deve ter para não contaminar o catalisador;
- A baixa taxa de reacção que conduz a reduzidas intensidades de corrente e potência;
- Hidrogénio não ser um combustível prontamente disponível sendo que a sua produção recorre ao uso intensivo de energia e deriva muitas vezes dos combustíveis fósseis.

Como síntese apresenta-se uma tabela com os tipos de tecnologias existentes, aplicações e algumas empresas fabricantes de pilhas de combustível.

Tabela 3.6 - Pilhas de combustível, tecnologias, aplicações e empresas fabricantes [50].

	<150 W	1-10 kW	100 Kw - 1 MW
<b>Tecnologias</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ DMFC</li> <li>➤ PEMFC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ PEMFC</li> <li>➤ AFC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ SOFC</li> <li>➤ MCFC</li> <li>➤ PAFC</li> </ul>
<b>Empresas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Motorola</li> <li>➤ GES</li> <li>➤ Hydrocell</li> <li>➤ Warsitz</li> <li>➤ Proton Energy Syst.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Nuvera</li> <li>➤ Ballard/Aistom</li> <li>➤ PlugPoxer</li> <li>➤ NewCo</li> <li>➤ Apollo</li> <li>➤ H. Power</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ FC/OSI</li> <li>➤ Siemens</li> <li>➤ Westinghouse</li> <li>➤ Fuel Cell Energy</li> </ul>
<b>Aplicações</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Telemóveis</li> <li>➤ Computadores</li> <li>➤ Comunicações militares</li> <li>➤ Iluminação de emergência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Residencial/UPS</li> <li>➤ Automóvel</li> <li>➤ Tracção</li> <li>➤ Comunicações</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Produção distribuída</li> <li>➤ Sistemas de Cogeração Industrial/Comercial Residencial</li> </ul>

### 3.8. Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas e descritas as tecnologias constituintes deste projecto, nomeadamente os sistemas FV, sistemas de produção de hidrogénio e pilhas de combustível.

Relativamente aos sistemas FV foi apresentado um enquadramento com a realidade Portuguesa a nível de potência instalada e energia produzida, tendo sido descrito também o seu princípio de funcionamento, tipos de células FV existentes, principais modos de operação bem como vantagens e desvantagens desta solução de produção de energia.

Quanto aos sistemas de produção de hidrogénio foi efectuada uma abordagem inicial ao combustível hidrogénio, realçando as suas vantagens e desvantagens, bem como diferentes formas de produção e armazenamento. Foi analisado em pormenor a produção de hidrogénio através de electrolisadores e o armazenamento sobre a forma de botijas ou tanques de alta pressão.

Relativamente às pilhas de combustível foi descrito o seu princípio de funcionamento, principais tipos existentes, os sistemas auxiliares necessários para uma correcta operação, bem como as principais vantagens e desvantagens que este tipo tecnologia possui.



## Capítulo 4

# Bases para a Avaliação Económica de um Investimento

### 4.1. Introdução

No presente capítulo explicam-se os conceitos relativos à matemática financeira e contabilística, necessários à compreensão, análise e avaliação de projectos de investimento.

### 4.2. Análise de investimentos

Quando se pretende efectuar um determinado investimento é necessário verificar se esse investimento irá ter retorno e em quanto tempo. É importante fazer uma análise económica para se fazer a avaliação de todas as alternativas de investimento e para determinar qual se revela mais interessante consoante os objectivos pretendidos.

Um investimento em energias renováveis carece tal como outro investimento qualquer, de uma análise de viabilidade. A correcta avaliação da viabilidade financeira dos investimentos em instalações de produção descentralizada de energia eléctrica é condição necessária para que a progressiva implantação das novas tecnologias de energia se faça de modo sólido e convincente [51].

### 4.3. Métodos de avaliação de investimentos (indicadores de investimento)

Estando perante a dúvida de investir ou não num projecto, torna-se necessária a existência de indicadores que fundamentem uma decisão.

Na temática de selecção de projectos de investimento abordam-se modelos de análise de viabilidade económica, de modo a que um agente de decisão possa ter em conta se deve ou não investir em determinado projecto ou se no caso de existir mais do que uma opção, saber sobre qual tomar partido.

Como modelos de análise realçam-se o Valor Actual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), Período de Recuperação de Capital (PRC), Custo Nivelado de Energia (CNE) e Custo de Nivelado de Hidrogénio (CNH) [51-54].

#### 4.3.1. Valor Actual Líquido (VAL)

O Valor Actual Líquido tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do cálculo do valor actual de todos os seus fluxos de caixa [51,53].

O VAL é pois a diferença entre os valores actualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do projecto, correspondendo ao somatório das receitas, custos de investimento e valores residuais do projecto [54].

No cálculo do VAL transportam-se todos os fluxos de caixa anuais para uma data presente, correspondendo isso a calcular a quanto equivaleriam esses mesmos fluxos no instante  $n = 0$ .

A expressão considerada é:

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{-Investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^n}, \quad (\text{Eq. 4.1})$$

onde  $Investimento_k$  é o custo do investimento no ano  $k$ ,  $FC_k$  é o fluxo de caixa no ano  $k$ ,  $Valor\ Residual$  é o valor residual do projecto,  $i$  é uma taxa de actualização que reflecte o custo de oportunidade do capital investido e  $n$  é a duração da vida útil do projecto.

Uma vantagem deste modelo na análise dum projecto de investimento é que pode facilmente ser convertido num critério de decisão quanto à viabilidade económica do mesmo.

A regra de decisão será a de aceitar apenas os projectos em que  $VAL \geq 0$ , pois só nesse caso o projecto gerará benefícios em valor que permitirão recuperar os recursos aplicados. Temos então [52]:

- Se o valor for positivo ( $VAL > 0$ ), o projecto será economicamente viável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros.
- O caso em que VAL é nulo ( $VAL = 0$ ), é o caso limite, em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida.
- Quando VAL é negativo ( $VAL < 0$ ), o projecto considera-se à partida economicamente inviável.

#### 4.3.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade é a taxa de juro que torna nulo o valor actual de uma série de fluxos de caixa. É pois a taxa de actualização que anula o VAL. A TIR representa a taxa mais elevada a que o investidor pode contrair um empréstimo para financiar um investimento sem perder dinheiro.

Para se obter a TIR, é necessário resolver a equação  $VAL=0$  em ordem à taxa de actualização:

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{-Investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^n} = 0. \quad (\text{Eq 4.2})$$

Com efeito, a decisão sobre a selecção de investimentos com base na TIR só faz sentido quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade do capital. A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que a TIR seja superior ao custo de capital  $i$ , exigido pelo investidor. Uma TIR inferior levará à recusa do investimento, uma TIR nula será sinónima de indiferença.

#### 4.3.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

Por período de recuperação do investimento entende-se o período necessário ao funcionamento do projecto para que o somatório dos fluxos de receitas e despesas iguale as despesas de investimento.

Este critério vai permitir verificar se o tempo de recuperação do investimento é inferior ou não ao tempo de vida útil do projecto, ou seja, vai permitir em última análise verificar se o projecto dará lucro ou não. O valor do PRI é calculado encontrando o valor de  $n$  que torna o VAL nulo,

$$PRI = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{Investimento_k}{(1+i)^k}}{\frac{1}{n} \times \left( \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^n} \right)}. \quad (\text{Eq. 4.3})$$

O índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco, e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Pode ocorrer que um projecto com melhor TIR (ou seja, melhor remuneração de capital) que a de outro, possuam no entanto um PRI maior, por causa das durações diferentes dos projectos [52].

#### 4.3.4. Custo Nivelado de Energia (CNE)

Para a realização de um estudo de viabilidade económica num sistema de produção de energia é necessário ter em conta o custo da energia produzida.

Podemos apresentar o custo da energia produzida através do Custo Nivelado de Energia (CNE). O CNE é utilizado em situações nas quais o período de investimento e decisão se estende no tempo [51]. Para o cálculo deste índice é tido em conta um valor anual nivelado de todos os custos, e um valor anual da energia produzida. A utilização deste modelo torna-se útil para comparar tecnologias de produção com características e tempos de vida diferentes.

A expressão que nos dá o valor do CNE é:

$$CNE = \frac{\sum_e (\tau_e \times I_e + OM_e)}{EAP}, \quad (\text{Eq. 4.4})$$

sendo:

$$\tau_e = \frac{t \times (1+i)^{ne}}{(1+i)^{ne} - 1}, \quad (\text{Eq. 4.5})$$

onde: CNE representa o custo nivelado de electricidade (€/MWh),  $I_e$  o investimento no ano 0 para o equipamento  $e$  (€),  $OM_e$  o custo anual de operação e manutenção (€/ano), EAP a energia anual produzida (MWh/ano),  $\tau_e$  o factor de anualização para o equipamento  $e$ ,  $i$  é a taxa de actualização e  $n_e$  o tempo de vida do equipamento  $e$  (anos).

#### 4.3.5. Custo Nivelado de Hidrogénio (CNH)

Para a realização de um estudo de viabilidade económica num sistema com produção de hidrogénio, é necessário ter em conta o seu custo de produção

Podemos apresentar o custo de produção de hidrogénio através do Custo Nivelado de Hidrogénio (CNH). O CNH representa o custo equivalente de produção de hidrogénio para uma determinada central de produção, tendo em conta um valor anual nivelado de todos os custos e um valor anual do hidrogénio produzido.

A expressão que nos dá o valor do CNH é:

$$CNE = \frac{\sum_e(\tau_e \times I_e + OM_e)}{HAP}, \quad (\text{Eq 4.6})$$

sendo:

$$\tau_e = \frac{t \times (1+i)^{ne}}{(1+i)^{ne} - 1}, \quad (\text{Eq 4.7})$$

onde: CNH representa o custo nivelado de hidrogénio (€/kg),  $I_e$  o investimento no ano 0 para o equipamento  $e$  (€),  $OM_e$  o custo anual de operação e manutenção (€/ano), HAP o hidrogénio anual produzido (kg/ano),  $\tau_e$  o factor de anualização para o equipamento  $e$ ,  $i$  a taxa de actualização e  $n_e$  o tempo de vida do equipamento  $e$  (anos).

## 4.4. Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os vários indicadores de avaliação de investimento existentes e com potencial para serem utilizados neste projecto. A conjugação dos diferentes indicadores (VAL, TIR, PRI, CNE e CNH), permite determinar com uma maior certeza a viabilidade de um investimento.

Através do VAL é possível determinar se um investimento específico terá retorno, sendo que através do PRI conseguiremos saber qual o período de tempo necessário para esse retorno. Através do TIR é possível determinar a taxa mais elevada a que um investidor pode contrair um empréstimo sem perder dinheiro. Por fim, utilizando o CNE e o CNH é possível calcular o custo de produção de energia e hidrogénio, sendo importante para fazer a comparação entre diferentes projectos.

## Capítulo 5

# Plataforma de Simulação e Modelos Adoptados

### 5.1. Introdução

A qualidade de um estudo baseado em simulação e as suas conseqüentes conclusões, depende da qualidade dos modelos adoptados e dos cenários de estudo considerados, bem como da robustez da plataforma de simulação utilizada para o efeito.

Este capítulo tem como objectivo a descrição da plataforma de simulação utilizada, bem como dos modelos adoptados. Serão apresentadas todas as considerações efectuadas que permitam uma correcta modelização das tecnologias envolvidas neste projecto, nomeadamente sistemas fotovoltaicos, sistemas de produção de hidrogénio e pilhas de combustível.

Neste capítulo serão também descritos detalhadamente todos os cenários de estudo examinados, e que permitem uma melhor compreensão dos sistemas de produção combinada de energia de sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microprodução renovável.

### 5.2. Software de simulação: HOMER - Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

O software escolhido para a realização deste estudo foi o Homer® (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) versão 2.69 beta, que é gratuitamente disponibilizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) [55].

O software Homer® 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 [56].

O Homer® tem a capacidade de modelizar sistemas conectados à rede ou isolados, servindo cargas eléctricas e cargas do tipo térmico, podendo ser constituído por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, micro-turbinas, pilhas de combustível, electrolisadores, baterias e tanques de armazenamento de hidrogénio.

As três principais tarefas realizadas pelo Homer® são a simulação, a optimização e a análise de sensibilidade de sistemas de produção de energia [56]. 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 sensibilidades, efectua-se múltiplas optimizações para um variado leque de valores de entrada, de forma a avaliar o grau de variação dos resultados de um determinado projecto face a alterações nas variáveis mais relevantes, permitindo assim lidar com cenários de incerteza.

### 5.3. Cenários de estudo a considerar

Com o objectivo de analisar algumas das potencialidades previstas no Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro pretende-se fazer uma análise técnico-económica de um sistema de microgeração baseado num sistema combinado fotovoltaico com produção de hidrogénio e pilha de combustível.

Para efectuar a análise pretendida decidiu-se considerar cenários de estudo intermédios que permitam perceber melhor as tecnologias e os processos envolvidos.

1. O primeiro cenário de estudo tem por objectivo a análise de microgeração fotovoltaica, inserida no contexto do novo Decreto-Lei.
2. O segundo cenário de estudo tem como objectivo uma análise técnico-económica da produção de hidrogénio proveniente de microprodução renovável.
3. O terceiro cenário de estudo analisa microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente inserido no contexto do Decreto-Lei.
4. O quarto e último cenário é uma modificação do anterior, permitindo agora a utilização de uma pilha de combustível, que irá aproveitar o hidrogénio armazenado para produção de electricidade que irá ser vendida à rede. Este cenário de combinação das fontes de energia resulta no previsto no Decreto-Lei já referido.

#### 5.3.1. Microgeração fotovoltaica

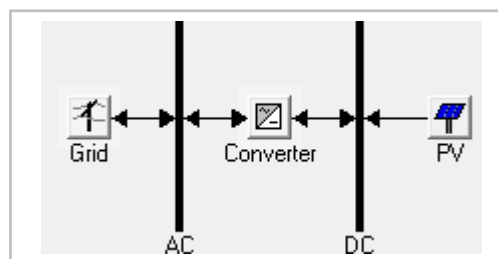


Figura 5.1 - Configuração do cenário de estudo 1 no software Homer®.

Neste cenário de estudo vai ser analisada a produção de energia eléctrica através de um sistema fotovoltaico. O objectivo é analisar a produção e respectiva venda de energia eléctrica à Rede Eléctrica de Serviço Pública (RESP).

Os componentes do sistema a considerar serão os seguintes:

1. Sistema fotovoltaico;
2. Inversor;
3. Rede Eléctrica de Serviço Público.

Esta análise tem como objectivo efectuar o estudo de um sistema fotovoltaico de microgeração que preencha os requisitos para beneficiar do regime bonificado previsto no Decreto-Lei 363/2007.

Para ter acesso ao regime bonificado, uma unidade de microprodução deverá ter uma potência de ligação de no máximo 3,68kW, o que para instalações com inversor é equivalente à potência máxima instalada deste equipamento. Neste cenário é efectuado um sobredimensionamento dos painéis fotovoltaicos de forma a analisar para a gama de potências consideradas, os valores de energia produzidos, a energia que será passível de entrega à RESP, bem como a energia excedente resultante da limitação de venda imposta pela capacidade do inversor. É calculado para cada sistema o custo de investimento e o custo de produção de energia.

Para melhor análise foram consideradas diferentes configurações, sendo cada uma constituída por um inversor de 3.6kW e um sistema FV cuja potencia instalada varia.

Tabela 5.1 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 1

Configuração	Sistema FV (kW)	Inversor (kW)
1	3,68	3,6
2	5	3,6
3	6	3,6
4	7	3,6
5	8	3,6

### 5.3.2. Análise da produção de hidrogénio proveniente de microgeração renovável

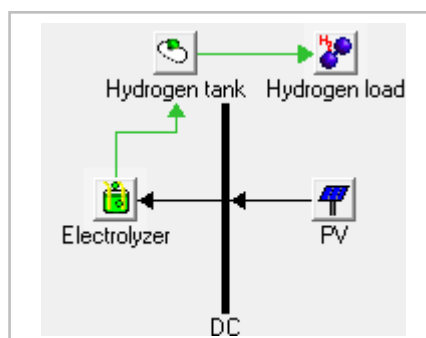


Figura 5.2 - Configuração do cenário de estudo 2 no software Homer®.

Neste cenário de estudo vai ser analisada a produção de hidrogénio a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente um sistema FV. Os componentes do sistema de produção a considerar serão os seguintes:

1. Sistema fotovoltaico;
2. Electrolisador;
3. Tanque de armazenamento de hidrogénio.

Na configuração apresentada também está apresentada uma carga de hidrogénio, no entanto ela não tem nenhum efeito prático pois apenas está presente porque o software não permite a simulação sem a mesma.

Esta análise tem como objectivo determinar os custos de produção de hidrogénio, bem como as quantidades produzidas e a energia envolvida no processo. É também motivo de estudo a influência de cada componente no processo, através da realização de uma análise de sensibilidades. Para uma melhor análise foram consideradas diferentes configurações do sistema.

Tabela 5.2 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 2.

Configuração	Sistema FV (kW)	Electrolisador (kW)	Tanque de armazenamento (kg)
1	3.675	3	170
2	6	4,5	170
3	8	6	275

As configurações analisadas resultam de optimizações efectuadas para cada sistema FV, na perspectiva de minimização do custo de produção de hidrogénio.

### 5.3.3. Microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente

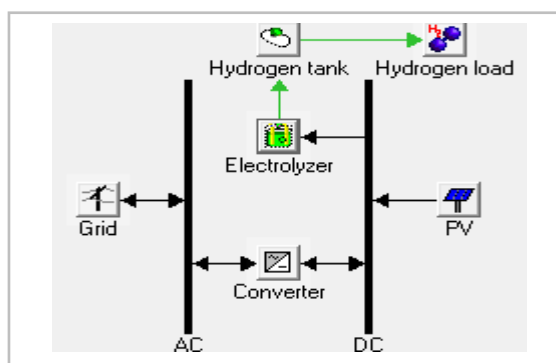


Figura 5.3 - Configuração do cenário de estudo 3 no software Homer®.

Neste cenário vai ser analisado o armazenamento de energia sobre a forma de hidrogénio. O hidrogénio produzido resulta do excesso de produção de energia resultante do limite de ligação imposto pelo Decreto-Lei 363/2007 para acesso ao regime bonificado. Os componentes do sistema de produção a considerar serão os seguintes:

1. Sistema fotovoltaico;
2. Inversor;
3. Electrolisador;
4. Tanque de armazenamento de hidrogénio.

Esta análise surge no seguimento dos cenários de estudo 1 e 2, no qual foi simulada respectivamente a microgeração fotovoltaica e a produção de hidrogénio. Para melhor análise foram consideradas diferentes configurações do sistema.

Tabela 5.3 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 3.

Configuração	Sistema FV (kW)	Electrolisador (kW)	Inversor (kW)	Tanque de armazenamento (kg)
1	5	1	3,6	85
2	6	1.5	3,6	85
3	7	2.5	3,6	85
4	8	3.0	3,6	85

As configurações analisadas resultam de optimizações efectuadas para cada sistema FV, na perspectiva de minimização do custo de produção de hidrogénio armazenado.

### 5.3.4. Produção combinada de energia, composta por sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microgeração renovável previsto no Decreto-Lei 363/2007

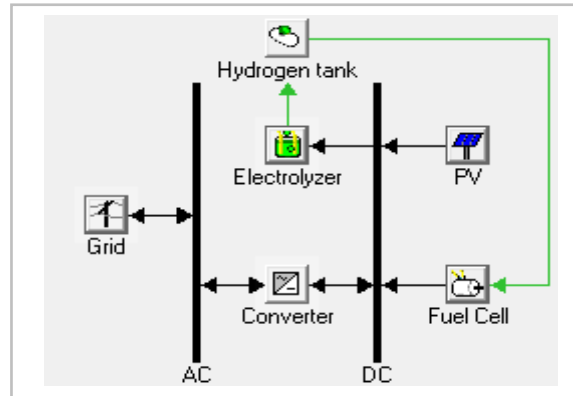


Figura 5.4 - Configuração do cenário de estudo 4 no software Homer®.

Neste cenário de estudo vai ser analisada a produção combinada de energia prevista no contexto do Decreto-Lei n.º 363/2007. O objectivo é determinar a viabilidade do aproveitamento da produção excedentária de energia, resultante do limite de ligação à rede imposto pelo regime bonificado do Decreto-Lei já citado, para produção de hidrogénio e posterior utilização numa pilha de combustível.

Este cenário parte dos pressupostos assumidos nos cenários anteriores. A modelização do sistema fotovoltaico, inversor, electrolisador e sistema de armazenamento serão baseados nos casos de estudo anteriores. Os componentes do sistema de produção a considerar serão os seguintes:

1. Sistema fotovoltaico;
2. Inversor;
3. Electrolisador;
4. Tanque de armazenamento de hidrogénio;
5. Pilha de combustível;
6. Rede Eléctrica de Serviço Público

Esta análise permitirá determinar a energia que será vendida à rede, proveniente do FV e da pilha de combustível. É também motivo de estudo a influência de cada componente no processo, através da realização de uma análise de sensibilidades. Para melhor análise foram consideradas diferentes configurações do sistema.

Tabela 5.4 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 4.

Configuração	Sistema FV (kW)	Inversor (kW)	Electrolisador (kW)	Tanque de armazenamento (kg)	Pilha de Combustível (kW)
1	5	3.6	1	85	0.5kW
2	6	3.6	1.5	85	0.5kW
3	7	3.6	2.5	85	0.5kW
4	8	3.6	3.0	85	0.5kW

A dimensão da pilha de combustível foi considerada fixa, devido aos valores de referência considerados pelas empresas fabricantes.

## 5.4. Modelização das tecnologias em estudo

### 5.4.1. Modelização dos recursos solares

O sistema fotovoltaico foi modelizado a partir de dados reais de radiação solar. Os valores considerados partiram de uma possível instalação situada na cidade do Porto, Portugal.

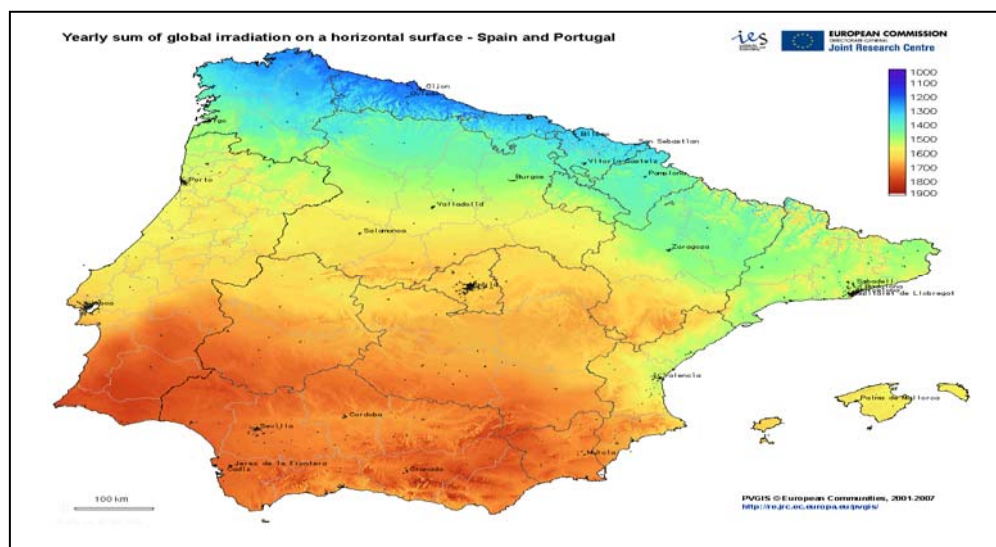


Figura 5.5 - Valores de radiação numa superfície horizontal - Portugal e Espanha [57].

Considerando uma localização na zona Porto/Serra do Pilar, são considerados os seguintes valores de radiação solar:

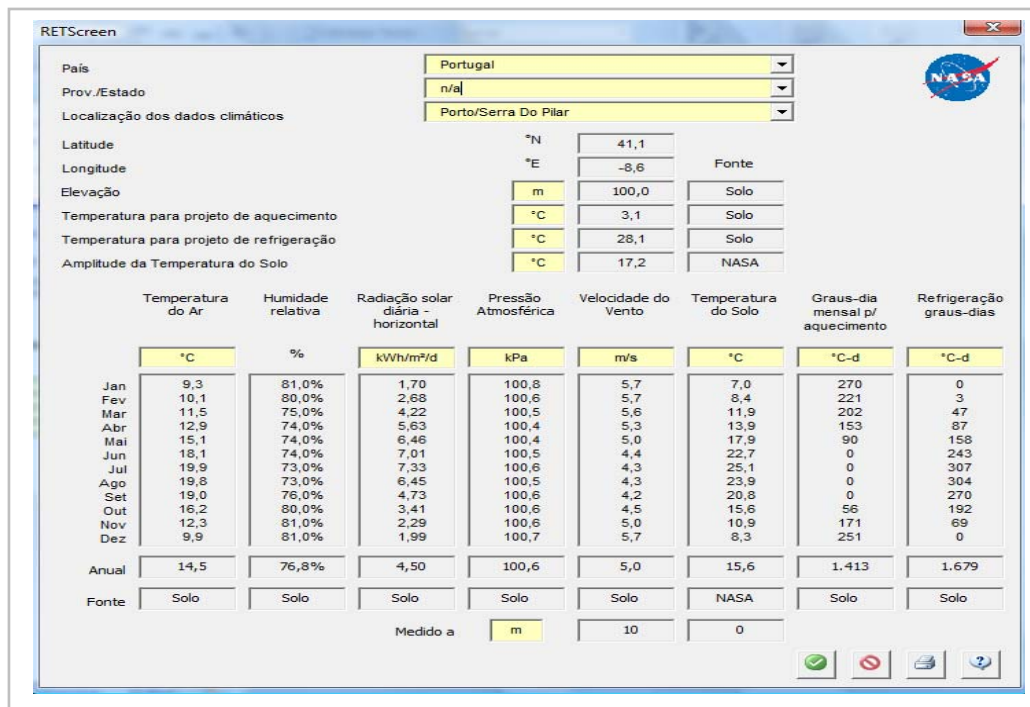


Figura 5.6- Valores de dados climáticos para a zona Porto /Serra do Pilar - Portugal [58,59].

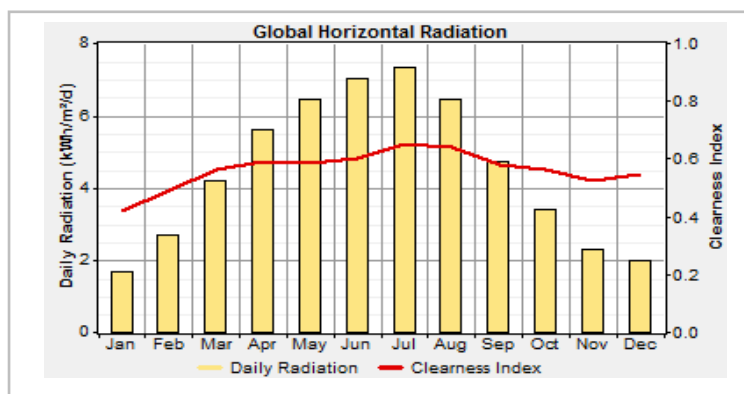


Figura 5.7 - Apresentação gráfica dos valores de Radiação Solar diários considerados - HOMER®.

### 5.4.2. Modelização do sistema fotovoltaico

➤ *Painéis fotovoltaicos*

Para modelização do sistema fotovoltaico foi considerado um painel existente no mercado, da empresa fabricante BP. O painel escolhido foi o BP 7175S, com as seguintes características:

Tabela 5.5 - Característica eléctrica e mecânica do painel BP 7175S [60].

Características eléctricas típicas	BP 7175S
Potencia mínima garantida	175W
Tensão de $P_{max}$ ( $V_{mp}$ )	36,0V
Corrente em $P_{max}$ ( $I_{max}$ )	4,9A
Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ )	5,3A
Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ )	44,4V
Eficiência - módulo ( $\eta$ )	13,9%
Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$	$(0,065 \pm 0,015)\%/K$
Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$	$-(160 \pm 10) \text{ mV}/K$
Coefficiente de temperatura de $P_{max}$	$-(0,5 \pm 0,05) \%/K$
Tensão máxima do sistema	1000V
Dimensões (mm*mm)	1593 * 790 * 50
Peso (kg)	15,4

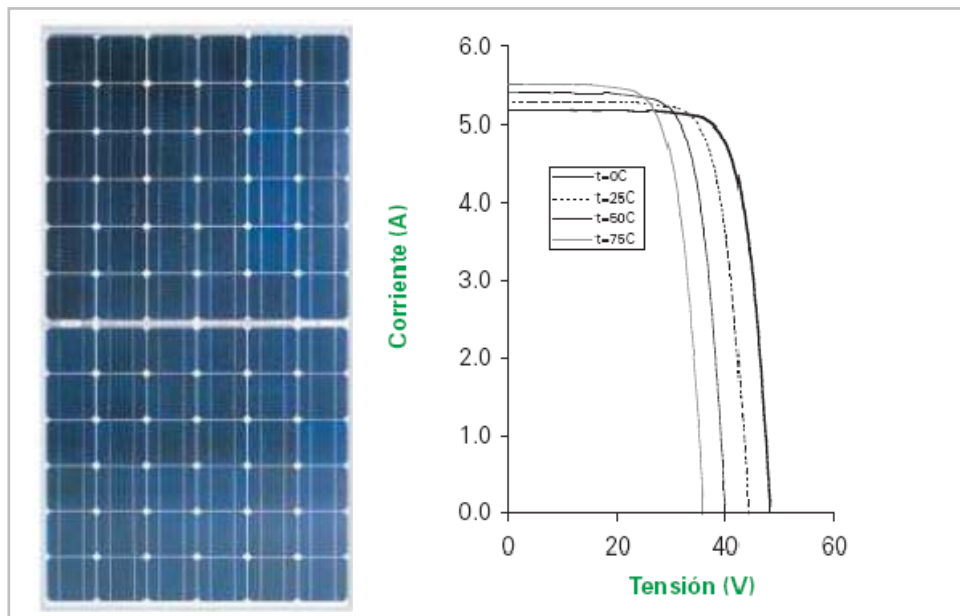


Figura 5.8 - Painel BP 7175 S [60].

O número de painéis a utilizar em cada sistema será dado por:

$$N_{\text{Painéis}} = \frac{P_{\text{pico}}^{\text{Fotov}}}{P_{\text{Painel}}^{\text{Pico}}}, \quad (\text{Eq. 5.1})$$

onde:  $N_{\text{Painéis}}$  é o número de painéis utilizados,  $P_{\text{pico}}^{\text{Fotov}}$  (kW) é a potência pretendida para a instalação e  $P_{\text{Painel}}^{\text{Pico}}$  (W) é a potência de pico do painel.

Considerações gerais:

- a) Para efeitos de simulação, foi considerado para todos os casos de estudo uma orientação do sistema a Sul, com suporte fixo e inclinação igual à latitude;
- b) A empresa fabricante admite como tempo de vida do painel BP 7175 S, 25 anos, mas admite que a partir dos 20 anos se reduz consideravelmente a eficiência do FV, por esse motivo foi considerado neste estudo um tempo de vida de  $n = 20$  anos.

➤ *Inversor para Conexão à Rede*

Para modelização do inversor foi considerado um inversor da empresa *SMA Technologie*. Este permite uma ligação à RESP que cumpre os requisitos do novo DL da microgeração para acesso ao regime de bonificado com uma potência de ligação máxima de 3,68kW.

O inversor escolhido foi o SB 3300, com as seguintes características:

Tabela 5.6 - Características do inversor SB 3300 [61].

Características típicas	SB 3300
Input	
Máxima potência DC ( $P_{DC,max}$ )	3820W
Máxima tensão DC ( $V_{DC,max}$ )	500 V
PV voltage range, MPPT ( $V_{MPP}$ )	200V-500V
Corrente máxima de entrada ( $I_{PV,max}$ )	20 <sup>a</sup>
Ripple da tensão DC ( $V_{PP}$ )	< 10%
Output	
Máxima potência AC ( $P_{AC,max}$ )	3600
Tensão nominal AC ( $V_{AC,max}$ )	220V-240V
Frequência nominal AC ( $f_{AC,nom}$ )	50/60Hz
Eficiência (máxima)	95.2%
Dimensões (mm*mm)	450*352*236
Peso (kg)	41

Considerações gerais:

- a) Para efeitos de simulação foi considerado uma eficiência do inversor,  $\eta_{inversor}$ , de 95%;
- b) O inversor neste estudo além da função da conversão *DC/AC*, vai servir como limitador da potência de ligação do sistema ao RESP. Quando a energia produzida pelo sistema FV for superior à admitida pelo inversor, este vai exercer uma função de "corte", limitando a energia a ser entregue à rede.

➤ *Dados para análise económica*

Os valores considerados para a análise económica foram obtidos a partir de pesquisa de mercado e pesquisa bibliográfica.

De seguida apresenta-se o orçamento proposto por uma empresa instaladora, para uma solução de ligação à rede de 3.68kW [62].

Tabela 5.7 - Preços dos componentes do sistema [62].

Nome	Preço unitário	Quantidade	Preço Total
Módulo BP 7175 S (3,90 €/W)	682,50 €	21	16052,4 €
Inversor SB	2106,66 €	1	2359,5
Caixa de protecções	150,00 €	1	181,5 €
Estrutura de fixação	501,80 €	1	607,178€
Contador ACE SL7000 c/modem GSM	750,00 €	1	907,5 €
Instalação	1200,00 €	1	1452,00 €
Total (com IVA incluído):			21560€

A partir destes valores será considerado que para efeitos de simulação o custo do kW de potência instalada (sem contar com o inversor) será:

$$C_{kW\ inst} = \frac{C_{inv}}{P_{inst}}, \quad (\text{Eq. 5.2})$$

onde  $C_{kW\ inst}$  é o custo da instalação fotovoltaica por cada kW instalado (€/kW),  $C_{inv}$  é o custo de investimento total (€) e  $P_{inst}$  é a potencia instalada do sistema (kW),

$$C_{kW\ inst} = \frac{19200,58}{3.68} = 5217,55€/kW. \quad (\text{Eq. 5.3})$$

Os valores de O&M de um sistema fotovoltaico podem ser variáveis, normalmente considera-se valores entre 1 a 2% [17], para o efeito deste estudo foi considerado valores de O&M de 2% do investimento total. Para efeitos de simulação considera-se em separado os valores de O&M do inversor e do resto do sistema fotovoltaico.

Tabela 5.8 - Custo de O&amp;M do Sistemas FV e Inversor.

Nome	Custo de O&M (€)
Sistema FV	384,012 €
Inversor	47,189 €

Considerações gerais:

- Algumas soluções vendidas já incluem manutenção total nos preços de venda do sistema, ou então oferecem um número já pré definido de manutenções. A empresa que fornece a solução utilizada 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.

### 5.4.3. Modelização do sistema de produção de hidrogénio

#### ➤ *Electrolisador*

Para modelização do electrolisador foi considerado que os requisitos típicos de energia para estes sistemas variam entre 53 a 70kWh/kg [38]. O electrolisador foi então modelizado com as seguintes características:

Tabela 5.9 - Características do electrolisador.

Nome	Energia requerida (kWh/kg)	Eficiência (%)	HHV do hidrogénio (kWh/kg)	Tempo médio de vida (anos)
Electrolisador	53	74.33%	39,4	10

Para este estudo foi considerado que um electrolisador necessita de 53kWh para produzir um kg de hidrogénio. Quando neste estudo é referida a eficiência do sistema, esta resultará da energia requerida pelo sistema a dividir pelo HHV do hidrogénio. Temos então:

$$\eta_{elect} = \frac{HHV_{hidrogénio}}{E_{elec}}, \quad (\text{Eq. 5.4})$$

onde que  $\eta_{elect}$  é a eficiência do electrolisador (%) e  $E_{elec}$  é a energia requerida pelo electrolisador (kWh/kg),

$$\eta_{elect} = \frac{39,4kWh/kg}{53kWh/kg} = 0,743 = 74,3\% . \quad (\text{Eq. 5.5})$$

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 [35]. Variando este valor com a capacidade do fluxo e a eficiência dos compressores usados. Temos então para o sistema electrolisador + compressão:

Tabela 5.10 - Energia e eficiência total do sistema.

Nome	Energia requerida (kWh/kg)	Eficiência (%)	HHV do hidrogénio (kWh/kg)
Electrolisador + Compressão	54.97	71.68	39,4

Sendo que:

$$\eta_{sist} = \frac{HHV_{hidrogénio}}{E_{sist}}, \quad (\text{Eq. 5.6})$$

onde:  $\eta_{sist}$  é a eficiência do sistema (%) e  $E_{sist}$  é a energia requerida pelo sistema (kWh/kg)

$$\eta_{sist} = \frac{39,4kWh/kg}{54,97kWh/kg} = 0,7168 = 71,68\% . \quad (\text{Eq. 5.7})$$

Considerações gerais:

- a) Tempo de vida considerado foi de  $n = 10$  anos;
- b) Quando é referido a energia requerida pelo electrolisador, considera-se que representa totalidade dos requisitos do sistema energético, incluído a pilha do electrolisador, toda a energia necessária por sistemas auxiliares e perdas do sistema.

➤ *Tanque de Armazenamento de Hidrogénio*

Para modelização do tanque de armazenamento foram consideradas unidades com capacidade de armazenamento de 85kg [64].

Tabela 5.11 - Características do tanque de armazenamento.

Nome	Capacidade (kg)	Eficiência (%)
Tanque de armazenamento	85	100

Considerações gerais:

- a) Tempo de vida considerado foi de  $n = 20$  anos;
- b) Para efeitos de simulação foi considerado que o processo de adição de hidrogénio ao reservatório não requer a utilização de electricidade, e que o reservatório não tem fugas ao longo do tempo de vida [56].

➤ *Dados para análise económica*

Os valores considerados para a análise económica foram obtidos a partir de pesquisa de mercado e pesquisa bibliográfica.

O custo estimado de produção de electrolisadores é de 1500€-3000€/kW [65,66]. Os custos dos tanques de armazenamento têm como previsão aproximada de custo de 78€ [64].

Para este estudo foram considerados os seguintes valores:

Tabela 5.12 - Custo de investimento do Electrolisador e Tanque de Armazenamento.

Nome	Preço unitário	Nota
Electrolisador	1500 €	€/kW
Tanque de armazenamento	78 €	Unidade de 85 kg

Os valores de O&M do sistema produtor de hidrogénio considerados foram de 5% do investimento [64].

Tabela 5.13 - Custo de O&M do Electrolisador e Tanque de Armazenamento.

Nome	Custo de O&M (€)	Nota
Electrolisador	75	€/kW
Tanque de armazenamento	4	Unidade de 85 kg

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 [12].

Tabela 5.14 - Custo de substituição do Electrolisador.

Nome	Custo de Substituição (€)	Nota
Electrolisador	450	€/kW

Considerações gerais:

- a) O custo de O&M do electrolisador também tem em consideração o custo da água utilizada para o processo de electrólise;

#### 5.4.4. Modelização da pilha de combustível

##### ➤ *Pilha de Combustível*

Para modelização da pilha de combustível, foram consideradas características típicas obtidas através da pesquisa de unidades existentes no mercado e através de pesquisa bibliográfica.

As pilhas existentes no mercado, possuem uma eficiência média que varia entre 35-60%, e estão preparadas para durar de 30,000 a 40,000 horas de funcionamento [47,65]. Para este estudo foi assumido uma eficiência de 50%, e 30,000 horas de funcionamento.

Tabela 5.15 - Características da Pilha de Combustível.

Nome	Eficiência (%)	LHV do hidrogénio (kWh/kg)	Tempo médio de vida (h)
Pilha de Combustível	50%	33.3	30.000

Considerações gerais:

- a) Através de pesquisa bibliográfica verificou-se que os fabricantes de pilhas de combustível tendem a especificar a sua eficiência em termos do LHV, enquanto os fabricantes de electrolisadores em termos de HHV. Essa especificação foi também adoptada neste estudo.

➤ Dados para análise económica

Os valores considerados para a análise económica foram obtidos a partir de pesquisa de mercado e pesquisa bibliográfica.

O custo actual de produção de pilhas de combustível estimado, dependendo da tecnologia, pode variar entre 2400-12000€/kW [67].

Tabela 5.16 - Custo de investimento na Pilha de Combustível.

Nome	Preço unitário	Nota
Pilha de combustível	2500 €	€/kW

Os valores de O&M do sistema produtor de hidrogénio considerados foram de 5% do investimento.

Tabela 5.17 - Custo de O&amp;M da Pilha de Combustível.

Nome	Custo de O&M (€)	Nota
Pilha de Combustível	125	€/kW

## 5.5. Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o software utilizado para simulação (Homer®), revelando-se uma ferramenta poderosa na concepção e optimização de sistemas de produção distribuída.

Neste capítulo, foram também apresentados todos os cenários de estudo analisados, nomeadamente, a microgeração FV, a produção de hidrogénio proveniente de microprodução renovável, a microgeração FV com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de

energia excedente e finalmente o cenário de produção combinada de energia composto por sistemas FV e PC utilizando hidrogénio proveniente de microprodução renovável, tal como previsto no Decreto-Lei 363/2007.

Depois de apresentados os cenários de estudo, foi descrita a modelização técnica e económica de todas as tecnologias utilizadas.



## Capítulo 6

# Apresentação e Análise de Resultados dos Diferentes Cenários de Estudo Considerados

### 6.1. Introdução

Neste capítulo aparecem expostos os resultados das simulações efectuadas para os diferentes cenários de estudo já apresentados. Através da identificação das características dos sistemas de microgeração fotovoltaica, de produção de hidrogénio proveniente de microprodução renovável, e microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente, torna-se mais fácil analisar e compreender o sistema de produção combinada de energia utilizando sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável previsto no Decreto-Lei 363/2007.

### 6.2. Cenários de estudo: resultados e respectiva análise

#### 6.2.1. Microgeração fotovoltaica

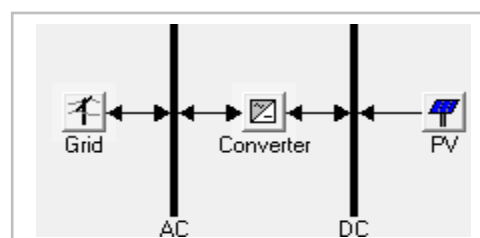


Figura 6.1 - Configuração do cenário de estudo 1 no software Homer®

Com o objectivo de analisar detalhadamente a microgeração fotovoltaica, foram analisados tal como referido no capítulo 5, várias configurações de produção e venda à RESP.

Tabela 6.1 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 1.

Configuração	Sistema FV (kW)	Inversor (kW)
1	3.675	3,6
2	5	3,6
3	6	3,6
4	7	3,6
5	8	3,6

Para cada configuração foi determinada a energia produzida pelo sistema FV, a correspondente energia vendida à RESP e a energia excedente (energia não vendida à rede).

Tabela 6.2 - Valores de energia produzida, vendida e excedente resultante das várias configurações consideradas.

Configuração	Energia Produzida (kWh)	Energia Vendida à RESP (kWh)	Energia Excedente (kWh)
1	5584	5305	0,155
2	7589	7100	124
3	9118	8104	587
4	10637	8845	1326
5	12157	9418	2234

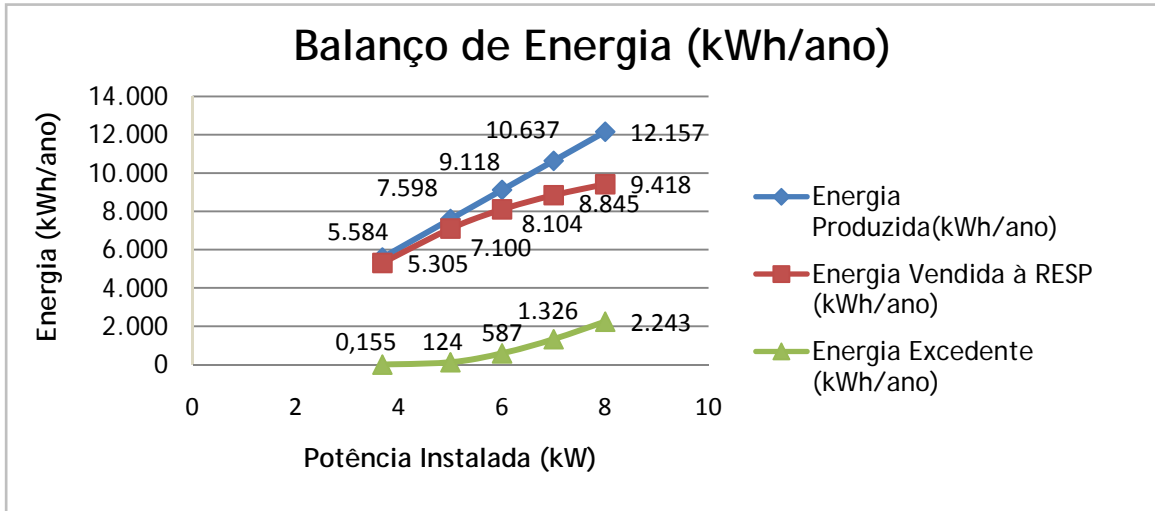


Figura 6.2 - Análise gráfica dos valores de energia produzida, vendida e excedente resultante das várias configurações.

A energia excedente resulta da limitação imposta pelo inversor, que faz o controlo da ligação do sistema à RESP. O inversor está limitado por tensões e correntes máximas admissíveis à entrada, sendo que para este estudo se considerou que a margem de segurança admitida pelas empresas fabricantes aprova a gama de tensões e correntes das configurações analisadas.

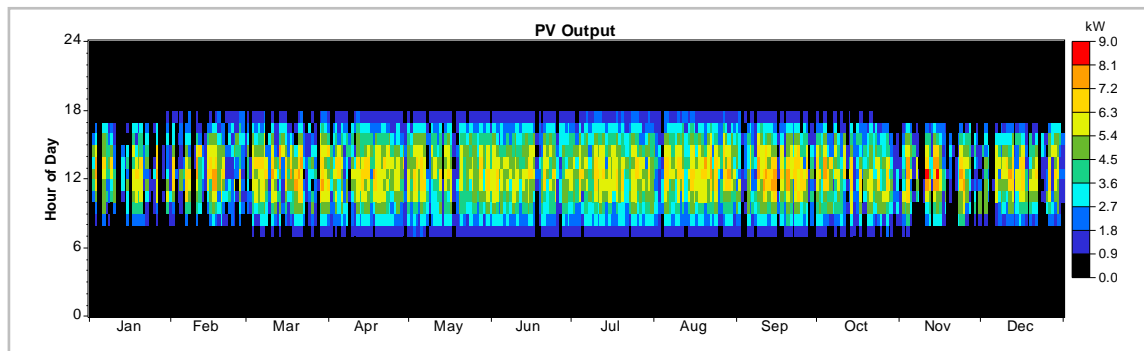


Figura 6.3 - Diagrama da potência de saída do FV (configuração 5).

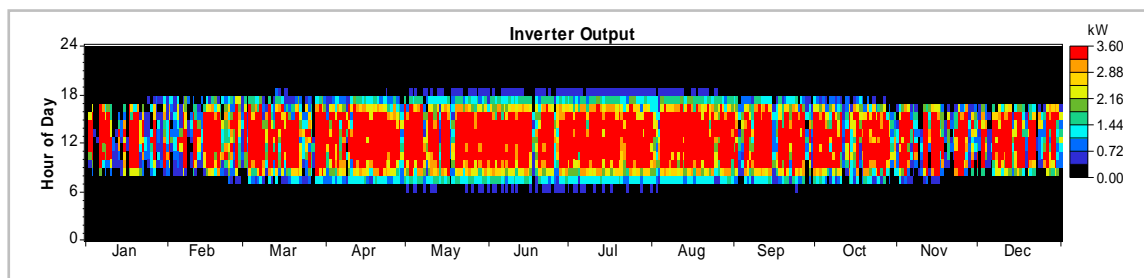


Figura 6.4 - Diagrama da potência de saída do Inversor (configuração 5).

Pela observação das figuras 6.3 e 6.4 é possível analisar o comportamento do sistema FV e do inversor. Pode-se verificar que quando o sistema FV opera em potências inferiores a 3.68kW o inversor acompanha o seu funcionamento, na altura em que o sistema FV funciona a potências superiores a 3.68kW, o inversor opera à sua potência nominal.

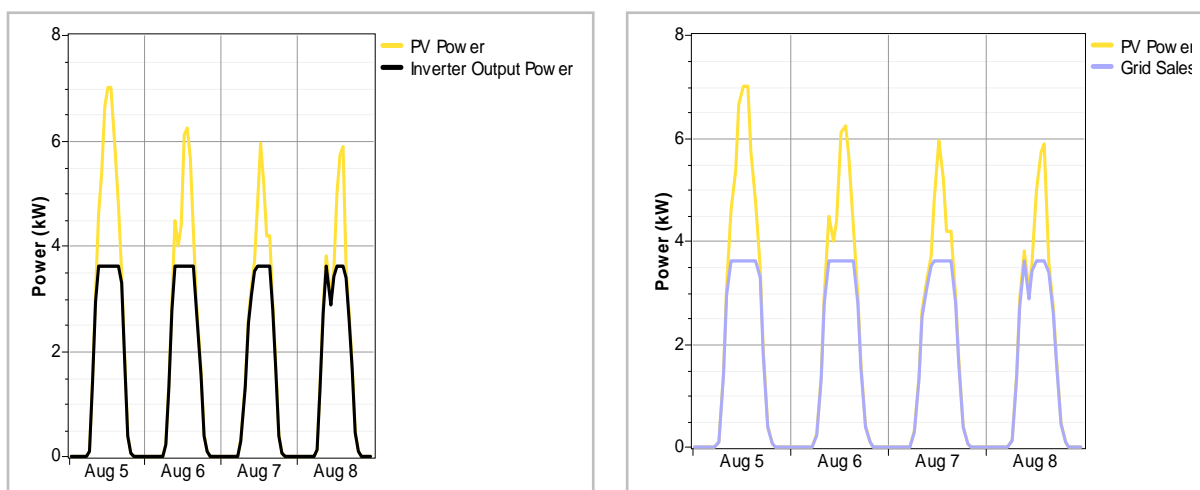


Figura 6.5 e Figura 6.6 - Relação entre a potência produzida FV e o controlo efectuado pelo inversor (configuração 5).

Nas figuras 6.5 e 6.6 é possível ver o controlo da energia entregue à rede, funcionando a potência do inversor como a potência de ligação regulamentada no Decreto-Lei 363/2007, para acesso ao regime bonificado (3.68kW).

Na vertente económica, existem diversos métodos de avaliação de investimento (indicadores de investimento). Um dos mais relevantes é o custo nivelado de energia (CNE), que foi calculado para cada configuração seguindo o método apresentado no capítulo 4.

Tabela 6.3 - Custos de investimento, custo nivelado de energia total e útil

Sistema	Investimento (€)	Custo Nivelado de Energia Total (€)	Custo Nivelado de Energia Útil (€)
1	21,992	0,372	0,391
2	29,054	0,361	0,386
3	34,383	0,356	0,400
4	39,712	0,352	0,424
5	45,041	0,350	0,451

O custo nivelado de energia total é o custo da energia total produzida pelo sistema FV, enquanto o custo nivelado de energia útil representa o custo da energia que é efectivamente vendida à RESP, não considerando a energia excedente. Comparando estes custos com as tarifas praticadas pelo DL 363/2007 (0,65€ para os primeiros 5 anos) verifica-se que estas soluções, tendo em conta apenas este indicador são positivas, embora com o aumento da potência instalada a diferença entre a tarifa e o custo nivelado de energia útil seja cada vez menor revelando-se assim uma solução menos atractiva.

### 6.2.2. Análise de produção de hidrogénio proveniente de microgeração renovável

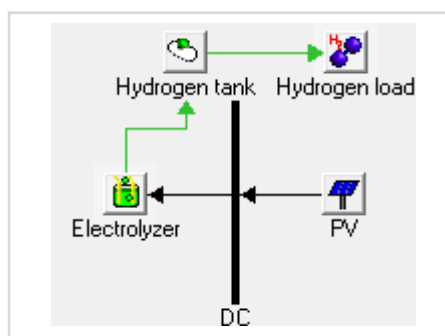


Figura 6.7 - Configuração do cenário de estudo 2 no software Homer®.

Neste cenário e partindo de valores de produção do sistema FV obtidos anteriormente, efectuou-se uma simulação de produção de hidrogénio para várias configurações.

Tabela 6.4 - Diferentes configurações simuladas para análise do cenário de estudo 2.

Configuração	Sistema FV (kW)	Electrolisador (kW)	Tanque de armazenamento (kg)
1	3.675	3	170
2	6	4.5	170
3	8	6	255

Para cada configuração foi determinado a quantidade de hidrogénio passível de ser produzida para cada valor de potência instalada FV e potência do electrolyzador.

Tabela 6.5 - Valores de energia produzida, consumo do electrolyzador e hidrogénio produzido para cada configuração analisada.

Configuração	Energia Produzida (kWh/ano)	Consumo Electrolyzador (kWh/ano)	Hidrogénio Produzido (kg/ano)
1	5,584	5,546	101
2	9,118	8,952	163
3	12,157	11,936	217

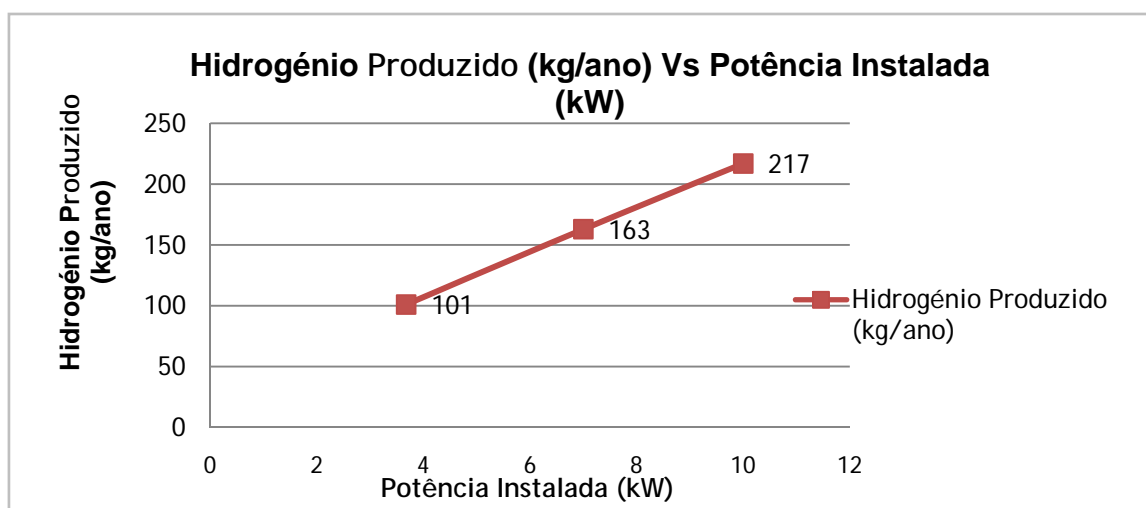


Figura 6.8 - Variação das quantidades de hidrogénio produzido (kg/ano) em função da potência instalada (kW).

No gráfico da figura 6.8 é possível verificar a evolução da quantidade de hidrogénio produzido em função da potência instalada FV, e a sua relação linear.

O hidrogénio produzido possui um determinado potencial energético. Baseado no correspondente *LHV* e *HHV*, o potencial do hidrogénio produzido para cada configuração é:

Tabela 6.6 - Potencial energético baseado no LHV e HHV do hidrogénio.

Hidrogénio Produzido (kg/ano)	Potencial baseado no LHV (kWh)	Potencial baseado no HHV (kWh)
101	3363.3	3979.4
163	5427,9	6422.2
217	7226.1	8549.8

Depois de analisada a quantidade de hidrogénio produzido, para compreender se esta é uma solução competitiva é necessário determinar os custos de produção de hidrogénio tal como descrito no capítulo 4.

Tabela 6.7 - Custos de produção de hidrogénio.

Sistema	Investimento (€)	Custo anualizado (€)	Custo de Produção de Hidrogénio (€/ano)
1	27.393	2.586	25,7
2	43.567	4.112	25,3
3	58.129	5.487	25.3

Para a configuração 3, que é das configurações analisadas a que resulta numa maior produção de hidrogénio, são apresentados os resultados mais significativos da simulação.

A produção mensal de hidrogénio e o armazenamento distribuem-se tal como é apresentado nas figuras 6.8 e 6.9.

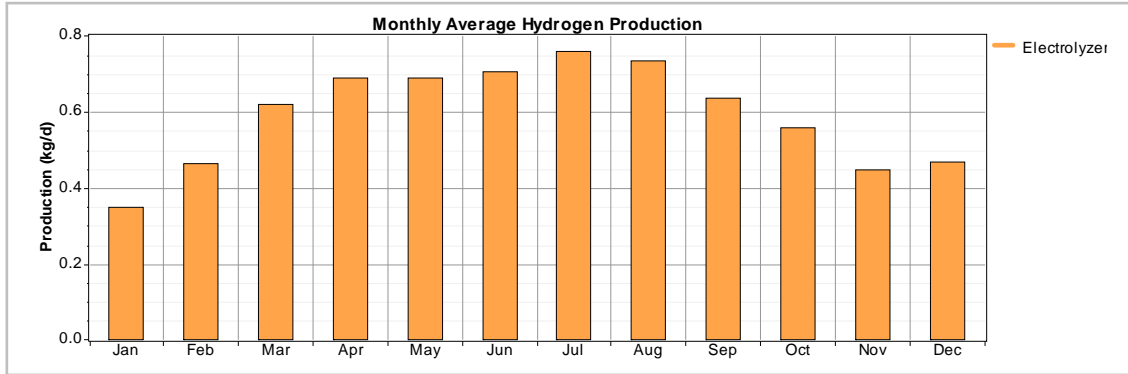


Figura 6.8 - Produção média mensal de hidrogénio.

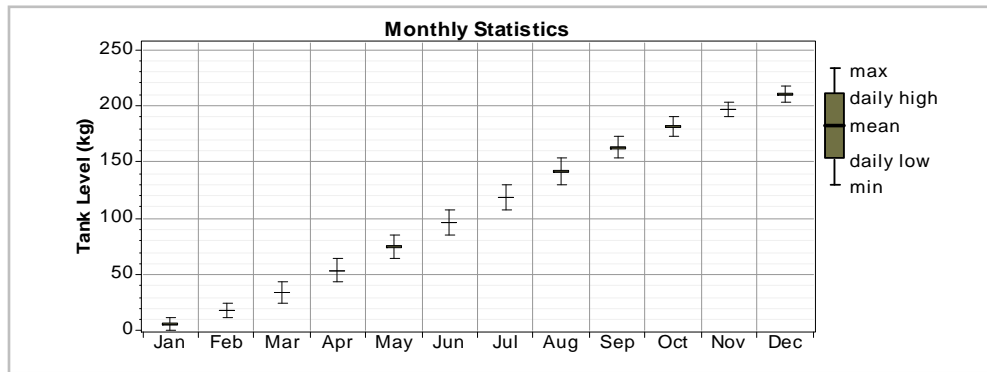


Figura 6.9 - Evolução mensal do nível de armazenamento dos tanques de hidrogénio.

Nas figuras apresentadas é possível observar a distribuição da produção por cada mês, e ao mesmo tempo a acumulação do hidrogénio produzido ao longo do ano.

Por sua vez, na figura seguinte é possível verificar a relação intrínseca entre o hidrogénio produzido e a produção do sistema FV

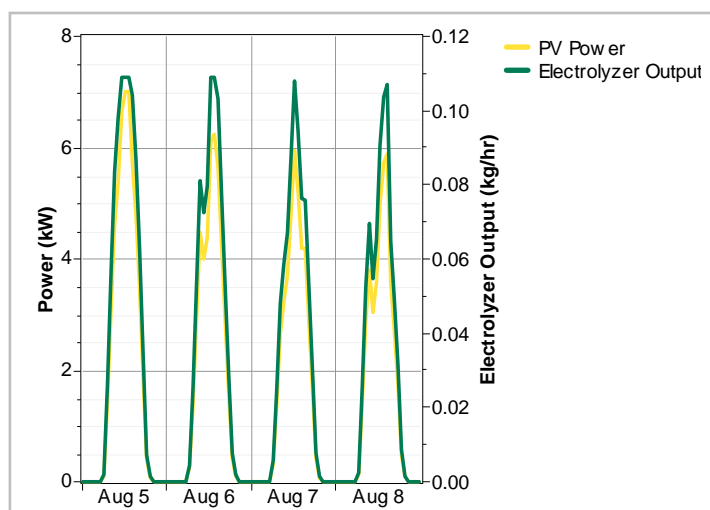


Figura 6.10 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV.

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. Neste contexto são apresentados os resultados de uma análise de sensibilidades envolvendo a perspectiva de futura redução do custo de investimento de um sistema FV e a variação da eficiência de um electrolisador.

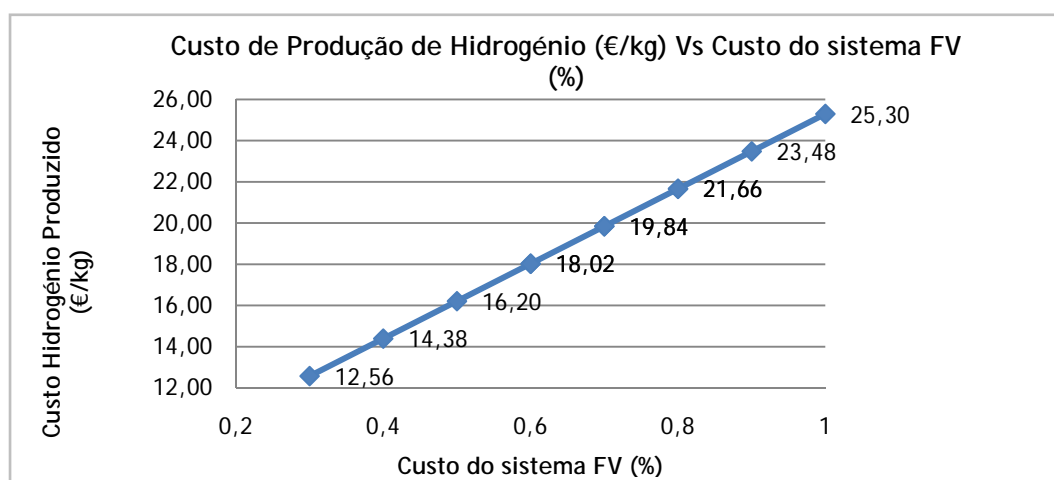


Figura 6.11 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV.

É visível na figura 6.11 que a redução do custo do sistema FV vai significar uma redução considerável no custo de produção de hidrogénio. Uma redução do custo de investimento significa uma redução no custo de energia produzida, e conseqüentemente uma redução no custo de produção de hidrogénio. Demonstrando assim o elevado grau de dependência entre ambos.

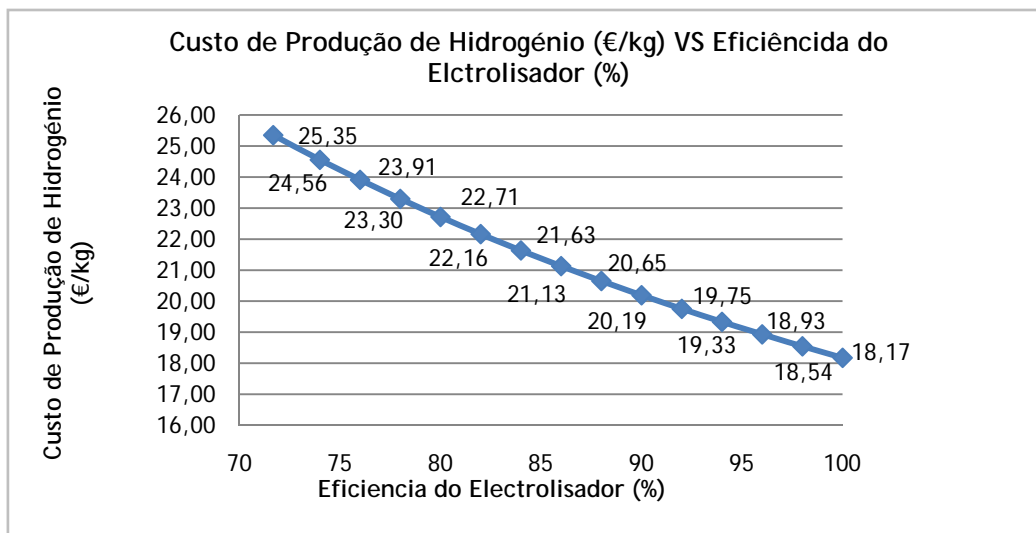


Figura 6.12 - Evolução do custo de produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV.

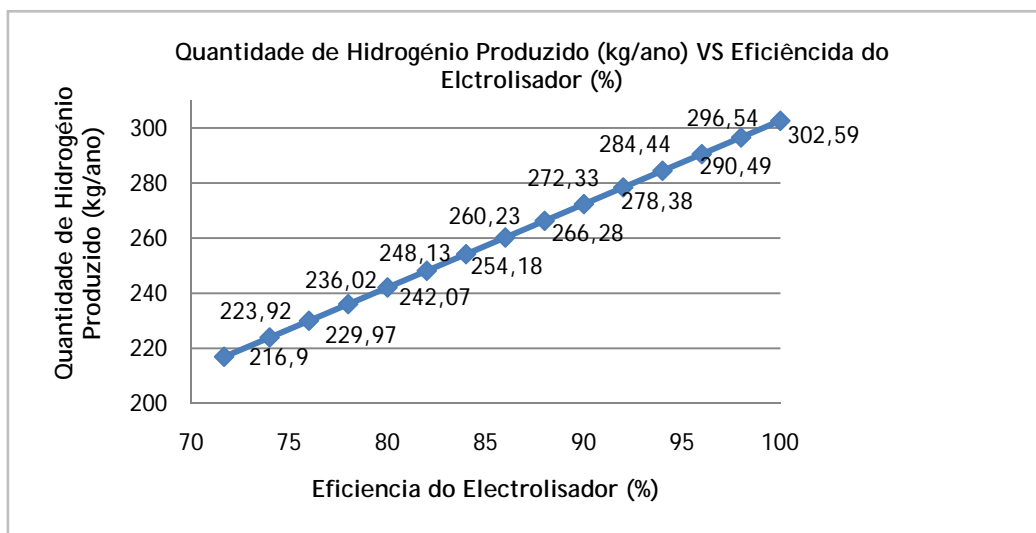


Figura 6.13 - Evolução da produção de hidrogénio com a energia produzida pelo sistema FV

A variação da eficiência do electrolisador, que pode vir a ser resultado de um avanço nas tecnologias existentes, é outro factor que influencia bastante a produção de hidrogénio, quer a nível das quantidades produzidas quer ao nível dos preços da produção, tal como fica demonstrado nas figuras 6.12 e 6.13.

### 6.2.3. Microgeração fotovoltaica com produção de hidrogénio como forma de armazenamento de energia excedente

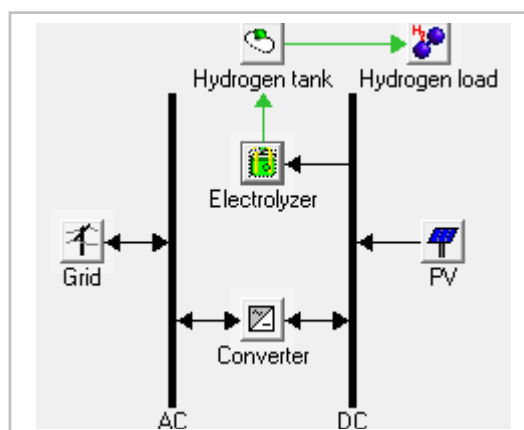


Figura 6.14 - Configuração do cenário de estudo 3 no software Homer®.

Este cenário resulta da junção dos cenários 1 e 2, tendo como objectivo analisar o armazenamento da energia produzida em excesso sobre a forma de hidrogénio. Neste cenário as configurações analisadas foram as seguintes:

Tabela 6.8 - Diferentes configurações analisadas.

Configuração	Sistema FV (kW)	Electrolisador (kW)	Inversor (kW)	Tanque de armazenamento (kg)
1	5	1	3,6	85
2	6	1.5	3,6	85
3	7	2.5	3,6	85
4	8	3.0	3,6	85

Para cada configuração foi determinado a quantidade de hidrogénio produzido através da energia não vendida à RESP (Energia Excedente).

Tabela 6.9 - Valores de energia produzida, vendida à RESP, excedente e hidrogénio produzido para cada configuração analisada.

Configuração	Energia Produzida (kWh/ano)	Energia Vendida à RESP (kWh/ano)	Energia em Excesso (kWh/ano)	Energia Electrolisador (kWh/ano)	Hidrogénio Produzido (kg)
1	7,598	7,100	124	122	2,23
2	9,118	8,104	587	570	10,4
3	10,637	8,845	1,326	1,313	24
4	12,157	9,418	2,243	2,198	40

O hidrogénio produzido possui um determinado potencial energético. Baseando-se no correspondente LHV e HHV, o potencial do hidrogénio produzido para cada configuração é apresentado na tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Potencial energético baseado no LHV e HHV do hidrogénio.

Hidrogénio Produzido (kg/ano)	Potencial baseado no LHV (kWh)	Potencial baseado no HHV (kWh)
2,23	74,26	87.9
10,4	346.32	409.76
24	799.2	945.6
40	1332	1576

Para a configuração 4, que é das configurações analisadas a que resulta numa maior quantidade de energia armazenada na forma de hidrogénio, podemos ver em detalhe o funcionamento do sistema.

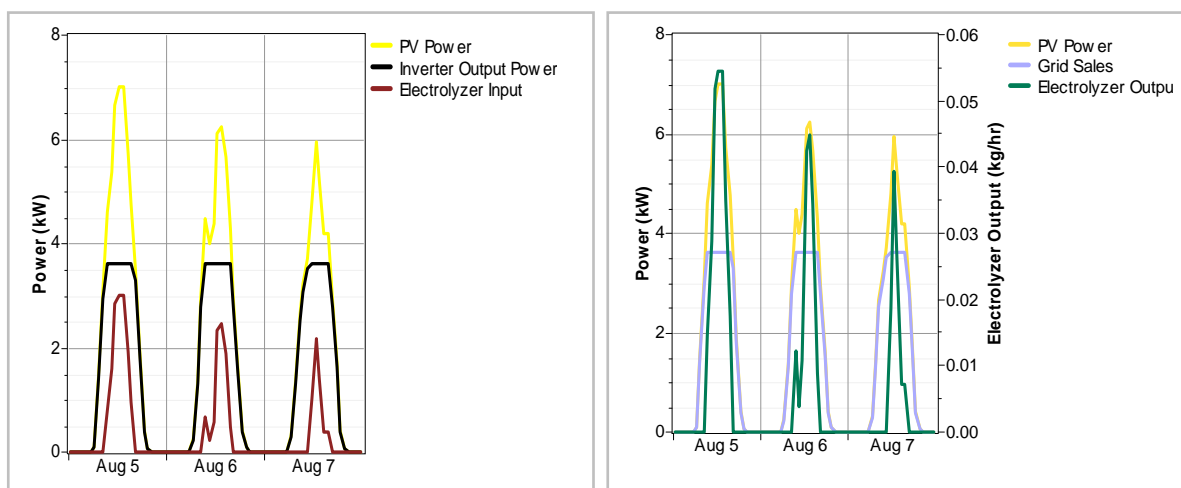


Figura 6.15 e 6.16 - Controlo da energia vendida à RESP através do inversor, e energia excedente canalizada para o electrolisador.

Na figura do lado esquerdo podemos verificar o controlo efectuado pelo inversor, no qual a limitação de potência determina a energia a ser entregue à RESP, que podemos observar no gráfico da figura à direita. O excesso de energia é canalizado para o electrolisador, sendo o hidrogénio produzido directamente proporcional a esta.

#### 6.2.4. Produção combinada de energia de sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microgeração renovável previsto no Decreto-Lei 363/2007

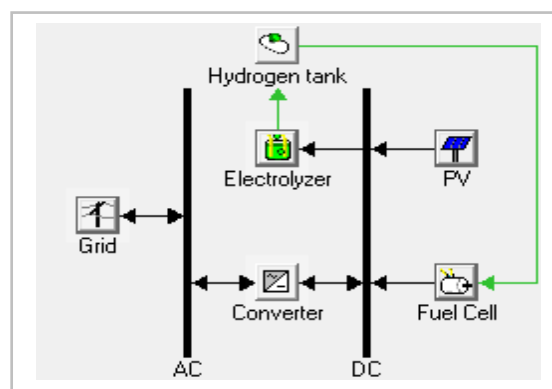


Figura 6.17 - Configuração do cenário de estudo 4 no software Homer®.

Este último cenário é o corolário de todas as análises efectuadas anteriormente, resultando no sistema previsto no Decreto-Lei 363/2007. Deste modo, foram analisadas as seguintes configurações.

Tabela 6.11 - Diferentes configurações analisadas.

Configuração	Sistema FV (kW)	Inversor (kW)	Electrolisador (kW)	Tanque de armazenamento (kg)	Pilha de Combustível (kW)
1	5	3.6	1	85	0.5kW
2	6	3.6	1.5	85	0.5kW
3	7	3.6	2.5	85	0.5kW
4	8	3.6	3.0	85	0.5kW

Para cada configuração foi determinado a quantidade de energia produzida através de uma pilha de combustível, que utiliza o hidrogénio produzido localmente e resultante do aproveitamento da energia excedente.

Tabela 6.12 - Valores de energia produzida, vendida à RESP, e hidrogénio produzido para cada configuração analisada.

Configuração	Energia Produzida FV (kWh/ano)	Energia Vendida à RESP (kWh/ano)	Hidrogénio Produzido (kg)
1	7,598	7,100	2,23
2	9,118	8,104	10,4
3	10,637	8,845	24
4	12,157	9,418	40

Tabela 6.13 - Valores de energia produzida pela pilha de combustível, e valores de energia total vendida à RESP para cada configuração analisada.

Configuração	Energia Produzida PC (kWh/ano)	Energia Total Vendida à RESP (kWh/ano)
1	37,1	7.135
2	173	8.268
3	398	9.223
4	666	10.050

A energia total vendida à RESP resulta da soma entre a energia vendida directamente do sistema FV com a energia produzida pela pilha de combustível.

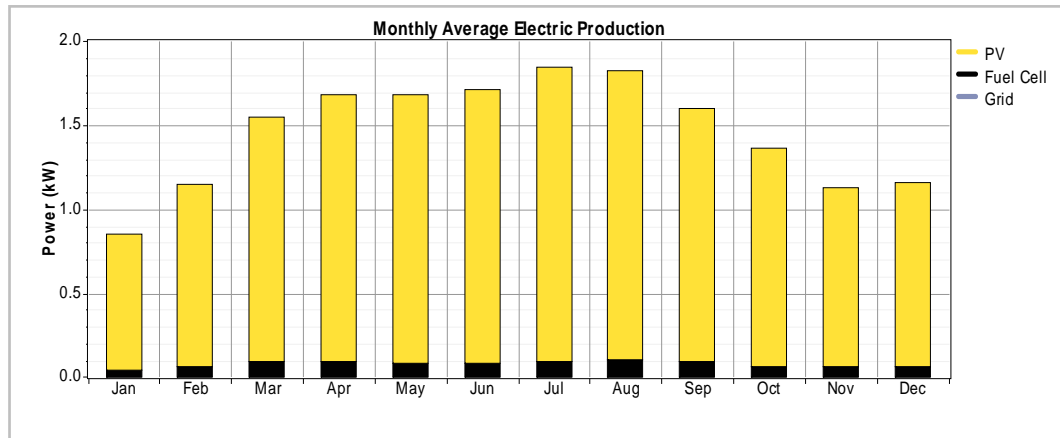


Figura 6.18 - Produção média mensal de energia, resultante do sistema FV e da pilha de combustível (configuração 4).

Para a configuração 4, que é das configurações analisadas a que resulta numa maior produção da pilha de combustível, podemos ver em detalhe o funcionamento do sistema.

Nas figuras seguintes é possível verificar a produção do sistema FV, da pilha de combustível e respectiva venda de energia à RESP controlado pela potência do inversor.

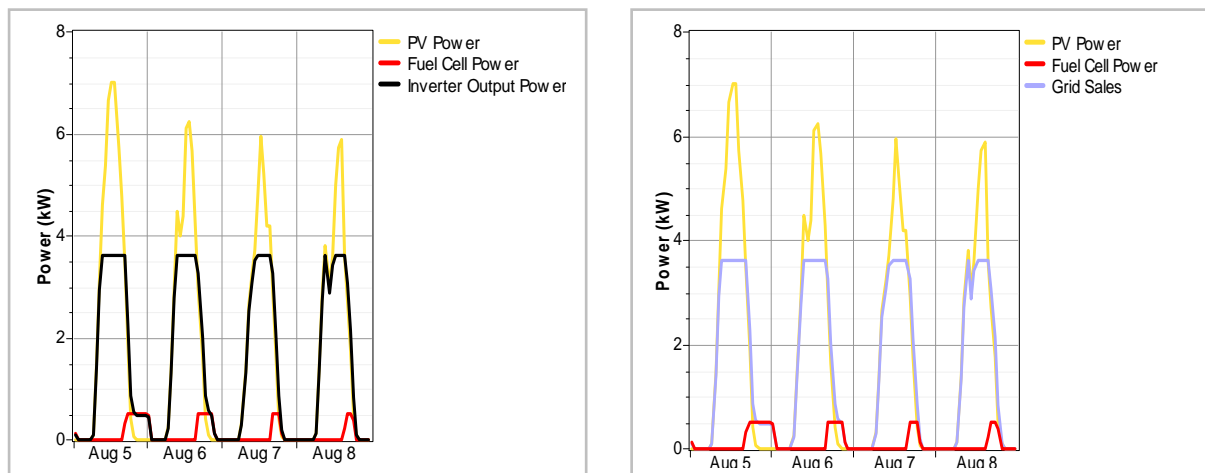


Figura 6.19 e 6.20 - Controlo da energia vendida à rede através do inversor.

Através das figuras seguintes é possível analisar mais pormenorizadamente o comportamento da pilha de combustível e do inversor ao longo do ano.

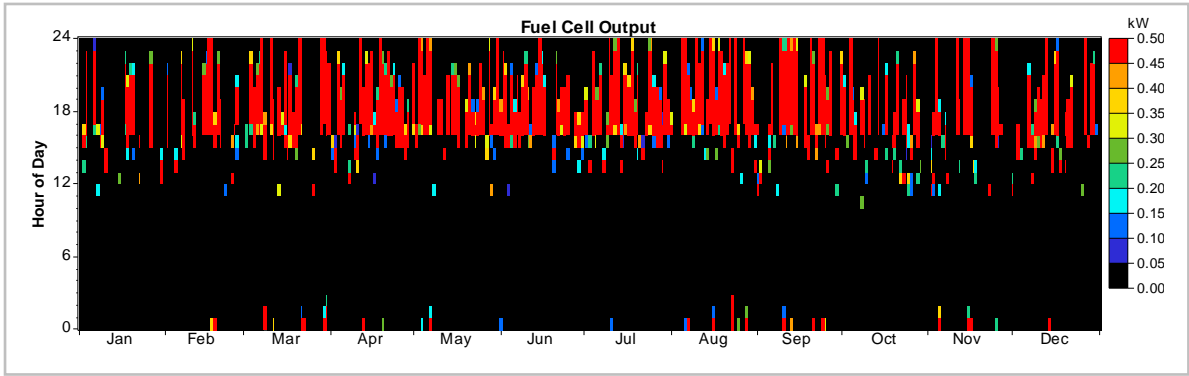


Figura 6.21 - Diagrama da potência de saída da pilha de combustível (configuração 4).

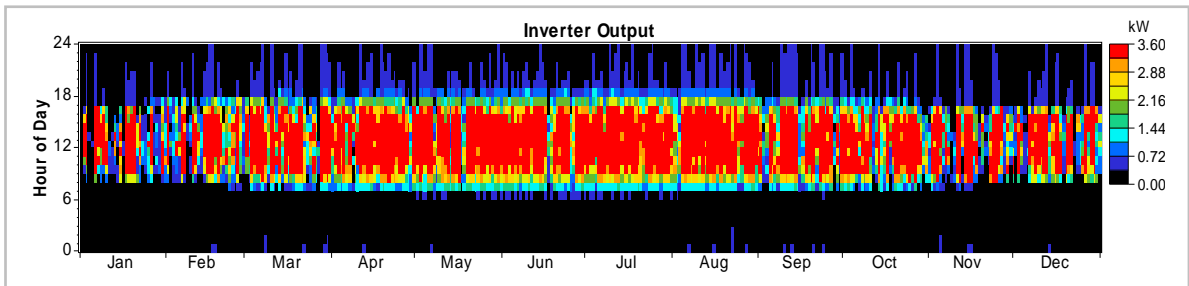


Figura 6.22 - Diagrama da potência de saída do inversor (configuração 4).

Pela observação das figuras apresentadas é possível verificar que a pilha de combustível só produz nos períodos em que o inversor não está a operar em máxima capacidade devido à produção do sistema FV. O sistema de controlo adoptado tem como função dar prioridade ao sistema FV, funcionando a pilha apenas nos períodos em que o inversor tem capacidade disponível.

Actualmente a produção da pilha de combustível está restringida a valores de eficiência, que apesar de comparativamente com outras tecnologias ser elevada, impede um melhor aproveitamento do potencial do hidrogénio utilizado como combustível.

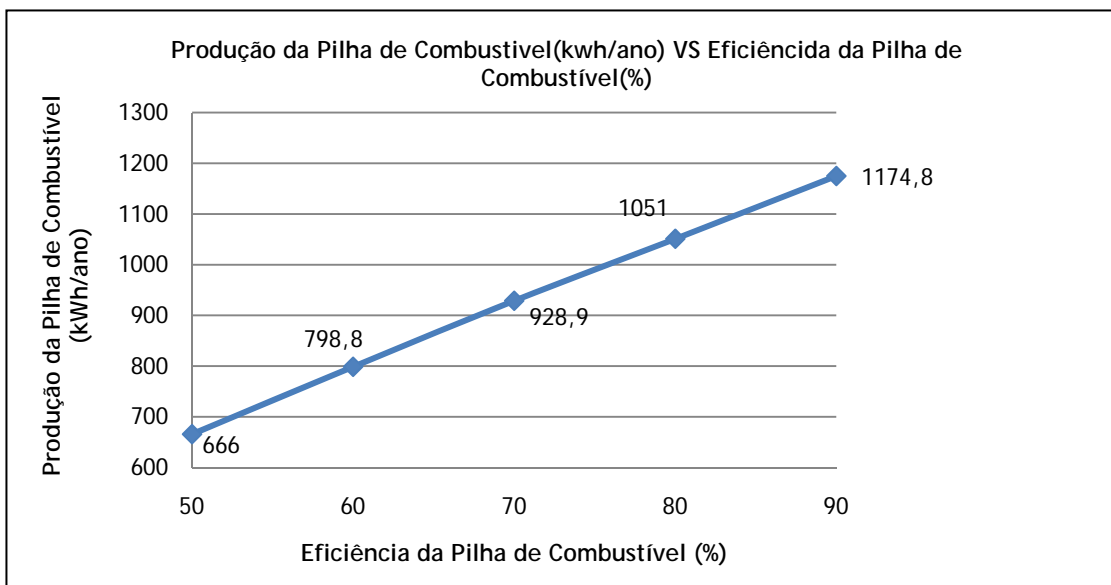


Figura 6.23 - Variação da produção de hidrogénio em função da eficiência da pilha de combustível.

É possível observar através da figura 6.23 os ganhos em hidrogénio produzido que se poderia obter se a eficiência da pilha de combustível fosse superior. Esta análise permite perspectivar a vantagem que possíveis avanços tecnológicos a nível de eficiência poderiam trazer a este projecto.

Depois de efectuada a análise técnica do funcionamento desta solução combinada de produção de energia, é necessário ter em conta a vertente económica. Tal como foi apresentado no capítulo 4, existem diversos métodos de avaliação de investimento (indicadores de investimento), entre os mais relevantes estão o Valor Actual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Período de Retorno de Capital (PRC).

No cálculo dos indicadores de avaliação de investimento foram considerados os custos de cada tecnologia apresentados no capítulo 5. Foi também considerado um tempo de vida do sistema de 20 anos, e uma taxa de actualização de 7%. A tarifa de venda de energia à rede foi estimada de acordo com o exposto no DL 363/2007 (Anexo 2).

Tabela 6.14 - Indicadores de investimento, VAL, TIR e PRI.

Configuração	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)
1	2196,93	8,2	15
2	1293,45	7,5	17
3	-1764,04	6,3	-
4	-5463,24	5,1	-

Pela análise dos indicadores é possível verificar que apenas a configuração 1 e 2 produzem um retorno do investimento ( $VAL > 0$ ). No entanto o período de retorno obtido é muito elevado, sendo bastante próximo do tempo de vida do projecto. Por este motivo esta é uma solução que apesar de ter retorno em algumas das configurações consideradas não se revela muito atractiva. É importante ter em atenção que a taxa de actualização considerada foi de 7%, para taxas mais baixas o projecto revela-se cada vez mais viável.

### 6.3. Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações efectuadas para os cenários considerados.

Com a análise de um sistema de microgeração FV foi possível verificar a importância do inversor como limitador da energia vendida à rede, bem como a relação entre os custos de investimento e o CNE.

Através da análise da produção de hidrogénio proveniente de microprodução renovável foi possível analisar a quantidade de hidrogénio produzido, bem como o seu custo, tendo sido observada a grande influência da eficiência do electrolisador no sistema de produção.

No terceiro cenário de estudo foi verificado o potencial do hidrogénio como forma de armazenamento de energia produzida em excesso, e quantificar o potencial energético desse

armazenamento. Por fim foi analisada a utilização de uma PC para converter o hidrogénio armazenado em electricidade, tendo-se verificado que actualmente este tipo de solução apesar de todo o seu potencial não é ainda viável economicamente.



# Capítulo 7

## Conclusões e Trabalho Futuro

### 7.1. Conclusões

Nesta dissertação procurou-se avaliar um cenário de combinação de diferentes fontes de energia, como previsto e de acordo com a legislação exigente. O trabalho desenvolvido teve como objectivo analisar e compreender o sistema de produção combinada de energia composto por sistemas fotovoltaicos e pilhas de combustível utilizando hidrogénio proveniente de microprodução renovável, tal como previsto no Decreto-Lei 363/2007. Para esse efeito foram considerados cenários intermédios de avaliação, nos quais foi possível analisar a microgeração fotovoltaica e a produção de hidrogénio.

Com o trabalho desenvolvido e exposto nesta dissertação, é possível retirar as conclusões e contribuições apresentadas de seguida.

- O Decreto-Lei 363/2007 revela-se como uma iniciativa fundamental para o incentivo à microgeração de energia, devido a um regime de tarifas que é muito superior ao custo da energia produzida. Sem uma política de incentivo por parte do governo, esta solução de produção não se revelaria economicamente atractiva;
- O Decreto-Lei 363/2007 prevê utilização de um sistema de produção combinada de energia. Esse tipo de configuração permite a optimização de um sistema, através da utilização e combinação de várias fontes de energia. Para este estudo foi considerado um sistema FV conjugado com uma pilha de combustível;
- A aplicação analisada ilustrou o potencial do hidrogénio como sistema de armazenamento de energia a partir de sistemas FV. Com esta análise foi proposta uma alternativa às concepções convencionais de sistemas renováveis que utilizam baterias como sistema de armazenamento;
- A natureza não fornece hidrogénio na sua forma elementar, sendo necessário utilizar um elevado nível de energia, desde a sua produção até à sua utilização tal como foi verificado neste estudo. A energia necessária para produzir, comprimir, armazenar, e

transportar o hidrogénio, juntamente com a energia perdida na sua reconversão através de pilhas de combustível para electricidade nunca será recuperada. São estes gastos de energia que ao tornarem o sistema menos eficiente, provocam sérias dúvidas quanto à possibilidade de utilização do hidrogénio em substituição dos combustíveis convencionais, ou como forma de armazenamento;

- A produção de hidrogénio a partir de fontes de energia renovável permite a descentralização deste tipo de sistemas, possibilitando que esta se efectue em qualquer localização onde os recursos renováveis estejam disponíveis. Nesta situação a produção de hidrogénio e a sua posterior utilização numa pilha de combustível é um processo ambientalmente seguro, no qual nem a produção nem a combustão envolvem a emissão de gases poluentes. Estes factores revelam-se pois como as grandes vantagens da produção de hidrogénio utilizando fontes renováveis;
- O custo de produção de hidrogénio por meio de processos electrolíticos é muito dependente do custo da electricidade utilizada. É também dependente dos custos e eficiências dos sistemas envolvidos, tal como foi observado na análise de sensibilidades cujos resultados estão apresentados no capítulo 6. Um aumento da eficiência dos sistemas ou uma redução dos seus custos vai significar uma diminuição do custo da electricidade e uma correspondente redução dos preços de produção de hidrogénio. A grande barreira para a implementação da produção de hidrogénio a partir de fontes de energia renovável e mais especificamente dos sistemas FV é pois o elevado custo da energia produzida através destes;
- 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 projecto.
- Pela análise económica e respectiva avaliação dos indicadores de investimento, verifica-se que a solução de produção combinada utilizada não se revela atractiva. Apesar de em duas das configurações analisadas apresentar retorno de investimento, o seu período de retorno é bastante elevado, encontrando-se muito perto do final de tempo de vida do investimento. Esta é pois uma solução que apesar de possuir bastante potencial, o actual estado de desenvolvimento das tecnologias e respectivos custos, inviabiliza a sua utilização;
- 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 a avaliar de forma concreta o potencial desta solução. Contudo devido ao estado ainda embrionário de comercialização de algumas destas tecnologias, 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 de microprodução renovável, significa actualmente e pode significar no futuro;

## 7.2. Trabalho futuro

Os resultados obtidos no presente trabalho abrem perspectivas de investigação e desenvolvimento de outros estudos. São apresentadas de seguida algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Efectuar uma análise similar à realizada neste estudo, mas substituindo o sistema FV por outra forma de produção de origem renovável que esteja prevista no Decreto-Lei 363/2007, de forma a comparar qual a solução economicamente mais vantajosa, bem como a que apresenta melhores características para interligação com sistemas de produção de hidrogénio;
- A necessidade de proteger o meio ambiente através da redução das emissões de carbono para atmosfera, é hoje em dia um elemento fulcral em qualquer sistema de produção de energia, surge assim a necessidade de calcular a quantidade de  $CO_2$  evitado numa aplicação como a analisada neste estudo;
- Devido às políticas de incentivo existentes cada vez existirão mais sistemas de microprodução ligados à RESP. Será portanto relevante estudar o impacto na RESP da ligação de um grande número de sistemas, a médio e longo prazo, nomeadamente de sistemas utilizando pilhas de combustível.



## Referências

- [1] Direcção-Geral de Energia e Geologia, Política Energética, “*Caracterização Energética*” disponível em <http://www.dgge.pt/>, acesso em Outubro de 2008.
- [2] Portal da União Europeia, “*Respostas da comissão Europeia sobre o aumento do preço do petróleo*”, disponível em [http://ec.europa.eu/portugal/imprensa/question/precos\\_petroleo\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/portugal/imprensa/question/precos_petroleo_pt.htm), acesso em Setembro de 2008.
- [3] Portal da União Europeia, “*Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas*” disponível em <http://europa.eu/scadplus/leg/pt/lvb/l28060.htm>, acesso em Setembro 2008.
- [4] Ministério da Economia e Inovação, “*Notas de Imprensa - Energias Renováveis*”, disponível em <http://www.portugal.gov.pt/Portal/PT>, acesso em Outubro de 2008.
- [5] Direcção Geral de Energia e Geologia, “*Renováveis: Estatísticas Rápidas*”, Dezembro 2007, disponível em [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt), acesso em Outubro de 2008.
- [6] Ministério da Economia e da Inovação, “*Energias Renováveis em Portugal*”, 2007, disponível em <http://www.min-economia.pt/>, acesso em Outubro 2008.
- [7] Direcção Geral de Energia e Geologia, Energia Solar, disponível em [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt), acesso em Setembro 2008.
- [8] Ivy, Johanna, Mann, Margaret K.; Margolis, Robert M.; Milbrandt, Anelia; “*An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources*”; National Renewable Energy Laboratory, Setembro de 2005.
- [9] Seth Dunn, “*Hydrogen futures: toward a sustainable energy system*”, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 27, Número 3, Março 2002, pp. 235-264(30).
- [10] Dondi, P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D. and Suter, M., “*Network integration of distributed power generation*”, Journal of Power Sources, Volume 106, Número 1,1 de Abril de 2002, pp. 1-9.
- [11] Ackerman, T.; Anderson G.; Soder L.; “*Distributed generation: a definition*”, Electric Power System Research, Volume 57, Número 57, 1 de Abril de 2002, pp. 195-204.
- [12] Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, “*Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*”, Dezembro 2001, Disponível em: <http://www.cceeta.pt>, acesso em Outubro 2008.
- [13] Decreto-Lei 68/2002 de 25 de Março.
- [14] Ministério da Economia e da Inovação, “*Microprodução Renovável na Hora - Renováveis na Hora*”, Setembro de 2007, disponível em <http://www.min-economia.pt/>, acesso em Outubro 2008.

- [15] Tome Saraiva, J., Lopes, P., Hatzargyriou, N., Jenkins, N., "Management of Microgrids" disponível em <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/micro/micro2000/presentations/6.pdf> 2003, acesso em Outubro de 2008.
- [16] Valenciaga, Fernando; Puleston, Paul F.; "Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Volume 20, Junho de 2005, pp. 398 - 405.
- [17] Castro, Rui M. G., "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica", IST, Lisboa, Edição 2.2, Maio 2008, disponível em <http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/Pedagogia.htm> , acesso em Outubro de 2008.
- [18] Park, S.J.; Yoon, J. P.; Cha, S.; Lim, J. Y.; "A Study on the Stand-Alone Operating or Photovoltaic/Wind Power Hybrid Generation System"; IEEE Power Electronics Specialists Conference, Volume 3, Junho 2004, pp. 2095 - 2099.
- [19] Takadoro, T; Taira, K; Asaoka, M; "A Photovoltaic-Diesel Hybrid Generation System For Small Islands", IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Volume 1, Dezembro 1994 pp. 708 - 715.
- [20] Das, D.; Esmaili, R.; Xu, L.; Nichols, D. "An Optimal Design of a Grid Connected Hybrid Wind/Photovoltaic/Fuel Cell System for Distributed Energy Production"; 31st Annual Conference of IEEE Volume, Novembro 2005, pp. 6-10.
- [21] El-Aal, Metwally; "Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System", Abril 2005.
- [22] Kasmersky, L.; Broussard, K.; "Solar Photovoltaic Hydrogen: The Technologies and Their Place in Our Roadmaps and Energy Economic"; National Renewable Energy Laboratory Agosto 2004.
- [23] Busquet, S; Domain, Francis; M., Rudolf; Mayer, D.; "Stand Alone Power System Coupling a PV Field and a Fuel Cell Description Of The Selected System and Advantages".
- [24] Lehman, P. A.; Chamberlin, C.E.; Zoellick, J.I.; Engel, R.A.; "A Photovoltaic/Fuel Cell Power System For a Remote Telecommunications Station", Photovoltaic Specialists Conference, 2000 IEEE pp.1552 - 1555.
- [25] Apren, "Dados Gerais do Consumo do Sistema Eléctrico Nacional", - Dados Técnicos - Disponível em [www.apren.pt](http://www.apren.pt) , acesso em Outubro de 2008.
- [26] Apren, "Produção Eléctrica Renovável em Regime Especial - Fotovoltaica", - Dados Técnicos, disponível em [www.apren.pt](http://www.apren.pt) , acesso em Outubro de 2008.
- [27] Ministério da Economia e da Inovação, "Energia e Alterações Climáticas", Publicação do MEI, 2007, disponível em <http://www.min-economia.pt> , acesso em Outubro 2008.
- [28] GREENPRO, "Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", 2004, disponível em <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf> , acesso em Outubro 2008.
- [29] Monteiro, Cláudio., "Aspectos gerais sobre sistemas FV" , Energia Eólica e Solar, Porto, Feup, 2007.
- [30] Monteiro, Cláudio; "A célula FV" Acetatos da disciplina Energia Eólica e Solar", Porto, Feup, 2007.
- [31] BP Solar, "I-U characteristics of BP 585 High-Efficiency Monocrystalline PV Module", disponível em [www.bpsolar.com](http://www.bpsolar.com), acesso em Outubro 2008.
- [32] Cullen, Richard A., "What is Maximum Power Point Tracking (MPPT) and How Does it Work", Blue Sky Energie, Home Power Magazine, 2000.
- [33] Associação Portuguesa de Promoção do Hidrogénio, "Sobre o Hidrogénio", disponível em <http://www.ap2h2.pt>, acesso em Outubro de 2008.
- [34] Dias, João Salazar; "Hidrogénio e Fuel Cells - Bases de um novo paradigma energético?" Ministério do Ambiente, do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, 2002.

- [35] Santos, Fernando António; Santos, Fernando Miguel; “*O Combustível Hidrogénio*”, Revista do ISPV, nº35, Maio de 2005.
- [36] 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) acesso em Outubro 2008.
- [37] Newborough, Marcus; “*A Report on Electrolysers, Future Markets and the Prospects for ITM Power LTD’s Electrolyzer Technology*”.
- [38] Ivy, Johanna; “*Summary of Electrolytic Hydrogen Production - Milestone Completion Report*”, National Renewable Energy Laboratory Agosto 2004.
- [39] Riis Trygve; Hagen, Elisabet F.; Vie Preben J. S.; Ulleberg Øystein, “*Hydrogen Production - Gaps and Priorities*”, IEA Hydrogen Implementing Agreement, Março 2005, disponível em <http://www.ieahia.org>, acesso em Outubro de 2008.
- [40] Kreith, Frank, Goswami D. Yogi, “*Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*”, CRC Press, Janeiro 2007.
- [41] Barsoum, N.N.; Goh, W.C.; “*Modelling the Feasibility of an Integrated Hydrogen Hybrid Energy System for Stand Alone Power System*”.
- [42] Tanque de armazenamento de hidrogénio, disponível em <http://car.pege.org/2006-hannover/hydrogen-gas-tank.htm>, acesso em Novembro de 2008.
- [43] Almeida, Aníbal Traça; “*Hidrogénio - Células de Combustível*”, ISR, Universidade de Coimbra.
- [44] Santos, Fernando António; Santos, Fernando Miguel; “*Células de Combustível*”, Revista do ISPV, nº29, Junho de 2004.
- [45] Silva, Vasco, “*Células de Combustível - Energia do Futuro*”, disponível em <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/tipos.html>, acesso em Outubro 2008.
- [46] Borbely, A.M.; Kreider, Jan F.; “*Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*”, CRC Press, 2001.
- [47] Little, Artur D.; “*Opportunities for Micropower and fuel cell/Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications*”, disponível em <http://www.eere.energy.gov> acesso em Outubro 2008.
- [48] “*Fuel Cell Systems: Efficient, Flexible Energy Conversion for the 21st Century*”, Ellis, M.W. Von Spakovsky, M.R. Nelson, D.J., Proceedings of the IEEE, Volume 89, Dezembro 2001.
- [49] Carvalheiro, João; Castro, Rui; “*Power conditioning performance analysis for a fuel cell power plant*”, 9º Congreso Hispano Luso de Ingeniería Electrotécnica, Marbella - Málaga, Julho 2005.
- [50] Silva, Rui N., “*Sistemas de Células de Combustível*”, Controlo e Decisão na Energia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, Portugal; disponível em <http://www-scd.dee.fct.unl.pt/leec/cpotencia/slides/Aula09-FuelCells.pdf>, acesso em Outubro de 2008.
- [51] Castro, Rui; “*Introdução à Avaliação Económica de Investimentos*”, Fevereiro 2008 (edição 4.1), disponível em <http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/Pedagogia.htm> acesso em Novembro de 2008.
- [52] Miranda, Vladimiro., “*Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia*”, Porto: FEUP, 2006.
- [53] Claro, João, “*Conceitos Básicos de Matemática Financeira*”, Porto: FEUP, Novembro 2006.
- [54] Eusébio, Cristina, “*Gestão de Energia - Avaliação Económica de Projectos*”; ISEL, Setembro 2007.
- [55] Software HOMER, disponível em: <https://analysis.nrel.gov/homer>, acesso em Novembro 2008.
- [56] Lambert T, Gilman P, Lilienthal P., “*Micropower system modelling with HOMER*”. Integrado em: Farret F, Simões M., “*Integration of alternative sources of energy*”, Wiley; 2006.

- [57] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., “*Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*”, Solar Energy, 81, 1295-1305, 2007, disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, acesso em Novembro 2008.
- [58] NASA, “*Surface Meteorology and Solar Energy*”, disponível em <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>, acesso em Novembro 2008.
- [59] RETScreen, disponível em <http://www.retscreen.net/pt/home.php>, acesso em Novembro 2008.
- [60] Folha de característica do painel BP 3160 - Disponível em [www.bp.com](http://www.bp.com), acesso em Novembro de 2008.
- [61] Folha de característica inversor SB 3300 - Disponível em <http://www.sma-america.com>, acesso em Novembro de 2008.
- [62] Ligação à rede 3.68KW; Disponível em <http://www.troquedeenergia.com>; Acesso em Outubro de 2008.
- [63] Ivy, Johanna; “*Summary of Electrolytic Hydrogen Production - Milestone Completion Report*”, NREL 2004; Disponível em <http://www.nrel.gov/hydrogen/>, acesso em Outubro de 2008.
- [64] J. Levene, B. Kroposki, and G. Sverdrup, “*Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity – Opportunities for Renewable Hydrogen*”, Março 2006, National Renewable Energy Laboratory, disponível em <http://www.nrel.gov/hydrogen/>, acesso em Novembro de 2008.
- [65] Cotrell J., “*Modeling the feasibility of using fuel cells and hydrogen internal combustion engines in remote renewable energy systems*”, National Renewable Energy Laboratory; September 2003. Disponível em <http://www.osti.gov/bridge>, acesso em Novembro de 2008.
- [66] Proton Energy Systems, Disponível em <http://www.protonenergy.com/> acesso em Dezembro 2008.
- [67] Almeida, Aníbal Traça; “*Hidrogénio como Combustível*”, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Abril de 2005, Disponível em <http://www.eq.uc.pt/inovar/hidrogenio.pdf>, acesso em Outubro 2008.

## Anexo I - LHV e HHV do Hidrogénio

A electrólise é um processo através do qual, fazendo passar uma corrente eléctrica através da água ela se separa nos seus componentes originais, hidrogénio e oxigénio.



A reacção que ocorre na pilha de combustível é contrária à da electrólise e através dela dá-se a libertação de água (vapor de água) e electricidade.



Para uma temperatura de 25°C e a uma pressão de 1atm, o calor de formação da água líquida, ou a energia libertada quando a água é formada na (Eq 2) é de 39,4 kWh/kg de hidrogénio, sendo este valor do HHV do hidrogénio. O calor proveniente da formação de vapor é de 33,3 kWh/kg de hidrogénio, e é o já mencionado LHV do hidrogénio.



## Anexo II - Tarifário do Regime Bonificado

Para cada produtor no regime bonificado é definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes. Aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional, a tarifa de referência é de € 650/MWh e por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5%. Após o período inicial de cinco anos previsto ao período adicional de dez anos, aplica-se à instalação de microprodução, anualmente, a tarifa única correspondente à que seja aplicável, no dia 1 de Janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes. Após o período de quinze anos estabelecido a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.

Neste estudo foi considerado o cenário em que anualmente se dá um aumento de 10MW de potência instalada, reduzindo assim a tarifa de referência em 5%. Após o período de quinze anos é considerada uma tarifa de venda de electricidade correspondente a um aumento anual de 3% em relação ao valor actual da tarifa, 0,114€.

Tabela A.1 - Variação da tarifa de referência

Ano	Tarifa (€)
1	0,65
2	0,65
3	0,65
4	0,65
5	0,65
6	0,50
7	0,48
8	0,45
9	0,43
10	0,41
11	0,39
12	0,37
13	0,35
14	0,33
15	0,32
16	0,17
17	0,18
18	0,18
19	0,19
20	0,19