



Joana Filipa da Silva Santos Guia de Freitas

Licenciatura em Engenharia do Ambiente

**Microgeração –
Avaliação da produtividade de sistemas
fotovoltaicos**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente, perfil gestão de sistemas ambientais

Orientador: Professor Doutor Francisco Ferreira,
Prof. Associado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da
UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Joanaz de Melo (DCEA, FCT-UNL)
Arguente: Prof. Doutor António Luiz Moura Joyce (UER, LNEG)
Vogal: Prof. Doutor Francisco Ferreira (DCEA, FCT-UNL)



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Abril de 2010



UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente

Microgeração

Avaliação da produtividade de sistemas fotovoltaicos

Joana Filipa Silva Santos Guia de Freitas

Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente, perfil Gestão de Sistemas Ambientais

Orientador: Professor Doutor Francisco Ferreira

Lisboa

2010

Agradecimentos

O desenvolvimento da presente dissertação de mestrado, foi apenas possível com o apoio de algumas pessoas que passo a agradecer:

Ao Professor Doutor Francisco Ferreira, pela orientação do meu trabalho e pela fácil comunicação estabelecida.

À Doutora Maria João Rodrigues (APISOLAR) por todo entusiasmo empregue na maturação da minha pessoa enquanto profissional.

Ao Professor Doutor Gianfranco Sorasio (APISOLAR, WS Energia), pela possibilidade de integrar no meu trabalho o caso-estudo da WS Energia e por me ter apresentado à APISOLAR.

A toda a Direcção da APISOLAR, pela oportunidade de trabalhar de perto com o sector solar em Portugal.

A toda a equipa da WS Energia, que muitas vezes me auxiliou no meu trabalho.

À DGEG, por todos os conhecimentos que fui adquirindo com o seu contacto.

Agradeço em especial,

A todos os meus amigos e irmã que me deram o apoio emocional necessário e a motivação precisa ao usar a palavra certa no momento certo.

E por último, mas mais importante que tudo, aos meus pais, pois sem eles não seria possível escrever esta dissertação.

Resumo

A necessidade de diversificar a fonte de electricidade e apostar em fontes renováveis, torna cada vez mais interessante a introdução de novas tecnologias no mercado. O recurso à energia solar fotovoltaica prevê-se que a médio prazo seja uma das soluções disponíveis mais procuradas. Importa assim, estudar estas tecnologias e analisar a sua introdução no mercado.

Neste trabalho faz-se uma avaliação da produtividade de dois tipos de sistemas fotovoltaicos, painel fixo e painel de concentração com sistema de seguimento de dois eixos, designado Double Sun[®].

De acordo com os valores obtidos através da monitorização de dados de produção de electricidade destes sistemas, aplicou-se a actual legislação sobre microgeração e estabeleceram-se diferentes cenários, dos quais resultaram parâmetros económicos distintos.

O sistema solar fotovoltaico da Double Sun[®] foi capaz de alcançar em Lisboa valores de produção de energia 66% superiores a um sistema fotovoltaico fixo. De acordo com o actual sistema tarifário e as suas características, é possível obter valores de período de retorno de investimento entre 8 e 12 anos para o fotovoltaico fixo e entre 6 e 9 anos para a tecnologia avaliada.

Abstract

The need to diversify the source of electricity, is becoming more interesting the introduction of new renewable technologies on the market. The use of solar photovoltaic energy is expected in the medium term, will be one of the most sought solutions available. It must therefore, the study of these technologies and analyzes their introduction on the market.

This dissertation makes an assessment about the productivity of two types of photovoltaic systems, the fixed panel and concentration panel with two axes tracking system, as Double Sun[®].

According to obtained values from monitoring data of the power production of these systems, was applied the current legislation of microgeneration and settled in different scenarios, resulting separate economic parameters.

The photovoltaic system Double Sun[®] was able to reach in Lisbon values of energy production 66% higher than a fixed photovoltaic system. According with the current feed-in-tariffs scheme, it was possible to obtain values of investment payback time between 8 to 12 years for fixed photovoltaic and 6 to 9 years for evaluated technology.

Acrónimos

ACV – Análise de Ciclo de Vida

APA – Agência Portuguesa do Ambiente

AQS – Aquecimento de Águas Sanitárias

BT – Baixa Tensão

CE – Comissão Europeia

DGEG – Direcção Geral de energia e Geologia

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

FER – Fontes de Energia Renovável

GEE – Gases de Efeito de Estufa

GSM – *Global System for Mobile Communications*

IEA-PVPS – *International Energy Agency-Photovoltaic Power Systems Programme*

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

MARL – Mercado Abastecedor da Região de Lisboa

MT – Média Tensão

NASA – *National Aeronautics and Space Administration*

NIR – *National Inventory Report*

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas

PANER – Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis

PR – Período de Retorno

TIR – Taxa Interna de Rendibilidade

UE – União Europeia

VAL – Valor Actual Líquido

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Objectivos e âmbito.....	2
1.2.	Organização da dissertação	3
2.	Enquadramento	4
2.1.	Importância da diversificação da fonte de energia	4
2.1.1.	Evolução do consumo energético	5
2.1.2.	O consumo de energia como fonte de emissões de gases de efeito de estufa.....	6
2.2.	O papel das renováveis no cumprimento de objectivos múltiplos	8
2.2.1.	Comunidade Europeia	8
2.2.2.	Portugal.....	9
2.3.	O contributo da energia solar	10
2.3.1.	A nível internacional	10
2.3.2.	A nível nacional.....	18
2.4.	Contexto legislativo da produção de electricidade fotovoltaica.....	22
3.	O novo regime da microgeração em Portugal.....	25
3.1.	Contextualização	25
3.2.	Operacionalização	26
3.3.	Vantagens no recurso à microgeração	27
3.3.1.	Ambiente	27
3.3.2.	Consumidor.....	30
3.3.3.	Mercado e Indústria	31
4.	Modos de utilização da energia solar	34
4.1.	Tipologia dos módulos.....	34

4.2.	Tipologia das estruturas	37
4.3.	Tecnologias	38
5.	Metodologia	42
6.	Resultados.....	56
6.1.	O caso-estudo da WS Energia.....	56
6.1.1.	Sistema fixo.....	56
6.1.2.	Sistema de Concentração e Seguimento: Double Sun [®]	61
6.1.3.	Comparação entre sistemas	66
6.2.	Aplicação do Decreto-Lei da Microgeração.....	73
6.2.1.	Estimativa da produção total de electricidade através do fotovoltaico	73
6.2.2.	Redução de gases de efeito de estufa	75
6.2.3.	Análise financeira	77
7.	Discussão	87
8.	Conclusões	93
8.1.	Síntese de resultados.....	93
8.2.	Desenvolvimentos futuros e recomendações	95
9.	Referências bibliográficas	96
	Anexos	102

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Dependência energética europeia e portuguesa	4
Figura 2.2 – Evolução das cotações de petróleo bruto (<i>Brent</i>).....	5
Figura 2.3 – Consumo de energia final por sector económico em Portugal (1996-2007).....	5
Figura 2.4 - Percentagem de consumo de electricidade por sector económico	6
Figura 2.5 – Emissões de GEE em 2007 por sector de actividade.....	7
Figura 2.6 – Electricidade gerada a partir de fontes de renováveis.....	9
Figura 2.7 – Evolução acumulada da potência licenciada de energias renováveis em Portugal (MW)	10
Figura 2.8 – Mapa global de irradiação solar (kWh/m ²)	11
Figura 2.9 – Electricidade gerada a partir de energia solar (GWh) [2006]	11
Figura 2.10 – Estimativa da capacidade instalada de fotovoltaico na União Europeia no final de 2008.....	13
Figura 2.11 – Capacidade instalada de solar fotovoltaico na UE27 e no mundo....	14
Figura 2.12 – Evolução do preço dos módulos solares nos EUA e na Europa.	15
Figura 2.13 – Índice kWh/Wp em sistemas fotovoltaicos ligados à rede.	18
Figura 2.14 – Potência total de solar fotovoltaico instalado em Portugal (1995-2008).....	19
Figura 2.15 – Central de Moura [45,6 MWp].	20
Figura 2.16 – Inauguração da Central fotovoltaico do Mercado Abastecedor da Região de Lisboa (MARL) [6 MW].....	20
Figura 2.17 – Fachada Sul do Edifício Solar XXI	21
Figura 2.18 – Parque de estacionamento fotovoltaico do Edifício Solar XXI	21
Figura 2.19 – Esquema de legislação aplicável à actividade de produção de energia eléctrica por fonte renovável Fonte: (Diário da República, 1988; Diário da República, 1999, Diário da República, 2001, Diário da República, 2002, Diário da República, 2005, Diário da República, 2007, Diário da República, 2007)	22

Figura 3.1 – Etapas do processo de registo e certificação da microgeração	27
Figura 3.2 – Comparação visual entre o total anual de irradiação solar na superfície terrestre, diferentes recursos energéticos e o consumo anual de energia.....	28
Figura 3.3 – Emissão de GEE consoante o tipo de recurso energético.....	29
Figura 3.4 – Trabalhadores numa instalação de microgeração da empresa Bongás, Lda.	32
Figura 3.5 – Exemplo de integração de um sistema de microgeração no telhado da empresa Systaic,Lda.	33
Figura 3.6 – Integração de fotovoltaico no telhado da casota do cão numa vivenda em Aveiro.....	33
Figura 4.1 – Possibilidades de utilização da energia solar fotovoltaica	34
Figura 4.2 – Tipos de células fotovoltaicas, rendimento e área.....	35
Figura 4.3 – Comparação entre a área necessária de módulos fotovoltaicos monocristalinos e de filme fino	35
Figura 4.4 – Radiação directa, difusa, absorção e reflexão.....	36
Figura 4.5 – Sistema de seguimento solar do Double Sun ®	38
Figura 4.6 – Percentagem do preço dos componentes do sistema solar fixo	38
Figura 4.7 – Sistema Double Sun ®	39
Figura 4.8 – Preço dos componentes do sistema solar Double Sun ®	39
Figura 4.9 – Estrutura do Double Sun ®	40
Figura 4.10 – Movimento do Double Sun ® em relação à posição do sol	41
Figura 5.1 – Equipamento necessário para registo de dados de produção dos sistemas solares fotovoltaicos da WS energia	44
Figura 5.2 – Calendário de execução.....	46
Figura 5.3 – Esquematização do método de agregação de dados.....	47
Figura 5.4 - Esquema de avaliação sobre a redução de emissões de CO ₂ equivalente	50
Figura 5.5 – Esquematização da análise do período de retorno do investimento .	52
Figura 6.1 – 19 Sistemas fixos monitorizados	57
Figura 6.2 – Produção média diária de sistemas fixos consoante a localização e a estação do ano	57

Figura 6.3 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Coimbra.....	58
Figura 6.4 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Faro	59
Figura 6.5 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Lisboa	60
Figura 6.6 – 29 Sistemas Double Sun [®] monitorizados	61
Figura 6.7 – Produção média diária de sistemas Double Sun [®] consoante a localização e a estação do ano	62
Figura 6.8 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Beja	63
Figura 6.9 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Évora	64
Figura 6.10 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Lisboa	64
Figura 6.11 – Produção média horária para sistemas fixos no distrito de Lisboa segundo diferentes estações do ano.....	67
Figura 6.12 – Produção média horária para sistemas Double Sun [®] no distrito de Lisboa segundo diferentes estações do ano	67
Figura 6.13 – Energia média produzida ao longo do ano de sistemas Fixos e Double Sun	69
Figura 6.14 – Energia produzida acumulada de sistemas Fixos e Double Sun.....	69
Figura 6.15 – Produção média mensal por tipo de tecnologia [Out. 08 – Set. 09].	71
Figura 6.16 – Resultado do primeiro ano de implementação do regime de microgeração em Portugal [Set. 08 – Ago. 09].....	74
Figura 6.17 – Estimativa da produção total de electricidade na microgeração por fonte fotovoltaica por distrito	74
Figura 6.18 – Evolução dos preços correntes da electricidade no sector doméstico português.....	79
Figura 7.1 – Energia produzida pelo Double Sun no distrito de Évora	88

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Resumo dos principais esquemas de tarifas e certificados verdes na Europa	16
Tabela 2.2 – Prováveis tarifas aplicáveis a pedidos com licença	19
Tabela 2.3 - Tarifas de incentivo ao solar fotovoltaico referentes ao esquema do produtor independente de energia	23
Tabela 2.4 - Regimes remuneratórios da microgeração	24
Tabela 3.1 - Poupanças em termos de energia convencional e CO ₂ equivalente tomando como exemplo o recurso a um sistema de microgeração .	29
Tabela 3.2 – Exemplo do período de retorno do investimento num sistema de microgeração para uma família com um consumo típico	31
Tabela 4.1 – Tipos de estruturas	37
Tabela 5.1 - Número de sistemas a monitorizar	45
Tabela 5.2 - Estações do ano	48
Tabela 5.3 - Tecnologias dos sistemas	49
Tabela 5.4 - Valores médios de rendimento de sistemas convencionais a gás	50
Tabela 5.5 - Valores médios de rendimento das centrais	51
Tabela 5.6 - Valores da tarifa segundo o ano de registo.....	53
Tabela 5.7 – Tabela de análise de análise financeira	55
Tabela 6.1 - Produção média (kWh/kWp) de sistemas fixos consoante as estações do ano.....	61
Tabela 6.2 – Efeito da concentração dos sistemas Double Sun [®] relativamente a sistemas de seguimento de dois eixos.....	65
Tabela 6.3 - Produção média (kWh/kWp) de sistemas Double Sun [®] consoante as estações do ano	66
Tabela 6.4 - Relação entre a produção média de sistemas fixos e Double Sun para cada estação do ano.....	68
Tabela 6.5 - Produção média anual de sistemas Double Sun [®] e Fixo em diferentes localizações	70
Tabela 6.6 - Valores de produção média mensal (kWh/kWp) para sistemas Double Sun [®] e para sistemas fixos mono e multicristalinos	72

Tabela 6.7 – Acréscimo de produtividade média mensal entre células mono e multicristalinas, monocristalinas e Double Sun [®] , multicristalinas e Double Sun [®] e média de fixos e Double Sun [®]	72
Tabela 6.8 - Factores de emissão de CO ₂ equivalente no sector doméstico	76
Tabela 6.9 – Emissões evitadas por tipo de tecnologia para 1 kWp de potência instalada	76
Tabela 6.10 - Emissões evitadas por sistemas fotovoltaicos e térmicos no primeiro ano de implementação da microgeração	77
Tabela 6.11 - Produção média diária (kWh/kWp) de sistemas Fixos segundo as estações do ano em Lisboa	78
Tabela 6.12 - Produção média diária (kWh/kWp) de sistemas Double Sun [®] segundo as estações do ano em diferentes localizações.....	78
Tabela 6.13 – Previsão do preço da electricidade.....	79
Tabela 6.14 - Preço das tecnologias consideradas.....	79
Tabela 6.15 - Premissas estabelecidas para na avaliação económica	80
Tabela 6.16 – Parâmetros de análise financeira para um sistema fixo no Cenário I	81
Tabela 6.17 – Parâmetros de análise financeira para um sistema Double Sun [®] no Cenário I	82
Tabela 6.18 - Parâmetros de análise financeira para um sistema fixo no Cenário II	83
Tabela 6.19 - Parâmetros de análise financeira para um sistema Double Sun [®] no Cenário II	85
Tabela 7.1 – Energia produzida e rendimento anuais para sistemas Double Sun [®] instalados em Beja e Évora	88
Tabela 7.2 – Energia média anual produzida por 1 kWp por sistemas fixos, de seguimento a dois eixos e Double Sun.....	89

1. Introdução

O consumo de energia está directamente relacionado com o grau de industrialização de um país, com o seu desenvolvimento e com o bem-estar da população. Contrariar o aumento de consumo verificado é geralmente considerado contraproducente, apesar das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) inerentes, afectarem em grande escala o equilíbrio ambiental e ecológico do planeta.

Instrumentos de planeamento em vigor, designadamente o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) e o Plano Nacional para Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) pretendem deste modo responder ao cumprimento do Protocolo de Quioto no período de 2008-2012, garantindo para Portugal um limite no aumento das emissões face aos níveis registados em 1990.

No entanto, o PNAC previu um défice remanescente em relação às metas nacionais de GEE, que obrigou a colmatá-lo através de novas políticas e medidas. Ao aprovar a Estratégia Nacional para a Energia - Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro - o Governo comprometeu-se fortemente a reduzir as emissões de CO₂, aumentar a eficiência energética e reduzir a dependência combustíveis fósseis face ao exterior, aumentando a capacidade de produção endógena. Com este enquadramento, o Governo reviu em alta algumas metas nacionais relacionadas com a política energética, tornando-as mais ambiciosas, ao estabelecer que em 2010, 45% do consumo bruto de electricidade deverá ter por base energia renovável, em vez dos 39% estabelecidos na Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro.

Diversificar as fontes de energia convencionais transitando para Fontes de Energia Renováveis (FER) e primar pela eficiência energética, são as soluções encontradas para o alcance de um crescimento sustentável. É nesta lógica de economia de baixo carbono, que Portugal e os Estados-Membros se responsabilizam no cumprimento de políticas energéticas e ambientais comunitárias.

De acordo com a Directiva das Energias Renováveis – Directiva 2009/28/CE de 23 de Abril, até 2020, a União Europeia (UE) terá de reduzir as suas emissões de GEE em 20% face a níveis de 1990, aumentar o uso de energias renováveis em 20% e adoptar medidas de eficiência energética

que permitam a poupança energética em 20% face aos níveis de consumo actuais. Cada Estado-Membro deverá deste modo, estabelecer metas obrigatórias e submeter à Comissão Europeia (CE) até Junho de 2010, os seus Planos de Acção Nacionais para as Energias Renováveis (PANERs), visando no fim de linha atingir um objectivo comum.

Das actividades do sector eléctrico (produção, transporte, distribuição e comercialização/consumo), a produção de energia eléctrica é aquela que, na generalidade das situações, tem maiores impactes sobre o ambiente. Em Portugal, o sector eléctrico foi responsável por 28% das emissões de CO₂ em 2007 (ERSE, 2009).

Os sectores doméstico, indústria, serviços e agricultura responsáveis por 63,6% do consumo da energia final e 54% de energia eléctrica em Baixa Tensão (BT) (DGEG, 2009) têm actualmente uma enorme potencialidade para diversificar a fonte de energia e reduzir os GEE associados, ao fazer uso do diploma Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro.

1.1. Objectivos e âmbito

A presente dissertação pretende através de um caso-estudo, avaliar alguns aspectos da produção de electricidade por fonte fotovoltaica, no cumprimento dos objectivos nacionais em matéria de ambiente.

Especificamente, pretende-se comparar a produtividade de dois tipos de sistemas fotovoltaicos consoante a região do país e avaliar a sua contribuição em termos de redução de GEE através do cálculo das emissões em CO₂ equivalente.

Uma vez que a resposta do mercado está directamente relacionada com a procura pelo consumidor final, tornou-se interessante inquirir sobre as decisões do Governo na determinação de metas e tarifas para o sector fotovoltaico. Nesse sentido, foi efectuada a análise ao período de retorno do investimento deste tipo de sistemas, tendo como base a actual legislação da microgeração.

Através da monitorização da produção de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos foi possível comparar a produtividade de sistemas fixos e de baixa concentração a fim de determinar qual dos sistemas permite aproveitar a radiação solar de forma mais eficaz.

A metodologia utilizada teve por base a medição da energia eléctrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos através de um sistema telecontagem da Siemens Landis+Gyr[®] juntamente com o software MAP110.

Como base de trabalho utilizou-se a legislação portuguesa referente à microgeração, o custo da energia eléctrica proveniente da rede, o custo das tecnologias fotovoltaicas de baixa potência comercializáveis em Portugal e na pesquisa bibliográfica nacional e internacional sobre microgeração e sistemas fotovoltaicos.

1.2. Organização da dissertação

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos principais, para além deste capítulo inicial introdutório, com os seguintes conteúdos:

Capítulo 2 – Faz-se um enquadramento sobre a importância de diversificar a fonte de energia, do papel das energias renováveis no cumprimento de objectivos e do particular contributo da energia solar;

Capítulo 3 – Aborda-se especificamente o tema da microgeração pela via da produção de electricidade através de sistemas solares fotovoltaicos;

Capítulo 4 – Explica-se a metodologia utilizada na leitura e tratamento de dados de produção de energia através de sistemas solares fotovoltaicos fixos e de concentração e seguimento;

Capítulos 5 – Apresentam-se os dados obtidos, analisando a produção de sistemas fotovoltaicos e a variação do período de retorno do investimento na aplicação do actual Decreto-Lei (DL) da microgeração;

Capítulo 6 – Realiza-se uma síntese dos resultados e inquire-se sobre o futuro da tecnologia solar fotovoltaica em Portugal.

2. Enquadramento

2.1. Importância da diversificação da fonte de energia

Portugal é um país com escassos recursos energéticos próprios, nomeadamente, aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos, como o petróleo, o carvão e o gás.

Tal situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior, 82,9% em 2007, nomeadamente das importações de fontes primárias de origem fóssil.

Na Figura 2.1 pode ser comparada a percentagem de dependência energética do exterior entre Portugal e a União Europeia (UE).

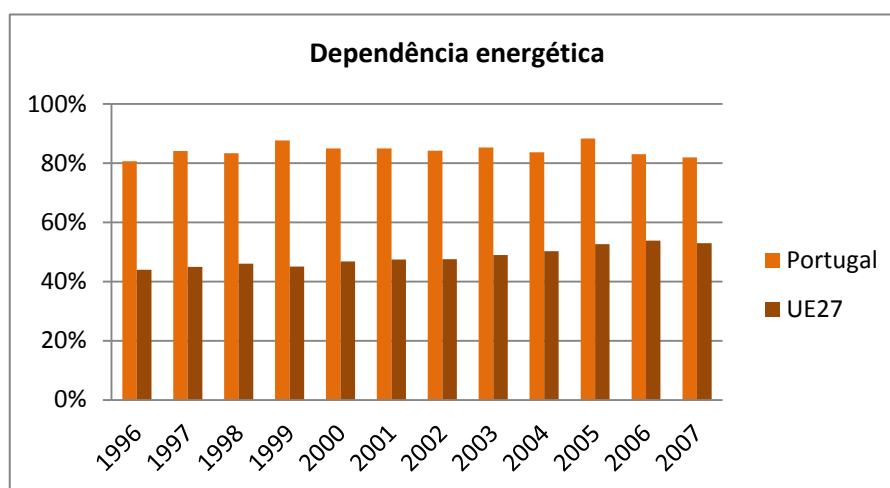


Figura 2.1 – Dependência energética europeia e portuguesa

Fonte: (EUROSTAT, 2010)

O cenário energético português assenta maioritariamente em importações de fontes primárias de origem fóssil, existindo ainda alguma contribuição dos seus próprios recursos como as energias hídrica, eólica, solar, geotérmica, biogás, lenhas e resíduos.

Na realidade importa aumentar a contribuição destas energias renováveis, dada a instabilidade política da OPEP e das flutuações dos preços internacionais das fontes de energia primária de origem fóssil, conforme mostra a Figura 2.2.

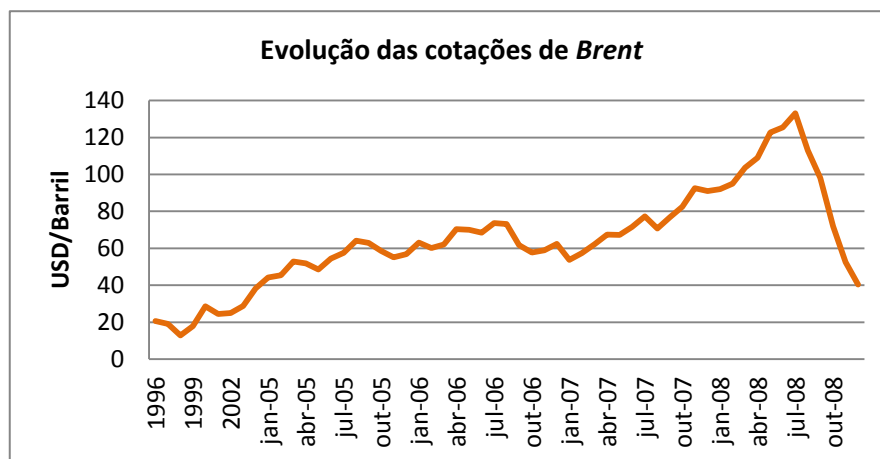


Figura 2.2 – Evolução das cotações de petróleo bruto (*Brent*)
 Fonte: (DGEG, 2008)

Estando directamente dependentes da evolução das cotações de petróleo bruto, o recurso aos combustíveis fósseis torna o país bastante vulnerável em termos energéticos.

2.1.1. Evolução do consumo energético

O consumo total de energia final em Portugal aumentou 66% de 1990 a 2008, de 10.915 ktep para 17.508 ktep. A partir de 2004 este consumo estagnou, tendo mesmo chegado a diminuir em 2007. O maior aumento percentual verificado foi o da energia eléctrica (118%), seguido do consumo de energia no sector dos transportes (91%) e por fim o consumo de energia para aquecimento e arrefecimento (30%) (APREN, 2010).

A Figura 2.3 apresenta os valores de consumo de energia final por sector económico até ao final de 2007.

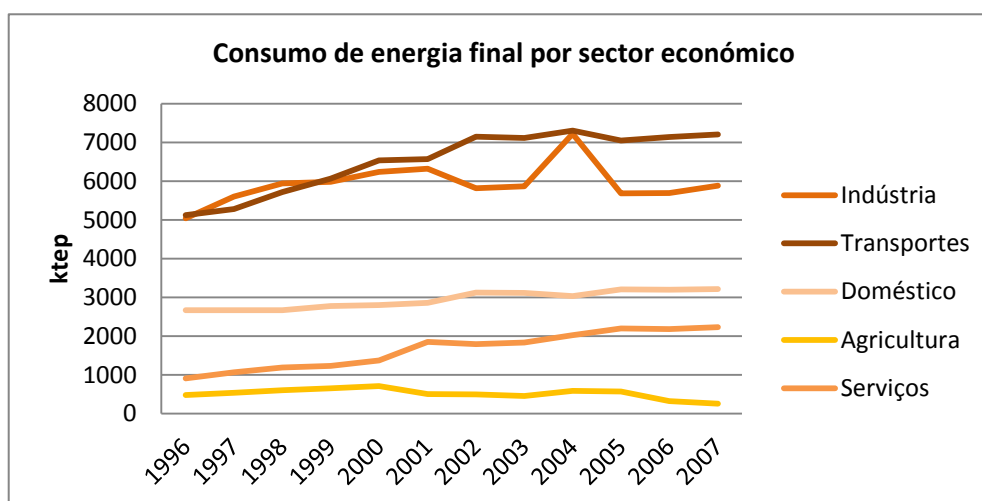


Figura 2.3 – Consumo de energia final por sector económico em Portugal (1996-2007)
 Fonte: (EUROSTAT, 2010)

Em 2007 o sector dos transportes consumiu 38%, a indústria 31%, o doméstico 17%, os serviços 12% e a agricultura 1,4% da energia final, prevendo a APREN que em 2008 os sectores doméstico e serviços contribuam com mais 1% sobre o consumo total.

De acordo com os dados do EUROSTAT, em 2007, 22,4% da energia final consumida tinha origem em energia eléctrica.

Como mostra a Figura 2.4, os sectores doméstico e indústria são os grandes responsáveis pelo consumo de energia eléctrica em Portugal.

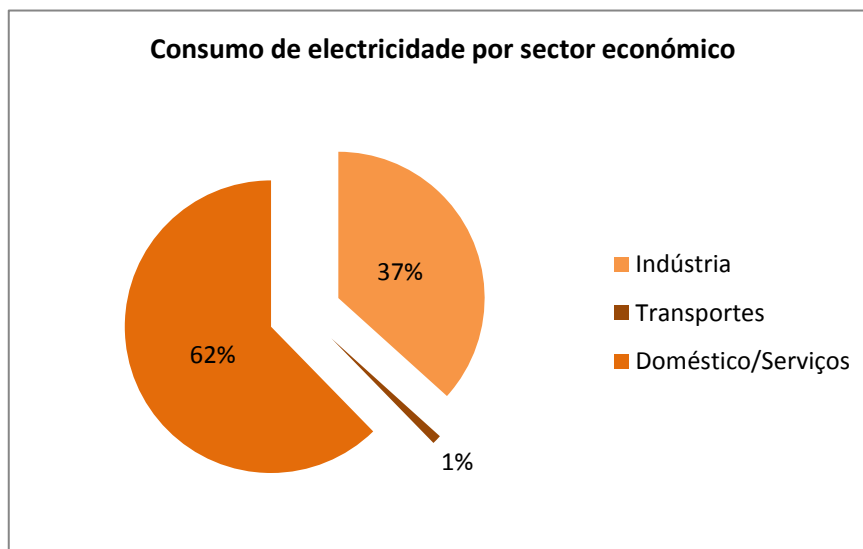


Figura 2.4 - Percentagem de consumo de electricidade por sector económico
Fonte: (EUROSTAT, 2010)

Numa visão de racionalização do consumo da energia eléctrica, deve começar-se de imediato a intervir directamente nestes dois sectores. Embora existam instrumentos que visem minimizar estes gastos, como o Sistema Nacional de Certificação Energética e Qualidade do Ar Interior no Edifícios (SCE) dirigido ao sector doméstico e serviços e o Sistemas de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE) para a indústria, existe um enorme potencial para diversificar a fonte eléctrica, tanto em Baixa Tensão (BT) como em Média Tensão (MT).

2.1.2.O consumo de energia como fonte de emissões de gases de efeito de estufa

Em 2007, o total de emissões de CO₂e resultantes de processos de combustão em Portugal foi de 81,84 Mt, cerca 7,7 t CO₂ per capita. No mesmo ano, Portugal registou uma intensidade carbónica de 4,7 Mt CO₂ /tep, ou seja, por cada tonelada equivalente de petróleo consumido foram emitidas 4,7 Mt de CO₂ para a atmosfera. A economia portuguesa registou uma intensidade

energética de 196,85 kg equivalente de petróleo por unidade de PIB, o que indica que necessitou de consumir 196,85 kg equivalentes de petróleo por cada 1.000 euros de riqueza produzidos (EEA, 2007; EUROSTAT, 2010; INE, 2010).

De acordo com a Figura 2.5 retirada do Relatório do Estado do Ambiente (REA 2009), o sector da energia é o que mais contribui para o efeito das alterações climáticas, sendo o consumo eléctrico e os transportes os principais responsáveis pela emissão de GEE.

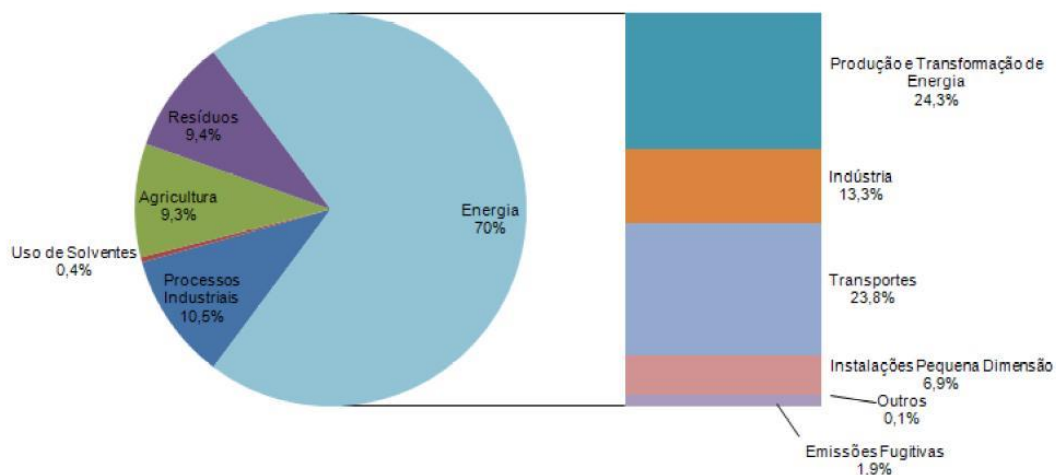


Figura 2.5 – Emissões de GEE em 2007 por sector de actividade
Fonte: (APA, 2009)

Portugal ainda é um dos países da UE com menor consumo de electricidade per capita - em 2006 foi de 4.799 kWh, correspondendo ao 21º lugar dos países europeus. Só a Bulgária, a Hungria, a Polónia, a Lituânia, a Letónia e a Roménia registaram consumos per capita mais baixos (DGEG, 2009).

Actualmente, estima-se que, no período de cumprimento do Protocolo de Quioto: 2008-2012, Portugal esteja 5% acima da quantidade que lhe foi atribuída, o que equivale a emitir mais 17,62 Mt CO₂e do que o tecto de emissões de gases com efeito de estufa estabelecido (MAOT, 2010).

2.2. O papel das renováveis no cumprimento de objectivos múltiplos

Em 2006, a electricidade gerada no mundo chegou aos 19.015 TWh, dos quais 81,51% provinham de fontes não renováveis, 16,41% de fonte hidroeléctrica, 1,37% de outras renováveis, 0,68% do fonte eólica e 0,02% de fonte solar.

De acordo com um estudo da NASA, a electricidade que poderia ser gerada no mundo por fontes renováveis chega aos 975.010 TWh, 470.278 TWh de solar fotovoltaico, 275.556 TWh de concentração solar, 105.278 TWh de eólica em terra, 91.398 TWh através dos oceanos (ondas e marés), 13.889 TWh por hidroeléctrica, 12.500 TWh por geotermia e 6.111 TWh proveniente de eólica offshore (National Geographic, 2009).

2.2.1. Comunidade Europeia

Em 1997, a Comissão Europeia publicou o Livro Branco sobre Energias Renováveis que anunciava uma meta de duplicação da quota de energias renováveis na União Europeia para 12 % até 2010 (European Commission, 2009).

O estabelecimento desta política em matéria de energias renováveis baseou-se na necessidade de enfrentar as questões de sustentabilidade relacionadas com as alterações climáticas e a poluição atmosférica, de melhoria da segurança do aprovisionamento energético da Europa e de desenvolvimento da competitividade e da inovação industrial e tecnológica da Europa. O Livro Branco anunciava também uma estratégia e um plano de acção no domínio das energias renováveis, destacando a necessidade de desenvolver todos os recursos energéticos renováveis, de estabelecer políticas estáveis e de melhorar os regimes de planeamento e o acesso à rede de electricidade no que diz respeito às energias renováveis.

Um elemento-chave do plano de acção era a adopção de legislação europeia que proporcionasse um quadro político estável e clarificasse o desenvolvimento previsto das energias renováveis em cada Estado-Membro. Os dois diplomas legislativos fundamentais (as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE) fixaram metas indicativas para 2010 para todos os Estados-Membros e exigiram acções destinadas a melhorar o crescimento, desenvolvimento e acesso das energias renováveis (European Commission, 2009).

De acordo com a Figura 2.6, a UE27 alcançará o objectivo de 21% electricidade gerada a partir de FER e Portugal os 39%.

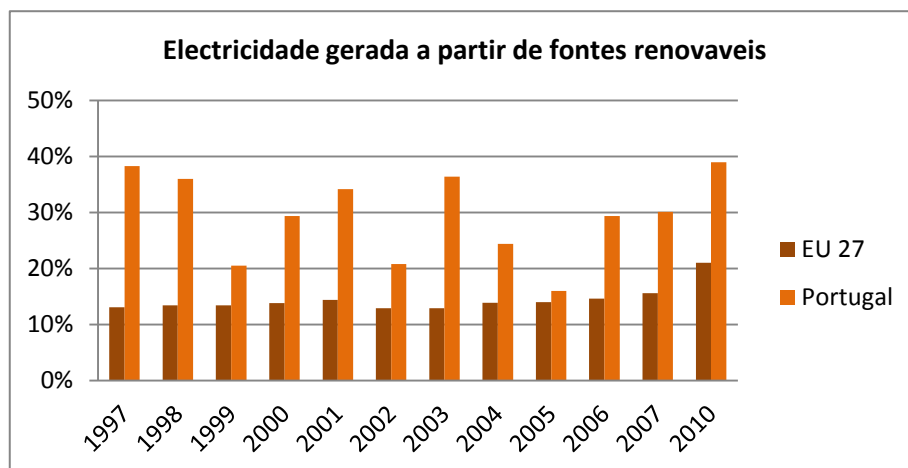


Figura 2.6 – Electricidade gerada a partir de fontes de renováveis
Fonte: (EUROSTAT, 2010)

A Directiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fonte renováveis, que revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, tem o objectivo de aumentar a quota de fontes de energia renováveis no consumo final de energia Europeu para 20% em 2020, a partir de aproximadamente 8,5% em 2005, através de metas nacionais obrigatórias. A Directiva inclui a contribuição de energias renováveis nos sectores da produção de electricidade, no sector de aquecimento e arrefecimento e no sector dos transportes.

2.2.2. Portugal

Segundo a DGEG, a incorporação de FER no consumo bruto de energia eléctrica, foi de 43% em 2008, esperando-se que a meta de 45% de electricidade renovável avançada pelo Governo seja atingida em 2010, principalmente através de uma potência instalada próxima de 5 000 MW de origem eólica, 5 600 MW através de centrais hídricas e uma pequena contribuição de 200 MW por via do solar fotovoltaico (DGEG, 2010).

Enquanto a produção de electricidade de origem fóssil tem oscilado em torno dos 30 TWh, compensando anos com maior ou menor produção hídrica, a electricidade de origem renovável praticamente duplicou nos últimos 10 anos. O maior incentivo para este crescimento foi o estabelecimento das tarifas a partir de 1999 (APREN, 2010).

Portugal continua assim a ser, em 2007, o terceiro país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis.

Através da Figura 2.7 pode verificar-se a evolução acumulada da potência licenciada (MW) até ao quarto trimestre de 2009.

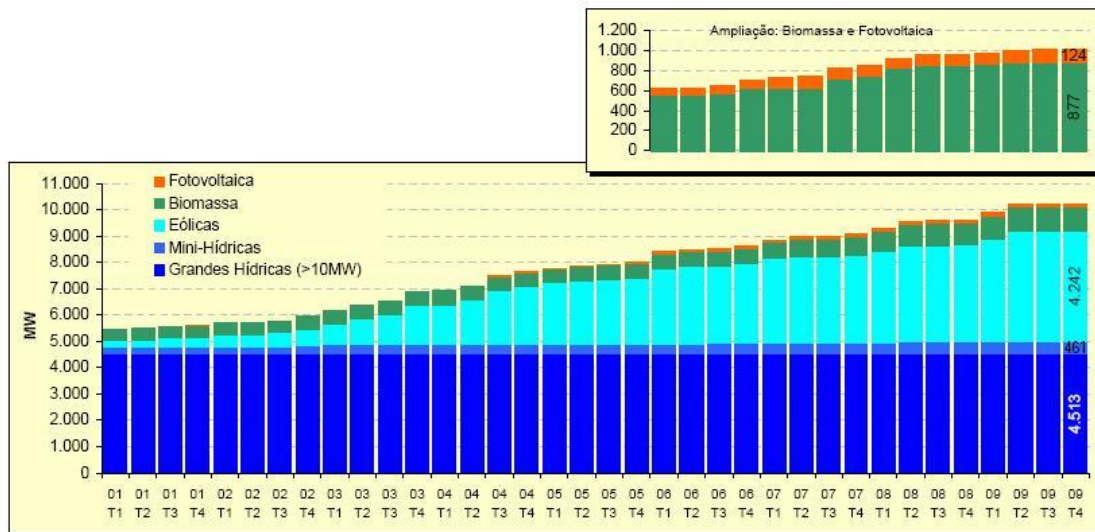


Figura 2.7 – Evolução acumulada da potência licenciada de energias renováveis em Portugal (MW)
Fonte: (DGEG, 2010)

No final de Outubro de 2009, Portugal tinha 8.908 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de FER, a qual permitiu entre Janeiro a Outubro de 2009 uma produção de 13,72 TWh, registando-se um crescimento de 1,59 TWh relativamente ao período homólogo em 2008 (DGEG, 2010).

Na produção descentralizada de electricidade renovável, o “Programa Renováveis na Hora”, impulsionou uma enorme procura pelo acesso à microgeração. Dada a sua limitação em termos de oferta de potência, decorrem actualmente revisões sobre todo o processo, tarifa e potência disponível.

2.3. O contributo da energia solar

2.3.1. A nível internacional

O potencial do sol para produzir electricidade eclipsa o das outras fontes renováveis. Por agora, porém, a electricidade solar tem uma presença insignificante na carteira mundial de energia, representando apenas uma parcela de 1% da produção total de electricidade, muito inferior às energias hidroeléctrica e eólica, que são mais económicas (National Geographic, 2009).

O mapa da Figura 2.8 é demonstrativo do potencial solar existente no mundo.

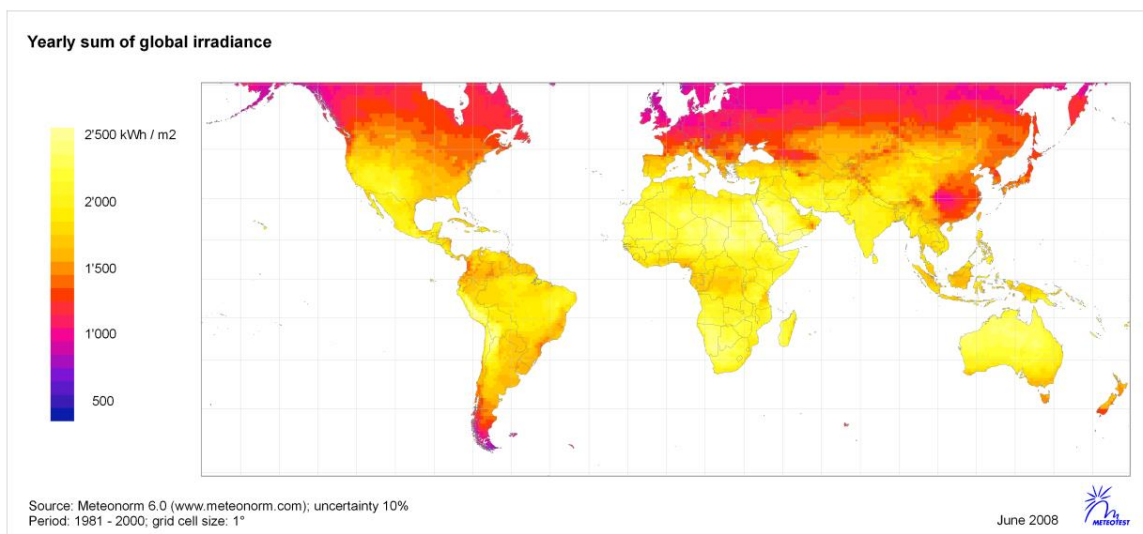


Figura 2.8 – Mapa global de irradiação solar (kWh/m²)
Fonte: (Meteonorm, 2008)

Como comprova a Figura 2.9, os líderes mundiais do sector não são os países mais soalheiros, mas aqueles com capacidade de pagar um custo suplementar pela electricidade solar.

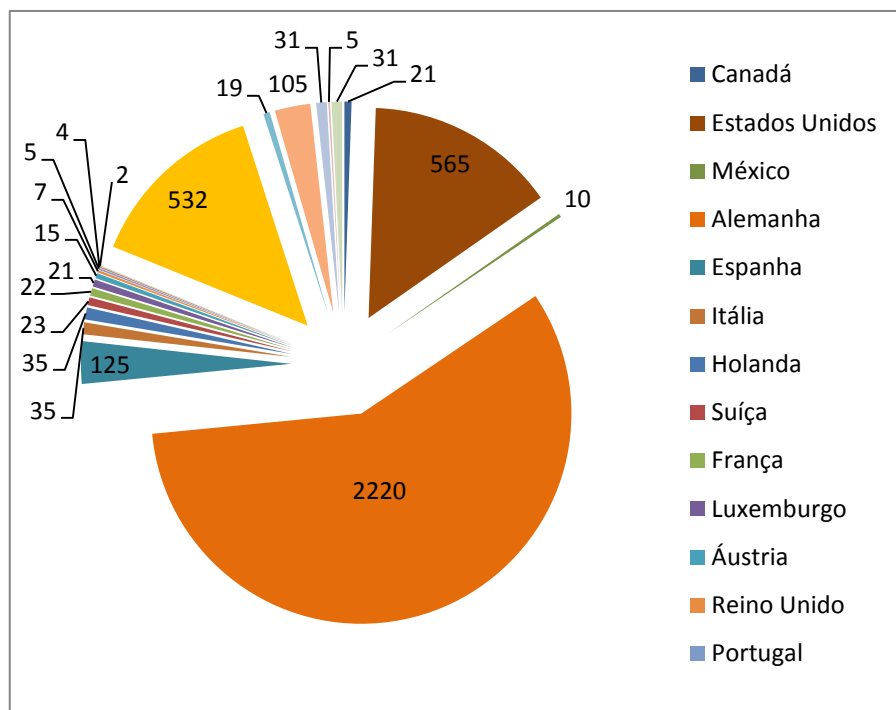


Figura 2.9 – Electricidade gerada a partir de energia solar (GWh) [2006]
Fonte: (National Geographic, 2009)

No entanto, o mercado da energia solar tem crescido significativamente nos últimos anos. No final de 2007, a capacidade instalada de sistemas solares fotovoltaicos superava os 9.200 MW

a nível mundial, comparando com 1.200 MW no ano 2000. Desde 1998, que a instalação de células e módulos fotovoltaicos tem crescido anualmente em média 35% (EPIA; Greenpeace, 2008).

A competição entre os maiores fabricantes do mundo, tem aumentado intensivamente com a introdução de novos agentes no mercado, permitindo ao sector fotovoltaico expandir-se significativamente. Ao mesmo tempo, os esquemas políticos e a criação de vários grupos de trabalho com a vista à promoção da energia solar eléctrica tem permitido colocar em prática e com sucesso vários programas, especialmente em países como Alemanha, Espanha, Itália, França, Coreia do Sul e Estados Unidos.

Conforme se verifica pela Figura 2.10, Portugal é o sexto país europeu com maior capacidade instalada, muito embora essa capacidade seja quase exclusivamente resultado de uma das maiores centrais solares do mundo, com 45,6 MWp de potência instalada (Paes, 2008). Por parte da microgeração, no final de 2008 estavam apenas 2,08 MW instalados (DGEG, 2008).

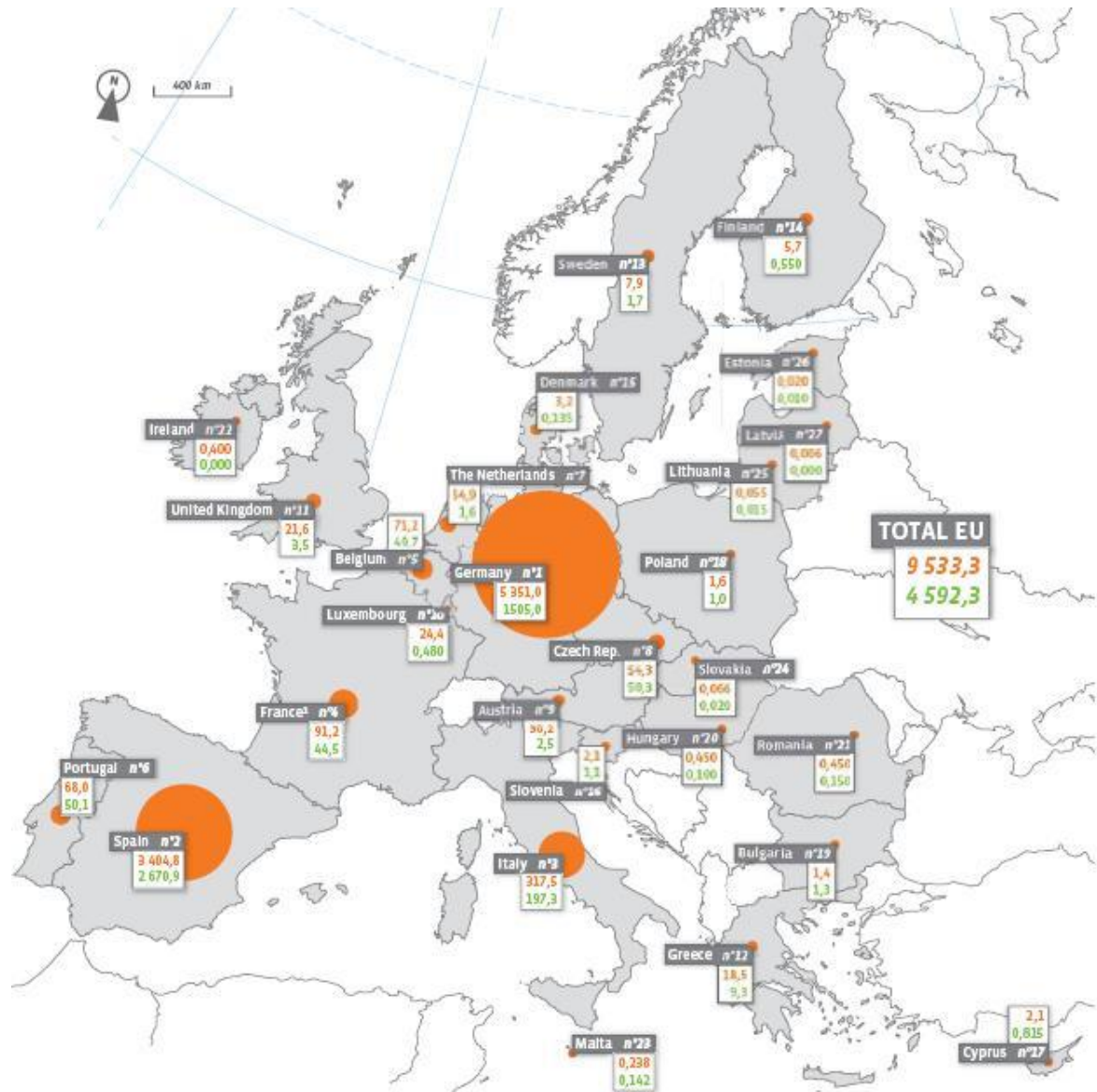


Figura 2.10 – Estimativa da capacidade instalada de fotovoltaico na União Europeia no final de 2008.
Fonte: (Euro Observ'ER, 2009)

Pela Figura 2.11 é notória a liderança da UE relativamente ao resto do mundo, no que respeita à capacidade total instalada de fotovoltaico.

Nos dois casos, constata-se um crescimento de mais de 24% entre 1998 e 2003 e mais de 39% entre 2003 e 2008.

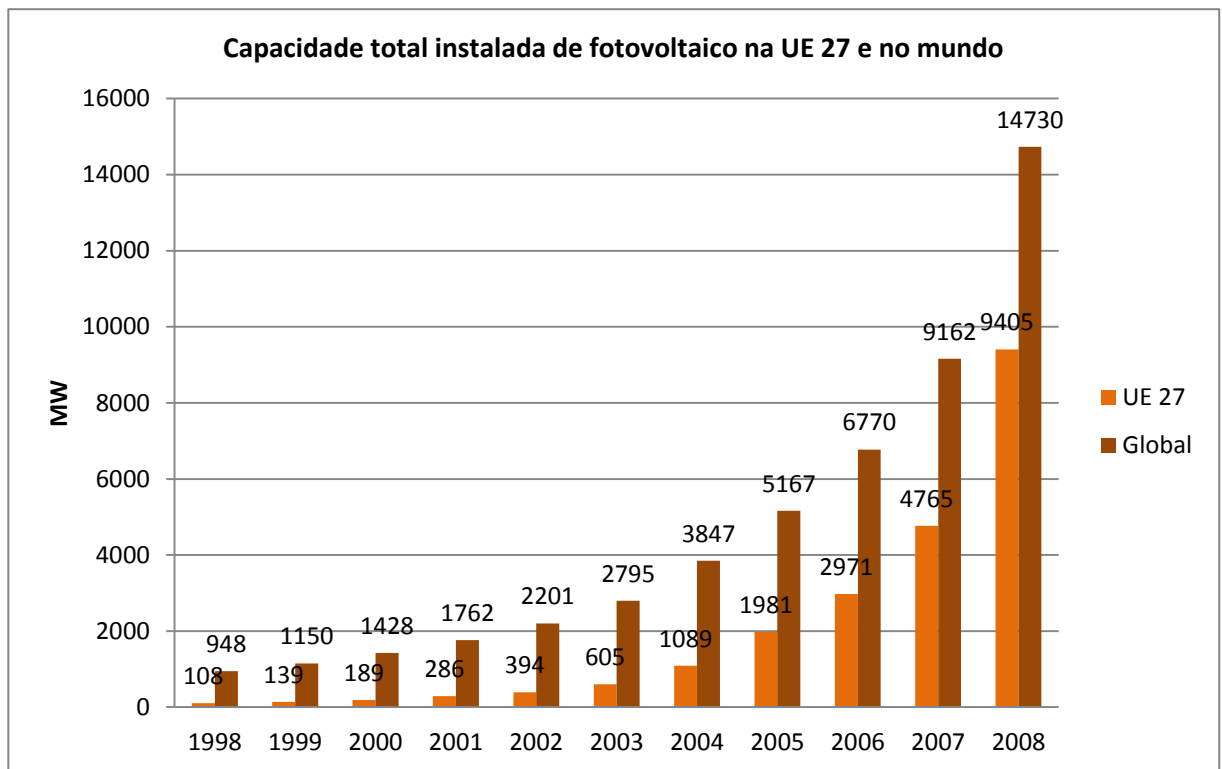


Figura 2.11 – Capacidade instalada de solar fotovoltaico na UE27 e no mundo.
 Fonte: (EU Joint Centre, 2008; NREL, 2002)

Pode afirmar-se que existe uma relação clara entre o preço da tecnologia e a evolução da capacidade instalada.

Em Dezembro de 2001, a Europa comercializava o Wp a quase 5,50 €. Durante o período de 2004 constatou-se uma diferença significativa no preço dos módulos, 4,65 €/Wp na Europa e 4,30 \$/Wp nos EUA. A partir de 2006 esta tendência inverteu-se, devido à queda do dólar americano.

A variabilidade do preço dos módulos fotovoltaicos deve-se à disponibilidade no mercado do seu principal componente, o silício. Actualmente esse problema não se coloca. Conforme se verifica pelo gráfico da Figura 2.12, o preço do módulo fotovoltaico atingiu níveis mínimos históricos.

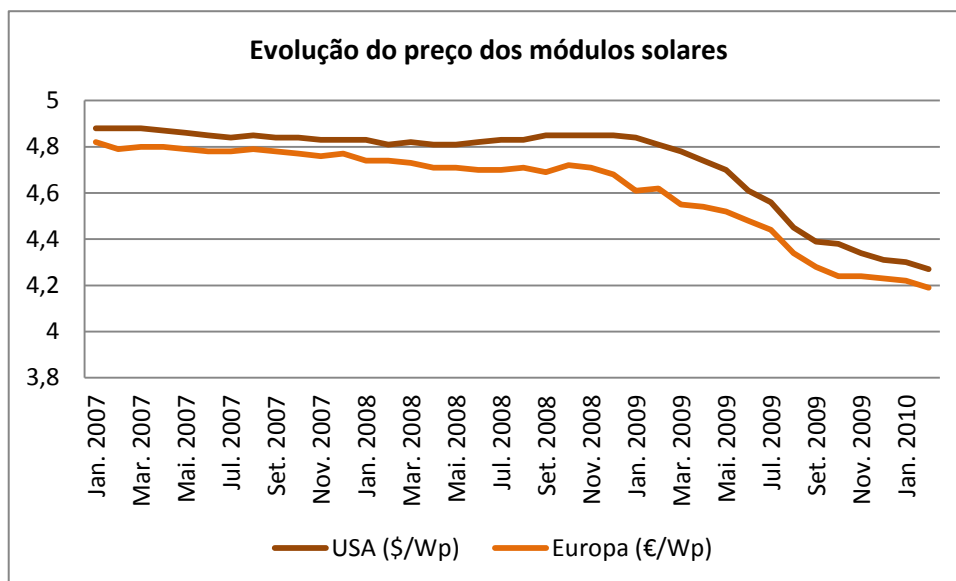


Figura 2.12 – Evolução do preço dos módulos solares nos EUA e na Europa.
Fonte: (Solarbuzz, 2010)

Segundo o programa da Agência Internacional de Energia para o fotovoltaico, o custo do sistema completo é de cerca de 7 \$/Wp, cerca de 5,6 €/Wp a preços de 2006 (IEA-PVPS, 2010).

O recurso a incentivos foi também facilitando a incorporação gradual da tecnologia permitindo a um maior número de agentes afirmar-se neste mercado.

No que concerne à definição da legislação, cada Estado-Membro, responsabiliza-se pela determinação de tarifas e/ou certificados verdes, estando por isso subjacentes factores como a maturidade da tecnologia, condições de mercado e níveis de radiação solar.

Tomando o exemplo português, esta é a justificação dada para ser garantido maior incentivo à tecnologia solar fotovoltaica, relativamente a outras tecnologias de fonte renovável previstas pelo DL 363/2007 de 2 de Novembro, permitindo assim torná-la mais competitiva. Comparativamente, na Tabela 2.1 podem ser consultadas as tarifas e certificados a vigorar nalguns países da UE.

Tabela 2.1 - Resumo dos principais esquemas de tarifas e certificados verdes na Europa
Fonte: (Overview of European PV support schemes, 2009)

País	Esquema de apoio	Terreno (€/kWh)	Integração em edifício (€/kWh)	Aplicação em edifício (€/kWh)	Duração (anos)	Cap
Alemanha	Tarifa	0,32	0,33 – 0,43		20	-
Áustria	Tarifa	0,30 – 0,46			10+1+1	3,3 MW/ano
Bélgica	Certificado verde	Bruxelas: 0,15 – 0,65 Valónia: 0,15 – 0,63 Flandres: 0,45			Bruxelas: 10 Valónia: 15 Flandres: 20	-
Bulgária	Tarifa	0,38 – 0,42			25	-
Eslovénia	Tarifa	0,33 – 0,37			5+5+10	-
Espanha	Tarifa	0,32 – 0,34			25	500 MW (2009)
França	Tarifa	0,32 – 0,43	0,60	0,32 – 0,43	20	-
Grécia	Tarifa	0,40 – 0,50			20	-
Holanda	Tarifa	0,29			15	15 MW (2009)
Itália	Tarifa	0,35 – 0,39	0,43 – 0,48	0,39 – 0,43	20	1200 MW
Luxemburgo	Tarifa	0,36 – 0,39			15	5 MW
Portugal	Tarifa	0,68			5+10	12 MW
Reino Unido	Certificado verde	0,03 – 0,06			Tempo de vida	-
República Checa	Tarifa	0,48 – 0,49			20	-
Roménia	Certificado verde	0,11 – 0,22			10	-
Suíça	Tarifa	0,30 – 0,40	0,38 – 0,56	0,37 – 0,46	28	16 Mio CHF

Numa prioridade de protecção do clima e segurança no fornecimento de energia, tem-se verificado que o recurso à tarifa como esquema de incentivo, permite gerar rapidamente um abaixamento do custo das tecnologias renováveis, possibilitando paralelamente a criação de emprego e uma dinâmica de competitividade no sector, sendo portanto o melhor veículo para gerar estes benefícios.

Países como a Alemanha e Espanha que apostaram desde cedo num esquema de incentivos deste género conseguem assegurar um período de retorno cada vez mais curto, derivado ao crescimento da procura e ao decréscimo nos custos da instalação.

Os certificados verdes funcionam como uma mercadoria comerciável, desde que determinada quantidade de energia eléctrica gerada utilize fonte renovável. Tipicamente, um certificado verde representa a geração de 1 MWh de energia eléctrica, ou seja, representa o valor ambiental da geração por energia renovável.

Ao contrário de um esquema de tarifas, os certificados verdes são independentes do preço da tecnologia utilizada.

Como se constata pela Tabela 2.1, os esquemas de incentivo são definidos diferentemente para cada país segundo o sistema de distribuição de electricidade e as metas estipuladas para as energias renováveis.

No caso português, o abaixamento da tarifa segundo a capacidade instalada, pressupõe a penetração da tecnologia no mercado e por consequência o decréscimo do preço segundo um efeito de escala, por forma a mantê-la aliciante ao consumidor.

Na realidade, o objectivo é alcançar a paridade de rede, ou seja, criar condições para que, em função da diminuição dos custos de geração de electricidade fotovoltaica e do aumento de preços da electricidade convencional, permitam durante os próximos 5-10 anos, dependendo do local e das horas de exposição solar, tornar a electricidade solar mais competitiva que a electricidade convencional.

Segundo a EPIA, países com elevada radiação solar e elevados preços de electricidade, como Itália e Espanha têm um enorme potencial para alcançar a paridade de rede em 2010 e 2012 respectivamente (EPIA, 2010).

Cabe portanto à indústria, inovar com novas tecnologias que permitam oferecer ao consumidor determinadas garantias de eficiência e de produção.

É também necessário que o Governo mantenha este tipo de incentivos, potenciando o aumento das exportações de produtos, sobretudo nacionais.

2.3.2. A nível nacional

Estudos realizados em Portugal, sobre a avaliação do potencial solar para produção de electricidade, conduziram ao mapa de isolinhas da Figura 2.13, que apresenta um índice de desempenho de sistemas fotovoltaicos, kWh fornecidos por ano por Wp instalado.

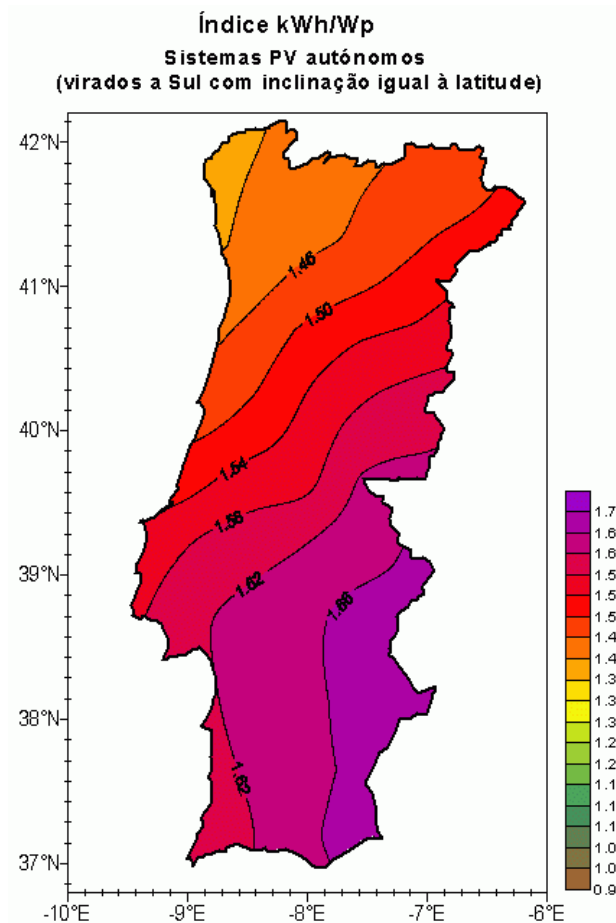


Figura 2.13 – Índice kWh/Wp em sistemas fotovoltaicos ligados à rede.
Fonte: (INETI, 2002)

De acordo com o programa para o fotovoltaico da Agência Internacional de Energia - (IEA-PVPS), em 2008, Portugal detinha 68 MW ligados à rede eléctrica nacional, dos quais, 45,6 MW estão em Moura no Alentejo.

Conforme se mostra no gráfico da Figura 2.14, o número de instalações era quase insignificante até 2007, ano em que foi instalada a presente segunda maior central fotovoltaica de Portugal, a de Serpa com 11 MW.

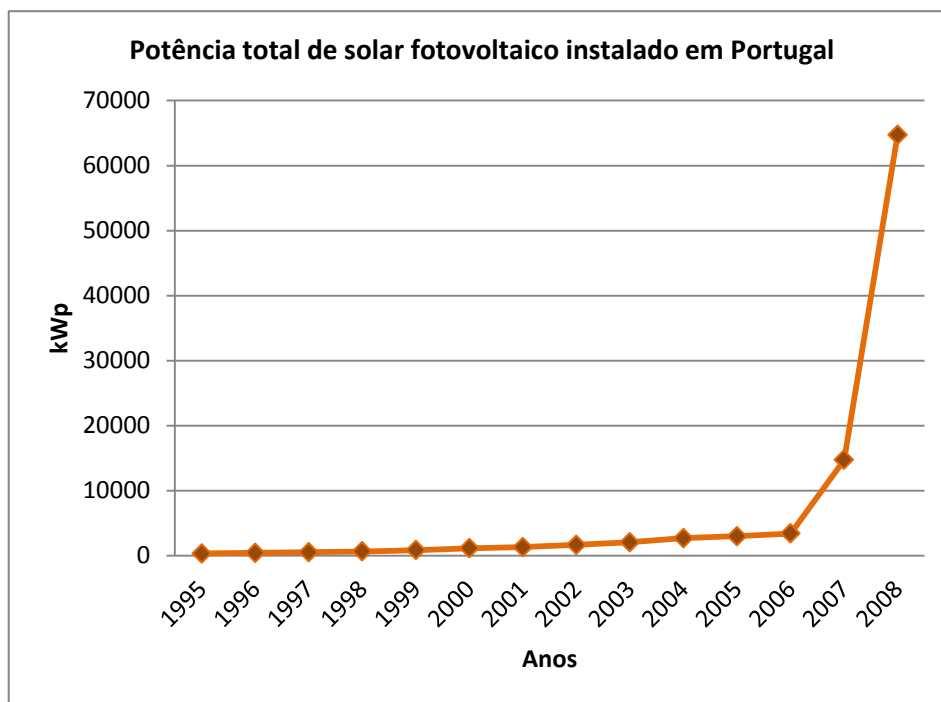


Figura 2.14 – Potência total de solar fotovoltaico instalado em Portugal (1995-2008).
Fonte: (Paes, 2009)

Este crescimento será acentuado, dado que a potência licenciada para este ano chega aos 124 MW, conforme o gráfico da Figura 2.7 anteriormente analisado.

A potência licenciada é distribuída segundo as tarifas dos diplomas apresentados, contextualizados sucintamente no subcapítulo 2.4, e pelas potências identificadas na Tabela 2.2 (Rodrigues, 2010).

Tabela 2.2 – Prováveis tarifas aplicáveis a pedidos com licença
Fonte: (Rodrigues, 2010)

	DL 339-C/2001	DL 33-A/2005	DL 225/2007	Sem licença
$P \leq 5 \text{ kW}$	20	56	21	0
$5 < P \leq 150 \text{ kW}$	4	17	8	2
$150 < P \leq 1000 \text{ kW}$	1	3	2	0
$1000 < P \leq 10000 \text{ kW}$	1	5	1	1
$P > 10000 \text{ kW}$	1	2	0	1
Total	27	83	32	4

Centrais de grande dimensão [> 150 kW]

A quinta maior central fotovoltaica do mundo tem aproximadamente 46 MW e está instalada em Moura, no Alentejo (PV Resources, 2010).



**Figura 2.15 – Central de Moura [45,6 MWp].
Fonte: (Portal de Moura, 2008)**

São 262.080 módulos fotovoltaicos da empresa espanhola Acciona S.A., que ocupam 250 hectares e estima-se que produzam anualmente 93 GWh, cerca de 2000 kWh/kWp, podendo abastecer cerca de 30 mil lares.

A 67ª posição no ranking mundial das centrais fotovoltaicas pertence à central de Serpa no Alentejo. 11 MW de painéis que produzem 30.000 MWh/ano e evitam a emissão de 16.500 t CO₂/ano (PV Resources, 2010).

A maior central fotovoltaica em ambiente urbano, inaugurada em Novembro de 2009, obrigou a um investimento de 31 MEUR em 28 mil painéis solares, sendo esta capaz de fornecer energia a três mil habitações, ou seja, a 12 mil pessoas.



Figura 2.16 – Inauguração da Central fotovoltaico do Mercado Abastecedor da Região de Lisboa (MARL) [6 MW]

Segundo a APISOLAR, em média o preço do sistema fotovoltaico nestas grandes instalações – 1 MWp – ronda os 4,8 €/Wp (APISOLAR, 2009).

Centrais de média dimensão [5-150 kW]

O Edifício Solar XXI, do actual LNEG, Laboratório Nacional de Energia e Geologia, é um exemplo que contempla a integração de 12 kW de painéis fotovoltaicos na fachada sul do edifício (Figura 2.17) e 6 kW de painéis fotovoltaicos no parque de estacionamento (Figura 2.18), estando ambas as instalações a injectar a electricidade produzida na rede.



Figura 2.17 – Fachada Sul do Edifício Solar XXI



Figura 2.18 – Parque de estacionamento fotovoltaico do Edifício Solar XXI

A média anual do consumo diário do Edifício Solar XXI é de 70,8 kWh/dia, sendo a produção média diária dos sistemas da fachada são 29,7 kWh/dia e do parque de estacionamento 22,4 kWh/dia. No total produz-se 52,1 kWh/dia através de 18 kW de solar fotovoltaico, 73,6% da energia consumida (Joyce, 2007).

Neste caso, o custo foi inferior a 900 €/m², um total de investimento à volta de 1,3 M€.

De acordo com a APISOLAR, sistemas destas dimensões, integrados normalmente no sector comercial/industrial – 40 kWp – têm um custo de 5 €/Wp na fachada (APISOLAR, 2009).

Centrais de pequena dimensão [< 5 kW]

O Condomínio dos Jardins de São Bartolomeu, na Alta de Lisboa, possui desde Março de 2009, um sistema com 16 unidades de microprodução de electricidade, mais concretamente 16 unidades de 3,68 kW de potência. 288 Painéis fotovoltaicos, numa área de 500 m² distribuída por 374 fracções, permitirão a produção de 80 MWh/ano, cerca de 16% do consumo actual do

condomínio, ou seja, do consumo anual de 23 famílias. Prevê-se que o investimento de 315 mil € seja coberto em 6,5 anos. Anualmente serão evitadas 38 t de GEE (Condomínio Solar, 2009).

Segundo as estatísticas da APISOLAR sobre o mercado fotovoltaico em Portugal, o valor comercial em 2008 de sistemas do tipo kit “chave-na-mão” rondaria os 6,2 a 7,6 €/Wp (APISOLAR, 2009).

2.4. Contexto legislativo da produção de electricidade fotovoltaica

A entrega de electricidade à rede a partir de fonte renovável é possível desde 1988. Desde então foram surgindo vários diplomas com vista à adaptação a outros diplomas, nomeadamente para conjugação com o Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ajustamento consoante tecnologias, factores de cálculo de remuneração e outras normas e regras.

No esquema abaixo, faz-se uma revisão da legislação aplicável à actividade de produção de electricidade através de sistemas fotovoltaicos.

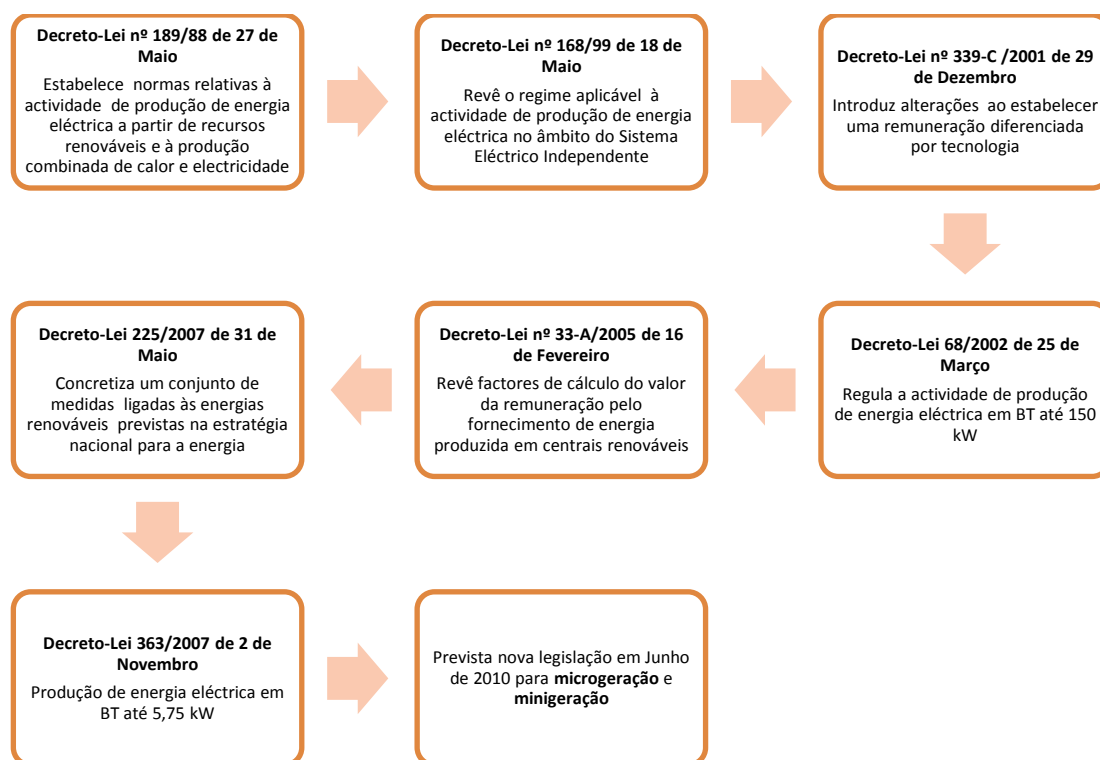


Figura 2.19 – Esquema de legislação aplicável à actividade de produção de energia eléctrica por fonte renovável
 Fonte: (Diário da República, 1988; Diário da República, 1999, Diário da República, 2001, Diário da República, 2002, Diário da República, 2005, Diário da República, 2007, Diário da República, 2007)

Em Portugal, de acordo com o Decreto-Lei 68/2002 de 25 de Março, o conceito microgeração consiste na produção de energia eléctrica em BT destinada predominantemente para consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública. No entanto, a potência a entregar à rede pública não poderá exceder os 150 kW.

Segundo o Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro, o produtor de pequena escala tem o direito de fornecer energia à rede desde que a sua instalação de produção em BT tenha uma potência de ligação até 5,75 kW.

O mecanismo de tarifas é o principal instrumento em Portugal para promoção de energias renováveis. Actualmente existem dois esquemas de incentivo:

- Legislação tradicional do Produtor Independente de Energia, em vigor desde 1988
- Microgeração, publicado a Novembro de 2007

Sobre o esquema do produtor independente, a tarifa, aplicável até uma determinada capacidade instalada, 150 MW para o fotovoltaico, é garantida durante 15 anos, variando consoante o tipo de sistema, e o tipo de integração, em solo ou em edifícios. Contudo, este esquema está actualmente suspenso.

Tabela 2.3 - Tarifas de incentivo ao solar fotovoltaico referentes ao esquema do produtor independente de energia

Fonte: (Paes, 2009)

cEUR/kWh	P < 5 kW	P > 5 kW
Integrado	46,9	35,4
Não integrado	44,7	31,7

O acesso à actividade de microgeração, segundo o DL 363/2007 de 2 de Novembro, pode ser efectuado por pessoas singulares ou colectivas que sejam simultaneamente consumidores de energia eléctrica, ou seja, que tenham contrato de compra de electricidade em BT com qualquer comercializador, desde que a unidade de microprodução seja integrada no local da instalação eléctrica de utilização.

Cada microprodutor poderá injectar na rede até 50% da potência contratada para a sua instalação eléctrica de utilização, com o valor máximo de 5,75 kW no regime geral e de 3,68 kW no regime bonificado. No caso dos condomínios, o limite de 50% não se aplica.

Tabela 2.4 - Regimes remuneratórios da microgeração

	Regime geral	Regime bonificado
Potência máxima de ligação (kW)	5,75	3,68
Remuneração (EUR/kWh)	<p>Tarifa de electricidade aplicável pelo comercializador de último recurso (CUR)</p> <p>2008: 11,4 cEUR/kWh</p> <p>2009: 12,1 cEUR/kWh</p> <p>2010: 12,85 cEUR/kWh</p>	<p>Tarifa de referência (65,00 cEUR/kWh):</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% da Tarifa de referência para solar fotovoltaica - Aplicável no ano de instalação e nos cinco anos civis seguintes; - Para os primeiros 10 MW de potência nacional instalada; - Por cada 10 MW adicionais de potência registada, redução sucessiva de 5%; - Nos 10 anos seguintes aplica-se anualmente a tarifa correspondente às novas unidades equivalentes; - Após o período adicional aplica-se a tarifa do regime geral.

O regime bonificado obriga ainda à instalação de um sistema solar térmico de, no mínimo 2 m², no entanto, se a instalação for em condomínio exige-se que seja efectuada uma auditoria energética ao edifício e implementar as medidas de eficiência energética, cujo retorno seja inferior a dois anos.

3. O novo regime da microgeração em Portugal

3.1. Contextualização

A microgeração tornou-se um caso de sucesso na promoção do aproveitamento da energia renovável em Portugal, permitindo a qualquer consumidor de energia eléctrica tornar-se num produtor.

Iniciada em Abril de 2008, a microgeração, embora com algumas limitações, veio motivar por um lado os consumidores, a diversificar a sua fonte de energia, e por outro os fornecedores e instaladores a potenciar valor de mercado, traduzindo-se assim, numa procura que tem excedido largamente a oferta disponibilizada, cerca de 2 MW, em cada fase de registo.

Segundo a DGEG e de acordo com os dados estatísticos disponíveis referentes a instalações registadas até final de 2009, constata-se o seguinte:

- Pré-registaram-se em regime bonificado, mais de 13.000 unidades de microprodução, com uma potência total de ligação da ordem dos 45,6 MW;
- 58% destes microprodutores, o correspondente a 7.490 unidades e 26,4 MW de potência de ligação, pagaram a taxa, tendo os restantes pré-registos sido anulados;
- A potência total atribuída, registos pagos a uma tarifa de 65 cEUR/kWh, ultrapassou o limite de 10 MW no primeiro ano de aplicação do programa, 2 de Abril de 2008 a 17 de Fevereiro de 2009;
- A tarifa de 61,75 cEUR/kWh (-5%) vigorou de 7 de Abril de 2009 a 9 de Dezembro de 2009, não estando ainda garantido o alcance de 20 MW de potência acumulada;
- Até à data estão instaladas mais de 5.400 unidades de microprodução, correspondentes a cerca de 19 MW de potência instalada;
- Estão ainda a ser concretizadas as instalações correspondentes às três últimas sessões de registo do segundo ano, estimando-se com elevada probabilidade que o objectivo de capacidade para os dois primeiros anos (22 MW) esteja atingido;
- Estes 2 MW receberão uma tarifa de 58,66 cEUR/kWh;
- Existem 214 registos no regime geral, dos quais 2 com pedido de inspecção;
- Há ainda um pequeno número de sistemas híbridos (eólico-fotovoltaicos) e aproveitamentos hídricos;
- A potência média das unidades registadas é de cerca de 3,5 kW;

- O tempo médio por instalação, desde o registo inicial até à ligação à rede, é de aproximadamente 3 meses;
- 90% das unidades registadas são fotovoltaicas.

É expectável que se continuem a privilegiar as soluções fotovoltaicas, perante o sistema remuneratório definido, a maior previsibilidade do recurso, a disponibilidade de equipamentos no mercado e a facilidade de instalação. Por outro lado, as micro-eólicas, cerca de 6% do total das instalações de microgeração, com um preço por unidade de potência nominal semelhante à do fotovoltaico, necessitam de condições muito favoráveis para poderem competir com o solar.

Embora o investimento na microgeração seja economicamente rentável, com períodos de retorno na ordem dos 9 anos, há um risco de abrandamento do interesse dos potenciais microprodutores, pela revisão progressiva da tarifa, -5% por cada pacote de 10 MW de potência registada. Este risco será agravado se a evolução dos preços dos equipamentos no mercado não acompanhar a evolução da tarifa de referência.

Apesar da tecnologia mais procurada para este fim ter evoluído significativamente nos últimos anos, a indústria ainda não permite responder num mercado determinadamente competitivo.

Captar de forma mais eficaz a radiação solar e melhorar o rendimento dos sistemas fotovoltaicos é o desafio da indústria solar, estando por isso constantemente a apostar na investigação e desenvolvimento de novas tecnologias.

A indústria tem também o papel importantíssimo de evitar a transposição para o presente da imaturidade tecnológica dos anos 70, assim como levar em consideração a integração destes sistemas em edifícios novos e construídos tendo como finalidade contrariar o efeito *NIMBY* da sociedade.

Mediante esta situação torna-se imprescindível a confrontação de políticas públicas, incentivos e tecnologia de países da União Europeia (UE) na vanguarda da descentralização da energia a fim de impulsionar o uso de melhores soluções para Portugal.

3.2. Operacionalização

O acesso ao regime da microgeração carece de um registo no SRM (Sistema de Registo de Microprodução), através do preenchimento de um formulário electrónico. Apesar do registo não

ser garantido, face ao limite estipulado para cada fase e ao congestionamento dos servidores, o candidato a microprodutor é sujeito a ultrapassar algumas etapas conforme o esquema da Figura 3.1.

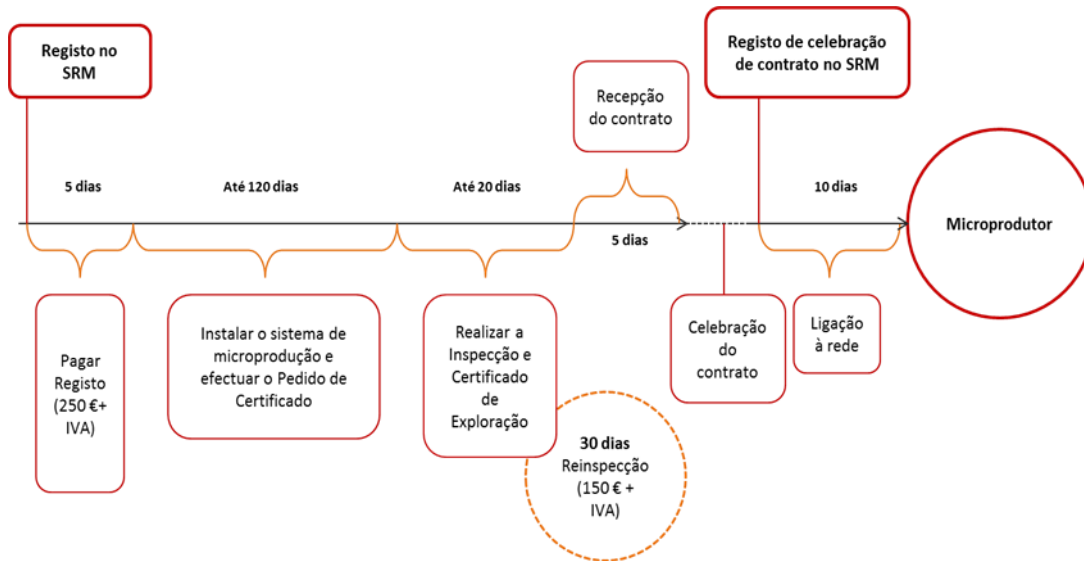


Figura 3.1 – Etapas do processo de registo e certificação da microgeração
Fonte: (Diário da República, 2007)

Muito embora exista alguma inoperacionalidade em todo o processo burocrático da microgeração, um esquema de incentivos deste tipo, permite encorajar a adopção de fontes de energia renovável emergentes, aumentando a sua penetração no mercado.

3.3. Vantagens no recurso à microgeração

3.3.1. Ambiente

Recurso renovável

Numa hora a terra recebe energia suficiente proveniente do sol para cobrir as necessidades globais correspondentes a aproximadamente um ano.

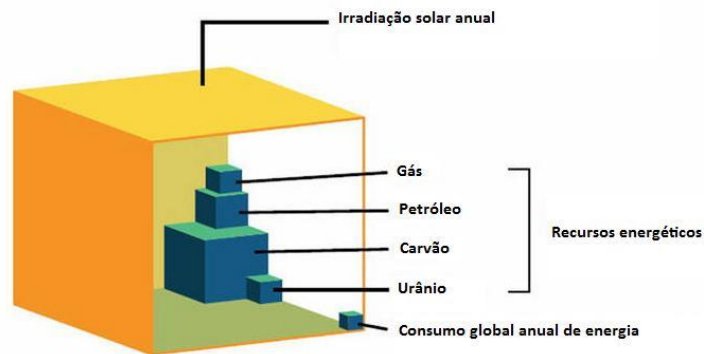


Figura 3.2 – Comparação visual entre o total anual de irradiação solar na superfície terrestre, diferentes recursos energéticos e o consumo anual de energia.

Fonte: (EPIA, 2010)

Sendo este, o único requisito necessário para alimentar painéis solares térmicos e fotovoltaicos, o recurso à microgeração permite de uma forma radical substituir parcialmente recursos energéticos não renováveis: gás, petróleo e carvão.

Além disso, a maioria das células fotovoltaicas são feitas de silício que por conseguinte é o segundo elemento mais abundante na terra, primando também por ser um elemento não tóxico. O único inconveniente, rege-se pela garantia de graus de pureza bastante elevados, implicando uma relação directa com a flutuação dos preços.

Recurso limpo

O uso da energia solar como fonte de produção de energia eléctrica ou para aquecimento de águas, não produz ruído ou emissões poluentes, contribuindo activamente para a redução de GEE na atmosfera. A combustão de recursos naturais para produção de energia, potencia a emissão de partículas, poluição da água e demais poluição do ar, nomeadamente chuvas ácidas, estando inerente a emissão de GEE como o CO₂.

A Figura 3.3 apresenta valores de GEE em g/kWh de CO₂ equivalente para diferentes fontes de produção de energia integrando uma análise de ciclo de vida (ACV). Na realidade a Figura 3.3 pretende mostrar que para cada unidade de energia produzida em electricidade, neste caso kWh, é necessário emitir uma determinada quantidade de CO₂ equivalente consoante a fonte que se utiliza.

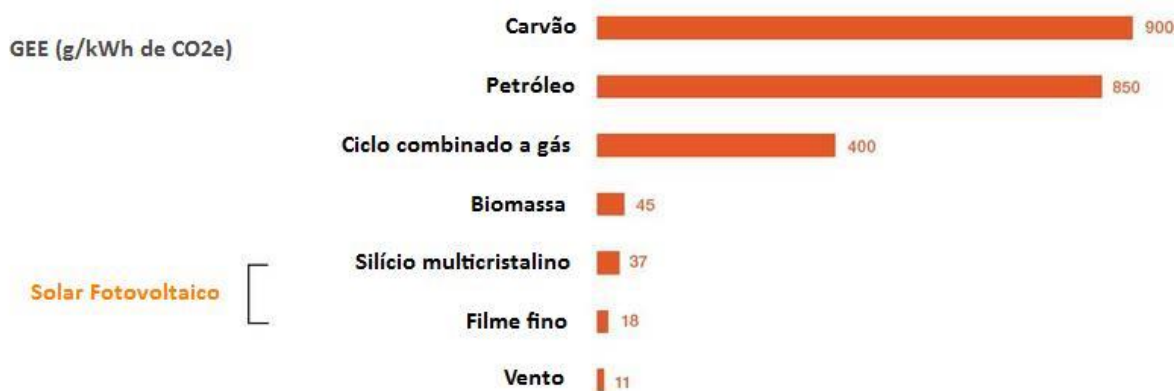


Figura 3.3 – Emissão de GEE consoante o tipo de recurso energético.
Fonte: (Alsema, 2000; EPIA, 2010; Fthenakis, 2003)

Como se verifica e de acordo com diversos estudos de ACV, o recurso ao solar térmico e fotovoltaico evitam grandemente a emissão de GEE comparativamente com outras fontes.

A Tabela 3.1 permite analisar genericamente as poupanças médias em termos de energia e de emissão de GEE subjacentes à utilização de 2 m² de colectores solares térmicos e de 3,5 kW de painéis solares fotovoltaicos, em detrimento dos sistemas de produção de energia convencionais.

Tabela 3.1 - Poupanças em termos de energia convencional e CO₂ equivalente tomando como exemplo o recurso a um sistema de microgeração

	Sistema solar térmico	Sistema solar fotovoltaico
Capacidade	2 m ²	3,45 kWp 20 m ²
Produção média	750 kWh/m ² /ano 525 kWh/kW _{th} /ano ¹	1.500 kWh/kWp/ano
Energia total convencional poupada	1.875 kWh/ano	12.180 kWh/ano
	0,16 tep/ano	1,05 tep/ano
CO ₂ eq. evitado ²	0,5 ton/ano	5,06 ton/ano
	0,26 kg CO ₂ e/kWh	0,41 kg CO ₂ e/kWh

¹ Relação entre a área de colector e a capacidade: 1 m² = 0,7 kW_{th} Fonte: (ESTIF, 2008)

² Considera a média ponderada dos factores de emissão entre 2003 a 2007 para CO₂, CH₄ e N₂O Fonte: (APA, 2009)

Em termo de comparação, um kWh de electricidade gerada por solar fotovoltaico no Reino Unido reduz aproximadamente 1.048 g CO₂e, 3,37 g NO_x e 0,90 g SO₂ (IEA-PVPS, 2008).

Comparando cada um dos equipamentos em termos de eficiência, constata-se que o sistema solar térmico é bem mais eficiente, dado que consegue produzir 750 kWh/ m²/ano, enquanto o sistema solar fotovoltaico produz cerca de 260 kWh/m²/ano.

Retorno energético curto

Dependendo da tecnologia, do tipo de sistema e da localização, o período de retorno energético varia entre 1,5 a 3 anos. Isto significa que o tempo necessário para um módulo fotovoltaico produzir tanta energia quanto aquela que necessitou para ser fabricada é muito curto. (EPIA; Greenpeace, 2008)

Os módulos fotovoltaicos podem ser reciclados e portanto os materiais utilizados no processo de produção como o silício, vidro e alumínio, podem ser reutilizados (PV Cycle, 2008).

Sendo a reciclagem não apenas um benefício para o ambiente, pode igualmente ajudar a reduzir a energia necessária para produzir esses materiais e consequentemente reduzir custos de fabricação.

3.3.2. Consumidor

Sistemas com elevado tempo de vida

O tempo de vida de um sistema solar fotovoltaico ronda os 30 anos, sendo capazes de garantir 80% do desempenho inicial findos 25 anos de utilização. É deveras uma tecnologia confiável a longo prazo, oferecendo ainda segurança ao consumidor através dos padrões de alta qualidade definidos a nível Europeu (EPIA, 2010).

Período de retorno do investimento curto

O período de retorno do investimento irá variar segundo diversos factores, nomeadamente região do país, tipo de sistemas, condições meteorológicas, condições de dimensionamento, local de integração do sistema, existência de sombras, limpeza dos sistemas, entre outros.

Apesar de variados aspectos que condicionam a performance dos sistemas, a Tabela 3.2 apresenta o período de retorno médio do investimento para uma família com um consumo típico em gás e electricidade em Portugal.

Tabela 3.2 – Exemplo do período de retorno do investimento num sistema de microgeração para uma família com um consumo típico

Consumo médio por família	Gás	20 m ³
	Electricidade	3,33 MWh/ano
Investimento	Solar Térmico	1.400 – 2.400 € ³
	Solar Fotovoltaico	6,2 - 7,6 €/Wp ⁴
	Kit “chave-na-mão”	
Período de retorno	Solar Térmico	5 anos
	Solar Fotovoltaico	9 anos

3.3.3. Mercado e Indústria

Emprego

No que refere à criação de empregos, a microgeração permitiu um crescimento acentuado no último ano. A partir de 2008, foram criadas mais de 1.000 empresas a operar no sector da integração e instalação de sistemas de microgeração, estimando-se cerca de 3.000 postos de trabalho afectos (APISOLAR, 2010).

³ Fonte: (MEI, 2009)

⁴ Fonte: (APISOLAR, 2010)



Figura 3.4 – Trabalhadores numa instalação de microgeração da empresa Bongás, Lda.

Integração arquitectónica

Estes sistemas fotovoltaicos, podem cobrir telhados e fachadas que contribuem para reduzir o consumo energético dos edifícios, podendo ser integrados de forma estética. As legislações europeias da construção estão a ser revistas de forma a incluir energias renováveis em edifícios públicos e residenciais (PV Sunrise, 2009).

Na Figura 3.5 pode observar-se uma instalação demonstrativa da integração de um sistema de microgeração com 4 m² de solar térmico e 3,68 kW de solar fotovoltaico.

Como mostra a Figura 3.6, a solução encontrada para instalar 3,45 kW de solar fotovoltaico numa vivenda em Aveiro, foi integrando-a no telhado da casota do cão.



Figura 3.5 – Exemplo de integração de um sistema de microgeração no telhado da empresa Systaic,Lda.



Figura 3.6 – Integração de fotovoltaico no telhado da casota do cão numa vivenda em Aveiro

Existe ainda um enorme potencial de desenvolvimento, nomeadamente em termos de investigação de soluções que permitam integração na fachada e telhados dos edifícios. Em Portugal, a Unidade de Energia Solar e dos Oceanos, do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e o CENIMAT estão na vanguarda deste desenvolvimento com o projecto SolarTiles.

Sistemas de fácil manutenção

Os sistemas solares fotovoltaicos oferecem fácil instalação e são quase livres de manutenção. Interesse essencialmente que sejam periodicamente lavados por forma a impedir que as poeiras diminuam a produtividade do sistema.

Segundo a AIE, a manutenção representa 1% do total do investimento (IEA-PVPS, 2010).

4. Modos de utilização da energia solar

Os sistemas fotovoltaicos, usam células que convertem luz solar em electricidade.

Os equipamentos fotovoltaicos podem ou não estar interligados com a rede eléctrica. O caso que se estuda nesta dissertação, refere-se a casos em que os sistemas estão ligados à rede pública através da rede doméstica.

Para melhor compreensão das possibilidades de uso do fotovoltaico, apresenta-se o esquema da Figura 4.1.

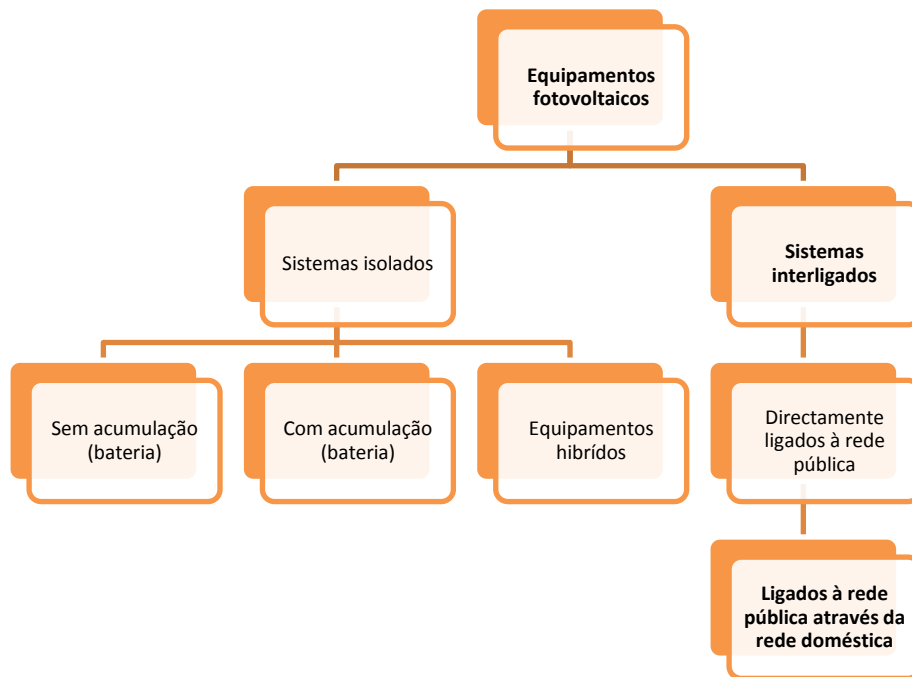


Figura 4.1 – Possibilidades de utilização da energia solar fotovoltaica

Este subcapítulo, cingir-se-á com mais ênfase sobre as tecnologias utilizadas no caso-estudo da WS Energia.

4.1. Tipologia dos módulos

O silício é o principal componente das células fotovoltaicas. A produção deste tipo de célula implica a purificação do silício metalúrgico a partir do dióxido de silício (SiO_2). Um grau de pureza entre 98 e 99% é aceitável do ponto de vista energia e custo (Portero, et al., 2008).

Na Figura 4.2 apresentam-se para cada tipo de célula, onde “R” é o rendimento do módulo e a “A” a área necessária para 1 kWp.

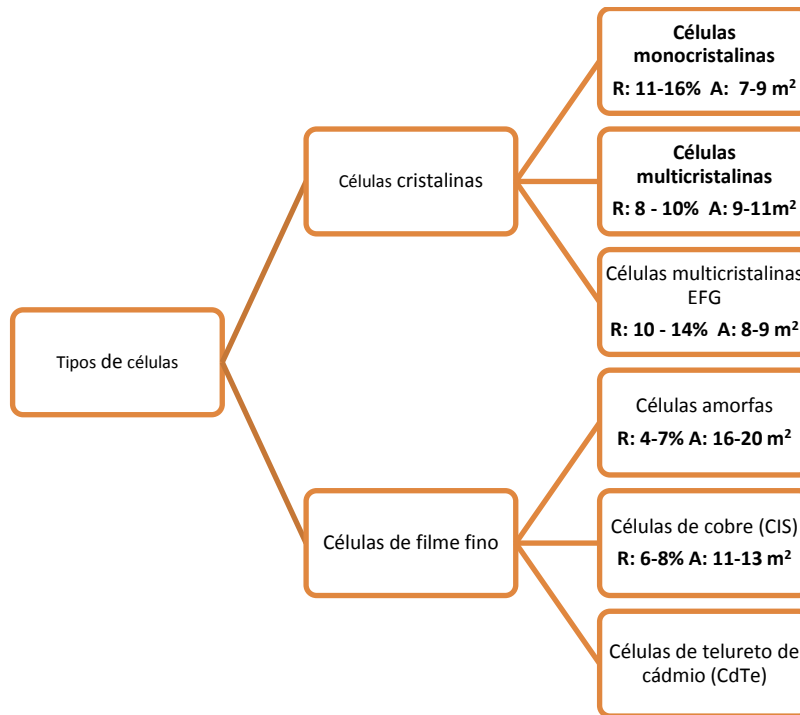


Figura 4.2 – Tipos de células fotovoltaicas, rendimento e área
Fonte: (Formação em Energia Solar Fotovoltaica, 2008)

A performance de uma célula, é medida em termos de eficiência na conversão da luz solar em electricidade. Dependendo do tipo de célula fotovoltaica, o sistema pode necessitar de mais ou menos área para produzir a mesma quantidade de energia. A Figura 4.3 é demonstrativa da diferença existente entre a área necessária de fotovoltaico monocristalino e de filme fino para uma potência de 3,68 kWp.



Unidade de microgeração
Fonte: (Senso Solar, 2008)



3,68 kWp de tecnologia filme fino da empresa
Solarplus, SA.

Figura 4.3 – Comparação entre a área necessária de módulos fotovoltaicos monocristalinos e de filme fino

Segundo o Laboratório Nacional das Energias Renováveis (NREL) dos EUA, a eficiência das células tem aumentado cerca de 0,5 a 1% nos últimos anos (Kurtz, 2009).

Factores de influência sobre a potência do módulo

- Radiação solar, atmosfera e céu limpo

A produção do fotovoltaico, depende directamente da radiação incidente e por consequência da época do ano, ou seja, estação do ano e altura do sol, bem como do ângulo de inclinação do painel. A Figura 4.4 apresenta um esquema dos tipos de radiação.

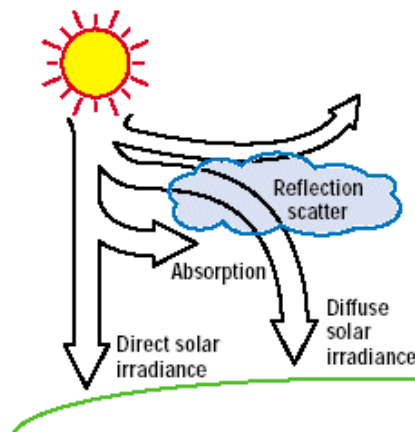


Figura 4.4 – Radiação directa, difusa, absorção e reflexão
Fonte: (Volker Quaschnig, 2003)

A latitude, a altitude e o albedo (percentagem de energia solar reflectida por uma superfície em relação ao total de energia recebida) influenciam a quantidade de radiação incidente.

A nebulosidade, relaciona-se com o índice de céu limpo, a qual influência directamente esse índice e automaticamente a quantidade de radiação incidente no painel.

- Efeito das sombras

O sombreamento nos módulos fotovoltaicos pode ter consequências nefastas quer na eficiência, que na segurança dos módulos fotovoltaicos.

No caso do sombreamento de um módulo, a fonte de corrente extingue-se e comporta-se como uma “resistência” que é atravessada pela corrente produzida pelos outros módulos, ficando sujeito a uma tensão inversa e provocando aquecimento que eleva a temperatura para valores que nalguns casos destroem o módulo. Neste caso os díodos de by-pass tornam-se importantes

para fazer o desvio das correntes, evitando que estas passem pelo módulo sombreado em sentido inverso, mantendo a fileira em produção embora diminuída (Morais, 2009).

A perda de potência é proporcional à área tapada.

- Temperatura do módulo

Os efeitos da temperatura nos módulos fotovoltaicos também se fazem sentir negativamente na eficiência, mais nos módulos de silício mono e multicristalino, embora não sejam tão importantes no caso dos módulos de silício amorfo. Estes, são uma boa solução para climas quentes, embora exijam uma área de implantação superior para a mesma potência (Morais, 2009).

Quando a radiação começa a incidir no sistema, a temperatura dos módulos vai aumentando e a sua eficiência vai diminuindo.

O vento pode ter uma função importante no arrefecimento dos módulos, melhorando os efeitos da convecção natural.

4.2. Tipologia das estruturas

O tipo de estrutura adapta-se ao local da instalação, permitindo também aproveitar de forma mais eficiente a energia fornecida pelo sol. A Tabela 4.1 resume o tipo de estruturas existentes no mercado.

Tabela 4.1 – Tipos de estruturas

Estruturas fixas	Telhado inclinado
	Telhado plano
	Solo
Estruturas móveis	1 eixo
	2 eixos

As estruturas móveis utilizam um eixo vertical ou vertical e horizontal, ou seja, funcionam como um seguidor solar azimutal quando se trata de um eixo e um seguidor solar azimutal com inclinação quando se trata de dois eixos.

A Figura 4.5 representa o sistema de seguimento do sistema Double Sun[®].

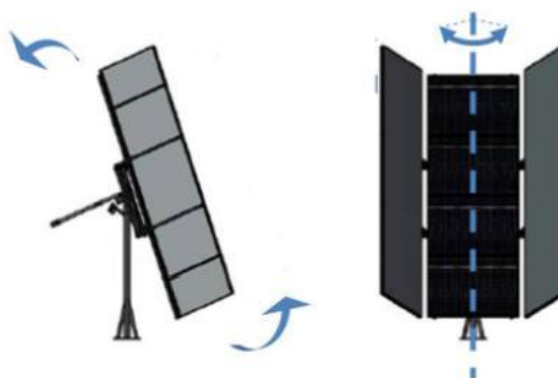


Figura 4.5 – Sistema de seguimento solar do Double Sun®
Fonte: (Reis, 2008)

4.3. Tecnologias

- Sistema Fixo

Os sistemas fotovoltaicos convencionais, podem ser mais ou menos económicos consoante o tipo de módulos que utiliza. Normalmente um sistema que utilize módulos monocristalinos é mais dispendioso do ponto de vista do custo inicial, mas a longo prazo tornam-se mais rentáveis.

Como se constata pela Figura 4.6, 72% do preço do fotovoltaico depende dos módulos.

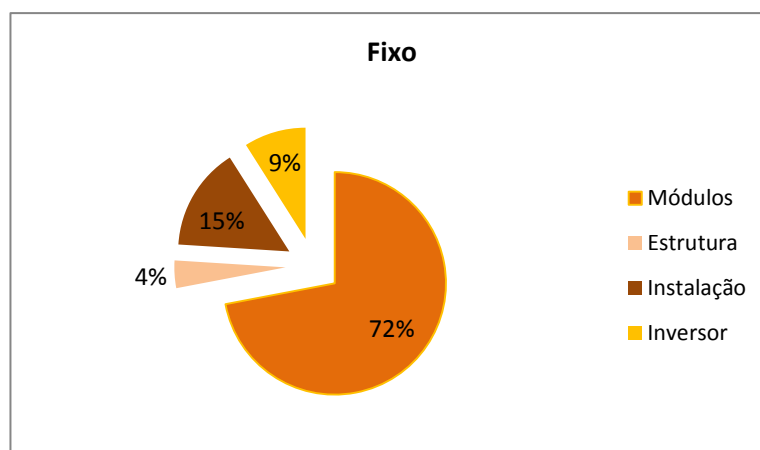


Figura 4.6 – Percentagem do preço dos componentes do sistema solar fixo
Fonte: (Sistemas Concentradores Fotovoltaicos, 2008)

De acordo com a revista Photon, para instalações inferiores a 10 kW, os módulos fotovoltaicos representam 45% do investimento, o inversor 9%, os sistemas de montagem e seguimento 9%, cabos e hardware eléctrico 10% e mão-de-obra 27%. (Photon La Revista de Fotovoltaica, 2010)

- Sistema Double Sun[®]

Em 2006, a tecnologia Double Sun[®] foi premiada pelo Grupo BES Investimento como a melhor inovação no sector das energias renováveis, resultando posteriormente na criação da empresa WS Energia (WS Energia, 2010).

A tecnologia Double Sun[®], visível na Figura 4.7, permite aumentar a produção média anual de energia de módulos fotovoltaicos comerciais em cerca de 100%, isto porque a tecnologia combina concentração fotovoltaica com técnicas de seguimento em dois eixos.



Figura 4.7 – Sistema Double Sun[®]

Estes sistemas, acabam por manter aproximadamente o mesmo preço que um sistema fixo, dado que o componente mais caro é substituído por espelhos cujo material é bem mais económico. A Figura 4.8 mostra a percentagem alocada a cada componente.

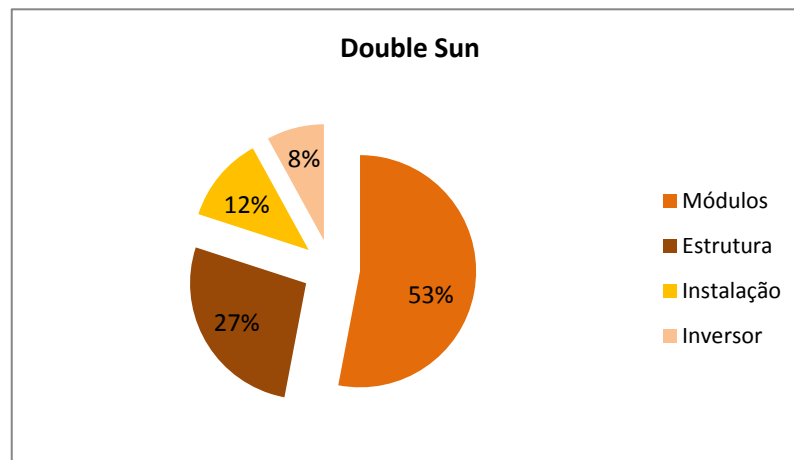


Figura 4.8 – Preço dos componentes do sistema solar Double Sun[®]
Fonte: (Sistemas Concentradores Fotovoltaicos, 2008)

Para otimizar a performance do sistema, os módulos têm ser de alta qualidade e eficiência, por esse motivo o sistema Double Sun[®] utiliza apenas módulos monocristalinos. A temperatura crítica do módulo (95°C) é apenas atingida quando a temperatura ambiente ultrapassa 40°C.

Os espelhos funcionam como foco de uma grande área de luz, para uma pequena área de células. Pela Figura 4.9 avalia-se detalhadamente a estrutura do Double Sun[®]. Os concentradores apenas funcionam com radiação directa, sendo que a radiação directa de cada local influencia directamente a performance do sistema.

A intensidade da radiação influencia a temperatura do módulo e a produção de energia. Um decréscimo de 75% neste parâmetro significa um decréscimo de 31°C na temperatura do módulo e 72% na energia diária produzida (Reis, 2008).

Por um decréscimo de 50% da temperatura ambiente a temperatura decresce. 11,68 °C. Somente para valores extremos de temperatura exterior, aproximadamente 35°C, que apenas ocorrem no Verão, a temperatura dos módulos seja de considerar. No entanto para valores críticos, as perdas de energia são insignificantes, 3% (Reis, 2008).

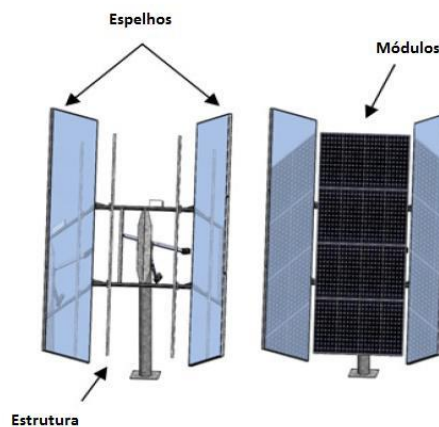


Figura 4.9 – Estrutura do Double Sun[®]
Fonte: (Reis, 2008)

O sistema de seguimento e concentração, permite assim acompanhar o movimento da terra em relação ao sol, prolongando o tempo de exposição solar e a concentrar maior área de luz num foco, o módulo solar. A Figura 4.10 é demonstrativa da perpendicularidade da radiação solar em relação aos módulos durante todos os dias e ao longo do ano.



Figura 4.10 – Movimento do Double Sun[®] em relação à posição do sol
Fonte: (Reis, 2008)

De acordo com testes em laboratório, num ano a tecnologia Double Sun[®] produz cerca de 2.802 kWh/kWp de energia. Isto significa mais 51% que um sistema de seguimento convencional e mais 97,3% que um sistema fixo.

De acordo com um estudo do NREL, pequenos sistemas de concentração atingem eficiências de 29% (Kurtz, 2009).

A penetração do sistema Double Sun[®] no mercado é considerável, principalmente em Portugal, Espanha e Itália.

5. Metodologia

No período de Outubro de 2008 a Setembro de 2009, foi monitorizada a produção de energia de sistemas solares ligados à rede no âmbito do regime da microgeração.

A empresa WS Energia, disponibilizou todas as ferramentas necessárias para a avaliação da produção de energia dos seus sistemas solares fotovoltaicos fixos e Double Sun[®].

A monitorização da energia produzida por sistemas fotovoltaicos, efectuou-se através de um sistema de telecontagem por GSM - *Global System for Mobile Communications*.

Este tipo de leitura de dados, proporciona vantagens a diferentes níveis, nomeadamente:

Consumidor

Obtém informação necessária para avaliar, se o funcionamento do sistema fotovoltaico decorre em perfeitas condições. Caso a produção seja inferior ao espectável, deverá proceder-se a uma verificação *in loco* e concluir sobre a sua causa.

Indústria

O recurso à telecontagem permitirá monitorizar a produção de sistemas fotovoltaicos, aferir sobre a qualidade e eficiência da célula fotovoltaica, aperfeiçoar o dimensionamento do sistema e oferecer garantias de rendimento do produto.

Tecnologia & Inovação

Permite comparar tecnologias diferentes e aferir sobre o seu rendimento consoante diferentes zonas climáticas. Para além destes aspectos, incentiva ao desenvolvimento de tecnologia que permita aumentar o rendimento do painel.

Políticas públicas

Auxilia na tomada de decisão de novas políticas de incentivo ao uso da fonte fotovoltaica, especialmente no que refere a uma possível distinção de grandeza da remuneração, consoante o tipo de tecnologia e/ou da zona climática em questão.

Neste sentido, será analisado:

- Produção de electricidade segundo:
 - Localização

- Tecnologia

- Análise financeira segundo:

- Tecnologia

- Data de ligação à rede

- Total de produção de electricidade na microgeração
- Emissões de CO₂ equivalente evitadas, associadas à produção de electricidade por via da microgeração

Produção de electricidade

Em primeiro lugar listou-se o número de sistemas da WS Energia e caracterizou-se cada instalação, elaborando uma tabela segundo:

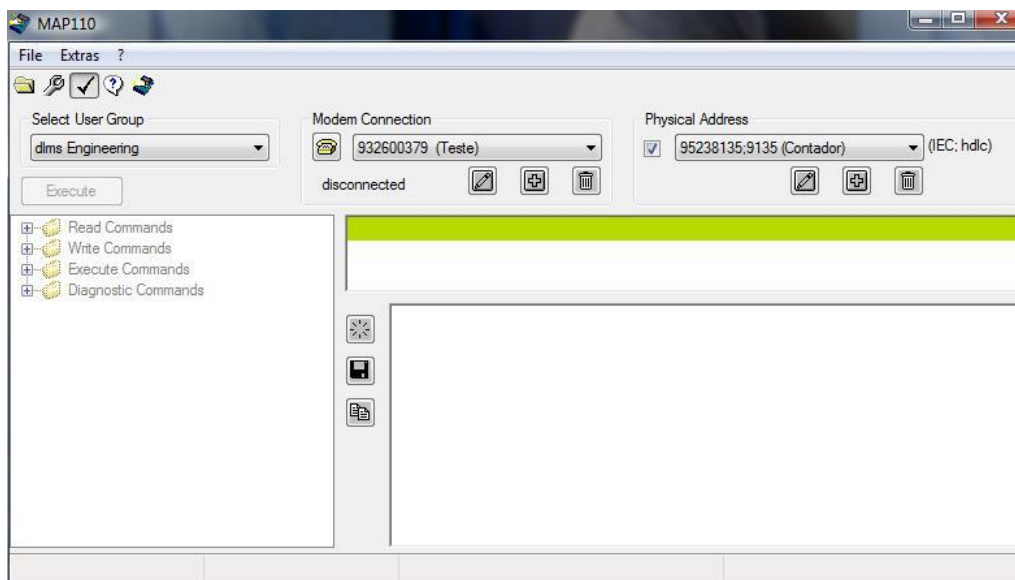
- Número de Identificação (ID)
- Número GSM
- Distrito
- Tecnologia
- Potência nominal (kWp)
- Número de painéis
- Potência do painel (W)
- Tipo de módulo

A ligação GSM aos inversores dos sistemas fotovoltaicos da WS Energia, teve por base a utilização de um sistema de telecontagem composto por:

- Computador;
- Hardware da Siemens com cartão telefónico incorporado;
- Software de leitura de medições, Landis + Gyr MAP110;

Após instalação do hardware da Siemens no computador, foi necessário efectuar o download do software Landis + Gyr MAP 110 através do website <http://www.landisgyr.com> (Landis + Gyr, 2009).

A Figura 5.1 é demonstrativa de todo o processo de recolha de dados.



Legenda

1. Instalação do hardware da Siemens
2. Instalação do software no computador
3. Estabelecimento da ligação entre o computador e o contador
4. Transmissão dos dados para o computador
5. Leitura dos dados no software MAP110

Figura 5.1 – Equipamento necessário para registo de dados de produção dos sistemas solares fotovoltaicos da WS energia

Nesta fase, foi essencial dispor de todos os números dos cartões GSM da amostra, integrados no contador de cada instalação para que fosse possível estabelecer a ligação.

Ao contador de cada instalação, fez-se a leitura do software de dois tipos de dados:

- *Load profile* – Valores de produção, em kW, de 15 em 15 minutos;
- *Stored values* – Produção de energia mensal acumulada, em kWh.

De referir que o número de sistemas a monitorizar foi-se alterando consoante os meses e de acordo com a conexão à rede de novos sistemas que iam ocorrendo, conforme se pode verificar na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Número de sistemas a monitorizar

2009	Número de sistemas
Fev.	32
Mar.	36
Abr.	41
Mai	41
Jun.	43
Jul.	47
Ago.	47
Set.	48
Out.	48

Os dados recolhidos referem-se a sistemas instalados durante o primeiro ano de implementação da microgeração, desde a primeira instalação em Outubro de 2008 até Setembro de 2009.

Os dados de produção foram recolhidos semanalmente e tratados segundo o calendário da Figura 5.2. Os números expressos no calendário, referem-se ao número de sistemas monitorizados.

Data	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Fev.						8							8							8						8					
Mar.						9							9							9						9					
Abr.																															
Mai.																															
Jun.																															
Jul.																															
Set.																															
Out.																															
Nov.																															
Dez.																															

Legenda

- Stored values*
- Load profile*
- Agregação de dados*
- Tratamento de dados*

Figura 5.2 – Calendário de execução

Conforme se verifica pela Figura 5.2, pode constatar-se o número de leituras efectuadas semanalmente, apesar de nem sempre ter sido possível receber convenientemente os dados, devido a problemas de ligação.

Os dados recolhidos foram tratados e agregados de diferente modo, consoante a leitura que se pretendida efectuar.

A Figura 5.3 apresenta sumariamente o método de agregação dos dados.

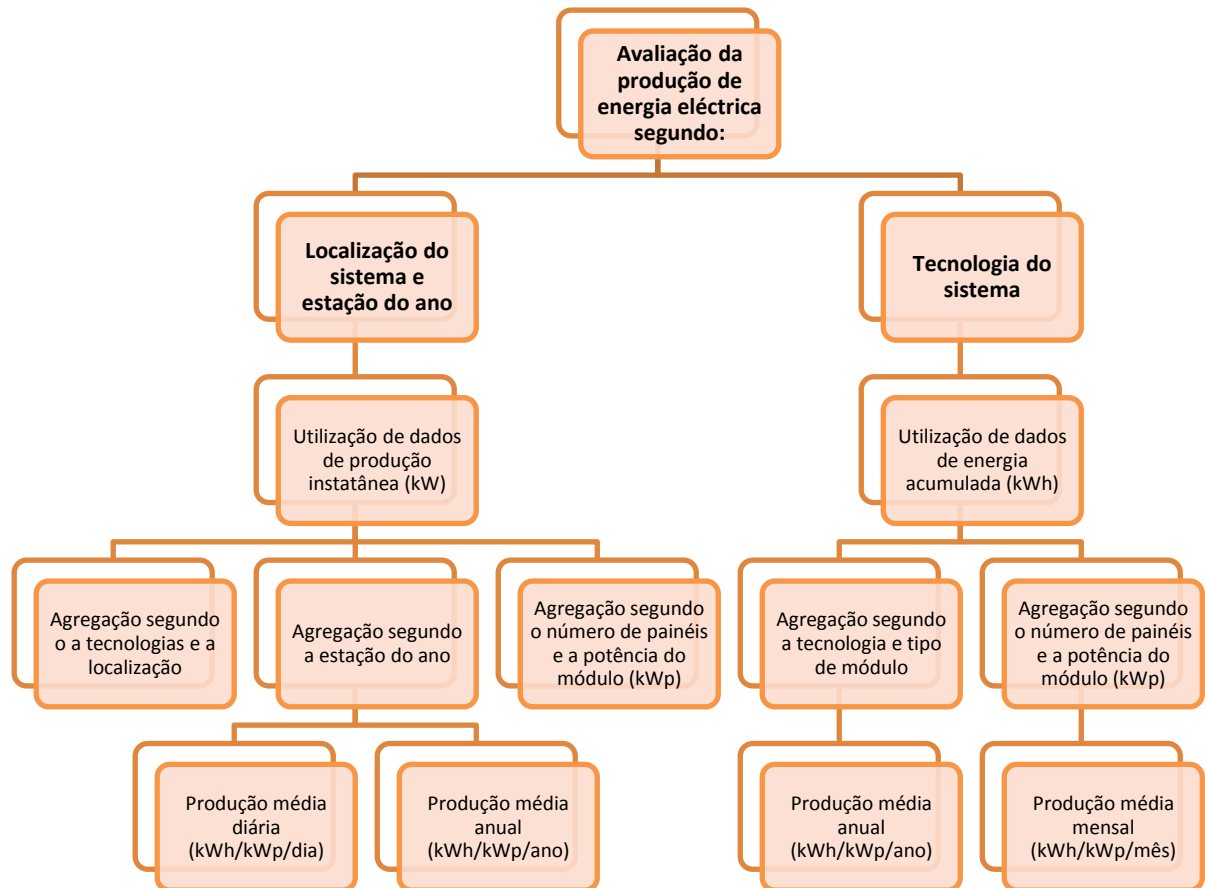


Figura 5.3 – Esquematização do método de agregação de dados

De referir que o tratamento dos dados foi efectuado segundo a utilização de tabelas dinâmicas do Excel.

- Avaliação da produção de energia eléctrica segundo a localização do sistema e a estação do ano

Primeiramente organizou-se, numa folha de Excel, os dados de 15 em 15 minutos compreendidos no período de Setembro de 2008 a Outubro de 2009, correspondentes às leituras de produção instantânea, em kilowatt (kW), de 30 sistemas.

Através da utilização de uma tabela dinâmica, foi possível agregar os dados, determinando a produção média horária em kilowatt-hora (kWh), para cada dia do mês.

Seguidamente foram definidos segundo a *Astronomical Applications Department* os dias correspondentes às estações de Outono de 2008, Inverno de 2008, Primavera de 2009 e Verão de 2009. A Tabela 5.2 apresenta esses dias.

Tabela 5.2 - Estações do ano
Fonte: (Astronomical Applications Department)

Estação	Meses	Número de dias
Outono de 2008	23 de Setembro a 21 de Dezembro	90
Inverno de 2008	22 de Dezembro a 19 de Março	88
Primavera de 2009	20 de Março a 20 de Junho	93
Verão de 2009	21 de Junho a 22 de Setembro	94

A utilização de filtros nas tabelas de dados e a utilização de tabelas dinâmicas, permitiu definir a produção média horária para cada estação do ano, segundo o tipo de sistema e segundo a sua localização.

Para além desta agregação e de maneira a conseguir obter valores de produção média horária e diária em kilowatt-hora por kilowatt-pico (kWh/kWp), os dados foram organizados segundo o número de painéis de cada sistema e a potência do painel em watt (W), tendo em consideração as equações seguintes:

$$\text{Potência de pico (kWp)} = \frac{\text{Número de painéis} * \text{Potência do módulo (W)}}{1000}$$

$$\text{Energia produzida (kWh/kWp)} = \frac{\text{Energia mensal (kWh)}}{\text{Potência de pico (kWp)}}$$

No final, apresentaram-se os dados de produção médios diários em kWh/kWp para os diferentes tipos de sistemas segundo a localização e a estação do ano.

- Avaliação da produção de energia eléctrica segundo a tecnologia do sistema
Stored values – Dados mensais de 48 sistemas durante um ano

Numa primeira instância, os dados de produção de energia acumulada mensalmente apresentados em kWh, correspondentes a 48 sistemas, foram organizados numa folha de Excel.

A utilização de filtros nas tabelas, permitiram definir a média mensal de energia produzida em kWh, segundo o tipo de sistema e a marca do módulo.

Estes dados, foram igualmente organizados de acordo com as características de cada sistema, ou seja, número de painéis e potência do painel em kWp. Utilizando as equações abaixo foi possível determinar a energia produzida mensalmente segundo o tipo de sistema e a marca do módulo.

$$\text{Potência de pico (kWp)} = \frac{\text{Número de painéis} * \text{Potência do módulo (W)}}{1000}$$

$$\text{Energia produzida (kWh/kWp)} = \frac{\text{Energia mensal (kWh)}}{\text{Potência de pico (kWp)}}$$

A apresentação dos dados de produção de energia mensais em kWh/kWp, foram apresentados segundo o tipo de módulo e agregados segundo a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Tecnologias dos sistemas

	Double Sun ®	Fixos
Monocristalino	Renewis e Sanyo	Renewis
Multicristalino	-	CSI

O objectivo foi apresentar uma comparação entre o Double Sun ®, que utiliza apenas módulos monocristalinos, sistemas fixos monocristalinos e sistemas fixos multicristalinos.

Produção total de energia fotovoltaica na microgeração

A única forma de quantificar a produção total de electricidade renovável a partir de sistemas fotovoltaicos no novo regime da microgeração seria conhecendo a data efectiva de ligação à rede, a potência de cada instalação e a respectiva localização.

Tendo sido impossível obter esses dados, contactou-se directamente com a DGEG de forma a obter informação sobre o número de instalações por distrito até Setembro de 2009.

De acordo com os dados da DGEG foi possível estimar o total de energia eléctrica produzida, por distrito, através de sistemas fotovoltaicos, desde o início do processo até Setembro de 2009.

Emissões de CO₂ equivalente evitadas

A avaliação de emissões de CO₂e evitadas teve por base a comparação entre as emissões evitadas segundo tipo de tecnologia, analisando o total produzido pela microgeração por via do fotovoltaico e contemplando o sistema solar térmico. A Figura 5.4 esquematiza o procedimento.

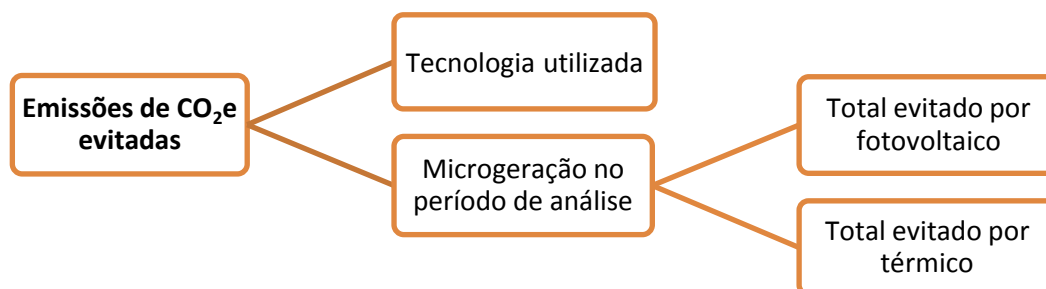


Figura 5.4 - Esquema de avaliação sobre a redução de emissões de CO₂ equivalente

As emissões de CO₂ equivalente evitadas consideradas, correspondem ao total de energia convencional evitada de acordo com o que foi possível produzir de energia solar fotovoltaica durante o primeiro ano de implementação da microgeração.

Quando se aquece água com um coletor solar ou se produz electricidade pela via fotovoltaica produz-se directamente energia útil. Para determinar qual a poupança em termos de energia final convencional - gás, electricidade – faz-se o quociente entre o valor da energia útil e o rendimento do equipamento que teria de usar para produzir a mesma energia. (Pereira, 2010)

De acordo com a DGEG e o LNEG, os valores médios usados para o rendimento de sistemas convencionais a gás são os da Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Valores médios de rendimento de sistemas convencionais a gás
Fonte: (Fórum Energias Renováveis em Portugal, 2001)

Esquentador	Caldeira
65%	85%

Numa central eléctrica a energia do combustível convertida em electricidade é perdida em cerca de 70%, em gases para a atmosfera e calor residual. Como estas grandes centrais estão

geralmente afastadas das populações e das indústrias este calor não é aproveitado, visto que se torna inviável fornecer o calor a grande distância. No entanto, existem já centrais termoeléctricas a gás natural, denominadas por centrais a ciclo combinado, que aproveitam o calor produzido no seu funcionamento alcançando melhores rendimentos. (WADE, 2003)

A Tabela 5.5 apresenta os valores médios de rendimento em centrais eléctricas e de ciclo combinado.

Tabela 5.5 - Valores médios de rendimento das centrais
Fonte: (WADE, 2003)

Central eléctrica	Central de ciclo combinado
30 – 40%	50 – 55%

Partindo-se da equação:

$$\text{Energia convencional poupada} = \frac{\text{Energia útil proveniente do equipamento solar}}{\text{Rendimento do sistema convencional}}$$

Após os cálculos do total de energia convencional poupada teve de ser determinado o factor de emissão do CO₂ equivalente para a electricidade no sector doméstico.

O cálculo fez-se com o recurso ao inventário anual de GEE para Portugal elaborado pelo Instituto do Ambiente (IA), *National Inventory Report (NIR)* para valores de emissão correspondentes aos anos 1990 a 2007.

Os dados considerados tiveram por base a média dos últimos 5 anos de factores de emissão do CO₂, CH₄ e N₂O no que respeita ao sector da electricidade pública e produção de calor.

Os factores de emissão, apresentados em Giga grama (Gg) tiveram de ser divididos pelos valores de consumo de electricidade em Giga Watt (GW) correspondentes a esses anos. A informação sobre o consumo de electricidade foi retirada das estatísticas da DGEG (DGEG, 2009).

O factor de emissão do CO₂ equivalente calculou-se segundo a equação:

$$\text{Factor de Emissão} \left(\frac{\text{gCO}_2\text{equivalente}}{\text{MJ}} \right) = \frac{\text{gCO}_2}{\text{MJ}} + \frac{\text{gCH}_4}{\text{MJ}} + \frac{\text{gN}_2\text{O}}{\text{MJ}}$$

O factor de emissão permitiu chegar a valor de toneladas de CO₂ equivalentes evitadas.

Análise financeira

Os parâmetros da análise financeira, foram calculados segundo o tipo de tecnologia e a localização dos sistemas.

Utilizaram-se as estimativas de produção anual efectuadas na presente dissertação para sistemas Double Sun[®] e fixos.

As premissas consideradas na análise económica do investimento são as apresentadas no esquema da Figura 5.5.

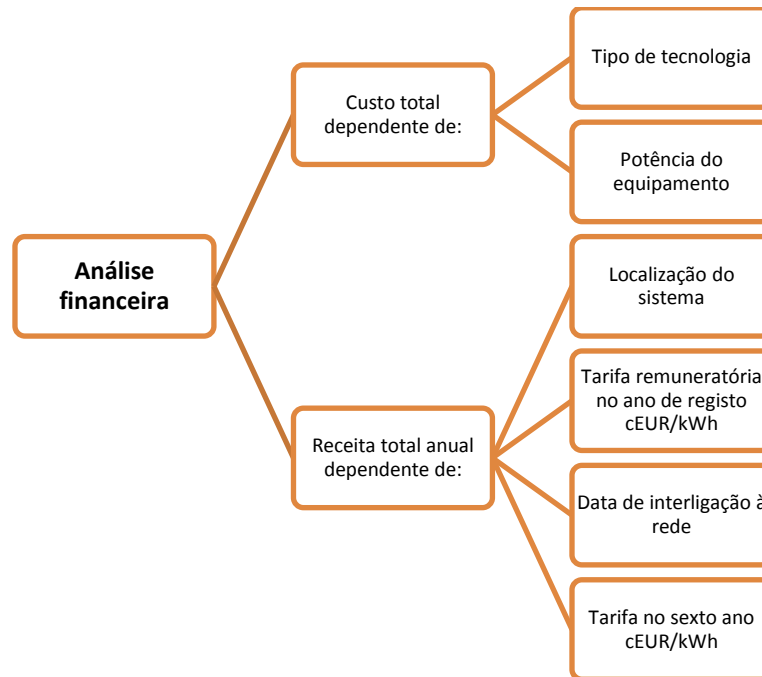


Figura 5.5 – Esquematização da análise do período de retorno do investimento

- Custo total do investimento

A determinação do custo total do investimento teve por base a avaliação do preço real dos sistemas Double Sun[®] e sistemas fixos.

Para efectuar esta avaliação, determinou-se o valor do investimento para uma potência standard consoante o tipo de tecnologia.

- Receita total anual

O nível de produção de electricidade está directamente dependente da localização do sistema, devido à quantidade de radiação incidente naquele local. Automaticamente, isso repercute-se na remuneração total anual por via do sistema da microgeração.

Importa igualmente analisar que, ao variar a data do registo, indicativa da tarifa remuneratória, e a data de interligação à rede, que permite estimar o número de meses do ano de instalação em que se beneficia da tarifa de referência, o período de retorno do investimento também altera. A Tabela 5.6 explicita a análise a ser efectuada.

Tabela 5.6 - Valores da tarifa segundo o ano de registo

Ano de Registo	Tarifa	Data de ligação à rede
2008	65 cEUR	Número de meses no ano zero com tarifa a 65 cEUR 5 anos com tarifa a 65 cEUR
2009	61,75 cEUR	Número de meses no ano zero com tarifa a 61,75 cEUR 5 anos com tarifa a 61,75 cEUR

Para além destes aspectos, é necessário aferir sobre o valor da tarifa no sexto ano após registo da instalação. Esse valor está dependente da potência instalada nesse ano. Por esse motivo criaram-se dois cenários:

- 10 MW instalados anualmente implicando a redução da tarifa em 5% a cada ano
- Instalação da potência total disponível para cada ano e redução da tarifa em 5% por cada 10 MW instalados

- **Análise financeira**

De acordo com a esquematização da Figura 5.5, foi efectuada uma análise económica para cada situação que incidiu sobre três parâmetros essenciais.

- **Período de Retorno (PR)**

O PR do capital investido corresponde ao tempo necessário para que os fluxos líquidos de tesouraria, ou *cash-flow*, gerados pelo investimento reembolsem a mobilização inicial dos fundos. A determinação do tempo de reembolso do capital investido obtém-se pela resolução, em ordem ao tempo, da equação que relaciona o *cash-flow* de exploração com o do investimento. (Análise Económica e Financeira, 2007)

$$\sum_{t=0}^n \left[\frac{I_t}{(1+i)^t} \right] = \sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1+i)^t} \right]$$

- Valor Actual Líquido (VAL)

O VAL mede o benefício adicional que o projecto de investimento oferece sobre o benefício normal medido pelo custo de oportunidade do capital.

Em termos algébricos,

$$VAL = \sum \text{Cash} - \text{flows líquidos actualizados}$$

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1+i)^t} \right] - \sum_t \left[\frac{I_t}{(1+i)^t} \right]$$

Se $VAL > 0$, o projecto gerou fundos suficientes para amortizar integralmente o valor do investimento. Se $VAL < 0$, o projecto não gerou fundos suficientes. Se $VAL = 0$ o projecto tem uma rentabilidade igual ao custo de oportunidade do capital. (Análise Económica e Financeira, 2007)

- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR é a taxa de actualização para a qual o VAL de um projecto de investimento é nulo.

Em termos algébricos,

$$\sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1+TIR)^t} \right] - \sum_t \left[\frac{I_t}{(1+TIR)^t} \right] = 0$$

A TIR é a taxa que o investidor obtém, em média, em cada ano, sobre os capitais investidos no projecto, enquanto o investimento inicial é progressivamente recuperado. (Análise Económica e Financeira, 2007)

Onde I: Investimento em t; R: Receitas brutas de exploração, em t; D: Despesas brutas de exploração em t; i: taxa de actualização; t: tempo de vida útil do projecto de investimento em anos.

Considerando um período de 15 anos, fez-se uma tabela recorrendo ao Excel, demonstrativa na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Tabela de análise de análise financeira

Ano	<i>Cash-flow</i> do investimento	Receitas totais	<i>Cash-flow</i> Líquido	<i>Cash-flow</i> acumulado	Factor de actualização a 2%	<i>Cash-flow</i> Líquido actualizado a 2%	Factor de actualização a 3%	<i>Cash-flow</i> Líquido actualizado a 3%
0								
...								
14								

6. Resultados

Seguidamente apresentam-se os principais resultados sobre a produtividade de sistemas Fixos e Double Sun[®].

Os valores de produção totais anuais apurados, serviram de base à aplicação do diploma da microgeração.

6.1. O caso-estudo da WS Energia

Conforme se constata na Figura 6.1 e Figura 6.2, foi monitorizado um número total de 48 sistemas: 19 Fixos e 29 Double Sun[®].

A sua distribuição geográfica apresenta-se na Figura 6.1 para os sistemas Fixos e na Figura 6.6 para os sistemas da Double Sun[®].

De referir, foram detectadas diversas falhas durante o estabelecimento da ligação GSM, entre o computador e o contador, o que impediu deter de uma amostra significativa em cada situação.

6.1.1. Sistema fixo

Os sistemas fixos monitorizados, apresentam-se assinalados no mapa da Figura 6.1. De referir, que nem sempre foi possível obter valores de produção diários, pelo que a Figura 6.2 apresenta valores apenas para algumas localizações.



Figura 6.1 – 19 Sistemas fixos monitorizados

De 19 sistemas fixos, obteve-se valores de produção instantânea apenas para 14 sistemas. Os dados que permitiam uma avaliação à estação do ano, apresentam-se no gráfico da Figura 6.2.

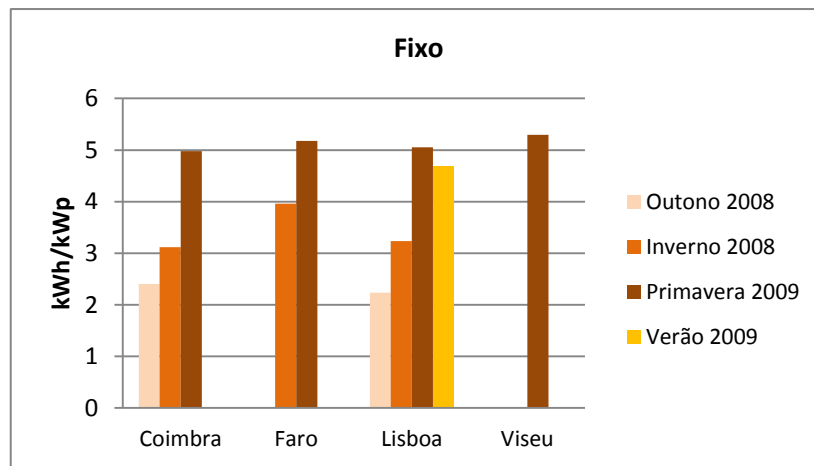


Figura 6.2 – Produção média diária de sistemas fixos consoante a localização e a estação do ano

Na análise ao gráfico da Figura 6.2 verifica-se que existe uma relação muito semelhante entre os valores de produção dos sistemas, consoante a localização e a estação do ano.

Coimbra e Lisboa, as únicas localidades onde foi possível obter dados de Outono, conseguem uma produção de cerca de 2,3 kWh/kWp num dia. Durante o Inverno, estes sistemas

alcançaram uma produção média diária de 3,2 kWh/kWp. Já em Faro, a produção média diária chegou quase aos 4 kWh/kWp, para essa mesma estação.

Durante a Primavera, verifica-se uma produção por kWp muito próxima nas quatro localidades, cerca de 5,2 kWh/KWp.

O único valor médio registado para o Verão, ocorreu em Lisboa, e cuja produção foi inferior à da Primavera, cerca de 4,7 kWh/kWp. Este facto pode explicar-se tendo em conta a elevada temperatura das células nesta estação.

Podemos afirmar que neste caso a localização não foi um factor de relevância aquando a avaliação da produção de electricidade.

No entanto, uma vez que a estação do ano está directamente relacionada com a altura solar e com a duração do dia, recorreu-se à plataforma da JRC, que se baseia nas horas de sol médias geradas pela Meteonorm durante os meses do ano, e na eficiência de painéis solares de tecnologia cristalina e cuja inclinação é óptima.

A Figura 6.3 mostra a correlação existente entre os valores medidos e os valores teóricos para sistemas fixos no distrito de Coimbra.

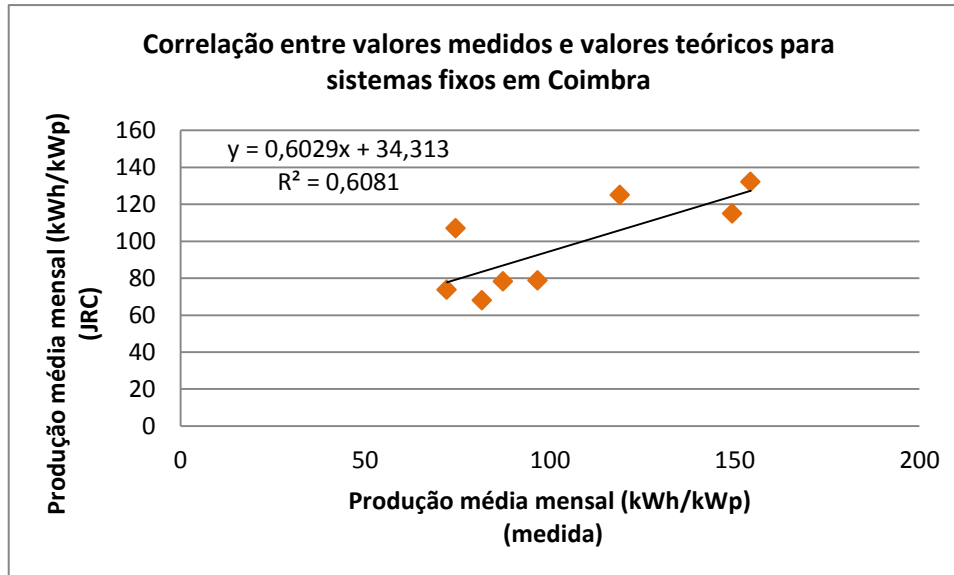


Figura 6.3 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Coimbra

Os dados de produção medidos em Coimbra são explicados pela regressão linear expressa no gráfico. Denota-se a existência de uma correlação (r) de 0,77.

Em cinco meses, a produção média mensal medida foi superior à média mensal gerada pela plataforma JRC para aquele local. Três do total de oito meses de dados disponíveis, têm um valor teoricamente mais elevado que o medido.

A Figura 6.4 mostra a correlação existente entre valores medidos e valores teóricos de produção de sistemas fixos no distrito de Faro.

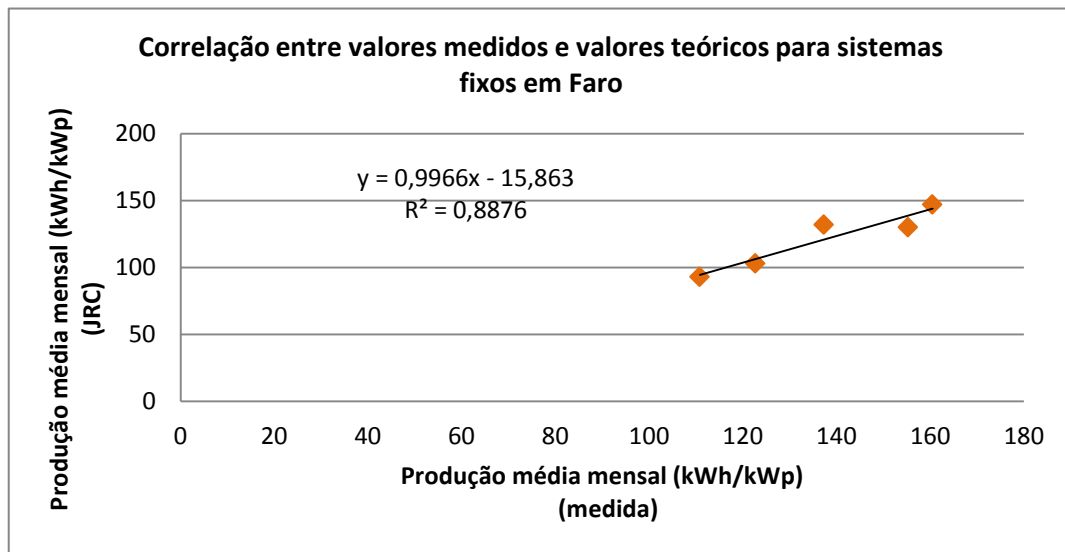


Figura 6.4 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Faro

Em Faro, a correlação foi de 0,94, sendo que o coeficiente de determinação atingiu 0,89, ou seja 89% da variância existente entre valores medidos e valores teóricos de produção é explicada pelo modelo. Dos cinco meses que se dispunham dados de medição, três foram superados por valores medidos e os restantes por valores da literatura.

A Figura 6.5 mostra a correlação existente entre valores medidos e valores teóricos de produção de sistemas fixos no distrito de Lisboa.

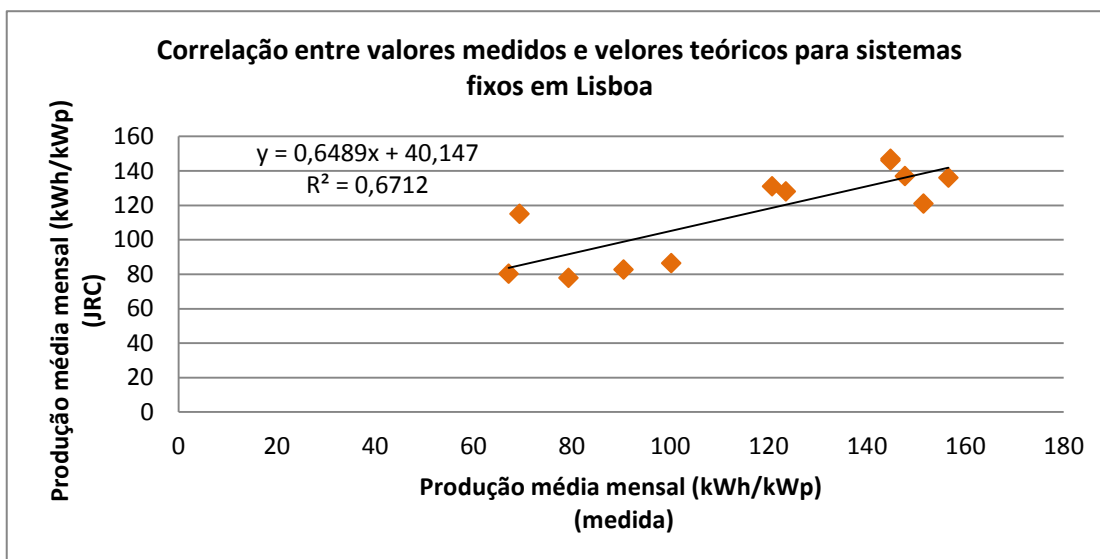


Figura 6.5 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas fixos em Lisboa

Constata-se que em metade dos meses a produção foi superior à dos valores originados pela plataforma da JRC.

Os valores referentes a oito meses de produção no distrito de Coimbra, são em relação aos outros distritos, os que menos explicam a variância entre as variáveis. De referir, que apenas um sistema foi monitorizado para este local.

Faro é o distrito que mais correlaciona os dados medidos com os da literatura, no entanto apenas foi possível obter médias de produção para cinco meses e para dois sistemas distintos.

Lisboa é o único local, que detém valores de produção média para todos os meses de estudo. Era de esperar que estes valores estivessem mais correlacionados e que os valores medidos tivessem sido em metade dos meses superiores aos valores da plataforma da JRC, dado que a amostra foi considerável, dez sistemas.

Quanto aos valores de produção em Viseu, foi possível obter dados para dois meses de produção de um sistema. Em suma, avaliando numa média ponderada os valores de produção em cada localidade chega-se à Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Produção média (kWh/kWp) de sistemas fixos consoante as estações do ano

Estação	Produção média diária (kWh/kWp)	Produção média por estação (kWh/kWp)
Outono	2,3	209
Inverno	3,4	302
Primavera	5,1	477
Verão	4,7	439

Destaca-se o facto do valor de produção da estação de Outono ser inferior ao da estação de Inverno e do valor de Verão inferior ao da Primavera.

No total estima-se que um sistema fotovoltaico fixo produza num ano 1427 kWh/kWp.

No caso do sistema fixo, verifica-se que 64% da produção total foi conseguida nos meses de Primavera e Verão.

6.1.2. Sistema de Concentração e Seguimento: Double Sun[®]

Os sistemas Double Sun[®] monitorizados, apresentam-se assinalados no mapa da Figura 6.6.



Figura 6.6 – 29 Sistemas Double Sun[®] monitorizados

De referir, nem sempre foi possível obter valores de produção diários, pelo que nesta avaliação registaram-se valores de produção instantânea de 27 sistemas.

A Figura 6.7 apresenta valores de produção média diário em kWh/kWp, para sistemas Double Sun[®] segundo várias localizações e quatro estações do ano.

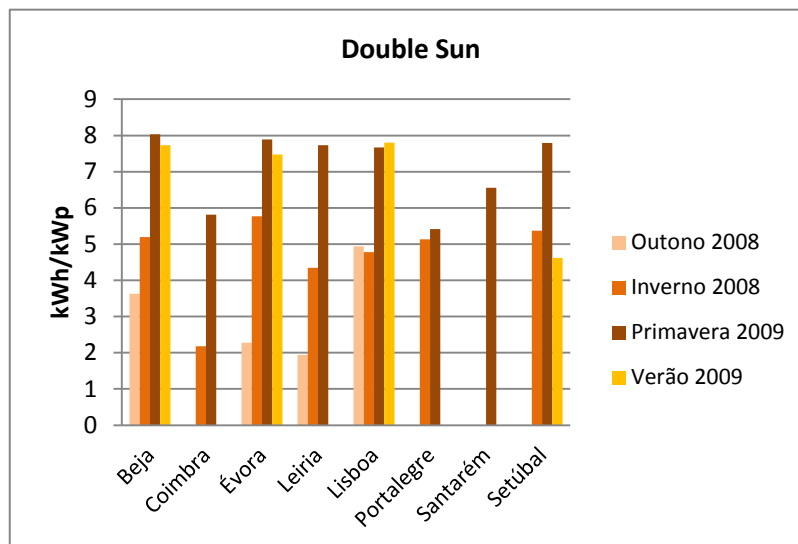


Figura 6.7 – Produção média diária de sistemas Double Sun[®] consoante a localização e a estação do ano

Como se pode observar pelo gráfico da Figura 6.7, os níveis de produção são distintos. No entanto, certas localizações, onde por acaso existia maior número de dados, têm um padrão semelhante durante as quatro estações, refira-se Beja, Évora, Leiria e Lisboa.

Na estação de Outono, destaca-se a produção de quase 5 kWh/kWp em Lisboa, seguida de Beja com aproximadamente 3,6 kWh/kWp. Évora e Leiria ficaram-se pelos 2 kWh/kWp nesta estação.

Durante o Inverno, Évora atingiu em média uma produção diária de 5,7 kWh/kWp. Beja, Lisboa, Portalegre e Setúbal rondaram os 5 kWh/kWp. Leiria ficou pelos 4,3 kWh/kWp e Coimbra, o que produziu menos durante esta estação chegou aos 2,2 kWh/kWp dia.

Detecta-se que o sistema Double Sun[®] funcionou plenamente durante a estação da Primavera, produzindo entre 7,7 e 8 kWh/kWp em média por dia em Beja, Évora, Leiria, Lisboa e Setúbal.

Santarém atingiu em média 6,5 kWh/kWp por dia enquanto Coimbra e Portalegre, provavelmente justificado pela localização, produziram entre 5,4 e 5,8 kWh/kWp por dia.

No decorrer da estação de Verão, Beja, Évora e Lisboa mantiveram novamente os mesmos valores de produção, compreendidos entre 7,5 e 7,8 kWh/kWp por dia. Setúbal ficou pelos 4,6 kWh/kWp na mesma estação.

De forma a perceber se os valores de produção obtidos, mantinham uma correlação com valores teóricos, recorreu-se à plataforma da JRC, donde se fez uma regressão linear entre os valores de produção mensais dos sistemas Double Sun e valores teóricos mensais gerados pela plataforma JRC, para sistemas de seguimento a dois eixos.

A Figura 6.8 apresenta a correlação entre valores medidos e valores teóricos de produção para sistemas Double Sun em Beja.

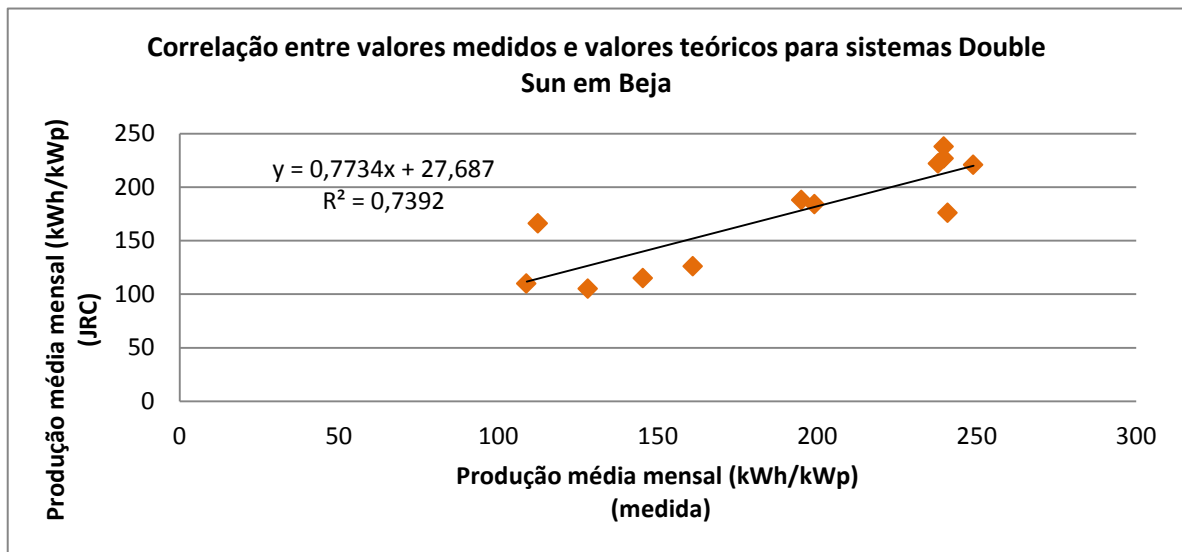


Figura 6.8 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Beja

A correlação foi de 0,86 estando os pontos muito próximos da recta do modelo. Para este distrito foi possível obter dados de medição para os doze meses, dos quais, dois meses foram superados pelos valores de produção que consta da JRC, o que automaticamente pressupõe para um valor médio anual superior ao da literatura como esperado.

Na melhor situação do ano, o efeito da concentração do sistema Double Sun[®] adicionou 37% de produtividade ao sistema de seguimento de dois eixos.

A Figura 6.9 apresenta a correlação existente entre valores medidos valores teóricos de produção para sistemas Double Sun[®] no distrito de Évora.

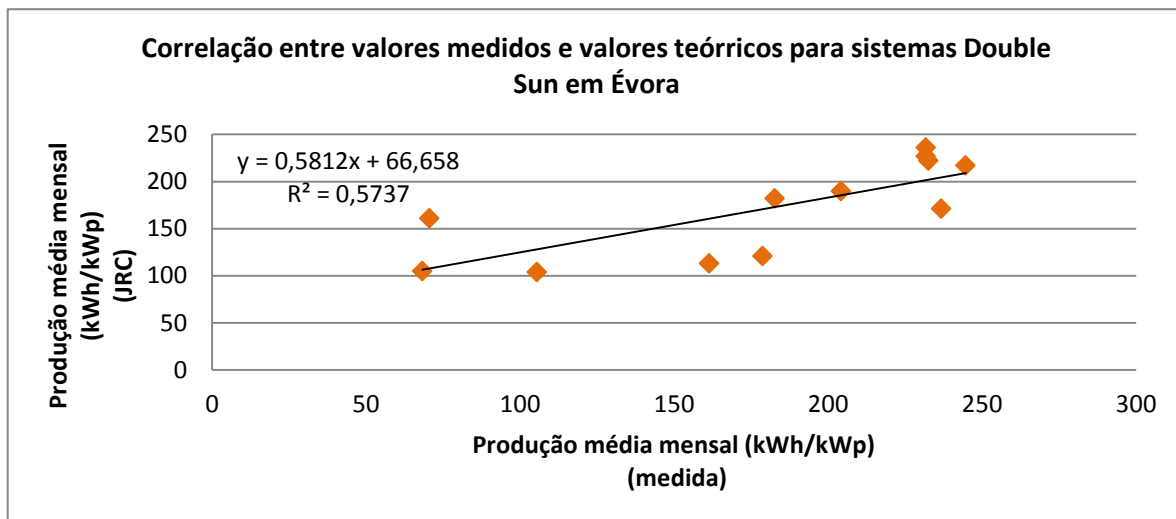


Figura 6.9 – Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Évora

A correlação existente entre os valores medidos e os valores teóricos é de 0,75. Verifica-se que em três meses, a produção gerada pelo JRC, supera a dos valores medidos.

Na melhor situação do ano, o sistema de concentração da Double Sun[®] adicionou 48% mais de produtividade em relação ao sistema de seguimento de dois eixos.

A Figura 6.10 apresenta a correlação entre valores medidos e valores teóricos de produção para sistemas Double Sun[®] no distrito de Lisboa.

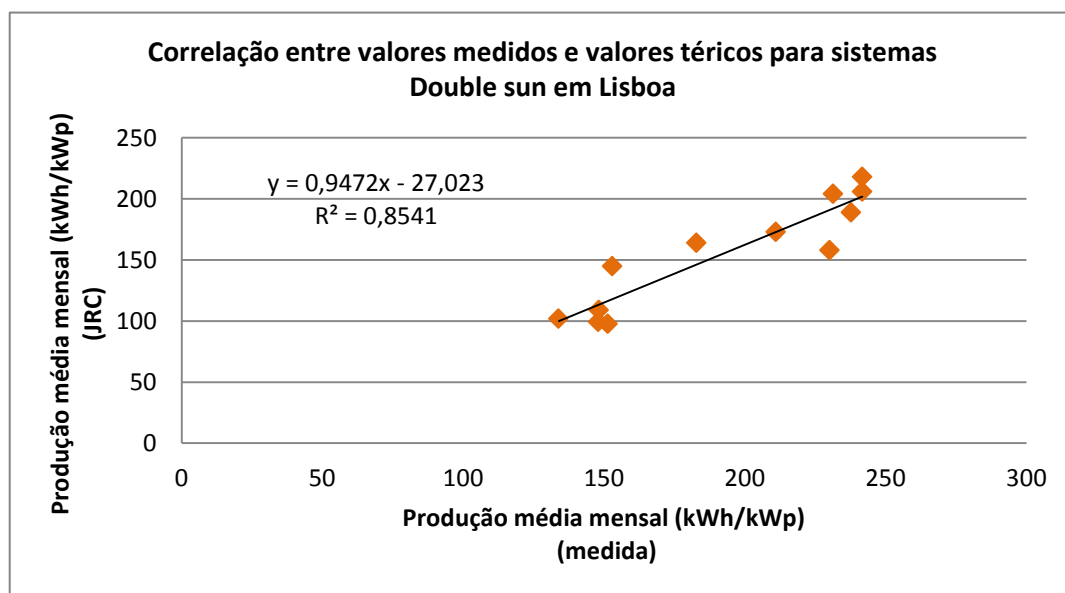


Figura 6.10 - Correlação entre valores de produção mensal medidos e valores teóricos para sistemas Double Sun em Lisboa

A correlação existente para as variáveis de produção no distrito de Lisboa é de 0,92. Esta correlação muito forte, pressupõe que haja uma relação muito estreita entre as duas variáveis, neste caso, a captação de luz solar. Outra avaliação muito importante é que em todas as vezes os valores medidos são superiores aos valores da plataforma JRC, o que faz todo o sentido uma vez que correlação é feita entre um sistema de seguimento a dois eixos e que concentra e com um que apenas de seguimento a dois eixos.

Na melhor situação do ano, o sistema de concentração do Double Sun[®] acrescentou 55% de produtividade ao sistema de seguimento de dois eixos.

Na generalidade os valores de produção de energia por kWp medidos para o Double Sun[®] foram superiores aos valores estimados pela plataforma da JRC para energia produzida por kWp para sistemas que usam seguimento a dois eixos. Este facto era à partida expectável, tendo em conta que os espelhos de concentração da Double Sun[®] adicionam performance a um sistema de seguimento a dois eixos.

Embora se tenha discutido apenas a correlação existente Beja, Évora e Lisboa, uma vez que se dispunham de valores de produção para todos os meses, apresenta-se na Tabela 6.2 as situações em que ocorreram as melhores performances para cada localidade.

Tabela 6.2 – Efeito da concentração dos sistemas Double Sun[®] relativamente a sistemas de seguimento de dois eixos

Distrito	Efeito da concentração do sistema Double Sun[®] em relação ao sistema de seguimento de dois eixos	Mês de ocorrência da maior concentração
Beja	37 %	Abril
Coimbra	16%	Abril
Évora	48%	Janeiro
Leiria	54%	Abril
Lisboa	55%	Dezembro
Portalegre	40%	Janeiro
Santarém	28%	Abril
Setúbal	51%	Janeiro

Verifica-se que nas melhores situações o sistema Double Sun[®] adiciona em média 45% de produtividade a um sistema de seguimento de dois eixos. É principalmente nos meses de Janeiro e Abril que ocorrem situações máximas.

Resumindo, a produção média diária de electricidade do Double Sun[®] apresenta-se na Tabela 6.3 para cada estação.

Tabela 6.3 - Produção média (kWh/kWp) de sistemas Double Sun[®] consoante as estações do ano

Estação	Produção média diária (kWh/kWp)	Produção média por estação (kWh/kWp)
Outono	3,20	288
Inverno	4,68	412
Primavera	7,11	661
Verão	6,91	649

Pelos resultados medidos, estima-se que a produção de sistemas Double Sun[®] tenha atingido em média os 2010 kWh/kWp.

Constata-se que 65% da produção deu-se durante os meses quentes, Primavera e Verão.

Em suma, o sistema Double Sun[®] adiciona em média mais 41% de produção de energia que um sistema fotovoltaico fixo.

6.1.3. Comparação entre sistemas

De acordo com os dados obtidos anteriormente foram efectuadas relações entre a produtividade dos sistemas Double Sun e sistemas fixos.

Tomando como exemplo o comportamento ao longo do dia, de sistemas Fixos e Double Sun na região de Lisboa, podem tirar-se algumas relações analisando as Figura 6.11 e Figura 6.12.

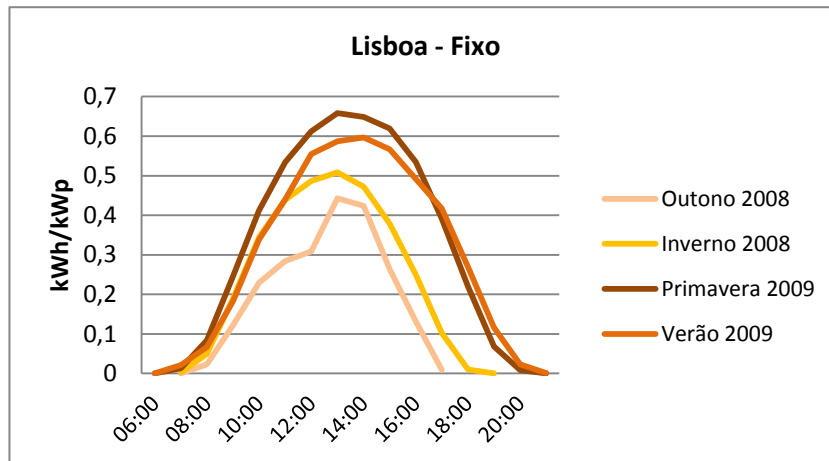


Figura 6.11 – Produção média horária para sistemas fixos no distrito de Lisboa segundo diferentes estações do ano

A Figura 6.11 é demonstrativa de que a Primavera e o Verão são as estações onde o sistema fixo aproveita maior número de horas durante o dia, produzindo desde as 6:00 às 21:00.

O pico de produção verifica-se na Primavera às 13:00 com uma produção média de 0,66 kWh/kWp durante essa hora. No Verão esse pico deu-se às 14:00 a 0,60 kWh/kWp.

Durante o Inverno, o sistema fixo conseguiu produzir desde as 7:00 até às 19:00, donde o seu pico de produção se deu às 13:00 a 0,44 kWh/kWp. O mesmo pico de produção foi constatado durante a estação de Outono, no entanto estes sistemas produziram somente desde as 7:00 às 17:00.

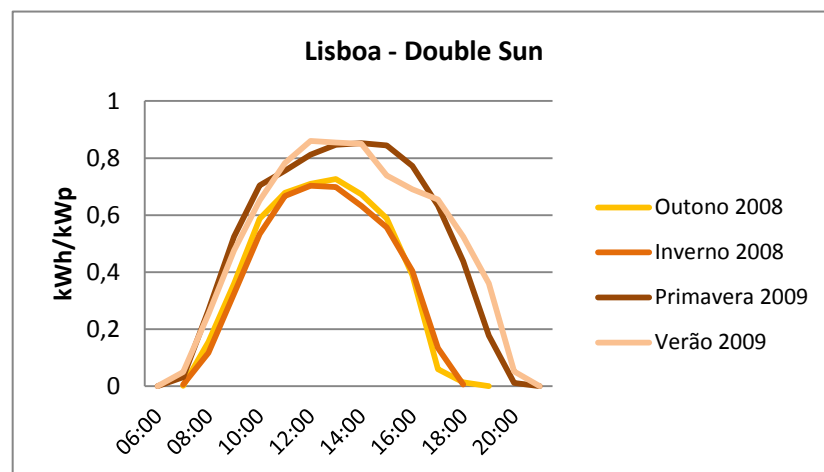


Figura 6.12 – Produção média horária para sistemas Double Sun® no distrito de Lisboa segundo diferentes estações do ano

Claramente que o sistema Double Sun permite prolongar as horas de produção assim como produzir em maior quantidade.

Durante a estação do Outono, o sistema produziu desde as 7:00 às 19:00, obtendo-se um pico de produção às 13:00, 0,73 kWh/kWp. No Inverno o sistema alcançou produzir das 7:00 às 18:00, obtendo em média uma produção máxima de 0,70 kWh/kWp às 12:00.

Tanto no Verão como no Inverno o sistema Double Sun produziu das 6:00 às 21:00, destacando-se uma produção média máxima de 0,85 kWh/kWp nas duas estações. A diferença reside na hora a que se deu esse pico. Na Primavera ocorreu às 14:00 e no Verão às 12:00.

Analisando em termos de percentagem de produtividade, a Tabela 6.4 apresenta o acréscimo de produtividade dos sistemas de concentração e seguimento, consoante a estação anual.

Tabela 6.4 - Relação entre a produção média de sistemas fixos e Double Sun para cada estação do ano

Estação	Produção média (kWh/kWp) Fixo	Produção média (kWh/kWp) Double Sun[®]	Acréscimo de produção entre Double Sun e Fixo %
Outono	209	288	38
Inverno	302	412	36
Primavera	477	661	39
Verão	439	649	48

Conforme se verifica, o sistema Double Sun[®] consegue garantir uma produtividade 38% mais elevada no Outono, 38% mais elevada no Inverno, 39% superior na Primavera e 48% no Verão.

Tanto nos sistemas fixos como nos sistemas Double Sun[®] constata-se que a estação de maior produtividade é a Primavera e a de produtividade mais baixa é o Outono.

Verifica-se que nos sistemas fixos há um acréscimo de produção entre o Verão e a Primavera de 9% e entre o Outono e o Inverno de 44%, aproximadamente a mesma entre o Inverno e a Primavera. É entre o Verão e o Outono que se destaca o maior decréscimo na produtividade, reduzindo-a para cerca de metade

Nos sistemas Double Sun, a diferença de produtividade entre a Primavera e o Verão é igualmente muito pequena, cerca de 2%. Entre o Verão e o Outono verifica-se a diferença mais significativa, mais de metade de abaixamento na produtividade. No Inverno foi capaz de se produzir mais 43% que no Outono e na Primavera mais 60% que no Inverno.

A Figura 6.15 apresenta os valores médios de produção mensal para cada mês, tanto para sistemas fixos como Double Sun[®]. No entanto estes resultados estão um pouco aquém do esperado.

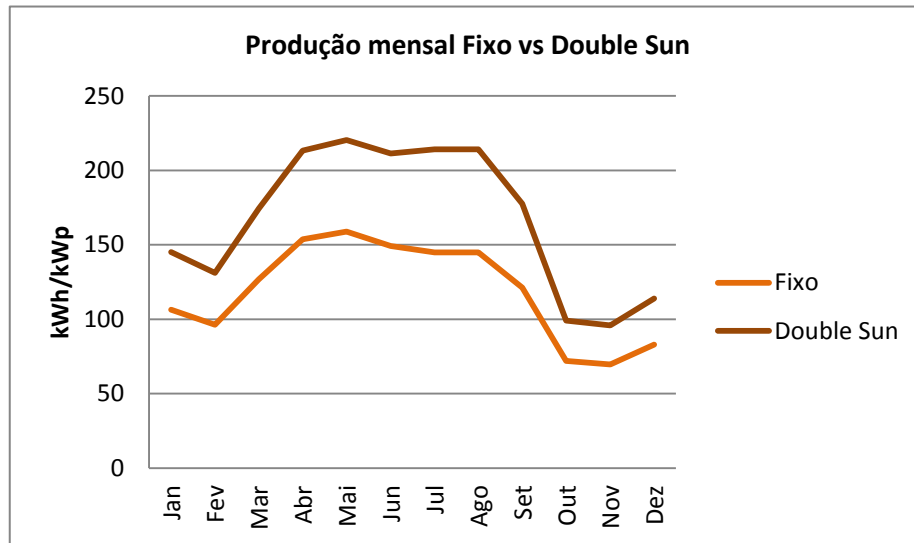


Figura 6.13 – Energia média produzida ao longo do ano de sistemas Fixos e Double Sun

Pela Figura 6.13 denota-se claramente as variações sazonais do clima.

Na Figura 6.14 pode ser analisada a produção acumulada ao longo do ano para os dois tipos de sistemas.

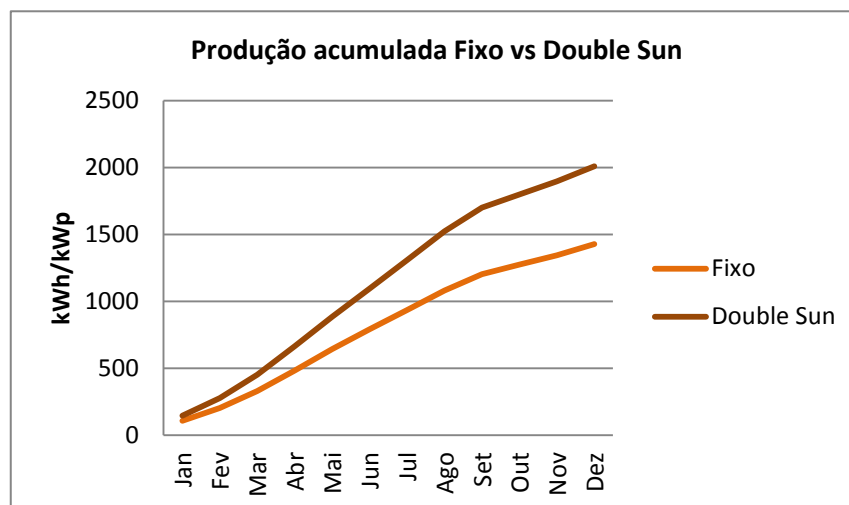


Figura 6.14 – Energia produzida acumulada de sistemas Fixos e Double Sun

Na generalidade foi possível obter dados de produção totais anuais para Beja, Évora e Lisboa, donde apenas em Lisboa se obteve valores de produção para os dois tipos de sistemas.

A Tabela 6.5 apresenta os valores de produção anual para os distritos possíveis Beja, Évora e Lisboa.

Tabela 6.5 - Produção média anual de sistemas Double Sun[®] e Fixo em diferentes localizações

Produção média anual (kWh/kWp)	Double Sun [®]	Fixo
Beja	2257	-
Évora	2149	-
Lisboa	2311	1395

Analisando primeiramente entre as localidades, o sistema Double Sun, permitiu alcançar produtividades muito semelhantes nestas três regiões.

Lisboa alcançou um total de 2311 kWh/kWp/ano, mais 54 kWh/kWp/ano que Beja e mais 162 kWh/kWp/ano do que Évora.

No entanto esta situação é anómala, dado que na realidade em Évora e Beja a energia produzida é superior a Lisboa.

Comparando a produtividade de sistemas fixos e Double Sun[®] em Lisboa, verifica-se que existe um acréscimo de quase 66% quando se utiliza um sistema de seguimento e concentração.

Analisando agora, quanto ao tipo de tecnologia, monocristalino ou multicristalino, resulta o gráfico da Figura 6.15, cujos valores de produção por kWp são apresentados ao longo dos meses de monitorização.

Esta análise teve por base os valores de produção acumulada mensal de uma amostra de 8 sistemas monocristalinos, 11 sistemas multicristalinos e 29 sistemas Double Sun[®].

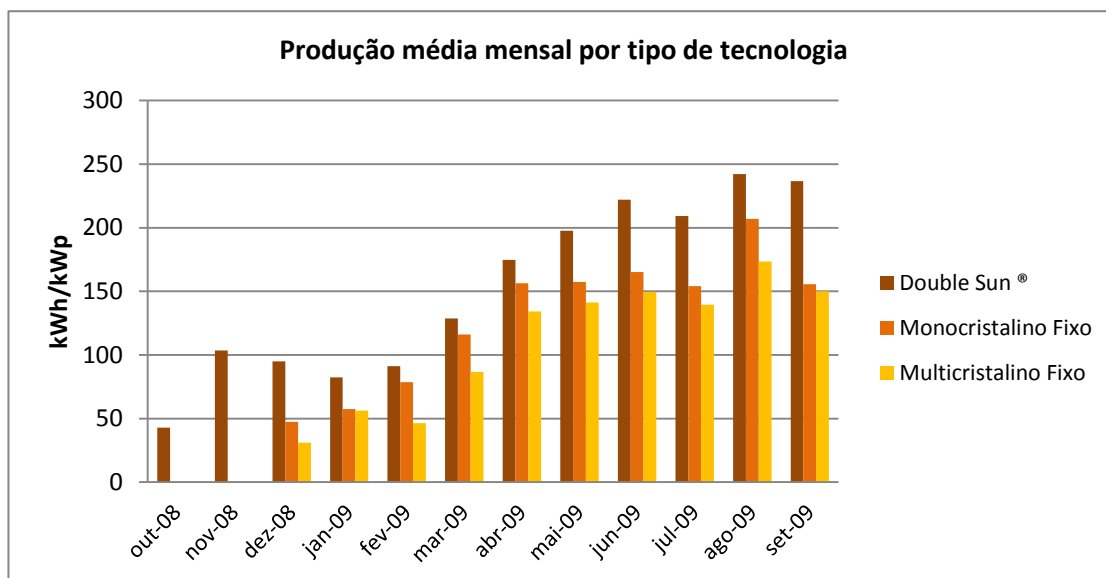


Figura 6.15 – Produção média mensal por tipo de tecnologia [Out. 08 – Set. 09]

Na generalidade, verifica-se claramente que o sistema Double Sun[®] é sempre mais eficiente que um sistema fixo mono ou multicristalino.

A mesma comparação pode ser feita entre sistemas que utilizam células mono ou multicristalinas. Nitidamente que o monocristalino conseguiu produzir mais que o multicristalino.

Embora esta situação nem sempre corresponda à realidade, no caso da empresa WS Energia, as células monocristalinas utilizadas são mais eficientes que as células multicristalinas.

A Tabela 6.6 permite uma melhor percepção dos valores.

Tabela 6.6 - Valores de produção média mensal (kWh/kWp) para sistemas Double Sun[®] e para sistemas fixos mono e multicristalinos

	Monocristalino		Multicristalino	Média fixo (kWh/kWp)
	Double Sun [®] (Kwh/kWp)	Fixo (kWh/kWp)	Fixo (kWh/kWp)	
Janeiro	82,44	57,41	56,18	56,79
Fevereiro	91,21	78,57	46,50	62,53
Março	128,83	116,12	86,76	101,44
Abril	174,74	156,46	134,17	145,32
Mai	197,64	157,49	141,42	149,46
Junho	222,19	165,32	149,69	157,50
Julho	209,17	154,02	139,66	146,84
Agosto	242,26	206,92	173,61	190,27
Setembro	236,80	155,61	150,23	152,92
Outubro	42,80	-	-	-
Novembro	103,55	-	-	-
Dezembro	95,01	47,50	31,05	39,27

Perante os dados da Tabela 6.6, verifica-se que ao longo do ano existe uma diferença acentuada no que respeita às eficiências consoante o tipo de células que se utiliza.

Na Tabela 6.7 apresentam-se as percentagens de acréscimo de produtividade para cada mês.

Tabela 6.7 – Acréscimo de produtividade média mensal entre células mono e multicristalinas, monocristalinas e Double Sun[®], multicristalinas e Double Sun[®] e média de fixos e Double Sun[®]

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
Mono-Multi	2%	69%	34%	17%	11%	10%	10%	19%	4%	-	-	53%	23%
Mono-DS	44%	16%	11%	12%	25%	34%	36%	17%	52%	-	-	100%	35%
Multi-DS	47%	96%	48%	30%	40%	48%	50%	40%	58%	-	-	206%	66%
F-DS	45%	46%	27%	20%	32%	41%	42%	27%	55%	-	-	142%	48%

De acordo com os resultados, em média, durante o ano a célula monocristalina pode produzir mais 23% que a célula multicristalina.

Comparando a produtividade entre sistemas fixos que usam células monocristalinas e o sistema Double Sun[®] que também utiliza células monocristalinas, verifica-se que o mecanismo de seguimento e concentração acrescenta 35% de eficiência ao fotovoltaico.

O maior aumento de percentagem na produtividade é verificado entre sistemas fixos que utilizam células multicristalinas e tecnologia Double Sun[®], 66%, destacando-se a situação de Dezembro cujo acréscimo foi de 206%.

Quando se compara novamente entre a média da produtividade entre sistemas fixos e o Double Sun[®] e a, regista-se um acréscimo médio de 48% de produção.

6.2. Aplicação do Decreto-Lei da Microgeração

Na aplicação do diploma da microgeração foram considerados apenas os sistemas dos quais foi possível apurar valores de produção totais anuais, nomeadamente:

- Double Sun[®] em Lisboa
- Fixo em Lisboa

6.2.1. Estimativa da produção total de electricidade através do fotovoltaico

Sabendo que a primeira instalação foi efectuada no final de Agosto de 2008 e que no dia 11 de Setembro de 2009 estavam 2744 unidades fotovoltaicas instaladas e efectivamente ligadas à rede eléctrica, podemos aferir sobre a média de sistemas instalados por mês e a contribuição da microgeração em termos de produção de electricidade durante o primeiro ano de implementação.

Considerando que em média foram instalados 230 sistemas por mês, com uma potência média de 3,5 kWp, durante o período de Setembro de 2008 a Agosto de 2009.

Para produzir o gráfico da Figura 6.16, utilizaram-se os resultados obtidos para valores de produção média mensal de sistemas fixos.

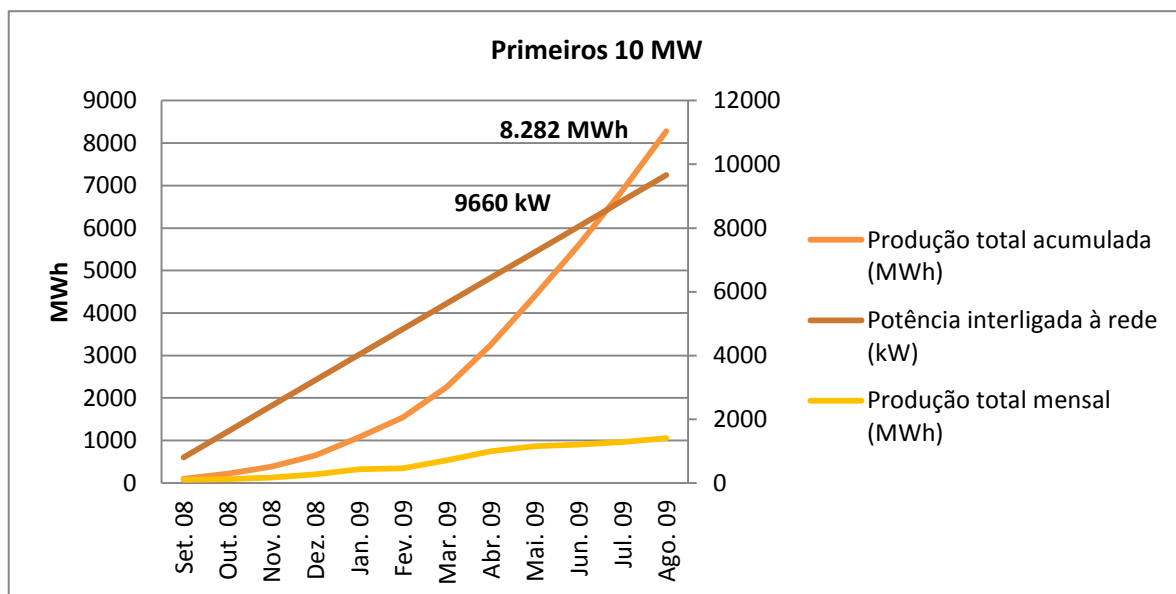


Figura 6.16 – Resultado do primeiro ano de implementação do regime de microgeração em Portugal [Set. 08 – Ago. 09]

Analisando o gráfico da Figura 6.16, não é de admirar que a potência efectivamente ligada à rede por via do fotovoltaico tenha sido ligeiramente inferior a 10 MW, a margem em falta deverá corresponder à produção de outras fontes possíveis para microgeração.

De acordo com os dados fornecidos directamente pela DGEG, foi possível ainda estimar o total produzido por cada distrito. A Figura 6.17 apresenta a estimativa de produção para a microgeração por fonte fotovoltaica para cada distrito.

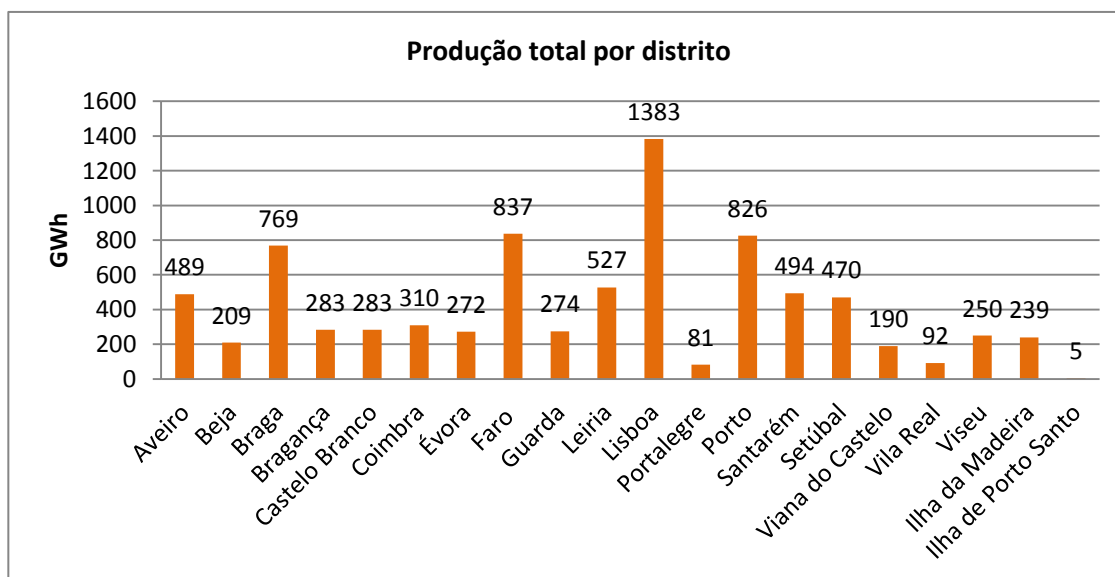


Figura 6.17 – Estimativa da produção total de electricidade na microgeração por fonte fotovoltaica por distrito

Analisando a Figura 6.17, verifica-se que Lisboa, Faro, Porto e Braga foram os distritos onde se realizaram mais instalações. Estes quatro distritos foram responsáveis por 46% da produção total seguindo-se Leiria, Santarém, Aveiro e Setúbal produzindo cerca de 24% do total do ano. Os restantes 30% de energia produzida, dividem-se pelos distritos remanescentes.

De acordo com os resultados obtidos, pode afirmar-se que o Estado empregou aproximadamente 5,4 M€ na remuneração do kWh produzido por sistemas fotovoltaicos e 362.000 € no apoio financeiro em sede de IRS, durante o primeiro ano do novo regime da microgeração.

Estimando que 80% das instalações, foram efectuadas em moradia, automaticamente fica inerente a utilização de no mínimo 2m² de colectores solares para aquecimento de águas sanitárias (AQS).

Fazendo uma apreciação semelhante relativamente ao total produzido de energia através do fotovoltaico, estima-se que o total de energia térmica produzida através de sistemas para AQS e considerando uma produção anual de 750 kWh/m², chegamos ao valor de 1,8 GWh de energia produzidos por sistemas solares térmicos.

Em suma, o primeiro ano de implementação da microgeração em Portugal permitiu gerar 8,3 GWh de energia produzida por fonte fotovoltaica e 1,8 GWh por fonte solar térmica.

Quase 50% das instalações compreenderam os distritos de Lisboa, Faro, Porto e Braga.

A remuneração do Estado na compra da electricidade à rede e no apoio à aquisição de equipamentos renováveis rondou os 5,8 M€.

6.2.2. Redução de gases de efeito de estufa

A avaliação de poupança de GEE será efectuada segundo a metodologia explicada no Capítulo 5.

Partindo do pressuposto:

$$\text{Energia total convencional poupada} = \frac{\text{Energia útil proveniente do equipamento solar}}{\text{Rendimento do sistema convencional}}$$

Considerando que o valor médio do rendimento de sistemas convencionais a gás é 0,80 e que das centrais eléctricas é 0,43, foi possível determinar as poupanças em termos de energia convencional que o recurso ao regime da microgeração pôde proporcionar.

Tendo por base o inventário anual de GEE para Portugal, referente aos anos 1990-2007, elaborado pelo Instituto do Ambiente (IA), foram calculados os factores de emissão de CO₂ equivalente, para o sector doméstico, essenciais ao cálculo da quantidade evitada para a atmosfera. Na Tabela 6.8 apresentam-se os factores de emissão para o gás e para a electricidade, ou seja, quantidade de CO₂e emitida por MJ de gás produzido e quantidade de CO₂e emitida por MJ de electricidade produzida.

Tabela 6.8 - Factores de emissão de CO₂ equivalente no sector doméstico

Gás	Electricidade
69,5 g CO ₂ eq./MJ	115,03 g CO ₂ eq./MJ

▪ Tecnologia

Utilizando os resultados de produção médios para sistemas fixos e sistemas Double Sun[®], apresenta-se o total evitado por tipo de tecnologia na Tabela 6.9. para um kWp de potência instalada.

Tabela 6.9 – Emissões evitadas por tipo de tecnologia para 1 kWp de potência instalada

	Produção anual (kWh)	Energia convencional anual poupada (kWh)	Emissões CO ₂ e evitadas (t/ano)	Emissões CO ₂ e evitadas (kg/kWh)
Fixo	1427	3320	1,4	0,42
Double Sun[®]	2010	4680	1,9	0,40

De referir que na realidade o potencial de redução de GEE para Double Sun[®] deverá ser superior, tendo em conta que os resultados não reflectem valores de produção reais do sistema.

- Microgeração

Utilizando os resultados obtidos para a estimativa do total de energia produzida através de sistemas fotovoltaicos no primeiro ano de implementação da microgeração, apresenta-se na Tabela 6.10 o total de CO₂e evitado para o sistema solar fotovoltaico e para o sistemas solar térmico.

Tabela 6.10 - Emissões evitadas por sistemas fotovoltaicos e térmicos no primeiro ano de implementação da microgeração

	Produção anual (GWh)	Energia convencional anual poupada (GWh)	Emissões CO ₂ e evitadas (t/ano)	Emissões CO ₂ e evitadas (kg/kWh)
Fotovoltaico	8,3	19,3	7.992	0,41
Térmico	1,8	2,25	668	0,30

Em suma, para um kWp de potência os sistemas fixos evitam a emissão para a atmosfera de 1,4 t CO₂e/ano, ao passo que os sistemas Double Sun[®] evitam 1,9 t CO₂e/ano.

No ano de implementação da microgeração, Portugal evitou emitir para a atmosfera um total aproximado de 8.660 t CO₂e, 7.992 t CO₂e por parte do solar fotovoltaico e 668 t CO₂e por parte do solar térmico.

Na generalidade pode dizer-se que as emissões de CO₂e evitadas pela produção de um kWh de energia fotovoltaica em detrimento da central eléctrica são 0,41 kg. As emissões de CO₂e evitadas na produção de um kWh de energia por fonte solar térmica em detrimento de um sistema convencional a gás são 0,30 kg. Era esperado que o sistema fotovoltaico evitasse maior quantidade de emissões dado que a fonte fóssil convencional tem um rendimento menor que um sistema convencional a gás.

6.2.3. Análise financeira

Considerou-se que a ligação à rede eléctrica ocorria após três meses da data do registo.

Fez-se uma aproximação das datas de ligação à rede, tendo em conta as datas do registo, podendo os dados ser consultados em anexo na Tabela A 1. Possibilita igualmente avaliar em quantos dias o consumidor beneficiará de remuneração durante o ano zero.

De acordo com a data estimada de ligação à rede, para poder aferir sobre as receitas totais durante o ano zero, interessa determinar a quantidade de energia segundo as estações do ano e consoante as localizações. Para tal utilizaram-se os dados disponíveis provenientes da monitorização de sistemas Fixos e Double Sun[®].

A Tabela 6.11 apresenta valores de produção média diária para sistemas Fixos na zona de Lisboa e consoantes as quatro estações do ano.

Tabela 6.11 - Produção média diária (kWh/kWp) de sistemas Fixos segundo as estações do ano em Lisboa

	Outono	Inverno	Primavera	Verão
Lisboa	2,24	3,23	5,05	4,67

O Tabela 6.12 apresenta valores de produção média diária para o sistema Double Sun[®] em três localidades distintas e consoante as quatro estações do ano.

Tabela 6.12 - Produção média diária (kWh/kWp) de sistemas Double Sun[®] segundo as estações do ano em Lisboa

	Outono	Inverno	Primavera	Verão
Lisboa	4,93	4,78	7,67	7,80

Numa avaliação económica, importa estipular certos valores, nomeadamente taxa de actualização e para este caso concreto, percentagem anual de evolução do preço da tecnologia e da electricidade.

A análise económica, foi avaliada a preços correntes, precisamente devido à variabilidade anual esperada dos preços da electricidade e dos sistemas.

A taxa de actualização considerada foi de 2%, ou seja, que considera o valor temporal do dinheiro.

Relativamente à evolução do preço da electricidade, foram considerados os preços praticados pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), EDP Serviço Universal. A previsão da evolução do preço da electricidade durante os 15 anos de contrato para fornecimento de electricidade à rede eléctrica, entre o cliente e o CUR, teve por base a aplicação de uma linha de tendência aos valores de 2008, 2009 e 2010, conforme se pode verificar pelo gráfico da Figura 6.18.

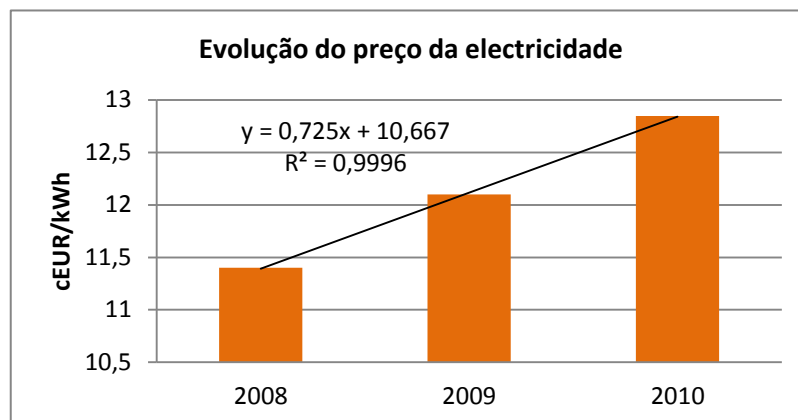


Figura 6.18 – Evolução dos preços correntes da electricidade no sector doméstico português.
Fonte: (EDP Serviço Universal, 2010)

Foi aplicada a linha de tendência aos anos seguintes, o que resultou nos valores da Tabela 6.13.

Tabela 6.13 – Previsão do preço da electricidade

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
cEUR/kWh	11,4	12,1	12,85	13,57	14,29	15,02	15,74	16,47	17,19	17,92	18,64	19,37	20,09	20,82	21,54

Para o preço dos sistemas será considerado para os anos 2008 e 2009, o custo real de investimento.

A Tabela 6.14 apresenta o preço médio de sistemas fixos mono e multicristalinos e o preço de sistemas Double Sun[®] para uma potência de pico de 3,68 kW, incluindo a taxa de registo na microgeração (250 € + IVA 20%).

Tabela 6.14 - Preço das tecnologias consideradas

	Fixo – 3,68 kW	Double Sun [®] - 3,68 kW
2008 e 2009	21.600 + IVA 12%	27.500 + IVA 12%

Considerou-se ainda os benefícios fiscais estabelecidos pelo Estado, advenientes da aquisição de um sistema renovável, 777 € e 796 € para 2008 e 2009 respectivamente.

Segundo o DL 363/2007, a tarifa bonificada nunca pode ser inferior ao preço da electricidade nesse ano.

Resumindo tem-se a Tabela 6.15.

Tabela 6.15 - Premissas estabelecidas para na avaliação económica

Taxa de actualização	2%
Preço do sistema fixo de 3,68 kW	21.600 + IVA 12% (inclui taxa de registo)
Preço do sistema Double Sun [®] de 3,68 kW	27.500 + IVA 12% (inclui taxa de registo)
Preço da electricidade CUR	$Preço\ ano\ x = 0,725x + 10,667$

De acordo com estas premissas, estabeleceram-se dois cenários.

- Cenário I

- Anualmente é instalada uma potência nacional de 10 MW;
- A tarifa bonificada diminui 5% todos os anos
- A instalação é efectuada três meses após o registo da unidade de microprodução
- As tarifas aplicadas apresentam-se na Tabela A 2 em anexo

A Tabela 6.16 apresenta os resultados da análise financeira relativa ao investimento de um sistema fixo consoante diferentes momentos de ligação à rede eléctrica.

Tabela 6.16 – Parâmetros de análise financeira para um sistema fixo no Cenário I

Sistema fixo			
Data de registo	TIR ⁵	VAL ⁶	PR ⁷
09-06-2008	7,5%	7.874,86 €	9,12
07-07-2008	7,3%	7.645,04 €	9,22
09-09-2008	7,0%	7.308,85 €	9,36
02-10-2008	10,0%	10.452,50 €	8,07
29-10-2008	9,8%	10.247,98 €	8,15
27-11-2008	9,6%	10.028,32 €	8,24
21-01-2009	9,0%	9.490,28 €	8,46
21-01-2009	8,7%	9.170,53 €	8,59
07-04-2009	7,1%	7.020,31 €	9,32
05-06-2009	6,5%	6.384,04 €	9,60

Perante a tabela, verifica-se que o menor PR acontece quando o registo foi efectuado no dia 02-10-2008 e por consequência ligado à rede, por estimativa, no dia 02-01-2009. Esta é a melhor situação que poderia ocorrer, dado que o investidor beneficia de um ano zero integral com tarifa a 65 cEUR. O investimento é recuperado a uma TIR de 10% e ainda é possível acumular um VAL de 10.452,50 €, sendo portanto a situação mais rentável aquando a aquisição de um sistema fotovoltaico fixo.

O oposto se verifica quando o registo é efectuado a 05-06-2009, isto porque a ligação apenas se estabeleceu, por estimativa, no dia 07-09-2009 e com nova tarifa de 61,75 cEUR, ou seja, para além do investidor ser penalizado pelo abaixamento da tarifa, durante o ano zero, beneficia apenas durante quatro meses nas estações do Outono e Inverno ligado à rede. O investimento é recuperado a um TIR de 6,5% sendo possível acumular uma VAL de 6.384,04 €.

⁵ Taxa Interna de Rendibilidade

⁶ Valor Actual Líquido

⁷ Período de Retorno

No espaço de um ano a diferença no registo da instalação, o PR do investimento acresce um ano e meio, a TIR decresce 3,5% e o VAL diminui 4.041,46 €, isto se os preços do equipamento se mantiverem.

Na Tabela 6.17 analisam-se os parâmetros financeiros numa situação em que se adquire um Double Sun[®] no Cenário I.

Tabela 6.17 – Parâmetros de análise financeira para um sistema Double Sun[®] no Cenário I

Sistema Double Sun[®]			
Data de registo	TIR	VAL	PR
09-06-2008	13,4%	21.881,96 €	6,94
07-07-2008	13,1%	21.464,02 €	7,04
09-09-2008	12,5%	20.724,09 €	7,22
02-10-2008	17,3%	25.881,22 €	5,95
29-10-2008	17,0%	25.578,56 €	6,02
27-11-2008	16,7%	25.253,49 €	6,10
21-01-2009	15,8%	24.442,50 €	6,30
21-01-2009	15,3%	23.956,86 €	6,42
07-04-2009	13,1%	20.429,99 €	7,03
05-06-2009	12,2%	19.387,36 €	7,30

Perante a tabela, verifica-se que o menor PR acontece quando o registo foi efectuado no dia 02-10-2008 e por consequência ligado à rede, por estimativa, no dia 02-01-2009. Tal como na situação do fixo, esta é a melhor situação que poderia ocorrer, dado que o investidor beneficia de um ano zero integral com tarifa a 65 cEUR. O investimento é recuperado a uma TIR de 17,3% e ainda é possível acumular um VAL de 25.881,22 €, sendo portanto a situação mais rentável aquando a aquisição de um sistema fotovoltaico Double Sun[®].

O oposto se verifica quando o registo é efectuado a 05-06-2009, isto porque a ligação apenas se estabeleceu, como se constou anteriormente, no dia 07-09-2009 e com nova tarifa de 61,75 cEUR, ou seja, para além do investidor ser penalizado pelo abaixamento da tarifa, durante o ano zero, beneficia ligado à rede durante apenas quatro meses nas estações do Outono e Inverno. O investimento é recuperado a um TIR de 12,2% sendo possível acumular uma VAL de 19.387,06 €.

No espaço de um ano a diferença no registo da instalação, o PR do investimento acresce à volta de um ano e quatro meses, a TIR decresce 5,1% e o VAL diminui 6.494,16 €, isto se os preços do equipamento se mantiverem.

Na generalidade, torna-se bem mais interessante adquirir um sistema Double Sun[®]. A maior produtividade do sistema vai permitir recuperar o investimento em muito menos tempo quando comparado com a opção sistema fixo. Embora o investimento inicial no Double Sun[®] seja ligeiramente superior, é possível em média recuperar o investimento dois anos antes do sistema fixo. Consoante o momento da interligação à rede, permite-se ganhar entre 5,5 e 7,5% na TIR, graças à maior performance do sistema. Este facto reflectir-se-á igualmente no VAL, permitindo um ganho adicional entre 13.003,32 € e 15.428,72 €.

▪ Cenário II

- Anualmente é instalada a potência total disponível para o ano corrente;
- A tarifa decresce 5% a cada 10 MW nacionais instalados;
- O preço da tarifa passa ao regime geral no ano 10;
- A instalação é efectuada três meses após o registo da unidade de microprodução
- As tarifas aplicadas apresentam-se na Tabela A 3 em anexo.

A Tabela 6.18 regista os parâmetros essenciais à análise financeira da aquisição de um sistema solar fotovoltaico no Cenário II

Tabela 6.18 - Parâmetros de análise financeira para um sistema fixo no Cenário II

Sistema fixo			
Data de registo	TIR	VAL	PR
09-06-2008	3,8%	2.138,84 €	11,47
07-07-2008	3,6%	1.909,02 €	11,58
09-09-2008	3,3%	1.572,83 €	11,76
02-10-2008	6,4%	4.716,48 €	10,14
29-10-2008	6,2%	4.511,96 €	10,24
27-11-2008	6,0%	4.292,30 €	10,36
21-01-2009	5,4%	3.754,26 €	10,63
21-01-2009	5,1%	3.434,51 €	10,80
07-04-2009	3,2%	1.354,71 €	11,81
05-06-2009	2,6%	718,44 €	12,16

Numa situação em que é instalado anualmente toda a potência disponível, os PR tornam-se menos interessantes.

Na melhor situação, se o registo foi efectuado no dia 02-10-2008, o PR é aproximadamente 10 anos e dois meses. Nesta situação recupera-se o investimento a uma TIR de 6,5% e alcança-se um VAL de 4.716,48 €.

Por outro lado, na situação em que o registo é feito a 05-06-2009, quando a tarifa decai para os 61,75 cEUR e apenas se beneficia de quatro meses no ano zero com esta tarifa, o PR alcança-se aos 12 anos e aproximadamente dois meses. Neste caso, a TIR regista-se nas 2,6% e o VAL nos 718,44 €, dadas as condições adversas.

A Tabela 6.19 apresenta os resultados para os parâmetros de análise financeira da aquisição de um sistema Double Sun[®] nas condições do Cenário II.

Tabela 6.19 - Parâmetros de análise financeira para um sistema Double Sun[®] no Cenário II

Sistema Double Sun[®]			
Data de registo	TIR	VAL	PR
09-06-2008	10,0%	12.379,49 €	8,72
07-07-2008	9,6%	11.961,55 €	8,85
09-09-2008	9,0%	11.221,62 €	9,08
02-10-2008	14,1%	16.378,75 €	7,47
29-10-2008	13,7%	16.076,09 €	7,57
27-11-2008	13,3%	15.751,02 €	7,67
21-01-2009	12,5%	14.940,04 €	7,92
21-01-2009	12,0%	14.454,39 €	8,07
07-04-2009	9,4%	11.044,18 €	8,91
05-06-2009	8,5%	10.001,55 €	9,25

Igualmente nesta situação, quando toda a potência disponível é instalada, o investimento torna-se menos atractivo.

Na melhor situação, se o registo foi efectuado no dia 02-10-2008, o PR é aproximadamente 7 anos e meio. Nesta situação recupera-se o investimento a uma TIR de 14,1% e alcança-se um VAL de 16.378,75 €.

Por outro lado, na situação em que o registo é feito a 05-06-2009, quando a tarifa decai para os 61,75 cEUR e apenas se beneficia de quatro meses no ano zero com esta tarifa, o PR alcança-se aos 9 anos e três meses. Neste caso, a TIR regista-se nos 8,5% e o VAL nos 10.001,55 €, valor bastante superior relativamente à opção anterior.

Da mesma forma que no Cenário I, torna-se bem mais interessante adquirir um sistema Double Sun[®]. Nesta situação será possível em média recuperar o investimento entre dois anos antes e meio e três anos e meios antes que o investimento no sistema fixo. Consoante o momento da interligação à rede, permite-se ganhar entre 5,7 e 7,6% na TIR, graças à maior performance do sistema. Este facto reflectir-se-á igualmente no VAL, permitindo um ganho adicional entre 9.648,80 € e 11.662,27 €.

O investidor na realidade não tem por garantido o PR exacto do investimento, pois tal como se verifica, isso está dependente do que é instalado a nível nacional, tornando o diploma demasiadamente vulnerável e quase impossível de executar uma análise de risco.

Outra questão muito importante é a exactidão da taxa de actualização, pois este é o parâmetro que melhor determina o sucesso de um investimento, pois irá condicionar o valor do VAL.

A longo prazo, é igualmente difícil fazer uma previsão do valor da tecnologia e do preço da electricidade.

No entanto, como se comprova, a aposta no regime da microgeração, nestes moldes, pode não ser tão atractivo principalmente se o intuito é adquirir um sistema fixo. Conforme se constata, optar pela solução Double Sun[®] torna o investimento mais protegido.

7. Discussão

A amostra

Analisando em termos da amostra dos dados, atenta-se o facto de apenas ter sido possível recolher valores médios de produção anual para três distritos, impedindo uma análise concreta sobre a avaliação da produtividade segundo a localização.

Ainda assim obtiveram-se dados médios de produção anual para sistemas fixos e Double Sun[®], resultantes das médias ponderadas de todos os sistemas disponíveis para monitorização.

A correlação com dados estimados pela plataforma da JRC foi o método encontrado para rejeitar alguns distritos da análise e conseguir obter algumas relações no que respeita ao efeito do seguimento e da concentração do sistema Double Sun[®].

Na realidade os valores considerados em análise, foram valores de produção médios anuais e valores de produção referentes ao distrito de Lisboa.

Efeitos Sazonais

De acordo com a Tabela 6.4 pode verificar-se que tanto para sistemas fixos como Double Sun[®], os valores de produção do Inverno de 2008 foram superiores aos valores de produção de Outono de 2008, e os valores de produção na Primavera de 2009 superiores aos valores de Verão de 2009. Situação, alvo de conjectura, tendo em conta o efeito dos equinócios do Outono e da Primavera e dos solstícios do Verão e Inverno. No entanto, não foi possível obter dados sobre as normais climatológicas no período compreendido entre Outubro de 2008 e Setembro de 2009.

De acordo com a Figura 6.13 verifica-se claramente o efeito do clima, tanto nos dados de produção recolhidos para sistemas fixos como para dados recolhidos para Double Sun[®].

Pelo gráfico apura-se o mesmo comportamento para as duas curvas. O mês de Maio de 2009 foi o que permitiu maior produção de energia, tendo sido provavelmente o mês em que os sistemas captaram maior quantidade radiação solar.

Entre Fevereiro e Março a produção foi crescendo gradualmente ao longo dos dias. Provavelmente durante o mês de Junho de 2009 ocorreu alguma precipitação, uma vez que existe um decréscimo ligeiro na produção média total de cada tipo de tecnologia.

Entre Agosto e Outubro foi-se verificando um decréscimo gradual no valor da produção, resultado da passagem da estação Verão para Outono. Em Novembro registou-se o mínimo de

produção para os dois casos. Situações onde se regista um índice de nebulosidade e precipitação elevada.

Localização

A única comparabilidade possível entre localizações registou-se entre os distritos de Beja, Évora e Lisboa para o sistema Double Sun[®].

No entanto verifica-se os valores de produção, não condizem com a realidade, dado que Beja e Évora apresentaram uma produção anual total inferior a Lisboa.

Dados recentes, monitorizados pela WS Energia, sugere a ocorrência de falhas nos sistemas de Beja e Évora durante o primeiro ano de implementação da microgeração. A Tabela 7.1 apresenta dados de produção de sistemas instalados em Beja e Évora.

Tabela 7.1 – Energia produzida e rendimento anuais para sistemas Double Sun[®] instalados em Beja e Évora

	Beja	Évora
Energia produzida (kWh/ano)	5.520	6.768
Rendimento (kWh/kWp/ano)	2.628	2.624

O perfil de produção de energia é apresentado na Figura 7.1.

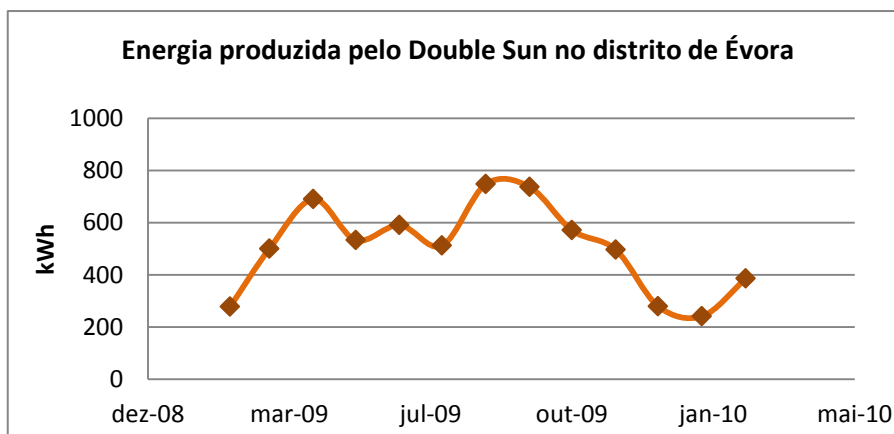


Figura 7.1 – Energia produzida pelo Double Sun no distrito de Évora
 Fonte: (Sorasio, 2010)

Condições adversas

Existem diversas causas que podem afectar o rigor dos dados recolhidos, nomeadamente erros de leitura de dados, níveis de radiação ou eventos na eficiência dos equipamentos (na eficiência de conversão do inversor ou problemas pontuais no sistema de seguimento).

Nalguns dias durante o Verão podem ter ocorrido temperaturas acima dos 35°C, temperatura a partir da qual se denota um decréscimo no rendimento do módulo. No entanto, isso não explica os baixos valores registados para o Inverno.

Produção fixo vs Double Sun

Os dados que permitiram fazer uma comparação efectiva entre o sistema fixo e o sistema Double Sun[®] foram os que resultaram das medições de 10 e 5 sistemas respectivamente em Lisboa.

De forma a determinar o efeito do seguimento de dois eixos e do efeito da concentração quanto a um painel fixo, recorrendo à plataforma da JRC, recolheram-se dados relativos à produção por via de um sistema de seguimento a dois eixos e comparou-se com os resultados q se dispunha para sistema fixo e Double Sun[®]. Os resultados de produção apresentam-se na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Energia média anual produzida por 1 kWp por sistemas fixos, de seguimento a dois eixos e Double Sun

	Sistema fixo	Sistema de seguimento de 2 eixos (JRC)	Sistema Double Sun [®] (seguimento de 2 eixos + concentração)
Energia produzida (kWh)	1395	1865	2311
Sistema fixo	-	+34%	+66%
Sistema de seguimento de 2 eixos	-34%	-	+24%
Sistema Double Sun [®]	-66%	-24%	-

De acordo com a tabela, o sistema Double Sun[®] garante mais 66% de produtividade que um sistema fixo e mais 24% que um sistema de seguimento a dois eixos.

Se o sistema de seguimento de dois eixos estimados pela plataforma JRC tiverem em média a mesma produtividade que o sistema de seguimento de dois eixos do produto Double Sun[®], então podemos afirmar que a tecnologia de concentração empresa mais 24% de produtividade sobre um sistema de seguimento a dois eixos.

Em suma, o sistema Double Sun[®] acrescenta ao sistema fixo 24% mais de produtividade derivado da tecnologia de concentração e mais 42% derivada da tecnologia de seguimento em dois eixos.

Tipo de módulo

Pelos resultados, comprova-se que o rendimento de uma célula monocristalina é superior a uma multicristalina. Esse acréscimo foi verificado em 23%, valor perfeitamente enquadrável segundo a literatura.

Quando se compara a produção do Double Sun[®] com um fotovoltaico fixo monocristalino e multicristalino, obtêm-se valores de produção 35% e 66% respectivamente, superiores ao fixo.

Era de esperar que o Double Sun[®] fosse mais produtivo em termos de percentagem relativamente ao multicristalino do que ao monocristalino, uma vez que o primeiro é menos eficiente que o segundo.

Aplicação do DL da microgeração

A aplicação dos valores de energia médios de produção por kWp ao total instalado em sistemas fotovoltaicos através da microgeração permitiu obter um valor aceitável para o total produzido num ano. Nesta avaliação teve-se em conta uma que a instalação era efectuada após três meses e os valores médios mensais de produção para sistemas fixos fotovoltaicos.

O resultado de 9,6 MW instalados é um valor aceitável tendo em conta os 10% das outras tecnologias da microgeração. Ainda assim, demasiadamente próximo dos 10 MW, a DGEG tem ainda de gerir registos e pedidos de inspecção que acabavam por não ser concretizados, tornando-se complexo estabelecer uma previsão do ponto de viragem da tarifa. Ou seja, a DGEG teve de garantir que não ultrapassaria a conexão de 10 MW à rede remunerados a 65 cEUR. Caso contrário ficaria em risco de contrair uma dívida ao Estado, dado ser a ERSE a estipular as tarifas anuais para a microgeração, não se permite a desvios orçamentais.

Estimou-se assim, que o primeiro ano de implementação da microgeração em Portugal permitiu gerar 8,3 GWh de energia produzida por fonte fotovoltaica e 1,8 GWh por fonte solar térmica.

Desde Setembro de 2008 a Outubro de 2009, estimou-se a produção de aproximadamente 8,3 GWh provenientes da microgeração. Tomando como referência o valor de 13,72 TWh,

produzidos por fonte renovável entre Janeiro a Outubro de 2009, pode afirmar-se que a microgeração representou 0,05% da produção total proveniente de fontes renováveis.

Quase 50% das instalações compreenderam os distritos de Lisboa, Faro, Porto e Braga, o que pode não ser reflexo da procura por estes distritos, mas sim pelo sorteio aleatório da plataforma SRM do portal das renováveis na hora.

A remuneração do Estado na compra da electricidade à rede e no apoio à aquisição de equipamentos renováveis rondou os 5,8 M€.

Redução de GEE

A avaliação de redução de GEE teve por base o total de energia produzida através da microgeração por fonte fotovoltaica, tendo igualmente em consideração o sistema solar térmico, assim como a comparação de redução segundo o tipo de tecnologia.

Portugal evitou emitir para a atmosfera um total aproximado de 8.660 t CO₂e, 7.992 t CO₂e por parte do solar fotovoltaico e 668 t CO₂e por parte do solar térmico, o que em termo de comparação corresponde a plantar cerca de 43.300 árvores ou evitar 27.000 km com um veículo que emita 150 g CO₂/km. (Quercus, 2010)

Como era de esperar os sistemas Double Sun[®] evitam mais 5 t CO₂e/ano, que os sistemas fixos. No entanto, é de realçar que não foram consideradas as emissões durante o processo de fabrico e transporte, uma vez que não se dispunha desses dados.

De qualquer modo, o sistema fotovoltaico em detrimento da central eléctrica é capaz de evitar 0,96 kg CO₂e pela produção de um kWh de energia produzida. O sistema solar térmico, evita 0,37 kg CO₂e/kWh em substituição de um sistema convencional a gás. Valores estes que variam sempre consoante o sector a que se refere e consoante os rendimentos das tecnologias que são substituídas.

Cenários

A questão do ano zero no processo de registo na microgeração, traz algumas vantagens e algumas desvantagens para os investidores.

Consoante a data de registo da unidade de microprodução beneficia-se de mais ou menos incentivo consoante os meses em que obtém remuneração no ano zero e consoante a tarifa em vigor.

No entanto o mercado tentou contornar esta questão, principalmente aqueles que se obtinham registo a aproximadamente três meses do novo ano civil, ao fazer tentativas de adiamento da emissão de certificado de exploração.

Quando se efectua a comparação entre o cenário I e o cenário II, claramente que este último não é tão atractivo, ocorrendo situações máximas de 12 anos e dois meses na recuperação do investimento e de um VAL de 718,44 €. Embora seja o investidor a ponderar sobre a viabilidade de um projecto, o regime de facturação no âmbito da microgeração é bastante vulnerável em qualquer situação.

Uma forma do investidor se proteger, é investindo numa tecnologia de ponta, ainda que o valor inicial seja superior. Verificou-se que para um individuo que investe num sistema Double Sun[®], o qual chega a atingir valores de produção 66% superiores a um sistema fixo. No pior cenário o sistema Double Sun[®] atinge um PR de pouco mais de 9 anos e ainda recupera cerca de 10.000 €.

8. Conclusões

8.1. Síntese de resultados

A produtividade de sistemas fotovoltaicos, pode variar substancialmente consoante a tecnologia que utiliza. Foi possível constatá-lo, através da leitura GSM de dados de produção instantânea e de energia acumulada mensal do contador de sistemas fotovoltaicos da empresa WS Energia, no período compreendido entre Outubro de 2008 e Setembro de 2009.

Os dois tipos de sistemas estudados têm características distintas. O painel solar fotovoltaico fixo utiliza módulos solares mono e multicristalinos da marca Renewis e CSI respectivamente. O painel solar fotovoltaico com seguimento em dois eixos e concentração, designado Double Sun[®], utiliza módulos solares monocristalinos da Sanyo ou Renewis.

Através de uma amostra de 14 sistemas fixos e 27 sistemas Double Sun[®] registou-se para Portugal um rendimento médio de 1.427 kWh/kWp e 2.010 kWh/kWp respectivamente. Em média a tecnologia da WS Energia alcança 41% mais de produção de energia que um sistema fixo.

O único distrito onde foi possível fazer uma comparação entre as duas tecnologias foi em Lisboa. Pela amostra de 10 sistemas fixos e 5 sistemas Double Sun[®] constatou-se que este último adicionou 66% ao rendimento médio anual de um sistema fotovoltaico fixo.

Recorreu-se à plataforma JRC para gerar dados de produção de sistemas de seguimento de dois eixos para o distrito de Lisboa e verificou-se que o efeito da concentração do sistema Double Sun[®] adiciona 24% no total de produção anual de um sistema de seguimento de dois eixos. Na realidade, pode afirmar-se que o efeito das tecnologias de concentração e seguimento de dois eixos do sistema Double Sun[®] adicionam à produção total anual de um fotovoltaico fixo, 24% e 42% respectivamente.

Avaliou-se ainda, quanto ao tipo de módulos. Através de uma amostra de 8 sistemas fotovoltaicos monocristalinos, 11 sistemas fotovoltaicos multicristalinos e 29 sistemas Double Sun[®] obtiveram-se dados de produção mensal e compararam-se rendimentos.

O tipo de célula monocristalina apresentou um rendimento 23% superior a uma célula multicristalina. O Double Sun[®] produz mais 35% que os sistemas que utilizam células monocristalinas e mais 66% que os sistemas que utilizam células multicristalinas.

A avaliação da produção média anual de sistemas fotovoltaicos fixos, tecnologia mais comum em Portugal, foi utilizada para estimar o total de energia produzida por via do fotovoltaico no actual regime da microgeração. O resultado foi a produção total de 8,3 GWh através do fotovoltaico e 1,8 GWh por via do solar térmico, no primeiro ano de implementação da microgeração.

Quanto à avaliação em termos de redução de GEE, foram evitadas um total de 8.660 t CO₂e com o total de produção de energia por fotovoltaico e térmico. Verifica-se que o sistema solar fotovoltaico evitou 0,96 kg CO₂e/kWh de electricidade produzida e o sistema solar térmico evitou 0,37 kg CO₂e/kWh;

Distinguindo quanto ao tipo de sistemas, o sistema fixo evita para a atmosfera 0,43 kg CO₂e/kWh enquanto o sistema Double Sun[®] poupa 0,40 CO₂e/kWh.

Foi ainda efectuada uma análise financeira relativa ao investimento de cada uma das tecnologias e segundo dois cenários de evolução do actual regime da microgeração em Portugal. No Cenário I a potência anual instalada não ultrapassa os 10 MW e no Cenário II a potência anual disponível é toda instalada. Consoante as datas de registo no SRM, foi possível determinar valores de período de retorno do investimento.

No Cenário I o PR do investimento num sistema fixo varia entre oito anos e um mês e nove anos e sete meses. Caso se aposte num sistema Double Sun[®] o PR varia entre cinco anos e onze meses e sete anos e quatro meses. No Cenário II o PR do investimento num sistema fixo varia entre dez anos e dois meses e doze anos e dois meses. Se a aposta for num sistema Double Sun[®] o PR varia entre sete anos e meio e nove anos três meses.

8.2. Desenvolvimentos futuros e recomendações

No que refere ao desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica em Portugal, é necessário continuar a empregar incentivo tanto ao nível do consumidor como da investigação e desenvolvimento.

O Roteiro Nacional das Energias Renováveis, desenvolvido por todos os agentes nacionais na área das energias renováveis, visando a aplicação da DL 2009/28/CE, permitirá demonstrar o potencial da tecnologia fotovoltaica.

É necessário desenvolver estudos que actualizem cartas sobre a radiação solar em Portugal e que haja um observatório solar que permitam tomadas de decisão baseadas em dados fidedignos.

O incentivo a estas tecnologias tem inevitavelmente de partir das decisões do Governo enquanto esta não estiver internalizada no mercado, embora a atribuição de verbas ao solar tenha de ser conjugada com as outras renováveis.

Verifica-se que este regime da microgeração revolucionou a procura por este tipo de sistemas, despoletando uma enorme dinâmica no mercado. No entanto, aprendeu-se que em operacionais essa gestão é muito difícil, tanto da parte do cliente ou do mercado, como da parte da DGEG. Todos estes problemas estão actualmente a ser alvo de consideração por parte das entidades, DGEG e associações do sector.

Conjugando a elevada procura por parte do cliente e existindo um enorme potencial tanto em BT como MT, principalmente no que refere aos sectores doméstico, indústria e serviços, seria passível um aumento da produção anual por via do fotovoltaico. No entanto, é fulcral a execução de análises deste género conforme se apresenta na dissertação. Somente a conjugação entre o tipo de tecnologia utilizada e uma tarifa adequada permitirá promover tecnologias emergentes.

9. Referências bibliográficas

Alsema, E. A. (2000), *Energy payback-time and CO2 emissions of pv systems*. Holanda, Jonh Wiley and Sons, 2000. 17-25 (2000).

APA (2009), *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gase, 1990-200*, Agência Portuguesa do Ambiente, Amadora, Abril de 2009, URL:

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/4771.php [Consultado em 10 Novembro de 2009]

APA (2009), *Relatório do Estado do Ambiente 2008*, Agência Portuguesa do Ambiente, Amadora, Outubro de 2009. URL:

http://www.apambiente.pt/divulgacao/Publicacoes/REA/Documents/REA%202008_Final.pdf [Consultado em 15 de Fevereiro de 2010]

APISOLAR (2009), *Mercado Fotovoltaico em Portugal*, Associação Portuguesa da Indústria Solar, Lisboa, Setembro de 2009

APISOLAR (2010), *Emprego no sector solar fotovoltaico em Portugal*, Associação Portuguesa da Indústria Solar, Lisboa, Fevereiro de 2010

APREN (2010), *Roteiro Nacional das Energias Renováveis, Aplicação da Directiva 2009/28/CE*, Associação Portuguesa de Produtores Independentes de Energia Eléctrica de Fontes Renováveis, Lisboa, 2010

Astronomical Applications Department (2009), *Earth's Seasons*, Astronomical Applications Department, URL: <http://aa.usno.navy.mil/data/docs/EarthSeasons.php> [Consultado em 20 de Novembro de 2009]

Condomínio Solar, SIC, 18 de Março de 2009, Lisboa, URL: http://sic.sapo.pt/online/flash/consola_video1.swf?urlvideo=http://videos.sic.pt/CONTEUDOS/sicweb/20090105_ambiente_512009202453_web.flv [Consultado em 29 de Novembro de 2009]

Castro, R. M. G. (2008), *Introdução à Energia Fotovoltaica*, Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Eléctronica e de Computadores, Área Científica de Energia, Lisboa, 2008

DGEG (2010), *Estatísticas rápidas Setembro/Outubro 2009*, Lisboa, 2010, URL: <http://www.dgge.pt/> [Consultado em 15 de Fevereiro de 2010]

DGEG (2008), *Evolução das cotações do petróleo bruto*, Direcção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, 2008, URL: <http://www.dgge.pt/> [Consultado em 18 de Janeiro de 2010]

DGEG (2008), *Guia para a certificação de uma unidade de microprodução*, Direcção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, 2008, V-008-02/09

DGEG (2009), *Portal Renováveis na Hora*, Direcção Geral de Energia e Geologia, Lisboa, 2009, URL: <http://www.renovaveisnahora.pt> [Consultado em 30 de Setembro de 2009]

Diário da República (1988), Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio de 1988, Vol. 123/88, Série I

Diário da República (1999), Decreto-Lei nº 168/99 de 18 de Maio de 1999, Vol. 141, Série I

Diário da República (2001), Decreto-Lei nº 339-C/2001 de 29 de Dezembro de 2001, Vol. 300, Série I-A

Diário da República (2002), Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de Março.. 211, 2002, Vol. Série I

Diário da República (2005), Decreto-Lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro de 2005. Vol. 33, Série I-A

Diário da República (2007), Decreto-Lei 225/2007 de 31 de Maio de 2007, Vol. 105, Série I

Diário da República (2007), Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro de 2007, Vol. 211, Série I

EDP Serviço Universal (2010), *Tarifas Baixa Tensão Normal*, 2010, URL: <http://www.edpsu.pt/PT/PARTICULARES/TARIFASEHORARIOS/BTN/Pages/TarifasBTNentre2.3e20.7kVA.aspx> [Consultado em 4 de Janeiro de 2010]

EEA (2007), *Data and maps* European Environment Agency, 2007, URL: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps> [Consultado em 19 de Fevereiro de 2009]

EPIA; Greenpeace (2008), *Solar Generation V - 2008, Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020*, European Photovoltaic Industry Association e Greenpeace, Belgica, 2008

EPIA (2009), *Overview of European PV support schemes*, European Photovoltaic Industry Association, Frankfurt, 2009

EPIA (2009), *SET for 2020, Solar Photovoltaic Electricity: A mainstream power source in Europe by 2020*. Bruxelas, 2009, URL: http://www.ceps.eu/system/files/El_Gammal.pdf [25 de Novembro de 2009]

EPIA (2010), *10 Good Reasons to Switch to Solar Photovoltaic Electricity*, Fevereiro de 2010, URL: <http://www.epia.org/solar-pv/10-good-reasons-to-switch-to-solar-pv.html> [Consultado em 15 de Agosto de 2009]

ERSE (2009), Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009, URL: www.erse.pt [Consultado em 10 de Dezembro de 2009]

ESTIF (2008), *Solar Thermal Market in Europe*, European Solar Thermal Industry Association, Bruxelas, 2008, URL: http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/market_data/downloads/2008%20Solar_Thermal_Markets_in_Europe_2008.pdf [Consultado em 25 de Julho de 2009]

Euro Observ'ER (2009), *Systèmes Solaires - Le journal du photovoltaïque. Baromètre Photovoltaïque*. Mars, 2009, Vol. 1

European Commission (2009), *The Renewable Energy Progress Report, COM(2009) 192 final* 2009, URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0192:FIN:EN:PDF> [Consultado em 20 de Novembro de 2009]

EUROSTAT (2010), *Eurostat Statistics*, European Commission, Março de 2010, URL: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database [Consultado em 28 de Fevereiro de 2010]

Formação em Energia Solar Fotovoltaica, Donauer Solar Systems, Lisboa, 2008

Fórum Energias Renováveis em Portugal (2001), Agência para a Energia e Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação 2001, Lisboa, 2001. ISBN 972-8646-01-1.

Fthenakis, V. M. (2003), *Lyfe cycle impact analyses of cadmium in CdTe PV production*. USA, 2003, Elsevier, 8 (2004) 303–334

IEA-PVPS (2008), *Analyses of PV System's Values Beyond Energy, by Country and Stakeholder*, International Energy Agency, Austria, 2008, IEA-PVPS T10-02:2008

IEA-PVPS (2008), *IEA PVPS Annual Report 2008*, International Energy Agency, 2008, URL: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep_ar08.pdf [Consultado em 17 de Setembro de 2009]

INE (2010), Instituto Nacional de Estatística, 2010, URL: <http://www.ine.pt> [Consultado em 10 de Fevereiro de 2010]

Joyce, A. (2008), *Edifício Solar XXI*, Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Lisboa, 2008

Joyce, A. (2007), *Microgeração: Mudança do paradigma do sistema eléctrico*, Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Lisboa, 2007

JRC (2008), *Photovoltaic Geographical Information System*, Joint Research Centre, European Commission, 2008, URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php> [Consultado em 1 de Setembro de 2009]

JRC (2008), *PV Status Report 2008*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburgo, 2008, ISBN 978-92-79-10122-9.

Kurtz, S. (2009), *Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry*, National Renewable Energy Laboratory, USA, 2009, NREL/TP-520-43208

Landis + Gyr (2009), *Manage Energy Better*, 2009, URL: <http://www.landisgyr.com> [Consultado em 10 de Fevereiro de 2009]

MAOT (2010), *Cumprir Quioto*, Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, Comissão para as Alterações Climáticas, 2010, URL: <http://www.cumprirquioto.pt/> [Consultado em 8 de Fevereiro]

MEI (2009), *Medida Solar Térmico 2009*, Ministério da Economia e Inovação, Lisboa, 2009, URL: www.paineissolares.gov.pt [Consultado em 4 de Dezembro de 2009]

Meteonorm (2008), *Global Solar Radiation Database*, Meteotest, 2008, URL: <http://www.meteonorm.com/> [Consultado em 9 de Janeiro de 2010]

Morais, J. (2009), *Sistemas Fotovoltaicos da teoria à prática*, Porto, 2009, Engebook, 978-989-96101-0-1.

National Geographic (2009), *Potencial Ilimitado*, Lisboa, 2009, RBA Revistas, Vol. 9. 103, p. 14.

NREL (2002), *World PV Module Shipments*, National Renewable Energy World, USA, 2002, URL: <http://www.nrel.gov/> [Consultado em 19 de Novembro de 2009]

Paes, P. S. (2008), *Portugal PV Thecnology Status and Prospects*, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2008, URL: <http://www.iea-pvps.org/ar/ar08/portugal.pdf> [Consultado a 23 de Julho de 2009]

Pereira, C. (2010), *Cálculo de tep*. Lisboa, Fevereiro de 2010.

Photon Europe (2010), *Photon La Revista de Fotovoltaica*. Madrid, Janeiro de 2010, Vol. 1/2010.

Portal de Moura (2008), URL: <http://www.portaldemoura.com> [Consultado em 26 Fevereiro de 2010]

Portero, M. T., Portero, M. Á. T. (2008), *El ABC de la energía solar fotovoltaica en España*, Madrid, Ra-Ma, 2008. 978-84-7897-883-0.

PV Cycle (2008), *Study on development of a take back and recovery system for photovoltaic products*. European Photovoltaic Industry Association and Bundesverband Solarwirtschaft, Bruxelas, Novembro de 2007. http://www.pvcycle.org/fileadmin/pvcycle_docs/documents/publications/Report_PVCycle_Download_En.pdf [Consultado em 6 de Setembro de 2009]

PV Resources (2010), *World's largest photovoltaic power plants*, 2010, URL: <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>, [Consultado em 14 de Fevereiro de 2010]

PV Sunrise (2009), *BIPV Studies*, European Photovoltaic Industry Association, Bruxelas, 2009, URL: <http://www.pvsunrise.eu/pv-diffusion-in-the-building-sector-bipv/studies-publications.html> [Consultado em 13 de Dezembro]

Quercus (2010), *Ecocasa*, Associação Nacional de Conservação da Natureza, Lisboa, 2010, URL: <http://www.ecocasa.org/> [Consultado em 5 Setembro de 2009]

Reis, F. (2008), *Development of Solar Concentrators for Large Photovoltaic Plants*, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2008

Reis, F. (2008), *Sistemas Concentradores Fotovoltaicos*, WS Energia, Lisboa, 2008.

Rodrigues, M. J. (2010), Present Diffusion Status of PV Applications in *Building-Integrated Photovoltaic (BiPV) Technology Diffusion into Portuguese Urban Areas*, Lisboa, 2010

Romano, R. (2009), *Número de instalações de microgeração*, Setembro de 2009

Senso Solar (2008), URL: <http://www.senso.pt/> [consultado em 1 de Março de 2010]

Solarbuzz (2010), *Solar Photovoltaic, PV Module, Solar Prices*, 2010. URL: <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm> [Consultado em 28 de Fevereiro]

Sorasio, G. (2010), *Energia produzida no Alentejo*. WS Energia, Lisboa, 2010

Videira, N. (2007), *Análise Económica e Financeira*, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2007

Volker Quaschnig (2003), *Technology Fundamentals*, Berlim (2003), URL: <http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals1/index.php> [Consultado em 3 de Janeiro de 2010]

WADE (2003), *Guide to Decentralized Technologies*, World Alliance to Decentralized Energy, USA, 2003, URL:

http://www.masstech.org/renewableenergy/public_policy/DG/resources/2003_WADE_DE_technologies.pdf [Consultado em 20 de Novembro de 2009]

WS Energia (2010), URL: <http://www.ws-energia.com> [Consultado em 9 de Março de 2010]

Anexos

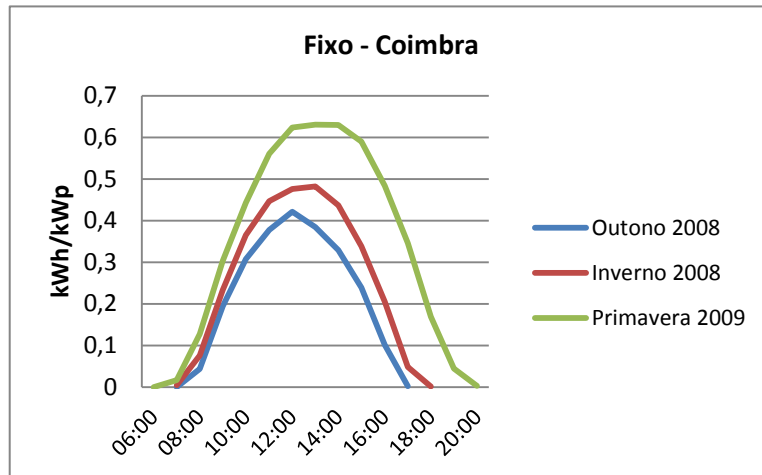


Figura A 1 – Produção média horária para sistemas fixos no distrito de Coimbra segundo diferentes estações do ano

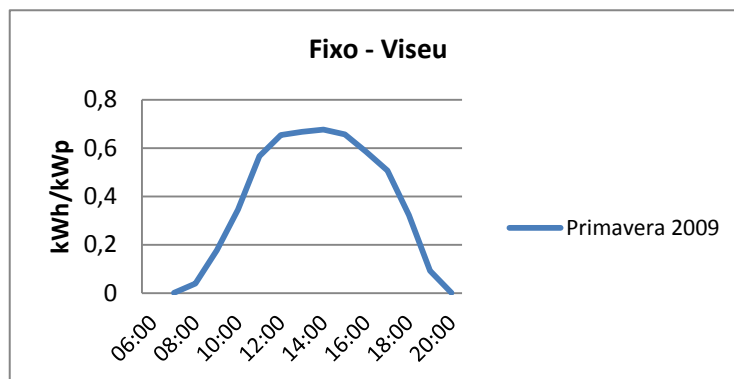


Figura A 2 – Produção média horária para sistemas fixos no distrito de Viseu para a estação Primavera

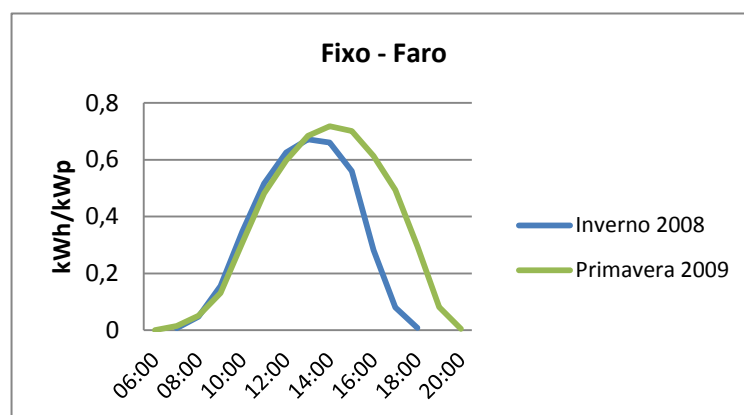


Figura A 3 – Produção média horária para sistemas fixos no distrito de Faro segundo diferentes estações do ano

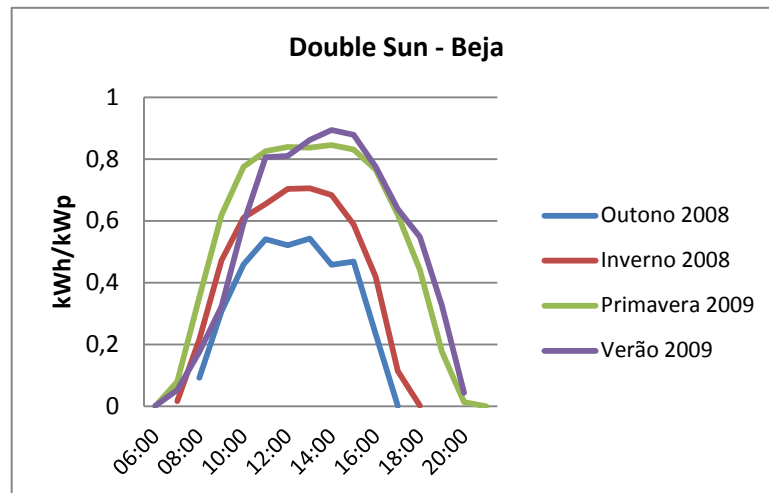


Figura A 4 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Beja segundo diferentes estações do ano

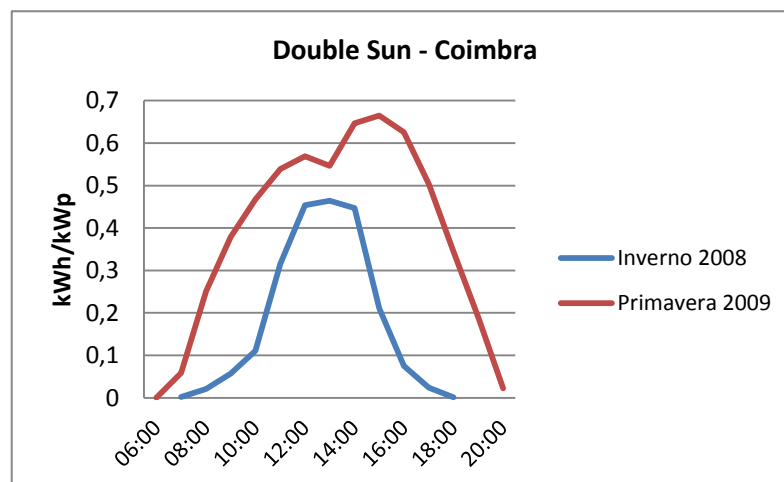


Figura A 5 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Coimbra segundo diferentes estações do ano

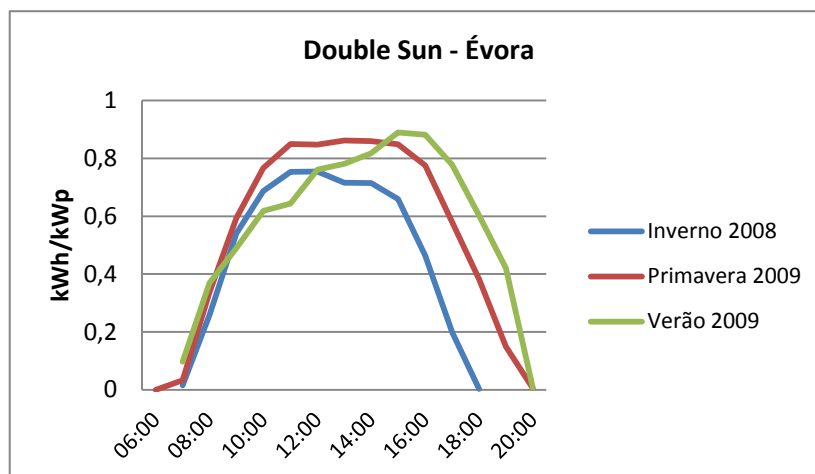


Figura A 6 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Évora segundo diferentes estações do ano

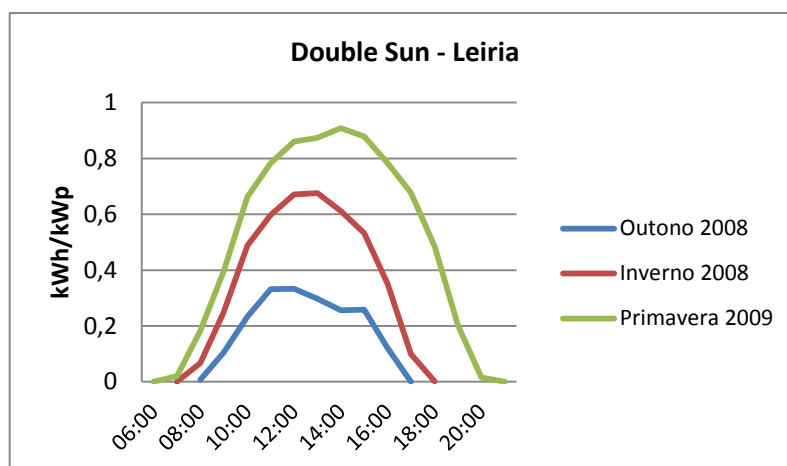


Figura A 7 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Leiria segundo diferentes estações do ano

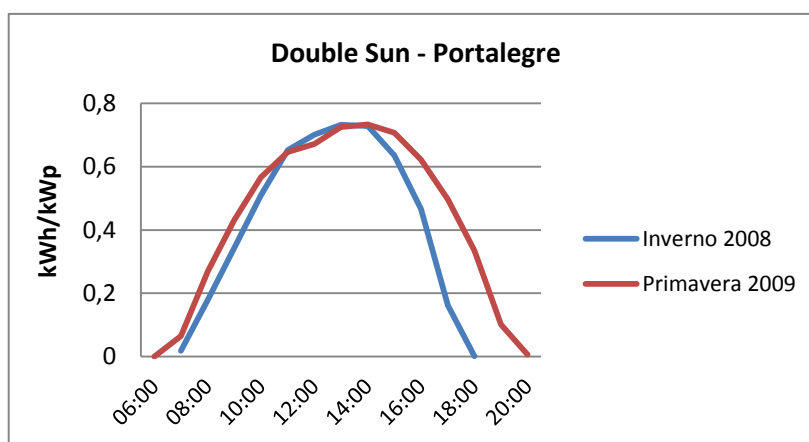


Figura A 8 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Portalegre segundo diferentes estações do ano

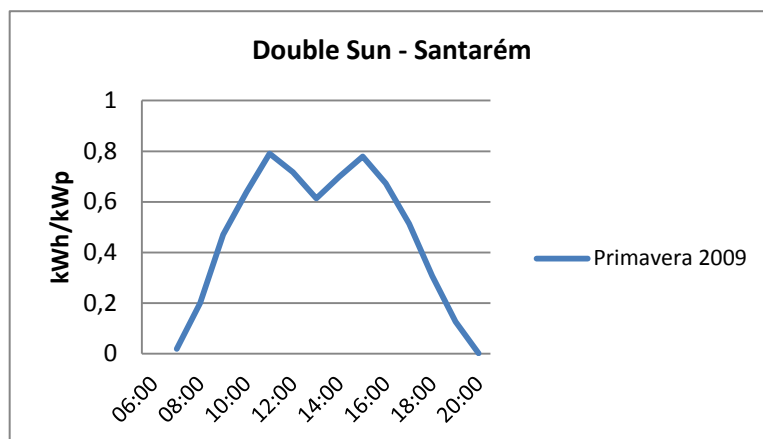


Figura A 9 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Santarém para a estação Primavera

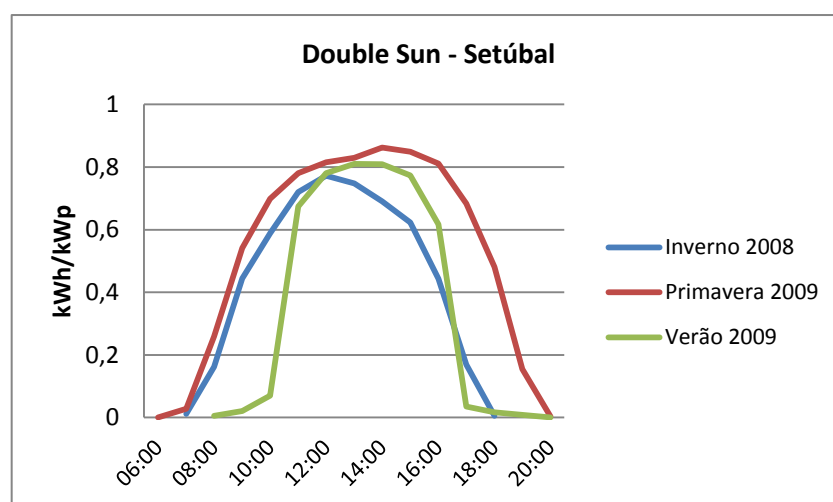


Figura A 10 – Produção média horária para sistemas Double Sun[®] no distrito de Setúbal segundo diferentes estações do ano

Tabela A 1 - Tarifas a considerar e número de dias na estação no ano zero

Data do registo	Tarifa (cEUR/kWh)	Data de ligação à rede	Número de dias nas estações no ano zero
09-06-2008	65	09-09-2008	14 dias no Verão 90 dias no Outono 10 dias no Inverno
07-07-2008	65	07-10-2008	76 dias no Outono 10 dias no Inverno
09-09-2008	65	09-12-2008	12 dias no Outono 10 dias no Inverno
02-10-2008	65	02-01-2009	87 dias no Inverno 93 dias na Primavera 94 dias no Verão 90 dias no Outono
29-10-2008	65	29-01-2009	60 dias no Inverno 93 dias na Primavera 94 dias no Verão 90 dias no Outono
27-11-2008	65	27-02-2009	31 dias no Inverno 93 dias na Primavera 94 dias no Verão 90 dias no Outono
21-01-2009	65	21-04-2009	61 dias na Primavera 94 dias no Verão 90 dias no Outono 10 dias no Inverno
17-02-2009	65	17-05-2009	34 dias na Primavera 94 dias no Verão 90 dias no Outono 10 dias no Inverno
07-04-2009	61,75	07-07-2009	77 dias no Verão 90 dias no Outono 10 dias no Inverno

05-06-2009	61,75	05-09-2009	17 dias no Verão 90 dias no Outono 10 dias no Inverno
------------	-------	------------	---

Tabela A 2 - Tarifas bonificadas para o Cenário I

Cenário I		
	Potência total nacional instalada anualmente (MW)	Tarifa no ano de referência (cEUR)
2008	10	65
2009	10	61,75
2010	10	58,66
2011	10	55,73
2012	10	52,94
2013	10	50,30
2014	10	47,78
2015	10	45,39
2016	10	43,12
2017	10	40,97
2018	10	38,92
2019	10	36,97
2020	10	35,12
2021	10	33,37
2022	10	31,70

Tabela A 3 - Tarifa bonificada para o Cenário II

Cenário II		
	Potência total anual instalada (MW)	Tarifa no ano de referência (cEUR)
2008	10	65
2009	10	61,75
	2	58,66
2010	8	58,66
	6,40	55,73
2011	3,60	55,73
	10	52,94
	3,68	50,30
2012	6,32	50,30
	10	47,78
	4,42	45,39
2013	5,58	45,39
	10	43,12
	9,30	40,97
2014	0,70	40,97
	10	38,92
	10	36,97
	9,16	35,12
2015	0,84	35,12
	10	33,37
	10	31,70
	10	30,11
	4,99	28,61
2016	5,01	28,61
	10	27,18
	10	25,82
	10	24,53
	7,99	23,30

	2,01	23,30
	10	22,14
2017	10	21,03
	10	19,98
	10	18,98
	9,59	18,03
	2018	61,92
2019	74,30	19,37
2020	89,16	20,09
2021	106,99	20,82
2022	128,39	21,54

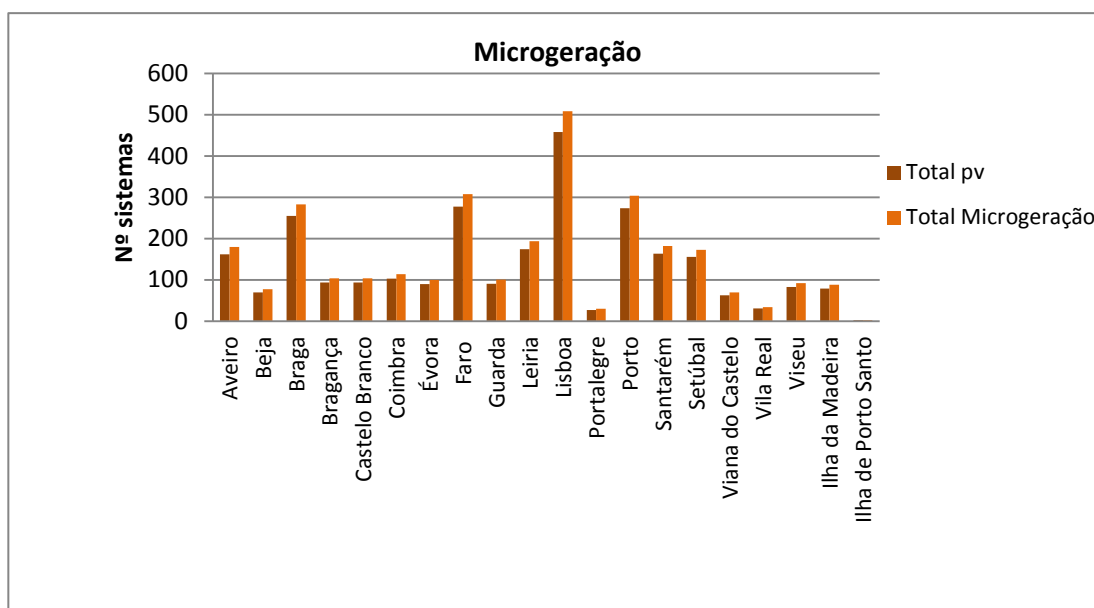


Figura A 11 – Número de sistemas de microgeração instalados até ao dia 11 de Setembro de 2009.

Fonte: (Romano, 2009)