

Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu

Rui Miguel dos Santos Correia

Dimensionamento e gestão de sistemas de produção,  
armazenamento e consumo de electricidade com  
origem em fontes renováveis

**Tese de Mestrado**

Engenharia Eletrotécnica-Energia e Automação Industrial

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa



Setembro de 2012



## RESUMO

O consumo em edifícios representa 40% do total da energia consumida na União Europeia (UE), contribuindo de forma significativa para a emissão de poluentes atmosféricos e para a dependência energética que caracteriza o espaço europeu. A Directiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010 procura obviar esta situação, definindo o conceito de «*Edifício com necessidades quase nulas de energia*», e estabelecendo datas a partir das quais todos os novos edifícios deverão apresentar um elevado desempenho energético e cujas necessidades de energia devem ser satisfeitas, em grande medida, por energia proveniente de fontes renováveis.

Esta dissertação enquadra-se neste contexto, contribuindo para a definição de procedimentos para dimensionamento de sistemas de produção de energia elétrica e térmica capazes de satisfazer as necessidades de edifícios de habitação. O dimensionamento destes sistemas é efetuado tendo em consideração perfis típicos de consumo de energia, e visa a obtenção de soluções tecnicamente adequadas ao menor custo. A inexistência de perfis térmicos com definição dos consumos típicos ao longo das horas do dia implicou a necessidade de se proceder à sua construção. A integração de sistemas de armazenamento de energia térmica e elétrica foi incluída, inclusive no que se refere à respetiva vida útil.

Alguns procedimentos de gestão potencialmente aplicáveis a estes sistemas são apresentados ao longo do trabalho, destacando-se o controlo das unidades de microcogeração por necessidades térmicas e por necessidades elétricas.

As metodologias desenvolvidas foram aplicadas a um caso de estudo correspondente a uma habitação unifamiliar, permitindo a obtenção de conclusões sobre o desempenho de sistemas autónomos com diferentes constituições, definidos com o objetivo de satisfazerem apenas as necessidades de energia elétrica ou, simultaneamente, as necessidades de energia elétrica e térmica.

A avaliação do desempenho económico destes sistemas finaliza a dissertação.



## **ABSTRACT**

The energy Consumption in buildings accounts for 40% of total energy consumed in the European Union (EU), contributing significantly to the emission of atmospheric pollutants and for the energy dependence that characterizes the European area. The Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010, seeks to remedy this situation by defining the concept of nearly zero- energy buildings, and establishing dates from which all new buildings must have a high energy performance and whose energy needs must be met, in a large measure, by renewable sources.

This work intends to contribute to the development of procedures for sizing systems able to produce electricity and thermal energy in order to meet the needs of residential buildings. The sizing of these systems is performed taking into account typical profiles of energy consumption, and aims to obtain technically adequate solutions at the lowest cost. The lack of thermal profiles with typical consumption along the hours of the days imposed the need to provide for their construction. The integration of thermal and electrical energy storage was considered, included their service life.

Some management procedures potentially applicable to these systems are presented throughout the work namely concerning the control of microcogeneration units that allow thermal and electrical energy generation.

The methodologies developed were applied to a case study based on a single family dwelling, allowing to obtain conclusions about the performance of autonomous systems with different constitutions, defined in order to meet the electrically or both electrical and thermal energy needs.

The evaluation of the economic performance of these systems concludes the dissertation.



## **PALAVRAS CHAVE**

Microcogeração  
Sistema autónomos  
Edifício com necessidades quase nulas de energia  
Otimização



## **KEY WORDS**

Micro cogeneration  
Autonomous system  
Building with nearly zero energy  
Optimization



## **AGRADECIMENTOS**

Esta é oportunidade de agradecer a todas as pessoas que contribuíram de alguma forma para a elaboração desta dissertação.

Um agradecimento especial ao meu orientador, Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa, pela sua disponibilidade e pelas valiosas contribuições e correções que realizou no decorrer deste trabalho.

Queria também agradecer de uma forma especial aos meus pais por tudo que me proporcionaram no decorrer destes anos e me propositarem a possibilidade de tirar um curso superior.

Um agradecimento a todos os meus colegas e amigos sem exceção, pelo companheirismo e todo o apoio prestado.

A todos que aqui se encontram descritos e a todos os outros que de alguma forma diretamente ou indiretamente contribuíram para a minha dissertação.

A todos o meu MUITO OBRIGADO



# ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL .....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xv
ÍNDICE DE QUADROS.....	xix
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Motivação e Objetivos .....	1
1.3 Contribuição do trabalho.....	4
1.4 Organização do trabalho .....	5
2. Revisão da Literatura.....	7
2.1 Conceito de “Edifício com necessidades quase nulas de energia” .....	7
2.2 Sistemas de alimentação elétrica autónomos .....	8
2.2.1 Topologias.....	8
2.2.2 Sistemas de produção de energia.....	11
2.2.2.1 Sistemas fotovoltaicos .....	11
2.2.2.2 Sistema microeólicos .....	16
2.2.2.3 Sistemas de microcogeração .....	19
2.2.3 Sistemas armazenamento aplicáveis .....	23
2.2.3.1 Caracterização dos sistemas de armazenamento elétrico.....	23
2.2.3.2 Descrição do modelo longevidade da bateria.....	28
2.2.3.3 Caracterização de sistemas de armazenamento térmico .....	32
2.2.4 Técnicas de dimensionamento.....	34
2.2.4.1 HOMER .....	35
2.2.4.2 HYBRID2 .....	36
2.2.4.3 TRNSYS .....	36
2.2.4.4 RETScreen .....	36
2.2.4.5 INSEL .....	37
2.2.4.6 SOLSIM.....	37

2.2.4.7	FV_Expert .....	38
3.	Otimização de sistemas autónomos.....	39
3.1	Caracterização do problema .....	39
3.2	Formulação para sistemas com produção fotovoltaica .....	42
3.3	Formulação para sistemas com produção fotovoltaica e eólica .....	50
3.4	Formulação para sistemas dotados de microcogeração .....	53
3.4.1	Formulação para sistemas sem possibilidade de armazenamento térmico .....	55
3.4.2	Formulação para sistemas com armazenamento térmico.....	58
3.4.3	Sistemas autónomos dotados de gerador PV, microeólico e de unidade de microcogeração .....	67
3.4.4	Mecanismos de controlo para situações especiais de funcionamento do sistema autónomo .....	67
3.5	Perfis de consumo térmico e elétrico .....	68
3.6	Metodologia de otimização adotada .....	74
4.	Casos de estudo .....	77
4.1	Caracterização da instalação.....	77
4.2	Sistema dotado apenas de produção fotovoltaica .....	80
4.2.1	Caracterização dos equipamentos utilizados .....	80
4.2.2	Resultados e respetiva análise .....	84
4.3	Sistema autónomo dotado de produção fotovoltaica e microeólica .....	89
4.3.1	Caracterização dos equipamentos utilizados .....	89
4.3.2	Resultados e respetiva análise .....	90
4.4	Sistema autónomo dotado de produção fotovoltaica e microcogeração .....	96
4.4.1	Caracterização dos equipamentos utilizados .....	96
4.4.2	Sistema sem armazenamento térmico .....	99
4.4.3	Sistema com armazenamento térmico .....	103
4.5	Comparação de resultados.....	108
5.	Avaliação económica .....	111
5.1	Sistema dotado apenas com gerador fotovoltaico .....	112
5.2	Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microeólica .....	115
5.3	Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microcogeração.....	118

5.4 Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microcogeração com armazenamento térmico.....	121
6. Conclusão .....	125
6.1 Trabalhos Futuros .....	127
Anexo 1 .....	137



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Esquema elétrico unifilar para sistemas autónomo com barramento DC .....	9
Figura 2-2 Esquema elétrico multifilar para sistemas autónomos com barramento DC .....	9
Figura 2-3 Esquema elétrico para sistema autónomo com barramento DC e ligação gerador microeólica por intermédio de UPS ( <i>Uninterruptible Power Supply</i> ).....	10
Figura 2-4-Esquema elétrico para sistema autónomo com dissipador de energia.....	10
Figura 2-5- Esquema elétrico para sistema autónomo com dissipador energia .....	10
Figura 2-6 Esquema geral de sistemas Off-grid (fonte: SMA). .....	11
Figura 2-7 Radiação solar na europa (fonte: (PVGIS)) .....	12
Figura 2-8 Insolação anual em Portugal (fonte: (Pereira, et al., 2000)).....	12
Figura 2-9 Princípio de funcionamento de célula fotovoltaica .....	13
Figura 2-10 Painel fotovoltaica com células monocristalinas .....	13
Figura 2-11 Painel fotovoltaico com células policristalinas .....	14
Figura 2-12 Células de silício amorfo.....	14
Figura 2-13 Atlas Europeu do Vento à cota de 50 metros .....	17
Figura 2-14 Aerogerador de sustentação ou eixo horizontal.....	17
Figura 2-15 Turbina eólica do tipo Darrieus .....	18
Figura 2-16 Turbina eólica do tipo Savonius .....	18
Figura 2-17 Turbina eólica de rotor em H.....	18
Figura 2-18 Unidade de microgeração Honda MCHP1.0.....	20
Figura 2-19 Unidade de microgeração com motor <i>stirling</i> .....	21
Figura 2-20 Unidade de microgeração “Sunmachine Pelle” .....	22
Figura 2-21 Potência térmica produzida pela unidade de microcogeração.....	22
Figura 2-22 Potência elétrica produzida pela unidade de microcogeração .....	22
Figura 2-23 Relação entre potência elétrica e térmica na máquina “Sunmachine Pellet” .....	23
Figura 2-24 Aplicações do armazenamento de energia .....	25
Figura 2-25 Esquema ilustrativo de um sistema.....	27
Figura 2-26 Ciclos de vida .....	28
Figura 2-27 Curva de ajuste dos ciclos de vida da bateria ácida para os dados do fabricante .	31
Figura 2-28 a) aquecimento direto b)aquecimento indireto .....	33
Figura 3-1 Topologia geral de sistema autónomo adotada para o caso de estudo.....	40
Figura 3-2 Esquema geral de sistemas Off-grid (fonte: SMA) .....	41
Figura 3-3 Esquema para sistema autónomo dotado de gerador PV .....	42
Figura 3-4 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV .....	48
Figura 3-5 Esquema geral para aplicação com geradores fotovoltaicos e microeólico .....	50
Figura 3-6 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV mais microeólica .....	53
Figura 3-7 Esquema geral aplicação PV e microcogeração .....	55
Figura 3-8 Fluxograma para dimensionamento de sistema dotado de PV e microcogeração..	57

Figura 3-9 Esquema geral de aplicação com PV e microcogeração com armazenamento térmico.....	58
Figura 3-10 Esquema geral de gestão do funcionamento da unidade de microcogeração.....	59
Figura 3-11 Gestão da unidade de microcogeração nos diferentes períodos do ano .....	60
Figura 3-12 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV, com microcogeração e armazenamento térmico .....	66
Figura 3-13 Sistema controlo de emergência para sistemas com PV e microeólica .....	67
Figura 3-14 Sistema de controlo de emergência para sistemas com PV e microcogeração .....	68
Figura 3-15 Consumos típicos de um consumidor BTN para três dias do ano .....	69
Figura 3-16 Portugal Continental. Zonas climáticas de Inverno .....	69
Figura 3-17 Portugal Continental. Zonas climáticas de Verão.....	70
Figura 3-18 Local e equipamentos utilizados na análise térmica .....	71
Figura 3-19 Consumos de energia térmica em função da temperatura média diária exterior..	72
Figura 3-20 Perfil térmico típico obtido para temperatura diária média exterior de 4°C .....	72
Figura 3-21 Consumo de litros de águas quentes .....	73
Figura 3-22 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil A) .....	74
Figura 3-23 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil B) .....	74
Figura 3-24 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil C) .....	74
Figura 4-1 Perfil de consumo típico para um consumidor BTN, aplicável a três dias do ano .	78
Figura 4-2 Perfil térmico típico para temperatura média 5°C .....	78
Figura 4-3 Temperaturas médias diárias de janeiro a março.....	79
Figura 4-4 Temperaturas médias diárias de outubro a dezembro.....	79
Figura 4-5 Consumo típico energia térmica (Perfil A) .....	80
Figura 4-6 Consumo típico energia térmica (Perfil B) .....	80
Figura 4-7 Consumo típico energia térmica (Perfil C) .....	80
Figura 4-8 Sistema dimensionado para aplicação dotada de gerador PV .....	84
Figura 4-9 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos.....	85
Figura 4-10 Produção anual ao longo dos anos de funcionamento .....	86
Figura 4-11 Representativo excesso de energia no início e no fim do projeto.....	86
Figura 4-12 Excesso de energia diária (sistema dotado com PV) .....	87
Figura 4-13 Representativo SOC início e no fim do projeto (sistema dotado com PV).....	87
Figura 4-14 Valores do SOC no mês de julho (sistema dotado com PV).....	88
Figura 4-15 Valores do SOC no mês de dezembro (sistema dotado com PV).....	88
Figura 4-16 Valores do SOC no dia 1 de setembro (sistema dotado com PV) .....	88
Figura 4-17 Valores do SOC no dia 24 de dezembro (sistema dotado com PV) .....	89
Figura 4-18 Valores do SOC do mês de janeiro (2º ano) (sistema dotado com PV) .....	89
Figura 4-19 Esquema final do sistema dotado com gerador PV e microeólico .....	92
Figura 4-20 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microeólica .	92
Figura 4-21 Valor do SOC no mês dezembro (sistema dotado com PV e microeólica).....	93
Figura 4-22 Valor do SOC no mês julho (sistema dotado com PV e microeólica) .....	93
Figura 4-23 Valor do SOC no dia 1 setembro (sistema dotado com PV e microeólica) .....	94

Figura 4-24 Valor do SOC no dia 23 de dezembro (sistema dotado com PV e microeólica)..	94
Figura 4-25 Excesso mínimo de energia diária mensal (sistema dotado com PV e microeólica).....	94
Figura 4-26 Valor do SOC no mês de julho para ambos os sistemas .....	95
Figura 4-27 Valor do SOC no mês de dezembro para ambos os sistemas.....	95
Figura 4-28 Relação entre potências elétrica e térmica da microcogeração .....	96
Figura 4-29 Esquema do sistema final autónomo dotado com gerador PV e microcogeração sem armazenamento térmico .....	100
Figura 4-30 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microcogeração.....	101
Figura 4-31 Excesso mínimo e máximo de energia diária mensal (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	101
Figura 4-32 Valores do SOC no mês dezembro (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	102
Figura 4-33 Valor do SOC no mês julho (sistema dotado com PV e microcogeração).....	102
Figura 4-34 Valor do SOC no dia 1 de setembro (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	102
Figura 4-35 Valor do SOC no dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	102
Figura 4-36 Valores do SOC do mês de janeiro (2º ano) (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	103
Figura 4-37 Valores do SOC do mês de janeiro (1º ano) (sistema dotado com PV e microcogeração) .....	103
Figura 4-38 Esquema do sistema final autónomo dotado com gerador PV e microcogeração com armazenamento térmico.....	105
Figura 4-39 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microcogeração com armazenamento térmico .....	105
Figura 4-40 Valor do SOC no mês dezembro (sistema com PV e microcogeração com AT)	106
Figura 4-41 Valor do SOC no mês de julho (sistema com PV e microcogeração com AT) .	106
Figura 4-42 Variação da temperatura AQH ao longo do mês de dezembro .....	107
Figura 4-43 Comportamento da temperatura AQH ao longo do dia 1 de novembro .....	107
Figura 4-44 Variação da temperatura AQS ao longo do mês de julho .....	108
Figura 4-45 Variação da temperatura das AQS nos primeiros 3 dias do mês de julho .....	108
Figura 5-1 Preços relacionados com o consumo de energia elétrica (ERSE, 2011).....	112
Figura 5-2 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV).....	115
Figura 5-3 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV mais microeólica) ...	118
Figura 5-4 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV mais microcogeração) .....	121
Figura 5-5 Crescimento do preço eletricidade (sistema PV mais microcogeração com armazenamento térmico).....	124
Figura 6-1 Perfil térmico típico para temperatura média 2°C .....	139

Figura 6-2 Perfil térmico típico para temperatura média 4°C .....	139
Figura 6-3 Perfil térmico típico para temperatura média 5°C .....	139
Figura 6-4 Perfil térmico típico para temperatura média 6°C .....	140
Figura 6-5 Perfil térmico típico para temperatura média 7°C .....	140
Figura 6-6 Perfil térmico típico para temperatura média 8°C .....	140
Figura 6-7 Perfil térmico típico para temperatura média 9°C .....	141
Figura 6-8 Perfil térmico típico para temperatura média 10°C .....	141
Figura 6-9 Perfil térmico típico para temperatura média 11°C .....	142
Figura 6-10 Perfil térmico típico para temperatura média 12°C .....	142
Figura 6-11 Perfil térmico típico para temperatura média 13°C .....	142
Figura 6-12 Perfil térmico típico para temperatura média 14°C .....	143
Figura 6-13 Perfil térmico típico para temperatura média 15°C .....	143
Figura 6-14 Perfil térmico típico para temperatura média 16°C .....	143

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 Características técnicas da “Sunmachine Pelle” .....	22
Quadro 2-2 Classificação do armazenamento relativamente ao tempo .....	24
Quadro 2-3 Ciclos de vida da bateria.....	31
Quadro 2-4 Capacidade disponibilizada pela bateria em função do regime de descarga .....	32
Quadro 3-1 Variáveis de decisão em função da configuração .....	41
Quadro 3-2 Restrições a considerar no processo de otimização .....	42
Quadro 3-3 Valores de Referencia para estudo térmico .....	70
Quadro 3-4 Energia térmica consumida face a temperatura .....	71
Quadro 4-1 Características módulo PV.....	81
Quadro 4-2 Dados do controlador MPPT/carregador.....	81
Quadro 4-3 Custo e características de descarga .....	82
Quadro 4-4 Ciclos de vida da bateria.....	82
Quadro 4-5 Parâmetros entrada do modelo longevidade da bateria .....	82
Quadro 4-6 Dados relevantes do inversor /carregador .....	83
Quadro 4-7 Valores obtidos para o gerador PV e sistemas armazenamento elétrico .....	84
Quadro 4-8 Dados das microeólicas .....	90
Quadro 4-9 Valores obtidos para sistema com gerador PV e microeólico .....	91
Quadro 4-10 Características unidade de microgeração.....	96
Quadro 4-11 Dados da caldeira convencional.....	97
Quadro 4-12 Capacidade de armazenamento dos cilindros .....	98
Quadro 4-13 Valor adotados para ligação da microgeração.....	98
Quadro 4-14 Valores obtidos para o gerador PV, microgeração e sistemas de armazenamento elétrico .....	99
Quadro 4-15 Valores obtidos para o gerador PV, microgeração e sistemas armazenamento térmico e elétrico .....	104
Quadro 4-16 Temperaturas médias mensais da água do armazenamento.....	107
Quadro 4-17 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos.....	109
Quadro 4-18 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microeólica .....	109
Quadro 4-19 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microgeração.....	109
Quadro 4-20 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microgeração com AT ..	110
Quadro 5-1 Consumos energia da instalação .....	112
Quadro 5-2 Custos de equipamentos e exploração (sistema dotado PV) .....	113
Quadro 5-3 Análise económica (sistema dotado de PV) .....	114
Quadro 5-4 Custos de equipamentos e exploração (sistema dotado PV mais microeólica) ..	115
Quadro 5-5 Análise económica (sistema dotado de PV mais microeólica) .....	117
Quadro 5-6 Análise económica do investimento menor (sistema dotado de PV mais microeólica).....	117

Quadro 5-7 Custos da unidade microcogeração e caldeira convencional.....	118
Quadro 5-8 Custos dos equipamentos e exploração (sistema dotado PV mais microcogeração).....	119
Quadro 5-9 Análise económica (sistema dotado PV mais microcogeração) .....	120
Quadro 5-10 Análise económica investimento menor (sistema dotado PV mais microcogeração).....	120
Quadro 5-11 Custos dos equipamentos e exploração (sistema PV mais microcogeração com armazenamento térmico) .....	122
Quadro 5-12 Análise económica (sistema dotado PV mais microcogeração com armazenamento térmico) .....	123
Quadro 5-13 Análise económica investimento menor (sistema dotado PV mais microcogeração com armazenamento térmico) .....	123

# **1. Introdução**

## **1.1 Enquadramento**

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Superior Politécnico de Viseu. O seu foco centra-se no dimensionamento e avaliação de sistemas eletricamente autónomos (sem consideração da satisfação das necessidades de energia térmica) e semi-autónomos (quando é considerada a satisfação das necessidades de energia térmica), destinados à alimentação de edifícios residenciais unifamiliares.

A constituição destes sistemas envolve a utilização de geradores fotovoltaicos, geradores microeólicos e sistemas de microcogeração, bem como sistemas de armazenamento de energia elétrica e térmica. Os geradores podem ser utilizados simultaneamente num mesmo sistema, permitindo a construção de sistemas híbridos.

Neste capítulo apresenta-se uma perspetiva geral dos temas abordados na dissertação, enunciam-se os seus objetivos e as motivações que estiveram na sua génese e faz-se uma pequena descrição dos temas abordados e da estrutura do trabalho.

## **1.2 Motivação e Objetivos**

Atualmente vive-se um paradigma energético, marcado pela necessidade de responder ao sucessivo aumento dos custos dos combustíveis fósseis (e da energia em geral) e à poluição atmosférica originada pela utilização dos mesmos. A estes fenómenos encontra-se associado o

crescente consumo de energia elétrica, que impõe a necessidade de uma produção crescente de energia.

Nos sistemas elétricos, apesar da progressiva penetração de unidades de produção distribuída, uma parte significativa da eletricidade tem sido obtida recorrendo a grandes centrais de produção (produção centralizada) baseadas na utilização de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, petróleo e derivados). Este tipo de produção implica um impacto nocivo no meio ambiente, relacionado com as emissões resultantes da queima da energia primária. Por outro lado, este tipo de centrais impõe a utilização de infraestruturas importantes de transporte e distribuição da energia produzida, as quais representam perdas de energia e custos significativos.

A produção distribuída de eletricidade teve, nos últimos anos, um rápido crescimento, devido aos mecanismos de incentivo que foram implementados um pouco por todos os países desenvolvidos. Apesar deste desenvolvimento, a produção distribuída de eletricidade não está ainda suficientemente explorada, particularmente no que se refere às pequenas unidades de produção (renováveis ou não) instaladas junto dos pontos de consumo (edifícios). Note-se, contudo, que nos últimos anos a sociedade tem vindo a adotar formas alternativas de produção de energia elétrica, de forma mais limpa e mais eficiente, apostando em pequenas unidades produtoras distribuídas.

Como referido, os consumos de energia têm sofrido um aumento significativo ao longo dos anos, incluindo os consumos em edifícios. Na União Europeia, os edifícios representam já 40% do total da energia consumida, esperando-se que este consumo aumente ao longo dos próximos anos, particularmente se não forem tomadas medidas que contrariem esta tendência. A não tomada de medidas tenderá a resultar no incremento das emissões para a atmosfera, particularmente de gases com efeito de estufa. Por outro lado, a dependência energética da UE, já atualmente significativa, tenderá a agravar-se.

Estes factos têm levado a UE a desenvolver esforços no sentido de diminuir o consumo energético dos edifícios e a incentivar a integração de fontes renováveis de energia. A Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios, é um exemplo destes esforços. Esta Diretiva define «Edifício com necessidades quase nulas de energia», como um edifício com um desempenho energético muito elevado cujas necessidades de energia, quase nulas ou muito pequenas, deverão ser cobertas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis. Adicionalmente, esta Diretiva determina que: i) o mais tardar em 31 de Dezembro de 2020, todos os edifícios novos sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia; ii) após 31 de Dezembro de 2018, os edifícios novos ocupados e detidos por autoridades públicas sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia.

Por outro lado, a integração de energias renováveis nos edifícios, conjugada com a implementação de medidas de eficiência energética, contribuirá também para o objetivo da UE de, até 2020, se verificar uma redução mínima de 20% nas emissões, um ganho mínimo de 20% na eficiência da utilização da energia e uma produção por via renovável de, no mínimo, 20% da energia consumida (Parlamento Europeu e Conselho Europeu, 2010).

No caso particular de Portugal, a produção de energia junto aos edifícios em que é consumida para além do aumento da eficiência na sua utilização assume particular importância. Com efeito, a ausência de recursos energéticos fósseis como o petróleo e o gás natural e a limitada disponibilidade de carvão, confrontam o país com a necessidade de recorrer e desenvolver formas alternativas de produção de energia, incentivando a utilização de recursos energéticos endógenos (Castro, 2003). O cumprimento de protocolos internacionais relacionados com a redução de emissões de gases com efeito de estufa e o potencial melhoria no desempenho técnico-económico do sistema elétrico português são outros aspetos que contribuem para a importância da produção de energia (térmica e elétrica) junto aos edifícios em que é consumida.

O regime de microprodução, aprovado pelo Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de novembro (Diário da República, 2007), com as alterações subsequentes, tem contribuído para incentivar este tipo de produção, sendo que os seus efeitos são, ainda, limitados. As alterações recentemente introduzidas à remuneração da energia produzida pelas unidades de microprodução tenderão a condicionar ainda mais o seu desenvolvimento, minorando os benefícios que resultam da sua existência, nomeadamente: diminuição das emissões de gases de efeito de estufa; aumento da independência energética; diminuição dos investimentos na rede de distribuição, de transporte e nas centrais de base de produção (Pires, et al., 2007), (Costa, 2008).

O presente trabalho intenta contribuir para a definição de procedimentos para o dimensionamento de edifícios energeticamente auto-sustentáveis, enquadráveis no conceito de «Edifício com necessidades quase nulas de energia», definido na Directiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios. Particularmente intenta-se que as necessidades energéticas dos edifícios sejam “cobertas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis”. Os procedimentos são definidos visando o funcionamento dos edifícios em regime isolado relativamente à rede elétrica, sem que, contudo, se prejudique a sua eventual interligação. Ademais, os princípios apresentados são aplicáveis a diferentes tipos de edifícios (habitação, comércio, serviços, etc.). Contudo, neste trabalho, o caso de estudo em que se aplicarão os procedimentos definidos será uma residência unifamiliar.

### 1.3 Contribuição do trabalho

O crescente interesse na microprodução de energia e na construção de edifícios energeticamente eficientes torna o assunto dos edifícios auto-sustentáveis relevante, conferindo-lhe uma perspectiva de futuro importante.

Este trabalho insere-se neste âmbito, procurando contribuir para o dimensionamento e análise de sistemas localizados de produção de energia, recorrendo, tanto quanto o possível, a recursos primários de origem renovável.

As principais contribuições desta dissertação são:

- a) a definição de modelos para dimensionamento técnico-económico de sistemas autónomos capazes de satisfazer as necessidades energéticas típicas de edifícios de habitação. O dimensionamento é efetuado visando a definição dos constituintes do sistema, particularmente dos geradores elétricos a instalar, tendo em consideração a minimização dos custos. Para o efeito consideram-se perfis típicos de consumo de energia elétrica e térmica bem como a produção de energia por diferentes unidades de microprodução (sistemas fotovoltaicos, gerador microeólicos e unidades microcogeração). Os modelos desenvolvidos permitem o dimensionamento de diferentes configurações de sistemas autónomos, nomeadamente: i) sistemas dotados apenas de produção fotovoltaica; ii) sistemas dotados de produção fotovoltaica e eólica; iii) sistemas dotados de microcogeração em simultâneo com outros geradores elétricos (eólico, fotovoltaico). Note-se que os sistemas das alíneas i) e ii) são concebidos visando a satisfação das necessidades elétricas dos edifícios, enquanto os sistemas dotados de microcogeração procuram também satisfazer as necessidades térmicas. Importa neste momento frisar que, como se explica adiante, os sistemas não dotados de microcogeração podem também contribuir para a satisfação das necessidades térmicas do edifício, convertendo o excesso de eletricidade gerada em alguns meses do ano em energia térmica (aquecendo águas quentes sanitárias);
- b) a avaliação da influência, no desempenho económico dos sistemas autónomos dotados de um sistema de microcogeração, produzida pela existência de um sistema de armazenamento de energia térmica;
- c) a obtenção de um perfil de consumo de energia térmica para uma habitação unifamiliar específica, que foi a base do caso prático de aplicação;
- d) a avaliação do comportamento de diferentes configurações de sistemas autónomos aplicados a uma habitação unifamiliar produção e consumo de energia, valor da energia excedentária, estado de carga das baterias, temperaturas de águas quentes

sanitárias e da água no armazenamento térmico). O perfil de consumo elétrico utilizado foi o definido pelo Rede Energéticas Nacionais (REN), presente no seu site REN (REN, 2011), destinado à criação de um perfil típico tendo em conta o consumo global da instalação. O perfil térmico foi construído com base no referido em c);

- e) a avaliação do desempenho económico dos sistemas autónomos aplicados a um caso de estudo prático, comparando estes resultados com os expectáveis para situação de referência caracterizada pela aquisição de energia elétrica à rede.

## **1.4 Organização do trabalho**

Esta dissertação é composta por 6 capítulos.

No capítulo 1, é realizado um enquadramento de todo o trabalho e realiza-se a exposição sobre os objetivos atingir no decorrer do mesmo e as contribuições que este terá face ao contexto existente.

No segundo capítulo faz-se um enquadramento sobre os edifícios autónomos, e uma descrição sobre as tecnologias de produção de energia e armazenamento utilizado nos mesmos. As formas de realização do dimensionamento, assim como uma descrição de alguns programas disponíveis no mercado são também analisados.

De seguida, no capítulo 3, é exposta a formulação do problema de otimização, as formas de controlo utilizadas e os perfis de consumo térmico e elétrico considerado para posteriormente realização do dimensionamento.

Por sua vez, o capítulo 4, é dedicado à utilização do modelo desenvolvido, utilizando-o para o dimensionamento das aplicações. Apresentam-se quatro casos de estudo, a saber: i) sistema autónomo composto por bateria e gerador fotovoltaico; ii) sistema autónomo composto por baterias, gerador fotovoltaico e gerador microeólico; iii) sistema autónomo com baterias, gerador fotovoltaico e microcogeração sem armazenamento térmico; iv) sistema autónomo com baterias, gerador fotovoltaico e microcogeração com armazenamento térmico.

O capítulo 5 apresenta uma análise económica das aplicações dimensionadas no capítulo anterior face aos custos expectáveis para uma situação de referência caracterizada pela aquisição de energia elétrica à rede.

Por fim, no capítulo 6, é realizada uma conclusão sobre o trabalho realizado e as perspetivas de desenvolvimento de possíveis trabalhos futuros.



## **2. Revisão da Literatura**

### **2.1 Conceito de “Edifício com necessidades quase nulas de energia”**

A Directiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios, define «Edifício com necessidades quase nulas de energia», como um edifício com um desempenho energético muito elevado cujas necessidades de energia, quase nulas ou muito pequenas, deverão ser cobertas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis. Segundo a mesma Diretiva, prevê-se que, o mais tardar em 3 de Dezembro de 2020, todos os edifícios novos tenham necessidades quase nulas de energia. Os edifícios públicos, após o ano de 2018, têm de ter obrigatoriamente consumos zero de energia (Parlamento Europeu e Conselho Europeu, 2010).

Constant van Aerschot, et al (2009) referem que existem três abordagens para se atingir a neutralidade de consumo de energia (“consumo zero”) em edifícios, a saber: diminuir a procura de energia, produzir localmente a energia e, por fim, a partilha da energia entre edifícios.

A diminuição da procura de energia implica que, ao longo da fase de projeto e de construção do edifício, se proceda: i) à sua correta orientação, tendo em consideração a posição diária e sazonal do sol no local da edificação; ii) se utilizem materiais de construção adequados, particularmente no que se refere ao isolamento térmico; iii) se utilizem equipamentos eficientes; iv) e se adotem técnicas adequadas de gestão da energia disponível em cada momento (alimentando as cargas com base em prioridades). Note-se que a tomada de decisões sobre estes aspetos deve ser efetuada logo na fase de projeto, para que seja possível realizar

uma análise económica de custo/benefício sobre as escolhas efetuadas. Importa referir que, apesar de se encontrar já desenvolvida tecnologia que permite reduzir significativamente os consumos de energia nos edifícios, esta nem sempre é integrada nos mesmos, devido a análises económicas efetuadas apenas com base no custo do investimento.

As medidas tendentes a diminuir a procura de energia não conseguem, em princípio, eliminar por completo o consumo, pelo que a produção local de energia é necessária para se garantir o conceito de «Edifício com necessidades quase nulas de energia». A produção local de energia é algo que, nos últimos anos, tem vindo a sofrer um aumento significativo, facto que se fica a dever aos muitos incentivos disponibilizados para a instalação deste tipo de equipamentos e ao seu rápido desenvolvimento técnico. Os sistemas de microgeração fotovoltaicos, microeólicos e de microcogeração são, neste particular, os mais relevantes. A instalação destes sistemas permite reduzir, ou mesmo anular, a necessidade de importação de energia das redes de distribuição, contribuindo desta forma para o conceito de «Edifício com necessidades quase nulas de energia» preconizado na Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, particularmente se estes sistemas forem baseados no aproveitamento de energias renováveis.

A partilha de energia entre edifícios não se encontra, ainda, muito explorada, baseando-se em trocas de energia entre edifícios em que esta esteja em excesso e em défice. Naturalmente que este tipo de mecanismo impõe a necessidade de instalação de um controlo centralizado que monitorize os consumos dos vários edifícios e faça a gestão da energia produzida nestes.

## **2.2 Sistemas de alimentação elétrica autónomos**

### **2.2.1 Topologias**

Os geradores fotovoltaicos e eólicos são amplamente utilizados para constituir sistemas autónomos destinados a alimentar consumidores de zonas remotas, onde não existe a possibilidade de ligação a redes de distribuição (Mellit, et al., 2005), (Balão, 2012) e (Tamer Khatiba, 2012).

Uma topologia frequentemente utilizada para estes sistemas consiste na ligação dos dois tipos de geradores a um barramento DC através de condicionadores de potência adequados. A este barramento DC está ligada uma bateria que armazena a energia produzida e que alimenta um inversor que é responsável pela alimentação da carga AC, tal como se pode observar na Figura 2-1 (Eftichios Koutroulis, 2006). Note-se que a energia produzida não tem necessariamente de ser armazenada nas baterias. Com efeito, a carga é satisfeita através do inversor, podendo a energia vir da bateria ou diretamente dos geradores (S. Diaf, 2008), tal como evidenciado na Figura 2-2.

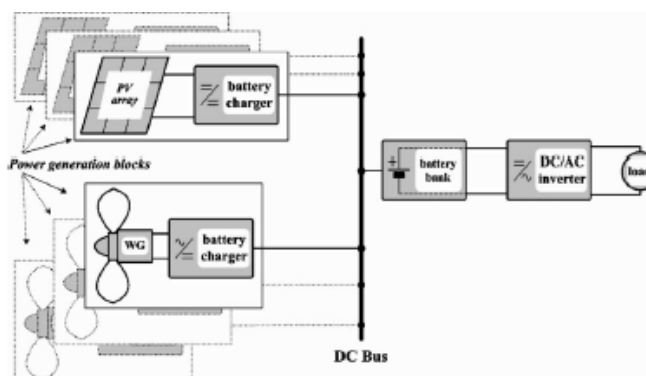


Figura 2-1 Esquema elétrico unifilar para sistemas autónomos com barramento DC

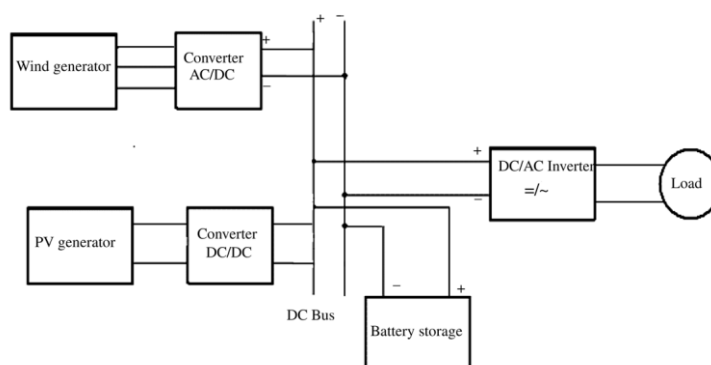


Figura 2-2 Esquema elétrico multifilar para sistemas autónomos com barramento DC

O armazenamento de energia é um aspeto crucial nos sistemas autónomos deste género uma vez que a produção dos geradores fotovoltaicos e eólicos é volátil, existindo a necessidade de se armazenar energia para momentos em que a produção está indisponível ou é insuficiente.

Na Figura 2-3 mostra-se uma topologia, também baseada na utilização de geradores fotovoltaicos e eólico, sendo que, neste caso, a energia proveniente do gerador eólico pode ser fornecida diretamente à carga através de uma UPS (S. Diaf, 2008). A energia em excesso, quando existe, é convertida em corrente contínua e armazenada na bateria. Quando a produção da eólica é insuficiente a alimentação da carga é complementada por a energia que provém do gerador fotovoltaico ou da bateria, sendo fornecida a carga através de um inversor adequado (S. Diaf, 2008).

A utilização da UPS no esquema da Figura 2-3 deve-se ao facto de ser necessário estabilizar a tensão de saída da microeólica, protegendo a carga de flutuações indesejáveis nesta grandeza.

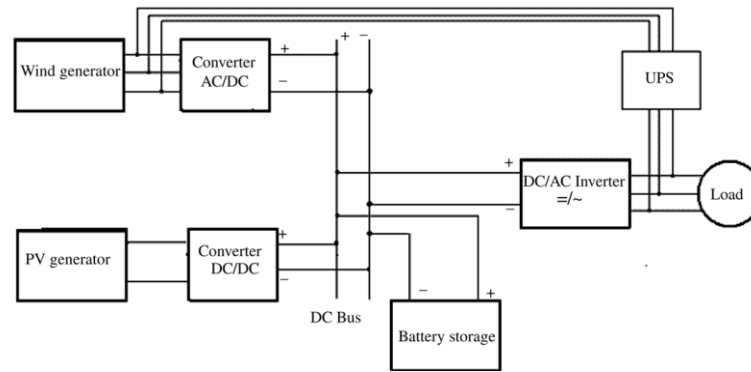


Figura 2-3 Esquema elétrico para sistema autónomo com barramento DC e ligação gerador microeólica por intermédio de UPS (*Uninterruptible Power Supply*)

A energia que é produzida em excesso tem de ser libertada, geralmente sobre uma resistência (“*Dump load*”). Os sistemas autónomos devem ser dotados de um sistema de controlo que permita armazenar a energia que não é consumida em tempo real (Eftichios Koutroulis, 2006). Quando existe excesso de produção face à carga, este sistema deve veicular o excesso de energia para o sistema de armazenamento, e, não existindo essa possibilidade, providenciar a sua dissipação, tal como ilustrado na Figura 2-4 e na Figura 2-5 (Wei Zhou, et al., 2010) (B. Ai, et al., 2003) (Jahanbani, et al., 2011).

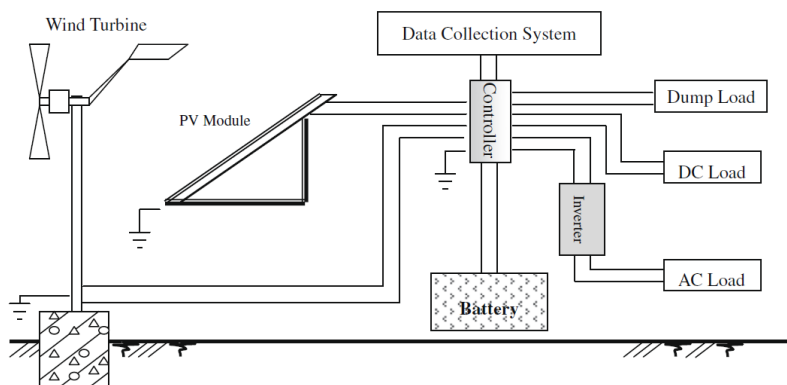


Figura 2-4-Esquema elétrico para sistema autónomo com dissipador de energia

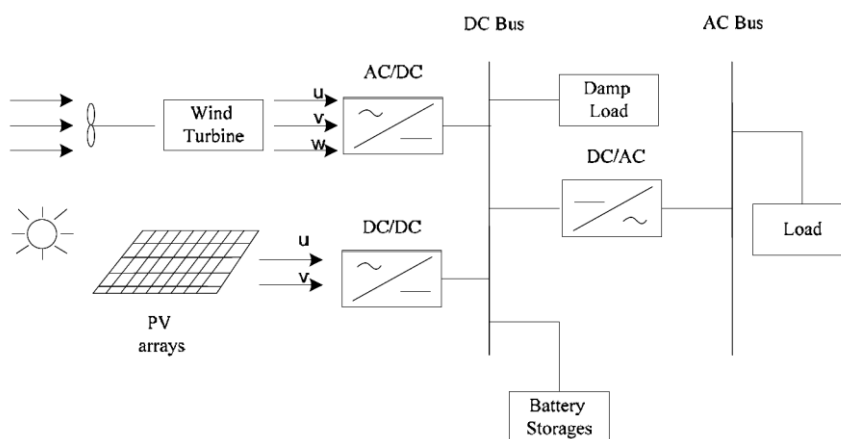


Figura 2-5- Esquema elétrico para sistema autónomo com dissipador energia

As topologias anteriores mostram a ligação de todos os geradores a um barramento DC. Contudo esta topologia, embora sendo a mais comum na literatura, não é única. Com efeito, alguns fabricantes mostram alternativas a esta filosofia. Por exemplo, a SMA através da sua gama de produtos apresenta um esquema com possibilidade de ligação de fontes de produção ao barramento AC.

Na Figura 2-6 mostra-se um dos esquemas que SMA apresenta para conexão um sistema autónomo. Neste existe a possibilidade de colocar as fontes de produção no barramento AC, (painéis fotovoltaicos e microeólica). A ligação da carga é efetuada no barramento AC, existindo também a possibilidade de colocação de um gerador de reserva.

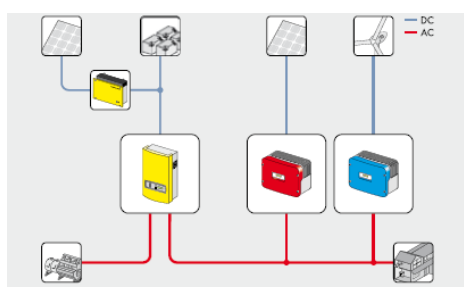


Figura 2-6 Esquema geral de sistemas Off-grid (fonte: SMA).

## 2.2.2 Sistemas de produção de energia

Existem vários tipos de geradores de energia elétrica baseados no aproveitamento de fontes renováveis, nomeadamente: os geradores fotovoltaicos, os geradores eólicos, os grupos hídricos e, em algumas situações, os sistemas de cogeração. No que concerne à microprodução, algumas destas tecnologias ainda se encontram em fase de desenvolvimento e aperfeiçoamento, particularmente as unidades de microcogeração, sendo que as tecnologias mais disseminadas são a eólica e a fotovoltaica. Espera-se que, nos próximos anos, a microcogeração baseada em sistemas que utilizam energia primária renovável (pellets, biocombustíveis) venha a impor-se como uma alternativa técnica e economicamente viável. Estes sistemas, conjuntamente com os geradores fotovoltaicos e microeólicos poderão desempenhar um papel crucial no desenvolvimento dos edifícios autónomos e sustentáveis.

### 2.2.2.1 Sistemas fotovoltaicos

Em Portugal, assim como em diversos países mediterrânicos, destaca-se o potencial fotovoltaico relativamente a outros países da Europa (Figura 2-7).

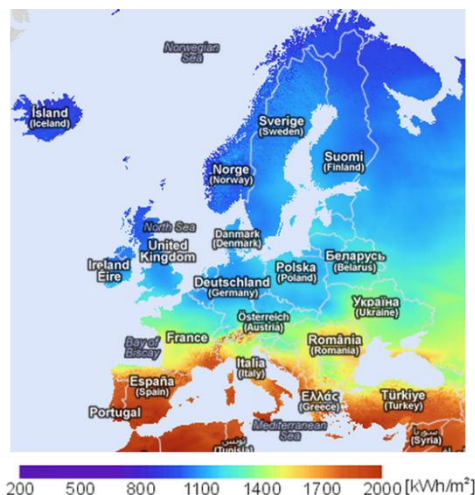


Figura 2-7 Radiação solar na europa (fonte: (PVGIS))

O número médio anual de horas de sol em Portugal varia entre as 1800 e as 3100, tal como se observa na Figura 2-8 (Pereira, et al., 2000), (Costa, 2008), levando a que exista interesse e boas perspetivas para esta tecnologia.

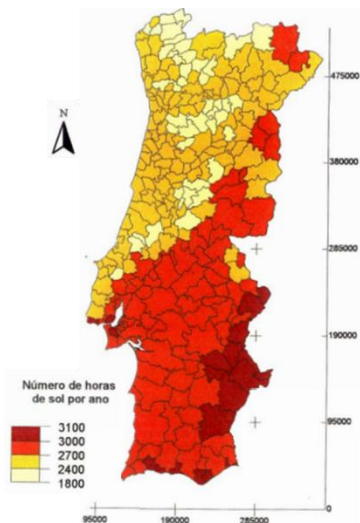


Figura 2-8 Insolação anual em Portugal (fonte: (Pereira, et al., 2000))

Os valores médios típicos diários de exposição solar encontram-se entre as 7 as 8 horas (Pereira, et al., 2000).

Os geradores fotovoltaicos convertem a radiação solar em energia elétrica através do fenómeno fotoelétrico que ocorre nas células fotovoltaicas. A maioria destas células é constituída por uma fina camada de material semicondutor, geralmente silício adequadamente tratado (dopado com átomos trivalentes ou pentavalentes).

A exposição da célula à luz faz com que ocorra pelo efeito fotoelétrico, que produz um deslocamento de eletrões e de lacunas. Este efeito leva a que 1 eletrão de valência passe à

banda de condução, devido à absorção do fóton, criando-se um campo elétrico e ligando a célula a um circuito externo, cria-se uma corrente elétrica (Figura 2-9).

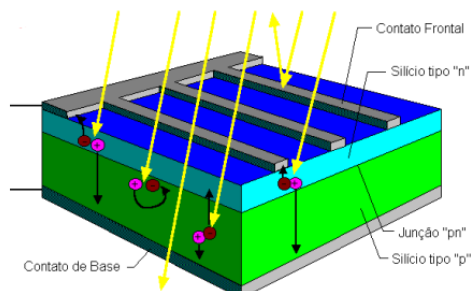


Figura 2-9 Princípio de funcionamento de célula fotovoltaica

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por diversas células fotovoltaicas interligadas entre si e protegidas com uma película anti-reflexo para aumentar a eficiência. A maioria destas células são construídas utilizando silício (Si), podendo ser dos tipos monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo (Miles, et al., 2005) (Junior, 2008). Atualmente encontra-se em desenvolvimento novos materiais para a construção das células, para lá de outros já utilizados (Razykov, et al., 2011) (Ewa Klugmann-Radziemska, 2010) (Dienstmann, 2009). Entre outros salienta-se as células, orgânicas e nano cristalinas.

As células monocristalinas (Figura 2-10) fazem parte da primeira geração. O rendimento elétrico é relativamente elevado face a outras tecnologias, situando-se entre os 10 e os 16%. A sua construção (formação) implica um custo elevado, uma vez que a necessidade de recorrer a materiais em estado muito puro e com uma estrutura perfeita de cristal leva a que as formas de produção sejam muito complexas.

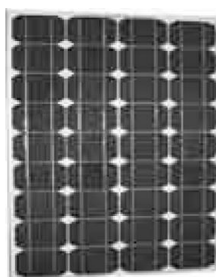


Figura 2-10 Painel fotovoltaica com células monocristalinas

As células policristalinas (Figura 2-11) têm um rendimento inferior, situando-se próximo dos 13%. O menor rendimento deve-se às imperfeições dos cristais, apresentando contudo um custo menor.



Figura 2-11 Painel fotovoltaico com células policristalinas

As células de silício amorfo (Figura 2-12) são as que apresentam o menor rendimento (aproximadamente 5%), tendo também o custo mais reduzido. Estas são películas muito finas, permitindo que possam ser utilizadas como material de construção, designadamente em coberturas, facilitando um maior aproveitamento de espaços para colocação de sistemas de captação de energia solar.



Figura 2-12 Células de silício amorfo

Os geradores fotovoltaicos caracterizam-se por apresentarem alta fiabilidade, reduzida manutenção, facilidade de portabilidade e adaptabilidade dos módulos que os constituem e produção limpa e renovável de energia elétrica. Contudo, apresentam também características menos favoráveis, nomeadamente relacionadas com a poluição resultante da produção dos módulos, os relativamente elevados custos de produção de eletricidade que ainda apresentam, a perda de rendimento ao longo do tempo e o facto de terem um tipo de produção não despachável.

A consideração de geradores fotovoltaicos na constituição de sistemas autónomos impõe a necessidade de se caracterizar o seu funcionamento através de modelos matemáticos, nomeadamente no que concerne a modelos que permitam a previsão da produção. Ao longo dos anos, vários modelos têm sido propostos com este objetivo (Wissem, et al., 2012) (Ahmed, et al., 2011) (Saloux, et al., 2011), havendo algum consenso nas abordagens.

O comportamento dos painéis fotovoltaicos é condicionado, essencialmente, pelos seguintes fatores:

- Disponibilidade de energia primária;
- Características construtivas (rendimento, potência de pico);

- Temperatura de funcionamento (temperatura a que esta sujeita célula durante funcionamento);
- Condições de instalação (ângulo de inclinação e orientação dos painéis).

Existem, na literatura, diversos modelos que permitem estimar a potência produzida por um determinado gerador fotovoltaico (Wisseem, et al., 2012) (Ahmed, et al., 2011). Neste trabalho, considera-se o modelo que determina essa potência por (Costa, 2008):

$$P_{PV_G}^t = N_{paineis} \times \eta_{PV}^t \times A \times I^t = N_{paineis} \times \eta_{PV}^t \times \frac{P_p}{v} \times I^t \quad (2.1)$$

Onde:

$N_{paineis}$  – Número de painéis que constituem o gerador fotovoltaico;

$P_{PV_G}^t$  – Potencia gerada pelo gerador PV no período t, em W;

$\eta_{PV}^t$  – Rendimento de conversão dos painéis fotovoltaicos no período t, em %;

$A$  – Área de cada painel, em  $m^2$ ;

$I^t$  – Irradiância que incide na superfície do gerador PV no período t, em  $W/m^2$ ;

$P_p$  – Potência de pico de cada painel integrado no gerador, em W;

$v = \frac{P_p}{A}$  – Relação entre a potência de pico de cada painel e a respetiva área, em  $W/m^2$ .

O rendimento dos painéis fotovoltaicos pode ser obtido por (S. Diaf, 2008):

$$\eta_G^t = \eta_r * \eta_{PC} * [1 - \beta * (T_c^t - T_{ref})] \quad (2.2)$$

sendo:

$\eta_r$  – Eficiência dos painéis nas condições de referência, %;

$\eta_{PC}$  – Eficiência do sistema de condicionamento, atribuindo-se o valor de 1 se existir controlo de produção MPPT (*Maximum Power Point Tracking*);

$\beta$  – coeficiente de variação com a temperatura, expresso em %/°C;

$T_c^t$  – Temperatura de operação da célula no período t, em °C;

$T_{ref}$  – Temperatura de referência, geralmente igual a 25°C.

A temperatura de operação da célula, pressupondo que os valores de inclinação são ótimos, pode ser obtida por:

$$T_c^t = T_a^t + \left( \frac{Noct - 20}{800} \right) * I^t \quad (2.3)$$

onde:

$N_{oct}$  – Temperatura normal de funcionamento, fornecida pelo fabricante dos painéis e expressa em °C;

$T_a^t$  – Temperatura ambiente no período t, em °C.

Para realização do cálculo dos fatores de produção referentes ao sistema dos painéis fotovoltaicos utilizou-se a equação (2.4), sendo este posteriormente multiplicado pelo número de painéis para obtenção da potência gerada dos mesmos.

$$F_{PVG}^t = \eta_{PV}(t) \times \frac{P_p}{v} \times I \quad (2.4)$$

$F_{PVG}^t$  - Fator de produção do gerador fotovoltaico, no período t.

### 2.2.2.2 Sistema microeólicos

A Figura 2-13 representa o Atlas Europeu do Vento, permitindo perceber que Portugal tem potencial eólico que pode ser explorado para a produção de energia elétrica. Para o efeito utilizam-se turbinas eólicas que permitem a conversão de parte da energia cinética contida na deslocação das massas de ar em energia mecânica. Esta energia mecânica é, posteriormente, convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico adequado.

Como qualquer tecnologia de produção de energia elétrica, a produção eólica apresenta vantagens e desvantagens. As principais vantagens são: i) emissões de CO<sub>2</sub> nulas, devido à inexistência de libertação de qualquer tipo de poluente durante a geração; ii) e produção de energia elétrica de forma distribuída, permitindo que se aproximem os locais de produção e de consumo. A principal desvantagem prende-se com o facto da energia eólica ser imprevisível, devido à volatilidade do recurso primário.

O aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade tem sido, salvo aplicações específicas (embarcações, por exemplo), fundamentalmente efetuada através de turbinas eólicas de potências relativamente elevadas (turbinas com potências na ordem das centenas de kW e alguns MW). Contudo, nos últimos anos, o interesse em sistemas microeólicos tem crescido, o que conduziu ao desenvolvimento de múltiplos equipamentos destinados à microprodução eólica (turbinas com potências na ordem dos kW).

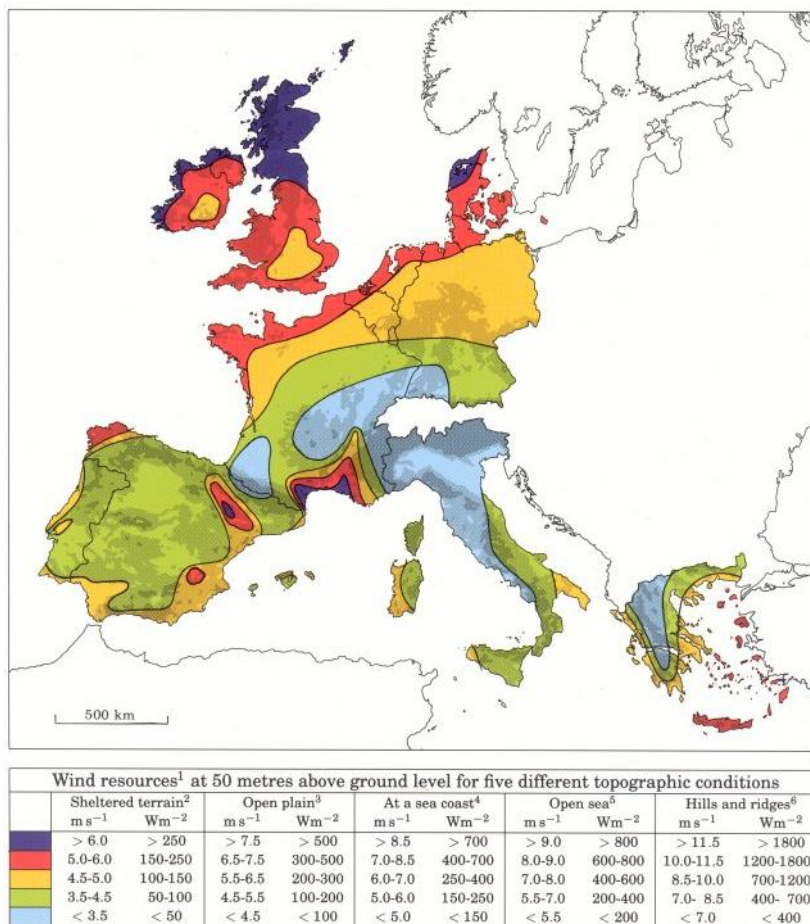


Figura 2-13 Atlas Europeu do Vento à cota de 50 metros  
(fonte: <http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html>)

No que se refere à construção dos microgeradores eólicos podemos distinguir dois grandes grupos: os geradores de eixo horizontal e os de eixo vertical (CEEETA, 2011). Os geradores de eixo horizontal (ou de sustentação) (Figura 2-14) podem ser:

- Geradores de pá simples;
- Geradores de pá dupla;
- Geradores de pá tripla (os mais comuns);
- Geradores com múltiplas pás (mais que três).



Figura 2-14 Aero gerador de sustentação ou eixo horizontal

Os aerogeradores de eixo vertical podem dividir-se em:

- Geradores Darrieus (usa duas ou três laminas em forma de parábola);



Figura 2-15 Turbina eólica do tipo Darrieus

- Geradores Savonius (usa a força de arrastamento para se mover);



Figura 2-16 Turbina eólica do tipo Savonius

- Geradores com rotor em H (utilizados em climas muito instáveis).



Figura 2-17 Turbina eólica de rotor em H

Embora na microprodução eólica as configurações de geradores sejam muito variáveis, os geradores mais utilizados são os de eixo horizontal com múltiplas pás ou de pá tripla.

Como noutro tipo de geradores, há necessidade de aproximar o funcionamento do aerogerador a modelos matemáticos, existindo vários propostos na literatura (Tina, et al., 2006) (B. Ai, et al., 2003) (Ahmed, et al., 2011). Neste trabalho considera-se um modelo simplificado, que estima a potência gerada por uma turbina microeólica por (S. Diaf, 2008) (A. Kaabeche, et al., 2011) (Bandyopadhyay, 2011):

$$P_{WG}^t = \begin{cases} P_N \times \frac{(V^t)^2 - V_{cin}^2}{V_{rat}^2 - V_{cin}^2} & \text{se } V_{cin} < V^t < V_{rat} \\ P_N & \text{se } V_{rat} \leq V^t \leq V_{cout} \\ 0 & \text{se } V^t \leq V_{cin} \text{ e } V^t \geq V_{cout} \end{cases} \quad (2.5)$$

$P_{WG}^t$  – Potência gerada pelo microgerador eólico no período t, em W;

$P_N$  – Potência nominal do gerador eólico, em W;

$V^t$  – Velocidade do vento no período t, em m/s;

$V_{cin}$  – Velocidade cut-in da turbina microeólica, em m/s;

$V_{rat}$  – Velocidade de vento que determina a produção nominal da turbina, em m/s;

$V_{cout}$  – Velocidade de cut-off da microeólica, em m/s.

Frequentemente, as velocidades do vento são conhecidas para uma determinada altitude, sendo que o gerador microeólico poderá ser instalado a uma altitude diferente. Nestes casos, os valores de velocidade à altitude de instalação poderão ser aproximados por (S. Diaf, 2008) (A. Kaabeche, et al., 2011) (Bandyopadhyay, 2011):

$$V^t = V_{ref}^t \left( \frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (2.6)$$

$V^t$  - Velocidade do vento à altura H, em (m/s);

$V_{ref}^t$  - Velocidade do vento à altura de referência (da medição), em (m/s);

$H$  - Altura a que se pretende estimar a velocidade do vento, em metros;

$H_{ref}$  - Altura na qual se fizeram as medições do vento, em metros;

$\alpha$  - Coeficiente de rugosidade.

### 2.2.2.3 Sistemas de microcogeração

A atividade de cogeração é bem conhecida e, ao longo dos anos, tem sido muito utilizada em unidade fabris e em grandes edifícios, principalmente devido ao facto de serem de grande potência e de não se adaptarem a edifícios de menores dimensões (como habitações

unifamíliares). Contudo, nos últimos anos têm vindo a ser desenvolvidas unidades de cogeração de baixa potência (microcogeração), alimentadas a gás e outros combustíveis.

A microcogeração é caracterizada por pequenas unidades CHP (*Combined Heat and Power*) que, utilizando a mesma fonte de energia, produzem em simultâneo eletricidade e calor, possuindo um rendimento na ordem dos 85 a 90% (Monteiro, et al., 2009).

Nos últimos anos têm vindo a ser estudados e experimentados diferentes sistemas passíveis de serem utilizados em unidades de microcogeração. As tecnologias que se afiguram como as mais promissoras são:

- Os sistemas baseados em motor de combustão interna;
- Os sistemas baseados em motor *stirling*;
- As microturbinas.

Os motores de combustão interna foram comercializados com sucesso para geradores de emergência e para sistemas de cogeração, dentro de uma vasta gama de potências elétricas (de alguns kW a MW). Nas unidades de cogeração baseadas neste motor, o gerador elétrico é acionado pelo motor de combustão interna e o calor libertado por este, incluindo o calor libertado através da exaustão dos fumos de escape, é utilizado para o aquecimento de água (por meio de permutadores adequados). Embora este tipo de equipamento seja amplamente utilizado em sistemas de cogeração de potência elevada, ainda não o é em pequenas aplicações domésticas. Contudo, é já possível encontrar algumas marcas com este tipo de tecnologia para o segmento de mercado residencial (Roselli, et al., 2011) (Monteiro, et al., 2009) (Pereira, 2009) como o representado na Figura 2-18 da marca japonesa Honda.



Figura 2-18 Unidade de microgeração Honda MCHP1.0

Os motores *stirling* baseiam-se no ciclo com o mesmo nome, existindo dois tipos fundamentais de operação: o de pistão livre e o cinemático. Estes motores utilizam fontes de calor externas, podendo, por este facto, ser alimentados com, praticamente, qualquer combustível (gás, diesel, estilha, pellets, etc.). Os motores *stirling* (também conhecidos por motores de combustão externa) apresentam-se como uma solução viável para pequenas aplicações de cogeração, tendo como principais vantagens face aos motores combustão

interna o baixo ruído produzido e a elevada eficiência termodinâmica, que varia entre os 70 e os 90% (Roselli, et al., 2011) (Monteiro, et al., 2009).



Figura 2-19 Unidade de microgeração com motor *stirling*  
(fonte: <http://www.greaterdemocracy.org/archives/678>)

As microturbinas apresentam baixa manutenção e alta capacidade de recuperação de calor, com um rendimento na ordem dos 80%. Atualmente existe muita investigação a ser desenvolvida em torno destes equipamentos, particularmente com o objetivo de diminuir as suas potências para permitir uma melhor adaptação ao mercado residencial. A investigação procura ainda providenciar uma evolução no sentido da utilização de diferentes combustíveis, principalmente de origem renovável, tornando estes equipamentos mais atrativos para os consumidores (Monteiro, et al., 2009).

O potencial de instalação de unidades de microgeração é vasto, podendo estes equipamentos ser instalados em qualquer edifício que necessite de energia térmica e de energia elétrica. Espera-se que um dos principais mercados para estes equipamentos seja o da substituição das caldeiras convencionais de aquecimento central. Os sistemas de microgeração que, geralmente, são referidos como apresentando maior potencial são os baseados na utilização de motores *stirling* (AOUN, et al., 2009). Este potencial deve-se ao processo de combustão externa, que, como referido anteriormente, permite o funcionamento com uma grande diversidade de combustíveis, em especial com combustíveis de origem renovável.

Um dos aspetos pouco estudados, e que tem relevância significativa no âmbito do dimensionamento de sistemas autónomos, é a relação existente entre as potências elétrica e térmicas produzidas. (AOUN, et al., 2009) (Thiers, et al., 2010) efetuaram um estudo experimental com o objetivo de avaliarem esta relação num sistema de microgeração do tipo *stirling* alimentado a pellet. As características da máquina testada, designada por “Sunmachine Pellet” (Figura 2-20) são apresentadas no Quadro 2-1.



Figura 2-20 Unidade de microgeração “Sunmachine Pelle”

Quadro 2-1 Características técnicas da “Sunmachine Pelle”

Potência elétrica	1,5 – 3 kW
Potência térmica	4,5 – 10.5 kW
Eficiência elétrica	20 – 25%
Eficiência global	90%

A Figura 2-21 e a Figura 2-22 mostram o comportamento desta máquina, obtido no referido estudo experimental, no que respeita ao comportamento da potência térmica produzida e elétrica produzida, em função da temperatura de retorno do aquecimento.

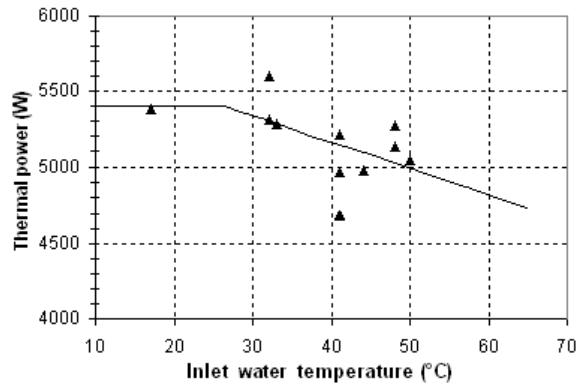


Figura 2-21 Potência térmica produzida pela unidade de microgeração

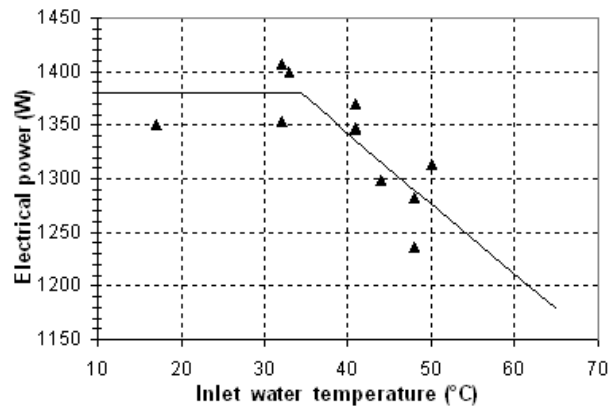


Figura 2-22 Potência elétrica produzida pela unidade de microgeração

Note-se que as potências máximas obtidas pelo estudo são inferiores às anunciadas pelo fabricante (Quadro 2-1).

O cruzamento das curvas anteriores permite obter uma curva que relaciona a produção de potência elétrica e térmica, a qual se apresenta na Figura 2-23

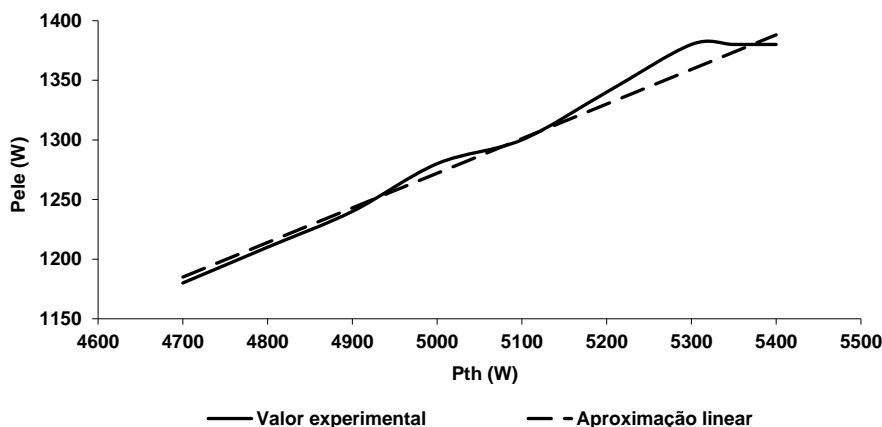


Figura 2-23 Relação entre potência elétrica e térmica na máquina “Sunmachine Pellet”

A figura anterior mostra que a relação entre as potências elétrica e térmica desta unidade de microgeração pode ser aproximada por uma função linear, sendo proporcional.

Naturalmente, outras tecnologias de microgeração (combustão interna, microturbina) poderão ser caracterizadas por diferentes relações, sendo, em cada caso, necessário proceder à sua avaliação. A relação pode também ser diferente em equipamentos de uma mesma tecnologia.

No caso de estudo apresentado no capítulo 4 será utilizada uma unidade de microgeração alimentada a pellet e, para efeitos da caracterização da relação entre as potências elétrica e térmica será utilizada uma relação linear.

## 2.2.3 Sistemas armazenamento aplicáveis

### 2.2.3.1 Caracterização dos sistemas de armazenamento elétrico

Nos sistemas isolados, de modo a aumentar a continuidade de serviço, há necessidade de colocar sistemas de armazenamento, garantindo assim o abastecimento quando não existe energia proveniente das fontes de produção. Não existe somente um tipo de armazenamento que seja aplicado em todos os sistemas, sendo que cada situação tem de ser avaliada para que seja utilizado o que, concretamente, mais se adequa.

A seleção, na maior parte dos casos, é efetuada recorrendo à consideração das densidades de energia e potência e do custo da solução, o qual depende dos custos de investimento, de operação e manutenção e da respetiva vida útil.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser divididos em vários grupos, em função da respetiva autonomia, tal como se ilustra no Quadro 2-2 (Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2006):

Quadro 2-2 Classificação do armazenamento relativamente ao tempo.

<b>Autonomia do Sistema de Armazenamento de Energia</b>	<b>Aplicações Típicas</b>
<b>Muito curta</b> 1 a 10 segundos	Qualidade da energia: fornecer energia às cargas críticas durante cavas de tensão ou interrupções de muito curta duração.
<b>Curta</b> 10 a 300 segundos	Qualidade da energia: fornecer energia às cargas críticas durante cavas de tensão e interrupções breves. Permitir o arranque de sistemas de geração de emergência.
<b>Média</b> 5 a 60 minutos	Todas as aplicações anteriores, mais o fornecimento de energia para interrupções mais longas.
<b>Longa duração</b> 1 a 4 horas	Todas as aplicações anteriores, mais algumas aplicações de nivelamento do diagrama de carga.
<b>Muito longa duração</b> 4 horas a vários dias	Todas as aplicações anteriores, mais a aplicação em sistemas de geração à base de energias renováveis, permitindo o seu funcionamento em modo isolado ou compensando a intermitência.

Os sistemas de armazenamento podem ser:

- Mecânicos;
- Eléctricos;
- Eletroquímicos.

Nos sistemas mecânicos evidenciam-se os volantes de inércia, a bombagem de água e os sistemas de ar comprimido.

A bombagem de água é amplamente utilizada nas centrais hidroelétricas de albufeira, mas a aplicação em sistemas autónomos não é comum devido à dificuldade de obter quantidades de armazenamento adequadas (o que implica elevadas quantidades de água, elevadas quedas ou uma mistura destas soluções). Por outro lado, a eficiência deste tipo de armazenamento tende a ser comprometida pela necessidade de se utilizarem bombas para o processo de bombeamento da água para uma cota superior.

Os volantes de inércia são utilizados na indústria automóvel, nos motores e também como substituto ou complemento de armazenamento em sistemas elétricos (Rahman, et al., 2012) (Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2006). O armazenamento de energia nestes sistemas ocorre sob a forma de energia cinética, colocando um volante a rodar a elevada velocidade por meio de um motor. Alguns destes sistemas têm sido utilizados em aplicações de pequena escala.

No armazenamento elétrico destacam-se os supercondensadores e os supercondutores integrados em bobines SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) onde o armazenamento é efetuado de forma magnética. As relativamente baixas densidades de energia armazenada e os custos destes sistemas tornam a sua utilização em sistemas autónomos inadequada.

O armazenamento eletroquímico tem sido, ao longo dos anos, o mais utilizado na constituição de sistemas autónomos, devido aos relativos baixos custos envolvidos (além de ser uma tecnologia relativamente madura). Existe atualmente uma larga panóplia de tecnologias de armazenamento eletroquímico, entras quais (Rahman, et al., 2012) (Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2006)

- Baterias ácidas de chumbo;
- Baterias de Níquel-Cádmio;
- Baterias de Hidretos Metálicos de Níquel;
- Baterias Redox de Vanádio;
- Baterias de Coreto de Sódio-Níquel;
- Baterias de Iões de Lítio.

Como se ilustra na Figura 2-24, cada uma das tecnologias de armazenamento referidas anteriormente apresenta características próprias em termos do binómio potência-energia, sendo que podem adaptar-se a aplicações diferenciadas (Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2006).

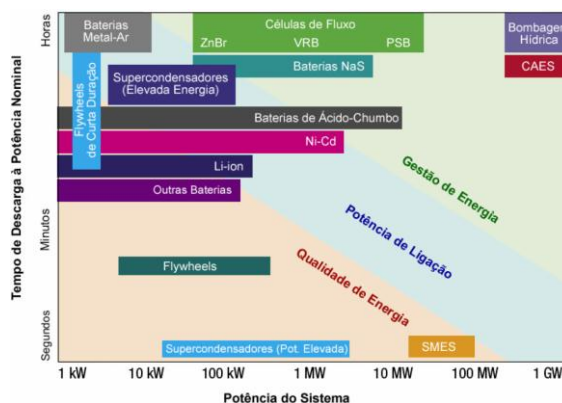


Figura 2-24 Aplicações do armazenamento de energia

Como referido anteriormente, o armazenamento mais utilizado no âmbito da constituição de sistemas autónomos consiste na utilização de baterias eletroquímicas. Consequentemente, apresenta-se em seguida uma análise mais aprofundada dos aspetos relevantes desta tecnologia para o contexto deste trabalho.

A bateria é um dispositivo que transforma a energia química em energia elétrica e vice-versa, podendo, portanto, ser carregada e descarregada sucessivamente (mas com limite no número de ciclos, como veremos adiante). Naturalmente, no processo de carga/descarga, as baterias apresentam uma perda de energia sob a forma de calor (ocorre nas reações químicas internas), facto que leva a que o rendimento destas seja inferior a 100%.

A seleção de baterias para aplicação em sistemas autónomos (e em outras aplicações) deve ter em considerações várias características, nomeadamente:

- A capacidade das baterias, expressa em amperes-hora (Ah);
- A profundidade de descarga a que podem ser sujeitas, em percentagem da capacidade nominal;
- O número de ciclos de carga descarga suportados pelas baterias, a uma determinada profundidade de descarga e sob condições *standard*;
- O valor de auto descarga, que representa o valor percentual de carga que a bateria perde ao longo do tempo devido às suas reações químicas (podendo ser referenciada mensal ou diariamente);
- A densidade da energia das baterias, que traduz a quantidade de energia armazenada por unidade de volume ou de massa, expressa usualmente por Wh/l ou em Wh/Kg.
- O efeito de memória, que se traduz na diminuição da capacidade da bateria ao longo da vida, podendo este ser diminuído realizando cargas e descargas (existem tecnologias mais propícias a este efeito);
- O rendimento, valor que traduz, principalmente, as perdas ocorridas no processo de transformação de energia química em energia elétrica.

A modelização do processo subjacente à carga e descarga das baterias é um aspeto determinante no âmbito do dimensionamento de sistemas autónomos. Esta modelização depende da tipologia adotada para o sistema autónomo, nomeadamente no que se refere à localização das unidades de produção (lado AC ou DC) e aos conversores eletrónicos envolvidos. A título de exemplo da forma como se pode efetuar esta modelização, apresentam-se em seguida as equações aplicáveis a um sistema dotado de um gerador fotovoltaico e outro microeólico, ambos ligados a um barramento DC ao qual liga também a bateria (Figura 2-25). No capítulo 3 será apresentada uma modelização envolvendo geradores ligados ao barramento DC e ao lado AC do sistema.

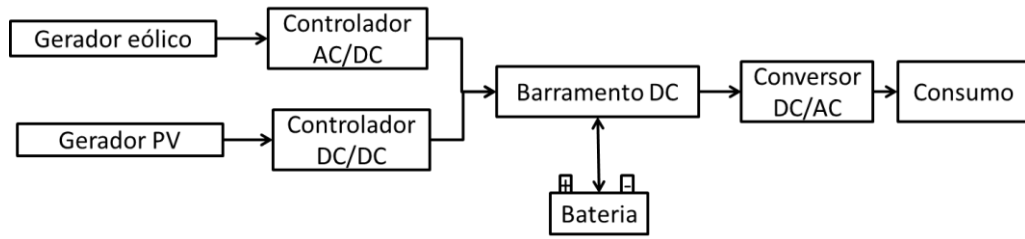


Figura 2-25 Esquema ilustrativo de um sistema

No caso da Figura 2-25, a descarga das baterias ocorre quando a soma da produção nos geradores, afetada dos rendimentos dos conversores eletrónicos é inferior ao consumo da instalação. Neste caso, a descarga da bateria pode ser determinada por (S. Diaf, 2008):

$$E_{Bat}^t = E_{Bat}^{t-1} + \left( \frac{P_{PVG}^t \times \eta_{cdc-dc} + P_{WVG}^t \times \eta_{cac-dc} - \frac{P_{carga}^t}{\eta_{INV}}}{\eta_{descarga}} \right) \times \Delta t \quad (2.7)$$

Quando o consumo é menor que a produção dos dois geradores de energia, existe excesso de energia que será carregada na bateria, desde que esta a possa receber (ou seja, tenha State of Charge (SOC) <1). O processo de carga é, para o caso de um sistema com a configuração apresentada na Figura 2-25 dado por (S. Diaf, 2008):

$$E_{Bat}^t = E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PVG}^t \times \eta_{cdc-dc} + P_{WVG}^t \times \eta_{cac-dc} - \frac{P_{carga}^t}{\eta_{INV}} \right) \times \eta_{carga} \times \Delta t \quad (2.8)$$

$E_{Bat}^t$  - Energia armazenada na bateria no final do período t, em Wh;

$E_{Bat}^{t-1}$  - Energia armazenada na bateria no final do período t-1, em Wh;

$P_{PVG}^t$  - Potência elétrica produzida pelo gerador PV durante o período t, em W;

$\eta_{cdc-dc}$  - Rendimento do conversor DC/DC (controlador MPPT), em %;

$P_{WVG}^t$  - Potência elétrica produzida pelo gerador microeólico no período t, em W;

$P_{carga}^t$  - Potência de carga no período t, em W;

$\eta_{cac-dc}$  - Rendimento do conversor AC/DC da microeólica, em %;

$\eta_{descarga}$  - Rendimento de descarga da bateria, em %;

$\eta_{carga}$  - Rendimento carga da bateria, em %;

$\Delta t$  - Período de discretização temporal considerado, em horas.

O modelo tem a possibilidade de se adaptar facilmente a outro tipo de tipologias, como se irá verificar no decorrer do capítulo 3.

A expressão (2.7) e (2.8) modelizam apenas o funcionamento dos ciclos de descarga/carga da bateria, não efetuando qualquer previsão de longevidade (S. Diaf, 2008).

### 2.2.3.2 Descrição do modelo longevidade da bateria

A previsão da vida útil das baterias tem, no âmbito do presente trabalho, importância do ponto de vista técnico e económico. Vários fatores influenciam a vida de uma bateria, sendo que a sua previsão não é uma tarefa fácil, particularmente quando utilizadas em sistemas caracterizados por vários tipos de operação, como descargas mais ou menos profundas, taxas de descarga diversas ou diferentes formas de carga, entre outros fatores.

Habitualmente, os fabricantes fornecem a vida esperada para as baterias, em termos de ciclos de carga/descarga e para condições bem definidas. Estas condições afastam-se, frequentemente, das que se verificam na realidade de operação das mesmas. Por exemplo, estas características de ciclos de descarga são fornecidas para temperaturas constantes, taxas de descarga constantes, profundidades de descarga iguais, assim como taxas de carga padrão. A Figura 2-26 mostra, para diferentes profundidades de descarga, repetidas em condições padrão, o valor dos ciclos de vida para alguns tipos de tecnologias de baterias.

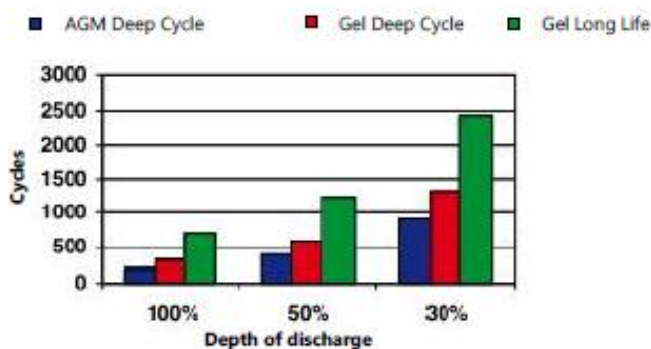


Figura 2-26 Ciclos de vida

O funcionamento típico de um sistema autónomo conduz a que o sistema de armazenamento funcione em regimes diferenciados ao longo do tempo, particularmente no que se refere à profundidade de descarga aplicada às baterias. Este facto determina a necessidade de se utilizar um modelo matemático que permita internalizar este efeito no processo de estimação da vida útil das baterias que integram o sistema de armazenamento.

Existem alguns modelos na literatura propostos com este objetivo, tais como: *diffusion model* ou o *Kinetic Battery Model* (KiBaM). No caso do primeiro, este é baseado na difusão dos iões do eletrólito, descrevendo a evolução da concentração das espécies dos elétrodos ativos, prevendo-se assim a vida da bateria (Marijn R. Jongerden, et al., 2008).

O modelo (KiBaM) (Marijn R. Jongerden, et al., 2008) é realizado tendo em consideração que a bateria se encontra dividida em duas partes, sendo uma a capacidade disponível para ser fornecida de imediato à carga, enquanto a outra não se encontra disponível por estar

restringida quimicamente; este modelo foi desenvolvido pela Universidade de Massachusetts (Bolaños, 2007).

Existem outros modelos que realizam essa previsão como são exemplo:

- Modelo analítico linear;
- Lei de Peukert;
- O Modelo Rakhmatov-Vrudhula.

O modelo analítico linear considera a bateria como um reservatório linear de corrente, não considerando os efeitos não lineares que decorrem durante o período de descarga. A utilização deste modelo não é muito satisfatória, uma vez que as operações que ocorrem na descarga da bateria não são lineares e influenciam diretamente a capacidade e a vida útil da mesma (Schneider, 2011).

A lei de Peukert ao contrário do anterior considera algumas das propriedades não lineares da bateria. Este considera a relação que existe entre a taxa descarga da bateria e a vida útil não considerando ainda assim todos os efeitos não lineares, como por exemplo o efeito de recuperação da bateria (Schneider, 2011).

O modelo Rakhmatov consegue contabilizar parâmetros como a taxa de descarga e o efeito de recuperação. Este é descrito pelo processo de difusão do material ativo na bateria, encontrando-se este processo descrito na integra em (Schneider, 2011).

Na elaboração do presente trabalho optou-se pelo modelo desenvolvido por (S. Drouilhet, et al., 1997), o qual é referenciado em múltiplas publicações, nomeadamente: (D.P. Jenkins, et al., 2008) (Heinz Wenzl, et al., 2005) (Tamer Khatiba, 2012). Além deste consenso em torno deste método, a sua escolha foi ainda determinada pelo facto deste internalizar os principais fatores de envelhecimento da bateria (profundidade e taxa de descarga) e ser de aplicação relativamente simples, não requerendo parâmetros que, por vezes, são difíceis de obter. Com efeito, uma característica importante desta metodologia é que ela baseia a análise em informação que, geralmente, é facultada pelos fabricantes de baterias suplementada por alguns dados obtidos empiricamente. Esta abordagem elimina a necessidade de se proceder à estimativa da vida útil com base em modelos eletroquímicos das baterias. Assumindo que a temperatura ambiente está controlada (o que neste contexto é razoável), o envelhecimento produzido por esse efeito pode ser considerado como desprezável.

A vida útil é determinada através do histórico acumulado das várias descargas efetuadas ao longo do tempo de operação das baterias. Com efeito, o modelo monitoriza as descargas, parciais ou completas, e a respetiva taxa de descarga, assim como a profundidade de descarga (*Deapth of Discharge* - DoD).

O modelo assenta em três premissas principais (S. Drouilhet, et al., 1997)

1. Cada célula tem uma vida finita, sendo que o final da vida útil é atingido quando o valor acumulado de Ah descarregados, originado por uma serie de descargas individuais, igualar a carga correspondente aos ciclos de vida da bateria, que pode ser determinada por:

$$\Gamma_R = L_R \times D_R \times C_R \quad (2.9)$$

Onde:

$L_R$  – Número de ciclos da bateria nas condições estipuladas de DoD e de corrente de descarga;

$D_R$  – DoD para o qual o número estipulado de ciclos foi determinado;

$C_R$  – Capacidade estipulada da bateria à corrente de descarga estipulada, em Ah.

2. A vida real das baterias, em termos de carga, é função do DoD. Consequentemente, a descarga efetiva, em Ah, que se verifica num determinado evento de descarga pode ser superior ou inferior ao valor da descarga real, dependendo do valor DoD no momento em que ocorre a descarga. Para estabelecer uma relação entre estas grandezas utiliza-se a seguinte expressão (S. Drouilhet, et al., 1997):

$$L = u_2 \times \left(\frac{D_R}{D}\right)^{u_0} \times e^{u_1 \times \left(1 - \frac{D}{D_R}\right)} \quad (2.10)$$

Onde:

L – número máximo de ciclos que podem ser efetuados a uma dada profundidade de descarga D (real);

D – DoD da descarga.

Esta função permite aproximar o comportamento da bateria em termos de ciclos de vida em função do DoD e, com base nessa aproximação, obter os valores dos parâmetros  $u_0$ ,  $u_1$  e  $u_2$ .

Diferentes metodologias podem ser utilizadas para efetuar a aproximação referida. Neste trabalho foi utilizada a ferramenta Solver do Excel para, determinar os referidos parâmetros para o caso das baterias utilizadas no caso de estudo. O comportamento, em termos de ciclos, destas baterias é apresentado no Quadro 2-3. A Figura 2-27 mostra a aproximação obtida, sendo que se obtiveram nesta os valores  $u_2=429,52$ ,  $u_1=-0,13$  e  $u_0.=1,32$ .

Quadro 2-3 Ciclos de vida da bateria

Profundidade Descarga %	Nº Ciclos
80	250
50	400
40	570
30	800
5	8000

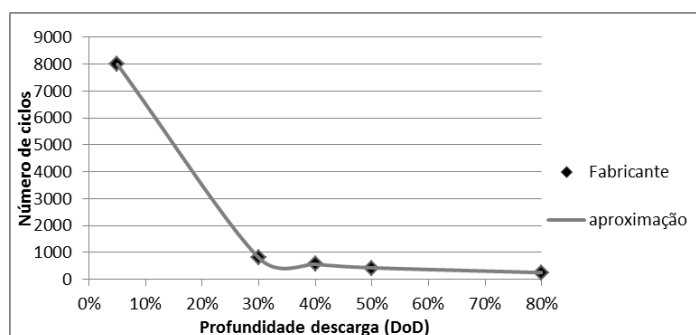


Figura 2-27 Curva de ajuste dos ciclos de vida da bateria ácida para os dados do fabricante

3. A vida da bateria, em termos de carga ( $\Gamma$ ) diminui com o aumento do valor da corrente de descarga, ou seja, se a corrente de descarga for superior ao valor estipulado, o processo de envelhecimento é acelerado. Adicionalmente, a capacidade real da bateria diminui com o aumento da corrente de descarga. Este efeito pode ser aproximado utilizando a seguinte função (S. Drouilhet, et al., 1997)

$$d_{eff} = \left(\frac{C_R}{C_A}\right)^{v_0} \times e^{v_1 \times \left(\frac{C_R}{C_A} - 1\right)} \times d_{actual} \quad (2.11)$$

Onde

$d_{actual}$  - Valor efetivo da descarga de um evento, em Ah;

$C_R$  - Capacidade nominal da bateria (Ah);

$C_A$  - Capacidade disponibilizada pela bateria em Ah quando sujeita a taxa descarga.

A informação fornecida pelos fabricantes é, frequentemente, escassa para permitir determinar os parâmetros  $v_0$  e  $v_1$ , pelo que frequentemente se aproxima a expressão anterior fazendo  $v_0 = 1$  e  $v_1 = 0$  (S. Drouilhet, et al., 1997). Logo:

$$d_{eff} = \left(\frac{C_R}{C_A}\right) \times d_{actual} \quad (2.12)$$

O valor de  $C_A$  aplicável em cada caso pode ser obtido por interpolação entre os valores de capacidade da bateria para diferentes regimes de descarga fornecidos pelos fabricantes das

baterias. O Quadro 2-4 mostra, para o caso da bateria acima utilizada, as capacidades em função do regime de descarga:

Quadro 2-4 Capacidade disponibilizada pela bateria em função do regime de descarga

	C10	C20	C100
Capacidade disponibilizada (Ah)	80	95	109
Corrente descarga (A)	11	5,5	1,1

Os efeitos conjugados da profundidade e da taxa de descarga são combinados multiplicando os fatores anteriormente apresentados, ou seja:

$$d_{eff} = \left(\frac{D_A}{D_R}\right)^{u_0} \times e^{u_1 \times \left(\frac{D_A}{D_R} - 1\right)} \times \frac{C_R}{C_A} \times d_{actual} \quad (2.13)$$

Onde:

$D_A$  - Descarga absoluta do evento descarga relativamente capacidade estipulada da bateria.

Esta equação permite determinar a descarga efetiva para um determinado evento de descarga. A determinação da vida útil da bateria quando exposta a uma série de eventos de descarga implica o cálculo do valor acumulado das descargas efetivas (produzidas pelos diferentes eventos). Finalmente, a vida útil da bateria pode ser estimada por:

$$L_{Time} = \left(\frac{L_R \times D_R \times C_R}{\sum_{i=1}^n d_{eff}}\right) \quad (2.14)$$

### 2.2.3.3 Caracterização de sistemas de armazenamento térmico

O armazenamento térmico, no caso de um sistema autónomo, pode ser importante já que pode contribuir para uma melhor gestão e controlo de toda a aplicação, além de facultar o aproveitamento de energia que, de outra forma, seria desperdiçada (como se demonstrará nos capítulos seguintes).

Vários dispositivos estão disponíveis para permitir o armazenamento térmico, sendo que a tecnologia mais madura consiste na utilização de depósitos de água quente. Este tipo de armazenamento é amplamente utilizado em sistemas residenciais, para, por exemplo, armazenar energia produzida por coletores solares.

Os depósitos de armazenamento podem ter diferentes constituições, podendo ser feitos em aço inoxidável, vitrificado com epóxi, esmaltados, e revestidos em plásticos (COMGAS, et al., 2011) (GREENPRO, 2004).

Como se trata de equipamentos destinados ao armazenamento de calor por períodos de tempo que podem ser consideráveis, estes depósitos possuem um bom isolamento térmico face ao ambiente exterior. A espessura do isolamento pode variar, dependendo do local de instalação, sendo que valores típicos são, no topo e na base, 15 centímetros e na lateral 10 centímetros (GREENPRO, 2004). Este isolamento garante que os depósitos apresentem um baixo valor de perdas, sendo que a maior parte destas ocorrem associadas à canalização de ligação do dispositivo e não no próprio.

O tipo de aquecimento da água (para armazenamento da energia térmica) poderá ser realizado de forma direta ou indireta. Na primeira forma o fluido de armazenamento percorre o circuito de aquecimento (Figura 2-28 a). Na segunda forma o fluido que armazena a energia é separado do fluido que realiza o aquecimento. O aquecimento é realizado através da utilização de permutadores de calor adequados, tal como se ilustra na Figura 2-28 b) (GREENPRO, 2004) (Silva, 2011)

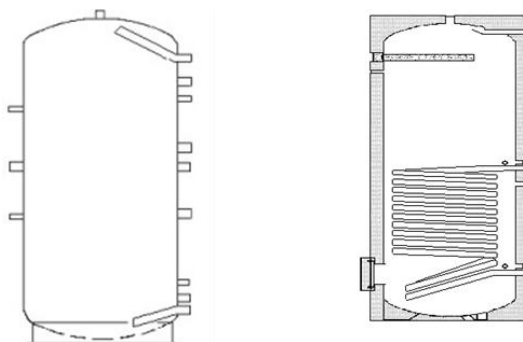


Figura 2-28 a) aquecimento direto b) aquecimento indireto

Usualmente, para o armazenamento de água quente sanitária e de consumo, são utilizados os depósitos com permutadores, sendo que a água fria encontra-se ligada diretamente ao reservatório e existe um circuito fechado de aquecimento.

O valor da energia armazenada num depósito de água quente, sob a forma de calor sensível, pode ser determinado por (Streckiene, et al., 2009):

$$E_{Térmica} = 0,00116 * m \times C_p \times \Delta T \quad (2.15)$$

Onde:

$E_{Térmica}$  – Energia térmica armazenada, expressa em kWh

$m$  – massa de água no depósito de armazenamento, em kg;

$C_p$  – Calor específico do fluido utilizado, em Kcal/Kg°C;

$\Delta T$  - Diferença de temperaturas entre temperatura do fluido no interior do cilindro e a de entrada, em °C.

### 2.2.4 Técnicas de dimensionamento

Ao longo dos últimos anos, uma panóplia relativamente alargada de metodologias para dimensionamento de sistemas autónomos e semi-autónomos tem vindo a ser proposta. As metodologias propostas podem ser agrupadas em três categorias fundamentais, a saber (Mellit, et al., 2005):

- Modelos empíricos;
- Modelos numéricos;
- Modelos analíticos.

No caso dos modelos empíricos o dimensionamento é realizado por forma a garantir que o sistema responde de forma adequada no pior caso do ano (por exemplo, o mês mais desfavorável), arbitrando a partir daqui os valores de potência da geração assim como os valores de armazenamento. Frequentemente consideram-se fatores de segurança neste tipo de dimensionamento. Estes modelos tendem, portanto, a ser simplificados, sendo utilizados para obter as potências dos componentes a integrar no sistema autónomo numa fase inicial do seu dimensionamento. A vantagem deste tipo de modelos é a sua simplicidade. A principal desvantagem prende-se com a não otimização do sistema, particularmente no que se refere ao aspeto económico (Vera, 2004). Este tipo de metodologia é utilizada, entre outros, em (M. Sidrach-de-Cardona, 1998) (M. Egado, 1992).

Os modelos numéricos pressupõem um cálculo efetuado com recurso a um histórico meteorológico considerável e credível. O estudo é realizado tendo como pressuposto a existência de um gerador auxiliar para colmatar o consumo quando o sistema de produção dimensionado é insuficiente. (Mellit, et al., 2005). Nestes modelos efetua-se uma análise dos balanços energéticos para um determinado período de tempo, resultando desta análise a dimensão dos componentes dimensionados. Este tipo de análise permite um dimensionamento otimizado, para além de permitir uma avaliação das influências exercidas pelos diferentes intervalos considerados sobre a solução final (Vera, 2004). Este tipo de metodologia é utilizada em (M. Egado, 1992) (A. Hadj Araba, 1995).

Os modelos analíticos efetuam o dimensionamento com base em valores diários de radiação para o cálculo de produção. A principal desvantagem deste modelo está relacionada com a utilização de uma função de erro. Uma vez que se trata de uma metodologia com processo de cálculo iterativo, requer muito tempo de computação (Mellit, et al., 2005). Algumas das publicações que recorrem a esta metodologia são: (Silvestre, 2003) (Gordon, 1987) (Louis L., 1984).

Os modelos de dimensionamento referidos utilizam diversas técnicas de dimensionamento e otimização, incluindo: Programação dinâmica; Técnicas de construção gráfica; Abordagens probabilísticas; Métodos de inteligência artificial; Análise multiobjectivo; etc.

Atualmente existem diversos programas computacionais que permitem dimensionar sistemas autónomos, das quais se destacam os seguintes: HOMER, HYBRID, TRNSYS, HYDROGEMS, INSEL, ARES, RAPSIM, SOMES, SOLSIM e o CARE. Não sendo objetivo efetuar uma descrição pormenorizada destas aplicações, apresenta-se em seguida uma breve caracterização.

#### 2.2.4.1 HOMER

O HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*) foi desenvolvido nos Estados Unidos pelo NREL - *National Renewable Energy Laboratory* (López, 2007) (Vera, 2004) e está disponível em (<http://www.nrel.gov/homer/>). Trata-se de programa de dimensionamento térmico e elétrico de sistemas de geração de origem renovável que permite otimizar sistemas constituídos, entre outros recursos, por:

- Geradores fotovoltaicos;
- Geradores eólicos;
- Geradores hidráulicos;
- Baterias;
- Células de combustível;
- CHP (*Combined Heat and Power*);
- Conversores.

As análises dos sistemas a dimensionar são realizadas em intervalos de uma hora, testando as várias configurações possíveis e avaliando o respetivo custo. No final obtêm-se os resultados detalhados dos sistemas com os seus custos adjacentes. O programa possui uma base de dados climatéricos sobre diversos locais, permitindo ainda inserção de dados adicionais por parte do utilizador (Vera, 2004) (López, 2007). Alguns pontos fracos do programa são:

- A otimização é realizada com um método enumerativo. Avalia todas as possíveis combinações de componentes, levando a que o número de combinações não seja muito elevado, para não tornar o programa demasiado lento;
- As estratégias de controlo são muito limitadas, possuem pouca precisão e pouca capacidade de se adaptar a cada sistema particular;
- A modelização da bateria é efetuada recorrendo ao número de ciclos equivalentes, podendo levar a erros significativos, devido aos diferentes ciclos ocorridos no que respeita a profundidades e a taxas de descarga.

#### 2.2.4.2 HYBRID2

Foi desenvolvido em 1996 pela universidade de Massachusetts e pelo NREL e está disponível em (<http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/>). Este programa, ao contrário do HOMER, só efetua simulação de sistemas pré concebidos, não permitindo o respetivo dimensionamento. As análises podem ser realizadas em diversas discretizações temporais: 10 minutos, 15 minutos, 1 hora. O programa possui uma base de dados de mais de 150 modelos de geradores fotovoltaicos, eólicos, baterias e geradores diesel (López, 2007) (Vera, 2004).

O programa, tem algumas dificuldades em simular alguns componentes passíveis de serem aplicados a sistemas autónomos, como por exemplo células de combustível. Este facto deve-se a que o programa não foi, inicialmente, desenvolvido para os mesmos (López, 2007). Relativamente ao HOMER, possui maior possibilidade de controlo dos sistemas, pelo que o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) recomenda a utilização do HOMER para efetuar a otimização e do HYBRID2 para melhorar o esquema. Para efetuar o estudo da vida útil da bateria utiliza o método Rainflow.

#### 2.2.4.3 TRNSYS

O TRNSYS (*Transient Energy System Simulation Program*) é um programa de simulação, inicialmente desenvolvido para análise térmica, e que, posteriormente se veio a tornar num simulador de sistemas híbridos. Foi desenvolvido pela Universidade de Wisconsin e Colorado (Estados Unidos da América) em 1975.

O *software* realiza uma simulação muito precisa de sistemas térmicos, fotovoltaicos, solar térmicos entre outros, permitindo ainda uma análise gráfica muito detalhada dos resultados da simulação (López, 2007).

Uma das vantagens mais relevante desta aplicação prende-se com a facilidade de colocação de modelos matemáticos (descrever algum equipamento utilizados), assim como a colocação de simples formas de controlo para o sistema em análise (Leal, 2011).

É disponibilizado em (<http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>).

#### 2.2.4.4 RETScreen

O RETScreen é um aplicativo que tem por base o Excel, desenvolvido para o dimensionamento de sistemas com geradores fotovoltaicos, eólicos e hidroelétricos, bem como para sistemas de aquecimento solar de ar e água. Permite ainda dimensionar bombas de calor e sistemas alimentados a biomassa, como subprodutos agrícolas, resíduos de madeira, entre outros (Vera, 2004).

Esta aplicação é amplamente utilizada para a elaboração de estudos preliminares nas áreas da energia fotovoltaica, em três situações específicas: sistemas isolados da rede, sistemas interligados com a rede e sistemas destinados ao bombeamento de águas. Permite o cálculo dos custos de produção bem como dos benefícios relacionados com o aproveitamento da energia de origem renovável, nomeadamente no que se refere à redução de gases com efeito de estufa. Contém uma ampla base de dados com informação da radiação de mais de 1000 localidades assim como a possibilidade de dados de irradiância através de informação de satélite relativa a diversas localizações do globo terrestre (Vera, 2004).

### 2.2.4.5 INSEL

O INSEL é um programa desenvolvido pela Universidade de Oldenburg (*Carl von Ossietzky Universität Oldenburg*), na Alemanha, para realizar simulações de sistemas elétricos renováveis. Neste caso o utilizador escolhe os componentes disponíveis nas bibliotecas e realiza as ligações entre os vários componentes do sistema, existindo flexibilidade para criar modelos e configurações de um sistema.

O programa permite a simulação de um sistema escolhido, mas não permite a realização de processos de otimização do mesmo. A base de tempo de simulação é um parâmetro de entrada configurável pelo utilizador, podendo definir o passo de simulação. Há alguns modelos de dispositivos que não se encontram nas bibliotecas, existindo a necessidade de o utilizador os criar e inserir (López, 2007).

O programa encontra se disponibilizado em (<http://www.insel.eu/>).

### 2.2.4.6 SOLSIM

O SOLSIM, criado na *Fachhochschule Konstanz* na Alemanha, é um programa para a simulação, análise e otimização de sistemas dotados com, painéis fotovoltaicos, aerogeradores, geradores diesel e baterias. O estudo pode ser realizado conectado com a rede ou em sistema isolado. Existindo a possibilidade de inserir geradores alimentados a biogás e biomassa para produção de eletricidade e calor.

As opções de controlo são muito limitadas realizando só ajuste do angulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos para o ótimo. O programa simula todos estes correspondentes ao sistema determinado e realiza uma análise técnico-económica (López, 2007).

O programa só se encontra disponível no idioma Alemão, disponível (<http://www.fh-konstanz.de>).

#### 2.2.4.7 FV\_Expert

O Fv\_Expert foi desenvolvido pelo Centro de Estudos de Energia Solar de Espanha no ano 2000. É uma aplicação capaz de simular uma infraestrutura fotovoltaica, autónoma ou interligada à rede, não possuindo qualquer base de dados sobre as bateria nem de módulos fotovoltaicos ou outros periféricos. Todos os valores característicos dos dispositivos utilizados são inseridos pelo utilizador (Vera, 2004).

Possui um mapa interativo do país de origem que permite escolher o local de instalação incluindo, na versão completa, base dados referentes a diversos países (Vera, 2004).

## **3. Otimização de sistemas autónomos**

### **3.1 Caracterização do problema**

Este capítulo apresenta os modelos desenvolvidos destinados ao dimensionamento de sistemas autónomos capazes de satisfazer as necessidades energéticas de habitações unifamiliares. Atendendo a que estes sistemas podem ter diferentes configurações, nomeadamente no que se refere às tecnologias de produção envolvidas, optou-se por apresentar separadamente os modelos aplicáveis aos seguintes casos:

- \* Sistemas dotados de produção fotovoltaica;
- \* Sistemas dotados de produção fotovoltaica e microeólica;
- \* Sistemas dotados de unidades de microcogeração com e sem armazenamento térmico.

Naturalmente que, em qualquer das configurações, existe armazenamento de energia elétrica, tendo sido adotadas baterias para o efeito. Note-se que as duas primeiras configurações foram concebidas admitindo que apenas as necessidades de energia elétrica têm de ser satisfeitas (sem prejuízo de que se possa produzir alguma energia térmica, como veremos adiante). A terceira configuração procura satisfazer, além das necessidades de energia elétrica, as necessidades de energia térmica. Neste caso, para além dos sistemas fotovoltaicos e microeólicos são também utilizados sistemas de microcogeração.

A Figura 3-1 apresenta a topologia geral adotada neste trabalho para a constituição dos sistemas autónomos sendo que, dependendo da configuração do sistema a considerar, alguns dos componentes poderão estar ausentes.

Esta topologia é caracterizada pela existência simultânea de um barramento DC e de um barramento AC. O barramento DC será o ponto de ligação do gerador fotovoltaico, através do respectivo sistema de acondicionamento de potência (controlador MPPT) e do sistema de armazenamento elétrico (neste caso baterias ácidas).

Ao barramento AC será ligada a instalação elétrica a alimentar bem como, quando aplicável, o gerador microeólico e a parte elétrica do sistema de microgeração. Importa frisar que a ligação do gerador microeólico ao barramento AC é assegurada por um inversor adequado, que pode ser dotado de controlo de potência máxima para otimizar a produção deste gerador. O mesmo tipo de ligação poderia ser adotado para o caso do gerador PV.

No que concerne ao gerador do sistema de microgeração, assume-se que este está equipado com um condicionador de potência capaz de garantir as características de tensão e de frequência adequadas bem como de assegurar o sincronismo antes da respetiva ligação ao barramento AC.

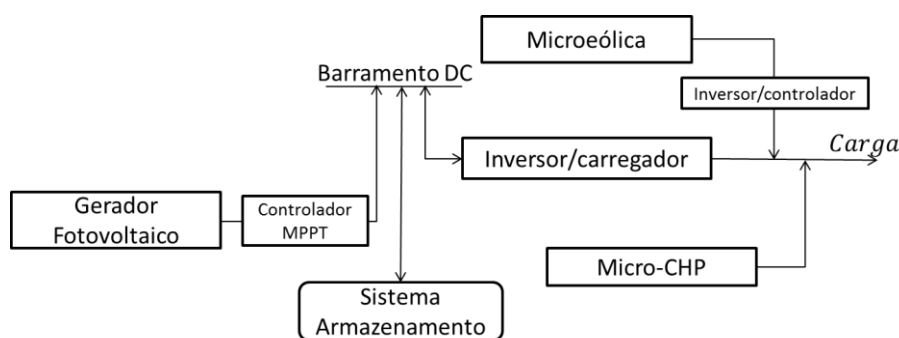


Figura 3-1 Topologia geral de sistema autônomo adotada para o caso de estudo

A ligação entre os barramentos DC e AC é assegurada por um inversor/carregador. Este equipamento tem duas funções principais: i) ondular a corrente produzida pelo gerador fotovoltaico ou disponibilizada pelo sistema de armazenamento, quando esta é necessária para alimentação dos consumos; ii) retificar a corrente alternada e carregar as baterias quando estas estão em condições de aceitar carga, desde que e a produção de energia no lado AC seja superior ao consumo.

A topologia apresentada foi adaptada de um esquema de sistema autônomo proposto por um fabricante de equipamentos, particularmente o ilustrado na Figura 3-2. Esta opção foi tomada com vista a garantir uma maior aproximação à realidade nos casos de estudo desenvolvidos no capítulo 4. Naturalmente, outras topologias são possíveis sendo que os modelos que se apresentam nas secções seguintes continuam, a menos de pequenos ajustamentos, aplicáveis.

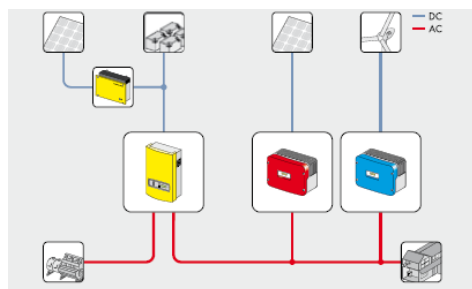


Figura 3-2 Esquema geral de sistemas Off-grid (fonte: SMA)

O objetivo fundamental dos modelos apresentados nas secções seguintes deste capítulo é a definição das capacidades das tecnologias de produção e armazenamento de energia a instalar, visando a satisfação dos consumos e, simultaneamente, a minimização dos custos ocorridos na instalação, operação e manutenção dos sistemas autónomos. Para o efeito, os modelos envolvem problemas de otimização cuja função objetivo consiste na minimização dos referidos custos.

As variáveis de decisão utilizadas na otimização dependem da configuração do sistema autónomo a dimensionar, sendo resumidas no Quadro 3-1 e convenientemente explicadas nas secções seguintes deste capítulo.

Quadro 3-1 Variáveis de decisão em função da configuração

Configuração	Variáveis de decisão
Sistema dotados com produção PV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de painéis fotovoltaicos a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de painéis fotovoltaicos;</li> <li>- Número de baterias a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de baterias;</li> <li>- SOC mínimo a que serão sujeitas as baterias.</li> </ul>
Sistema dotados com produção PV e com produção e microeólica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de painéis fotovoltaicos a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de painéis fotovoltaicos;</li> <li>- Número de baterias a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de baterias;</li> <li>- SOC mínimo a que serão sujeitas as baterias.</li> </ul>
Sistema dotadas de unidades de microgeração	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de painéis fotovoltaicos a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de painéis fotovoltaicos;</li> <li>- Número de baterias a colocar em série;</li> <li>- Número de paralelos das séries de baterias;</li> <li>- SOC mínimo a que serão sujeitas as baterias;</li> <li>- Capacidade do depósito de armazenamento térmico (quando aplicável).</li> </ul>

Algumas das restrições a considerar no problema de otimização são influenciadas pela configuração do sistema e, na essência, procuram traduzir as especificações/limitações técnicas dos componentes que integram o sistema autónomo. O quadro seguinte apresenta

estas restrições em função dos componentes utilizados, sendo que a sua justificação é concretizada nas secções seguintes deste capítulo.

Quadro 3-2 Restrições a considerar no processo de otimização

Componente	Restrições
Gerador PV	- Potência de pico $\geq 0$
Baterias	- Capacidade $\geq 0$ - Limites das correntes de carga e descarga - Limites do nível de carga máximo e mínimo
Depósito de armazenamento térmico	- Capacidade $\geq 0$ Mês de aquecimento da habitação - Temperatura do fluido $\geq$ temperatura mínima de aquecimento Temperatura do fluido $\leq$ temperatura máxima de aquecimento Meses sem aquecimento da habitação - Temperatura águas sanitárias $\geq$ temperatura mínima - Temperatura águas sanitárias $\leq$ temperatura máxima

Outras restrições a considerar prendem-se com a necessidade de assegurar que os sistemas autónomos são capazes de satisfazer os consumos de energia elétrica e térmica (quando aplicável) bem como com a interligação dos diferentes dispositivos entre si.

Embora não tenha sido considerado neste trabalho, os modelos apresentados poderão ser adaptados facilmente para que possam ser utilizados noutro tipo de aplicações para além das vivendas unifamiliares (por exemplo em edifícios multifamiliares).

### 3.2 Formulação para sistemas com produção fotovoltaica

A Figura 3-3 ilustra o esquema a aplicar nesta configuração de sistema autónomo, cuja principal função é a alimentação dos consumos elétricos da habitação.



Figura 3-3 Esquema para sistema autónomo dotado de gerador PV

O dimensionamento ótimo de um sistema autónomo deste tipo envolve a definição da potência de pico do gerador fotovoltaico, da capacidade do sistema de armazenamento elétrico a instalar, da máxima profundidade de descarga a que este sistema poderá ser sujeito e das condições de interligação de todos os componentes da aplicação.

O modelo de otimização a aplicar neste caso é apresentado nas equações (3.1) a (3.13).

$$\min C = N_{PV,P} \times N_{PV,S} \times P_{PV} \times \left( C_{PV} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_PV} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + C_{contr_{PV}} + N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{bat} \times \left( \frac{\sum_{k=0}^{\lfloor \frac{T}{\Delta S} \rfloor} C_{Bat} \times (1+i)^{k \times \Delta S}}{(1+a)^{k \times \Delta S}} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_Bat} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$N_{PV,P}, N_{PV,S}, N_{Bat,S}, N_{Bat,P} \in Z^+ \quad (3.2)$$

$$N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{Bat} \times \alpha \leq E_{Bat}^t \leq N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{Bat} \quad (3.3)$$

$$C_{des\_Bat} \leq C_{des}^{est} \quad (3.4)$$

$$C_{car\_Bat} \leq C_{car}^{est} \quad (3.5)$$

$$N_{PV,S} \times U_{PV,0}^{max} \leq U_{contr\_PV}^{max} \quad (3.6)$$

$$N_{PV,S} \times U_{PV,MPP}^{max} \leq U_{contr_{PV,MPPT}}^{max} \quad (3.7)$$

$$N_{PV,S} \times U_{PV,MPP}^{min} \geq U_{contr_{PV,MPPT}}^{min} \quad (3.8)$$

$$N_{PV,P} \times I_{PV}^{CC} \times \sigma \leq I_{contr_{PV}}^{max} \quad (3.9)$$

$$N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \geq U_{Inv,DC}^{min} \quad (3.10)$$

$$N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{max} \leq U_{Inv,DC}^{max} \quad (3.11)$$

$$N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{max} \leq U_{contr_{PV,out}}^{max} \quad (3.12)$$

$$N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \geq U_{contr_{PV,out}}^{min} \quad (3.13)$$

Onde:

$N_{PV,S}$  - Número de painéis fotovoltaicos por fileira (série);

$N_{PV,P}$  - Número de fileiras de painéis fotovoltaicos (paralelo);

$P_{PV}$  - Potência de pico de cada painel PV, em W;

$C_{PV}$  - Custo dos painéis PV, em €/W<sub>p</sub>;

$C_{O\&M\_PV}$  - Custo anual de operação e manutenção do gerador PV a preços do início do investimento, em €/W<sub>p</sub>;

$i$  - Taxa de inflação;

$\alpha$  - Taxa de atualização;

$k$  – Ano.

$C_{Contr\_PV}$  - Custo do controlador para o gerador fotovoltaico, em €;

$W_{Bat}$  - Energia que cada bateria armazena, em Wh;

$N_{Bat,S}$  - Número de baterias em série;

$N_{Bat,P}$  - Número de paralelos de séries de baterias;

$\Delta S$  - Período de tempo entre substituições de baterias;

$C_{Bat}$  - Custo da bateria, em €/Wh;

$C_{O\&M\_Bat}$  - Custo anual de manutenção das baterias, a preços do início do investimento, em €/Wh;

$T$  - Duração do período de análise, em anos;

$t$  - Período de discretização temporal do estudo;

$E_{Bat}^t$  - Energia armazenada na bateria no final do período  $t$ , em Wh;

$\alpha$  - Limite mínimo de energia no sistema de armazenamento, em percentagem da energia total que pode ser armazenada nas baterias;

$C_{des\_Bat}$  - Máxima descarga da bateria, em Ah (imposta pelo inversor);

$C_{des}^{est}$  - Valor estipulado para a máxima descarga da bateria, em Ah;

$C_{car\_Bat}$  - Máximo valor de carga da bateria, em Ah;

$C_{car}^{est}$  - Valor estipulado para a máxima descarga da bateria, em Ah;

$U_{PV,0}^{max}$  - Tensão máxima dos módulos fotovoltaico em vazio, em V;

$U_{contr\_PV}^{max}$  - Máxima tensão que pode ser aplicada ao conversor de potência com MPPT do gerador fotovoltaico;

$U_{PV,MPP}^{max}$  e  $U_{PV,MPP}^{min}$  - Respetivamente, os valores máximo e mínimo da tensão MPPT do painel fotovoltaico, em V;

$U_{contrPV,MPPT}^{max}$  e  $U_{contrPV,MPPT}^{min}$  - Respetivamente, os limites superior e inferior da gama de tensão de controlo MPPT para o conversor de potência do gerador fotovoltaico, em V;

$U_{contrPVout}^{max}$  e  $U_{contrPVout}^{min}$  - Respetivamente, os limites superior e inferior da gama de saída do conversor de potência do gerador fotovoltaico, em V;

$I_{PV}^{CC}$  - Corrente em curto-circuito dos painéis fotovoltaicos utilizados, em A;

$\sigma$  - Fator de segurança, geralmente com valor igual a 1,25;

$I_{contrPV}^{max}$  - Corrente elétrica máxima que o conversor MPPT do gerador fotovoltaico admite, em A;

$U_{Bat}^{min}$  e  $U_{Bat}^{max}$  - Respetivamente, os valores mínimo e máximo de tensão da bateria, em V;

$U_{Inv,DC}^{min}$  e  $U_{Inv,DC}^{max}$  - Respetivamente, as tensões mínima e máximas admissíveis na entrada DC do inversor;

A função objetivo apresentada na equação (3.1) não contempla todos os custos envolvidos na constituição do sistema autónomo. Por exemplo, o custo do inversor não foi, de forma

intencional, incluído nessa função já que não tem qualquer efeito sobre o processo de otimização em causa. Com efeito, a potência do inversor é imposta pelas características da carga a alimentar, sendo o seu custo um valor fixo que não altera o valor da função objetivo. Note-se que, no que se refere a outros custos, como sejam os referentes à instalação, aos condutores elétricos, aos dispositivos de corte, comando e proteção, às caixas para acomodação destes equipamentos, etc., se assume que estes estão incluídos no custo unitário do gerador PV e das baterias.

O SOC mínimo que se verificará durante a exploração do sistema corresponde ao valor  $\alpha$ , e é definido no processo de otimização uma vez que este tende a influenciar o custo global da solução. Na realidade, a longevidade das baterias é condicionada pela profundidade de descarga (DoD – *Depth of Discharge*) a que são sujeitas, como explicado na secção 2.2.3.2. Assumindo constantes as restantes condições que a podem influenciar, quanto menor o DoD, dada por  $1 - \alpha$ , maior a longevidade e, portanto, menor o número de substituições ao longo da vida do projeto. O processo de otimização procura, portanto, minimizar o custo da solução tendo em consideração o investimento a fazer em cada aquisição de baterias (maior se o armazenamento for de maior capacidade) e o número de substituições ao longo da vida do projeto (menor para maior capacidade do sistema de armazenamento).

As restrições ao problema de otimização prendem-se, essencialmente, com o cumprimento dos limites físicos dos componentes que integram o sistema autónomo. A restrição (3.3) assegura que em cada instante a energia disponível na bateria é igual ou superior a um determinado limite inferior e, simultaneamente, igual ou inferior à energia total que as baterias podem armazenar ( $SOC \leq 1$ ). Note-se que o limite inferior será sempre igual ou superior a zero (apenas poderá ser zero quando  $\alpha=0$ ). Como referido, o valor de  $\alpha$  é determinado pelo próprio processo de otimização.

A determinação dos valores  $E_{Bat}^t$  é, tendo em consideração o esquema da Figura 3-3, efetuada por:

$$E_{Bat}^t = \begin{cases} E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PVG}^t \times \eta_{Cdc-dc} - \frac{P_{carga}^t}{\eta_{INV}} \right) \times \eta_{carga} \times t, \text{ se bateria em carga} \\ E_{Bat}^{t-1} + \left( \frac{P_{PVG}^t \times \eta_{Cdc-dc} - \frac{P_{carga}^t}{\eta_{INV}}}{\eta_{descarga}} \right) \times t, \text{ se bateria em descarga} \end{cases} \quad (3.14)$$

Onde:

$E_{Bat}^t$  - Energia armazenada na bateria no final do período t, em Wh;

$E_{Bat}^{t-1}$  - Energia armazenada na bateria no final do período t-1, em Wh;

$P_{PVG}^t$  - Potência elétrica produzida pelo gerador PV durante o período t, em W;

$P_{carga}^t$  - Potência de carga no período t, em W;

$\eta_{Cdc-dc}$  - Rendimento do conversor DC/DC (controlador MPPT), em %;

$\eta_{descarga}$  - Rendimento de descarga da bateria, em %;

$\eta_{carga}$  - Rendimento carga da bateria, em %;

t - Período de discretização temporal considerado, em horas.

Os valores  $P_{PV_G}^t$  são calculados da forma exposta na secção 2.2.2.1.

A restrição (3.3) assegura também a satisfação dos consumos elétricos, uma vez que a existência de energia disponível no armazenamento no final de cada período t implica, necessariamente, que os consumos tenham sido satisfeitos.

Note-se que a expressão (3.14) apenas modeliza o funcionamento dos ciclos de descarga/carga da bateria não efetuando qualquer previsão de longevidade das baterias, que é estimada com recurso ao algoritmo descrito na secção 2.2.3.2.

As restrições (3.4) e (3.5) procuram internalizar os valores limite admitidos para os processos de carga e descarga das baterias. Efetivamente, para otimizar a vida das baterias, os fabricantes estabelecem limites para os valores de carga e descarga por hora (ou para as correntes de carga e descarga). O não cumprimento destes limites, em especial se de forma sistemática, poderá comprometer o desempenho das baterias. Alguns tipos de baterias, particularmente as baseadas na tecnologia de íões de lítio, podem mesmo vir equipadas com circuitos eletrónicos destinados a assegurar o cumprimento dos limites nas correntes de carga e descarga.

No que concerne ao processo de descarga, a situação mais desfavorável corresponde aquela em que se assume que o inversor está constantemente a fornecer a sua potência máxima no lado AC. Neste caso, a máxima corrente de descarga de cada bateria que integra o sistema de armazenamento ( $I_{Bat,Desc}^{max}$ ) pode ser obtida por (considerando um inversor monofásico):

$$I_{Bat,Desc}^{max} = \frac{P_{inv}^{max}}{\eta_{INV} \times N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \times N_{Bat,P}} \quad (3.15)$$

Onde  $P_{inv}^{max}$  Representa a máxima potência que o inversor pode fornecer.

Note-se que, admitindo as condições referidas, a descarga em Ah é numericamente igual ao valor calculado pela expressão (3.15).

Importa neste momento referir que a utilização da expressão (3.15).para o cálculo de  $C_{des\_Bat}$  tende a conduzir a um elevado aumento da capacidade do sistema de armazenamento, particularmente quando este é constituído por baterias ácidas do tipo “*deep cycle*”. Com efeito, estas baterias apresentam, frequentemente, baixos valores para o limite na corrente de

descarga. O efeito pode ainda ser mais severo se para o valor  $P_{inv}^{max}$  se adotar a potência de sobrecarga de curto prazo que habitualmente caracteriza os inversores. Uma forma de lidar com estas dificuldades poderá ser o estabelecimento de uma menor potência simultânea a ser alimentada pelo inversor. A instalação de sistemas de deslastre de carga poderá ser utilizada como forma de impedir que o valor estabelecido seja ultrapassado, o que pode produzir incómodos. A adoção de um valor de potência simultânea inferior ao real sem a implementação de mecanismos de controlo poderá, no contexto dos sistemas autónomos, conduzir a situações de inesperada escassez de energia. Com efeito, a energia que uma bateria pode fornecer depende do regime de descarga a que é sujeita, sendo que será tanto menor quanto maior for a corrente de descarga (devido às perdas internas).

No processo de carga, o valor máximo da corrente,  $I_{Bat,Car}^{max}$  que poderá fluir para a bateria corresponde a um período em que a produção PV é máxima e o consumo nulo. Neste caso, o valor seria obtido por:

$$I_{Bat,Car}^{max} = \max \left\{ \frac{P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc}}{N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \times N_{Bat,P}} \right\} \quad (3.16)$$

Também neste caso estamos perante uma situação severa. Note-se que, em princípio, a potência máxima produzida pelo gerador fotovoltaico não será destinada na totalidade ao armazenamento, uma vez que parte será consumida, pelo que em vez da expressão (3.6) pode ser mais razoável a utilização da expressão (3.17).

$$I_{Bat,Car}^{max} = \max \left\{ \frac{P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} - \frac{P_{carga}^t}{\eta_{INV}}}{N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \times N_{Bat,P}} \right\} \quad (3.17)$$

As restrições (3.6) a (3.9) correspondem às limitações técnicas de ligação das fileiras de painéis fotovoltaicos ao conversor MPPT. As restrições (3.10) à (3.13) asseguram a interligação entre o sistema de baterias e o inversor e entre a saída do controlador do sistema fotovoltaico e as baterias.

O procedimento proposto para o dimensionamento pode ser resumido nas etapas representadas no fluxograma da Figura 3-4.

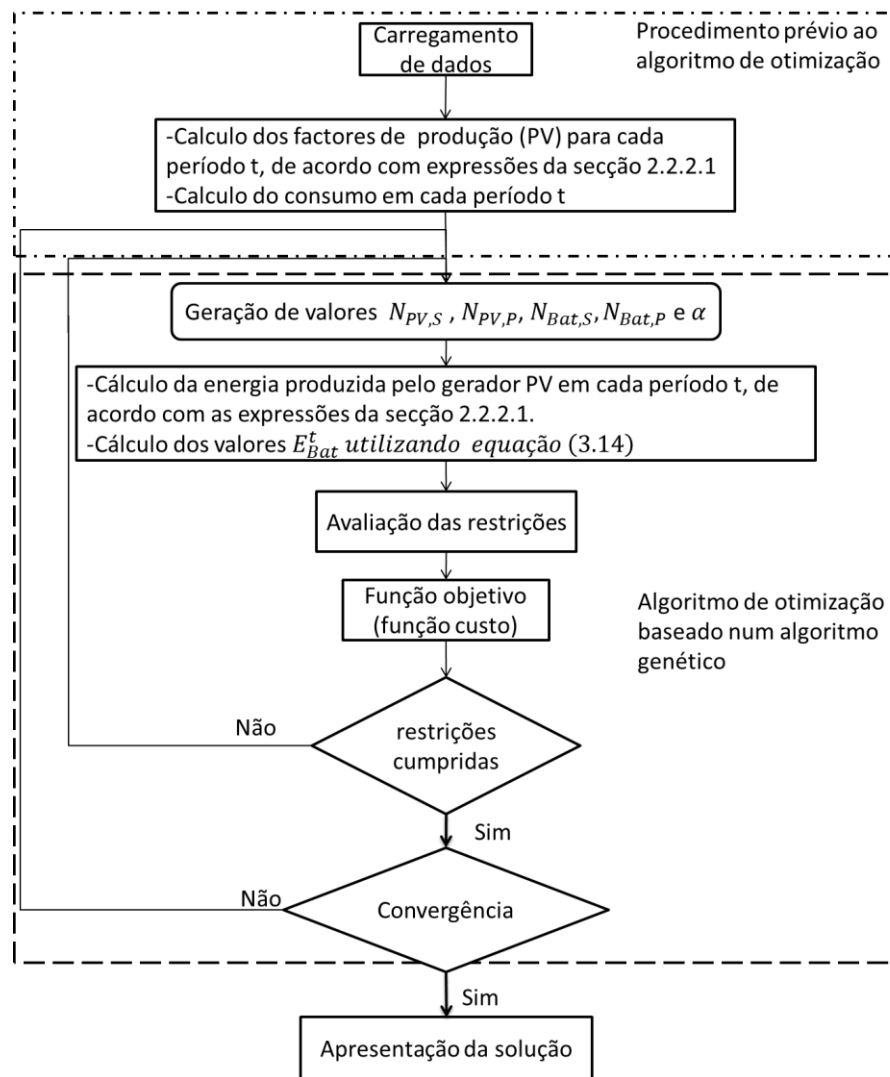


Figura 3-4 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV

No carregamento de dados são fornecidas informações relativas a:

- Radiação solar aplicável ao caso em estudo;
- Características técnicas dos módulos PV que serão utilizados no gerador;
- Temperatura ambiente para um dia típico de cada mês, em intervalos de 15 minutos;
- Características técnicas das baterias que servirão de base à constituição do sistema de armazenamento elétrico, incluindo os parâmetros a utilizar no modelo de previsão de longevidade descrito na secção 2.2.3.2;
- Características técnicas dos diversos conversores eletrónicos a aplicar;
- Período de vida do estudo;
- Taxas de juro e de atualização a considerar;
- Custos de investimento e de operação e manutenção.

Com base nos dados fornecidos são calculados os fatores de produção do gerador fotovoltaico aplicável a cada período  $t$ , que, de acordo com o modelo apresentado na secção 2.2.2.1, equação (2.4).

Os consumos a considerar em cada período  $t$  são determinados com base num perfil típico de consumo da instalação. À falta de melhor informação, este perfil típico pode ser obtido através da conjugação do perfil de consumo para clientes BTN publicado pelo operador da rede de transporte portuguesa (REN) (REN, 2011) e do consumo anual típico da instalação para a qual se pretende dimensionar o sistema autónomo.

Em seguida é utilizado um processo de otimização baseado num algoritmo genético do tipo inteiro misto. Este algoritmo produz sucessivas potenciais soluções e avalia a respetiva aptidão (cumprimento das restrições ao menor custo). A paragem do processo de geração de potenciais soluções pode ocorrer quando o número de gerações máximo foi atingido ou quando a variação da solução em qualidade é inferior a uma tolerância predefinida.

O algoritmo apresentado, tal como está, não contempla a degradação temporal a que os painéis fotovoltaicos estão sujeitos, a qual determina uma redução na produção esperada ao longo dos anos. Os fabricantes fornecem, geralmente, informação sobre a perda de produção dos seus módulos ao longo do tempo (por exemplo, garantindo que ao fim de 20 anos os seus painéis produzem pelo menos 80% da energia produzida quando novos). A não contabilização deste facto no dimensionamento poderá resultar numa não satisfação dos consumos previstos em anos subsequentes aos do arranque da instalação.

Também é certo que os consumos podem variar ao longo dos anos, aumentando (crescente utilização de equipamentos elétricos) ou diminuindo (aplicação de medidas de eficiência energética). Para lidar com estas situações poderão ser utilizados fatores de ajustamento com valores que o projetista julgue adequados.

Importa ainda referir que também no caso das baterias há uma perda de capacidade ao longo do tempo, logo este aspeto pode ter de ser corrigido.

Uma solução para as questões da perda de produção do gerador PV e de capacidade das baterias poderá ser a multiplicação dos valores  $P_{PV}$  e  $W_{Bat}$  por fatores adequados que traduzam as perdas referidas.

O dimensionamento efetuado da forma apresentada conduz a uma situação em que existirá excesso de produção elétrica em determinados períodos do ano (por exemplo no verão). A energia em excesso poderá ser dissipada numa resistência elétrica incluída num sistema de aquecimento de águas quentes sanitárias, permitindo assim o aproveitamento da energia

produzida no sistema fotovoltaico, com eventual redução de custos caso a energia térmica tivesse de ser produzida com recurso a outra forma de energia (gás, gasóleo, pellet).

### 3.3 Formulação para sistemas com produção fotovoltaica e eólica

A integração de sistemas microeólicos pode, em locais onde as condições de vento são favoráveis, permitir a constituição de sistemas autónomos de menor custo. Com o intuito de contabilizar este facto, esta secção alarga o modelo apresentado em 3.2 para que se possa incluir produção microeólica na análise. A abordagem adotada é semelhante à apresentada em 3.2. Com efeito, o processo de minimização dos custos do sistema autónomo devolve o número de painéis que constituirão o gerador PV, o número de baterias que integrarão o sistema de armazenamento elétrico e a máxima profundidade de descarga a que este poderá ser sujeito.

A diferença fundamental relativamente ao caso anterior consiste no facto do processo de otimização, se considerar a energia produzida por um tipo de microturbina eólica previamente selecionada. Nesta abordagem não é efetuado o dimensionamento da potência da turbina microeólica a instalar. O que efetivamente se faz é a avaliação do impacto que um gerador deste tipo tem no custo final do sistema autónomo.

A seleção de um gerador microeólico, de entre um conjunto previamente definido de turbinas, pode ser conseguida repetindo o processo de otimização, sendo que em cada repetição se considera uma das turbinas microeólicas que se pretendem avaliar. Naturalmente, o gerador eólico a adotar será aquele que minimize o custo global da solução face aos restantes e à solução dotada apenas de gerador fotovoltaico.

A Figura 3-5 mostra o esquema adotado para configuração do sistema apresentado.

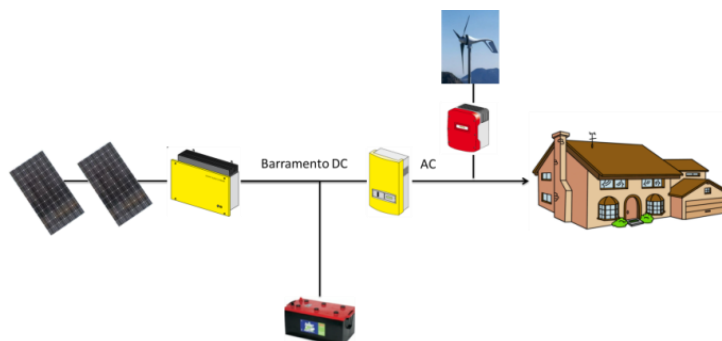


Figura 3-5 Esquema geral para aplicação com geradores fotovoltaicos e microeólico

A função objetivo a considerar neste caso é a apresentada na expressão (3.18).

$$\begin{aligned} \min C = & N_{PV,P} \times N_{PV,S} \times P_{PV} \times \left( C_{PV} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_PV} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + C_{contr_{PV}} + \\ & N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{bat} \times \left( \frac{\sum_{k=0}^{\lfloor \frac{T}{\Delta S} \rfloor} C_{Bat} \times (1+i)^{k \times \Delta S}}{(1+a)^{k \times \Delta S}} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_Bat} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + \\ & C_{eólica} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_Eol} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Onde:

$C_{eólica}$  - Custo da microeólica e dispositivo de ligação ao barramento AC, em €.

$C_{O\&M\_Eol}$  - Custo anual de manutenção da estrutura da microeólica, a preços do início do investimento, em €;

Note-se que a função objetivo é análoga à representada na secção 3.2, com a inserção dos custos de investimento referentes à turbina eólica e aos equipamentos de ligação ao barramento AC bem como dos eventuais custos de manutenção anual. Importa, neste contexto, frisar que cada gerador microeólico apresenta características de produção e custos próprios, tornando-se importante a inclusão destes na função objetivo. Por outras palavras, o custo global de uma solução depende não apenas do impacto que a microeólica tem sobre a dimensão do gerador fotovoltaico e do sistema de armazenamento, mas também dos custos que lhe são inerentes. Assim, a comparação entre soluções com diferentes geradores microeólicos impõe a contabilização destes custos na função objetivo.

Uma vez que se assume que a microeólica possui já um conversor de potência adequado, as restrições a aplicar são as mesmas que constam das equações (3.2) a (3.13). Naturalmente que, se necessário, poderão ser definidas restrições relacionadas com este conversor de potência, à imagem do que foi feito para o gerador PV e para as baterias.

A expressão (3.17), que serve para verificar a restrição (3.5), tem de ser ajustada, tomando a forma:

$$I_{Bat,Car}^{max} = \max \left\{ \frac{P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \frac{(P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} - P_{carga}^t)}{\eta_{INV}}}{N_{Bat,S} \times U_{Bat}^{min} \times N_{Bat,P}} \right\} \quad (3.19)$$

No caso do valor  $I_{Bat,Desc}^{max}$  não é necessário qualquer ajustamento já que a máxima potência a fornecer pelo inversor poderá ocorrer num momento sem produção fotovoltaica ou microeólica.

A presença do gerador microeólico introduz ainda a necessidade de se efetuar um ajustamento à forma de cálculo dos valores  $E_{Bat}^t$ . Tendo como referência a Figura 3-5 podemos escrever que:

$$E_{Bat}^t = \begin{cases} E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \frac{P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} - P_{carga}^t}{\eta_{INV}} \right) \times \eta_{carga} \times t, \text{ se } (*) \\ E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + (P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} - P_{carga}^t) \times \eta_{INV} \right) \times \eta_{carga} \times t \text{ se } (**) \\ E_{Bat}^{t-1} + \left( \frac{P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \frac{P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} - P_{carga}^t}{\eta_{INV}}}{\eta_{descarga}} \right) \times t, \text{ se } (***) \end{cases} \quad (3.20)$$

Onde:

$P_{WG}^t$  - Potência elétrica produzida pelo gerador microeólico no período t, em W;

$\eta_{Cdc-ac}$  - Rendimento do conversor DC/AC da microeólica), em %;

(\*) -  $P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} < P_{carga}^t \leq P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} \times \eta_{INV} + P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac}$

(\*\*) -  $P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} > P_{carga}^t$

(\*\*\*) -  $P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} \times \eta_{INV} + P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} \leq P_{carga}^t$

Note-se que na equação (3.20) os dois primeiros membros representam processos de carga da bateria e o terceiro de descarga. Em ambas as situações o rendimento do inversor/carregador é assumido como igual ( $\eta_{INV}$ ), podendo contudo ser facilmente separado caso exista informação para o efeito.

O procedimento para o dimensionamento é similar ao do caso anterior, como se pode ver no fluxograma da Figura 3-6. A principal diferença reside no facto de ser necessário calcular o contributo da microeólica para a produção do sistema. Este contributo pode ser calculado através do procedimento descrito na secção 2.2.2.2.

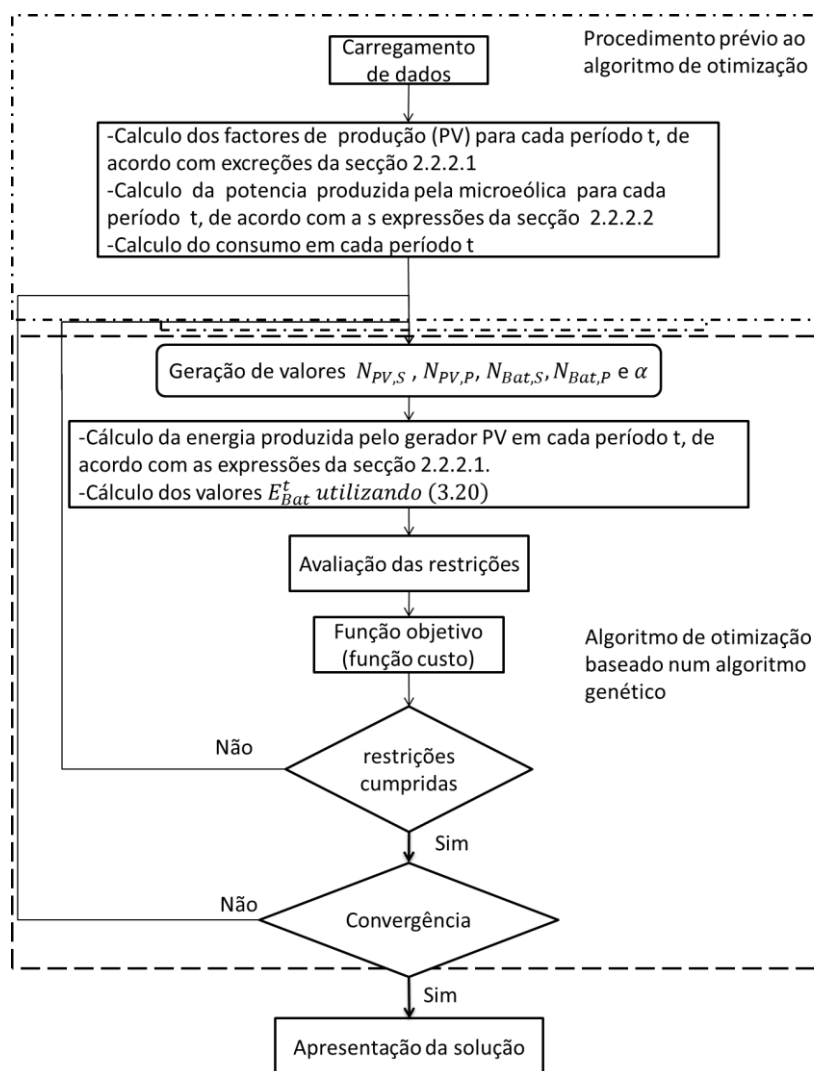


Figura 3-6 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV mais microeólica

Importa referir que os dados a fornecer são os mesmos da situação descrita em 3.2, acrescidos da informação relativa ao gerador microeólico, nomeadamente:

- Valores de velocidade do vento á altura e no local de instalação do gerador microeólico, em (m/s), em intervalos de 15 minutos;
- Características técnicas do gerador microeólico (potência, altura, cut\_in, cut-off, velocidade nominal).

### 3.4 Formulação para sistemas dotados de microcogeração

Frequentemente os edifícios de habitação (e outros) consomem outra forma de energia para além de energia elétrica, nomeadamente com o objetivo de produzir energia térmica para aquecimento de espaços e águas quentes sanitárias (AQS).

A utilização de caldeiras de aquecimento central alimentadas a gasóleo, gás natural, lenha ou pellet é a forma mais utilizada para suprir as necessidades térmicas, particularmente as que se fazem sentir no Inverno. No verão, as necessidades térmicas são inferiores, resumindo-se à produção de AQS, que podem ser satisfeitas por coletores solares, esquentadores, caldeiras ou mesmo recorrendo a resistências elétricas.

Nos últimos anos tem vindo a ser desenvolvida a tecnologia de microcogeração, a qual permite produzir energia térmica e, simultaneamente energia elétrica. Tal como na cogeração convencional, o seu objetivo é o aumento do rendimento na utilização da energia primária. Esta tecnologia tem vindo a afirmar-se, perspetivando-se que, num futuro próximo, tenha uma utilização mais intensa, tornando-se parte frequente dos sistemas energéticos de edifícios de habitação unifamiliares e multifamiliares. Esta perspetiva impõe a necessidade de se alargar a análise do dimensionamento de sistemas autónomos de forma a permitir a inclusão de sistemas de microcogeração.

Analogamente ao que foi referido na secção 3.3 relativamente ao gerador micro eólico, a metodologia aqui proposta não pretende dimensionar a unidade de microcogeração. Esta será dimensionada tendo em consideração a necessidade de cumprir os requisitos térmicos da habitação. O que se pretende é selecionar, de entre um conjunto de sistemas de microcogeração previamente triados, aquele que minimiza os custos globais do sistema autónomo. Esta seleção pode ser conseguida repetindo o processo de otimização sendo que, em cada repetição, se considera uma das unidades de microcogeração a avaliar. Consequentemente, tal como no caso descrito na secção 3.2, o processo de minimização dos custos do sistema (otimização) devolve o número de painéis que compõem o gerador PV, o número de baterias que compõem o armazenamento elétrico e a máxima profundidade de descarga a que este poderá estar sujeito, tendo em consideração as características de uma unidade de microcogeração fornecida.

Naturalmente, o sistema de microcogeração a adotar será aquele que minimize o custo global da solução face aos restantes sistemas inicialmente triados e face à solução base dotada de gerador fotovoltaico (e eventualmente eólico) e uma caldeira convencional, que seria instalada caso não se adote a microcogeração.

A presença do microcogeração introduz ainda a necessidade de se efetuar um ajustamento à forma de cálculo dos valores  $E_{Bat}^t$ , podemos escrever que:

$$E_{Bat}^t = \begin{cases} E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \frac{P_{elet_{chp}} - P_{carga}^t}{\eta_{INV}} \right) \times \eta_{carga} \times t, \text{ se } (*) \\ E_{Bat}^{t-1} + \left( P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \left( P_{elet_{chp}} \times \eta_{Cdc-ac} - P_{carga}^t \right) \times \eta_{INV} \right) \times \eta_{carga} \times t \text{ se } (**) \\ E_{Bat}^{t-1} + \left( \frac{P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} + \frac{P_{elet_{chp}} - P_{carga}^t}{\eta_{INV}}}{\eta_{descarga}} \right) \times t, \text{ se } (***) \end{cases} \quad (3.21)$$

Onde:

$P_{elet_{chp}}$  - Potência elétrica produzida pela unidade microcogeração no período t, em W;

(\*) -  $P_{elet_{chp}} < P_{carga}^t \leq P_{PV_G}^t \times \eta_{Cdc-dc} \times \eta_{INV} + P_{elet_{chp}}$

(\*\*) -  $P_{elet_{chp}} > P_{carga}^t$

(\*\*\*) -  $P_{elet_{chp}} \times \eta_{INV} + P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac} \leq P_{carga}^t$

### 3.4.1 Formulação para sistemas sem possibilidade de armazenamento térmico

A Figura 3-7 ilustra o esquema geral a aplicar nesta configuração de sistema autónomo, o qual visa a satisfação dos consumos elétricos e térmicos de uma habitação unifamiliar.

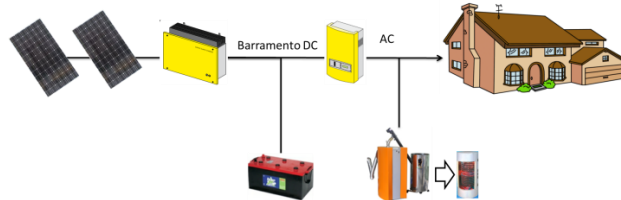


Figura 3-7 Esquema geral aplicação PV e microcogeração

A função objetivo a otimizar para este caso é a apresentada na equação (3.22). Note-se que os custos associados ao sistema de microcogeração são tratados como sobrecustos, uma vez que apenas se contabiliza o custo adicional face à utilização de uma caldeira de referência, a instalar caso não se adote a microcogeração. O sobrecusto de operação e manutenção, impõe a contabilização do potencial aumento da energia primária consumida pelo sistema de microcogeração. Com efeito, o rendimento térmico destes sistemas tende a ser inferior relativamente ao de uma caldeira convencional, sendo o rendimento global superior.

Adicionalmente, se a unidade de microcogeração e a caldeira de referência utilizarem diferentes tipos de combustível, será necessário contabilizar o respetivo efeito, internalizando o conteúdo energético dos combustíveis e os respetivos preços, que até podem variar de forma diferente ao longo do tempo. Os custos de manutenção poderão também diferir, tendendo a ser superiores no caso da unidade de microcogeração.

$$\begin{aligned} \min C = & N_{PV,P} \times N_{PV,S} \times P_{PV} \times \left( C_{PV} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_PV} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + C_{contr_{PV}} + \\ & N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{bat} \times \left( \frac{\sum_{k=0}^{\lfloor \frac{T}{\Delta S} \rfloor} C_{Bat} \times (1+i)^{[k \times \Delta S]}}{(1+a)^{[k \times \Delta S]}} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_Bat} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + \\ & (C_{chp} - C_{ref}) + C_{O\&M\_chp} \end{aligned} \quad (3.22)$$

$C_{chp}$  – Custo da unidade de microcogeração, em €;

$C_{ref}$  – Custo da caldeira de referência, em €;

$C_{O\&M\_chp}$  – Sobrecusto de operação e manutenção da unidade de microcogeração ao longo do período em análise, expresso em € e obtido por:

$$\begin{aligned} C_{O\&M\_chp} = & \\ & \frac{\sum_{k=1}^T \left( \frac{C_W^{chp} \times (1+i_{chp})^k}{\eta_{th}^{chp}} - \frac{C_W^{ref} \times (1+i_{ref})^k}{\eta_{th}^{ref}} \right) \times \sum_{t=1}^{N_t} E_{th_{cons}}^t + (1+i)^k \times (C_{M\_chp} - C_{M\_ref})}{(1+a)^k} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Sendo:

$N_t$  – Número anual de períodos t adotado no estudo;

$E_{th_{cons}}^t$  - Energia térmica consumida no período t, em Wh;

$C_W^{chp}$  – Custo da energia primária consumida pela unidade de microcogeração, em €/kWh;

$C_W^{ref}$  – Custo da energia primária consumida pela caldeira de referência, em €/kWh;

$i_{chp}$  – Taxa de inflação esperada para a energia primária consumida pela unidade de microcogeração, em %;

$i_{ref}$  - Taxa de inflação esperada para a energia primária consumida pela caldeira de referência, em %;

$\eta_{th}^{chp}$  – Rendimento térmico da unidade de microcogeração, em %;

$\eta_{th}^{ref}$  – Rendimento da caldeira de referência, em %;

$C_{M\_chp}$  – Custo anual de manutenção da microcogeração, em €;

$C_{M\_ref}$  – Custo anual de manutenção da caldeira de referência, em €.

As restrições ao problema de otimização são as apresentadas na secção 3.2, sendo necessário acrescentar a imposição da satisfação das necessidades térmicas da habitação, ou seja  $E_{th_{prod}}^t \geq E_{th_{cons}}^t$ , onde  $E_{th_{prod}}^t$  e  $E_{th_{cons}}^t$  são, respetivamente, a energia térmica produzida e consumida em cada período t, em Wh. As equações (3.18) e (3.19) continuam aplicáveis, substituindo  $P_{WG}^t \times \eta_{Cdc-ac}$  por  $P_{CHP}^t$  em que  $P_{CHP}^t$  é a potência elétrica produzida no período t pelo sistema de microcogeração, em W.

Importa referir que a produção elétrica ocorre como um subproduto da produção térmica, quando a microcogeração funciona para satisfação de necessidades térmicas. A produção elétrica obedece ao explicitado na secção 2.2.2.3.

O procedimento para o dimensionamento é similar ao descrito na secção 3.2, como se pode ver no fluxograma da Figura 3-8, com a substituição da contribuição da microeólica pela do sistema de microcogeração.

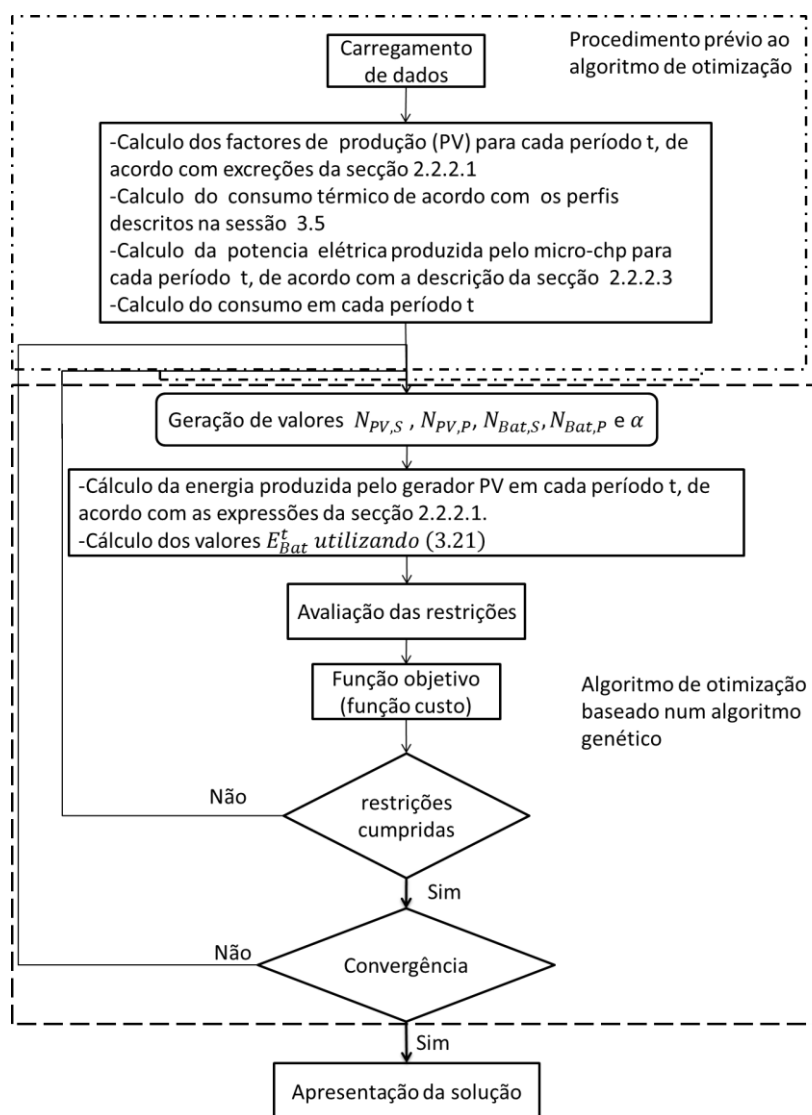


Figura 3-8 Fluxograma para dimensionamento de sistema dotado de PV e microcogeração

Importa referir que os dados a fornecer são os mesmos da situação descrita na secção 3.2, acrescidos da informação relativa à unidade de microcogeração, nomeadamente:

- Características do sistema de microcogeração (técnicas e económicas);
- Características da caldeira convencional de referência;
- Temperatura ambiente média no local de instalação e respetivos perfis térmicos.

Note-se que os perfis térmicos típicos (secção 3.5) e as temperaturas ambiente médias para os diferentes dias do ano permitem determinar o regime de funcionamento do sistema de microgeração e, em consequência, a energia elétrica produzida (subproduto). O restante processo é semelhante ao descrito na secção 3.3.

Toda a energia elétrica em excesso que não é aproveitada para o auxílio de aquecimento é dissipada.

#### 3.4.2 Formulação para sistemas com armazenamento térmico

Na secção anterior a unidade de microgeração funciona num regime que se caracteriza pelo seguimento das necessidades térmicas típicas da habitação. Neste caso, esta unidade comporta-se como uma caldeira convencional sendo a produção de energia elétrica um subproduto da produção de energia térmica. Contudo, o sistema de microgeração pode ser explorado num regime de satisfação de necessidades elétricas para além do regime de satisfação das necessidades térmicas. Quando em funcionamento para satisfação de necessidades elétricas, o subproduto será a energia térmica, no sentido em que esta não é necessária no momento da respetiva produção. A formulação que se apresenta em seguida assegura, contudo, que a energia térmica produzida nestas condições não é libertada para o ambiente, sendo armazenada para utilização posterior. A Figura 3-9 ilustra o esquema geral desta configuração de sistema autónomo, cuja principal função é a alimentação dos consumos elétricos e térmicos. A principal diferença relativamente ao caso anterior é a existência de uma unidade de armazenamento térmico (AT) para além do depósito de AQS, que neste trabalho se assume como sendo um depósito de água que armazena a energia neste fluido (na forma de calor sensível).

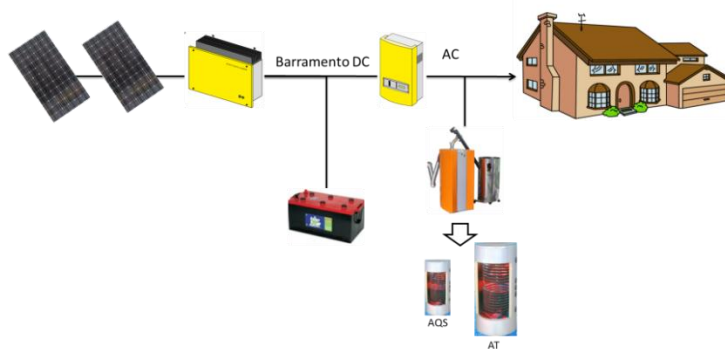


Figura 3-9 Esquema geral de aplicação com PV e microgeração com armazenamento térmico

O modelo de gestão adotado para o funcionamento da unidade de microgeração que é considerado no processo de otimização é ilustrado na Figura 3-10. De acordo com este modelo, a satisfação de necessidades elétricas apenas é possível se existir capacidade de armazenamento da energia térmica produzida, seja no AT seja no depósito de AQS.

Assim, a unidade de microcogeração entrará em funcionamento nas seguintes situações: i) sempre que existir necessidade de energia térmica (temperatura no AT ou no depósito de AQS inferior aos valores mínimos estabelecidos); ii) valor de energia armazenada no sistema de armazenamento elétrico inferior ao mínimo definido, desde que exista capacidade para armazenar a energia térmica produzida. Este armazenamento, dependendo do período do ano, pode ocorrer no depósito se AT ou no depósito de AQS, uma vez que, como veremos em seguida, são definidos dois regimes de operação para o sistema autónomo.

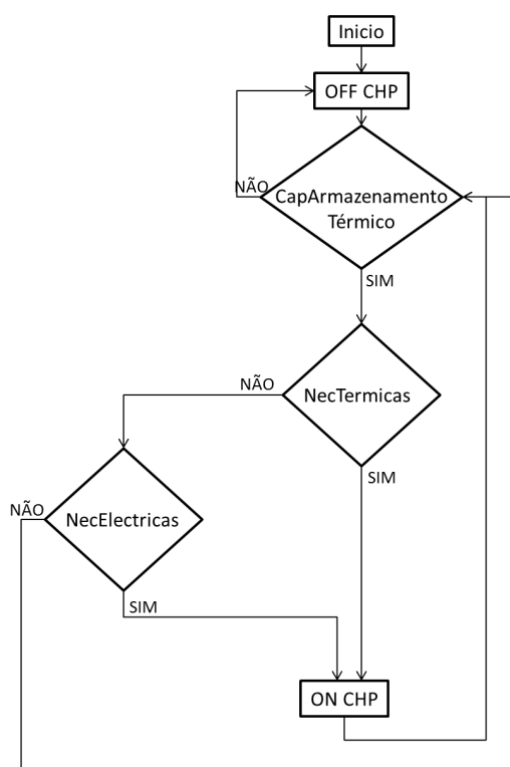


Figura 3-10 Esquema geral de gestão do funcionamento da unidade de microcogeração

O sistema de microcogeração deixará de funcionar sempre que for atingida a temperatura máxima definida para o sistema de aquecimento ou para o cilindro de AQS. Caso o sistema de microcogeração tenha sido lançado para satisfação de necessidades elétricas, este deixará de funcionar neste regime quando a carga do armazenamento elétrico atingir o limite ou quando a máxima capacidade de armazenamento térmico seja atingida, temperatura máxima do armazenamento. Define-se o limite máximo de temperatura do cilindro para maximizar a possibilidade de funcionamento por necessidades elétricas, possibilitando um período maior de funcionamento.

Como referido anteriormente, o modelo de otimização desenvolvido considera dois regimes de funcionamento, a saber:

- Regime aplicado aos meses do ano com aquecimento de espaços (AQH), em que a unidade de microgeração terá de assegurar que a temperatura da água no depósito de AT está entre os limites definidos;
- Regime aplicado aos restantes meses do ano, em que o funcionamento do sistema de microgeração fica limitado à manutenção da gama de temperaturas definida para o cilindro de AQS.

A Figura 3-11 representa os dois regimes de funcionamento referidos.

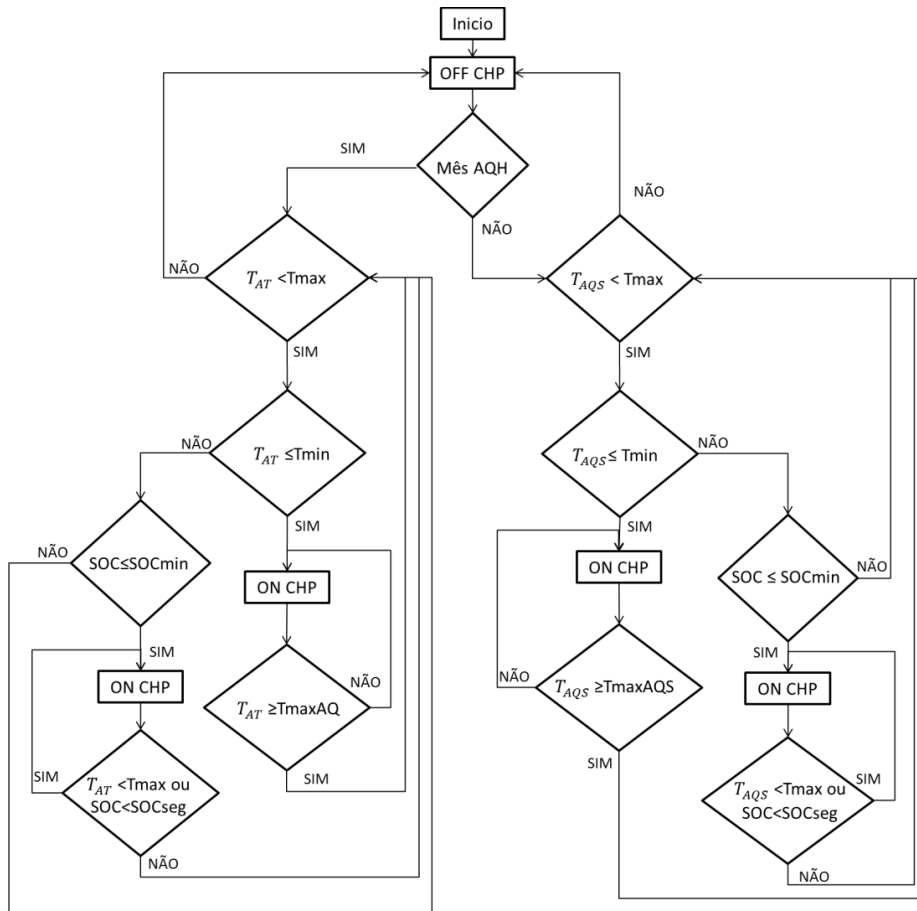


Figura 3-11 Gestão da unidade de microgeração nos diferentes períodos do ano

Onde:

$T_{AT}$  - Temperatura da água no interior do armazenamento no final do período t, em (°C);

$T_{maxAQ}$  – Temperatura máxima definida para o aquecimento habitacional, em °C;

$T_{maxAQS}$  – Temperatura da água no cilindro de AQS, em °C;

$T_{AQS}$  - A temperatura da AQS no final do período t, em °C;

$T_{max}$  – Temperatura máxima admitida pelos cilindros, em °C;

$T_{min}$  – Temperatura mínima definida para a água nos cilindros, em °C;

$SOC_{min}$  – Valor mínimo admissível para o SOC do armazenamento elétrico, em %;

$SOC_{seg}$  - Valor de carga de segurança do armazenamento elétrico para desligar a microgeração (micro CHP), em %.

Em ambos os regimes, o funcionamento do sistema de microcogeração segue o disposto na Figura 3-10, diferindo apenas na forma como a energia térmica é armazenada (e na quantidade de energia térmica que se pode e que é necessário armazenar).

Independentemente do regime de funcionamento, a energia elétrica produzida em excesso (que não pode ser armazenada nas baterias) é utilizada como auxílio do aquecimento da água dos depósitos, recorrendo à sua dissipação (através de uma resistência) no interior do AT nos meses em que há AQH e no cilindro de AQS nos restantes meses. Este procedimento, além de contribuir para o equilíbrio do sistema, permite um melhor aproveitamento da energia produzida.

No caso particular do regime em que não há AQH, particularmente nos meses de verão, a energia elétrica excedente é dissipada, numa primeira fase, no depósito de AQS e, numa segunda fase, caso ainda exista excesso, no AT.

A expressão (3.24) permita aproximar, de forma simplificada, a temperatura que se verificará num depósito de água quente após o fornecimento ou a extração de uma determinada quantidade de energia. Não se consideram nesta expressão fenómenos de estratificação e admite-se que o depósito é do tipo “*full-mixed*”.

$$T^t = \frac{E_{Térmica}}{L \times C_p \times 0,00116} + T^{(t-1)} \quad (3.24)$$

Onde:

$T^t$  – Temperatura da água no final do período t, em °C;

$T^{(t-1)}$  – Temperatura da água no final do período t-1, ou seja, no início do período t, em °C;

$L$  – Dimensão do depósito de água, em litros (considera-se que 1 litro de água tem uma massa de 1 kg).

$E_{Térmica}$  – Energia térmica fornecida ou extraída do depósito durante a duração do período t, ou seja, no tempo que decorre entre o fim do período t-1 e o fim do período t, em kWh;

$C_p$  – Calor específico da água, em Kcal/Kg°C (1 Kcal/Kg°C);

O fator 0,00116 corresponde à conversão de Kcal para kWh.

Uma vez que os sistemas de armazenamento térmico apresentam perdas de energia, estas devem, tanto quanto possível, ser contabilizadas. Um modelo simplificado que permite tal contabilização consiste na utilização de um fator de perdas que, para cada período de tempo, traduz a percentagem da energia total armazenada que é perdida. Assim, a energia perdida no tempo correspondente a um período t pode ser determinada por:

$$E_{Perdas_{th}}^t = (E_{Pot_{perdas}}^t \times F_{perdas_{th}}) \quad (3.25)$$

Onde:

$E_{Perdas_{th}}^t$  – Energia térmica perdida durante o período t;

$E_{Pot_{perdas}}^t$  – Energia potencial de perdas no início do período t, em kWh;

$F_{perdas_{th}}$  – Fator de perdas térmicas, em %.

O valor da energia potencial de perdas no início de um período t corresponde à energia armazenada “na temperatura da água” relativamente à temperatura ambiente, cujo valor pode ser obtido por:

$$E_{Pot_{perdas}}^t = (L \times C_p \times 0,00116) \times (T^{(t-1)} - T_{Amb}) \quad (3.26)$$

Onde:

$T_{Amb}$  – Temperatura ambiente média do local da instalação do depósito de água quente, em °C.

Note-se que, em princípio, se a temperatura da água no depósito for igual à temperatura ambiente não existirão perdas térmicas de energia.

Importa neste momento frisar que a energia útil dos depósitos de água quente é diferente da energia potencial de perdas, uma vez que a primeira é proporcional aos valores máximo e mínimo da temperatura da água que permitem a sua utilização. Por exemplo, para efeito de aquecimento de espaços, a temperatura máxima da água poderá ser de 85°C e a mínima 55°C (a partir da qual não ocorre transferência de calor significativa nos radiadores). Nestas condições, se admitirmos que no início de um determinado período t a temperatura da água no tanque é de 85°C, a energia armazenada útil é proporcional à diferença entre os 85°C e os 55°C. Contudo, se admitirmos temperatura ambiente média igual a 15°C, a energia potencial de perdas para o mesmo período t é proporcional à diferença entre os 85°C e os 15°C, ou seja 233% superior. Assim, a energia útil armazenada num depósito de água quente no início de um qualquer período t pode ser obtida por:

$$E_{útil_{th}}^t = (L_{armazenamento} \times C_p \times 0,00116) \times (T^{(t-1)} - T_{min}) \quad (3.27)$$

Onde:

$E_{útil_{th}}^t$  – Energia útil armazenada no início do período t, em kWh;

$T_{min}$  – Temperatura mínima da água que permite a utilização no fim a que se destina, em °C.

O valor da energia útil que se encontra no depósito no início de um período t+1, admitindo que não existe consumo de energia térmica para além das perdas, será:

$$E_{\text{útil}_{th}}^{(t+1)} = E_{\text{útil}_{th}}^t - E_{\text{Perdas}_{th}}^t \quad (3.28)$$

A temperatura da água no depósito no início do período t+1 pode ser calculada com recurso à expressão (3.24), substituindo  $E_{\text{Térmica}}$  por  $E_{\text{Perdas}_{th}}^t$ , ou seja:

$$T^{(t+1)} = \frac{-E_{\text{Perdas}_{th}}^t}{L \times C_p \times 0,00116} + T^t \quad (3.29)$$

Caso exista consumo e ou entrega de energia térmica durante o período t, a energia útil que se encontra no depósito no início do período t+1 será:

$$E_{\text{útil}_{th}}^{(t+1)} = E_{\text{útil}_{th}}^t + E_{\text{ent}_{th}}^t - E_{\text{Perdas}_{th}}^t - E_{\text{cons}_{th}}^t \quad (3.30)$$

Onde:

$E_{\text{cons}_{th}}^t$  – Consumo de energia térmica no período t, em kWh;

$E_{\text{ent}_{th}}^t$  – Energia entregue ao depósito no período t, em kWh.

A temperatura da água no depósito no início do período t+1 será dada por:

$$T^{(t+1)} = \frac{E_{\text{ent}_{th}}^t - E_{\text{Perdas}_{th}}(t) - E_{\text{cons}_{th}}(t)}{L \times C_p \times 0,00116} + T^t \quad (3.31)$$

Outro aspeto importante a considerar na modelização dos sistemas de microgeração prende-se com a existência de eventuais períodos mínimos de funcionamento para estes sistemas. Ou seja, por questões de eficiência e mesmo de longevidade dos equipamentos, poderá ser recomendável que se evite arranques sucessivos da unidade de microgeração, os quais podem levar a uma degradação prematura dos equipamentos. Este tipo de restrição é função da tecnologia de microgeração utilizada, sendo que no caso de sistemas dotados de motor *stirling* é verificada com frequência.

Para limitar o número de arranques sucessivos de uma determinada unidade de microgeração pode impor-se que esta apenas entre em funcionamento quando se garante que irá funcionar durante um período de tempo mínimo a que corresponde um determinado valor de energia produzida. No início de um período t é possível estimar a produção mínima de energia térmica que pode ocorrer e que, com certeza, poderá ser armazenada. Esta produção pode ser determinada por:

$$E_{\text{disp}_{Arm}}^t = (L_{\text{armazenamento}} \times C_p \times 0,00116) \times (T_{\text{max}} - T^{(t+1)}) \quad (3.32)$$

Onde:

$E_{dispArm}^t$  – Disponibilidade de armazenamento no início do período  $t$ , em kWh.

Note-se que o valor calculado pela expressão anterior é inferior ao que realmente se verificará, uma vez que não contabiliza as perdas nem o consumo de energia térmica que entretanto podem ocorrer após o lançamento da unidade de microcogeração.

Conhecido este valor, pode ser imposto que o sistema de microcogeração apenas possa ser lançado quando a energia que irá produzir no tempo mínimo requerido para o seu funcionamento seja igual ou inferior ao valor da disponibilidade do armazenamento, ou seja:

$$E_{dispArm}^t \geq P_{th} \times t_{Func:min} \quad (3.33)$$

Onde:

$t_{Func:min}$  – Tempo mínimo de funcionamento da microcogeração, em horas;

$P_{th}$  – Potência térmica máxima da caldeira, admitida como constante, em kW.

Note-se que a utilização do valor da potência térmica máxima da microcogeração na expressão anterior tende também a forçar o aumento do tempo mínimo de funcionamento, uma vez que este equipamento poderá funcionar, pelo menos durante algum tempo, abaixo dessa potência.

Uma vez explicitado o modelo térmico adotado, é altura de se descrever o modelo de dimensionamento de um sistema autónomo dotado de microcogeração e armazenamento de energia térmica. Este modelo é idêntico ao descrito na secção 3.4.1, sendo que aqui existe a particularidade de se dimensionar também a dimensão (em litros) do AT. Outra diferença relevante consiste no facto de se considerar que a microcogeração pode, neste caso, funcionar por necessidades térmicas (como no caso anterior) e por necessidades elétricas (armazenando a energia térmica).

Uma aproximação importante que se faz neste modelo consiste no facto de se admitir que a unidade de microcogeração funciona sempre à potência nominal. Na prática, isto significa que se admite que a diferença entre as temperaturas da água na ida e no retorno é tal que garante que a caldeira funciona sempre na potência nominal. Se a diferença de temperatura que assegura este funcionamento for de 15°C, então tal poderia ser conseguido (de forma aproximada) regulando a temperatura na unidade de microcogeração para os 85°C e assegurando que nos depósitos de água a temperatura máxima é de 70°C. Este é, contudo, um aspeto que merece um estudo mais aprofundado em trabalhos futuros.

O processo de otimização do sistema autónomo devolve o número de painéis que constituirão o gerador PV, o número de baterias que integrarão o sistema de armazenamento elétrico e a máxima profundidade de descarga a que este poderá ser sujeito e ainda a dimensão, em litros,

do armazenamento térmico (AT). Como anteriormente referido, são considerados dois tipos de armazenamento, o AT durante os meses em que há AQH e o das AQS durante o resto do ano.

O modelo de otimização é caracterizado pela função objetivo (equação (3.34)), sujeito às restrições apresentadas na secção 3.2, juntamente com as limitações técnicas da parte térmica (equações (3.35) à (3.38)).

$$\begin{aligned}
 \min C = & N_{PV,P} \times N_{PV,S} \times P_{PV} \times \left( C_{PV} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_PV} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) + C_{contr_{PV}} \\
 & + N_{Bat,S} \times N_{Bat,P} \times W_{bat} \\
 & \times \left( \frac{\sum_{k=0}^{\lfloor \frac{T}{\Delta S} \rfloor} C_{Bat} \times (1+i)^{[k \times \Delta S]}}{(1+a)^{[k \times \Delta S]}} + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_Bat} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} \right) \\
 & + \sum_{k=1}^T \frac{C_{O\&M\_chp} \times (1+i)^k}{(1+a)^k} + L_{armazenamento} \\
 & \times C_{armazenamento} + (C_{chp} - C_{ref}) + C_{O\&M\_chp}
 \end{aligned} \tag{3.34}$$

Sujeito a:

$$L_{armazenamento} \in Z^+ \tag{3.35}$$

$$T_{Min_{AQ}} \leq T_{AT}^t \leq T_{Max}, \text{ se meses com AQH} \tag{3.36}$$

$$T_{Min_{AQS}} \leq T_{AQS}^t \leq T_{Max} \tag{3.37}$$

$$E_{disp_{Arm}}^t \geq P_{th} \times t_{Func:min} \tag{3.38}$$

$C_{armazenamento}$  – Custo do armazenamento térmico (€/Litro);

$T_{AT}^t$  - Temperatura da água no interior do armazenamento no final do período t, em (°C);

$T_{Min_{AQ}}$  - A temperatura mínima para aquecimento, em °C;

$T_{Max}$  - A temperatura máxima admitida pelos cilindros, em °C;

$T_{AQS}^t$  - A temperatura da AQS no final do período t, em °C;

$T_{Min_{AQS}}$  - A temperatura mínima das águas quentes sanitárias, em °C.

A função objetivo (3.34) é similar à representada na secção 3.4.1, com a inserção dos custos referentes ao armazenamento térmico. Estes custos referem-se apenas ao AT, uma vez que o cilindro para AQS é o mesmo que existiria caso de adotasse uma caldeira de referência. Significa isto que o depósito de AQS não é dimensionado pelo modelo de otimização.

As restrições (3.36) e (3.37) representam os valores das temperaturas máximas e mínimas admissíveis em cada armazenamento ao longo do funcionamento do sistema. A restrição (3.38) representa a limitação do tempo mínimo de funcionamento da unidade de microcogeração.

A informação a fornecer ao processo de otimização inclui, para além da referida na secção 3.4.1, a seguinte:

- Os perfis térmicos caracterizados na secção 3.5;
- As Gamas de temperatura de funcionamento microcogeração;
- A gama de energia para colocar em funcionamento microcogeração por necessidades elétricas;
- As características da microcogeração.

O processo proposto para o dimensionamento é representado pelas etapas descritas no fluxograma da Figura 3-12.

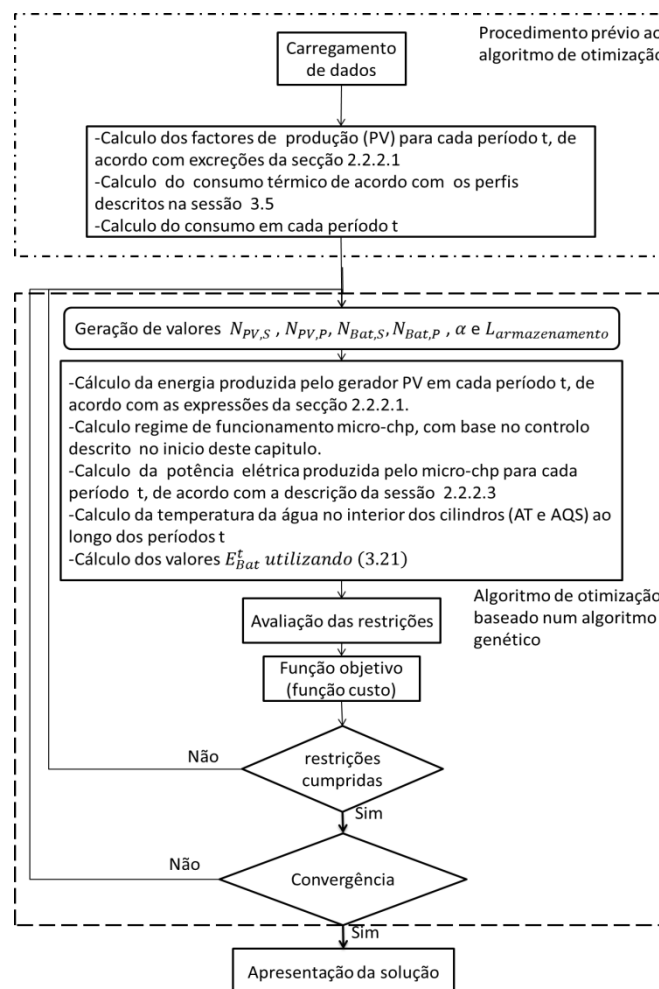


Figura 3-12 Fluxograma para dimensionamento de sistema PV, com microcogeração e armazenamento térmico

O processo de dimensionamento muito idêntico ao aprestando na secção 3.4.1, sendo que o funcionamento do microcogeração é ditado pelo controlo apresentado.

### 3.4.3 Sistemas autónomos dotados de gerador PV, microeólico e de unidade de microcogeração

O modelo de otimização de um sistema deste tipo pode, com facilidade, ser obtido através da conjugação dos modelos apresentados anteriormente. Consequentemente optou-se por não apresentar a formulação para este caso.

### 3.4.4 Mecanismos de controlo para situações especiais de funcionamento do sistema autónomo

Neste subcapítulo são apresentadas formas de controlo do sistema autónomo, aplicáveis a situações não contempladas no dimensionamento apresentado anteriormente. O objetivo deste tipo de controlo é o de aumentar a continuidade de serviço dos sistemas autónomos. Note-se que o dimensionamento dos sistemas autónomos é feito com base em valores típicos de produção e de consumo, os quais podem sofrer variações. Por outro lado, poderão ocorrer situações de avaria em equipamentos que condicionem a disponibilidade de energia para satisfação dos consumos. A utilização dos mecanismos descritos em seguida ocorrerá quando existir escassez de energia para satisfação das cargas elétricas.

O controlo proposto para os sistemas autónomos que apenas possuam geradores fotovoltaicos ou eólicos baseia-se no deslastre de cargas. Este controlo deve, quando o nível de carga da bateria se encontra abaixo de um determinado limiar (valor crítico), deslastrear cargas não prioritárias (ar condicionado, equipamentos de refrigeração, etc.). A Figura 3-13 representa este mecanismo.

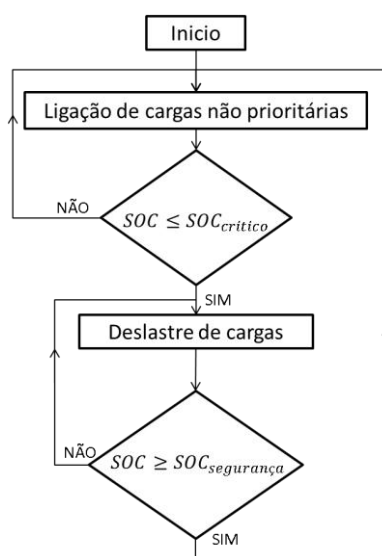


Figura 3-13 Sistema controlo de emergência para sistemas com PV e microeólica

A redução do consumo (deslastre de cargas) deve ocorrer quando os níveis da carga apresentam valores muito baixos ( $SOC_{critico}$ ) de energia. A religação é efetuada, quando o nível de carga do armazenamento elétrico é repostos ao nível de ( $SOC_{segurança}$ ), valor pré estabelecido pelo gestor do sistema.

No caso de sistema autónomo ser dotado de uma unidade de microgeração, o controlo pode ser baseado no deslastre de carga e no lançamento da unidade de microgeração, ainda que com libertação da energia térmica produzida para o ambiente. A Figura 3-14 mostra o fluxograma aplicável a esta abordagem.

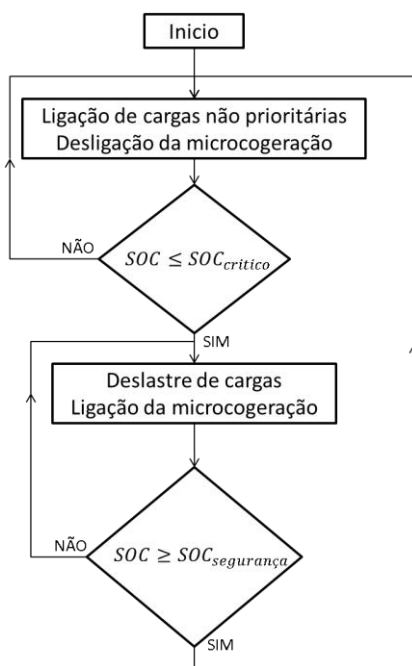


Figura 3-14 Sistema de controlo de emergência para sistemas com PV e microgeração

O deslastre de cargas ocorre como referido no sistema de controlo anterior, sendo em simultâneo colocada em funcionamento a unidade de microgeração, permitindo uma mais rápida reposição dos níveis de carga das baterias. É também possível adotar estratégias sem deslastre de cargas, se tal se revelar conveniente e se o sistema de microgeração for suficiente para responder às necessidades elétricas.

### 3.5 Perfis de consumo térmico e elétrico

Os perfis de consumo térmico e elétrico são cruciais no processo de dimensionamento ótimo de sistemas autónomos. Idealmente, os perfis a utilizar deveriam ser os que se referem à instalação (habitação) para a qual se pretende dimensionar o sistema autónomo. Contudo, tal não é possível, uma vez que os consumos acontecem posteriormente. A alternativa é a utilização de perfis que possam ser considerados como típicos para a instalação.

O comportamento do consumo elétrico típico pode ser obtido com base no perfil de consumo para clientes BTN publicado pelo operador da rede de transporte portuguesa (REN) (REN, 2011) e do consumo anual típico da instalação para a qual se pretende dimensionar o sistema autónomo. A Figura 3-15 mostra o perfil de consumo típico obtido para três dias do ano e para um consumidor com um consumo anual de 5012 kWh de energia elétrica.

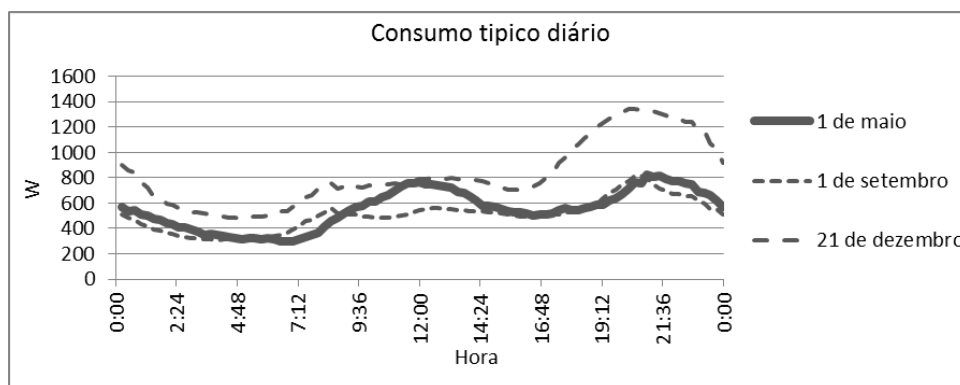


Figura 3-15 Consumos típicos de um consumidor BTN para três dias do ano

A obtenção de um perfil de consumo térmico é ainda mais complexa, uma vez que a informação existente não permite conhecer o comportamento deste consumo ao longo dos dias (em períodos de, por exemplo, 15 minutos).

Uma fonte de informação sobre consumos térmicos em edifícios é o Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE, 2012) adotado e regulamentado pelo Decreto-Lei 80/2006, de 4 de abril. Este regulamento divide o país em três zonas climáticas aplicáveis ao Inverno e outras três aplicáveis ao Verão (Figura 3-16 e Figura 3-17).

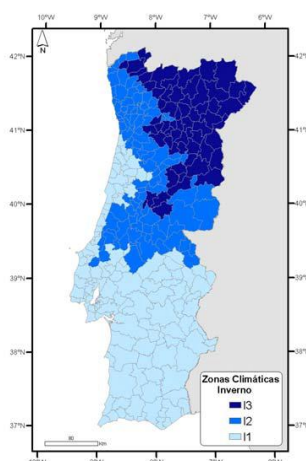


Figura 3-16 Portugal Continental. Zonas climáticas de Inverno

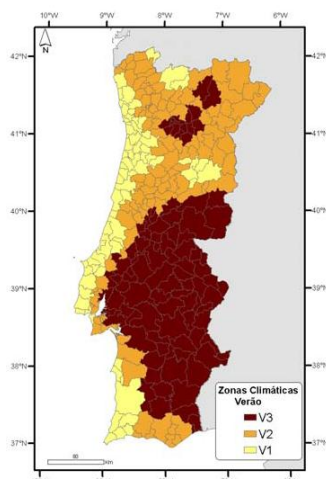


Figura 3-17 Portugal Continental. Zonas climáticas de Verão

O RCCTE fixa, para as diferentes zonas climáticas os valores de referência para avaliação das necessidades térmicas de um edifício, tal como se ilustra Quadro 3-3 para a situação específica de Viseu.

Quadro 3-3 Valores de Referencia para estudo térmico

Concelho	Zona climática de Inverno	Número de graus dias (GD) (°C.Dias)	Duração da estação de aquecimento (meses)	Zona climática de Verão	Temperatura externa do projeto (°C)	Amplitude térmica (°C)
Viseu	$I_2$	1940	7.3	$V_1$	31	12

Esta informação permite estimar o consumo anual de energia térmica. Contudo, não permite criar perfis típicos de consumo diário, com discretização temporal (por exemplo em períodos de 15 minutos).

O facto de não se ter encontrado informação que permitisse a construção de perfis diários de consumo térmico levou a que se desenvolvesse e aplicasse uma forma de adquirir informação deste tipo. Esta aplicação foi feita numa vivenda unifamiliar, localizada em Viseu, tendo sido aplicado um sistema de monitorização do comportamento de uma caldeira a pellet durante 66 dias do Inverno de 2011/2012. Importa referir que a obtenção de um perfil rigoroso seria possível com a aquisição de informação sobre o caudal debitado ao longo do tempo pela bomba circuladora e sobre as temperaturas de ida e retorno da caldeira. A aquisição destes dados foi, contudo, impossível tendo-se optado por fazer uma análise indireta baseada no consumo de pellet. Este consumo foi estimado com base na variação da potência elétrica consumida pela caldeira, a qual depende, em cada momento de fatores como a velocidade do ventilador que fornece ar à câmara de combustão e do acionamento do sem fim que fornece pellet. Com o intuito de associar o consumo de energia (pellet) à temperatura ambiente exterior, procedeu-se à medição desta ao longo do tempo em que o funcionamento da caldeira foi monitorizado. Apesar de não ser rigorosa, a informação recolhida permitiu construir perfis

típicos aplicáveis à habitação em causa. A Figura 3-18 mostra a caldeira que foi monitorizada bem como o sistema de aquisição de dados utilizado.



Figura 3-18 Local e equipamentos utilizados na análise térmica

O Quadro 3-4 mostra os valores médios da energia diária total consumida (na forma de pellet) em função do valor médio diário da temperatura ambiente exterior. Note-se que cada valor desta temperatura representa na realidade o intervalo contido entre meio grau abaixo e meio grau acima (por exemplo, as 11 amostras referentes a 11 °C são, na realidade, amostras entre os 10,5 °C e os 11,5 °C). O valor da energia consumida refere-se à energia utilizada no aquecimento da casa e das AQS, tendo sido estimada com base nos kg de pellet consumidos, no conteúdo energético por quilo indicado pelo produtor e no rendimento típico da caldeira, admitido como igual a 87%.

Durante o período em que a caldeira foi monitorizada não se verificou qualquer dia com temperatura média superior aos 2,5°C e inferior aos 3,5°C, pelo que o valor de temperatura média igual a 3°C não consta do Quadro 3-4.

Quadro 3-4 Energia térmica consumida face a temperatura

Temperaturas Exterior °C	Energia consumida (kWh)	Nº amostra
2	148,23	1
4	123,45	3
5	145,12	1
6	102,47	3
7	100,19	8
8	79,92	5
9	68,10	6
10	55,72	11
11	52,90	12
12	52,47	6
13	42,62	4
14	30,25	4
15	55,10	1
16	36,52	1

A informação do quadro anterior está representada graficamente na Figura 3-19, a qual permite perceber a redução do consumo à medida que a temperatura ambiente exterior aumenta.

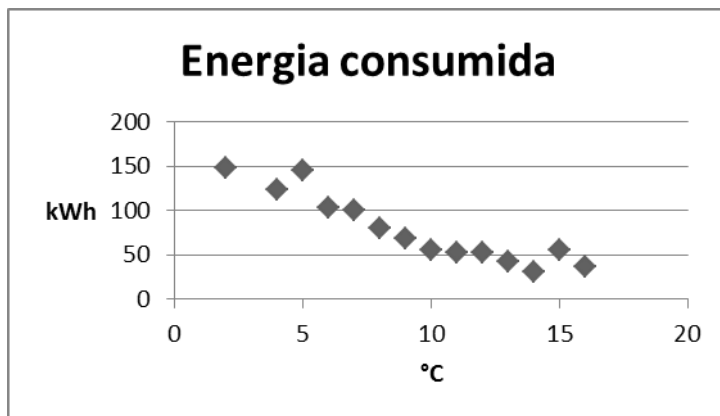


Figura 3-19 Consumos de energia térmica em função da temperatura média diária exterior

Os perfis de consumo diários, em função da temperatura ambiente média exterior foram conseguidos tendo em consideração o consumo de pellet em cada intervalo de 15 minutos. Nas situações em que existem várias amostras de consumo para um mesmo valor de temperatura ambiente média exterior adotou-se a média dos vários perfis aplicáveis, tal como ilustra a Figura 3-20. Importa referir que, tanto quanto possível, se procurou eliminar anomalias de funcionamento que pudessem condicionar os perfis. Por exemplo, com referência à Figura 3-20, o perfil obtido no dia 2 de fevereiro apresenta uma paragem da caldeira cerca das 4,30 horas (devido a sobrepessão), tendo o funcionamento sido repostado às 8 horas. Neste caso, os dados do perfil deste dia, referentes ao período em causa, não foram considerados na obtenção do perfil típico, como se constata na Figura 3-20.

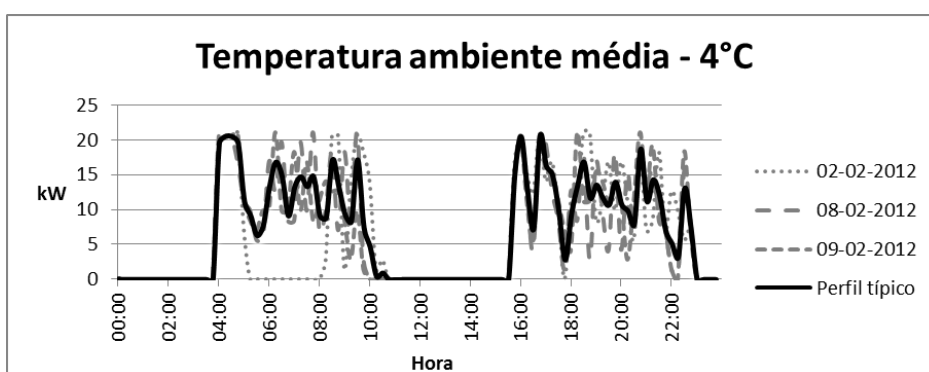


Figura 3-20 Perfil térmico típico obtido para temperatura diária média exterior de 4°C

Outro aspeto relevante que importa esclarecer prende-se com o facto de apenas se terem obtido perfis para os meses do ano em que existe aquecimento de espaços. Note-se, contudo, que os perfis térmicos incluem a energia térmica necessária ao aquecimento de AQS para

além da energia destinada ao aquecimento dos espaços, uma vez que não foi possível separar estes consumos.

Os perfis aplicáveis às outras temperaturas ambiente médias podem ser encontrados no Anexo 1.

Para os meses em que não existe necessidade de aquecimento de espaços, a energia térmica a produzir resume-se à necessária para a produção de AQS. A previsão desta energia pode ser conseguida tendo em consideração os consumos típicos de água quente, obtidos com recurso ao RCCTE ou a ábacos como o apresentado na Figura 3-21 (Marco Doninelli, 2006).

<i>NECESSIDADE DIÁRIA DE ÁGUA QUENTE A 45°C</i>	
<i>Habitacões domésticas</i>	
<i>Conforto elevado</i>	<i>75 V(pessoa/dia)</i>
<i>Conforto médio</i>	<i>50 V(pessoa/dia)</i>
<i>Conforto baixo</i>	<i>35 V(pessoa/dia)</i>
<i>Máquina de lavar roupa</i>	<i>20 V(1 lavagem diária)</i>
<i>Máquina de lavar loiça</i>	<i>20 V(1 lavagem diária)</i>

Figura 3-21 Consumo de litros de águas quentes

O perfil de consumo da energia térmica ao longo de um dia típico depende significativamente do comportamento das pessoas, nomeadamente no que se refere aos hábitos e horários dos banhos. Note-se que, numa mesma habitação, os períodos em que ocorrem os consumos podem variar de dia para dia.

Numa tentativa de representar os comportamentos mais típicos no consumo de AQS, consideram-se nesta dissertação três perfis de consumo da energia associada às AQS.

O primeiro perfil (Perfil A), representado na Figura 3-22 corresponde ao perfil em que se considera que os banhos ocorrem ao princípio da manhã, consumindo 60% da totalidade do consumo. Nos períodos junto ao almoço e ao jantar considera-se um consumo de 15%. Finalmente considera-se um período ao final da noite em que se consomem os restantes 10% da energia diária típica associada às AQS.

O segundo perfil (Perfil B), representado na Figura 3-23 corresponde a uma situação semelhante à anterior, sendo que se considera que os banhos ocorrem no final do dia.

O perfil C é uma situação intermédia entre os dois anteriores, assumindo-se que os banhos se repartem entre o período da manhã e da noite (Figura 3-24).

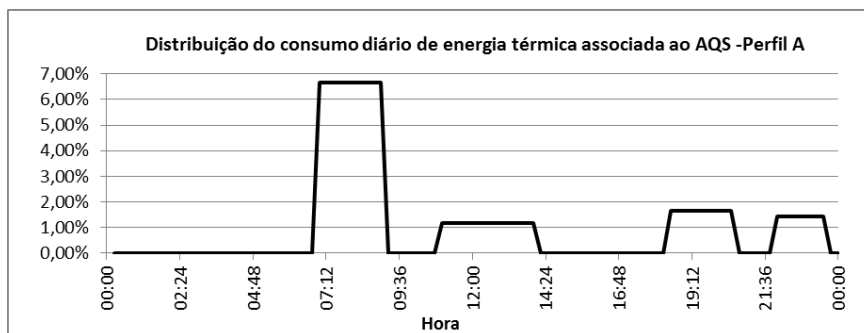


Figura 3-22 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil A)

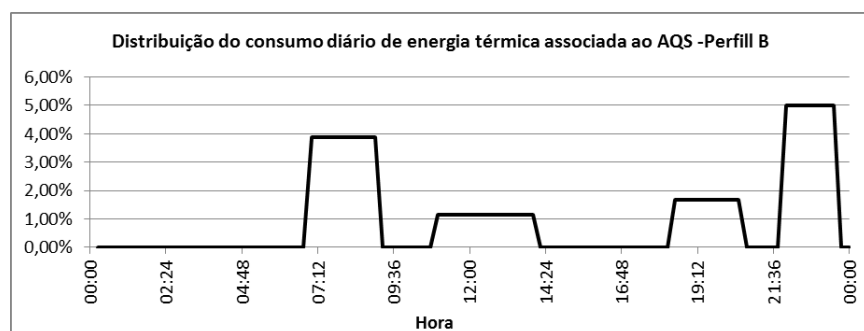


Figura 3-23 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil B)

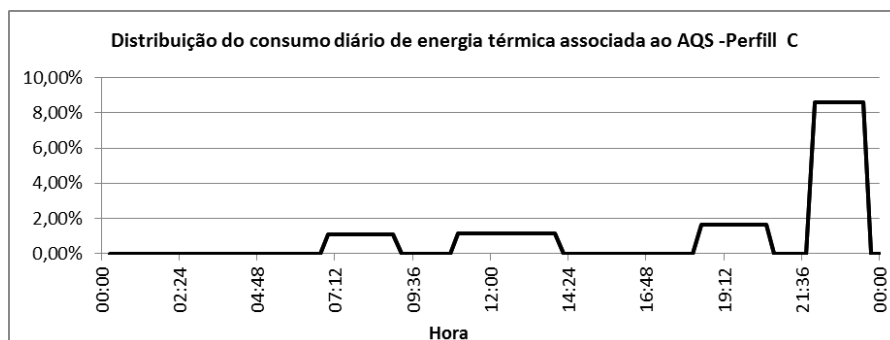


Figura 3-24 Distribuição do consumo de energia térmica AQS (perfil C)

No processo de dimensionamento dos sistemas autónomos poderá ser utilizado apenas um destes perfis (ou outro que se julgue conveniente definir), caso de admita que tal caracteriza de forma adequada o consumo de AQS. Em situações de dúvida poderá ser adotada a utilização dos três perfis, alocando-os a diferentes dias dos meses em que não existe aquecimento de espaços. Esta abordagem permite internalizar no processo de dimensionamento diferentes potenciais comportamentos, o que contribui para a robustez dos resultados obtidos.

### 3.6 Metodologia de otimização adotada

O conjunto de metodologias de otimização atualmente existente e disponível é vasto, envolvendo diferentes algoritmos. Não era objetivo deste trabalho a definição ou

implementação de qualquer algoritmo de otimização, tendo-se determinado de início que seria utilizada uma (ou mais) das ferramentas disponibilizadas em programas de simulação disponíveis.

Durante a realização do trabalho foram testados e utilizados dois algoritmos, a saber: fmincon e algoritmo genético.

O algoritmo fmincon minimiza uma função objetivo com várias variáveis, podendo o problema ser linear ou não linear. Trata-se de uma metodologia baseada no gradiente desenvolvida para resolver problemas em que tanto a função objetivo como as restrições são contínuas e, portanto, possuidoras de derivadas de primeira ordem.

As principais vantagens desta metodologia são a relativamente rápida resolução de problemas de pequena ou média escala e a possibilidade de definição de pontos de inicialização múltiplos, diminuindo a possibilidade de ocorrência de mínimos locais.

Este algoritmo foi utilizado no desenvolvimento de grande parte do trabalho de programação tendo sido substituído mais tarde por um algoritmo genético, que permitiu realizar uma otimização inteira (variáveis inteiras).

O algoritmo genético cria, em cada iteração, uma população de indivíduos baseada na anterior, utilizando operações genéticas como o cruzamento e mutações.

O procedimento é baseado nos princípios Darwinianos de reprodução e de sobrevivência dos mais aptos. Cada indivíduo da população representa uma possível solução para o problema, sendo que o algoritmo procura qual o indivíduo que representa a melhor solução no contexto deste, calculando para o efeito a sua aptidão com base no resultado da função objetivo (Crestina Guerra, 2008). Por outras palavras, a função objetivo é o objeto de otimização, sendo nesta que os indivíduos da população são avaliados e dela depende a evolução da população dos indivíduos da próxima geração.

Os algoritmos genéticos permitem lidar com diferentes tipos de problemas de otimização, incluindo problemas com variáveis binárias, inteiras ou reais, sendo que neste caso se adotou um com capacidade para lidar com variáveis inteiras.



## **4. Casos de estudo**

### **4.1 Caracterização da instalação**

As metodologias para dimensionamento de sistemas autónomos apresentadas no capítulo 3 são, neste capítulo, aplicadas ao caso particular de uma habitação unifamiliar localizada em Viseu.

O perfil de consumo elétrico considerado para habitação foi obtido da forma exposta na secção 3.5, ou seja, procedeu-se à multiplicação do consumo anual de eletricidade na habitação, assumido como igual a 5012 kWh, pelos fatores do perfil de consumo para clientes BTN, publicado pelo operador da rede de transporte portuguesa (REN). Este procedimento permitiu obter um perfil de consumo de eletricidade aplicável a cada dia do ano e discretizado em período de 15 minutos. O facto de existirem arredondamentos nos valores do perfil publicado pela REN fez com que o somatório da energia consumida em todos os períodos do ano seja, efetivamente, igual a 5012 kWh. A Figura 4-1 bem como a Figura 3-15 mostram perfis de consumo elétrico obtidos para 6 dos dias do ano.

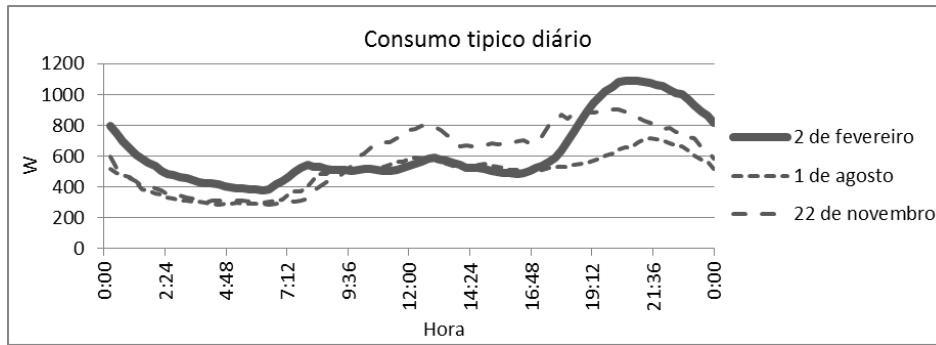


Figura 4-1 Perfil de consumo típico para um consumidor BTN, aplicável a três dias do ano

A caracterização do consumo de energia térmica nos meses do ano em que ocorre aquecimento de espaços é feita pelos perfis térmicos elaborados da forma apresentada na secção 3.5. A Figura 4-8 mostra o perfil aplicável aos dias com temperatura média exterior igual a 5°C, podendo os restantes perfis ser encontrados no Anexo 1. Como anteriormente referido, durante o processo de monitorização da caldeira que serviu de base à elaboração dos perfis de consumo não se verificou qualquer situação que correspondesse a uma temperatura média diária igual a 3°C. Por conseguinte, no processo de simulação, considerou-se o perfil correspondente à temperatura média de 4°C para os dias com temperatura média de 3°C. Lembra-se que estes perfis incluem a energia térmica consumida para produção de AQS. Os meses em que se considerou a aplicação destes perfis foram janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro e dezembro.

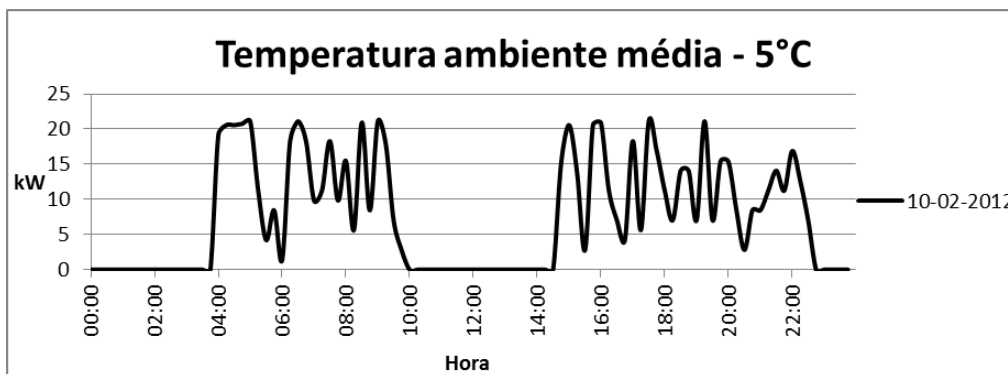


Figura 4-2 Perfil térmico típico para temperatura média 5°C

A determinação do perfil térmico aplicável a cada dia impõe a necessidade de se conhecer a temperatura média aplicável a cada dia. Para o efeito foram utilizados dados de temperatura do ano de 2008, considerado para este efeito como um ano típico, com discretização diária. A Figura 4-3 mostra esta informação do período compreendido entre os meses de janeiro a março e a Figura 4-4 de outubro a dezembro.

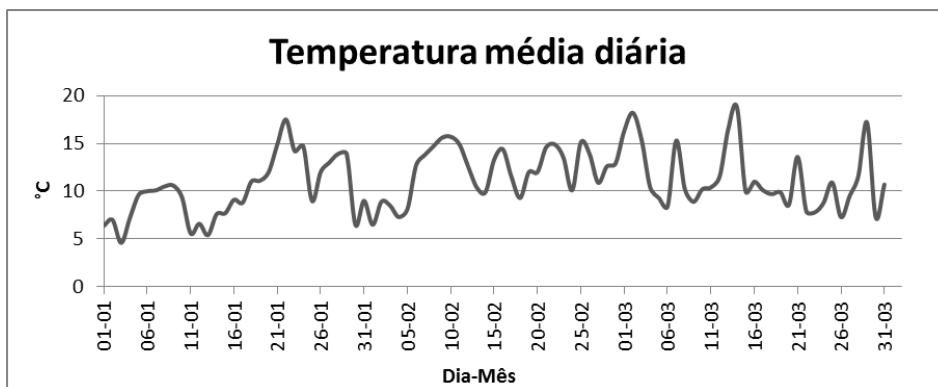


Figura 4-3 Temperaturas médias diárias de janeiro a março

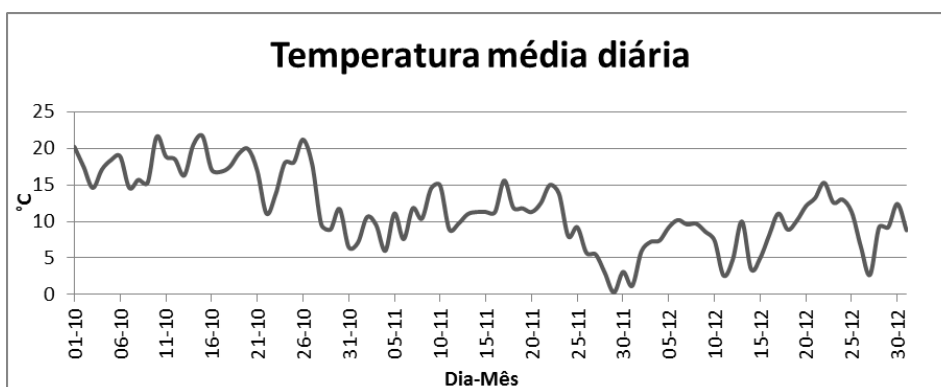


Figura 4-4 Temperaturas médias diárias de outubro a dezembro

Para os meses em que não ocorre aquecimento de espaços determinou-se os consumos diários de energia térmica com base nos consumos típicos indicados na Figura 3-21. Considerou-se para o efeito que a habitação em estudo é habitada por um agregado familiar constituído por 2 pessoas. Assume-se que se pretende um nível de conforto baixo. Para além das águas utilizadas na higiene pessoal, considera-se também a utilização de água quente nas máquinas de lavar louça e roupa. Nestas condições, o valor de consumo diário de água é:

$$L_{AQS} = 35 \times 2 + 20 + 20 = 110 \text{ Litros}$$

Os pressupostos apresentados permitem estimar um consumo diário ( $L_{AQS}$ ) de 110 litros de água quente, com temperatura igual a 45°C. Admitindo que a água da rede tem temperatura média igual a 15°C, a energia térmica diária para satisfazer os consumos pode ser obtida por (admitindo que 1 litro de água tem massa igual a 1 kg):

$$E_{AQS} = (110 \times 1 \times 0,00116) \times (45 - 15) = 4 \text{ kWh}$$

Conclui-se assim que a energia térmica consumida diariamente para aquecimento de AQS corresponde a 4 kWh. O perfil de consumo ao longo do dia pode ser obtido multiplicando os

perfis percentuais apresentados nas Figura 3-22, Figura 3-23, Figura 3-24 pelo valor global diário de energia consumida. As Figura 4-5, Figura 4-6 e Figura 4-7 mostram estes perfis.

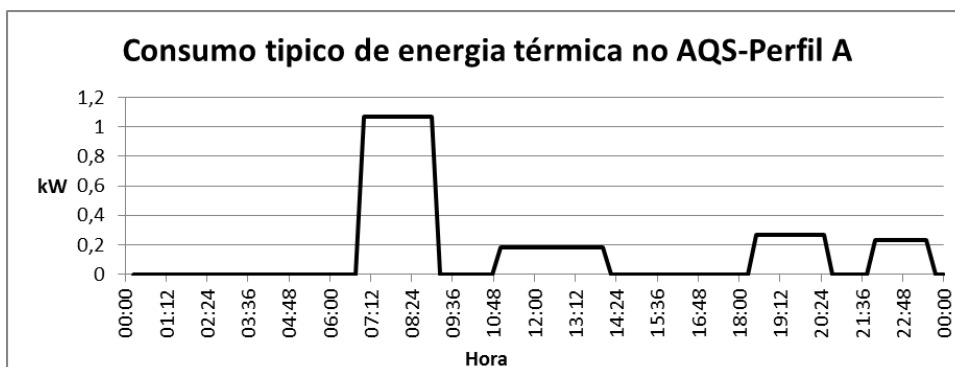


Figura 4-5 Consumo típico energia térmica (Perfil A)

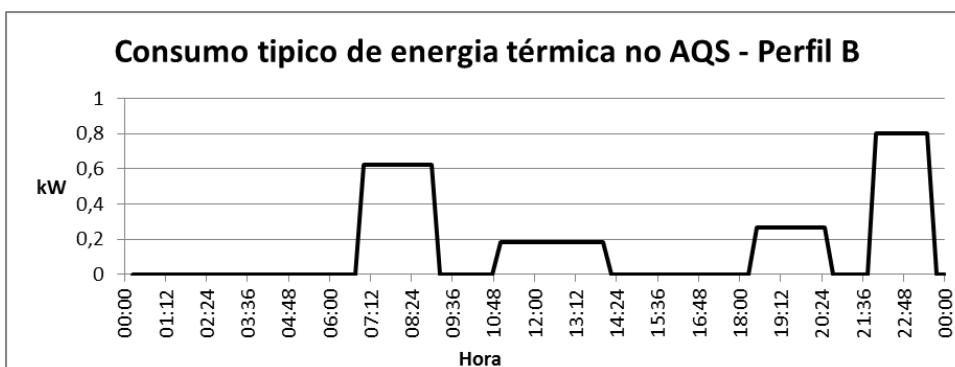


Figura 4-6 Consumo típico energia térmica (Perfil B)

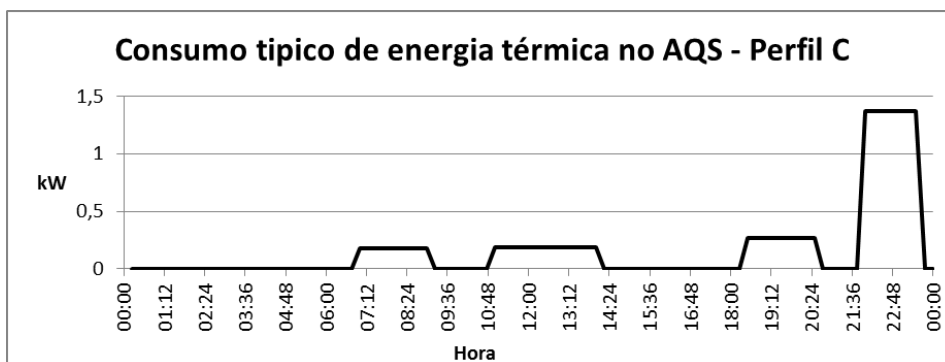


Figura 4-7 Consumo típico energia térmica (Perfil C)

## 4.2 Sistema dotado apenas de produção fotovoltaica

### 4.2.1 Caracterização dos equipamentos utilizados

No dimensionamento deste sistema foram considerados painéis fotovoltaicos com as características apresentadas no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 Características módulo PV

Modulo PV (parâmetros)		
P <sub>MAX</sub>	250,00	W <sub>p</sub>
I <sub>MPP</sub>	8,33	A
V <sub>MPP</sub>	30,20	V
V <sub>OC</sub>	37,58	V
I <sub>SC</sub>	8,98	A
η(%)	15,37	%
Área	1,63	m <sup>2</sup>
v	153,67	W/m <sup>2</sup>
NOCT	48,00	°C
T <sub>a</sub>	25,00	°C
Coeficientes		
Potência	-0,44	%/°C
Tensão β(VOC)	-0,13	V/°C
Custo PV	200,00	€

O custo apresentado na última linha do Quadro 4-1 representa apenas o custo de cada painel fotovoltaico, sem inclusão dos custos adicionais relacionados com a respetiva instalação (suportes, condutores elétricos, mão de obra, etc.). Para contabilizar estes custos considera-se que o custo por painel fotovoltaico instalado é 40% superior, pelo que o custo por W<sub>p</sub> de gerador fotovoltaico é de 1,12€.

As características dos controladores MPPT (*“Maximum Power Point Tracking”*) a aplicar constam do Quadro 4-2.

Quadro 4-2 Dados do controlador MPPT/carregador

Potencia máxima	2400	W
Máxima tensão entrada	140	VDC
Tensão de controlo MPPT	70-140	V
Máxima corrente entrada	40	A
Tensão nominal de saída	48	V
Máxima corrente de carga das baterias	50	A
Rendimento η	97,3	%
Custo	960	€

O número de conversores deste tipo a utilizar em paralelo é função da potência total do gerador fotovoltaico que resultar do processo de otimização.

O Quadro 4-3 mostra características técnicas relevantes das baterias aplicadas no dimensionamento do sistema, bem como o respetivo custo.

Quadro 4-3 Custo e características de descarga

Bateria de 110 Ah			
Custo (€)	176,44		
Tensão (V)	12		
	C10	C20	C100
Capacidade disponibilizada (Ah)	80	95	109
Corrente (A)	11	5,5	1,1

O Quadro 4-4 mostra o número de ciclos que estas baterias podem realizar, em função da profundidade de descarga (*DoD – Depth of Discharge*) a que são sujeitas e nas condições definidas pelo fabricante. Esta informação é necessária ao processo de determinação da vida útil das baterias, tal como explicitado na secção 2.2.3.2. Com efeito, os valores apresentados no Quadro 4-4 permitiram a determinação dos parâmetros  $u_0$ ,  $u_1$  e  $u_2$  necessários ao modelo descrito na secção 2.2.3.2, os quais se apresentam no Quadro 4-5.

Quadro 4-4 Ciclos de vida da bateria

Profundidade Descarga %	Nº Ciclos
80	250
50	400
40	570
30	800
5	8000

Quadro 4-5 Parâmetros entrada do modelo longevidade da bateria

$u_0$	$u_1$	$u_2=Lr$
1,32	-0,13	429,52

Uma vez que não está acessível a informação relativa ao rendimento das baterias, no que se refere à sua carga e descarga, optou-se por estimar estes valores recorrendo a valores típicos disponibilizadas na literatura. Em Vera, (2004) e em Rodolfo Dufo-López (2008) é apresentado o valor  $\eta_s=80\%$  como sendo o rendimento típico do ciclo de uma bateria. S. Diaf, (2008) apresenta o valor  $\eta_c=85\%$  para o rendimento na carga. Assumindo estes valores e tendo em consideração que  $\eta_s = \eta_c \times \eta_d$  (Morais, 2010), é possível estimar o valor típico para o rendimento de descarga, o qual vale  $\eta_d=94\%$ .

O Quadro 4-6 mostra as características relevantes e o custo do inversor/carregador que se pretende utilizar no dimensionamento do sistema autónomo. Este equipamento foi selecionado tendo em consideração a potência no lado AC, igual a 6 kW, a qual se aproxima da potência contratada que se assume como típica para uma habitação unifamiliar, ou seja, 6,9 kVA.

Quadro 4-6 Dados relevantes do inversor /carregador

Potencia Nominal	6000	W
Tensão de entrada da bateria	48	VDC
Rendimento $\eta$	95	%
Custo	4360,36	€

Importa, neste momento, apresentar os pressupostos que foram considerados na realização dos processos de dimensionamento que se seguem, nomeadamente:

- Os custos referidos para os equipamentos são os valores de tabela de venda ao público, que tendem a ser superiores aos realmente praticados;
- Considera-se que a degradação das baterias ao longo da sua vida útil é tal que, no final desta, as baterias apresentam uma perda de capacidade máxima de 20%. Consequentemente, salvo indicação em contrário, no processo de dimensionamento admitiu-se que as baterias apresentam de início uma capacidade igual a 80% da sua capacidade real. Contabiliza-se desta forma a situação mais severa (Chagas, 2007), sem que contudo se tenha internalizado o efeito dos maiores SOC a que as baterias estarão sujeitas na sua longevidade;
- Considera-se que os painéis fotovoltaicos apenas possuem 80% da sua potência de pico efetiva, como forma de internalizar o efeito inerente à perda máxima de 20% da sua produção ao longo do projeto (dados do fabricante);
- Os custos de manutenção e operação anual considerados para os painéis fotovoltaicos e para o sistema de armazenamento (baterias) correspondem a 0,5% do valor do investimento nos equipamentos;
- Considera-se que todos os dispositivos e material utilizado na aplicação, com ressalva das baterias que são substituídas, têm uma vida espectável igual ao tempo previsto de funcionamento da aplicação. Este pressuposto é vulgarmente assumido na literatura (Erdinc, et al., 2012) (A. Kaabeche, et al., 2011);
- As baterias são consideradas como completamente carregadas no momento do estabelecimento da instalação;
- Não se inclui a atualização dos valores económicos que ocorrem no período de análise (custos de operação e manutenção e custos de substituição das baterias), embora as expressões apresentadas no capítulo 3 o permitam. Este pressuposto corresponde à consideração de um mesmo valor para as taxas de inflação e de atualização. Na realidade, para os consumidores domésticos, podemos admitir que a taxa de atualização

será próxima da taxa de juro de um depósito bancário típico. Esta taxa, por sua vez, não difere significativamente da taxa de inflação, pelo que na prática se pode dispensar a atualização dos valores económicos;

- Os valores de radiação considerados correspondentes a uma instalação com um ângulo fixo de 34 graus, foram obtidos no PVGIS (União Europeia, 2011).

#### 4.2.2 Resultados e respetiva análise

Com base no modelo descrito na secção 3.2 e com a informação disponibilizada na secção anterior efetuou-se o dimensionamento do sistema apresentado na Figura 4-8.

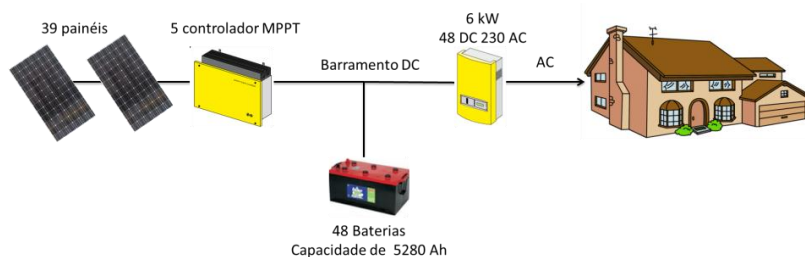


Figura 4-8 Sistema dimensionado para aplicação dotada de gerador PV

Os resultados devolvidos pelo algoritmo de otimização são apresentados no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 Valores obtidos para o gerador PV e sistemas armazenamento elétrico

Gerador Fotovoltaico	Total de painéis	39
	Número de painéis fotovoltaicos por fileira	3
	Número de fileiras	13
	Potência (kWp)	9,75 <sup>(1)</sup> / 7,8 <sup>(2)</sup>
Sistema de armazenamento elétrico	Total de baterias	48
	Numero de baterias em série	4
	Número de paralelos de series de baterias	12
	Capacidade de armazenamento (kWh)	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,688 <sup>(4)</sup>
	SOC mínimo (%)	32,19
	Vida útil das baterias (anos)	10,78

(1) valor de potência de pico correspondente à potência nominal dos painéis

(2) valor da potência após perda de 20% da capacidade de produção

(3) valor da energia armazenável correspondente à capacidade nominal

(4) valor da energia armazenável após perda de 20% da capacidade nominal

A ligação das 13 fileiras de painéis fotovoltaicos implica a colocação de 5 controladores MPPT em paralelo. Com base nos custos anteriormente indicados, o preço final desta solução, incluindo os custos de manutenção é de 38957,51€. Não se incluiu neste valor a eventual contratação de seguro para a instalação, particularmente para o gerador fotovoltaico.

A Figura 4-9 mostra o balanço anual de energia aplicável ao sistema no ano em que se considera que a potência do gerador fotovoltaico vale 80% da sua potência nominal e que a capacidade da bateria é 80% da capacidade nominal.

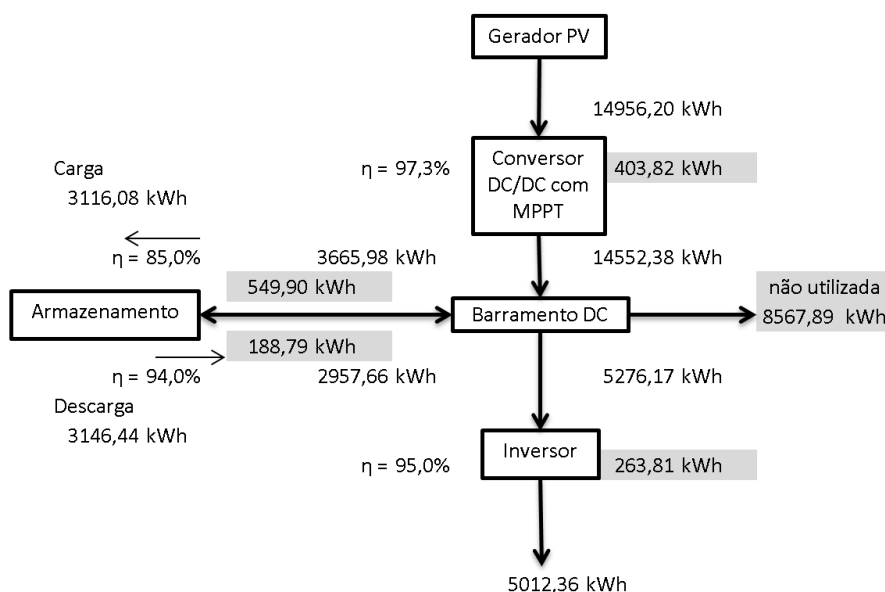


Figura 4-9 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos

A leitura da Figura 4-9 permite perceber que dos 14956,2 kWh produzidos no gerador fotovoltaico apenas 33,51% são efetivamente consumidos na instalação (5012,36 kWh). A parcela de energia excedente, que tem de ser dissipada, correspondente à diferença entre a produção e o somatório do consumo com as perdas, representa 57,29% da energia produzida. Como se explica adiante, este excesso de produção ocorre fundamentalmente nos meses que não os de inverno, devendo-se ao facto do sistema ter de ser capaz de satisfazer o consumo na situação de produção mais desfavorável. As perdas totais no sistema (sem o excesso referido) valem 1406,31 kWh por ano, representando 9,4% do total de energia produzida no gerador e correspondendo a 28,06% do valor da energia consumida na instalação. As perdas na bateria, no processo de carga e descarga, representam a maioria das perdas totais, concretamente 52,53%. Importa referir que o valor das perdas é constante ao longo dos anos da análise, supondo constante o consumo da instalação.

A Figura 4-10 mostra o valor da energia que se espera que seja produzida em cada um dos 20 anos do estudo. Esta figura foi construída admitindo que a perda de produção dos painéis ocorre de forma uniforme ao longo dos anos, correspondendo a uma perda anual de 1% (20%/20 anos).

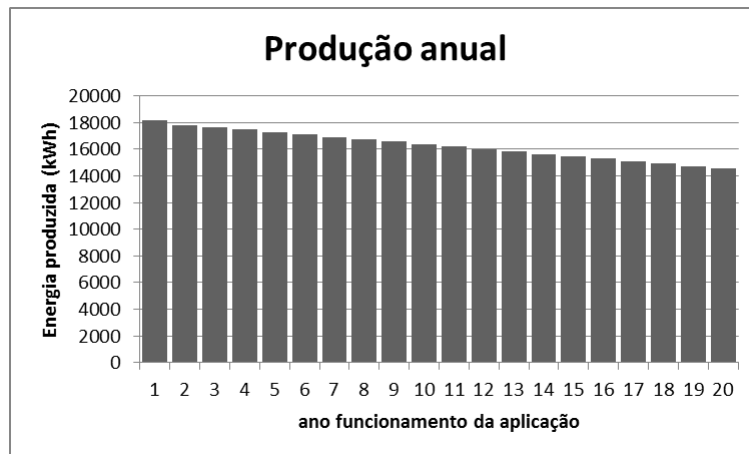


Figura 4-10 Produção anual ao longo dos anos de funcionamento

O valor da energia produzida em excesso num determinado ano varia ao longo dos respetivos meses (e mesmo com os dias do mês), tendendo a ser inferior nos meses de inverno por força da menor produção fotovoltaica e do maior consumo de eletricidade na habitação. A Figura 4-11 mostra esse comportamento para um dia representativo de cada mês (adotou-se a primeira quarta-feira) do primeiro e último ano de funcionamento do sistema (gerador com perda de produção face ao valor nominal).

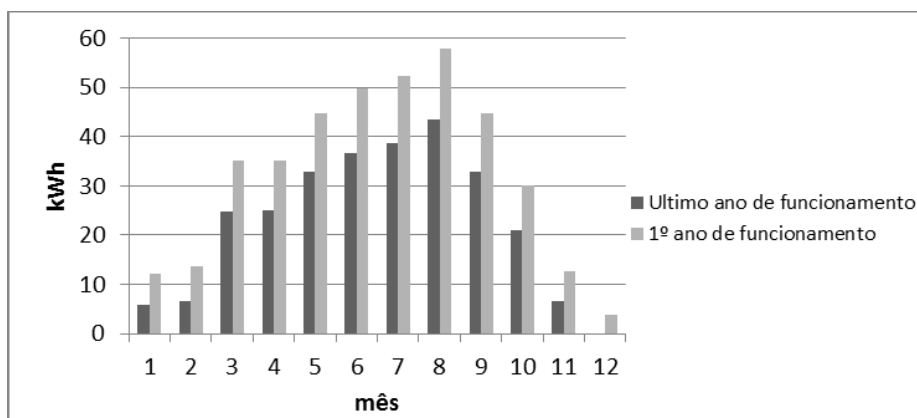


Figura 4-11 Representativo excesso de energia no início e no fim do projeto

A análise da Figura 4-12 permite concluir pela existência de um excedente de produção que pode ser utilizado para a produção de AQS através da utilização de uma resistência elétrica que permita dissipar esta energia (ou parte dela) num termoacumulador. Note-se que, numa parte significativa do ano, a energia em excesso é suficiente para satisfazer as necessidades diária de AQS. Com efeito, como calculado na secção 3.5, o valor de energia associado às AQS diárias é igual a 4 kWh, o qual é inferior ao valor mínimo de energia excedente na maior parte dos dias dos meses, representados na Figura 4-12.

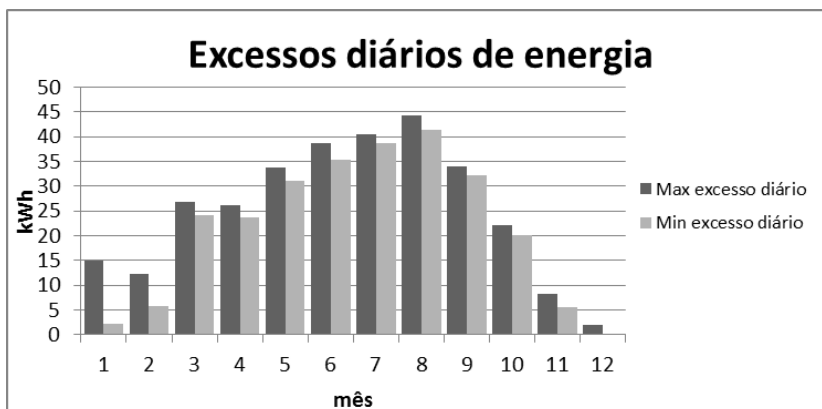


Figura 4-12 Excesso de energia diária (sistema dotado com PV)

A Figura 4-12 mostra também os valores máximos de energia excedente produzida diariamente, permitindo perceber que mesmo nos meses com menor excedente é possível produzir água quente com base no excedente da energia fotovoltaica. Note-se que os valores apresentados na Figura 4-12 estão referidos ao barramento DC, devendo ser multiplicados pelo rendimento do inversor caso se pretenda utilizar, para aquecer as AQS, uma resistência ligada ao lado AC do sistema (isto não altera a conclusão geral acima apresentada).

A Figura 4-13 mostra o comportamento do SOC médio mensal no primeiro e último ano de funcionamento do sistema.

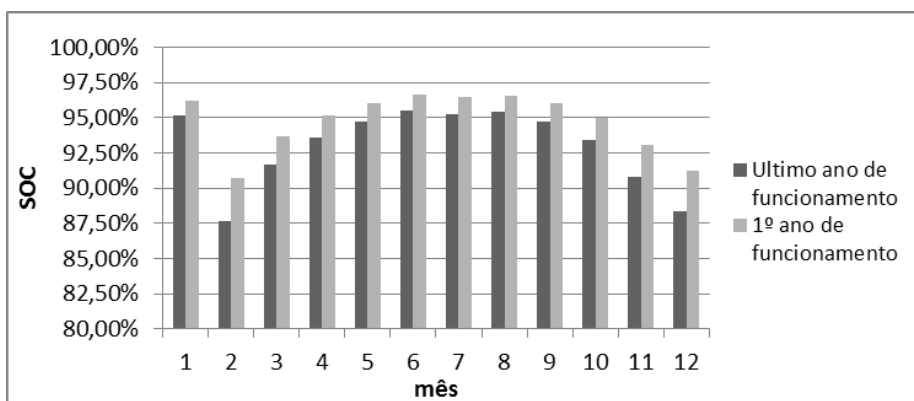


Figura 4-13 Representativo SOC início e no fim do projeto (sistema dotado com PV)

Note-se que os valores do SOC tendem a diminuir ao longo dos anos, uma vez que se admite igual perfil de energia a ser fornecido pelas baterias, enquanto a sua capacidade se vai reduzindo (1% /ano). Este facto faz com que a estimativa da longevidade das baterias, efetuada com base nos dados aplicáveis ao último ano do período de simulação, seja pessimista.

A título de exemplo, mostra-se na Figura 4-14 e na Figura 4-15 a evolução do SOC nos meses de julho e de dezembro do último ano da simulação (em que a capacidade total das baterias é assumida como sendo igual a 80% do seu valor nominal). Estas figuras mostram que os níveis

de carga da bateria variam ao longo dos dias (devido às variações na carga) entre um valor mínimo e o SOC unitário, salvo em dezembro onde ocorrem situações em que o SOC máximo diário é inferior à unidade. Aliás, o SOC mínimo verificado ocorre neste mês, correspondendo ao valor de 32,19% como se ilustra na Figura 4-15 e no Quadro 4-7.

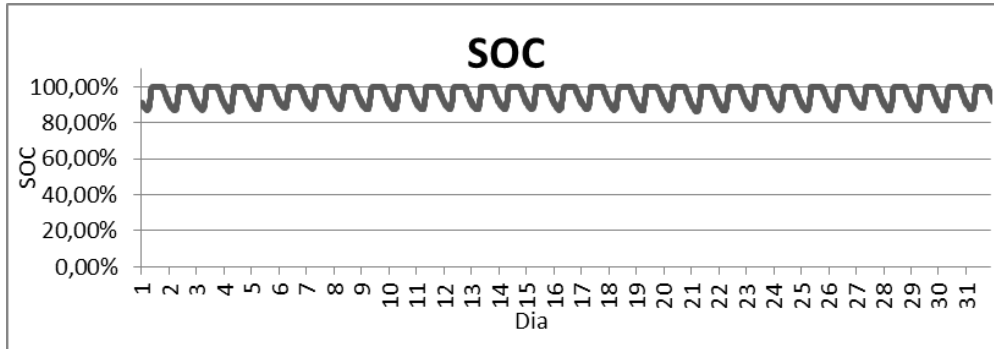


Figura 4-14 Valores do SOC no mês de julho (sistema dotado com PV)

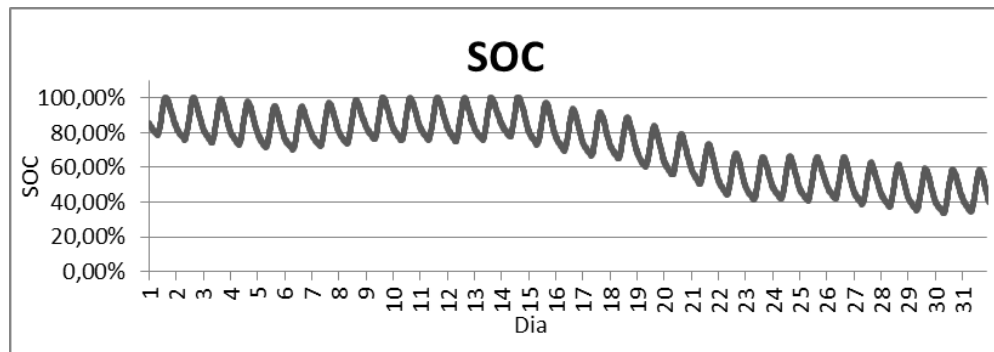


Figura 4-15 Valores do SOC no mês de dezembro (sistema dotado com PV)

A Figura 4-16 representa o comportamento do SOC obtido para o primeiro dia de setembro, onde se pode constatar que o SOC permanece durante um tempo considerável igual a 1. Esta situação deve-se ao facto da produção PV ser igual ou superior ao consumo durante este período. Este tipo de comportamento verifica-se durante a maioria dos dias do ano. Contudo, há dias em que tal não ocorre, como se pode constatar na Figura 4-17 que corresponde ao dia 24 de dezembro.

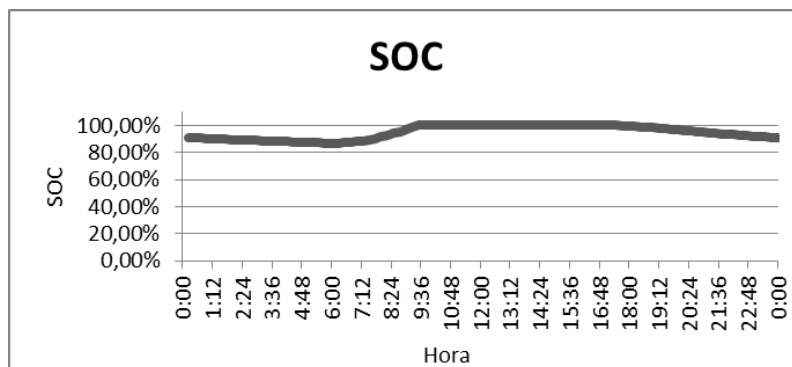


Figura 4-16 Valores do SOC no dia 1 de setembro (sistema dotado com PV)

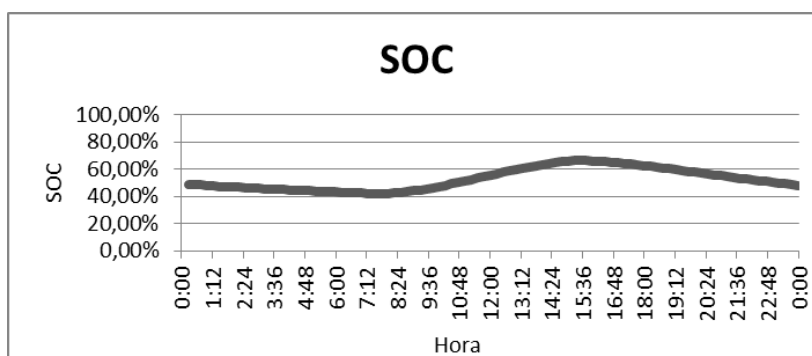


Figura 4-17 Valores do SOC no dia 24 de dezembro (sistema dotado com PV)

Para garantir continuidade do funcionamento no segundo ano sem que o abastecimento seja posto em causa, avaliou-se o impacto produzido pelo facto do sistema, no segundo ano, iniciar o funcionamento com um SOC do armazenamento inferior à unidade. O Figura 4-18 mostra que no primeiro dia do segundo ano de funcionamento o SOC recupera o valor unitário e que, nos dias seguintes, se verifica um comportamento semelhante ao verificado no mês de janeiro do primeiro ano de funcionamento do sistema.

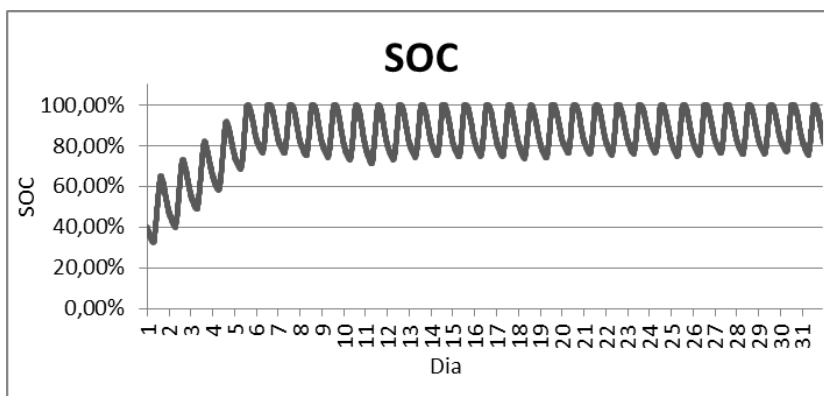


Figura 4-18 Valores do SOC do mês de janeiro (2º ano) (sistema dotado com PV)

### 4.3 Sistema autónomo dotado de produção fotovoltaica e microeólica

#### 4.3.1 Caracterização dos equipamentos utilizados

Os equipamentos referentes ao gerador fotovoltaico utilizados para este caso são os mesmos da secção 4.2.1. O inversor/carregador adotado para a interface entre os barramentos DC (onde ligarão o gerador PV e o sistema de armazenamento) e o barramento AC (onde ligam a carga e o gerador eólico) é também o mesmo do caso anterior.

Além destes equipamentos, foram ainda considerados os geradores microeólicos cujas características se apresentam no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 Dados das microeólicas

Gerador microeólico	1	2	3
Potencia Nominal eólica (W)	3000	5000	1800
Potencia Pico (W)	3400	5400	2400
Tensão Vac	230	220	230
Cut-in (m/s)	3	4	3,5
Cut-out (m/s)	50	50	63
Vrat (m/s)	12	11	9,7
Altura da instalação (m)	8	8	15
Custo Eólica (€)	10150,14	14700	8367,24
Inversor escolhido	WB 3300		
Custo Inversor (€)	1758		
$\eta$ inversor/controlador	94,7		

Os valores apresentados para os geradores microeólicos restringiram-se às necessidades do modelo. Note-se que apenas para um dos geradores foi necessário adotar um conversor eletrónico (inversor para controlo e ligação à rede). Os restantes vêm já dotados deste equipamento, sendo que, nestes casos, se assume que a potência disponibilizada à saída do conversor integrado é a potência nominal indicada para o gerador.

O custo anual de operação e manutenção considerado para os geradores microeólicos foi de 50 €.

#### 4.3.2 Resultados e respetiva análise

Naturalmente, as velocidades do vento, recolhidas a 10 metros de altura, foram adaptadas para a altura da instalação recorrendo à equação (2.6) e utilizando um coeficiente de rugosidade igual a 0,14 (moderadamente rugoso).

O Quadro 4-9 mostra os resultados obtidos nas três simulações acima referidas, permitindo concluir que a solução economicamente mais vantajosa corresponde à utilização do gerador microeólico 3.

Quadro 4-9 Valores obtidos para sistema com gerador PV e microeólico

Gerador microeólico		1	2	3
Gerador Fotovoltaico	Total de painéis	39	39	39
	Número de painéis fotovoltaicos por fileira	3	3	3
	Número de fileiras	13	13	13
	Potência (kWp)	9,7 <sup>(1)</sup> / 7,8 <sup>(2)</sup>	9,7 <sup>(1)</sup> / 7,8 <sup>(2)</sup>	9,7 <sup>(1)</sup> / 7,8 <sup>(2)</sup>
Sistema de armazenamento elétrico	Total de baterias	48	48	48
	Numero de baterias em série	4	4	4
	Número de paralelos de series de baterias	12	12	12
	Capacidade de armazenamento (kWh)	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,688 <sup>(4)</sup>	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,688 <sup>(4)</sup>	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,688 <sup>(4)</sup>
	SOC mínimo (%)	44,27%	40,75%	43,98
	Vida útil das baterias (anos)	13,03	13,07	13,14
Custo global (€)		51865,65	54657,51	48324,75

(1) valor de potência de pico correspondente à potência nominal dos painéis

(2) valor da potência após perda de 20% da capacidade de produção

(3) valor da energia armazenável correspondente à capacidade nominal

(4) valor da energia armazenável após perda de 20% da capacidade nominal

A Figura 4-19 mostra a solução determinada, a qual apresenta um custo de 48324,75€ para os 20 anos de funcionamento da aplicação. Note-se que este custo é superior em 19,38% face à situação de existir apenas o gerador fotovoltaico. Este desempenho económico menos bom deve-se, em boa medida, à produção anual expectável para o gerador microeólico. Esta produção é de apenas 571,47 kWh, o que representa um valor muito baixo para o investimento que o gerador envolve.

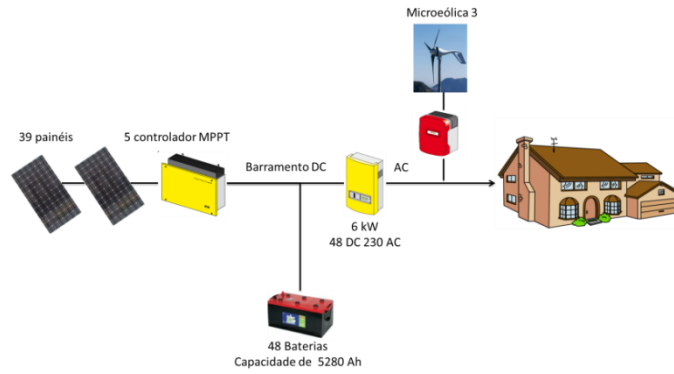


Figura 4-19 Esquema final do sistema dotado com gerador PV e microeólico

A análise que se segue é efetuada considerando que o gerador PV e as baterias têm apenas 80% das suas capacidades (ou seja, considerando o funcionamento do sistema no final da sua vida útil). As consequências desta situação foram já avaliadas na secção 4.2.2, sendo que também aqui se fazem sentir.

A Figura 4-20 mostra o balanço anual de energia aplicável a esta situação.

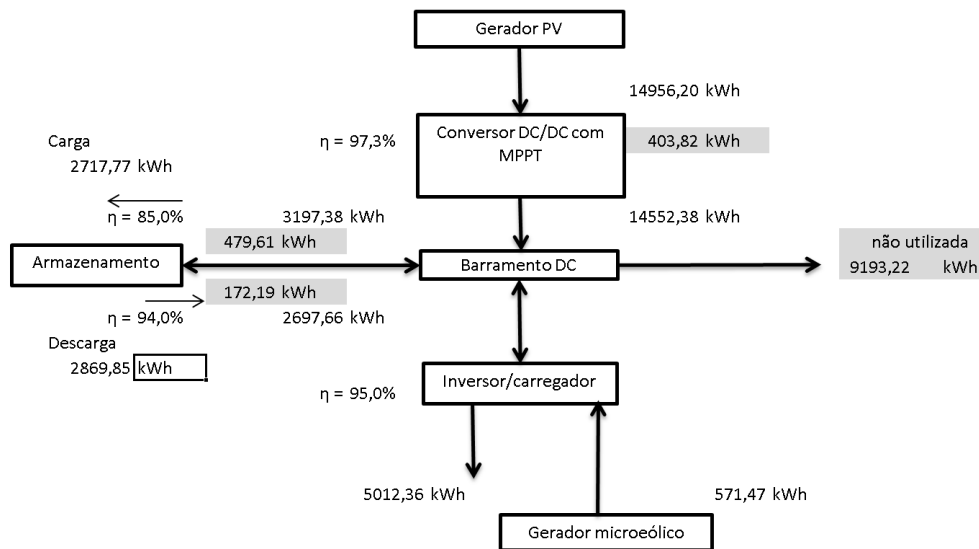


Figura 4-20 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microeólica

Esta figura permite perceber que a produção do gerador fotovoltaico corresponde a 14956,2 kWh (à saída dos painéis) e a produção da turbina microeólica é de 571,47 kWh (à saída do seu controlador). O total de energia produzida é, nestas circunstâncias, igual a 15527,67 kWh. O excesso de energia, que, como referido anteriormente, pode ser parcialmente utilizado para a produção de AQS, corresponde a 9193,22 kWh. Este excesso, que tem de ser dissipado, corresponde à diferença entre a produção e o somatório do consumo com as perdas, representando 59,21% da energia produzida. Como referido anteriormente na secção 4.2.2 o excesso de energia ocorre fundamentalmente nos meses de que não os de inverno, devendo-se a necessidade de satisfação dos consumos nos meses mais desfavoráveis

(Inverno). Do total de energia produzida apenas 32,28% são efetivamente consumidos na instalação (5012,36 kWh).

As perdas totais no sistema (sem o excesso referido) valem 1322,09 kWh, representando 8,51% do total de energia produzida nos geradores e a 26,38% do valor da energia consumida na instalação. As perdas no sistema de armazenamento, devidas ao processo de carga e descarga, representam a maioria das perdas totais, concretamente 49,3%.

A Figura 4-21 mostra a evolução do estado de carga do sistema de armazenamento no mês de dezembro, no qual se verifica a ocorrência do SOC mínimo anual. Relativamente à situação em que apenas existia o gerador PV, verifica-se que o valor do SOC mínimo é, neste caso superior.

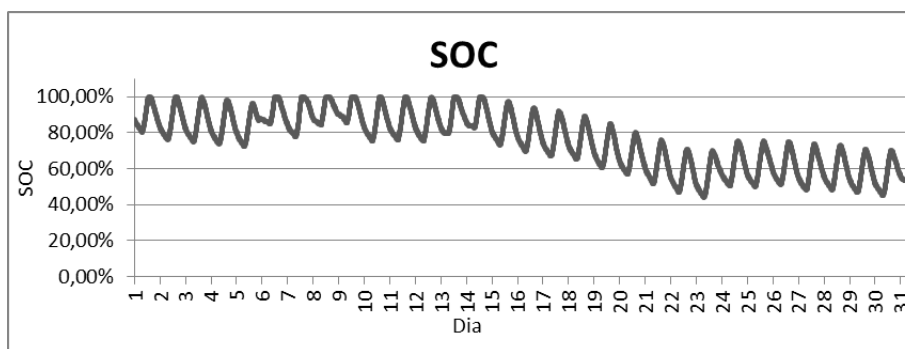


Figura 4-21 Valor do SOC no mês dezembro (sistema dotado com PV e microeólica)

Na Figura 4-21 e Figura 4-22 mostra-se que os níveis de carga da bateria variam ao longo dos dias (devido às variações na carga e da produção) entre o valor mínimo e o valor máximo de carga (valor unitário), salvo no mês de dezembro onde em alguns dias os SOC máximo diário é inferior à unidade. O valor de SOC mínimo ocorrido neste período, corresponde ao valor de 43,98 como se ilustra na Figura 4-21 e no Quadro 4-9.

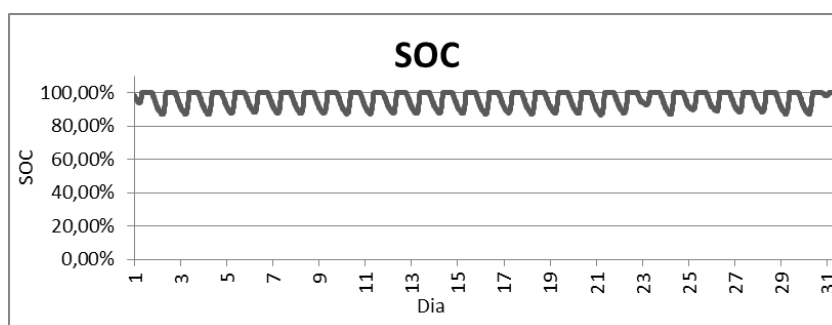


Figura 4-22 Valor do SOC no mês julho (sistema dotado com PV e microeólica)

A Figura 4-23 representa o comportamento do SOC obtido para o primeiro dia de setembro, onde se pode constatar, tal como no caso do estudo anterior, que o respetivo valor permanece algum tempo no valor máximo. Esta situação deve-se ao facto da produção dos geradores ser

igual ao superior à carga neste período. Contudo, como referido anteriormente há dias em que tal não ocorre, como se pode verificar pela Figura 4-24 que corresponde ao dia 23 de dezembro, onde também é atingido o valor mínimo de SOC da aplicação.

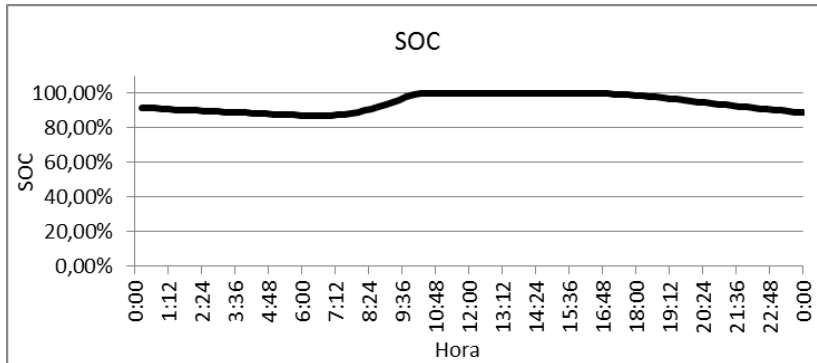


Figura 4-23 Valor do SOC no dia 1 setembro (sistema dotado com PV e microeólica)

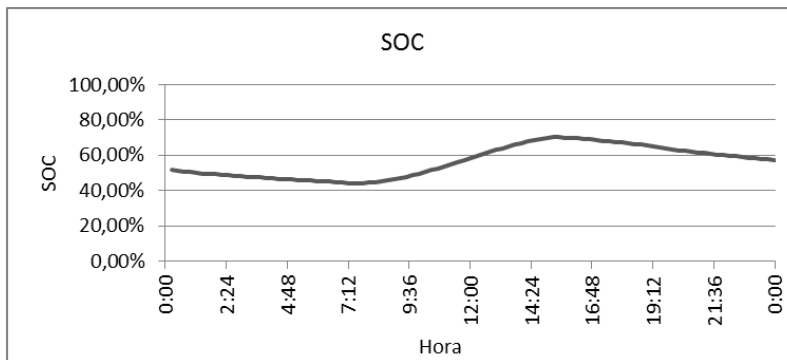


Figura 4-24 Valor do SOC no dia 23 de dezembro (sistema dotado com PV e microeólica)

Pela análise da Figura 4-23 conclui-se que existe um excedente de produção que poderá ser utilizada para a produção de AQS através da utilização de uma resistência elétrica, permitindo dissipar a energia (ou parte dela) no termoacumulador. Assim como no caso de estudo anterior, numa parte significativa do ano, a energia em excesso é suficiente para a produção diária de AQS. Como o valor diário de energia necessária para o AQS é de 4 kWh (valor calculado na secção 3.5), o valor mínimo de excedente de energia em grande parte dos dias do ano é suficiente, como se observa na Figura 4-25.

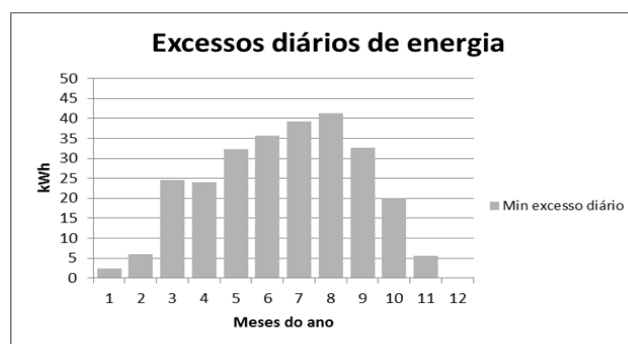


Figura 4-25 Excesso mínimo de energia diária mensal (sistema dotado com PV e microeólica)

Note-se que os valores apresentados na Figura 4-25 encontram-se referidos ao barramento DC devendo ser multiplicados pelo rendimento do inversor caso se pretenda utilizar, para aquecer as AQS, uma resistência ligada ao lado AC do sistema.

A Figura 4-26 e Figura 4-27 permitem comparar a evoluções do SOC nos meses de julho e dezembro para o caso em que apenas existe gerador fotovoltaico e aquele em que existe o gerador fotovoltaico e o gerador microeólico.

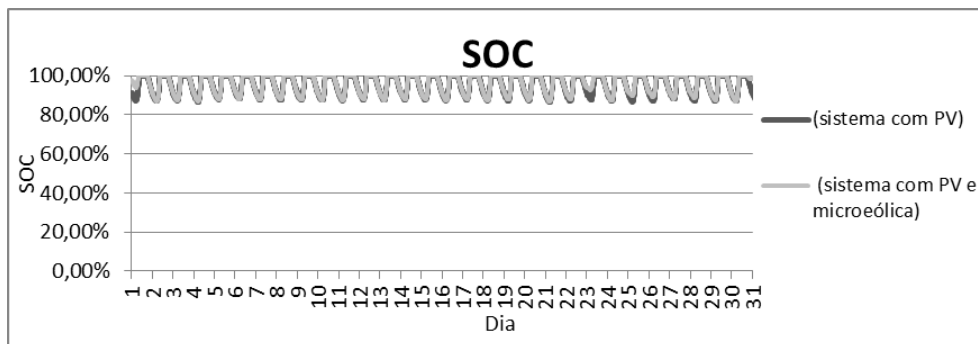


Figura 4-26 Valor do SOC no mês de julho para ambos os sistemas

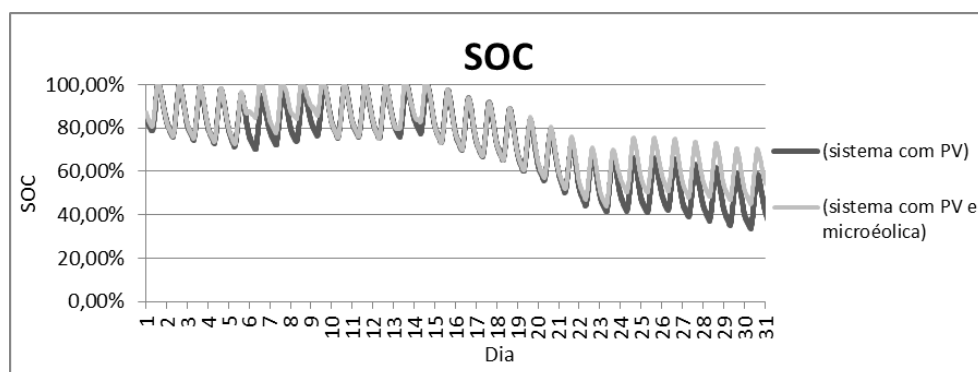


Figura 4-27 Valor do SOC no mês de dezembro para ambos os sistemas

Verifica-se que a evolução do SOC no mês de julho é muito idêntica para ambos os sistemas (PV e PV + microeólica). No mês de dezembro verifica-se uma maior tendência para valores de SOC inferiores no caso do sistema somente com gerador fotovoltaico.

Tal como no caso de estudo anterior, para garantir a continuidade do funcionamento do sistema no segundo ano, realizou-se o estudo referido na secção 4.2.2, respeitante à evolução do SOC. O comportamento deste assemelha-se ao sucedido no caso anterior.

## 4.4 Sistema autónomo dotado de produção fotovoltaica e microgeração

### 4.4.1 Caracterização dos equipamentos utilizados

As características dos equipamentos necessários à instalação do gerador fotovoltaico bem como das baterias para o sistema de armazenamento e do inversor/carregador são as consideradas na secção 4.2.1

A unidade de microgeração adotada para o estudo feito nesta secção tem as características que se apresentam no Quadro 4-10. Esta unidade utiliza como combustível o pellet.

Quadro 4-10 Características unidade de microgeração

Unidade micro CHP		
Potência Elétrica	0,3 a 2 ( $\pm 10$ )	kW
Potência térmica	3 a 16 ( $\pm 5$ )	kW
Custo	22200	€

Em concordância com o explicitado na secção 2.2.2.3, a relação entre a potência elétrica e térmica produzidas pela microgeração é um parâmetro crítico para a aplicação do modelo de dimensionamento/otimização proposto na secção 3.4.1. Neste caso, uma vez que se desconhece a relação efetiva (não disponibilizada pelo fabricante), adotou-se uma relação linear, que se explicita na Figura 4-28.

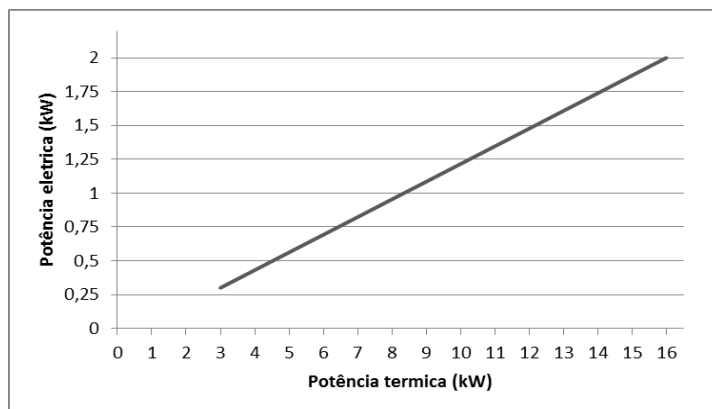


Figura 4-28 Relação entre potências elétrica e térmica da microgeração

A figura permite escrever a relação entre a potência elétrica e térmica como:

$$P_{elétrica} = 0,1308 \times P_{térmica} - 0,0923 \quad (4.1)$$

Onde

$P_{térmica}$  – Potência térmica produzida pelo micro CHP, em kW;

$P_{elétrica}$  Potencia elétrica produzida pelo micro CHP, em kW.

No Quadro 4-11 encontram-se as características disponibilizadas pelo fabricante para a caldeira convencional utilizada como referência na realização do estudo (e que, como se percebe do modelo apresentado na secção 3.5, é essencial à sua realização). Adotou-se para caldeira de referência uma máquina igualmente alimentada a pellets.

Quadro 4-11 Dados da caldeira convencional

Caldeira de referência		
Potência térmica	7,5 a 24	kW
Consumo máxima potência	5,5	kg/h
Custo	8000	€

O rendimento da caldeira convencional, com base na informação do fabricante, é de 87%. No caso da unidade de microcogeração, o rendimento global referido pelo fabricante é de 90%, sem, contudo, ser indicado o rendimento elétrico e térmico de forma separada. Não obstante, admitindo (o que é razoável) que esta unidade disponibiliza 2 kW de potência elétrica quando se encontra a produzir 16 kW de potência térmica, é possível estimar cada um dos rendimentos. Com efeito, nestas condições a caldeira produz um total de 18 kW de potência, absorvendo 20 kW (um valor dado por  $18/0,9$ ). Logo, os rendimentos térmico e elétrico podem ser calculados por:

$$\eta_{Térmico} (\%) = \frac{16 (kW)}{20 (kW)} \times 100 = 80 (\%) \quad (4.2)$$

$$\eta_{Eléctrico} (\%) = \frac{2 (kW)}{20 (kW)} \times 100 = 10 (\%) \quad (4.3)$$

O custo considerado para a energia primária a utilizar na unidade de microcogeração e na caldeira de referência corresponde ao preço do pellet, o qual foi considerado como valendo 166,67 €/tonelada. Considerou-se ainda que a energia disponível numa tonelada de pellet é igual a 5 MWh (ou seja 5 kWh/kg), o que permite estabelecer o custo desta energia em 0,0333 kWh.

O custo de manutenção adotado para a caldeira convencional foi de 60 € anuais, enquanto que para a unidade de microcogeração se adotou o valor de 100 € anuais.

A Figura 4-14 mostra os depósitos de água adotados como utilizáveis no dimensionamento do sistema, particularmente para serem aplicados como unidades de armazenamento térmico.

Quadro 4-12 Capacidade de armazenamento dos cilindros

Litros dos reservatórios		
INOX 150	150	Litros
INOX 200	200	Litros
INOX 300	300	Litros
INOX 400	400	Litros
INOX 500	500	Litros
INOX 750	750	Litros
INOX 1000	1000	Litros

O custo considerado por cada litro de armazenamento foi de 2,73 € para ambos os reservatórios (AQS e AT).

O armazenamento de energia térmica para posterior utilização no aquecimento de espaços é, quando aplicável, feito num cilindro do tipo “aquecimento direto”, ou seja, sem permutadores de calor sendo que a fonte de calor aquece diretamente a água que se encontra no cilindro. No caso do cilindro das AQS é utilizado um aquecimento indireto através da utilização de um permutador de calor. Considerou-se, em ambos os casos, um rendimento do processo de aquecimento igual a 95% (perdas nas tubagens).

O Quadro 4-13 refere os valores utilizados para a colocação da microcogeração em funcionamento, devido a necessidades elétricas e a necessidades térmicas.

Quadro 4-13 Valor adotados para ligação da microcogeração

$T_{MinAQ}$	50	°C
$T_{maxAQ}$	70	°C
$T_{Max}$	95	°C
$T_{MinAQS}$	45	°C
SOCmin	30	%
SOCseg	80	%

Considera-se a existência de um sistema de mistura de água quente e fria à saída do depósito de AQS para lidar com as situações em que se verificam temperaturas da água elevadas.

A capacidade considerada para o depósito de AQS foi de 200 litros.

O perfil de consumo térmico aplicado a cada um dos dias em que ocorre aquecimento de espaços (dos definidos na secção 3.5.) foi determinado com base nos valores médios diários da temperatura exterior em Viseu. A Figura 4-3 e a Figura 4-4 mostram as temperaturas médias diárias nos meses em que existe aquecimento habitacional.

Condicionou-se o funcionamento mínimo da unidade microcogeração como sendo de uma hora, para limitar os sucessivos arranques.

#### 4.4.2 Sistema sem armazenamento térmico

Com base nos modelos apresentados na secção 3.4.1 e com os dados da secção anterior, efetuou-se o cálculo da aplicação para o esquema da Figura 4-29.

Os resultados devolvidos pelo algoritmo de otimização são apresentados no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 Valores obtidos para o gerador PV, microcogeração e sistemas de armazenamento elétrico

Gerador Fotovoltaico	Total de painéis	24
	Número de painéis fotovoltaicos por fileira	3
	Número de fileiras	8
	Potência (kWp)	6 <sup>(1)</sup> / 4,8 <sup>(2)</sup>
Sistema de armazenamento elétrico	Total de baterias	48
	Numero de baterias em série	4
	Número de paralelos de series de baterias	12
	Capacidade de armazenamento (kWh)	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,68 <sup>(4)</sup>
	SOC mínimo (%)	35,65%
	Vida útil das baterias (anos)	20
Custo global (€)		40455,66

(1) valor de potência de pico correspondente à potência nominal dos painéis

(2) valor da potência após perda de 20% da capacidade de produção

(3) valor da energia armazenável correspondente à capacidade nominal

(4) valor da energia armazenável após perda de 20% da capacidade nominal

A Figura 4-29 mostra a solução adotada, a qual apresenta um custo de 40455,66€ para os 20 anos de funcionamento da aplicação. Note-se que este custo é muito idêntico a situação de existir apenas o gerador fotovoltaico (secção 4.2.2). Esta aproximação económica deve-se, em boa medida, à não existência de substituição das baterias ao longo do período de funcionamento. A vida útil espectável teve um acréscimo de 11 para 20 anos, o que faz com que se obtenha este custo muito idêntico.

A introdução da microgeração permitiu diminuir 15 painéis no gerador fotovoltaico, permanecendo o sistema de armazenamento com a mesma dimensão. Esta redução significativa no número de painéis é justificada pela contribuição considerável na produção de energia por parte da microgeração.

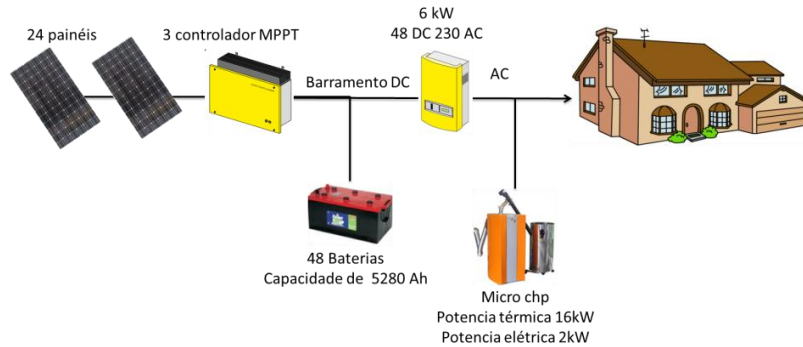


Figura 4-29 Esquema do sistema final autónomo dotado com gerador PV e microgeração sem armazenamento térmico

A análise que se segue é efetuada considerando que o gerador PV e as baterias têm apenas 80% das suas capacidades (ou seja, considerando o funcionamento do sistema no final da sua vida útil). As consequências desta situação foram já avaliadas na secção 4.2.2, sendo que também aqui se fazem sentir.

A Figura 4-30 mostra o balanço anual de energia aplicável a esta situação. Esta figura permite perceber que a produção do gerador fotovoltaico é, neste caso, de 9203,82 kWh, sendo que a unidade de microgeração tem uma produção elétrica igual a 1314,98 kWh (lado AC). Consequentemente, a produção total de eletricidade no sistema perfaz um total 10518,8 kWh. Do total de energia produzida apenas 47,65% são efetivamente consumidos na instalação (5012,36 kWh).

O excesso de energia corresponde a 4381,18 kWh, (que, como referido anteriormente, pode ser parcialmente utilizada para a produção de AQS).

A parcela de energia excedente, que tem de ser dissipada, representa 41,65% da energia total produzida, valor consideravelmente menor que o referente aos sistemas das secções anteriores. O maior excesso mensal ocorre nos meses de verão, devido à maior produção fotovoltaicas e aos menores consumos neste período. No caso dos dias o maior excesso de energia é uniforme ao longo de todo o ano, devido a contribuição da microgeração nos meses de inverno, ao contrário do esquema apresentado na secção 4.2.2.

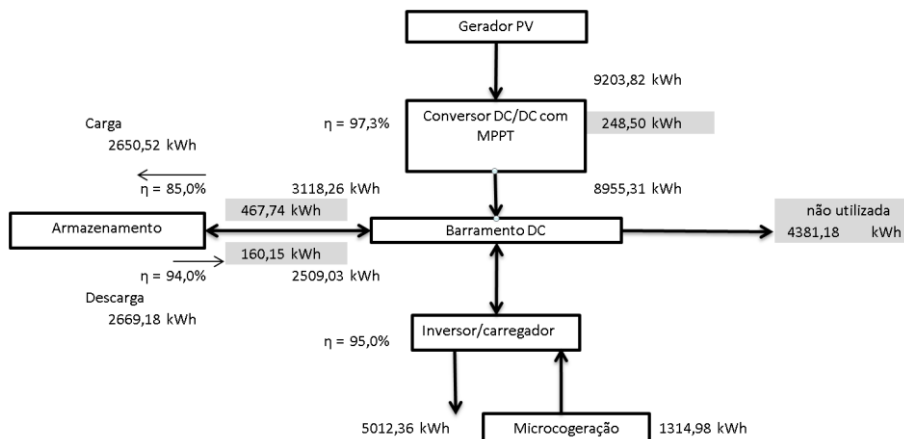


Figura 4-30 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microgeração

As perdas totais no sistema (sem o excesso referido) valem 1125,26 kWh por ano, representando 10,7% do total de energia produzida no gerador e correspondendo a 22,45% do valor da energia consumida na instalação. As perdas na bateria, no processo de carga e descarga, representam a maior parte das perdas totais, concretamente 55,8 %.

A análise da Figura 4-31 permite concluir que, em muitos meses, o excedente de energia é suficiente para a produção de AQS, através da utilização de uma resistência elétrica que permita dissipar esta energia (ou parte dela) num termoacumulador.

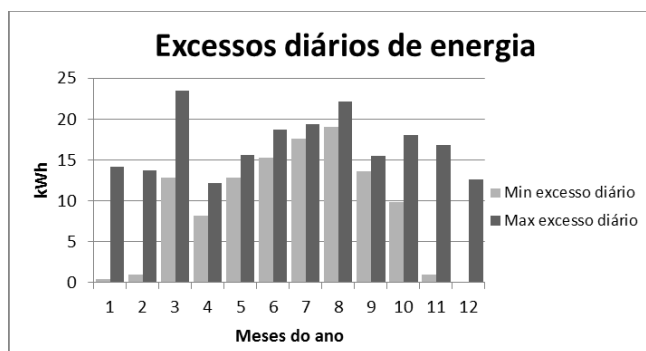


Figura 4-31 Excesso mínimo e máximo de energia diária mensal (sistema dotado com PV e microgeração)

Note-se que os valores apresentados na Figura 4-31 encontram-se referidos ao barramento DC, devendo ser multiplicados pelo rendimento do inversor caso se pretenda utilizar, para aquecer as AQS, uma resistência ligada ao lado AC do sistema.

As Figura 4-32 e Figura 4-33 mostram a evolução do estado de carga (SOC) nos meses de julho e Dezembro. Note-se que, em grande parte do mês de dezembro, o SOC máximo é inferior a 100%.

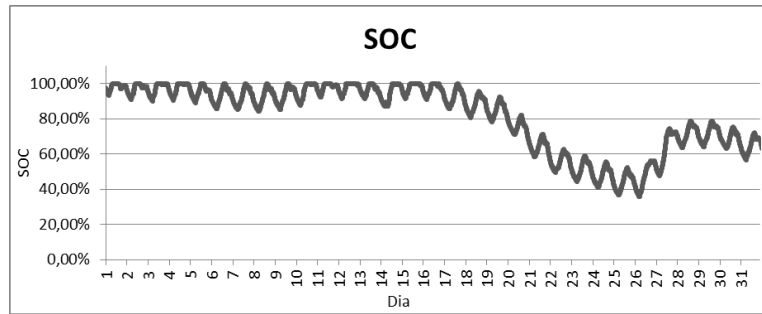


Figura 4-32 Valores do SOC no mês dezembro (sistema dotado com PV e microgeração)

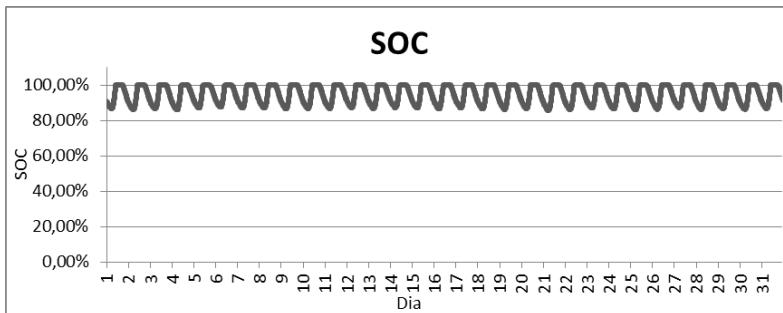


Figura 4-33 Valore do SOC no mês julho (sistema dotado com PV e microgeração)

As Figura 4-34 e Figura 4-35 mostram a variação diária do SOC em dois dias do ano. O valor de SOC mínimo ocorre no dia representado na Figura 4-35, tomando o valor de 35,65%.

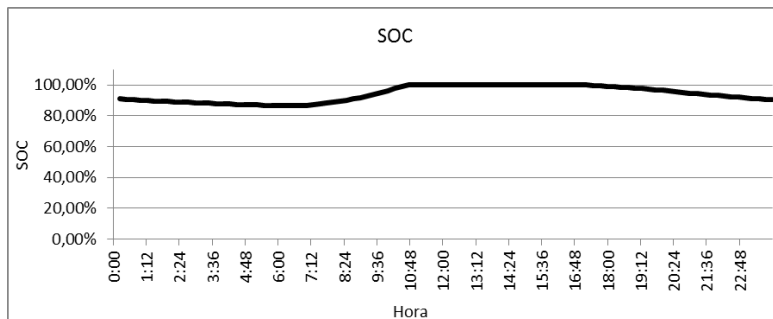


Figura 4-34 Valore do SOC no dia 1 de setembro (sistema dotado com PV e microgeração)

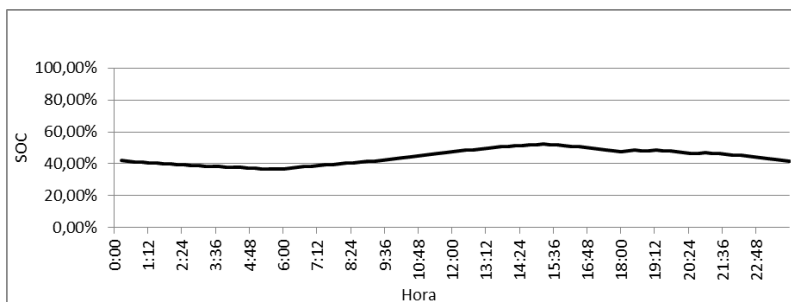


Figura 4-35 Valor do SOC no dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e microgeração)

Tal como nos casos de estudo anteriores, para garantir a continuidade do funcionamento no segundo ano, sem que o abastecimento seja posto em risco, avaliou-se a evolução do SOC no primeiro mês do segundo ano. A Figura 4-36 mostra a recuperação do SOC da bateria no terceiro dia do segundo ano de funcionamento.



Figura 4-36 Valores do SOC do mês de janeiro (2º ano) (sistema dotado com PV e microcogeração)

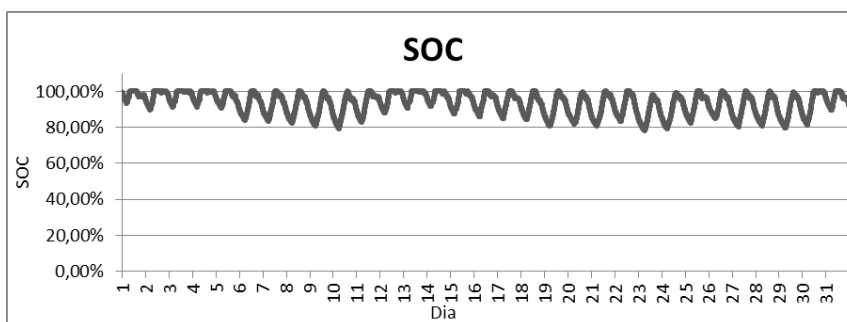


Figura 4-37 Valores do SOC do mês de janeiro (1º ano) (sistema dotado com PV e microcogeração)

#### 4.4.3 Sistema com armazenamento térmico

De acordo com o modelo apresentado na secção 3.4.2 e com os dados da secção 4.4.1, efetuou-se o cálculo da aplicação. Os resultados devolvidos pelo algoritmo de otimização são apresentados no Quadro 4-15.

Quadro 4-15 Valores obtidos para o gerador PV, microgeração e sistemas armazenamento térmico e elétrico

Gerador Fotovoltaico	Total de painéis	24
	Número de painéis fotovoltaicos por fileira	3
	Número de fileiras	8
	Potência (kWp)	6 <sup>(1)</sup> / 4,8 <sup>(2)</sup>
Sistema de armazenamento elétrico	Total de baterias	48
	Numero de baterias em série	4
	Número de paralelos de series de baterias	12
	Capacidade de armazenamento (kWh)	63,36 <sup>(3)</sup> / 50,688 <sup>(4)</sup>
	SOC mínimo (%)	24,53%
	Vida útil das baterias (anos)	20
Armazenamento térmico	AQH	1500 Litros
	AQS	200 Litros
Custo global (€)		45036,21

(1) valor de potência de pico correspondente à potência nominal dos painéis

(2) valor da potência após perda de 20% da capacidade de produção

(3) valor da energia armazenável correspondente à capacidade nominal

(4) valor da energia armazenável após perda de 20% da capacidade nominal

A Figura 4-38. mostra a solução adotada, a qual apresenta um custo de 45036,21€ para os 20 anos de funcionamento. Note-se que este custo é superior em 13,50% face à situação de existir apenas o gerador fotovoltaico e superior em 10,17% face à situação em que se adota gerador fotovoltaico e microgeração sem armazenamento.

A dimensão do acumulador para o AT determinado no processo de otimização foi de 1500 litros. Considera-se que o existirá esta dimensão para termoacumulador.

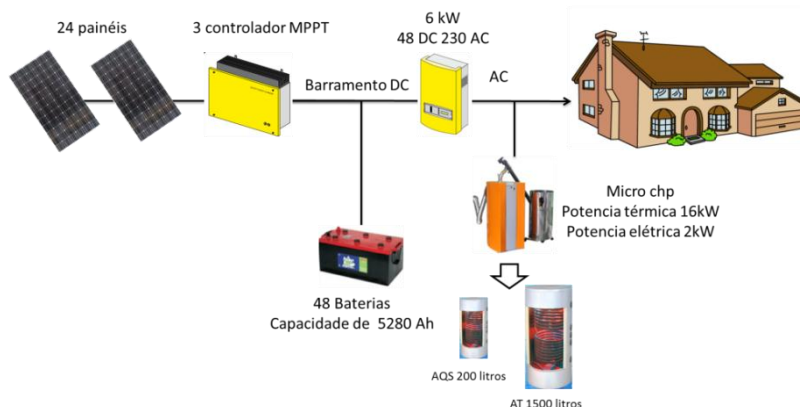


Figura 4-38 Esquema do sistema final autónomo dotado com gerador PV e microgeração com armazenamento térmico

O aumento do custo da aplicação face à apresentada em 4.2.2 deve-se essencialmente aos custos relacionados com a unidade de microgeração. Relativamente à situação sem AT, o custo é superior deve-se aos custos associados aos armazenamentos térmicos considerados.

A análise que se segue e é efetuada considerando que o gerador PV e as baterias têm apenas 80% das suas capacidades (ou seja, considerando o funcionamento do sistema no final da sua vida útil). As consequências desta situação foram já avaliadas na secção 4.2.2, sendo que também aqui se fazem sentir.

A Figura 4-39 mostra o balanço anual de energia aplicável a esta situação. Esta figura permite perceber que a produção anual do gerador PV corresponde a 9203,82 kWh e a da unidade de microgeração a 1653,75 kWh (lado AC), perfazendo um total de 10857,57 kWh anual. O excesso de energia elétrica corresponde a 4725,75 kWh, a qual é integralmente dissipada nos depósitos de água, tal como se explicou na secção 3.4.2.

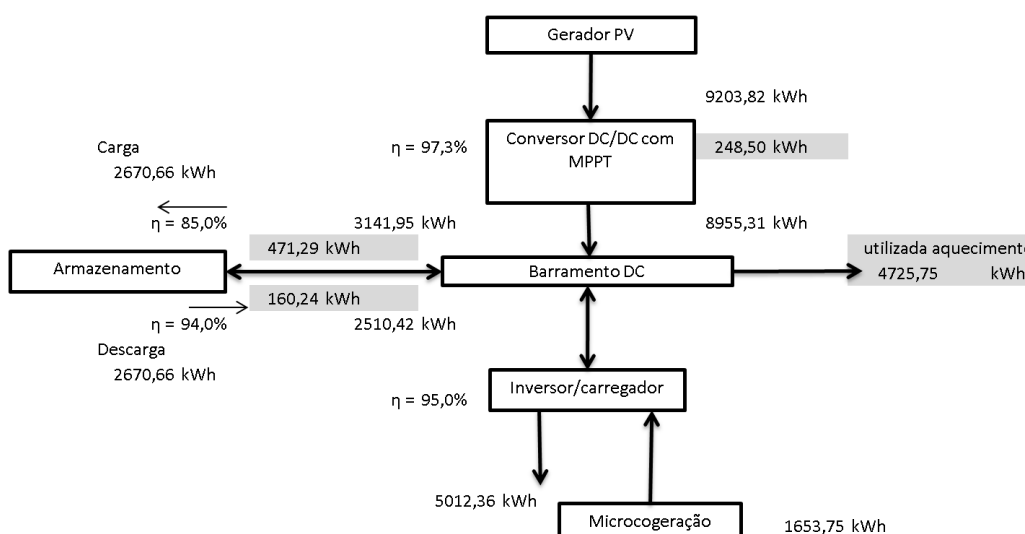


Figura 4-39 Balanço de energia do sistema dotado com painéis fotovoltaicos e microgeração com armazenamento térmico

As perdas totais no sistema valem 1119,46 kWh por ano, representando 10,31% do total de energia produzida nos geradores. As perdas na bateria, no processo de carga e descarga, representam a maioria parte das perdas totais, concretamente 56,41 %.

Na Figura 4-40 e na Figura 4-41 mostra-se evolução do SOC nos meses de dezembro e julho ao longo dos dias. Note-se que, no mês de dezembro correm, em alguns dias, valores de SOC máximo inferiores à unidade. O SOC mínimo ocorre neste mês, correspondendo ao valor de 24,53% como ilustra a Figura 4-40 e no Quadro 4-15.

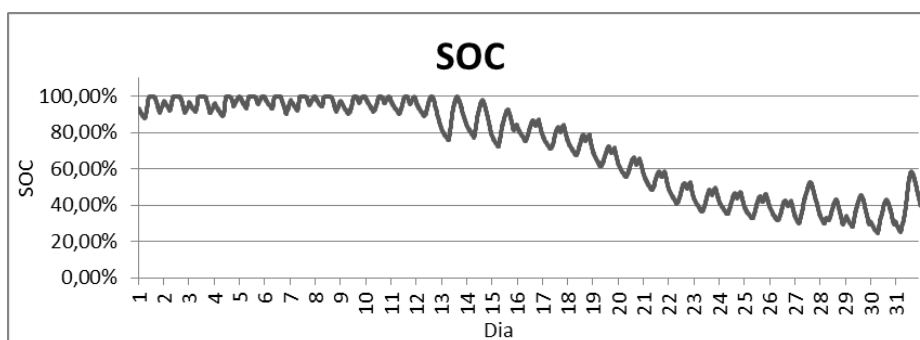


Figura 4-40 Valor do SOC no mês dezembro (sistema com PV e microcogeração com AT)

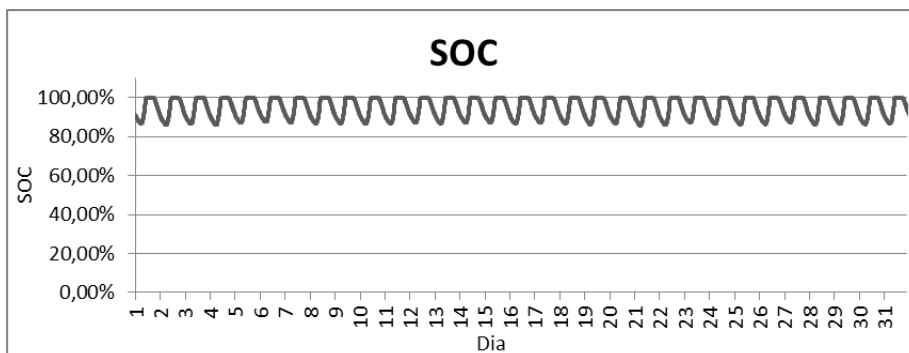


Figura 4-41 Valor do SOC no mês de julho (sistema com PV e microcogeração com AT)

Para garantir que a continuidade do funcionamento do sistema no segundo ano realizou-se o estudo referido na secção 4.4.2, respeitante à evolução do SOC. O comportamento deste assemelha-se muito ao caso descrito na secção anterior.

O funcionamento da microcogeração como referido anteriormente poderá ocorrer por necessidades térmicas ou elétricas. A Figura 4-42 permite perceber um dia em que a unidade de microcogeração funcionou por necessidades elétricas (para garantir o SOC mínimo da bateria). Este dia ocorreu no mês de dezembro, e é perceptível na Figura 4-42 devido ao facto da temperatura da água no AT ter sofrido um aumento relativamente aos limites pré estabelecidos para o AQH.

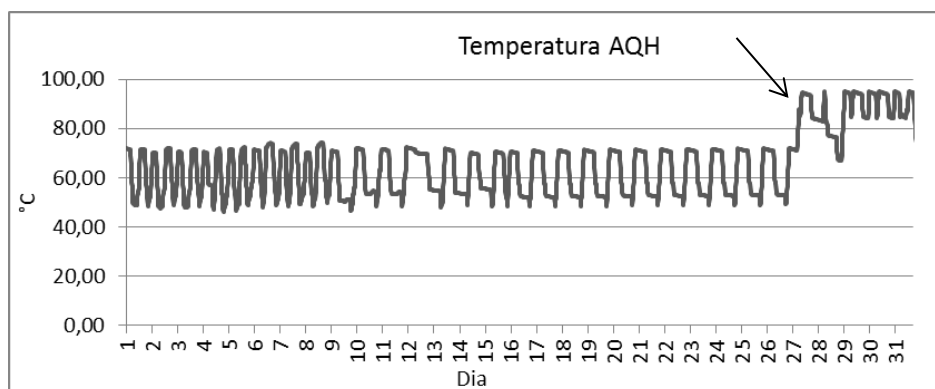


Figura 4-42 Variação da temperatura AQH ao longo do mês de dezembro

Nos restantes meses de aquecimento habitacional, a temperatura no armazenamento tem um comportamento idêntico ao dos da maioria dos dias representados na Figura 4-42.

Na Figura 4-43 mostra-se o comportamento da temperatura no AT ao longo de um dia típico (1 de novembro) de aquecimento.

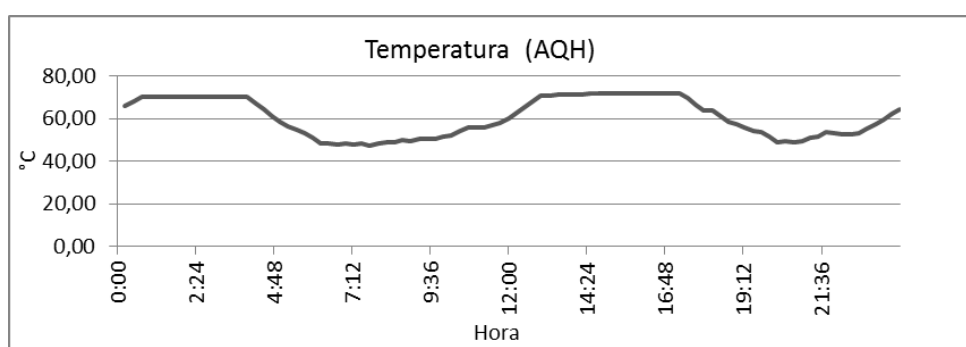


Figura 4-43 Comportamento da temperatura AQH ao longo do dia 1 de novembro

As temperaturas médias mensais da água do AT encontram-se representadas no Quadro 4-16, verificando-se que o valor médio da temperatura situa-se em torno dos 64 °C.

Quadro 4-16 Temperaturas médias mensais da água do armazenamento

Temperaturas médias mensais no armazenamento térmico					
janeiro	fevereiro	março	outubro	novembro	dezembro
61,44	62,81	64,34	65,07	62,21	65,35

Na Figura 4-44 mostra-se o comportamento típico da temperatura no depósito de AQS no mês de julho. Com se observa nesta figura, a temperatura da água no interior do acumulador encontra-se sempre acima do valor predefinido como mínimo, permitindo concluir que o excedente de energia elétrica proveniente da produção fotovoltaica é suficiente para garantir o aquecimento das mesmas nos período de verão.

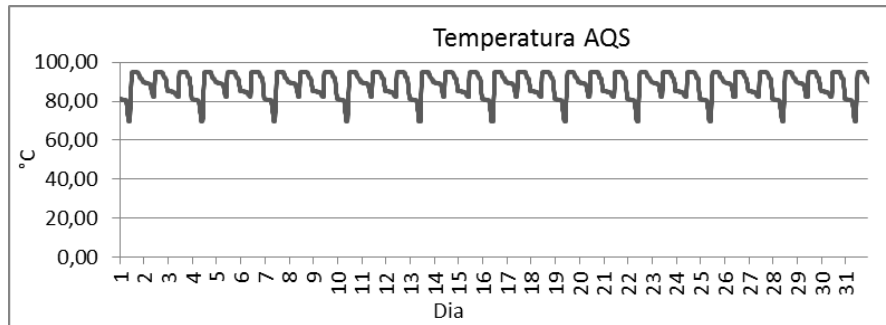


Figura 4-44 Variação da temperatura AQS ao longo do mês de julho

A Figura 4-45 mostra o comportamento da temperatura no depósito de AQS ao longo de três dias típicos de aquecimento.

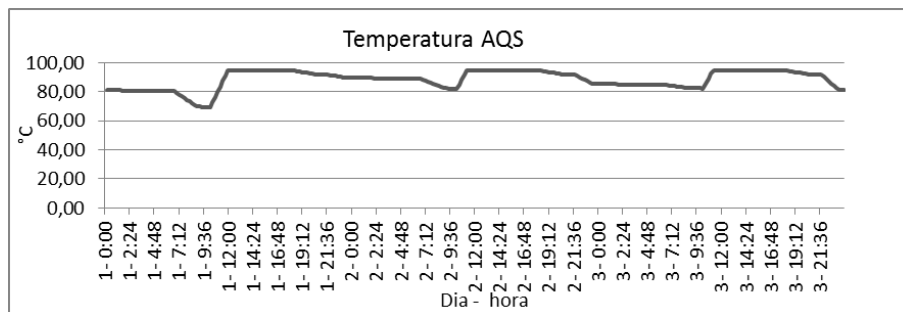


Figura 4-45 Variação da temperatura das AQS nos primeiros 3 dias do mês de julho

## 4.5 Comparação de resultados

Os resultados obtidos para os vários casos considerados nas secções anteriores permitem obter algumas conclusões importantes, nomeadamente:

- Em todos as configurações testadas, o número de baterias utilizadas manteve-se constante. Esta situação deve-se ao facto do sistema de armazenamento ser imposto pela restrição relacionada com a corrente de descarga máxima que se pode aplicar às baterias, como anteriormente referido. Importa referir que a dimensão do armazenamento permite ter uma reserva estratégica para lidar com situações de avaria na parte de produção dos sistemas autónomos. O Quadro 4-17 mostra, para o sistema dotado apenas de gerador PV, o consumo médio diário de eletricidade em cada mês do ano e o valor médio diário em cada mês da energia armazenada nas baterias. Nas duas últimas linhas desta tabela mostram-se as previsões dos dias de autonomia que o sistema apresenta em duas situações: i) quando se utiliza toda a energia das baterias; ii) utiliza-se a energia armazenada acima do SOC = 30%. Note-se que neste último caso o SOC = 30% é calculado com relação à capacidade da bateria no final da sua vida útil. Uma análise semelhante pode ser efetuada para os outros sistemas autónomos considerados neste trabalho.

Quadro 4-17 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Consumo diário médio (kWh)	16,2	15,2	13,7	12,5	12,2	12,8	13,1	12,6	12,5	12,9	14,1	17,0
Valor médio diário da energia armazenada (kWh)	44,5	45,4	47,0	47,9	48,4	48,5	48,3	48,2	47,8	47,1	45,6	36,2
Valor médio diário da energia armazenada acima do SOC = 30% (kWh)	29,3	30,2	31,8	32,7	33,2	33,2	33,1	33,0	32,6	31,9	30,4	20,9
Autonomia média (dias)	2,7	3,0	3,4	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8	3,6	3,2	2,1
Autonomia média considerando apenas a energia armazenada acima do SOC = 30% (dias)	1,8	2,0	2,3	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6	2,6	2,5	2,1	1,2

Os Quadro 4-18, Quadro 4-19 e Quadro 4-20 mostram as autonomias para os restantes casos estudados;

Quadro 4-18 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microeólica

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Consumo diário médio (kWh)	16,2	15,2	13,7	12,5	12,2	12,8	13,1	12,6	12,5	12,9	14,1	17,0
Valor médio diário da energia armazenada (kWh)	45,5	45,9	47,2	48,0	48,6	48,6	48,5	48,5	48,1	47,5	46,1	38,5
Valor médio diário da energia armazenada acima do SOC = 30% (kWh)	30,3	30,6	32,0	32,8	33,4	33,4	33,3	33,2	32,9	32,3	30,9	23,3
Autonomia média (dias)	2,8	3,0	3,4	3,8	4,0	3,8	3,7	3,8	3,9	3,7	3,3	2,3
Autonomia média considerando apenas a energia armazenada acima do SOC = 30% (dias)	1,9	2,0	2,3	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6	2,6	2,5	2,2	1,4

Quadro 4-19 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microgeração

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Consumo diário médio (kWh)	16,2	15,2	13,7	12,5	12,2	12,8	13,1	12,6	12,5	12,9	14,1	17,0
Valor médio diário da energia armazenada (kWh)	47,4	47,5	48,7	47,5	48,0	48,0	47,9	47,9	47,4	48,1	48,3	41,3
Valor médio diário da energia armazenada acima do SOC = 30% (kWh)	32,2	32,3	33,5	32,3	32,8	32,8	32,7	32,7	32,2	32,9	33,1	26,1
Autonomia média (dias)	2,9	3,1	3,6	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8	3,7	3,4	2,4
Autonomia média considerando apenas a energia armazenada acima do SOC = 30% (dias)	2,0	2,1	2,4	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6	2,6	2,5	2,3	1,5

Quadro 4-20 Autonomia do sistema com painéis fotovoltaicos e microgeração com AT

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Consumo diário médio (kWh)	16,2	15,2	13,7	12,5	12,2	12,8	13,1	12,6	12,5	12,9	14,1	17,0
Valor médio diário da energia armazenada (kWh)	47,6	48,1	48,1	47,5	48,0	48,0	47,9	47,9	47,4	48,1	48,4	36,4
Valor médio diário da energia armazenada acima do SOC = 30% (kWh)	32,4	32,9	32,9	32,3	32,8	32,8	32,7	32,7	32,2	32,9	33,2	21,2
Autonomia média (dias)	2,9	3,2	3,5	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8	3,7	3,4	2,1
Autonomia média considerando apenas a energia armazenada acima do SOC = 30% (dias)	2,0	2,2	2,4	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6	2,6	2,5	2,3	1,2

- Os valores de SOC mais baixos verificam-se sempre no mês de dezembro, o que permite inferir que o número de painéis fotovoltaicos a integrar no gerador PV é ditado por esse período do ano de funcionamento;
- Devido ao referido no item anterior, verifica-se um excesso considerável de produção numa parte significativa dos meses do ano, particularmente nos meses de verão, sendo em todos os casos suficiente para assegurar o aquecimento de águas quentes sanitárias;
- Os excessos de produção são inferiores nos sistemas dotados de unidades de microgeração e, dentro destes, menores no caso em que não se considera AT;

No caso da integração da microgeração constatou-se que a utilização de armazenamento térmico acarreta um custo maior mas possibilita uma maior flexibilidade de funcionamento, podendo a unidade de microgeração ser operado por necessidades térmicas e por necessidades elétrica com o aproveitamento de toda a energia produzida.

A vida espectável das baterias ácidas utilizadas nos casos de estudo corresponde ao valor calculado pelo modelo de previsão de longevidade, podendo ser necessário proceder a substituições mais frequentes ao longo do período de funcionamento. Esta maior frequência de substituição resulta da possibilidade das baterias, devido a reações químicas internas, envelhecerem independentemente dos ciclos e das condições de carga e descarga. Este facto não tem qualquer influência do processo de minimização (número de painéis fotovoltaicos), influenciando somente os custos finais da solução.

## 5. Avaliação económica

Neste capítulo é realizada uma análise que permite comparar o desempenho económico dos sistemas autónomos dimensionados no capítulo anterior. Esta comparação é feita entre estes sistemas e entre estes e uma solução convencional baseada no seguinte:

- aquisição de eletricidade a um comercializador, através da rede elétrica de distribuição;
- produção de energia térmica com base numa caldeira de aquecimento central convencional alimentada a pellet.

Os valores económicos apresentados foram calculados para um período de 20 anos e tiveram em consideração todos os custos envolvidos (investimento, operação, manutenção, etc.).

A análise é efetuada em termos de valor atualizado líquido (VAL), o qual, para cada situação, é calculado utilizando a expressão (5.1).

$$FV_t = CF_0 \times (1 + r)^k \quad (5.1)$$

Onde:

$FV_t$  - fluxo monetário líquido, considerado recebido no final dos anos (diferença entre benefícios e custos), em €;

$r$  - taxa de atualização considerada, em %;

$k$  - ano;

$CF_0$  - Investimento no início do primeiro ano, em €.

O consumo de energia anual na instalação em análise é apresentado na Quadro 5-1, correspondendo aos valores considerados nos casos de estudo apresentados no capítulo 4.

Quadro 5-1 Consumos energia da instalação

Consumo de Energia (kWh)	
Elétrica	5012
Térmica	15253
Total	20265

Os custos considerados para o caso da energia elétrica referem-se à compra de energia ao comercializador de último recurso, aplicáveis a um consumidor BTN com potência contratada de 6,9 kVA e tarifa simples. A Figura 5-1 mostra os preços aplicados a este tipo de consumidor no ano de 2012, aos quais acresce a taxa de iva em vigor (23%).

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,33	0,1748
	4,6	6,92	0,2268
	5,75	8,50	0,2788
	6,9	10,09	0,3308
	10,35	14,85	0,4868
	13,8	19,60	0,6427
	17,25	24,36	0,7987
	20,7	29,12	0,9546
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1393	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1551	
	Horas de vazio	0,0833	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1706	
	Horas de cheias	0,1442	
	Horas de vazio	0,0833	

Figura 5-1 Preços relacionados com o consumo de energia elétrica (ERSE, 2011)

Na análise não são contabilizados os custos relacionados com a taxa de contribuição audiovisual radiodifusão nem outras taxas eventualmente existentes.

No que se refere a pellet utilizada nas unidades de produção de calor (caldeira convencional e microcogeração), foram adotados os custos já referidos seção 4.4.1, ou seja 8000€ para a caldeira convencional e 22200€ para a de microcogeração.

## 5.1 Sistema dotado apenas com gerador fotovoltaico

Os custos associados à instalação e exploração deste sistema estão representados no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 Custos de equipamentos e exploração (sistema dotado PV)

Armazenamento	
Custo baterias	8.469,12 €
Custo O&M anual	42,35 €
Gerador PV	
Custo Painéis PV equipamentos ligação	10.920,00 €
Custo controladores MPPT	4.800,00 €
Custo O&M anual	54,60 €
Inversor	
Custo Inversor	4.360,36 €

Os benefícios obtidos com a instalação do sistema são de duas ordens, a saber: i) custos evitados com a aquisição de eletricidade a um comercializador, envolvendo os custos da energia e os custos de potência contratada; ii) custos evitados devido à produção de AQS utilizando o excesso de energia. O Quadro 5-3 mostra a análise económica completa, sendo que se admitiram os seguintes pressupostos:

- Crescimento anual no preço da eletricidade de 4%;
- Crescimento anual no preço da potência contratada de 3%;
- Crescimento anual no preço da pellet de 4%;
- Rendimento caldeira a pellet igual a 87%;
- Taxa de atualização de 3,5% (admitido como média do juro de um depósito bancário);
- Taxa de inflação de 3%.

Note-se que os custos evitados devido à produção de AQS correspondem ao custo que ocorreria para aquecer AQS em 90% dos dias do ano (nos restantes o excesso não existe ou é inferior).

A análise do Quadro 5-3 mostra um VAL negativo que corresponde a um valor anual médio, a valores atuais, de -831,36 €. Este valor evidencia que os custos da energia para um sistema autónomo dotado de gerador PV se afastam significativamente dos custos que existem na condição de ligação à rede.

Se tivermos em consideração que os custos dos equipamentos apresentados na Quadro 5-2, com exceção dos painéis fotovoltaicos (para os quais se obteve preço já com descontos), são preços de tabela e, portanto, passíveis de ser negociados, o desempenho económico da solução melhorará.

Por outro lado, uma vez que a energia térmica necessária para AQS pode ser obtida através dos excessos de energia, poderemos admitir a dispensa dos coletores solares (obrigatórios em novos edifícios), o que se traduz em mais um benefício.

O Quadro 5- mostra a análise económica para a situação em que se admite um benefício de 1000 € relativos à não aquisição de coletores solares e uma redução de 20% nos custos do inversor, baterias e controladores MPPT. Neste caso, o valor médio anual de sobrecusto face à ligação à rede é de 515,90€.

Quadro 5-3 Análise económica (sistema dotado de PV)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	28.549,48 €	- €	- €
1	1.007,26 €	50,52 €	1.057,79 €	- €	96,9456	960,84 €
2	1.010,69 €	50,77 €	1.061,46 €	- €	96,47726	964,99 €
3	1.014,15 €	51,01 €	1.065,16 €	- €	96,01119	969,15 €
4	1.017,63 €	51,26 €	1.068,89 €	- €	95,54737	973,34 €
5	1.021,13 €	51,51 €	1.072,64 €	- €	95,08579	977,55 €
6	1.024,66 €	51,76 €	1.076,41 €	- €	94,62643	981,79 €
7	1.028,20 €	52,01 €	1.080,21 €	- €	94,1693	986,04 €
8	1.031,78 €	52,26 €	1.084,04 €	- €	93,71438	990,32 €
9	1.035,38 €	52,51 €	1.087,89 €	- €	93,26165	994,62 €
10	1.039,00 €	52,76 €	1.091,76 €	8.107,93 €	92,81111	- 7.108,98 €
11	1.042,64 €	53,02 €	1.095,66 €	- €	92,36275	1.003,30 €
12	1.046,31 €	53,27 €	1.099,59 €	- €	91,91655	1.007,67 €
13	1.050,01 €	53,53 €	1.103,54 €	- €	91,47251	1.012,07 €
14	1.053,72 €	53,79 €	1.107,52 €	- €	91,03061	1.016,49 €
15	1.057,47 €	54,05 €	1.111,52 €	- €	90,59085	1.020,93 €
16	1.061,24 €	54,31 €	1.115,55 €	- €	90,15322	1.025,39 €
17	1.065,03 €	54,57 €	1.119,60 €	- €	89,71769	1.029,88 €
18	1.068,85 €	54,84 €	1.123,68 €	- €	89,28427	1.034,40 €
19	1.072,69 €	55,10 €	1.127,79 €	- €	88,85295	1.038,94 €
20	1.076,55 €	55,37 €	1.131,92 €	- €	88,42371	1.043,50 €
				<b>VAL</b>	-	<b>16.627,26 €</b>

Quadro 5- Análise após consideração de desconto em equipamentos (sistema dotado de PV)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	24.023,58 €	- €	- €
1	1.007,26 €	50,52 €	1.057,79 €	- €	88,47648	969,31 €
2	1.010,69 €	50,77 €	1.061,46 €	- €	88,04906	973,41 €
3	1.014,15 €	51,01 €	1.065,16 €	- €	87,6237	977,54 €
4	1.017,63 €	51,26 €	1.068,89 €	- €	87,2004	981,69 €
5	1.021,13 €	51,51 €	1.072,64 €	- €	86,77914	985,86 €
6	1.024,66 €	51,76 €	1.076,41 €	- €	86,35992	990,05 €
7	1.028,20 €	52,01 €	1.080,21 €	- €	85,94272	994,27 €
8	1.031,78 €	52,26 €	1.084,04 €	- €	85,52754	998,51 €
9	1.035,38 €	52,51 €	1.087,89 €	- €	85,11436	1.002,77 €
10	1.039,00 €	52,76 €	1.091,76 €	6.486,35 €	84,70318	- 5.479,29 €
11	1.042,64 €	53,02 €	1.095,66 €	- €	84,29398	1.011,37 €
12	1.046,31 €	53,27 €	1.099,59 €	- €	83,88677	1.015,70 €
13	1.050,01 €	53,53 €	1.103,54 €	- €	83,48152	1.020,06 €
14	1.053,72 €	53,79 €	1.107,52 €	- €	83,07823	1.024,44 €
15	1.057,47 €	54,05 €	1.111,52 €	- €	82,67688	1.028,84 €
16	1.061,24 €	54,31 €	1.115,55 €	- €	82,27748	1.033,27 €
17	1.065,03 €	54,57 €	1.119,60 €	- €	81,88	1.037,72 €
18	1.068,85 €	54,84 €	1.123,68 €	- €	81,48444	1.042,20 €
19	1.072,69 €	55,10 €	1.127,79 €	- €	81,0908	1.046,70 €
20	1.076,55 €	55,37 €	1.131,92 €	- €	80,69906	1.051,22 €
				<b>VAL</b>	-	<b>10.317,95 €</b>

Como referido na secção 4.5, a substituição das baterias poderá ter de ser efetuada com maior frequência que aquela ditada pelo modelo de longevidade. Admitindo que as baterias têm de ser substituídas a cada 5 anos de utilização, o valor médio anual de sobrecusto face á ligação à rede é de 1160,02 €.

Naturalmente, os cenários acima apresentados serão mais desfavoráveis se for considerada uma tarifa bi-horária ou tri-horária para aquisição de eletricidade bem como se for considerado um seguro para o sistema. Por outro lado, tenderão a melhorar se for previsível um aumento mais acentuado nos custos da eletricidade. A Figura 5-2 mostra a evolução do VAL em função da taxa considerada para o aumento da energia elétrica.

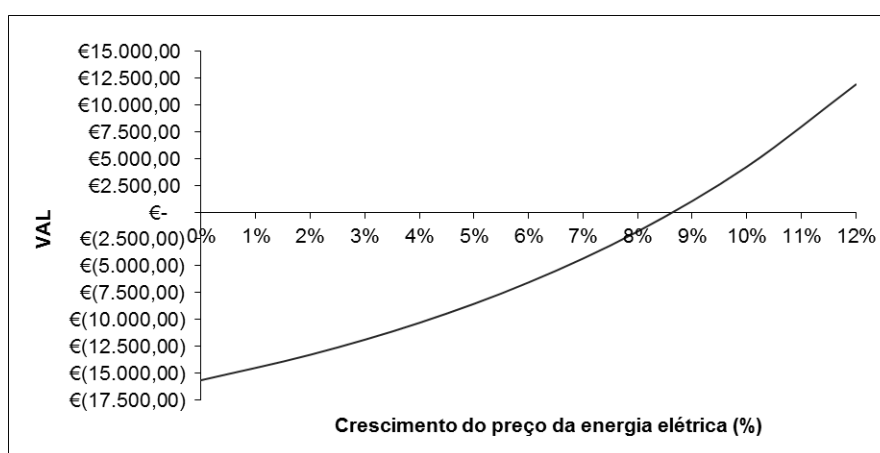


Figura 5-2 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV)

## 5.2 Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microeólica

Os custos associados à instalação e exploração deste sistema estão apresentados no Quadro 5-4.

Quadro 5-4 Custos de equipamentos e exploração (sistema dotado PV mais microeólica)

<b>Armazenamento</b>	
Custo baterias	8.469,12 €
Custo O&M anual	42,35 €
<b>Gerador PV</b>	
Custo Painéis PV equipamentos ligação	10.920,00 €
Custo controladores MPPT	4.800,00 €
Custo O&M anual	54,60 €
<b>Inversor</b>	
Custo Inversor	4.360,36 €
<b>Gerador microeólico</b>	
Custo da microeólica	8.367,24 €
Custo O&M microeólica	50,00 €

Assim como no caso anterior os benefícios da instalação resultam de: i) custos evitados com a aquisição de eletricidade; ii) custos evitados devido à produção de AQS utilizando o excesso de energia. No Quadro 5-5 mostra-se a análise económica completa, sendo que se admitiram os pressupostos apresentados na secção anterior.

Note-se que os custos evitados na produção de AQS correspondem ao custo que ocorreria para aquecer AQS em 92% dos dias do ano (no restantes o excesso não existe ou é inferior).

A análise do Quadro 5-5 mostra um VAL negativo que corresponde a um valor anual médio, a valores atuais, de -1290,85 €. Este valor evidencia que os custos da energia para um sistema autónomo dotado de gerador PV mais microeólica se afastam significativamente dos custos que existem na condição de ligação à rede.

Como no caso anterior se tivermos em consideração que os custos dos equipamentos apresentados na Quadro 5-4, com exceção dos painéis fotovoltaicos e da microeólica, são preços de tabela e, portanto, passíveis de ser negociados, o desempenho económico da solução melhorará.

Por outro lado, uma vez que a energia térmica necessária para AQS pode ser obtida através dos excessos de energia, poderemos admitir a dispensa dos coletores solares (obrigatórios em novos edifícios), o que se traduz em mais um benefício.

O Quadro 5-6 mostra a análise económica para a situação em que se admite um benefício de 1000 € relativos à não aquisição de coletores solares e uma redução de 20% nos custos do inversor, baterias e controladores MPPT. Neste caso, o valor médio anual de sobrecusto face à ligação à rede é de 976,55€.

Quadro 5-5 Análise económica (sistema dotado de PV mais microeólica)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	36.916,72 €	- €	- €
1	1.007,26 €	51,29 €	1.058,55 €	- €	146,95 €	911,61 €
2	1.010,69 €	51,54 €	1.062,23 €	- €	146,24 €	916,00 €
3	1.014,15 €	51,79 €	1.065,94 €	- €	145,53 €	920,41 €
4	1.017,63 €	52,04 €	1.069,66 €	- €	144,83 €	924,84 €
5	1.021,13 €	52,29 €	1.073,42 €	- €	144,13 €	929,29 €
6	1.024,66 €	52,54 €	1.077,20 €	- €	143,43 €	933,77 €
7	1.028,20 €	52,79 €	1.081,00 €	- €	142,74 €	938,26 €
8	1.031,78 €	53,05 €	1.084,83 €	- €	142,05 €	942,78 €
9	1.035,38 €	53,31 €	1.088,68 €	- €	141,36 €	947,32 €
10	1.039,00 €	53,56 €	1.092,56 €	- €	140,68 €	951,88 €
11	1.042,64 €	53,82 €	1.096,46 €	- €	140,00 €	956,47 €
12	1.046,31 €	54,08 €	1.100,39 €	- €	139,32 €	961,07 €
13	1.050,01 €	54,34 €	1.104,35 €	7.990,99 €	138,65 €	- 7.025,29 €
14	1.053,72 €	54,61 €	1.108,33 €	- €	137,98 €	970,35 €
15	1.057,47 €	54,87 €	1.112,34 €	- €	137,31 €	975,02 €
16	1.061,24 €	55,13 €	1.116,37 €	- €	136,65 €	979,72 €
17	1.065,03 €	55,40 €	1.120,43 €	- €	135,99 €	984,44 €
18	1.068,85 €	55,67 €	1.124,51 €	- €	135,33 €	989,18 €
19	1.072,69 €	55,94 €	1.128,62 €	- €	134,68 €	993,95 €
20	1.076,55 €	56,21 €	1.132,76 €	- €	134,03 €	998,73 €
					<b>VAL</b>	<b>- 25.816,94 €</b>

Quadro 5-6 Análise económica do investimento menor (sistema dotado de PV mais microeólica)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	32.390,82 €	- €	- €
1	1.007,26 €	51,29 €	1.058,55 €	- €	138,48 €	920,08 €
2	1.010,69 €	51,54 €	1.062,23 €	- €	137,81 €	924,42 €
3	1.014,15 €	51,79 €	1.065,94 €	- €	137,14 €	928,79 €
4	1.017,63 €	52,04 €	1.069,66 €	- €	136,48 €	933,18 €
5	1.021,13 €	52,29 €	1.073,42 €	- €	135,82 €	937,60 €
6	1.024,66 €	52,54 €	1.077,20 €	- €	135,16 €	942,03 €
7	1.028,20 €	52,79 €	1.081,00 €	- €	134,51 €	946,49 €
8	1.031,78 €	53,05 €	1.084,83 €	- €	133,86 €	950,97 €
9	1.035,38 €	53,31 €	1.088,68 €	- €	133,21 €	955,47 €
10	1.039,00 €	53,56 €	1.092,56 €	- €	132,57 €	959,99 €
11	1.042,64 €	53,82 €	1.096,46 €	- €	131,93 €	964,53 €
12	1.046,31 €	54,08 €	1.100,39 €	- €	131,29 €	969,10 €
13	1.050,01 €	54,34 €	1.104,35 €	6.392,79 €	130,66 €	- 5.419,10 €
14	1.053,72 €	54,61 €	1.108,33 €	- €	130,03 €	978,30 €
15	1.057,47 €	54,87 €	1.112,34 €	- €	129,40 €	982,94 €
16	1.061,24 €	55,13 €	1.116,37 €	- €	128,77 €	987,60 €
17	1.065,03 €	55,40 €	1.120,43 €	- €	128,15 €	992,28 €
18	1.068,85 €	55,67 €	1.124,51 €	- €	127,53 €	996,98 €
19	1.072,69 €	55,94 €	1.128,62 €	- €	126,92 €	1.001,71 €
20	1.076,55 €	56,21 €	1.132,76 €	- €	126,30 €	1.006,46 €
					<b>VAL</b>	<b>- 19.531,01 €</b>

Como referido na secção 4.5 e como já contabilizado no caso anterior, a substituição das baterias poderá ter de ser efetuada com maior frequência que aquela ditada pelo modelo de longevidade. Admitindo que as baterias têm de ser substituídas a cada 5 anos de utilização, o valor médio anual de sobrecusto face á ligação à rede é de 1625,35 €.

Naturalmente, os cenários anteriormente descritos serão mais desfavoráveis se for considerada uma tarifa bi-horária para aquisição de eletricidade bem como se for considerado um seguro para o sistema. Por outro lado, tenderão a melhorar se for previsível um aumento mais acentuado nos custos da eletricidade. A Figura 5-3 seguinte mostra a evolução do VAL em função da taxa considerada para o aumento da energia elétrica

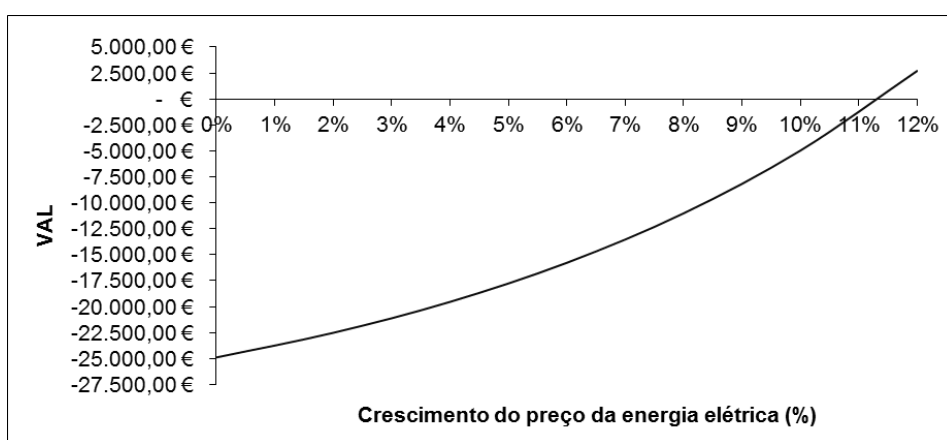


Figura 5-3 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV mais microeólica)

### 5.3 Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microcogeração

No Quadro 5-7 representava-se os custos de aquisição e manutenção da caldeira convencional e da unidade microcogeração, ambas alimentadas a pellet.

Quadro 5-7 Custos da unidade microcogeração e caldeira convencional

Custo da caldeira convencional	8.000,00 €
Custo de manutenção caldeira convencional	60,00 €
Custo unidade de microcogeração	22.200,00 €
Custo de manutenção da unidade microcogeração	100,00 €

Os custos associados à instalação e exploração deste sistema estão representados no Quadro 5-8.

Quadro 5-8 Custos dos equipamentos e exploração (sistema dotado PV mais microcogeração)

Armazenamento	
Custo baterias	8.469,12 €
Custo O&M Baterias	42,35 €
Gerador PV	
Custo Painéis PV equipamentos ligação	6.720,00 €
Custo controlador MPPT	2.880,00 €
Custo O&M PV	33,60 €
Inversor	
Custo Inversor	4.360,36 €
Microcogeração	
Diferença custo da microcogeração face caldeira convencional	14.200,00 €
Diferença custo M microcogeração face a caldeira convencional	40,00 €

Os benefícios, uma vez mais, resultam de: i) custos evitados com a aquisição de eletricidade ao comercializador; ii) custos evitados devido à produção de AQS no período sem aquecimento habitacional. No Quadro 5-9 mostra-se a análise económica completa, sendo que se admitiram os pressupostos apresentados na secção 5.1 e ainda seguinte pressuposto:

- Rendimento térmico da unidade microcogeração igual a 80%

O Acréscimo do consumo da unidade microcogeração face à caldeira convencional é de 1387,23 kW

Note-se que o custo evitado na produção de AQS no período sem aquecimento habitacional correspondem ao custo que ocorreria para aquecer AQS em 50% dos dias do ano.

A análise do Quadro 5-9 mostra um VAL negativo que corresponde a um valor anual médio, a valores atuais, de -920,07 €. Este valor evidencia que os custos da energia para um sistema autónomo dotado de gerador PV mais unidade de microcogeração se afastam um pouco dos custos que existem na condição de ligação à rede.

Como no caso anterior se tivermos em consideração que os custos dos equipamentos apresentados no Quadro 5-7 e Quadro 5-8, com exceção dos painéis fotovoltaicos, são preços de tabela e, portanto, passíveis de ser negociados, o desempenho económico da solução melhorará.

Uma vez que a energia térmica necessária para AQS pode ser obtida através dos excessos de energia no período de verão e pela microcogeração no restante, poderemos admitir a dispensa dos coletores solares (obrigatórios em novos edifícios), o que se traduz em mais um benefício.

O Quadro 5-10 mostra a análise económica para a situação em que se admite um benefício de 1000 € relativos à não aquisição de coletores solares e uma redução de 20% nos custos do inversor, baterias, unidade microgeração, caldeira convencional e controladores MPPT. Neste caso, o valor médio anual de sobrecusto face à ligação à rede é de 562,88 €.

Quadro 5-9 Análise económica (sistema dotado PV mais microgeração)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	36.629,48 €	- €	- €
1	1.007,26 €	28,02 €	1.035,28 €	- €	162,14 €	873,14 €
2	1.010,69 €	28,15 €	1.038,85 €	- €	161,80 €	877,04 €
3	1.014,15 €	28,29 €	1.042,44 €	- €	161,47 €	880,97 €
4	1.017,63 €	28,43 €	1.046,05 €	- €	161,14 €	884,91 €
5	1.021,13 €	28,56 €	1.049,69 €	- €	160,82 €	888,88 €
6	1.024,66 €	28,70 €	1.053,36 €	- €	160,49 €	892,86 €
7	1.028,20 €	28,84 €	1.057,04 €	- €	160,18 €	896,87 €
8	1.031,78 €	28,98 €	1.060,76 €	- €	159,86 €	900,90 €
9	1.035,38 €	29,12 €	1.064,49 €	- €	159,55 €	904,94 €
10	1.039,00 €	29,26 €	1.068,26 €	- €	159,24 €	909,01 €
11	1.042,64 €	29,40 €	1.072,04 €	- €	158,94 €	913,10 €
12	1.046,31 €	29,54 €	1.075,86 €	- €	158,64 €	917,21 €
13	1.050,01 €	29,69 €	1.079,69 €	- €	158,34 €	921,35 €
14	1.053,72 €	29,83 €	1.083,55 €	- €	158,05 €	925,50 €
15	1.057,47 €	29,97 €	1.087,44 €	- €	157,76 €	929,68 €
16	1.061,24 €	30,12 €	1.091,35 €	- €	157,48 €	933,87 €
17	1.065,03 €	30,26 €	1.095,29 €	- €	157,20 €	938,09 €
18	1.068,85 €	30,41 €	1.099,26 €	- €	156,92 €	942,33 €
19	1.072,69 €	30,56 €	1.103,24 €	- €	156,65 €	946,60 €
20	1.076,55 €	30,70 €	1.107,26 €	- €	156,38 €	950,88 €
					<b>VAL</b>	<b>- 18.401,32 €</b>

Quadro 5-10 Análise económica investimento menor (sistema dotado PV mais microgeração)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	29.647,58 €	- €	- €
1	1.007,26 €	28,02 €	1.035,28 €	- €	153,67 €	881,61 €
2	1.010,69 €	28,15 €	1.038,85 €	- €	153,38 €	885,47 €
3	1.014,15 €	28,29 €	1.042,44 €	- €	153,08 €	889,36 €
4	1.017,63 €	28,43 €	1.046,05 €	- €	152,79 €	893,26 €
5	1.021,13 €	28,56 €	1.049,69 €	- €	152,51 €	897,18 €
6	1.024,66 €	28,70 €	1.053,36 €	- €	152,23 €	901,13 €
7	1.028,20 €	28,84 €	1.057,04 €	- €	151,95 €	905,10 €
8	1.031,78 €	28,98 €	1.060,76 €	- €	151,67 €	909,08 €
9	1.035,38 €	29,12 €	1.064,49 €	- €	151,40 €	913,09 €
10	1.039,00 €	29,26 €	1.068,26 €	- €	151,14 €	917,12 €
11	1.042,64 €	29,40 €	1.072,04 €	- €	150,87 €	921,17 €
12	1.046,31 €	29,54 €	1.075,86 €	- €	150,61 €	925,24 €
13	1.050,01 €	29,69 €	1.079,69 €	- €	150,35 €	929,34 €
14	1.053,72 €	29,83 €	1.083,55 €	- €	150,10 €	933,45 €
15	1.057,47 €	29,97 €	1.087,44 €	- €	149,85 €	937,59 €
16	1.061,24 €	30,12 €	1.091,35 €	- €	149,60 €	941,75 €
17	1.065,03 €	30,26 €	1.095,29 €	- €	149,36 €	945,93 €
18	1.068,85 €	30,41 €	1.099,26 €	- €	149,12 €	950,13 €
19	1.072,69 €	30,56 €	1.103,24 €	- €	148,89 €	954,36 €
20	1.076,55 €	30,70 €	1.107,26 €	- €	148,65 €	958,61 €
					<b>VAL</b>	<b>- 11.257,60 €</b>

Como referido na secção 4.5 e já contabilizado nos casos anteriores, a substituição das baterias poderá ter de ser efetuada com maior frequência que aquela ditada pelo modelo de longevidade. Admitindo que as baterias têm de ser substituídas a cada 5 anos de utilização, o valor médio anual de sobrecusto face á ligação à rede é de 1531,32 €.

Os cenários acima apresentados serão mais desfavoráveis se for considera uma tarifa bi-horária ou tri-horária para aquisição de eletricidade bem como se for considerado um seguro para todo o sistema. Por outro lado, tenderão a melhorar se for previsível um aumento mais acentuado dos custos da eletricidade. A Figura 5-4 seguinte mostra a evolução do VAL em função da taxa considerada para o aumento da energia elétrica.

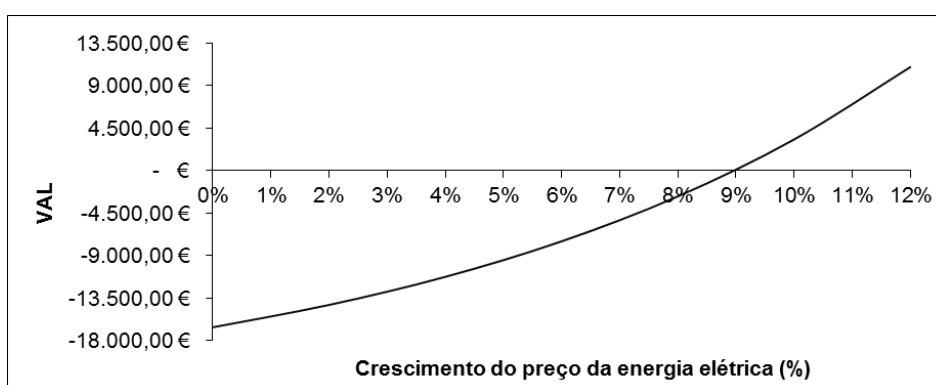


Figura 5-4 Crescimento do preço eletricidade (sistema dotado de PV mais microcogeração)

## 5.4 Sistema dotado com gerador fotovoltaico e microcogeração com armazenamento térmico

Os custos associados à aquisição e manutenção da caldeira convencional e da unidade de microcogeração utilizados são os representados na secção anterior, no Quadro 5-7.

Os custos associados à instalação e exploração deste sistema estão representados no Quadro 5-11.

Quadro 5-11 Custos dos equipamentos e exploração (sistema PV mais microcogeração com armazenamento térmico)

Armazenamento	
Custo baterias	8.469,12 €
Custo O&M Baterias	42,35 €
Gerador PV	
Custo Painéis PV equipamentos ligação	6.720,00 €
Custo controlador MPPT	2.880,00 €
Custo O&M PV	33,60 €
Inversor	
Custo Inversor	4.360,36 €
Microcogeração	
Diferença custo da microcogeração face caldeira convencional	14.200,00 €
Custo armazenamentos térmicos	4.095,00 €
Diferença custo M microcogeração face a caldeira convencional	40,00 €

Os benefícios, uma vez mais, resultam de: i) custos evitados com a aquisição de eletricidade ao comercializador; ii) custos evitados devido à produção de AQS no período sem aquecimento habitacional. No Quadro 5-9 mostra-se a análise económica completa, sendo que se admitiram os pressupostos apresentados na secção 5.3.

Note-se que os custos evitados na produção de AQS no período sem aquecimento habitacional correspondem ao custo que ocorreria para aquecer AQS em 50% dos dias do ano.

A análise do Quadro 5-12 mostra um VAL negativo que corresponde a um valor anual médio, a valores atuais, de -1124,82 €. Este valor evidencia que os custos da energia para um sistema autónomo dotado de gerador PV mais unidade de microcogeração com armazenamento térmico se afastam significativamente dos custos que existem na condição de ligação à rede.

Como no caso anterior se tivermos em consideração que os custos dos equipamentos apresentados no Quadro 5-7 e Quadro 5-11, com exceção dos painéis fotovoltaicos, são preços de tabela e, portanto, passíveis de ser negociados, o desempenho económico da solução melhorará.

Uma vez que a energia térmica necessária para AQS pode ser obtida através dos excessos de energia no período de verão e pela microcogeração no restante, poderemos admitir a dispensa dos coletores solares (obrigatórios em novos edifícios), o que se traduz em mais um benefício.

O Quadro 5-13 mostra a análise económica para a situação em que se admite um benefício de 1000 € relativos à não aquisição de coletores solares e uma redução de 20% nos custos do inversor, baterias, unidade microcogeração, caldeira convencional, sistema armazenamento

térmico e controladores MPPT. Neste caso, o valor médio anual de sobrecusto face á ligação à rede é de 726,68 €.

Quadro 5-12 Análise económica (sistema dotado PV mais microcogeração com armazenamento térmico)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	40.724,48 €	- €	- €
1	1.007,26 €	28,02 €	1.035,28 €	- €	162,14 €	873,14 €
2	1.010,69 €	28,15 €	1.038,85 €	- €	161,80 €	877,04 €
3	1.014,15 €	28,29 €	1.042,44 €	- €	161,47 €	880,97 €
4	1.017,63 €	28,43 €	1.046,05 €	- €	161,14 €	884,91 €
5	1.021,13 €	28,56 €	1.049,69 €	- €	160,82 €	888,88 €
6	1.024,66 €	28,70 €	1.053,36 €	- €	160,49 €	892,86 €
7	1.028,20 €	28,84 €	1.057,04 €	- €	160,18 €	896,87 €
8	1.031,78 €	28,98 €	1.060,76 €	- €	159,86 €	900,90 €
9	1.035,38 €	29,12 €	1.064,49 €	- €	159,55 €	904,94 €
10	1.039,00 €	29,26 €	1.068,26 €	- €	159,24 €	909,01 €
11	1.042,64 €	29,40 €	1.072,04 €	- €	158,94 €	913,10 €
12	1.046,31 €	29,54 €	1.075,86 €	- €	158,64 €	917,21 €
13	1.050,01 €	29,69 €	1.079,69 €	- €	158,34 €	921,35 €
14	1.053,72 €	29,83 €	1.083,55 €	- €	158,05 €	925,50 €
15	1.057,47 €	29,97 €	1.087,44 €	- €	157,76 €	929,68 €
16	1.061,24 €	30,12 €	1.091,35 €	- €	157,48 €	933,87 €
17	1.065,03 €	30,26 €	1.095,29 €	- €	157,20 €	938,09 €
18	1.068,85 €	30,41 €	1.099,26 €	- €	156,92 €	942,33 €
19	1.072,69 €	30,56 €	1.103,24 €	- €	156,65 €	946,60 €
20	1.076,55 €	30,70 €	1.107,26 €	- €	156,38 €	950,88 €
					<b>VAL</b>	<b>- 22.496,32 €</b>

Quadro 5-13 Análise económica investimento menor (sistema dotado PV mais microcogeração com armazenamento térmico)

Ano	Benefícios			Custos		Fluxo monetário
	Eletricidade	AQS	Total	Invest	O&M	
0	- €	- €	- €	32.923,58 €	- €	- €
1	1.007,26 €	28,02 €	1.035,28 €	- €	153,67 €	881,61 €
2	1.010,69 €	28,15 €	1.038,85 €	- €	153,38 €	885,47 €
3	1.014,15 €	28,29 €	1.042,44 €	- €	153,08 €	889,36 €
4	1.017,63 €	28,43 €	1.046,05 €	- €	152,79 €	893,26 €
5	1.021,13 €	28,56 €	1.049,69 €	- €	152,51 €	897,18 €
6	1.024,66 €	28,70 €	1.053,36 €	- €	152,23 €	901,13 €
7	1.028,20 €	28,84 €	1.057,04 €	- €	151,95 €	905,10 €
8	1.031,78 €	28,98 €	1.060,76 €	- €	151,67 €	909,08 €
9	1.035,38 €	29,12 €	1.064,49 €	- €	151,40 €	913,09 €
10	1.039,00 €	29,26 €	1.068,26 €	- €	151,14 €	917,12 €
11	1.042,64 €	29,40 €	1.072,04 €	- €	150,87 €	921,17 €
12	1.046,31 €	29,54 €	1.075,86 €	- €	150,61 €	925,24 €
13	1.050,01 €	29,69 €	1.079,69 €	- €	150,35 €	929,34 €
14	1.053,72 €	29,83 €	1.083,55 €	- €	150,10 €	933,45 €
15	1.057,47 €	29,97 €	1.087,44 €	- €	149,85 €	937,59 €
16	1.061,24 €	30,12 €	1.091,35 €	- €	149,60 €	941,75 €
17	1.065,03 €	30,26 €	1.095,29 €	- €	149,36 €	945,93 €
18	1.068,85 €	30,41 €	1.099,26 €	- €	149,12 €	950,13 €
19	1.072,69 €	30,56 €	1.103,24 €	- €	148,89 €	954,36 €
20	1.076,55 €	30,70 €	1.107,26 €	- €	148,65 €	958,61 €
					<b>VAL</b>	<b>- 14.533,60 €</b>

Como referido na secção 4.5 e já contabilizado em todos os casos anteriores, a substituição das baterias poderá ter de ser efetuada com maior frequência que aquela ditada pelo modelo de longevidade. Admitindo que as baterias têm de ser substituídas a cada 5 anos de utilização, o valor médio anual de sobrecusto face á ligação à rede é de 1695,12 €.

Os cenários acima apresentados serão os mais desfavoráveis se for considerada uma tarifa bi-horária ou tri-horária para aquisição de eletricidade bem como se for considerado um seguro para todo o sistema. Por outro lado, tenderão a melhorar se for previsível um aumento mais acentuado dos custos da eletricidade. A Figura 5-5 mostra a evolução do VAL em função da taxa considerada para o aumento da energia elétrica.

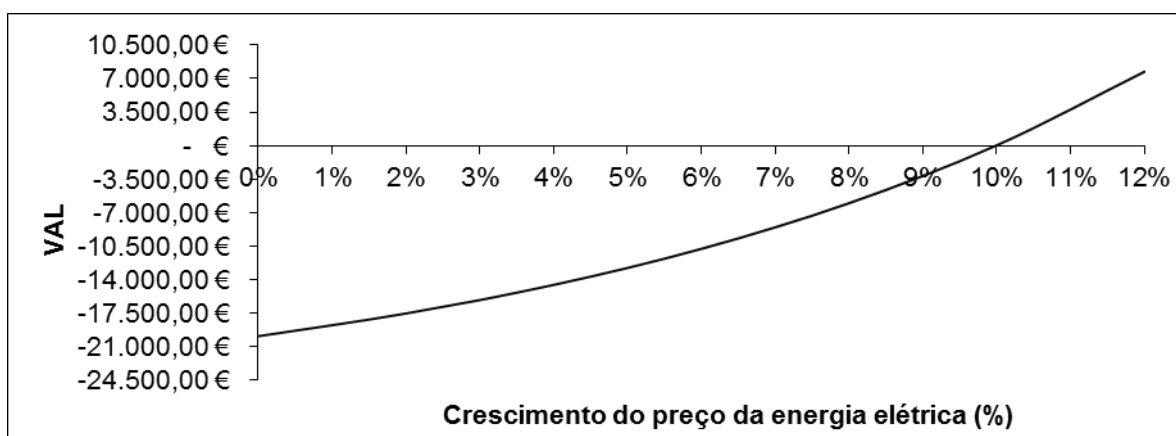


Figura 5-5 Crescimento do preço eletricidade (sistema PV mais microcogeração com armazenamento térmico)

## 6. Conclusão

O consumo de energia em edifícios representa uma parte significativa da energia consumida nos países desenvolvidos, sendo que no caso da União Europeia (UE) representa já 40% do total da energia consumida. Com vista a diminuir este valor, a UE tem vindo a desenvolver esforços no sentido de, por um lado, incentivar a eficiência energética e, por outro, a integrar nos edifícios produção localizada e renovável de energia.

Este trabalho insere-se neste contexto, tendo-se concentrado na definição e implementação de modelos destinados ao dimensionamento técnico-económico de sistemas autónomos, bem como à análise do seu desempenho em termos económicos.

O dimensionamento é efetuado visando a definição dos constituintes do sistema, particularmente dos geradores elétricos a instalar, tendo em consideração a minimização dos custos e a satisfação das necessidades energéticas típicas de edifícios de habitação. Os modelos desenvolvidos permitem o dimensionamento de diferentes configurações de sistemas autónomos, tendo em consideração as restrições técnicas aplicáveis, nomeadamente: i) sistemas dotados apenas de produção fotovoltaica; ii) sistemas dotados de produção fotovoltaica e eólica; iii) sistemas dotados de microcogeração em simultâneo com outros geradores elétricos (eólico, fotovoltaico). Os sistemas das alíneas i) e ii) visam a satisfação das necessidades elétricas dos edifícios, enquanto os sistemas dotados de microcogeração procuram também satisfazer as necessidades térmicas

A modelização das necessidades energéticas foi efetuada recorrendo a perfis típicos de consumo de energia elétrica e térmica. Os perfis de consumo de energia térmica foram construídos ao longo da realização do trabalho, efetuando a monitorização de uma caldeira de

aquecimento alimentada a pellet que efetua o aquecimento de uma vivenda unifamiliar na região de Viseu

Os modelos desenvolvidos foram aplicados a um caso de estudo baseado numa habitação unifamiliar localizada na região de Viseu, permitindo obter conclusões sobre o desempenho de diferentes configurações de sistemas autónomos, nomeadamente no que se refere aos seguintes parâmetros: produção e consumo de energia, valor da energia excedentária, estado de carga das baterias, temperaturas de águas quentes sanitárias e da água no armazenamento térmico, autonomia das soluções.

Após o dimensionamento dos sistemas efetuou-se uma avaliação do desempenho económico dos sistemas autónomos resultantes do dimensionamento. Esta avaliação foi efetuada tomando como referência de comparação a situação de referência caracterizada pela aquisição de energia elétrica a um comercializador através da rede de distribuição.

Os resultados obtidos permitiram extrair diversas conclusões interessantes das quais se destacam:

- O sistema de armazenamento elétrico representa uma parte importante dos custos destes sistemas. A sua vida útil, e respetiva substituição, varia de acordo com a configuração do sistema autónomo (por exemplo, no caso do sistema dotado apenas de gerador PV a vida útil estimada é de cerca de 11 anos, enquanto no caso dotado de gerador PV e unidade de microgeração, sem armazenamento térmico, é de 20 anos).
- O sistema com menores custos é o dotado apenas de gerador fotovoltaico, sendo o mais dispendioso o sistema dotado com a microeólica e gerador fotovoltaico;
- Nenhum dos sistemas autónomos considerados é economicamente vantajoso face à situação convencional em que a energia elétrica é adquirida através da rede elétrica de distribuição. O caso mais favorável neste contexto é o do sistema dotado apenas de gerador fotovoltaico, com um VAL num período de 20 anos igual a -10317,95 €. O caso mais desfavorável é sistema dotado com o gerador fotovoltaico e microeólica com um VAL de -19531,01 €. A não atratividade dos sistemas simulados está diretamente relacionada com os custos dos equipamentos utilizados. Concluindo-se assim que o desenvolvimento destes sistemas implica a definição de incentivos ou o aumento do preço da energia adquirida via rede elétrica;
- A consideração de um armazenamento térmico (para além do correspondente às AQS) permite uma maior flexibilidade na exploração do sistema autónomo. Esta

maior flexibilidade deve-se ao facto da unidade de microcogeração poder ser lançada em operação por necessidades elétricas ou por necessidades térmicas, sem que ocorram perdas adicionais de energia (por exemplo calor libertado para a atmosfera);

- Em todas as configurações testadas existe produção de energia elétrica em excesso face ao consumo da instalação acrescida das perdas; Esta energia pode, pelo menos em parte (dependendo da configuração do sistema autónomo) ser utilizada para produção de energia térmica para aquecimento de AQS ou de espaços. No caso dos sistemas dotados de armazenamento térmico além do correspondente às AQS, estes excessos são totalmente aproveitados através da sua conversão em energia térmica para posterior utilização;
- Todas as configurações de sistema autónomo estudadas apresentam autonomia elétrica média para um período na ordem dos 2 dias (sem produção elétrica). Este facto deve-se à dimensão do sistema de armazenamento elétrico, imposta por restrições técnicas relacionadas com a corrente de carga e descarga.

### 6.1 Trabalhos Futuros

Torna-se interessante o desenvolvimento em próximos trabalhos dos seguintes pontos:

- Implementação das formas de controlo apresentadas para o funcionamento dos sistemas autónomos;
- Criação de um interface entre o utilizador e os modelos desenvolvidos, tornando-os numa aplicação de fácil utilização;
- Formas e possibilidades de controlo para o funcionamento dos sistemas (sistemas autónomos), com a colocação de vários regimes de operação;
- Melhoramento das formas de controlo de funcionamento da unidade microcogeração, possibilitando-lhe flexibilidade de operação;
- Melhoramento do estudo térmico realizado no dimensionamento, com a colocação de modelos mais detalhados;
- Inserção de uma base de dados de perfis térmicos relativos a diferentes tipos de edifícios (apartamentos, moradias, lojas comerciais, etc);
- Criação da possibilidade de escolha de diferentes tipos de tecnologias de armazenamentos, com a inclusão de modelos que as caracterizem



## REFERÊNCIAS

[Online] [Citação: 21 de 01 de 2012.]  
[http://www.google.pt/imgres?q=Darrieus&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=lrX1i0sokUi4XM:&imgrefurl=http://www.reuk.co.uk/Darrieus-Wind-Turbines.htm&docid=vx8JTUi1\\_UYCoM&imgurl=http://www.reuk.co.uk/OtherImages/darrieus-rotor.jpg&w=180&h=288&ei=.](http://www.google.pt/imgres?q=Darrieus&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=lrX1i0sokUi4XM:&imgrefurl=http://www.reuk.co.uk/Darrieus-Wind-Turbines.htm&docid=vx8JTUi1_UYCoM&imgurl=http://www.reuk.co.uk/OtherImages/darrieus-rotor.jpg&w=180&h=288&ei=)

[Online] [Citação: 21 de 01 de 2012.]  
[http://www.google.pt/imgres?q=savonius&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=5FICy8kKk138xM:&imgrefurl=http://www.david-darling.info/encyclopedia/S/AE\\_Savonius\\_turbine.html&docid=C1c1PJkcWPf9UM&imgurl=http://www.daviddarling.info/images/Savonius\\_tur](http://www.google.pt/imgres?q=savonius&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=5FICy8kKk138xM:&imgrefurl=http://www.david-darling.info/encyclopedia/S/AE_Savonius_turbine.html&docid=C1c1PJkcWPf9UM&imgurl=http://www.daviddarling.info/images/Savonius_tur)

[Online] [Citação: 21 de 01 de 2012.]  
[http://www.google.pt/imgres?q=rotor+H&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=Cf86H2cFJoZzYM:&imgrefurl=http://www.wind-energy-market.com/en/small-wind-turbines/small-plants/details/details/sp/vata-h1/&docid=O3RmOa5QDWP\\_fm&imgurl=http://www.wind-ener](http://www.google.pt/imgres?q=rotor+H&um=1&hl=pt-PT&biw=920&bih=929&tbm=isch&tbnid=Cf86H2cFJoZzYM:&imgrefurl=http://www.wind-energy-market.com/en/small-wind-turbines/small-plants/details/details/sp/vata-h1/&docid=O3RmOa5QDWP_fm&imgurl=http://www.wind-ener)

**A. Hadj Araba, B. Ait Driss, R. Amimeur , E. Lorenzo. 1995.** *Photovoltaic systems sizing for Algeria*. s.l. : Elsevier, 1995. pp. 99–104. Issue 2.

**A. Kaabeche, M. Belhamel e R. Ibtouen. 2011.** *Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system*. Algeria : ELSEVIER, 2011. pp. 1214–1222. Issue 2.

**Ahmed, Nabil A., Al-Othman, A.K. e AlRashidi, M.R. 2011.** *Development of an efficient utility interactive combined wind/photovoltaic/fuel cell power system with MPPT and DC bus voltage regulation*. Kuwait : Elsevier, 2011. pp. 1096–1106. Issue 5.

**AOUN, Bernard, THIERS, Stéphane e PEUPORTIER, Bruno. 2009.** *Experimental Characterization of a Micro-CHP unit based on a Stirling Engine, fueled by Wood Pellets*. FRANCE : ISEC International Stirling Engine Committee, 2009.

**B. Ai, et al. 2003.** *Computer-aided design of PV/wind hybrid system*. China : Elsevier Science., 2003. pp. 1491–1512. Issue 10.

**Balão, Benvindo Cândido da Costa. 2012.** *Dimensionamento de Sistemas Autónomos Modulares Eólicos/Fotovoltaicos com Armazenamento*. Porto : s.n., 2012.

**Bandyopadhyay, Santanu. 2011.** *Design and optimization of isolated energy systems through pinch analysis*. India : Curtin University of Technology and John Wiley & Sons, Ltd, 2011. pp. 518–526. Issue 3.

**Bolaños, Julio Romel Martínez. 2007.** *Controlador Supervisor Inteligente para Sitemas Híbridos Eólico-Diesel-Bateria de Pequeno Porte*. São Paulo : s.n., 2007.

**Castro, Rui M.G.: 2003.** *INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA*. DEEC / Secção de Energia, UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA, INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO. s.l. : Universidade Técnica de Lisboa Instituto Superior Técnico DEEC/Secção de energia, 2003. edição 1.

**CEEETA. 2011.** Tecnologia de Micro-geração e Sistemas Periféricos. [Online] Dezembro de 2011. [Citação: 20 de Maio de 2012.] <http://www.ceeeta.pt/downloads/pdf/MicroEolicas.pdf>.

**Chagas, Marcos Wilson Pereira. 2007.** *NOVAS TECNOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE BATERIAS*. CURITIBA : s.n., 2007.

**COMGAS e ABRINSTAL. 2011.** *Sistemas de Aquecimento de Água para Edifícios através da associação Energia Solar e Gás Natural ,Manual Técnico para Projeto e Construção de Sistemas de Aquecimento Solar & Gás Natural*. s.l. : COMGAS; ABRINSTAL, 2011.

**Commission, European. 2012.** Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Online] 2012. [Citação: 12 de 04 de 2012.] <http://sunbird.jrc.it/pvgis/>.

**Constant van Aerschot, et al. 2009.** *Eficiência Energética em Edifícios - Realidades empresariais e oportunidades*. s.l. : Factos e Tendências EEE, 2009.

**Construlink.com. 2006.** *FICHA TÉCNICA Energia Solar – Painéis Fotovoltaicos*. s.l. : Construlink.com, 2006. p. 6. 4.

**Costa, José Augusto Ribeiro da. 2008.** *A evolução da Arquitectura Bioclimática-Contributo para a Sustentabilidade Arquitectónica e Urbana*. Porto : Universidade Portucalense, 2008. <http://hdl.handle.net/123456789/301>.

**Costa, Paulo Moisés Almeida da. 2008.** *REGULAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO E MICROREDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA*. Porto : s.n., 2008.

**Crestina Guerra. 2008.** *Otimização Paramétrica de Estruturas Treliçadas por Algoritmo Genético*. Porto Alegre : s.n., 2008.

## REFERÊNCIAS

**D.P. Jenkins, J. Fletcher e D. Kane. 2008.** *Lifetime prediction and sizing of lead–acid batteries for microgeneration storage applications.* s.l. : IET Renewable Power Generation, 2008. pp. 191- 200 . Issue 3 .

**Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores. 2006.** *EFIPRE "Eficiência Energética e Integração Sustentada de PRE".* Coimbra : Universidade de Coimbra, 2006.  
<http://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=efici%C3%Aancia%20energ%C3%A9tica%20e%20integra%C3%A7%C3%A3o%20sustentada%20de%20pre%20armazenamento%20de%20energia&source=web&cd=1&ved=0CE4QFjAA&url=https%3A%2F%2Fwoc.uc.pt%2Fdec%2FgetFile.do%3Ftipo%3D2%26id%3D9953&>. ISR.

**Diário da República. 2007.** Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, 2007. [Online] 2007. [Citação: 18 de Abril de 2012.]  
<http://www.dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF>.

**Dienstmann, Gustavo. 2009.** *ENERGIA SOLAR.* Porto Alegre : s.n., 2009.

**Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, Kostas Kalaitzakis. 2006.** *Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms.* s.l. : Elsevier, 2006. pp. 1072–1088. Issue 9.

**Erdinc, O. e Uzunoglu, M. 2012.** *A new perspective in optimum sizing of hybrid renewable energy systems: Consideration of component performance degradation issue.* Turkey : Elsevier, 2012. pp. 10479–10488. Issue 14.

**ERSE, Entidades Reguladora dos Serviços Energeticos. 2011.** GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL CONTINENTAL. [Online] 23 de dezembro de 2011. [Citação: 23 de dezembro de 2011.]  
[http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Documents/PrecosTVCF%20PTCont\\_2012.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Documents/PrecosTVCF%20PTCont_2012.pdf).

**Ewa Klugmann-Radziemska, Piotr Ostrowski. 2010.** *Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules.* Poland : Elsevier, 2010. pp. 1751–1759. Issue 8.

**França, Ana Filipa Ribeiro Tavares e Caseiro, Luís Pedro Venâncio da Costa. 2008.** *Planeamento e Produção de Electricidade - Cogeração e Trigeração.* s.l. : DEE, 2008.

**Gordon, J.M. 1987.** *Optimal sizing of stand-alone photovoltaic solar power systems.* s.l. : Elsevier, 1987. pp. 295–313. Issue 4.

**GREENPRO. 2004.** *Energia Solar Termica- Manual sobre tecnologias, projectos e instalação.* 2004. disponível <http://www.marioloureiro.net/tecnica/energSolar/guia-tecnico-manual-solartermico.pdf>. 3.

**Heinz Wenzl, et al. 2005.** *Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery.* s.l. : ELSEVIER, 2005.

**Jahanbani, Fatemeh e Riahy, Gholam H. 2011.** *Optimum Design of a Hybrid Renewable Energy System.* Iran : s.n., 2011. Disponível: <http://cdn.intechweb.org/pdfs/22686.pdf>.

**Junior, Carlos Roberto José da Silva. 2008.** *PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ENERGIZAÇÃO DE UM EQUIPAMENTO DE PESCA COM ELETRICIDADE.* Rio de Janeiro : s.n., 2008.

**Leal, Hugo de Azevedo. 2011.** *Avaliação do impacte dos solários no desempenho energético de edifícios residenciais.* Lisboa : s.n., 2011.

**López, Rodolfo Dufo. 2007.** *DIMENSIONADO Y CONTROL ÓPTIMOS DE SISTEMAS HÍBRIDOS APLICANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS.* Zaragoza : Universidade de Zaragoza, 2007.

**Louis L., Bucciarelli Jr. 1984.** *Estimating loss-of-power probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy systems.* s.l. : Elsevier, 1984. pp. 205–209. Issue 2.

**M. Egido, E. Lorenzo. 1992.** *The sizing of stand alone PV-system: A review and a proposed new method.* 1992. pp. Pages 51–69. Issues 1–2.

**M. Sidrach-de-Cardona, LI. Mora López. 1998.** *A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems.* s.l. : Elsevier, 1998. pp. 199–214. Issue 3.

**Marco Doninelli, Mario Doninelli. 2006.** *As instalações solares - Técnicas e esquemas de realização - Introdução da Hidráulica.* s.l. : CALEFFI, 2006. Disponível : [http://www.caleffi.pt/caleffi/pt\\_PT/Site/Technical\\_library/Idraulica\\_magazine/args/detail/~Details~Magazines~magazine\\_detail\\_0000002/type/magazine/index.sdo](http://www.caleffi.pt/caleffi/pt_PT/Site/Technical_library/Idraulica_magazine/args/detail/~Details~Magazines~magazine_detail_0000002/type/magazine/index.sdo). 25.

**Marijn R. Jongerden e Boudewijn R. Haverkort. 2008.** *Which battery model to use.* Netherlands : s.n., 2008. Disponível: <http://doc.utwente.nl/68699/1/IET-final-beta.pdf>.

**Mellit, A., et al. 2005.** *An adaptive artificial neural network model for sizing stand-alone photovoltaic systems: application for isolated sites in Algeria.* s.l. : ELSEVIER, 2005. pp. 1501–1524. 23 December 2004. Issue 10.

**Miles, R.W., Hynes, K.M. e Forbes, I. 2005.** *Photovoltaic solar cells: An overview of state-of-the-art cell development and environmental issues.* Newcastle : ELSEVIER, 2005. 51.

## REFERÊNCIAS

**Monteiro, Eliseu, Moreira, Nuno Afonso e Ferreira, Sérgio. 2009.** *Planning of micro-combined heat and power systems in the Portuguese scenario.* s.l. : Applied Energy, 2009. pp. 290–298. Issue 3.

**Morais, Hugo Gabriel Valente. 2010.** *Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids.* Porto : s.n., 2010.

**Panigrahi, Debashis, et al. 2001.** *Battery Life Estimation of Mobile Embedded Systems.* Politecnico di Torino, Italy : s.n., 2001. Disponível: <http://www.google.pt/url?sa=t&rct=j&q=battery%20life%20estimation%20of%20mobile%20embedded%20systems%20politecnico%20di%20torino%2C%20italy&source=web&cd=1&sqi=2&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fciteseerx.ist.psu.edu%2Fviewdoc%2Fdownload%3Fdoi%3>

**Parlamento Europeu e Conselho Europeu. 2010.** *DIRETIVA 2010/31/UE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 19 de Maio de 2010 relativa ao desempenho energético dos edifícios (reformulação).* 2010. p. 35.

**Pereira, Ana Ramos, Ramos, Catarina e Colaboradores. 2000.** *Contrastes espaciais concelhios de algumas componentes ambientais em Portugal continental.* Lisboa : s.n., 2000. DILIF – 1.

**Pereira, Marco. 2009.** *Estudo do desenvolvimento da integração de micro-cogeração em Portugal.* Porto : s.n., 2009.

**Pires, Bruno e Pincante, Nuno. 2007.** *Planeamento e Produção de Energia - MICROGERAÇÃO.* DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES, FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE COIMBRA. Coimbra : Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, 2007.

**Rahman, Faizur, Rehman, Shafiqur e Abdul-Majeed, Mohammed Arif. 2012.** *Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia.* s.l. : Elsevier, 2012. pp. 274–283. Issue 1.

**Rao, Venkat, et al. 2005.** *Battery Model for Embedded Systems.* s.l. : IEEE, 2005. pp. 105 - 110 . ISBN:0-7695-2264-5.

**Razykov, T.M., et al. 2011.** *Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects.* s.l. : Yogi Goswami, 2011. 85.

**RCCTE. 2012.** [Online] 2012. [Citação: 10 de 2 de 2012.] <http://www.rccte.com/ficheiros/rccte.pdf>.

**REN, (Rede Electrica Nacional). 2011.** [Online] 2011. [Citação: 20 de Dezembro de 2011.] <http://www.mercado.ren.pt/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>.

**Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín. 2008.** *Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems*. Spain : Elsevier, 2008. pp. 2559–2572. Issue 12.

**Roselli, Carlo, et al. 2011.** *Experimental analysis of microgenerators based on different prime movers*. s.l. : Elsevier, 2011. pp. 796–804. Issue 4.

**S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel , M. Haddadi , A. Louche. 2008.** *Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions*. s.l. : ELSEVIER, 2008. pp. 968–987. Issue 10.

**S. Drouilhet e B.L. Johnson. 1997.** *A Battery Life Prediction Method for Hybrid Power Applications*. 1997. Disponível: <http://www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/21978.pdf>.

**Saloux, Etienne, Teysedou, Alberto e Sorin, Mikhail. 2011.** *Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point*. Canada : Elsevier Ltd, 2011. pp. 713–722. Issue 5.

**Schneider, Keila Kleveston. 2011.** *Modelos Analíticos na Predição do Tempo de Vida de Baterias Utilizadas em Dispositivos Móveis*. Brasil : s.n., 2011.

**Silva, João Pedro Neves. 2011.** *Central de Canal Parabólico - Modelação e Simulação do Sistema*. 2011.

**Silvestre, Santiago. 2003.** *IIIa-3 – Review of System Design and Sizing Tools*. celona, Spain : Elsevier, 2003. pp. 543–561.

**Streckiene, Giedre, Andersen, Vytautas Martinaitis: Anders N. e Katz, Jonas. 2009.** *Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market*. s.l. : Elsevier , 2009. pp. 2308–2316. Issue 11.

**Tamer Khatiba, Azah Mohamed, K. Sopian. 2012.** *Optimization of a PV/wind micro-grid for rural housing electrification using a hybrid iterative/genetic algorithm: Case study of Kuala Terengganu, Malaysia*. s.l. : Elsevier, 2012. pp. 321–331. Volume 47.

**Tazvinga, Henerica e Hove, Tawanda. 2010.** *A technical model for optimising PV/diesel/battery hybrid power systems*. 2010. Disponível: [http://researchspace.csir.co.za/dspace/bitstream/10204/4229/1/Tazvinga\\_2010.pdf](http://researchspace.csir.co.za/dspace/bitstream/10204/4229/1/Tazvinga_2010.pdf).

**Thiers, Stéphane, Aoun, Bernard e Peuportier, Bruno. 2010.** *Experimental characterization, modeling and simulation of a wood pellet micro-combined heat and power*

## REFERÊNCIAS

*unit used as a heat source for a residential building*. France : Elsevier B.V., 2010. pp. 896–903. Issue 6.

**Tina, G., Gagliano, S. e Raiti, S. 2006.** *Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment*. Italy : Elsevier Ltd., 2006. pp. 578–588. Issue 5.

**União Europeia. 2011.** Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Online] 2011. [Citação: 18 de 12 de 2011.] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.

**Vera, Luis Horacio. 2004.** *PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÔNOMOS*. Porto Alegre : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004.

**Wei Zhou, et al. 2010.** *Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems*. s.l. : ELSEVIER, 2010. pp. 380–389. Issue 2.

**Wissem, Zghal, Gueorgui, Kantchev e Hédi, Kchaou. 2012.** *Modeling and technical–economic optimization of an autonomous photovoltaic system*. Tunisia : Elsevier, 2012. pp. 263–272. Issue 1.



## **ANEXO 1**



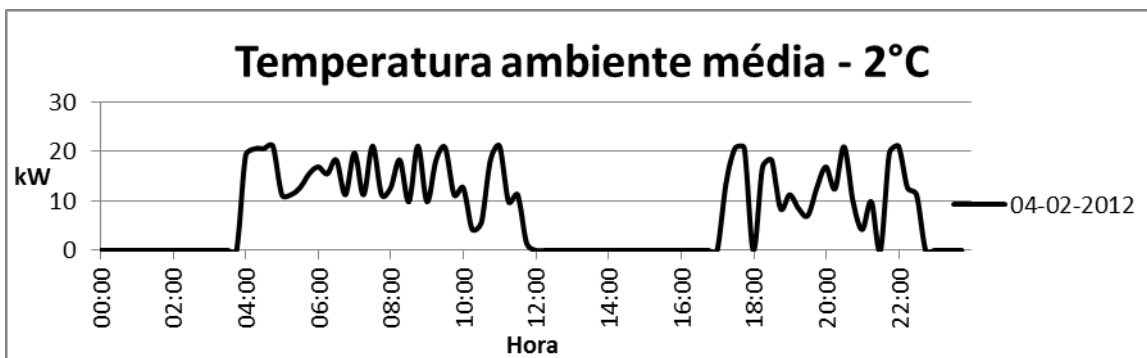


Figura 6-1 Perfil térmico típico para temperatura média 2°C

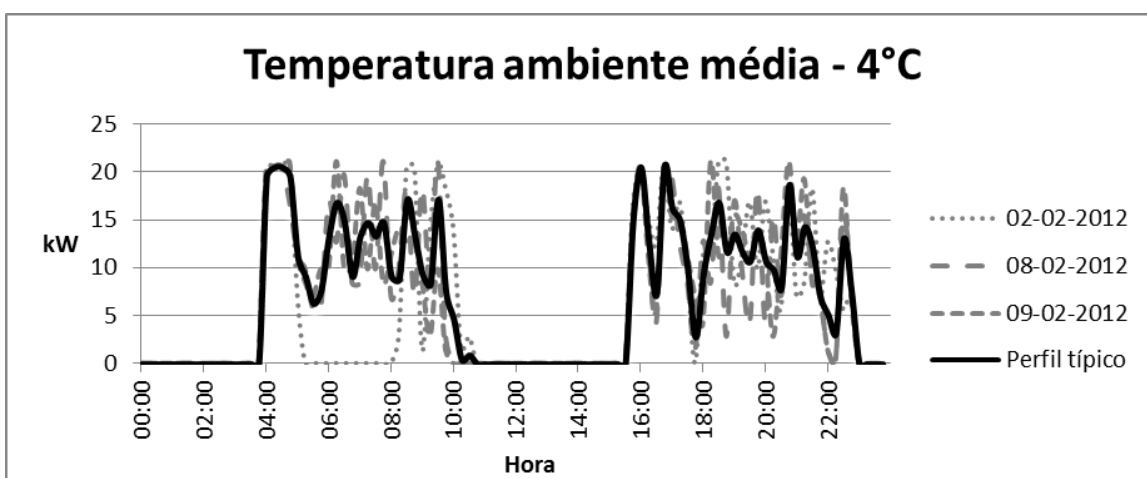


Figura 6-2 Perfil térmico típico para temperatura média 4°C

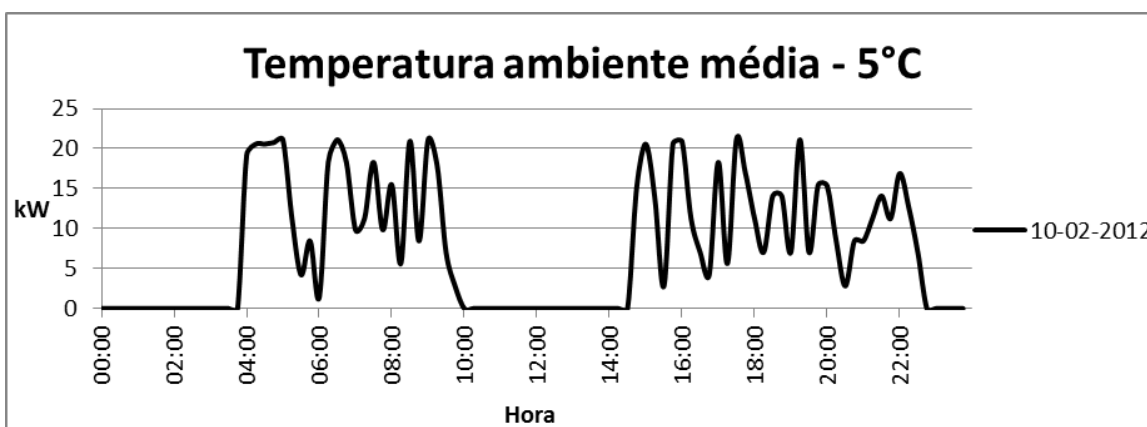


Figura 6-3 Perfil térmico típico para temperatura média 5°C

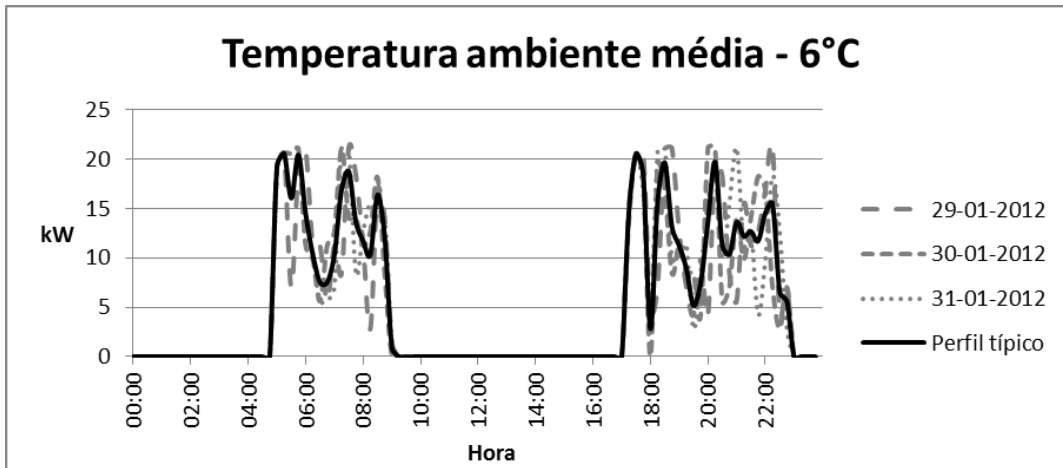


Figura 6-4 Perfil térmico típico para temperatura média 6°C

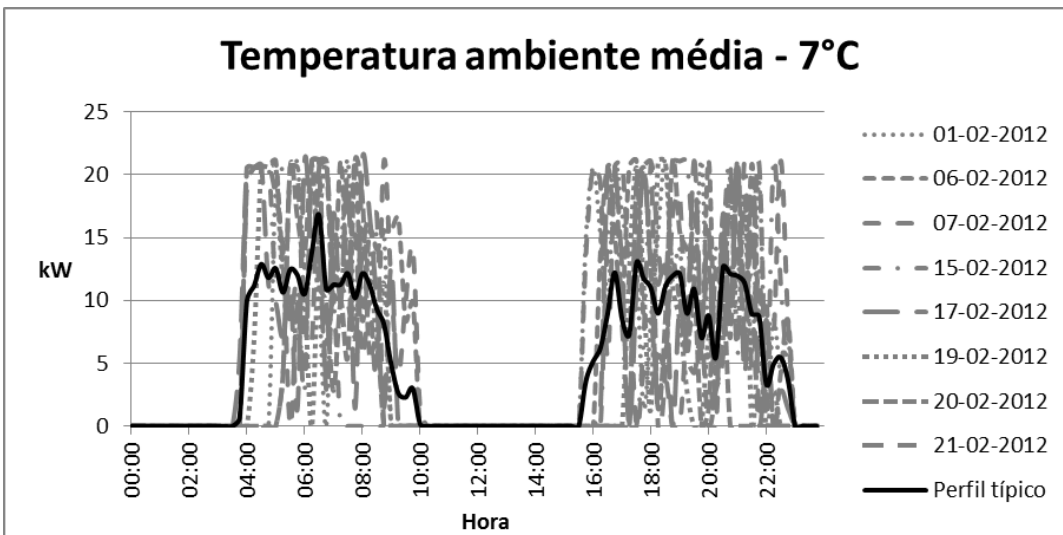


Figura 6-5 Perfil térmico típico para temperatura média 7°C

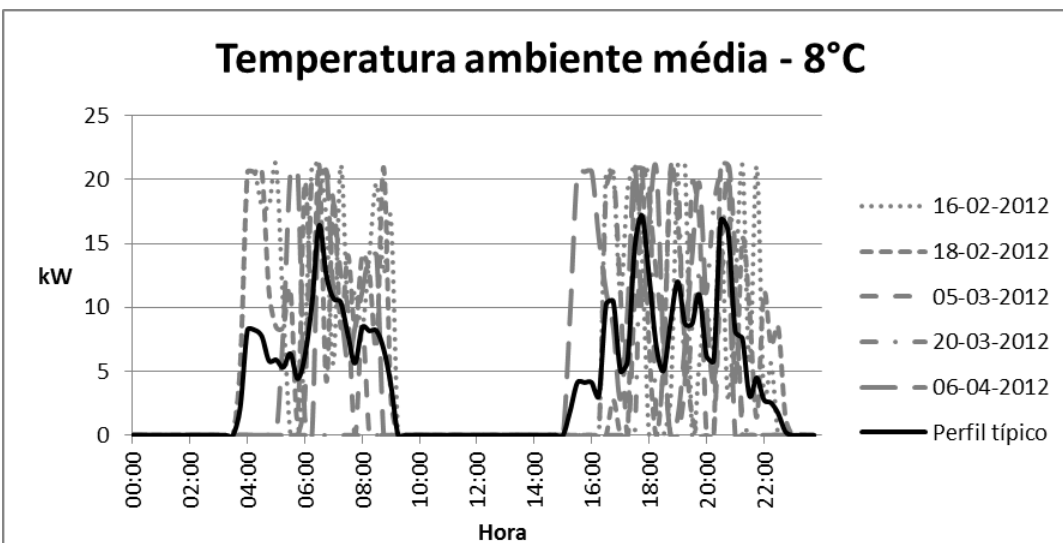


Figura 6-6 Perfil térmico típico para temperatura média 8°C

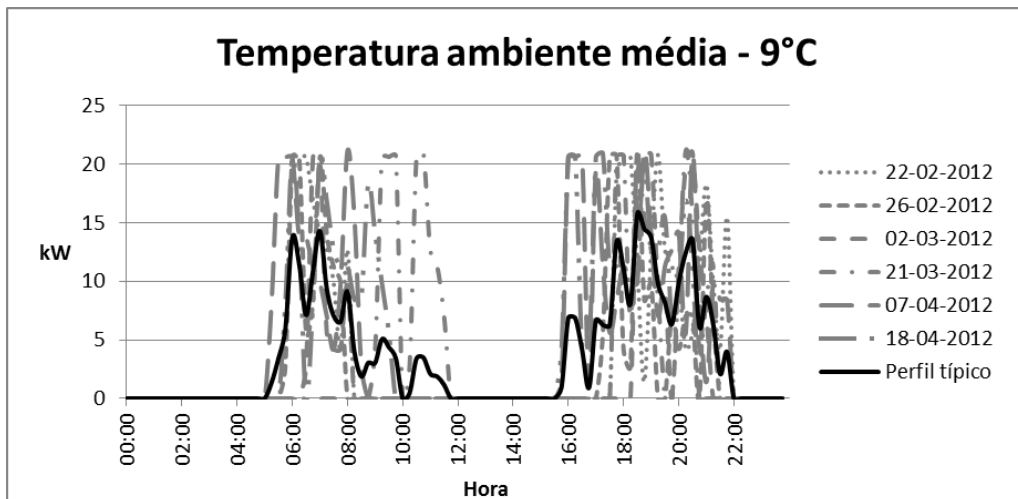


Figura 6-7 Perfil térmico típico para temperatura média 9°C

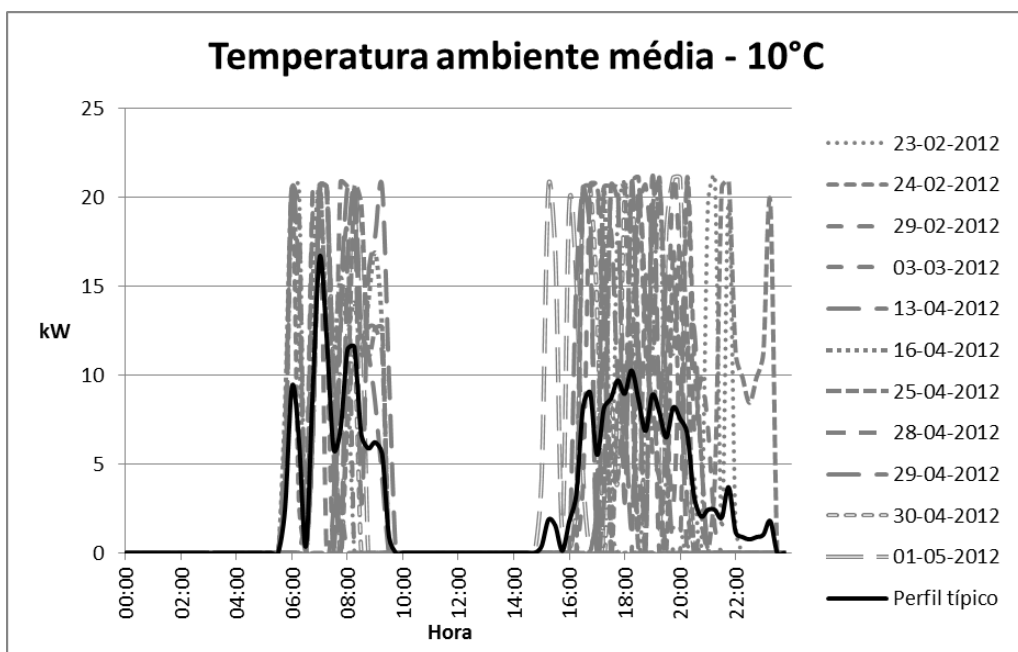


Figura 6-8 Perfil térmico típico para temperatura média 10°C

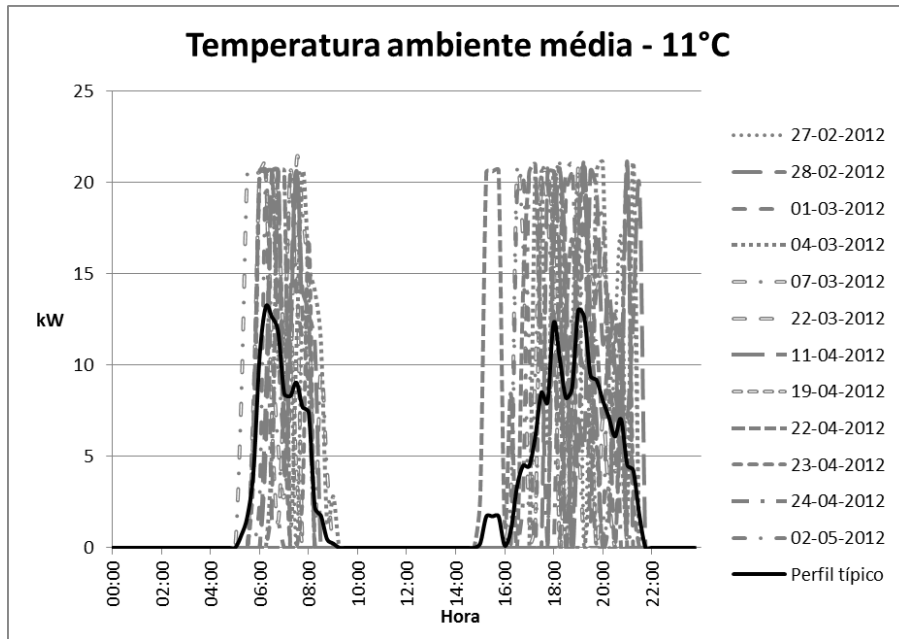


Figura 6-9 Perfil térmico típico para temperatura média 11°C

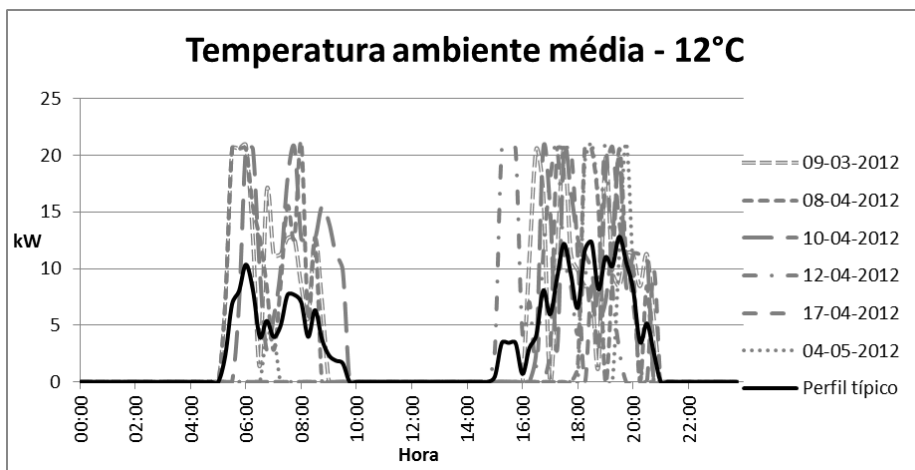


Figura 6-10 Perfil térmico típico para temperatura média 12°C

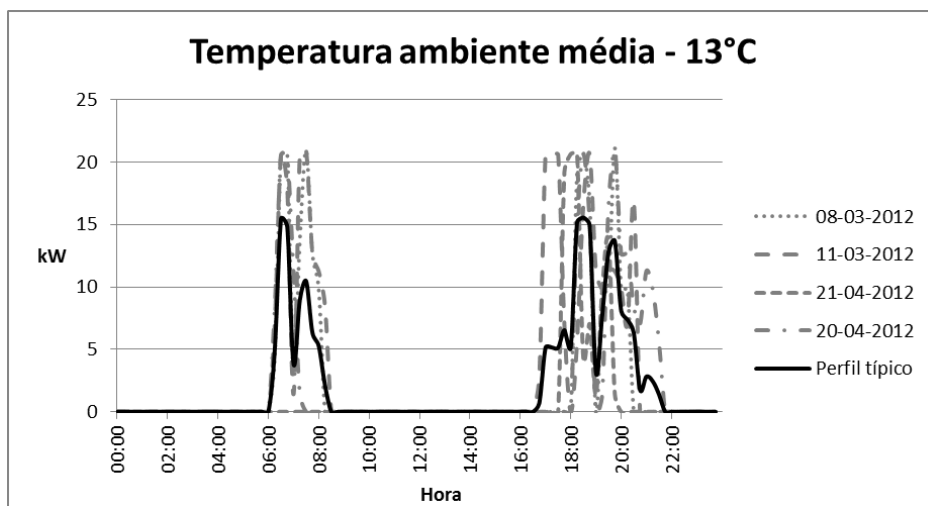


Figura 6-11 Perfil térmico típico para temperatura média 13°C

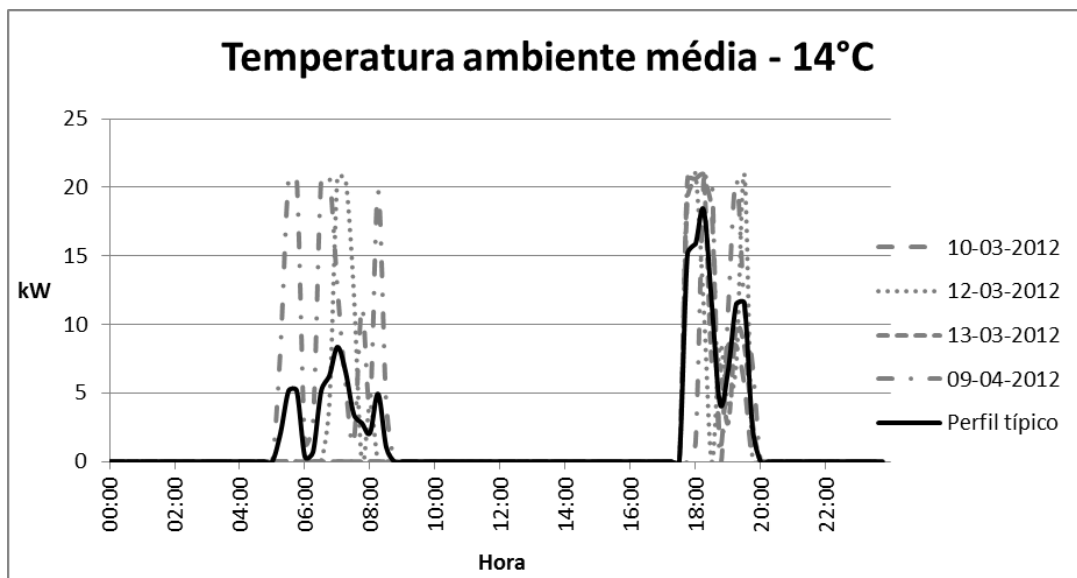


Figura 6-12 Perfil térmico típico para temperatura média 14°C

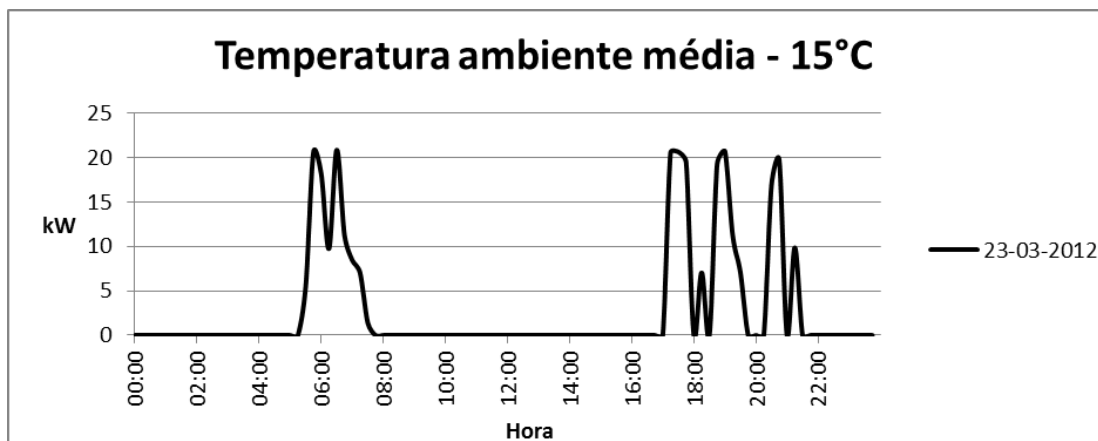


Figura 6-13 Perfil térmico típico para temperatura média 15°C

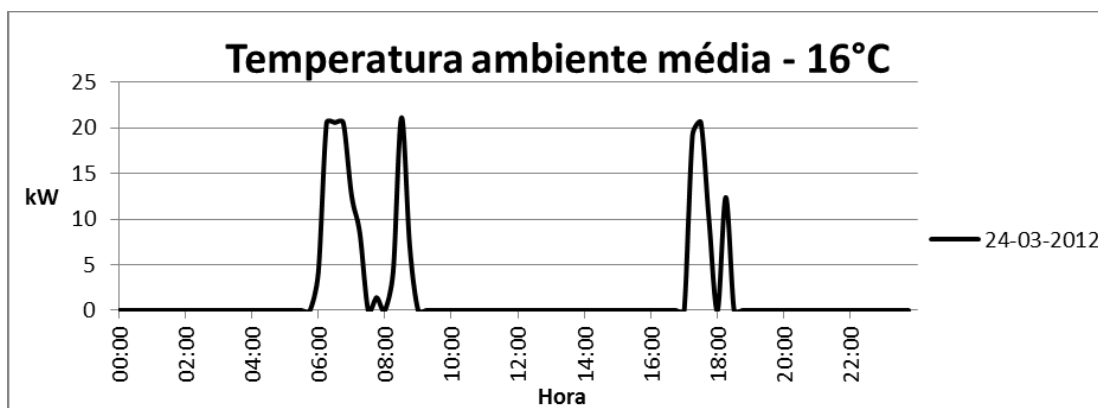


Figura 6-14 Perfil térmico típico para temperatura média 16°C