



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR  
Faculdade de Engenharia - Departamento de Engenharia Electromecânica

# **Microprodução com Energia Solar - Comparação e Análise das Diferentes Soluções de Produção**

**Cláudio Martins Godinho**

Tese para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Electromecânica**  
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

**Covilhã, Outubro de 2010**

Dissertação realizada sob orientação do  
**Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electromecânica da  
**UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR**

# Dedicatória

A realização deste trabalho só foi possível devido ao contributo de todos aqueles que, de uma forma ou de outra, ajudaram à sua concretização. A todos o meu “bem-haja”.

E por último lugar e não menos importante dedico, o presente trabalho, a minha família.



# Agradecimentos

Agradeço especialmente ao meu Orientador, Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, pelas suas valiosas indicações, sugestões críticas e correcções que contribuíram para o desenvolvimento e conclusão desta dissertação.

Agradeço aos meus pais, que sempre me frisaram a importância dos estudos, e me incentivaram a conclusão deste mestrado.

A todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração desta dissertação desejo ainda expressar, o meu agradecimento.



# Resumo

As fontes de energia renováveis têm cada vez mais lugar no mercado energético mundial, muito devido a escassez dos combustíveis fósseis mas também devido ao aumento da consciência pela preservação do meio em que vivemos mas também pelo desenvolvimento sustentável. Contribuindo muito para isso os sistemas fotovoltaicos.

Em Portugal o programa Renováveis na Hora criado pelo Decreto de lei 363/2007, veio dar vida ao mercado de microprodutores de energias renováveis.

A presente dissertação aborda a avaliação e comparação de 16 sistemas fotovoltaicos conectados a rede ao abrigo do programa Renováveis na Hora. Neste trabalho é também comparada a produção real dos sistemas com as simulações realizadas através de vários programas de simulação de produção.

# Palavras-chave

Sistemas fotovoltaicos; Previsão de produção de sistemas fotovoltaicos; Energia solar; Sistemas fotovoltaicos ligados a rede; Energias Renováveis.



# Abstract

The renewable energy sources are rising in global energy market place, mostly due to the scarcity of fossil fuels but also because of the increased awareness for preservation of the environment and also too for sustainable development.

In Portugal the program “Renováveis na Hora” created by Dec. Lei nº 362/2007, came to give life to the micro producers market of renewable energy.

We present the results obtained from the evaluation and comparison of 16 photovoltaic systems connected to the grid under the program “Renováveis na Hora”, and we compare de real production of the photovoltaic systems with some results from production simulation programs.

# Keywords

Photovoltaic Systems; Prediction of production; Solar Energy; Photovoltaic grid-connected systems; Renewable energy.



# Índice

<b>1-Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Enquadramento .....	2
1.2 Fotovoltaico em Portugal.....	3
1.3 Objectivos do Trabalho .....	8
<b>2-Relações Terra - Sol</b> .....	<b>9</b>
2.1 Radiação.....	10
2.1.1 Radiação directa .....	10
2.1.2 Radiação Difusa .....	10
2.1.3 Radiação global ou total.....	11
2.2 Variação da distância entre a terra e o sol .....	11
2.3 Movimento de rotação da terra .....	13
2.4 Massa do ar (AM) .....	16
2.5 ângulo azimutal da superfície .....	18
2.6 Inclinação dos painéis.....	20
<b>3-Célula Fotovoltaica</b> .....	<b>23</b>
3.1 principio de funcionamento do efeito fotovoltaico .....	24
3.2 Principais tipos de células Fotovoltaicas .....	25
3.2.1 Células de silício monocristalino .....	26
3.2.2 Células silício policristalino .....	27
3.2.3 Células amorfas .....	27
3.2.4 Células de película fina .....	28
3.3 Características da célula fotovoltaica.....	29
3.3.1 Corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto.....	29
3.3.2 Curva de potência. Ponto de potência máxima .....	31
3.3.3 Factor de forma .....	32
3.3.4 Eficiência de conversão das células fotovoltaicas .....	33
3.3.5 Influência da temperatura .....	33
3.3.6 Efeito sombra.....	34

<b>4-Sistemas Fotovoltaicos .....</b>	<b>38</b>
4.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	39
4.2 Componentes dos sistemas fotovoltaicos microprodutores .....	39
4.2.1 Gerador Fotovoltaico.....	40
4.2.2 Inversor .....	41
4.2.2.1 Seguidor do ponto de máxima potência (MPPT) .....	42
<b>5-Sistemas fotovoltaicos -Dados e Métodos de avaliação .....</b>	<b>43</b>
5.1 Sistemas fotovoltaicos em estudo .....	44
5.1.1 Inversores .....	45
5.1.1.1 Inversor A .....	45
5.1.1.2 Inversor B e C .....	46
5.1.2 Painéis utilizados .....	47
5.1.2.1 Painel A .....	47
5.1.2.2 Painel B .....	48
5.1.2.3 Painel C .....	49
5.2 Dados de produção dos sistemas em estudo .....	50
5.3 Métodos de avaliação .....	50
5.3.1 Índice de performance.....	50
5.3.1 Rendimento Global .....	51
<b>6-Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos .....</b>	<b>53</b>
6.1 SUNNY DESIGN.....	54
6.2 PVSYST.....	55
6.3 PVGIS.....	57
<b>7-Resultados e Discussão .....</b>	<b>58</b>
7.1 Radiação.....	59
7.2 Produção .....	61
7.3 Índices .....	62
7.3.1 Índice de Referencia (YR) e índice de energia final (Yf) .....	63
7.3.2 Índice de Performance (PR).....	65
7.4 Rendimento global dos sistemas .....	72

7.5 Simuladores.....	75
<b>8-Conclusões.....</b>	<b>77</b>
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>81</b>



## Lista de Figuras

Fig.1. Historial do desenvolvimento da potência fotovoltaica instalada por região [2] .....	2
Fig.2- Previsão da produção de sistemas Fotovoltaicos na Europa [3] .....	3
Fig.3.Diagrama de carga da RNT [4] .....	3
Fig.4. Parcelas da produção em regime especial [4] .....	4
Fig.5.Diagrama de carga diário de um sistema fotovoltaico [5].....	4
Fig.6. Vagas de desenvolvimento da política de Renováveis em Portugal [8] .....	7
Fig.7.Previsão da Potencia Fotovoltaica instalada [8] .....	7
Fig.8.Representação da orbita elíptica da Terra durante o ano [10].....	12
Fig.9. Variação da intensidade da radiação solar extraterrestre devido a variação da distância entre a Terra e o Sol [10].....	13
Fig.10. Movimento diário este-oeste do sol [10] .....	13
Fig.11. Decomposição do raio solar em componentes vectoriais [10].....	14
Fig.12.Painel fotovoltaico com seguidor solar com movimento este-oeste [10] .....	15
Fig.13. Captação da radiação solar extraterrestre com um painel com seguidor solar e outro fixo na horizontal [10].....	15
Fig.14. Espessura da massa de ar que é atravessada pelos raios solares durante o dia [10,11]. .....	17
Fig.15. Capacidade de aproveitamento da radiação solar para sistemas fixos na horizontal e com seguidor solar de um eixo, tanto acima da atmosfera terrestre como no solo [10]. .....	18
Fig.16. Indicação do ângulo azimutal, medido entre a recta normal a superfície e o eixo norte sul verdadeiro[10] .....	19
Fig.17. Diminuição do aproveitamento da radiação solar consoante a orientação dos sistemas [10] .....	20
Fig.18. Irradiância solar global para diferentes orientações da superfície receptora [14] .....	21
Fig.19. Irradiância solar global no semestre de verão , para diferentes orientações da superfície receptora (KWh/m <sup>2</sup> ) [14] .....	22
Fig.20. Irradiância solar global total em Lisboa , no semestre de Inverno, para diferentes orientações do sistema(Kwh/m <sup>2</sup> ) [14] .....	22
Fig.21. Junção P-N [17].....	24
Fig.22. Cota das tecnologias de células em 2007 [20] .....	26
Fig.23. Célula monocristalina [21].....	26
Fig.24. Célula policristalina [22].....	27
Fig.25. Células amorfas [23].....	28
Fig.26. Células de película fina [23] .....	28
Fig.27. Efeito da variação da resistência serie na curva I-V [24,25]. .....	30
Fig.28. Efeito da variação da resistência paralela na curva I-V [24,25] .....	31
Fig. 29. Curva I-V e o ponto de máxima potência [24] .....	32
Fig.30.- Factor de forma de células fotovoltaicas. [24] .....	32
Fig.31. Efeito da temperatura na curva I-V [24,25] .....	34

Fig.32. Características I- V de um módulo com uma célula coberta a 75% [26] .....	35
Fig.33. Efeito de várias combinações de díodos bypass na característica I - v de um módulo [26]... ..	36
Fig.34. Esquema de uma célula Hit [27] .....	37
Fig.35. Esquema de um sistema Fotovoltaico Microprodutor [29] .....	40
Fig.36. Gerador fotovoltaico constituído por nrp ramos de módulos ligados em paralelo, com nms módulos ligados em serie em cada um. [29] .....	41
Fig.37. Curvas características de um módulo, e os respectivos pontos de potência máxima para várias irradiâncias à temperatura de 20°C. [29].....	42
Fig.38. Inversor Sunny Boy 3800 [30].....	45
Fig.39. Inversor Ingcon [31] .....	46
Fig.41. Painel Fotovoltaico FTS-220P [33] .....	48
Fig.43. Radiação global ao longo do ano de 2009 em várias estações meteorológicas.....	59
Fig.44. Radiação global para vários ângulos ao longo do ano.....	60
Fig.45. Produção real dos 16 sistemas ao longo do ano .....	61
Fig.46. % de produção dos sistemas por estação do ano.....	62
Fig.47. (YR) mensal para os 16 sistemas em estudo .....	63
Fig.48.- (Yf) mensal para os 16 sistemas em estudo .....	64
Fig.50. a) PR do sistema 1	Fig.50. b) PR do sistema 2.....
Fig.50. c) PR do sistema 3	Fig.50. d) PR do sistema 4.....
Fig.50. e) PR do sistema 5	Fig.50.f) PR do sistema 6 .....
Fig.50.g) PR do sistema 7	Fig.50. h) PR do sistema 8 .....
Fig.50. i) PR do sistema 9	Fig. 50. j) PR do sistema 10.....
Fig.50. n) PR do sistema 13	Fig.50. o) PR do sistema 14.....
Fig.50. p) PR do sistema 15	Fig.50. q) PR do sistema 16.....
Fig.50. Índice de performance para os 16 sistemas ao longo do ano.....	67
Fig.51. Comparação do índice de performance dos sistemas 2,3,4,8,9.....	68
Fig.52.- Distribuição do índice de performance dos 16 sistemas.....	69
Fig.53.- Distribuição do índice de performance pelas estações do ano.....	70
Fig.54. Índice de performance anual dos sistemas fotovoltaicos em estudo .....	71



# Lista de Tabelas

Tabela.1. Capacidade instalada de Energia Fotovoltáica em Portugal de 1999 ate 2008 [7].	6
Tabela.2. Potencia Fotovoltaica instalada em 2009 [8]	6
Tabela.3. Eficiência dos vários tipos de células fotovoltaicas [19]	25
Tabela.4. Principais características dos sistemas Fotovoltaicos em estudo.	44
Tabela.5. Características Inversor Sunny boy 3800 [30]	45
Tabela.6. Características do Inversor ingecon 3.68TL /3.45TL [31]	46
Tabela.7.Características do painel fotovoltaico STC 155-34M5-P [32]	47
Tabela.8.Características do painel fotovoltaico FTS-220P [33]	48
Tabela.9. Características do painel fotovoltaico HIP 230 hde1 [27]	49
Tabela.10. Produção no ano de 2009 dos sistemas em estudo	50
Tabela.11. Resultados da simulação no programa SUNNY DESIGN , para os vários sistemas em estudo. .....	54
Tabela.12. Resultados da simulação no programa PVSYST na simulação preliminar.	55
Tabela.13. Resultados da simulação no programa PVSYST na simulação detalhada.	56
Tabela.14. Resultados da simulação no programa PVGIS.	57
Tabela.15.Valores anuais de radiação incidente para sistemas orientados a sul com vários ângulos e sistemas com seguidor de 2 eixos.	61
Tabela.16. Índice de performance dos sistemas fotovoltaicos em estudo.	63
Tabela.17. Distribuição percentual do índice de performance dos 16 sistemas.	69
Tabela.18. Distribuição do índice de performance nas várias estações do ano	69
Tabela.19. Rendimento global dos sistemas em estudo	72
Tabela.20. % erro médio dos vários programas.	76
Tabela.21. % média de erro dos programas de simulação	76



## Lista de Acrónimos

CIS	Cobre - Índio
CdTe	Telureto de Cádmio
EDP	Electricidade de Portugal
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
mc-Si	Silício multicristalino
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PRE	Produção em Regime Especial
REN	Rede Energética Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
Sc-Si	Silício monocristalino
UA	Unidade Astronómica

## Lista de Símbolos

### *Constantes e Variáveis*

$AM$	Massa do ar
$E_{ca}$	Energia produzida
$FF$	Factor de forma
$G_{i\,ref}$	Irradiação de referência
$H_i$	irradiação incidente
$h_s$	Tempo solar verdadeiro
$I_{mpp}$	Corrente no ponto de potência máxima na curva característica
$I_{pm}$	Corrente à potência máxima

$I_{sc}$	Corrente de curto circuito
Pmax	Potência Maxima
$P_p$	Potência de pico
PR	Índice de desempenho (Performance ratio)
S	Constante Solar( 1367W/m <sup>2</sup> )
UA	Unidade Astronómica (149,6 milhões de Km)
$V_{mpp}$	Tensão no ponto de potência máxima na curva característica
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{pm}$	Tensão á potência máxima
$V_{sc}$	Tensão de curto-circuito
$Y_f$	Índice de energia útil
$Y_R$	Índice de referência
$\omega$	Ângulo horário solar
$\theta_z$	Ângulo zenital
$\eta_{sistema}$	Rendimento do sistema



---

# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUÇÃO

*Neste capítulo é apresentada a temática desta dissertação de forma a enquadrar a importância da mesma no panorama energético actual. São também apresentados neste capítulo os objectivos associados a mesma*

## 1.1 Enquadramento

A energia é uma das forças primárias de toda a economia. Esta sempre foi um ponto importante na vida das nações, tendo a sua importância ganho mais ênfase, após a Revolução industrial.

Até ao momento o sol é a maior fonte de energia disponível para o ser humano, apesar de uma grande parcela da radiação que incide sobre o planeta ser reflectida e absorvida pela atmosfera. O planeta terra recebe na sua superfície cerca de  $1360\text{W/m}^2$ , este valor é chamado de constante solar, mas não é realmente constante, visto que varia um pouco durante o ano, sendo maior em Janeiro pois nesta altura do ano a terra encontra-se mais próxima do sol [1]. A escala terrestre a energia gerada pelo sol é inesgotável, podendo ser utilizada tanto como fonte de calor como fonte de luz. Isto faz dela uma das fontes energéticas alternativas com maior potencial de aproveitamento a longo prazo.

O aproveitamento dessa energia pode ser feito de várias formas. Pode ser aproveitada a energia térmica da energia solar de forma directa, utilizando colectores planos, concentradores, etc, com a finalidade de aquecimento de fluidos, fornos, etc.

Por outro lado a energia solar pode ser aproveitada através do efeito fotovoltaico, onde células fotovoltaicas transformam a energia electromagnética fornecida pelo sol transformando-a directamente em energia eléctrica, de forma limpa e amiga do ambiente.

Na actualidade tem-se denotado um crescimento exponencial da procura de sistemas fotovoltaicos, como se pode observar na Fig.1. Esse crescimento é motivado principalmente pela redução dos custos das células fotovoltaicas e também pelas crescentes preocupações ambientais das populações.

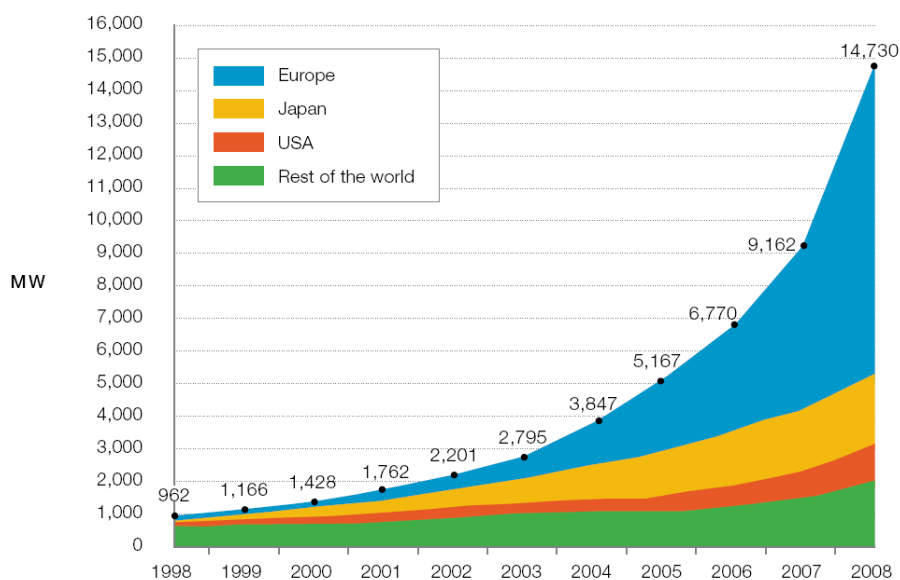


Fig.1. Historial do desenvolvimento da potência fotovoltaica instalada por região [2]

## 1.2 Fotovoltaico em Portugal

Portugal é dos países europeus com um recurso solar mais elevado como pode ser verificado na Fig.2. Um sistema fotovoltaico de 1kW de potência de pico instalada, pode produzir aproximadamente num ano cerca de 1360kWh no norte e 1650kWh no sul como se pode verificar pela Fig.2.

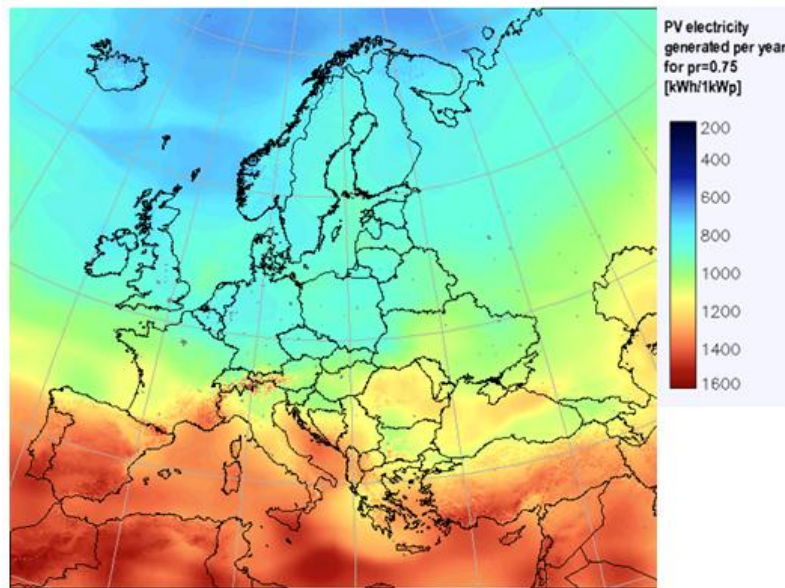


Fig.2- Previsão da produção de sistemas Fotovoltaicos na Europa [3]

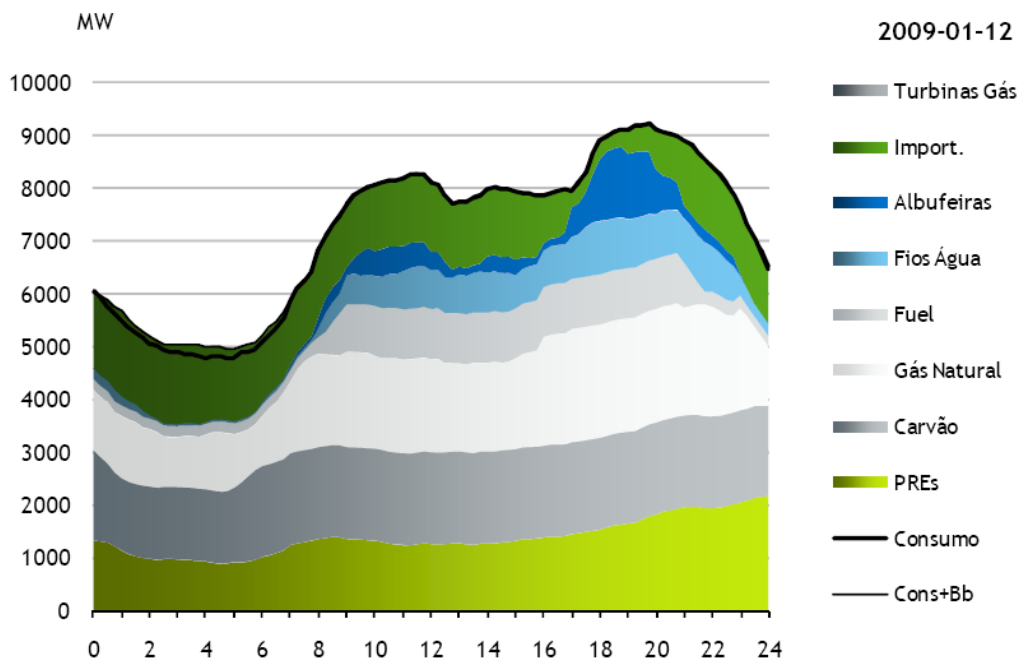


Fig.3.Diagrama de carga da RNT [4]

A produção em regime especial, com 14,4TWh teve um contributo de 28.9% para a satisfação do consumo no ano de 2009. Deste número cerca de 52% provem da energia Eólica, 41,4% da energia Térmica (Cogeração) , 5.7% da energia Hidráulica e apenas 1% da energia Fotovoltaica[4].

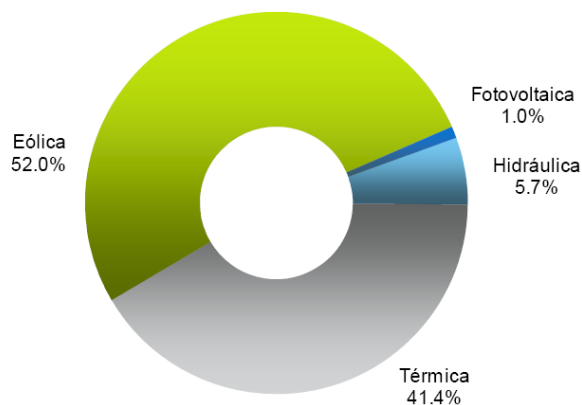


Fig.4. Parcelas da produção em regime especial [4]

A energia Eólica está dependente do carácter aleatório do vento o que leva a que esta energia não se adapte em geral para a satisfação do pico do consumo nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga. Pelo contrário a energia Fotovoltaica, com uma potência entregue a rede quase proporcional a irradiância solar, vai ter a energia por si produzida na quase totalidade entregue a rede em horas de ponta e cheia do diagrama de carga nacional, como demonstra a Fig.5.

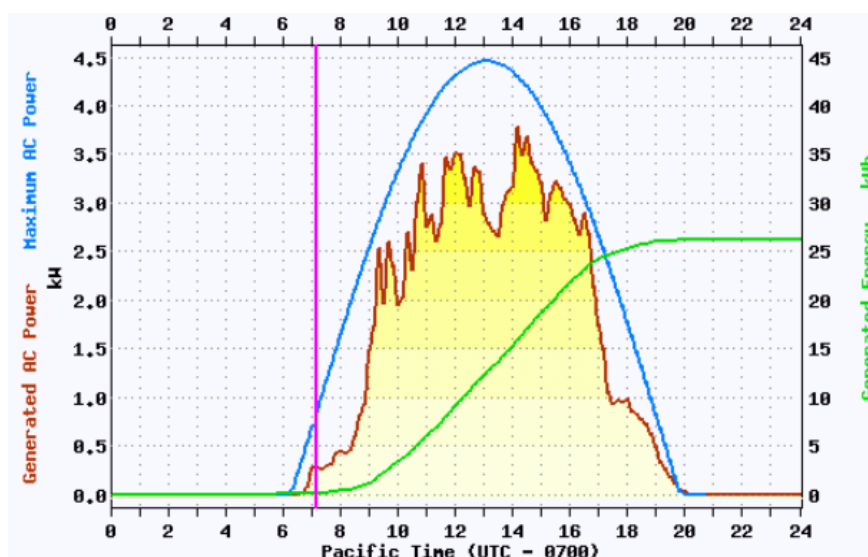


Fig.5. Diagrama de carga diário de um sistema fotovoltaico [5]

Isto leva a que a energia Fotovoltaica possa no futuro constituir uma parcela importante na satisfação das necessidades do sistema energético português. Podendo também esta energia substituir e ou apoiar as centrais hidroeléctricas nas horas de cheia e ponta em anos com níveis baixos de precipitação em que os recursos hídricos não estejam tão disponíveis como acontece no verão ou em anos de seca.

A promoção das energias renováveis é uma prioridade em Portugal, tal como consta na estratégia nacional do governo para a energia estabelecida pela resolução 169/2005. Melhorar a eficiência energética, reduzir emissões de CO<sub>2</sub> e aumentar a utilização de fontes de energia renováveis são alguns dos principais objectivos dessa estratégia. A promoção e introdução no mercado das tecnologias de Energias Renováveis são também um dos objectivos dessa lei, que veio contribuir para a segurança no abastecimento de energia, através da diversificação das fontes de energia.

O governo Português estabeleceu metas ambiciosas no que consta a produção de energia eléctrica através de fontes de energia renováveis, a serem alcançadas até ao final de 2010, estabelecendo essas metas de acordo com a directiva europeia 2001/77/CE, tendo assumido o compromisso de passar de 39% para 45% da receita bruta do consumo de energias renováveis.

Em 2008 a contribuição das energias renováveis ia já em 42%. A meta de 45% vai ser alcançada principalmente através da energia eólica (cerca de 5000 MW) e da energia hídrica (cerca de 5600MW) enquanto que a energia fotovoltaica contribuirá apenas com uma pequena fatia de cerca de 200MW.

Os apoios às tarifas tem sido o principal instrumento de promoção das energias renováveis. Actualmente existem dois quadros diferentes em vigor, o tradicional Produtor Independente de Energia e o Regime de Microgeração lançado em Novembro de 2007 no decreto de lei 363/2007 [6].

No âmbito do quadro de Produtores Independentes de Energia, o apoio a tarifa é aplicável até um alvo (produção máxima) ser atingido (150 MW para o fotovoltaico), sendo garantido esse apoio por um período de 15 anos e variando de acordo com a potência instalada e com o tipo de instalação (integrada no edifício ou não). No entanto este quadro encontra-se suspenso.

O quadro da Microgeração também conhecido como “Renováveis na Hora” está totalmente operacional desde Março de 2008. Este sistema foi especialmente concebido para os consumidores de electricidade e consiste em dois regimes [6,7]:

- Regime Geral, que é aplicável a qualquer tipo de microgeração (ou cogeração) onde a potência máxima de ligação a rede é de 5.75Kw (25A fase única). A tarifa aplicada a este regime é definida anualmente pela entidade reguladora da energia [6,7].

- Regime especial, aplica-se exclusivamente às fontes de energia renováveis, fotovoltaica, hídrica, biomassa e pilhas de combustível (que usem hidrogénio produzido através de fontes de energia renováveis). A potencia máxima de ligação a rede é de 3,68KW (16A fase única). A tarifa estabelecida inicialmente para este regime é de 0,65€/KWh sendo revista para 95% do seu valor anterior a cada 10MW produzidos. Ao abrigo deste regime a energia fotovoltaica beneficia de 100% do valor de referência, a eólica de 70% e a hidráulica e de biomassa de 30%. A tarifa é garantida durante os 5 primeiros anos, e após os 10 anos seguintes a tarifa aplicada será de acordo com a regra de revista acima descrita [6,7].

Este quadro exige que toda a energia produzida seja vendida ao fornecedor de electricidade. E no regime especial, com a excepção da biomassa, é requerida a instalação de um sistema solar térmico, para águas quentes sanitárias (mínimo 2m<sup>2</sup>). A gestão do quadro de microprodução é apoiada pela plataforma ([www.renovaveisnagora.pt](http://www.renovaveisnagora.pt)). As inscrições são abertas uma vez por mês. Após o pagamento de uma taxa de inscrição de 250€, do sistema instalado e de aprovado por uma auditoria técnica, o microprodutor têm autorização para ligar o seu sistema à rede e iniciar a produção [6,7].

Tabela.1. Capacidade instalada de Energia Fotovoltaica em Portugal de 1999 ate 2008 [7].

Ano	OFF-Grid (MWp)	On-Grid (MWp)	Total Anual (MWp)	Total Acumulado (MWp)
Até 1999	0,66	0,18		0,84
2000	0,22	0,08	0,30	1,14
2001	0,12	0,05	0,17	1,31
2002	0,29	0,07	0,36	1,67
2003	0,40	0,01	0,40	2,07
2004	0,55	0,08	0,63	2,70
2005	0,22	0,07	0,29	2,99
2006	0,20	0,23	0,43	3,42
2007	0,2	14,25	14,45	17,87
2008	0,1	49,98	50,08	67,95

Tabela.2. Potencia Fotovoltaica instalada em 2009 [8]

2009	
Microgeração	19MW
Restantes centrais	77MW
Total	96MW

Como se pode verificar pelas tabelas anteriores, o aparecimento do quadro de microprodução levou a um crescimento exponencial na capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, conectados à rede. Neste momento a crise financeira internacional que afecta de forma especial o país pode estar a influenciar negativamente e a abrandar o desenvolvimento do mercado fotovoltaico em Portugal. Por outro lado o governo português diz que vai apostar no aproveitamento do sol mais do que nunca. Como demonstra o diagrama de Fig.6.

### Vagas de desenvolvimento da Política de Renováveis em Portugal

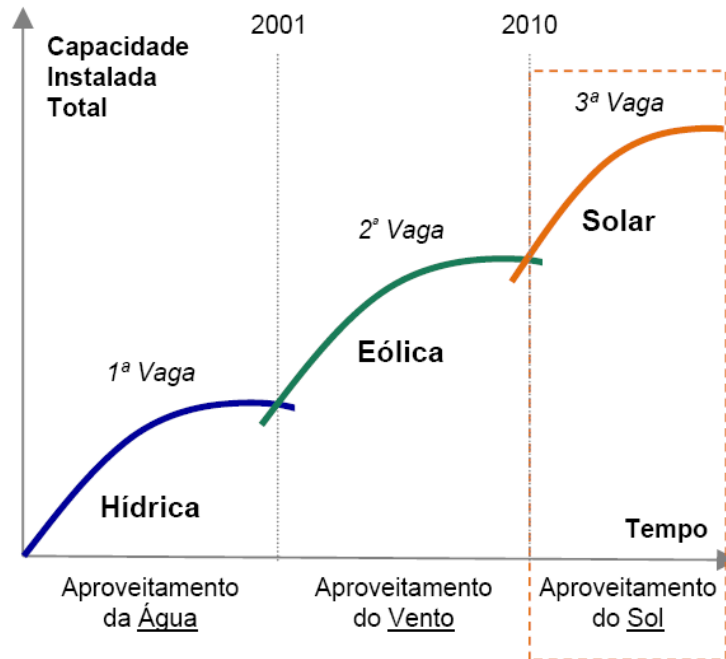


Fig.6. Vagas de desenvolvimento da política de Renováveis em Portugal [8]

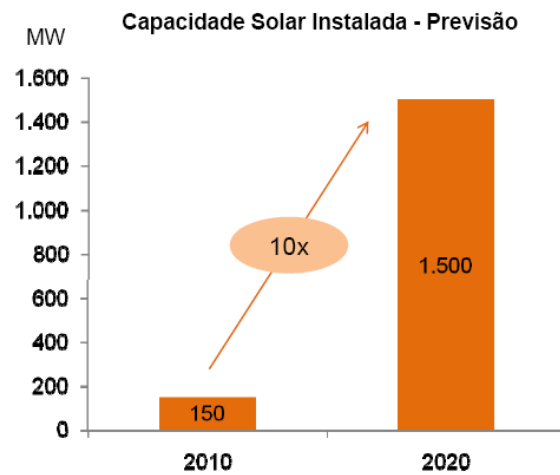


Fig.7. Previsão da Potência Fotovoltaica instalada [8]

As previsões do governo são de que nos próximos 10 anos se passe de 150 MW de potência instalada para cerca de 1500 MW, isto é, 10 vezes mais.

### **1.3 Objectivos do Trabalho**

O objectivo desta dissertação é estudar várias instalações de sistemas fotovoltaicos microprodutores no regime especial. Com base nos dados de produção dos sistemas num dado período e nos dados da radiação incidente, nesse mesmo período será realizada uma análise de desempenho e discussão dos resultados obtidos face aos diversos factores que os influenciam.

Os resultados de produção dos sistemas microprodutores serão também comparados com os resultados de softwares que simulam o funcionamento e consequentemente a produção de sistemas fotovoltaicos, como o SunnyDesign, PVSYST e PVGIS. Sendo discutidos os resultados das simulações realizadas nesses programas, comparando-os com a produção real dos sistemas fotovoltaicos em estudo.

---

# CAPÍTULO

## 2

---

### Relações Terra - Sol

*Antes da instalação de um sistema fotovoltaico, é necessário um estudo prévio que permita ter um conhecimento prévio da radiação solar disponível no local da instalação. Neste momento já existem softwares que permitem realizar esse estudo prévio. No entanto a compreensão das relações Terra - Sol continuam a ser necessárias para a compreensão e aplicação dos dados obtidos, ou no caso da realização de um estudo mais aprofundado. Neste capítulo são abordadas essas relações.*

## 2.1 Radiação

À medida que a radiação atravessa a atmosfera terrestre sofre atenuação pelos processos de absorção, reflexão e refração. Tais processos verificam-se quando os raios de luz colidem com as nuvens ou com o vapor de água existente na atmosfera. A radiação que chega à superfície terrestre pode ser classificada como directa e difusa. As radiações directa e difusa são componentes de radiação resultante da soma das duas, denominada de radiação global [8].

### 2.1.1 Radiação directa

A distribuição espectral da radiação solar incidente, na camada superior da atmosfera, é comparável àquela emitida por um corpo negro a aproximadamente 6000K. A diferença verificada entre as curvas, na região do ultravioleta, que têm como causa principal as transições electrónicas ocorridas na camada de gases do Sol. Na travessia da radiação pela atmosfera, ocorrem vários processos, que vão mudar distribuição espectral. Estes processos ocorrem devido ao vapor de água, na gama do infravermelho, e ao ozono, na gama do ultravioleta. A dispersão da radiação, nomeadamente nas ondas curtas, é responsável pelo decréscimo nas regiões do visível e o UV próximo.

Porém, grande parte da radiação solar é transmitida directamente, e alcança a superfície terrestre em feixes de raios aproximadamente paralelos, como se comprova olhando directamente para o Sol, sendo este processo regido pela lei de Bouguer-Lambert. Portanto, a radiação directa é aquela que se recebe na superfície terrestre sem ter sofrido nenhum dos processos antes mencionado ao passar pela atmosfera.

A medição da radiação solar directa é realizada por meio de instrumentos denominados de Pireliômetros, cujas superfícies receptoras são dispostas normalmente aos raios solares incidentes [8].

### 2.1.2 Radiação Difusa

A energia constituinte da radiação difusa é o resultado da dispersão dos raios solares incidentes nalgum tipo de partícula, suspensa na atmosfera. Dos dois tipos de dispersão mais gerais, um deles é aquele produzido por partículas de tamanho muito pequeno, comparado ao comprimento de onda (Rayleigh) e o outro, aquele produzido por partículas de tamanho comparável ou maior que o comprimento de onda (Mie).

As moléculas gasosas do ar, principalmente oxigénio e hidrogénio, são os maiores dispersores de Rayleigh e dominam a forma de dispersão nos casos de atmosferas claras e livres de turbidância. Para as atmosferas túrbidas, as partículas dos aerossóis espalham-se fortemente e a dispersão de Mie chega a ser tão importante quanto a de Rayleigh em comprimentos de onda na gama do azul e do UV. No visível longínquo e infra-vermelho, o processo de dispersão em atmosferas túrbidas está dominado pela dispersão de Mie e para as atmosferas fortemente contaminadas ou nubladas, a dispersão de Mie é o dominante em todos os comprimentos de ondas. Diz-se que radiação difusa é a radiação solar recebida do Sol após sua direcção ter sido alterada devido à dispersão pela atmosfera, ou, ainda, que a radiação difusa é a que se recebe depois de ter mudado sua direcção pelos processos de refracção e reflexão que ocorrem na atmosfera [9].

### **2.1.3 Radiação global ou total**

A radiação global ou total inclui a radiação recebida directamente do ângulo sólido do disco solar e a radiação difusa e dispersa ao atravessar a atmosfera, representando a soma da radiação directa com a radiação difusa recebida numa superfície. A sua medição é realizado por um instrumento denominado de Piranômetro [9] .

## **2.2 Variação da distância entre a terra e o sol**

A distancia entre a terra e o sol não é estática, a Terra executa uma orbita elíptica em torno do Sol durante um ano, o que faz com que esta distancia varie ao longo do ano. A distância média entre a Terra e o sol é de 149,6 milhões de quilómetros, esta distância é denominada de unidade astronómica (UA). A distância mínima denominada de periélio é de  $147,1 \times 10^6$  Km, e ocorre no dia 3 de Janeiro. A distância máxima é de  $152,1 \times 10^6$  Km, é denominada de afélio e ocorre no dia 4 de Julho. Nos dias 4 de Abril e 5 de Outubro a distancia entre a terra e o sol é de 1UA [10]. Os pontos acima referidos podem ser verificados na Fig.8.

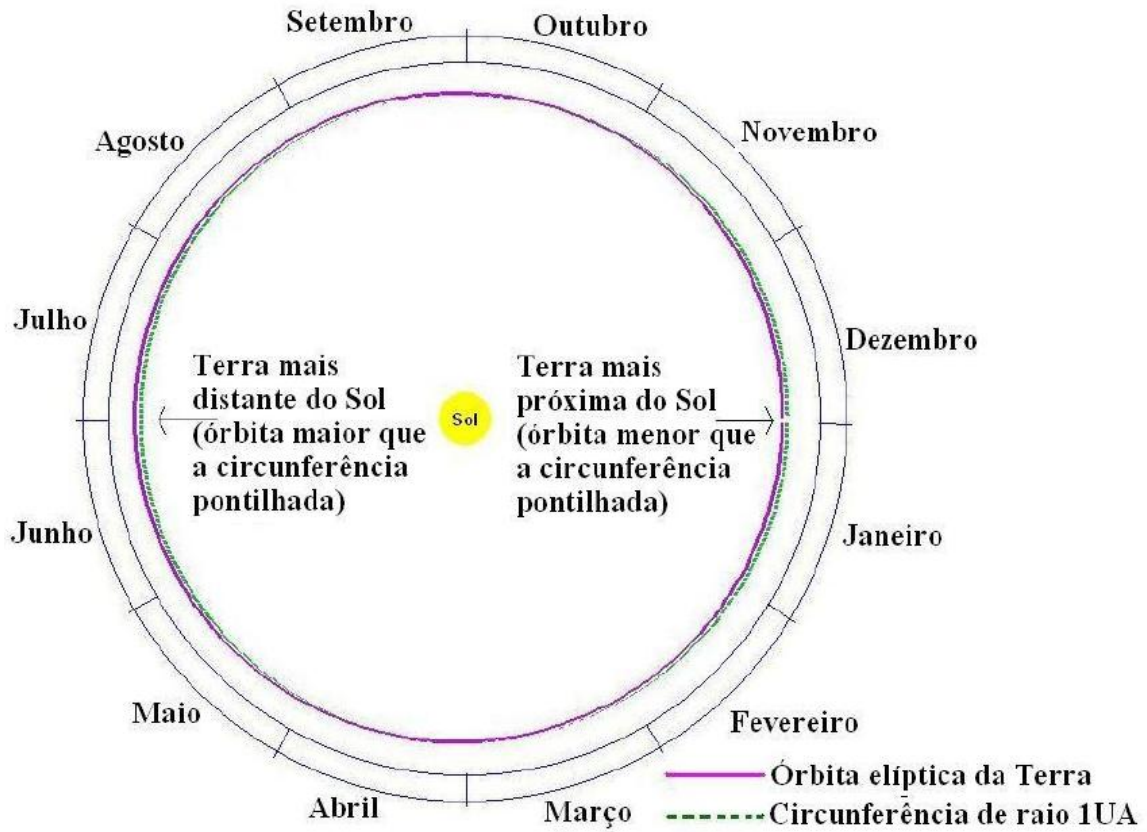


Fig.8.Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano [10]

Estas diferenças da distância entre a Terra e o Sol , vão por sua vez causar diferenças na radiação incidente na superfície terrestre ,como se verifica na Fig.9 . Ao contrário do que se possa pensar o Valor da radiação incidente é superior nos meses de inverno, devido á maior proximidade entre a Terra e o Sol [10].

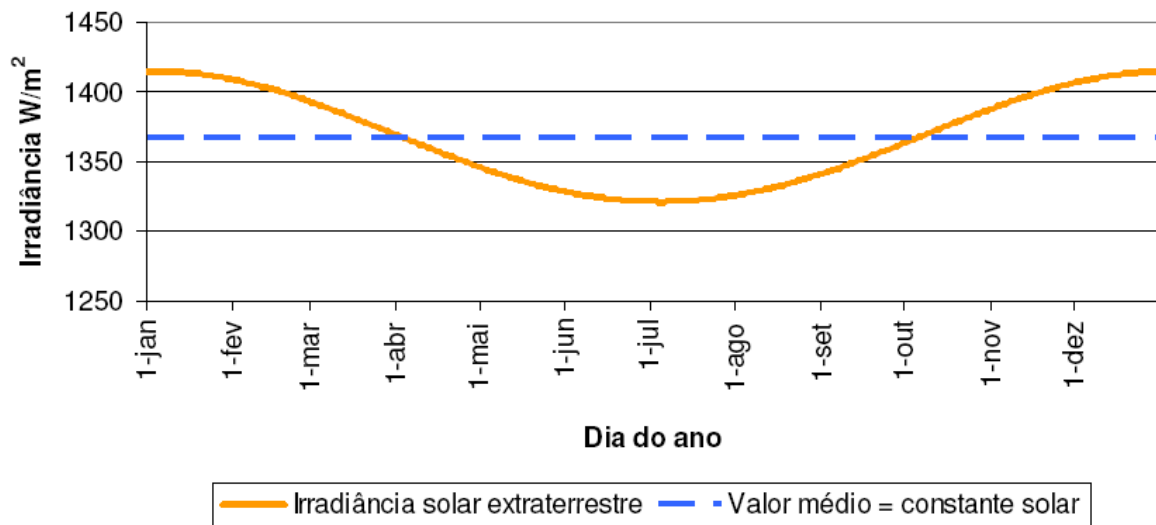


Fig.9. Variação da intensidade da radiação solar extraterrestre devido a variação da distância entre a Terra e o Sol [10]

### 2.3 Movimento de rotação da terra

O movimento de rotação da terra tem a duração de 24 h, este fenómeno cria o dia e a noite. Este fenómeno dá-nos a impressão de que o sol se movimenta no sentido este-oeste diariamente, como demonstra a Fig.10.

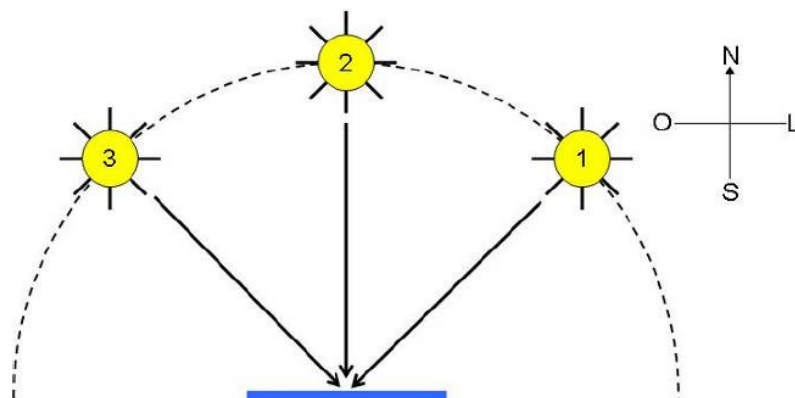


Fig.10. Movimento diário este-oeste do sol [10]

A posição (1) ocorre durante a manhã, a posição (2) ao meio dia solar e a posição (3) à tarde. Este movimento de 360° da Terra tem uma duração aproximada de 24h, a uma velocidade angular de 15° por hora, a qual é denominada de ângulo horário solar, definido como ângulo diedro com a aresta no eixo de rotação da terra, formado pelo semi-plano que contem o Sol e o semi-plano que contem

o meridiano local. A nomenclatura utilizada é  $\omega$  e a sua amplitude vai de  $-180^\circ$  até  $+180^\circ$  [10, 11, 13]. Este ângulo pode ser relacionado com as horas do dia. A equação 2.1 apresenta a relação entre o tempo solar verdadeiro ( $h_s$ ) e o ângulo horário solar [12].

$$\omega = 15(h_s - 12)[\text{graus}] \quad (2.1)$$

Este movimento gera uma interrupção no aproveitamento da fonte energética, pois em certos momentos a radiação solar não vai incidir sobre o painel, sendo a conversão de energia nula. Isto acontece durante o período da noite, que corresponde aproximadamente a metade do tempo. Correspondendo  $\omega=0$  ao meio dia, só existirá geração de energia fotovoltaica na faixa dos  $-90^\circ$  até  $+90^\circ$  [10,11,13].

Um raio solar pode ser decomposto, vectorialmente, em duas componentes: perpendicular ao painel e alinhada com ele, conforme demonstra a Fig.11 que indica o ângulo de incidência dos raios solares directos.

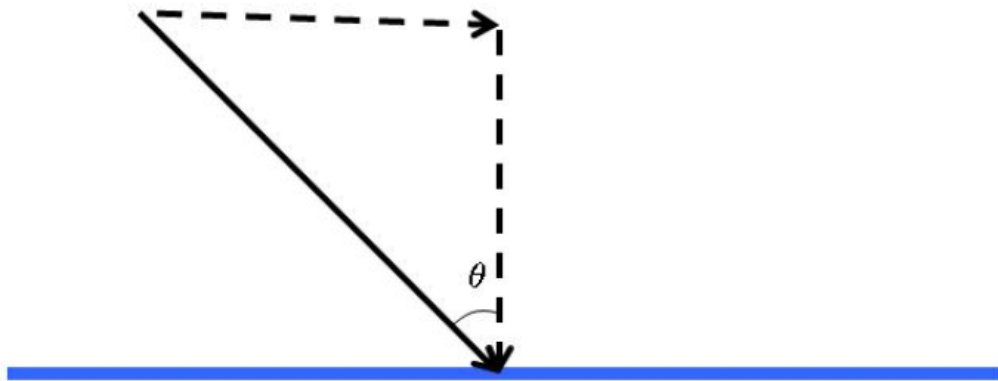


Fig.11. Decomposição do raio solar em componentes vectoriais [10].

Somente a componente perpendicular é convertida em energia, logo quanto maior o ângulo de incidência, menor o aproveitamento energético. Utilizando um seguidor solar, com um movimento este-oeste (1eixo), os raios solares incidentes estão sempre perpendiculares ao plano óptico do painel, como se verifica na Fig.12. Nas três situações representadas os raios solares incidem perpendicularmente ao painel.

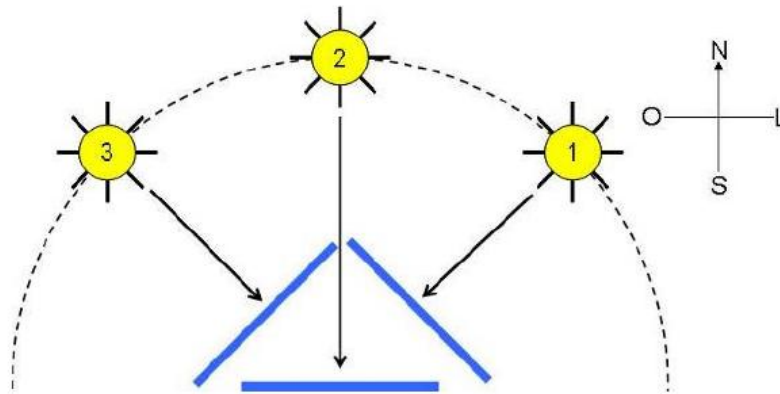


Fig.12. Painel fotovoltaico com seguidor solar com movimento este-oeste [10]

A radiação extraterrestre média capaz de ser convertida em energia, numa situação teórica em que um seguidor solar de um eixo é utilizado acima da atmosfera terrestre, corresponde a própria constante solar  $1367 \text{ W/m}^2$  porem apenas durante 12h por dia como demonstra a linha a roxo na Fig.13. Já para um painel fixo, o valor torna-se proporcional ao cosseno do ângulo do ângulo horário, como apresenta a linha azul da Fig.13.[10].

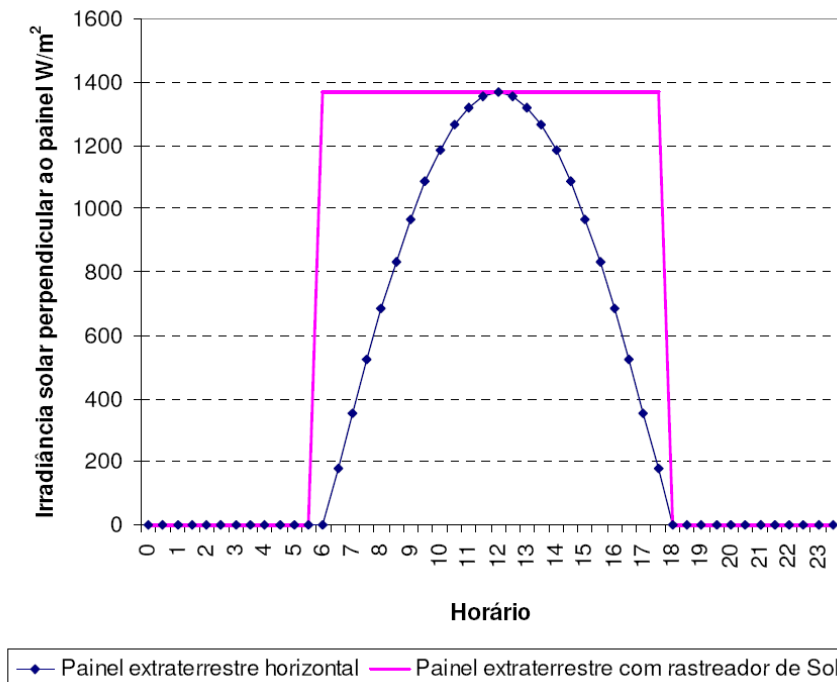


Fig.13. Captação da radiação solar extraterrestre com um painel com seguidor solar e outro fixo na horizontal [10].

Integrando as áreas destas duas curvas calcula-se a energia gerada por metro quadrado, nesta situação de radiação extraterrestre, onde o valor S corresponde a constante solar.

Com um seguidor solar, o integral corresponde a 12S W/h. Já para o painel fixo horizontalmente deve-se realizar a integração de  $S \cos(\omega)$ , durante o período  $h_s$ , a variar entre as 6 e as 18 horas, como esta apresentado na equação (2.2) [10].

$$\int_6^{18} S \cos(\omega) dh_s = \int_6^{18} \cos[15 (h_s - 12)] dh_s = 7,64S \quad (2.2)$$

Verifica-se assim que o uso de seguidor solar extraterrestre no sentido este-oeste, traz um aproveitamento da energia do sol 57% superior ao de um sistema extraterrestre fixo na horizontal. Isto considerando uma situação ideal em que o painel recebe os raios solares com a mesma intensidade em todos os momentos em que o sol esta visível. A situação real é diferente pois existem factores de atenuação como a Massa do ar [10].

## 2.4 Massa do ar (AM)

Tanto no início da manhã como no final da tarde sentimos na nossa própria pele que a intensidade dos raios solares é menor do que a emitida pelo sol ao meio dia, apesar de saber-mos que o sol emite os raios solares sempre com a mesma intensidade. Isto deve-se á massa de ar, que os raios solares têm que atravessar até atingir a superfície terrestre.

A massa de ar pode ser definida como a razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direcção da zénite ao nível do mar [10,13]. A Fig.14 mostra que, pela manhã a camada pela manhã a camada de atmosfera que os raios solares atravessam é muito mais espessa do que durante o meio-dia, causando assim uma atenuação mais intensa devido á absorção e a dispersão.

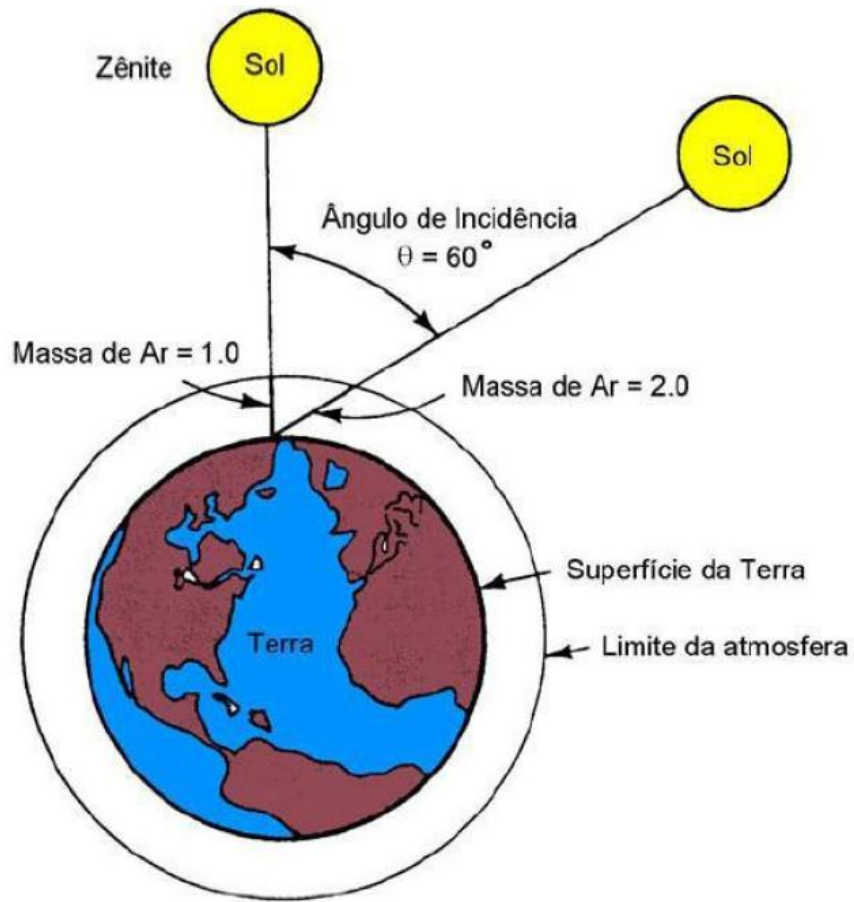


Fig.14. Espessura da massa de ar que é atravessada pelos raios solares durante o dia [10,11].

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2.3)$$

Pela equação anterior verifica-se que o coeficiente de massa de ar varia com o inverso do cosseno do ângulo zenital, ocorrendo o seu valor mínimo ao meio dia solar [10,12].

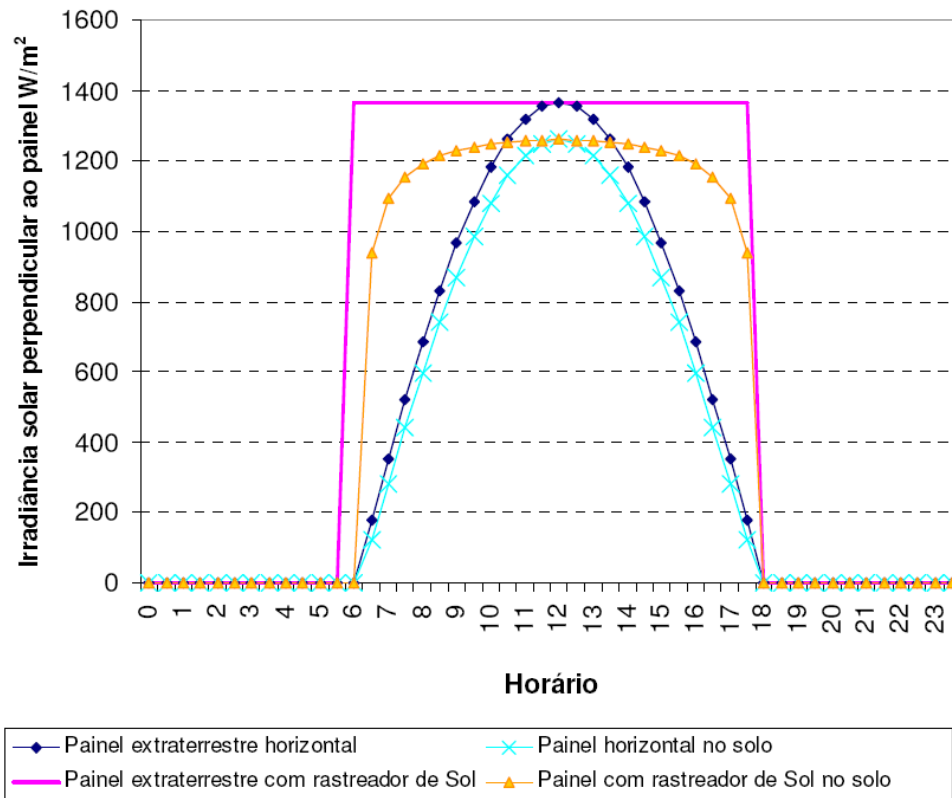


Fig.15. Capacidade de aproveitamento da radiação solar para sistemas fixos na horizontal e com seguidor solar de um eixo, tanto acima da atmosfera terrestre como no solo [10].

A Fig.15. apresenta os valores da radiação solar para um dia, tanto com dados extraterrestres, como com dados após a aplicação do factor de atenuação devida a massa de ar.

Refazendo os integrais, tanto para o sistema com um seguidor solar de um eixo como para sistemas fixos na horizontal, temos:

$$\int_6^{18} S \, dh_s = 10,17S \tag{2.4}$$

$$\int_6^{18} S \cos(h) \, dh_s = 6,86S \tag{2.5}$$

Verifica-se agora que a vantagem teórica de ter um seguidor de dois eixos, será agora de cerca de 48% podendo este valor variar um pouco consoante a posição geográfica do sistema.

## 2.5 ângulo azimutal da superfície

A instalação de uma estrutura fixa necessita de ser realizada na direcção, de forma a que na instalação incida o máximo de radiação possível. Este parâmetro de orientação do painel em relação ao movimento diário este-oeste do Sol é denominado de ângulo azimutal de uma superfície. Este é o

ângulo entre o norte geográfico e a projecção da recta normal à superfície no plano horizontal. O símbolo que representa o ângulo azimutal é o  $\gamma$  e a sua amplitude vai de  $-180^\circ$  até  $+180^\circ$ , considerando-se o sentido positivo no sentido este e o norte igual a  $0^\circ$  [10,13].

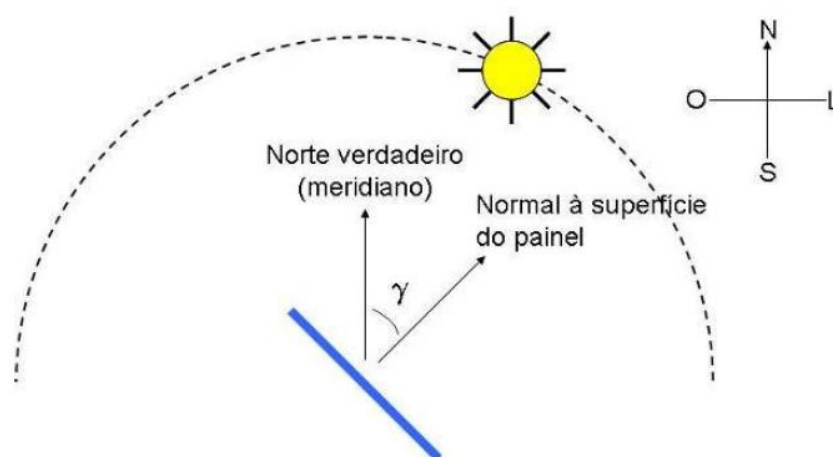


Fig.16. Indicação do ângulo azimutal, medido entre a recta normal a superfície e o eixo norte sul verdadeiro[10]

O ponto para o qual a bússola aponta é chamado de norte magnético, e o ângulo entre ele e a verdadeira direcção norte (norte geográfico) é chamado de declinação magnética. O norte verdadeiro ou norte geográfico é o ponto para onde convergem os meridianos terrestres. Estes pontos coincidem com o eixo de rotação da terra e representam os pontos de latitude  $90^\circ$ norte e  $90^\circ$  sul ou seja  $\gamma=0^\circ$  ou  $\gamma=180^\circ$  sempre voltado na direcção da linha do equador [11]. A direcção ideal para orientar um sistema fotovoltaico é o norte verdadeiro, se está localizado no hemisfério sul, e voltado para o sul geográfico se está localizado no hemisfério norte. Pois esta é a orientação na qual um sistema fixo ira incidir a maior quantidade de radiação, pois ao meio dia solar, momento em que a massa do ar é menor, e os raios solares mais intensos estão perpendiculares ao plano óptico do painel, logo o sistema terá um aproveitamento superior. Colocar um sistema com uma orientação diferente irá fazer com que a capacidade de conversão de energia do sistema seja reduzida como se pode verificar na Fig.17.

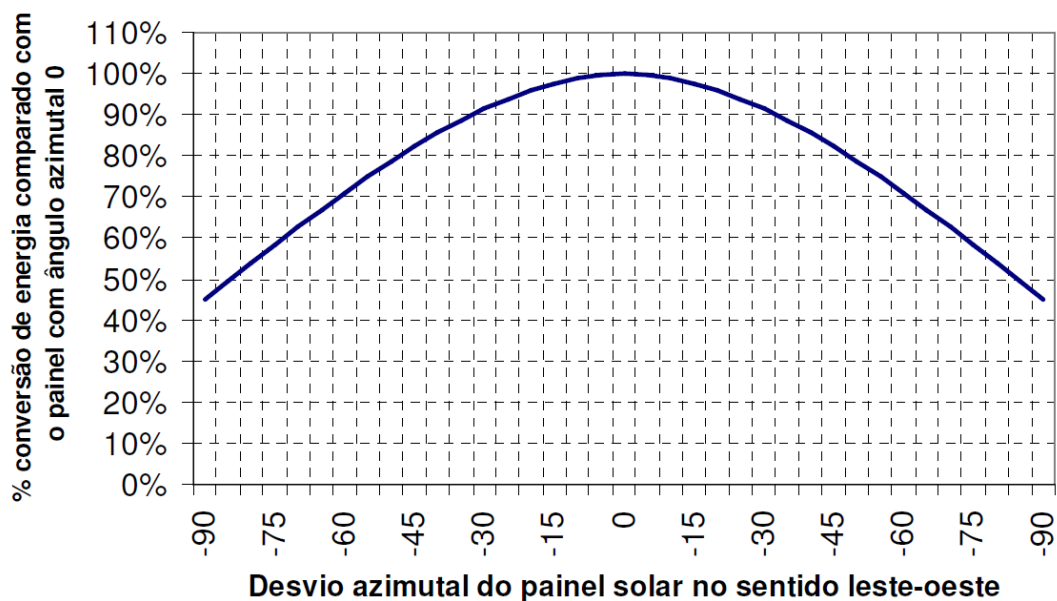


Fig.17. Diminuição do aproveitamento da radiação solar consoante a orientação dos sistemas [10]

## 2.6 Inclinação dos painéis

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (telhados,....). A análise da radiação anual ajuda a equacionar a conveniência das áreas existentes, tendo em conta o seu aproveitamento solar. Para ilustrar este aspecto, a Fig.18. mostra o exemplo de Lisboa, a qual representa a irradiação solar anual que incide numa área de um metro quadrado, em função do azimute e da altura solar (média a longo prazo)[14].

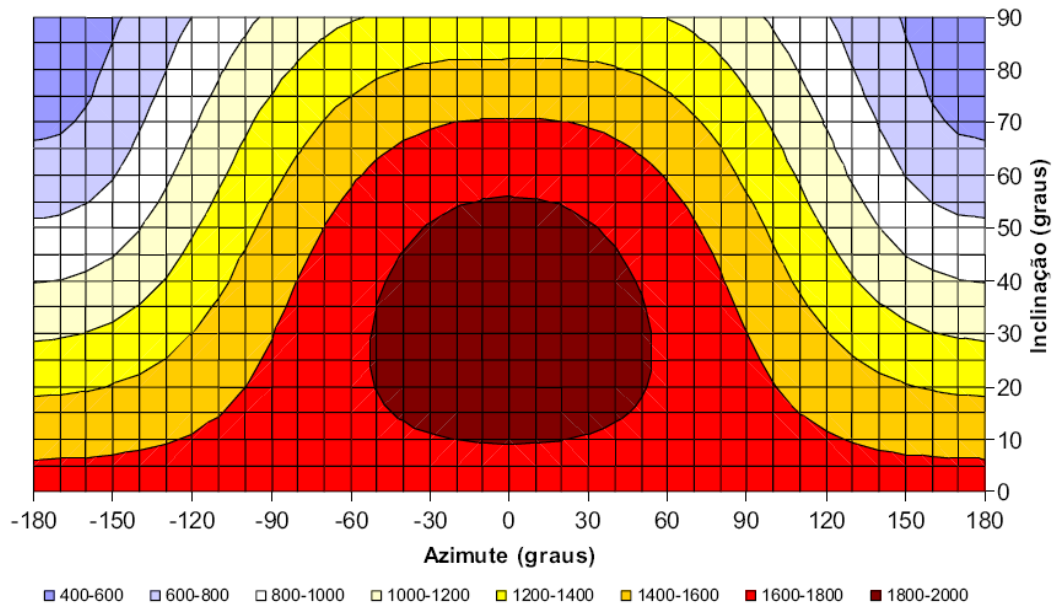


Fig.18. Irradiância solar global para diferentes orientações da superfície receptora [14]

A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de 35° de inclinação. Neste caso, o nível de irradiação é quinze por cento maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação:  $\beta = 0$ ). A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição óptima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste dos telhados, ou uma inclinação entre 20° e 50°, implicam uma redução máxima da energia produzida de dez por cento. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição óptima, podem também ser explorados, mas nesta situação a menor irradiação deverá ser equacionada [14].

A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares (ângulo de inclinação  $\beta = 90^\circ$ ) implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação. Neste caso, a boa visibilidade da instalação solar (o proveito da imagem), aspectos de design, entre outros factores, têm um papel vital para a decisão final sobre a construção da fachada com este material [14].

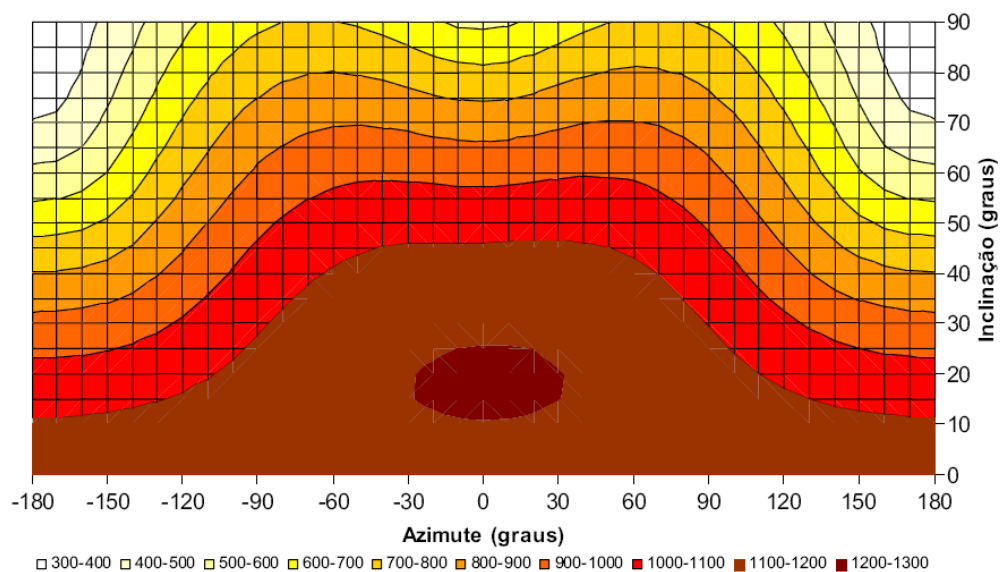


Fig.19. Irradiância solar global no semestre de verão , para diferentes orientações da superfície receptora (KWh/m<sup>2</sup>) [14]

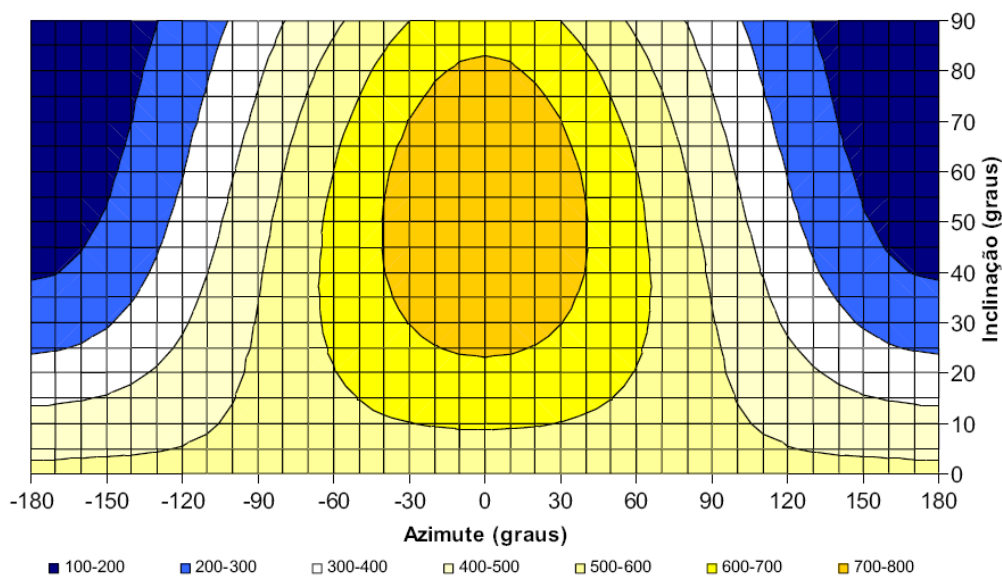


Fig.20. Irradiância solar global total em Lisboa , no semestre de Inverno, para diferentes orientações do sistema(Kwh/m<sup>2</sup>) [14]

O semestre do Verão (de Abril a Setembro), proporciona a maior proporção do total da irradiação anual global, aproximadamente 77 %, e perto de 1.120 kWh/m<sup>2</sup>. Na latitude média Europeia de 52° (como por exemplo Berlim, Londres, Amesterdão), o ângulo óptimo de inclinação em termos da energia produzida é de 27°. No semestre do Inverno, na mesma localização, o ângulo mais favorável de inclinação é de 50° e tem como resultado apenas 260 kWh/m<sup>2</sup> [14].

---

# CAPÍTULO

## 3

---

### **Célula Fotovoltaica**

*A célula fotovoltaica é a responsável por converter energia solar em energia eléctrica. Esta conversão ocorre nas células fotovoltaicas, devido a um fenómeno apresentado por diversos materiais que ao serem expostos a radiação solar produzem electricidade, este fenómeno denomina-se de efeito fotovoltaico. Neste capítulo é abordado o princípio básico de funcionamento, tecnologias e características das células fotovoltaicas.*

### 3.1 principio de funcionamento do efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839 enquanto estudava o comportamento dos sólidos em electrólitos. Ele observou que quando as placas de metal (prata ou platina) eram imersas numa solução e eram expostas a luz era produzida uma pequena tensão e corrente[15].

Alguns anos mais tarde Fritts fabricou a primeira célula fina feita de Selénio[15].

Os avanços da tecnologia principalmente na área da electrónica durante os anos 50 levou ao aparecimento das primeiras células fotovoltaicas fabricadas em silício, sendo estas desenvolvidas no Bell Telephone Laboratories por Chapin, Fuller e Pearson[15].

Estas primeiras células tinham uma eficiência de 6%. Desde esse momento muita investigação foi realizada com o intuito de aumentar a eficiência das células e baixar o seu custo de produção.

Neste momento existem células fotovoltaicas com eficiências por volta dos 20%, sendo grande maioria produzidas a base de silício (Si), e as que não são produzidas a partir deste material funcionam segundo o mesmo princípio físico, o efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico é conseguido com a utilização de materiais semicondutores, onde a excitação dos electrões dos materiais semicondutores provocada pela exposição a radiação solar vai aumentar a condutividade dos mesmos. Segundo Sorensen [16] para que seja produzida electricidade não basta que os electrões estejam excitados e fiquem mais agitados, é necessário uma força que os faça movimentarem-se. Essa força ocorre na existência de um gradiente de potencial eléctrico como o que é encontrado na junção P-N de materiais semicondutores dopados.

O semicondutor do tipo N consiste em silício dopado com Fósforo (P), e o semicondutor do tipo P consiste em silício dopado com Boro (B).

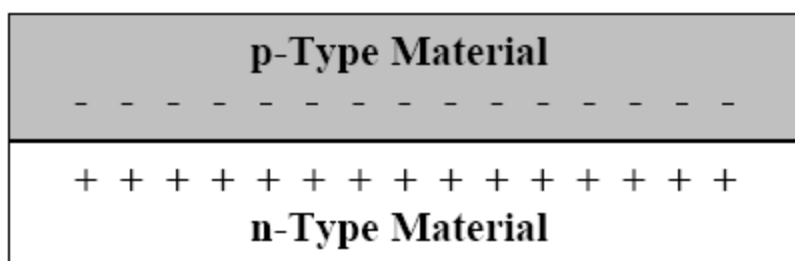


Fig.21. Junção P-N [17]

A junção P-N produz um campo eléctrico que faz com que os electrões excitados pela radiação solar se movimentem do semicondutor do tipo P para o semicondutor do tipo N, criando vãos (Buracos) provocados pelos electrões que se movimentaram na direcção do outro semicondutor. Por meio de

um condutor externo, ligado a camada negativa e positiva, gera-se um fluxo de electrões (corrente eléctrica). Enquanto a radiação incidir sobre a célula, este fluxo manter-se-á. A intensidade de corrente produzida variará consoante a radiação que incidir na célula [18].

### 3.2 Principais tipos de células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas mais presentes no mercado são elaboradas a base de Silício monocristalino, policristalino e amorfo, mas também existem células fabricadas com outros materiais como o disseleneto de cobre-indio (CIS) , o telureto de cádmio (CdTe), etc.

Tabela.3. Eficiência dos vários tipos de células fotovoltaicas [19]

Wafer-based c-Si		Thin films		
Sc-Si	mc-Si	a-Si; a-Si/ $\mu$ c-Si	CdTe	CIS/CIGs
14-20%	13-15%	6-9%	9-11%	10-12%

Na fig.22. podemos ver a cota de cada tecnologia no ano de 2007, e como podemos observar o silício multicristalino, supera por alguns pontos percentuais as vendas do silício monocristalino, isto deve-se ao aumento do rendimento desta tecnologia nos últimos anos, e também ao seu preço um pouco mais reduzido em relação ao silício monocristalino. Verificamos também que o silício cristalino continua a ser o pilar da maioria dos módulos. Embora em alguns parâmetros não seja o material ideal para as células fotovoltaicas, este tem a vantagem de estar amplamente disponível, ser bem compreendido e de usar a mesma tecnologia da indústria electrónica

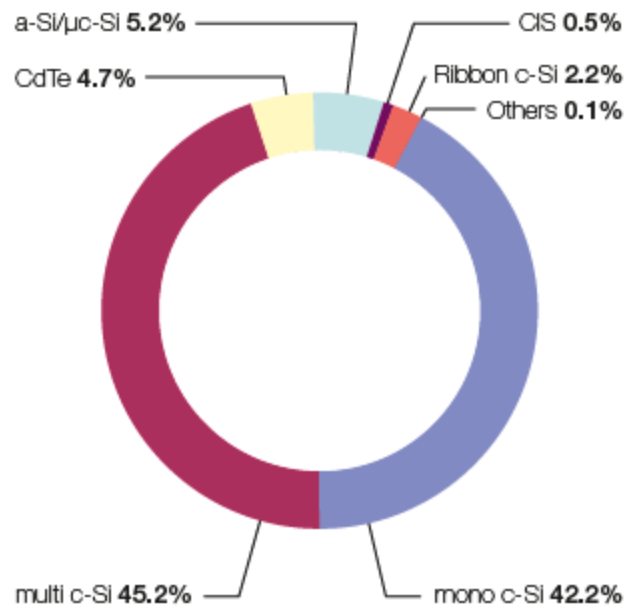


Fig.22. Cota das tecnologias de células em 2007 [20]

### 3.2.1 Células de silício monocristalino

O silício monocristalino é historicamente o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, nos dias de hoje apresenta uma cota de mercado de 42,2% como apresenta a Fig.22. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. As células monocristalinas foram as primeiras a serem elaborados a partir de um bloco cristalizado num único cristal. Apresentam-se sob a forma de placas redondas, quadradas ou pseudo quadradas, a Fig.233. apresenta uma célula de silício monocristalino [14]. Este tipo de células apresenta um rendimento entre os 14 e os 20%, como se pode verificar na tabela.3.



Fig.23. Célula monocristalina [21]

### 3.2.2 Células silício policristalino

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 45,2% como apresenta a Fig.22. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de electrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. O processo de fabricação é mais barato do que o do silício cristalino. A Fig.24. apresenta o aspecto visual deste tipo de células [14]. As células de de silício policristalino apresentam um rendimento entre os 13 e os 15%, como se verifica na tabela.3.

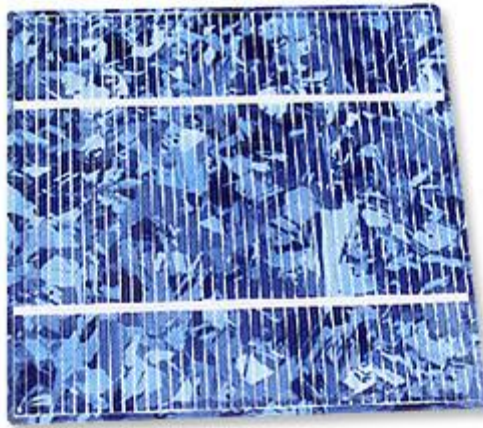


Fig.24. Célula policristalina [22]

### 3.2.3 Células amorfas

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposta uma camada fina de silício (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável.

A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares. Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e, portanto, apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas[14].

A Fig.25. apresenta o aspecto visual das células amorfas.



Fig.25. Células amorfas [23]

### 3.2.4 Células de película fina

As células de película fina tais como CIS, CdTe e CiGs, encontram-se em fase de desenvolvimento. Apesar de possuírem baixas eficiências, as células de película fina apresentam-se como uma alternativa promissora ao silício, por serem muito mais resistentes aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Estas apresentam custos de produção mais baixos.

Os painéis solares de CIS apresentam, como o a-Si (silício amorfo) e o CdTe, uma agradável aparência estética. Apresentam rendimentos algo inferiores ao do silício, mas em contrapartida encontram aplicações arquitectónicas diversas, devido às vantagens de utilizarem tecnologias de películas finas e permitirem a passagem parcial de luz. No caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e a sua toxicidade são aspectos que têm de ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção. O aspecto visual das células de película fina está representado na Fig.26. [14].

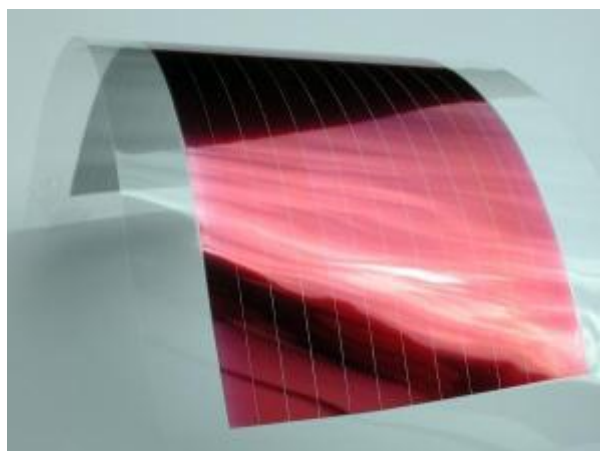


Fig.26. Células de película fina [23]

### 3.3 Características da célula fotovoltaica

#### 3.3.1 Corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto

O valor mais elevado da corrente na região de geração, obtém-se em condições de curto-circuito,  $V=0$ . Segundo a equação em baixo, a corrente de curto-circuito é dada pela equação (3.1).

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L \quad (3.1)$$

Ao mantermos o dispositivo em circuito aberto ( $I=0$ ), este auto polarizar-se-á com uma certa tensão, tensão de circuito aberto e o seu valor é tal que a corrente gerada fica completamente compensada pela corrente de polarização ( $I_L=I_D$ ). Para além destas considerações, e para se ter um modelo mais perto à realidade, deviam-se incluir dois elementos, a resistência série e paralelo, que afectam a eficiência da célula [24].

A resistência série é formada principalmente pelos seguintes componentes resistivos:

- Resistência do material da célula;
- Resistência da malha condutora na face da célula;
- Resistência ao longo do barramento de contacto da parte inferior da célula;
- Resistência do contacto na face posterior da célula.

A resistência paralela tem origem principalmente em fugas de corrente. O principal efeito da resistência serie na curva I-V observado na Fig.27., é uma redução da inclinação da curva na região da tensão de circuito aberto [24].

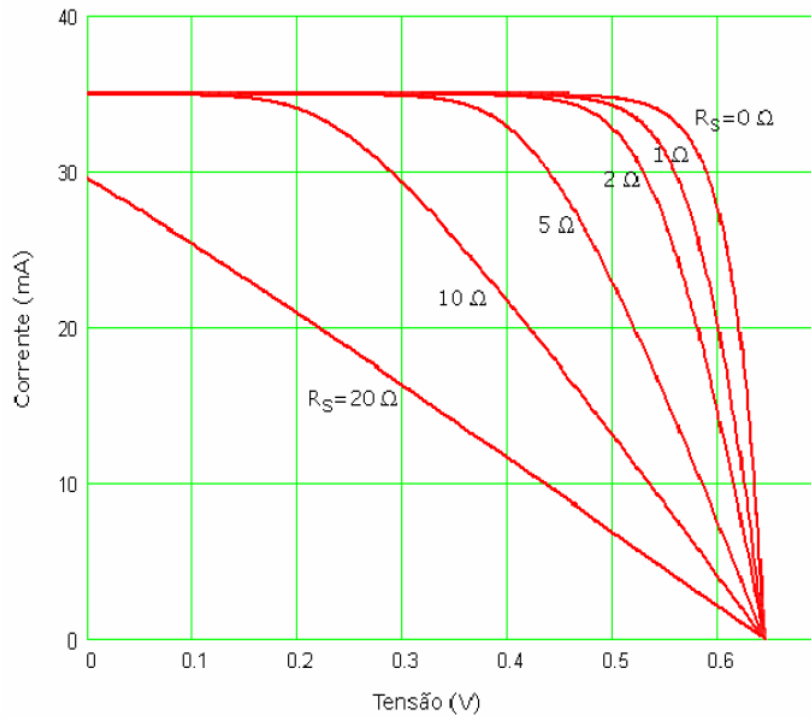


Fig.27. Efeito da variação da resistência serie na curva I-V [24,25].

Como já foi referido acima, a resistência paralela reúne num componente resistivo os diversos factores que originam fugas de corrente. Idealmente a resistência paralela seria infinita e o seu efeito na curva característica é uma redução da inclinação da curva na região da corrente de curto-circuito como pode ser observado na Fig.28. [25]

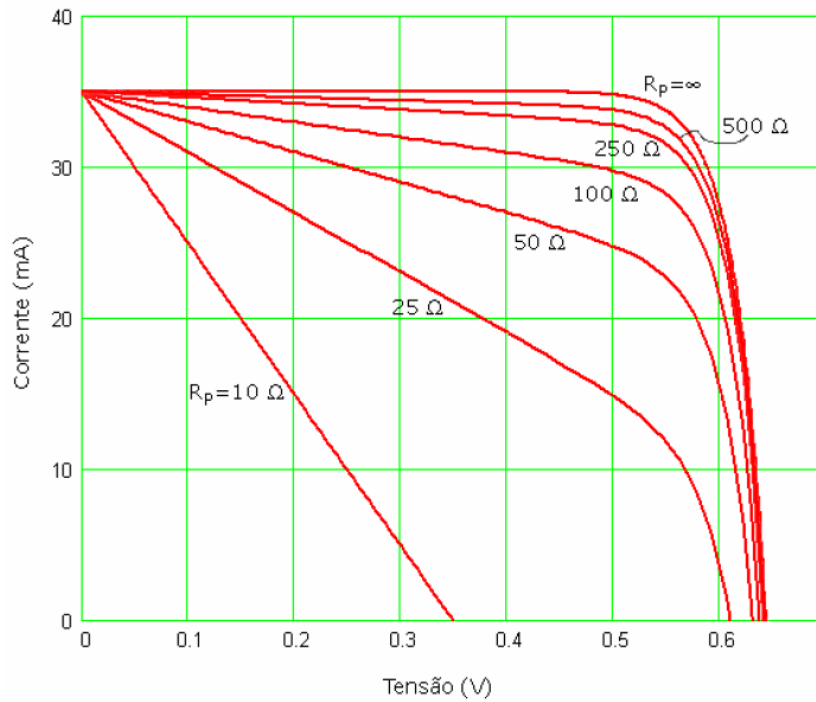


Fig.28. Efeito da variação da resistência paralela na curva I-V [24,25]

### 3.3.2 Curva de potência. Ponto de potência máxima

A região da curva característica compreendida entre  $I_{SC}$  e  $V_{oc}$  corresponde ao funcionamento da célula como gerador, para cada ponto da curva I-V, obtendo-se um valor de tensão e de corrente de trabalho, ou seja, uma potência ( $P=VI$ ), que se pode representar como mostra a Fig.29.[24].

Se a energia é dada a uma carga com resistência não nula, a potência entregue vem dada pelo produto atrás referido e existirá um ponto de funcionamento ( $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$ ) em que a potência entregue é máxima - ponto de máxima potência [24].

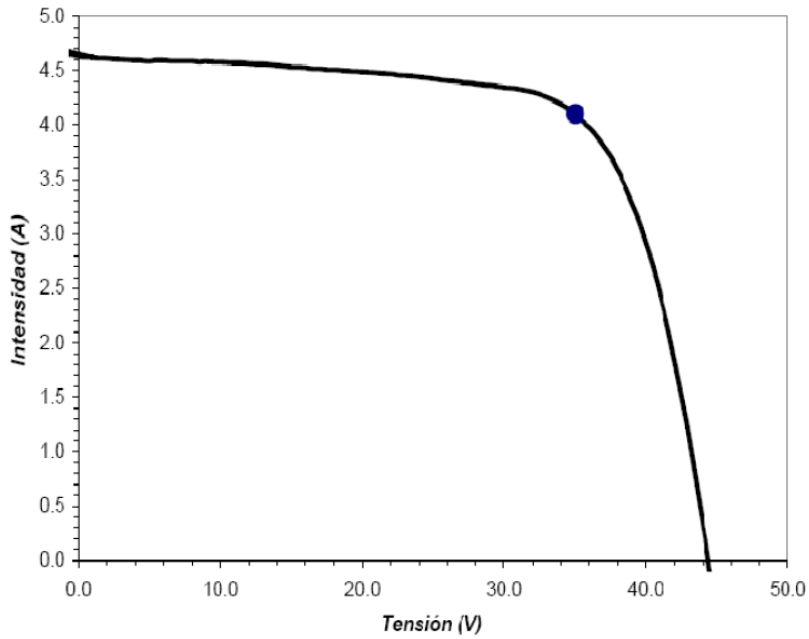


Fig. 29. Curva I-V e o ponto de máxima potência [24] .

### 3.3.3 Factor de forma

O produto  $I_{mpp} \cdot V_{mpp}$  que nos dá a potência máxima, vem representado na figura seguinte pela área do rectângulo a azul claro, que é obviamente menor que o rectângulo que representa o produto  $I_{sc} \cdot V_{oc}$ , sendo por tanto sempre menor que a unidade e vem dado pela equação (3.2) [24].

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (3.2)$$

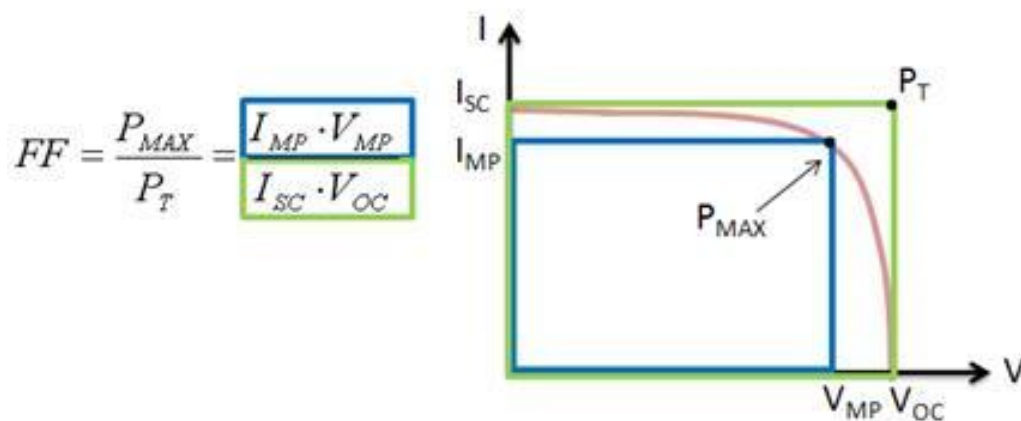


Fig.30.- Factor de forma de células fotovoltaicas. [24]

O factor de forma é um parâmetro de grande importância e de grande utilidade prática, pois é o indicador da qualidade das células. Para as células cristalinas solares, o factor de forma tem um valor que se situa entre 0,70 a 0,85 e para as células solares amorfas este valor situa-se entre 0,5 a 0,7. Fazendo uso da definição do factor de forma, a potência máxima entregue por uma célula é dada pela equação (3.3) [24].

$$P_{\max} = FF \times I_{sc} \times V_{oc} \quad (3.3)$$

### 3.3.4 Eficiência de conversão das células fotovoltaicas

A eficiência de conversão energética de uma célula solar define-se como sendo o quociente entre a máxima potência eléctrica que se pode entregar à carga e a potência da radiação,  $G$ , incidente sobre o dispositivo como demonstra a equação (3.4).

$$\eta = \frac{P_{\max}}{G} \quad (3.4)$$

Naturalmente, esta eficiência e a potência máxima obtêm-se unicamente se a resistência de carga é a adequada, dada por  $V_{mpp}/I_{mpp}$ . Por exemplo, quando se diz que uma célula comercial tem uma eficiência de 15% significa que, se tivéssemos uma superfície de célula de  $1\text{m}^2$  por cada  $100\text{W}/\text{m}^2$  de radiação incidente, obteríamos unicamente  $15\text{W}$  eléctricos [24].

### 3.3.5 Influência da temperatura

Da mesma maneira que em outros semicondutores, a temperatura é um factor muito importante na análise e caracterização de uma célula solar. Pode-se observar na Fig.31. que a corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente com a temperatura (quase não é perceptível na figura), mas aparece uma diminuição forte da tensão de circuito aberto, pelo que, o rendimento de uma célula decresce com a temperatura. Assim, este factor tem uma influência significativa na resposta eléctrica do módulo, tendo em conta que em aplicações terrestres as células solares podem chegar facilmente a  $70^\circ\text{C}$ , sendo assim importante modelizar bem os coeficientes de temperatura [24].

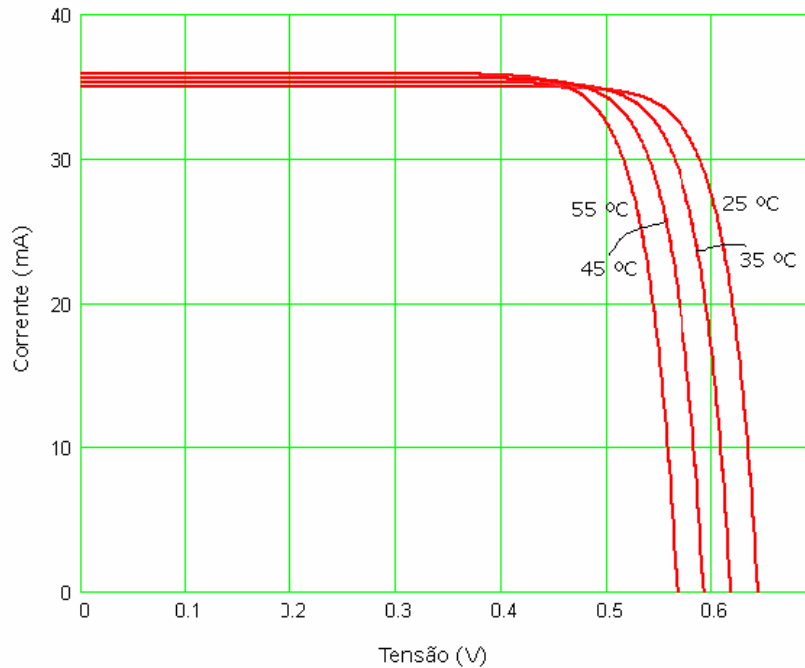


Fig.31. Efeito da temperatura na curva I-V [24,25]

### 3.3.6 Efeito sombra

Em condições de utilização real nem todas as células ligadas em série do módulo são expostas as mesmas condições climáticas e de irradiação. A acumulação de sujidade, excrementos de pássaros, obstrução por objectos (árvores, folhas, telhados), pode provocar que algumas células fiquem na sombra. Esta situação influencia significativamente a característica I - V do módulo. A introdução de uma célula com característica I - V diferente num módulo altera drasticamente o comportamento deste, tornando mais difícil a sua modelação [26].

A figura 2.13 ilustra o resultado de uma experiência realizada para obtenção da característica de um módulo com 35 células ligadas em série em condições de funcionamento normais, [26] uma das células sofre repentinamente uma diminuição de irradiação de 75%; verificou-se que a corrente através de cada uma das células se mantém inalterada.

As características do módulo são obtidas variando a corrente entre 0 e  $I_{cc}$  sendo as tensões para cada célula obtidas e depois somadas. Ao medir a corrente de curto-circuito da célula que se encontra na sombra obtêm-se a característica do módulo. Este valor de corrente corresponde no entanto a uma gama de valores de tensão muito mais baixa que a tensão de vazio do módulo ( $V_{ca}$ ). O ponto de funcionamento do módulo (1) é obtido pela soma da tensão da célula tapada (1a) com 35 vezes a soma da célula normal (1b). A redução sobre a potência produzida é drástica, de  $P_1 = 20,3 \text{ W}$  para  $P_2 = 6,3 \text{ W}$  que corresponde a uma queda de cerca de 70%, isto para uma área de módulo tapada de 2%; a célula tapada age como carga sobre o módulo, dissipando  $12,7 \text{ W}$  por

perdas térmicas, com valores de irradiação superiores existirá um aumento de potência dissipada pela célula o que pode provocar o seu sobreaquecimento e até a sua destruição[36].

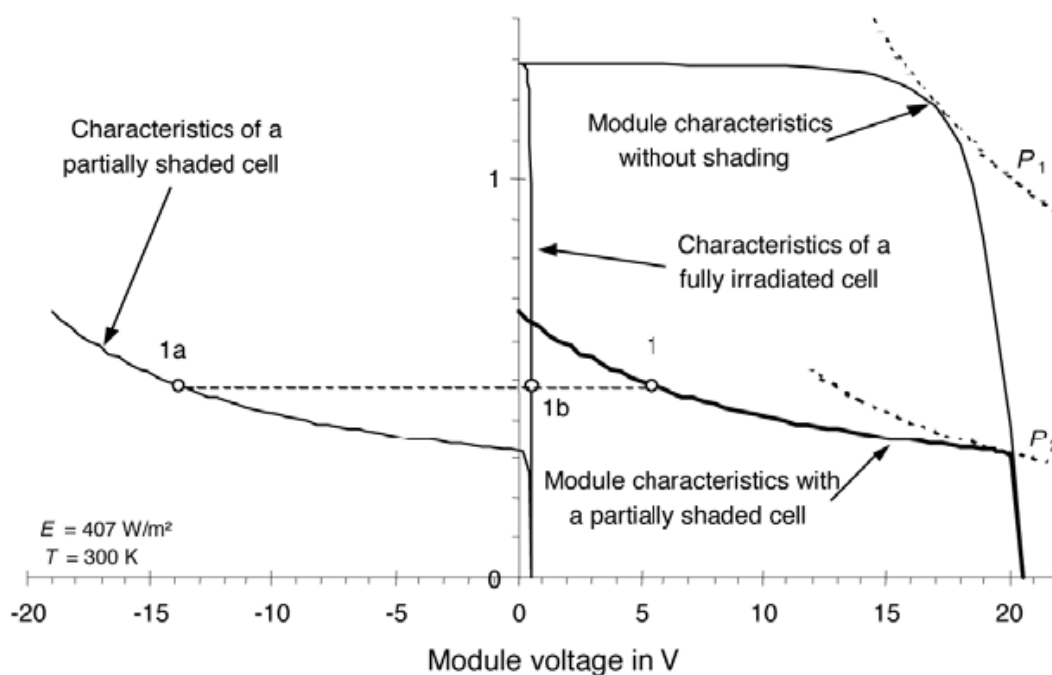


Fig.32. Características I- V de um módulo com uma célula coberta a 75% [26]

De modo a evitar os problemas térmicos e de perda de potência causados pelo efeito da sombra foram introduzidos díodos, “bypass”, em paralelo com cada célula, em condições de funcionamento normal estão desligados, mas quando a célula é tapada a corrente flui pelo diodo, efectivamente retirando a célula da série do módulo. A figura 2.14 mostra o efeito na curva I - V provocado pela introdução de um diodo em várias células. A introdução de um diodo por célula leva a uma menor perda de potência por parte do painel quando este tem algumas células sujeitas ao efeito de sombra[26].

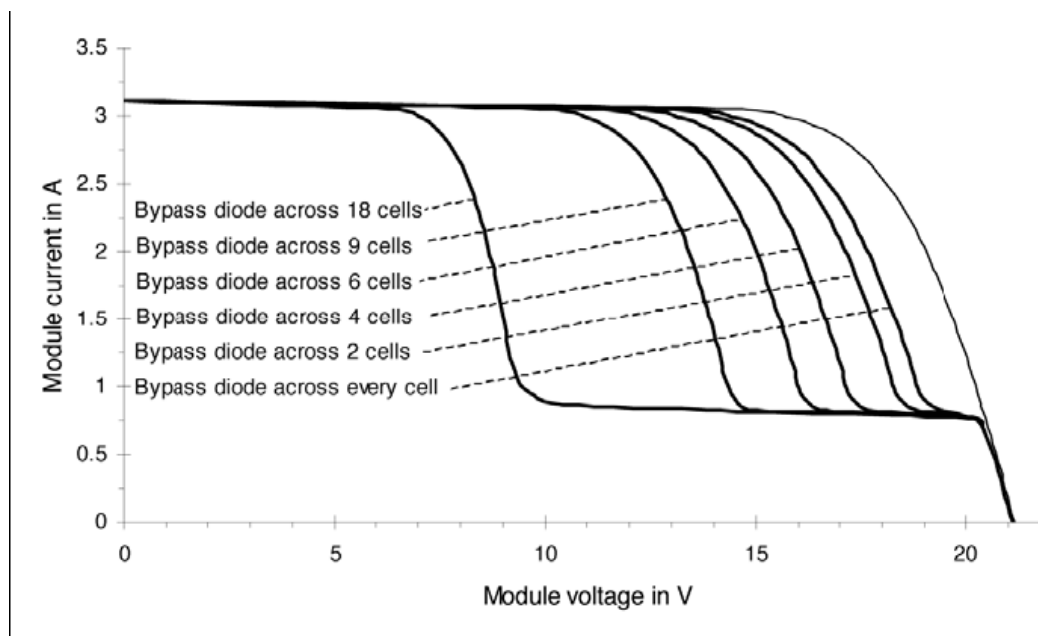


Fig.33. Efeito de várias combinações de díodos bypass na característica I - v de um módulo [26]

Na realidade a utilização de díodos de “bypass” faz-se em séries de células e não por célula, geralmente e dependendo da potência do módulo, (utilização de um ou dois díodos), estes encontram-se na caixa de junção do módulo solar. Esta solução é utilizada para reduzir os custos de cada módulo, visto que tecnologicamente não existe nenhum impedimento para a inclusão de um diodo por célula na construção do módulo sem prejuízo nas dimensões do mesmo, apenas razões económicas impedem a sua utilização em larga escala [26].

É interessante notar que o efeito da sombra não se faz sentir do mesmo modo sobre os diversos tipos de célula; devido às características do material, os módulos construídos com células de segunda geração (Silício amorfo) tem um desempenho superior às restantes tecnologias quando se encontram na sombra. A potência disponibilizada por estes módulos em condições normais é reduzida (30 a 60 Wp), se comparada com a potência de módulos cristalinos (100 a 220 Wp). Por outro lado, um valor baixo de corrente e uma tensão nominal bastante mais elevada permitem que o efeito da sombra seja menos acentuado nestes módulos [26].

A vantagem do silício amorfo em condições de céu nublado levou a introdução em 2008 de módulo solares híbridos Sanyo HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer - células de heterojunção com camada ultra fina intrínseca). Nestes módulos a célula é formada por uma camada fina de silício monocristalino tipo n que se encontra embutida entre duas camadas de silício amorfo ultra fino (thin film), tipo p e n. Este tipo de disposição cria efectivamente uma célula em tandem, com disposição consecutiva[26].

A Fig.34. Esquema de uma célula Hit [27] mostra o pormenor da célula HIT A marca dá um factor de conversão de 19,3% para a célula e de 17% para o módulo Sanyo HIP-215NHE5.

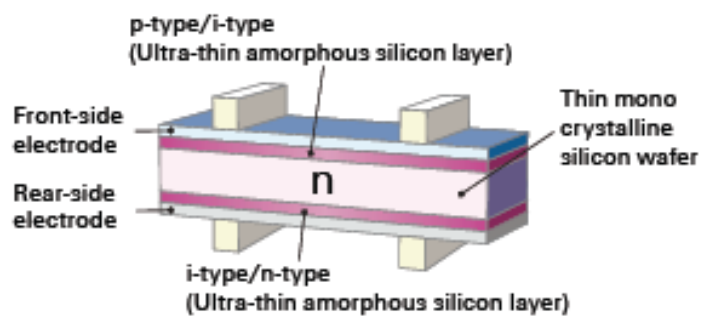


Fig.34. Esquema de uma célula Hit [27]

---

# CAPÍTULO

## 4

---

### Sistemas Fotovoltaicos

*Um sistema fotovoltaico é um conjunto integrado de módulos fotovoltaicos e outros componentes projectados de forma a converter energia solar em energia eléctrica. Neste capítulo são abordados os tipos de tecnologias e sistemas.*

## 4.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos

A agência internacional de energia classifica os sistemas fotovoltaicos pelos seguintes tipos de sistemas:

- Off-grid domestic (sistemas isolados domésticos): sistemas que fornecem energia eléctrica para iluminação, refrigeração e outras pequenas cargas em locais isolados. [25]
- Off-grid non-domestic (sistemas isolados não domésticos): sistemas que fornecem energia eléctrica a serviços, tais como, telecomunicações, bombagem de água, frigoríficos médicos, ajuda à navegação aérea e marítima, estações de recolha de dados meteorológicos, etc. [25]
- Grid-connected distributed (sistemas distribuídos ligados a rede): sistemas que fornecem energia eléctrica a edifícios (comerciais, habitacionais ou industriais) sendo a energia eléctrica produzida em excesso enviada para a rede [25].
- Grid-connected centralized (sistemas centralizados ligados a rede): sistemas que fornecem exclusivamente energia eléctrica a rede [25].

## 4.2 Componentes dos sistemas fotovoltaicos microprodutores

Em Portugal através do quadro de microprodução, é possível vender a rede a totalidade da energia produzida. No regime especial é aplicada uma tarifa bonificada até uma potência máxima de 3,68Kwp para sistemas Grid-connected centralized . Estes sistemas têm 3 ou 4 componentes essenciais, são eles os painéis fotovoltaicos, o inversor, o contador e em certos casos o seguidor que pode ser de um ou dois eixos.



Fig.35. Esquema de um sistema Fotovoltaico Microprodutor [29]

Os painéis Fotovoltaicos são agrupados em serie e/ou paralelo gerando uma corrente continua. O inversor vai converter a corrente contínua proveniente dos painéis fotovoltaicos em corrente alterna.

#### 4.2.1 Gerador Fotovoltaico

De forma a obtermos um gerador fotovoltaico temos que associar os módulos em serie e em paralelo de forma a obtermos a tensão de funcionamento e potência de pico desejadas.

Estes devem ser ligados em serie, constituindo uma serie, ou ramo do gerador ("String"), sendo o numero de módulos por ramo determinado pela sua tensão nominal e pela tensão de funcionamento em c.c pretendida. Os vários ramos são depois ligados em paralelo de forma a potência requerida do gerador.

O gerador fotovoltaico integra também doídos de protecção "bypass" que protegem os módulos ou grupos de módulos contra sobreaquecimentos, que podem ocorrer quando existem desequilíbrios entre as curvas características, resultantes esses desequilíbrios por exemplo de sombreamentos parciais do gerador.

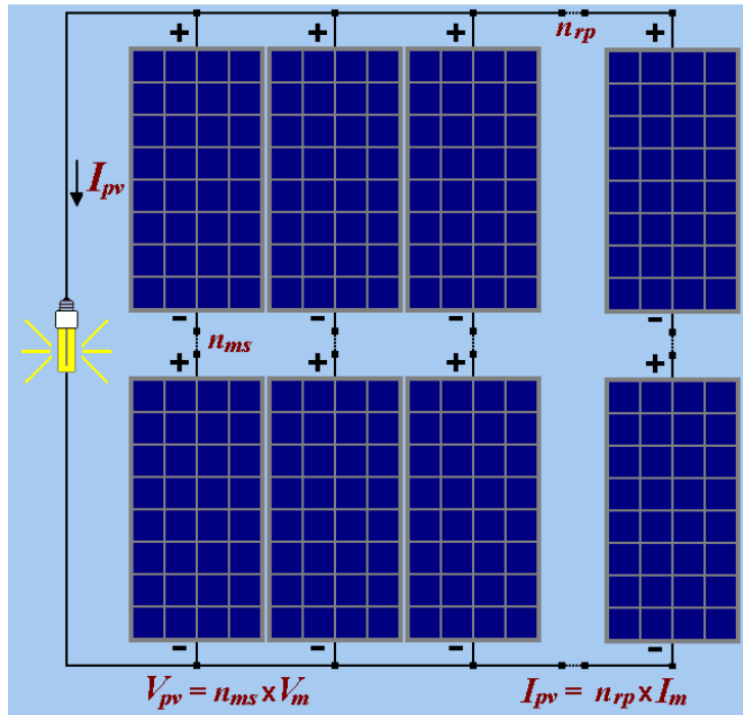


Fig.36. Gerador fotovoltaico constituído por  $n_{rp}$  ramos de módulos ligados em paralelo, com  $n_{ms}$  módulos ligados em serie em cada um. [29]

A configuração final do gerador fotovoltaico, ou seja o numero de módulos em serie e em paralelo adoptada como se pode ver na Fig.36., resulta sempre de um compromisso entre as características técnicas do inversor, as características técnicas dos módulos, a potência de pico pretendida e até á área disponível para a instalação dos módulos [29].

#### 4.2.2 Inversor

Inversores são conversores electrónicos de potência, que permitem transformar a energia eléctrica em corrente continua, produzida pelo gerador fotovoltaico, em energia eléctrica em corrente alternada, de modo a permitir a entrega da energia produzida á rede publica. Na Europa, os inversores convertem a c.c. para a tensão e frequência nominais da rede pública de baixa tensão, respectivamente 230V e 50Hz [29].

Actualmente os inversores existentes no mercado produzem uma onda sinusoidal e podem ser de dois tipos: auto-comutados, para sistemas fotovoltaicos isolados e comutados pela rede, para sistemas ligados a rede eléctrica ou geradores que produzam corrente alternada. Nos inversores comutados á rede existem no mercado inversores sem transformador, e portanto sem isolamento galvânico entre os circuitos c.c. e de c.a., e inversores com transformador e isolamento galvânico [29].

Para permitir o correcto funcionamento do MPPT integrado nos inversores, destinados a ser ligados à rede pública, deve procurar-se que cada inversor esteja ligado a um conjunto de módulos orientados e montados em estruturas que permitam que, todos os módulos funcionem sempre nas mesmas condições de irradiância solar e de temperatura das células. Os inversores asseguram também o interface entre as centrais fotovoltaicas e a rede pública, pelo que estão sujeitos a requisitos específicos em termos de qualidade e segurança da energia entregue a rede [29].

#### 4.2.2.1 Seguidor do ponto de máxima potência (MPPT)

Este sistema vem em geral acoplado aos inversores utilizados nos sistemas ligados a rede eléctrica, este sistema tem como objectivo maximizar a potência entregue a rede e consequentemente aumentar também o valor da remuneração mensal pela energia fornecida a rede eléctrica.

Estes sistemas, são conversores de corrente contínua - corrente contínua que obrigam o gerador fotovoltaico, a funcionar a uma tensão próxima da tensão correspondente ao ponto de máxima potência na curva característica, que corresponde em cada momento as condições de temperatura das células nos módulos e da irradiância solar incidente, aumentando o rendimento do gerador ver Fig.34. Basicamente utilizam algoritmos que procuram o ponto máximo da curva de potência produzida pelo gerador fotovoltaico em função da tensão aplicada aos módulos através de métodos iterativos. Habitualmente estes dispositivos são conhecidos pela sigla MPPT, que resulta da designação em língua inglesa Maximum Power Point Tracker[19].Esses pontos são evidenciados na Fig.37. com pontos a verde, como se verifica o MPPT varia consoante a produção do sistema.

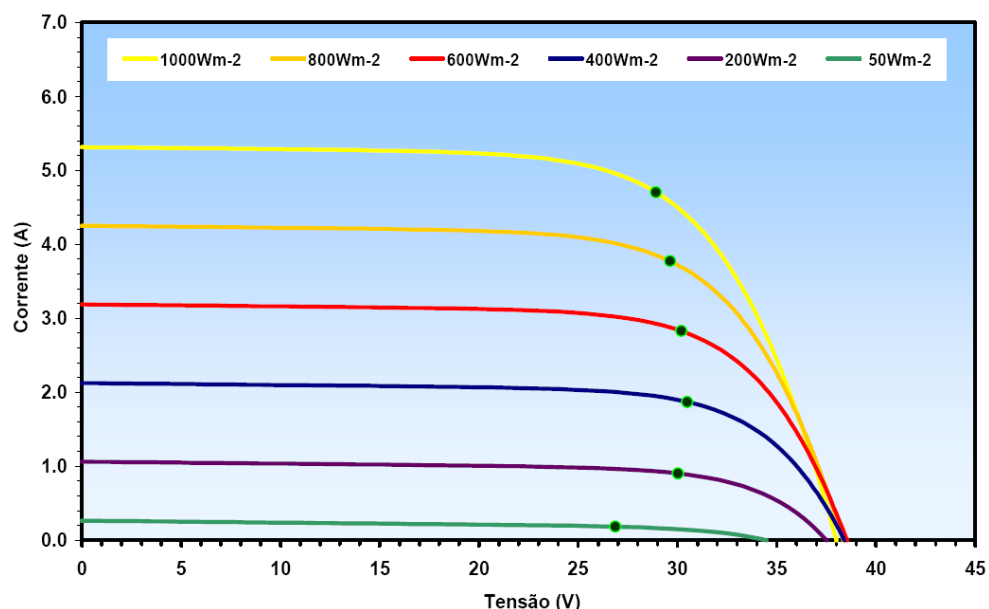


Fig.37. Curvas características de um módulo, e os respectivos pontos de potência máxima para várias irradiâncias à temperatura de 20°C. [29]

---

# CAPÍTULO

## 5

---

### **Sistemas fotovoltaicos -Dados e Métodos de avaliação**

*Neste Capítulo são apresentados os dados dos Sistemas Fotovoltaicos em estudo, como orientação, inclinação, potência instalada, etc. Assim como dos seus componentes mais importantes, como o Inversor e os painéis.*

*São também, apresentados alguns métodos de avaliação dos sistemas em estudo como o índice de performance, e o Rendimento do sistema.*

## 5.1 Sistemas fotovoltaicos em estudo

Na Tabela.4. encontram-se as principais características dos sistemas fotovoltaicos em estudo.

Tabela.4. Principais características dos sistemas Fotovoltaicos em estudo.

Nº do sistema	Local	Tipo de inversor	Tipo de módulo	Nº de painéis	Potência instalada	Seguidor	Ângulo Azimute	Inclinação
1*	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	40°	5°
2	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	0°	30°
3**	Guarda	A	A	24	3.72 kw	Não	0°	30°
4	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	0°	30°
5	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	30°	15°
6***	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	30°	15°
7	Aldeia Viçosa	A	A	24	3.72 kw	Não	10°	30°
8	Covilhã	A	A	24	3.72 kw	Não	0°	30°
9****	Covilhã	B	A	24	3.72 kw	Não	0°	30°
10*****	Covilhã	C	A	24	3.72 kw	Não	10°	30°
11	Covilhã	C	A	24	3.72 kw	Não	0°	15°
12	Capinha	C	B	18	3.96 kw	Não	45°	20°
13	Oliveira do hospital	B	B	18	3.96 kw	Não	0°	30°
14	Guarda	C	B	18	3.96 kw	Não	0°	30°
15*****	Sabugal	B	B	18	3.96 kw	Não	10°	15°
16	Tortosendo	A	C	18	4.14 kw	Sim	---	---

\*O sistema apresenta sombreamento de um edifício.

\*\* O sistema apresenta sombreamento de uma árvore.

\*\*\*O sistema apresenta seis painéis com um azimute de -60°.

\*\*\*\*O sistema apresenta sombreamento de uma chaminé.

\*\*\*\*\*O sistema apresenta muito sombreamento de uma montanha a sul.

\*\*\*\*\*O sistema apresenta sombreamento de uma montanha a sul.

## 5.1.1 Inversores

Na Tabela.4 estão discriminados dois tipos de inversores, A e B nos pontos 5.1.1.1e 5.1.1.2 encontram-se descritas as características principais dos mesmos.

### 5.1.1.1 Inversor A

- SUNNY BOY 3800



Fig.38. Inversor Sunny Boy 3800 [30]

Dados técnicos:

Tabela.5. Características Inversor Sunny boy 3800 [30]

Entrada(DC)	
Potência Máxima [W]	4040
Tensão máxima [V]	500
Domínio da tensão fotovoltaica MPPT [v]	200-400
Corrente máxima [A]	20
Nº máximo de Strings	3
Saída	
Potência nominal [W]	3680
Tensão nominal (amplitude) [V]	220-240
Corrente nominal [A]	16
Rendimento	
Rendimento máximo [%]	95.6
Euro-eta [%]	94.7

### 5.1.1.2 Inversor B e C

- Ingecon Sun 3.68TI /3.45 TL

Estes dois inversores são em tudo idênticos excepto na potência nominal de saída.



Fig.39. Inversor Ingcon [31]

Dados técnicos:

Tabela.6. Características do Inversor ingecon 3.68TL /3.45TL [31]

Entrada (DC)	
Potência Máxima [W]	4800
Tensão máxima [V]	450
Domínio da tensão fotovoltaica MPPT [v]	125-450
Corrente máxima [A]	22
Nº máximo de Strings	4
Saída	
Potência nominal [W]	3680/3450
Tensão nominal (amplitude) [V]	220-240
Corrente nominal [A]	17
Rendimento	
Rendimento máximo [%]	96.8
Euro-eta [%]	95.2

## 5.1.2 Painéis utilizados

Na Tabela.4 encontram-se discriminados 3 tipos de painéis fotovoltaicos , nos pontos 5.1.2.1 , 5.1.2.2 e 5.1.2.3 encontram-se as principais características desses painéis fotovoltaicos. Os painéis A e B utilizam a tecnologia de Silício policristalino, enquanto o painel C utiliza a tecnologia de Silício Monocristalino.

### 5.1.2.1 Painel A

- STC 155-34M5-P

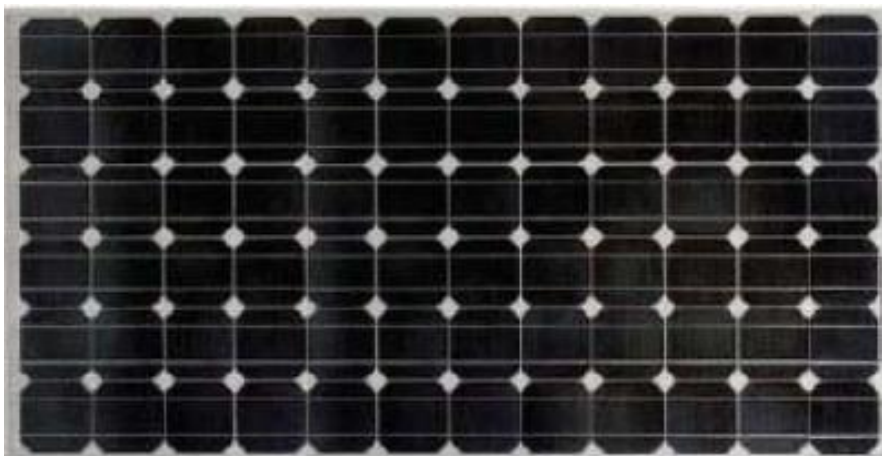


Fig.40. Painel Fotovoltaico STC 155-34M5-P [32]

#### Dados técnicos:

Tabela.7.Características do painel fotovoltaico STC 155-34M5-P [32]

Potência Máxima (Pmax)[W]	155
Tensão á máxima Potência (Vpm) [V]	34
Corrente á máxima potência (Ipm) [A]	4.43
Tensão de circuito aberto (Voc) [V]	43
Corrente de curto-circuito (Isc) [A]	5,01
Tolerância no Output [%]	+5/-5
Coefficiente de temperatura á Pmax [%/°C]	-0.44
Coefficiente de temperatura á Voc [%/°C]	-0.37
Coefficiente de temperatura á Isc [%/°C]	0.08
Dimensões [mm]	1576 x 827

### 5.1.2.2 Painel B

- Fluitecnik FTS-220P



Fig.40. Painel Fotovoltaico FTS-220P [33]

#### Dados técnicos:

Tabela.8.Características do painel fotovoltaico FTS-220P [33]

Potência Máxima (Pmax)[W]	220
Tensão á máxima Potência (Vpm) [V]	28.5
Corrente á máxima potência (Ipm) [A]	7.72
Tensão de circuito aberto (Voc) [V]	36.77
Corrente de curto-circuito (Isc) [A]	8.37
Tolerância no Output [%]	+3/-3
Coeficiente de temperatura á Pmax [%/°C]	-0.49
Coeficiente de temperatura á Voc [V/°C]	-0.33
Coeficiente de temperatura á Isc [A/°C]	0.04
Dimensões [mm]	1653 x 980

### 5.1.2.3 Painel C

- Sanyo Hip 230 hde1

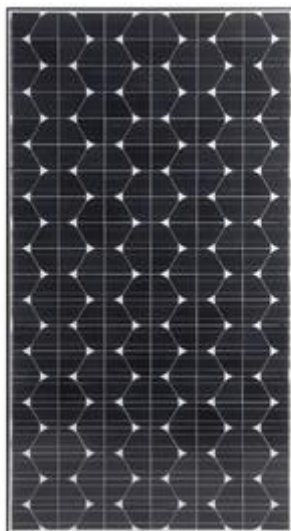


Fig.42. Painel Fotovoltaico Hip 230 hde1 [27]

#### Dados técnicos:

Tabela.9. Características do painel fotovoltaico HIP 230 hde1 [27]

Potência Máxima (Pmax)[W]	230
Tensão á máxima Potência (Vpm) [V]	34.3
Corrente á máxima potência (Ipm) [A]	6.71
Tensão de circuito aberto (Voc) [V]	42.3
Corrente de curto-circuito (Isc) [A]	7.22
Tolerância no Output [%]	+10/-5
Coeficiente de temperatura á Pmax [%/°C]	-0.44
Coeficiente de temperatura á Voc [V/°C]	-0.106
Coeficiente de temperatura á Isc [A/°C]	2.17
Dimensões [mm]	1610 x 861

## 5.2 Dados de produção dos sistemas em estudo

Na Tabela.10., encontram-se os resultados da produção de energia eléctrica por parte dos sistemas fotovoltaicos em estudo, ao longo do ano de 2009, estes valores são a base do estudo desta dissertação.

Tabela.10. Produção no ano de 2009 dos sistemas em estudo

Sistema	Produção anual [KW]
1	4886.9
2	5078.9
3	5114.4
4	4994.1
5	4912.7
6	4141
7	4123
8	4322.6
9	4701.6
10	2079
11	4937
12	5762
13	4743
14	5098
15	5204
16	8800

## 5.3 Métodos de avaliação

### 5.3.1 Índice de performance

De forma a poderem ser analisados os sistemas foram calculados, alguns índices de performance dos sistemas em estudo, conforme estipula a norma IEC 61724:1998 [34], a partir dos seguintes dados .

- Energia entregue a rede em Corrente alterna ( $E_{ca}$ ) expressa em [KWh]
- Irradiação incidente no plano dos módulos ( $H_i$ ) expressa em [KWh/m<sup>2</sup>]
- Potência de pico Instalada nos Sistemas fotovoltaicos em estudo(  $P_p$ )

Recorrendo a metodologia apresentada na mesma norma, recorre-se a valores normalizados destas grandezas para, que seja possível comparar os sistemas em estudo, com diferentes potências de pico, diferentes tecnologias e em localizações diferentes. Para tal foram calculadas as taxas de desempenho, Performance Ratio, dos vários sistemas em estudo. Este índice vai permitir comparar a performance de diferentes sistemas fotovoltaicos com diferentes configurações e localizações.

O  $Y_f$  índice de energia final, é equivalente ao número de horas, num dado período que um sistema fotovoltaico funcionou a potência pico nominal, é dado pela razão entre a energia útil, neste caso a entregue a rede, e a potência pico instalada.

$$Y_f = \frac{E_{ca}}{P_p} \quad (5.1)$$

O  $Y_R$  índice de referencia, número equivalente de horas num dado período em que o sistema fotovoltaico recebeu a irradiância de referencia, dado pela razão entre irradiância solar incidente e Irradiância de referencia.  $G_{i\text{ref}}=1000\text{W}/\text{m}^2$ .

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{i\text{ref}}} \quad (5.2)$$

O índice de desempenho (Performance ratio) PR, é dada pela razão entre o índice de energia final e o índice de referência.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} \quad (5.3)$$

Um sistema fotovoltaico pode ter índice de desempenho igual a 1 para que isso aconteça é necessário que o rendimento médio dos módulos seja igual ao medido nas condições STC, e que não existam quaisquer perdas nos cabos, no inversor, etc. Quanto menores as perdas nos componentes do sistema e menor a temperatura de funcionamento dos módulos, maior será o índice de desempenho. Sistemas fotovoltaicos com os mesmos componentes, em localizações diferentes, podem ter índices de performance diferentes, porque o índice de energia final ( $Y_f$ ) depende da radiação incidente no plano dos módulos e da temperatura ambiente que vai influenciar a temperatura dos módulos.

### 5.3.1 Rendimento Global

O rendimento global dos sistemas fotovoltaicos é influenciado por diversos factores, sendo a maior parte desses factores não lineares, e desta forma não podem ser fornecidos como especificação do

fabricante. Por exemplo o rendimento dos módulos fotovoltaicos, é dado sob condições padrão de ensaio que têm que ser criadas para que seja possível ao comprador comparar.

Devido a impossibilidades de colocar os sistemas em estudo sob condições padrão, para a averiguação do seu rendimento, o mesmo foi calculado pela razão entre a potência produzida e o produto da área dos módulos pela radiação global, como apresenta a equação em baixo.

$$\eta_{\text{sistema}} [\%] = \frac{100 \times \text{Potência Produzida}}{\text{Área dos módulos} \times \text{Radiação global}} \quad (5.4)$$

---

# CAPÍTULO

## 6

---

### **Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**

*Os programas de simulação de sistemas fotovoltaicos utilizam modelos de fluxo energético para demonstrarem a interação dos componentes de um sistema fotovoltaico. Encontra-se disponível uma grande variedade de programas de simulação e dimensionamento, tendo eles diferentes metodologias. Neste capítulo são descritos de forma não muito exaustiva alguns programas de simulação e dimensionamento, que foram utilizados, para obter simulações das instalações em estudo.*

## 6.1 SUNNY DESIGN

O SUNNY DESIGN foi desenvolvido pela SMA um fabricante de inversores. Este programa oferece ao utilizador um interface de utilização amigável. O software oferece uma base de dados de painéis fotovoltaicos vasta, quanto aos inversores apenas apresenta os da SMA. Este software é de utilização gratuita [35].

Tabela.11. Resultados da simulação no programa SUNNY DESIGN , para os vários sistemas em estudo.

<b>Sistema</b>	<b>Estimativa de produção anual [KW]</b>
1	5006
2	5409
3	5409
4	5409
5	5226
6	5226
7	5065
8	5410
9	5410
10	5398
11	5293
12	5413
13	5613
14	5613
15	5524
16	7476

## 6.2 PVSYST

O PVSYST foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova, permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio preliminar de representação até um sistema detalhado de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que tem em conta as limitações do horizonte e de objectos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos. O software permite importar dados dos programas Meteonorm e TMY2, o que facilita a comparação dos valores simulados com valores medidos. Neste trabalho foi utilizada uma versão trial de 15 dias deste software, visto a versão completa não ser freeware[36].

Na opção preliminar, o programa não dispõe da opção de seguidor solar. A Tabela.12 apresenta os resultados da simulação dos sistemas em estudo, no programa PVSIST, escolhendo a opção de simulação preliminar.

Tabela.12. Resultados da simulação no programa PVSYST na simulação preliminar.

<b>Sistema</b>	<b>Estimativa de produção anual [KW]</b>
1	4864
2	5299
3	5299
4	5299
5	5085
6	5085
7	5283
8	5299
9	5299
10	5287
11	5155
12	5451
13	5728
14	5728
15	5564
16	6014

A Tabela.13 apresenta os resultados da simulação detalhada dos sistemas no programa PVSYST.

Tabela.13. Resultados da simulação no programa PVSYST na simulação detalhada.

<b>Sistema</b>	<b>Estimativa de produção anual [KW]</b>
1	4724
2	5187
3	5187
4	5187
5	4940
6	4940
7	5166
8	5187
9	5224
10	5202
11	5075
12	5261
13	5584
14	5584
15	5408
16	8164

### 6.3 PVGIS

O PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) é um website criado pela comunidade europeia, para ser utilizado como instrumento de apoio a políticas de introdução das energias renováveis, e também para a avaliação dos recursos solares europeus. Este site permite também a simulação da produção de instalações fotovoltaicas [3].

Na Tabela.14 encontram-se os resultados das simulações dos vários sistemas fotovoltaicos em estudo, realizadas no programa PVGIS.

Tabela.14. Resultados da simulação no programa PVGIS.

<b>Sistema</b>	<b>Estimativa de produção anual [KW]</b>
1	4553
2	5018
3	5018
4	5018
5	4744
6	4744
7	4974
8	5018
9	5018
10	4474
11	4862
12	4967
13	5342
14	5342
15	5148
16	7166

---

# CAPÍTULO

## 7

---

### Resultados e Discussão

*Neste capítulo são apresentados os resultados provenientes dos dados tratados, e das análises realizadas aos 16 sistemas em estudo. Esses resultados são também comparados analisados e discutidos.*

## 7.1 Radiação

O gráfico da Fig.41. permite-nos ter uma ideia da, da radiação global ao longo do país durante o ano de 2009, estes dados forma obtidos nas estações meteorológicas do instituto de meteorologia instaladas nas localizações descritas na legenda do gráfico.

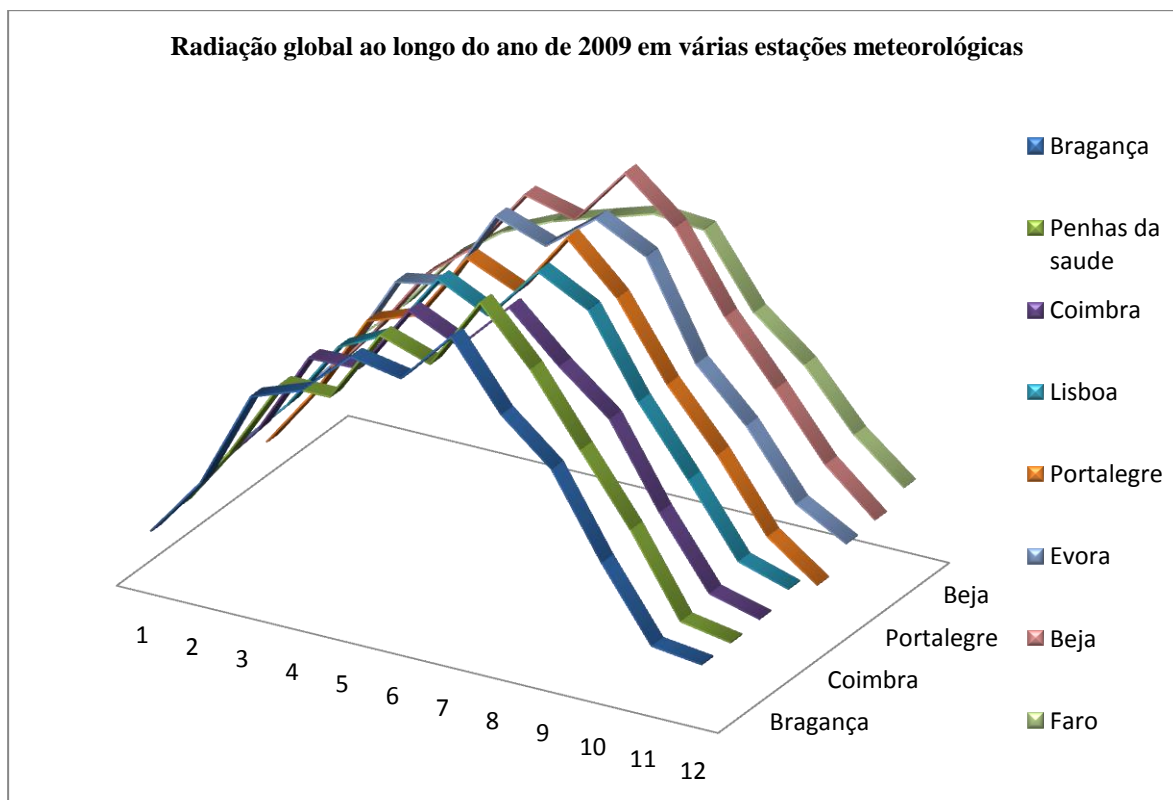


Fig.41. Radiação global ao longo do ano de 2009 em várias estações meteorológicas

Ao observamos o gráfico apercebemo-nos de uma certa tendência das curvas, excepto na curva de faro, que não apresenta picos tão evidenciados nos meses de verão como acontece nas restantes curvas.

O pico máximo de radiação aconteceu no mês de Julho e o pico mínimo durante os meses de Janeiro e Dezembro.

A estação de Beja foi a que registou valores de radiação global mais elevados, durante o 2º e 3º trimestre do ano, enquanto a estação de Faro obteve os valores mais elevados de radiação durante o 1º e 4º trimestre.

Os valores de radiação incidente são normalmente registados no plano horizontal. No entanto para maximizar a radiação solar incidente sobre os painéis, é necessário inclinar os painéis fotovoltaicos.

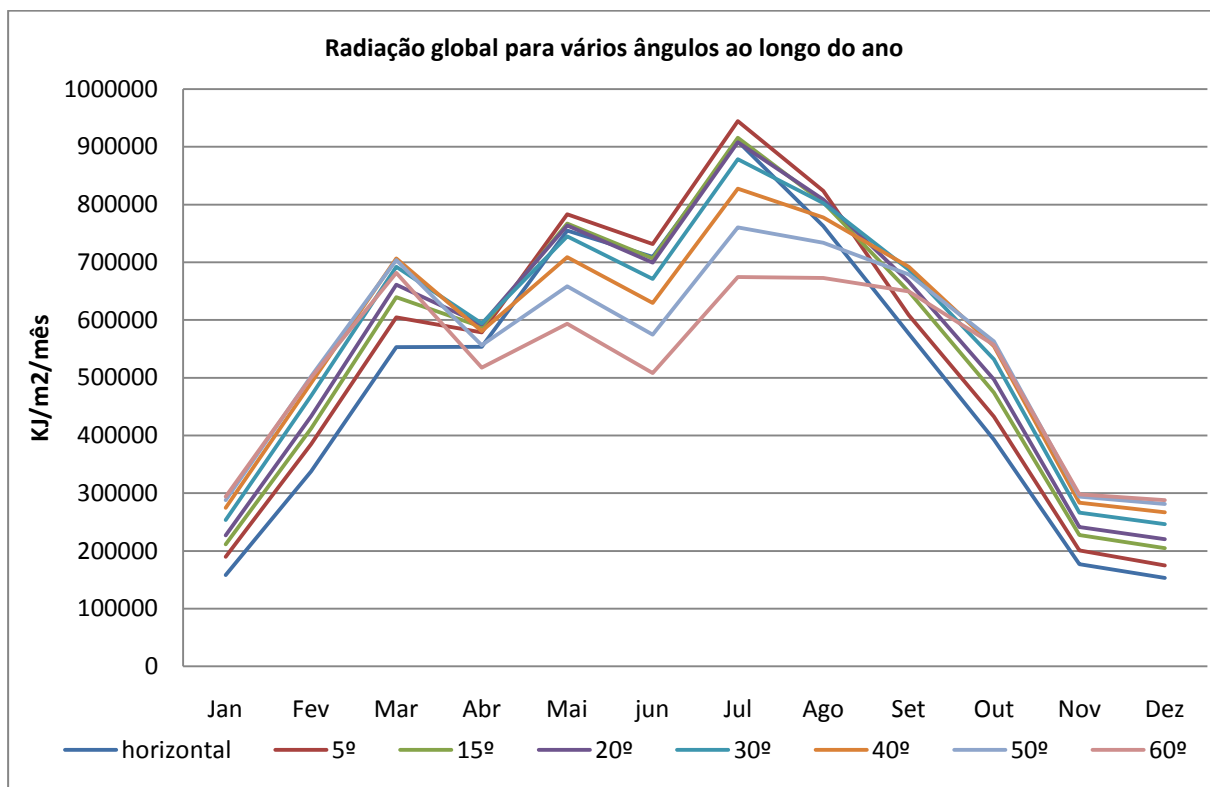


Fig.42. Radiação global para vários ângulos ao longo do ano.

A inclinação dos painéis dos sistemas fotovoltaicos têm uma influência grande na produção do mesmo, como se pode verificar pelo gráfico da Fig.42. Os dados deste gráfico foram obtidos na estação meteorológica das Penhas da Saúde, durante o ano de 2009 no plano horizontal. Com recurso aos dados do PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), foram criados factores de conversão, para obter os valores de radiação incidente para as várias inclinações apresentados no gráfico da Fig.42.

A inclinação de 60° tem uma produção mais elevada, em relação as outras inclinações durante o primeiro e o ultimo trimestre do ano enquanto que as inclinações entre os 5 e os 15° têm uma produção melhor durante o segundo e o terceiro trimestres do ano.

Mudar a inclinação dos sistemas fotovoltaicos, duas vezes por ano, pode por vezes ser uma forma simples de incrementar bastante a produção do sistema.

No caso dos sistemas fixos, a inclinação que maximiza a radiação solar incidente no sistema deverá ser aproximadamente igual a latitude da localização do sistema.

Todos os sistemas fixos localizados no hemisfério norte, deverão ter um azimute de 0°, isto é estarem orientados para o sul geográfico.

Tabela.15.Valores anuais de radiação incidente para sistemas orientados a sul com vários ângulos e sistemas com seguidor de 2 eixos.

Ângulo	5°	15°	20°	30°	40°	50°	60°	Seguidor
Radiação Global [kWh/m2]	1794	1834	1866	1899	1887	1832	1731	2517

A análise dos resultados da Tabela.15. mostra que a instalação de sistemas fotovoltaicos mais favorável, em termos de captação anual da radiação global corresponde a uma inclinação de 30° para sistemas orientados a sul. Verifica-se também que a utilização de um seguidor solar de 2 eixos em vez de utilizar uma instalação fixa orientada a sul com uma inclinação de 30°, aumenta em cerca de 33% a radiação incidente no sistema.

## 7.2 Produção

Os resultados da produção real dos sistemas fotovoltaicos em estudo são apresentados no gráfico da Fig.43. O sistema 16 destaca-se dos outros por apresentar a produção mais elevada, como seria de esperar pois este sistemas é o único a ter um seguidor solar, que faz com que a radiação incidente no mesmo seja mais elevada como se pode verificar pela Tabela.15. .

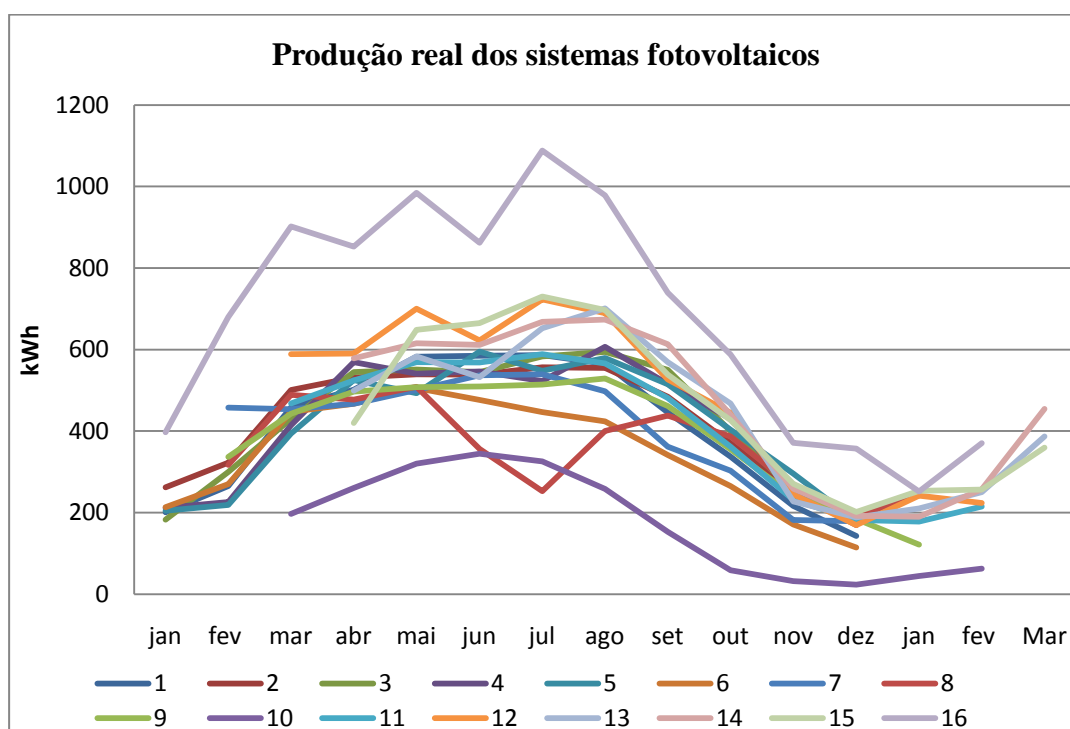


Fig.43.Produção real dos 16 sistemas ao longo do ano

O sistema 10 também se destaca dos outros sistemas, mas neste caso por ter a produção mais baixa de todos os sistemas. Ao observarmos os meses de verão, nota-se que o sistema 8 tem uma quebra acentuada de produção durante esta estação do ano.

Os seis módulos com um ângulo azimutal de 60° do sistema 6 fazem com que este baixe a sua produção nos segundo trimestre do ano .

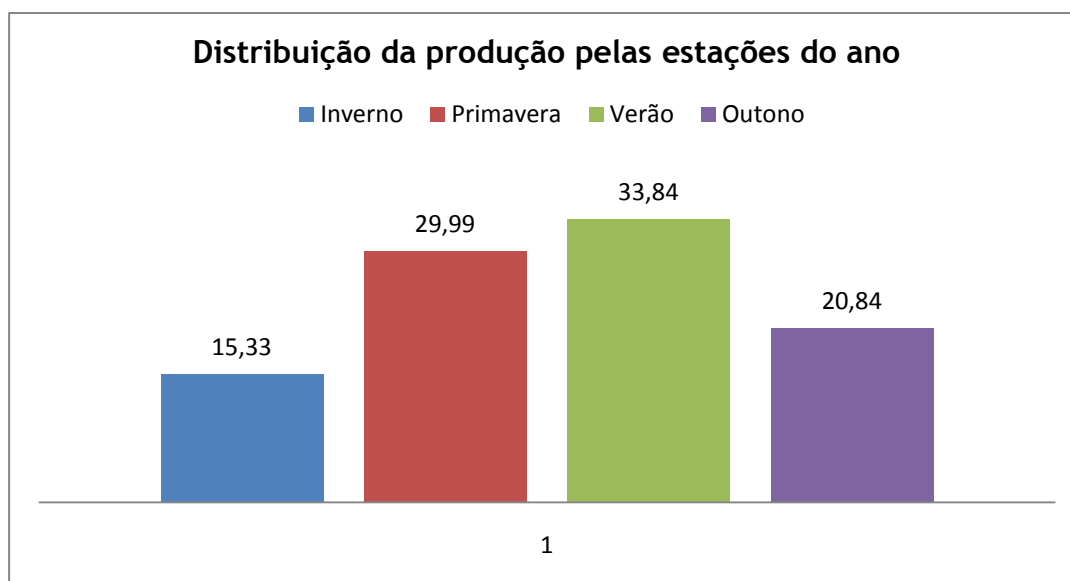


Fig.44. % de produção dos sistemas por estação do ano

Analisamos a produção dos sistemas, durante as quatro estações do ano, e como demonstra o gráfico da Fig.44. verifica-se que quase 2/3 da produção anual dos sistemas fotovoltaicos é realizada durante a Primavera e o Verão . O inverno ,é estação do ano em que os sistemas vão produzir menos.

### 7.3 Índices

Com recurso as equações (5.1), (5.2) e (5.3) foram calculados o índice de Energia final ( $Y_f$ ), o índice de referencia (YR) e o índice de performance (PR), respectivamente, para os 16 sistemas em estudo. Os resultados cálculos desses índices são apresentados na Tabela.16.

Tabela.16. Índice de performance dos sistemas fotovoltaicos em estudo.

Sistema	$E_{ca}$ [KWh]	$P_p$ [kWh]	$H_i$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$Y_f$ [h]	$Y_R$ [h]	PR
1	4886,98	3,72	1651,98	1313,70	1651,98	0,80
2	5078,90	3,72	1817,29	1365,30	1817,29	0,75
3	5114,41	3,72	1817,29	1374,84	1817,29	0,76
4	4994,15	3,72	1817,29	1342,51	1817,29	0,74
5	4912,71	3,72	1732,08	1320,62	1732,08	0,76
6	4141,00	3,72	1732,08	1113,17	1732,08	0,64
7	4665,00	3,72	1810,10	1231,18	1810,10	0,69
8	4322,58	3,72	1723,52	1161,98	1723,52	0,67
9	4701,63	3,72	1815,42	1263,88	1815,42	0,70
10	2079,00	3,72	1772,89	558,87	1772,89	0,32
11	4932,00	3,72	1725,41	1325,81	1725,41	0,77
12	5762,00	3,96	1678,97	1455,05	1678,97	0,87
13	5267,00	3,96	1748,01	1330,05	1748,01	0,76
14	5552,00	3,96	1751,09	1402,02	1751,09	0,80
15	5468,00	3,96	1690,57	1380,81	1690,57	0,82
16	8800,00	4,14	2528,67	2125,60	2528,67	0,84

### 7.3.1 Índice de Referencia ( $Y_R$ ) e índice de energia final ( $Y_f$ )

O  $Y_R$  é equivalente ao numero de horas num dado período em que o sistema fotovoltaico recebeu a irradiância de referencia, dado pela razão entre irradiação solar incidente e Irradiância de referencia. . Como a Irradiância de referencia  $G_{i\ ref}=1kW/m^2$ . O  $Y_R$  é numericamente igual a  $H_i$  . Este índice normaliza a radiação incidente nos sistemas.

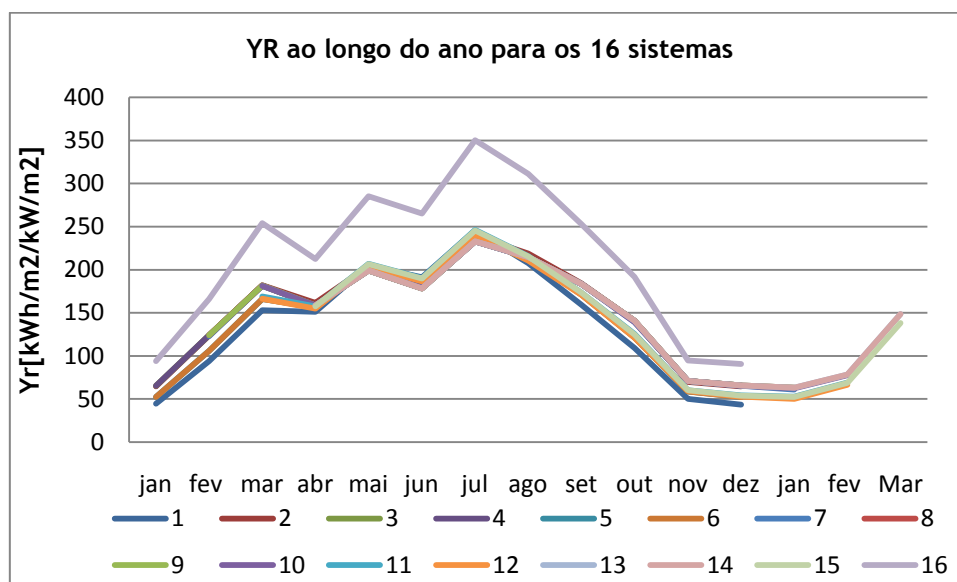


Fig.45. ( $Y_R$ ) mensal para os 16 sistemas em estudo

O índice de referência, apresenta os valores máximos no mês de Julho e mínimos durante os meses de Janeiro Dezembro. O sistema 16 por ter um seguidor solar, vai ter muito mais radiação incidente logo valores de ( $Y_R$ ) mais elevados. Nos outros sistemas existem ligeiras oscilações, criadas pelas diferentes configurações dos sistemas.

O ( $Y_f$ ) índice de energia final, corresponde a energia produzida por  $kW_{pico}$  instalado. Este índice está intimamente relacionado com a produção real dos sistemas, por isso as curvas dos gráficos da Fig.43 e da Fig.46 são idênticas. Este índice normaliza a performance do sistema em relação a potência instalada no mesmo, isto permite que sistemas com diferentes potências instaladas possam ser comparados.

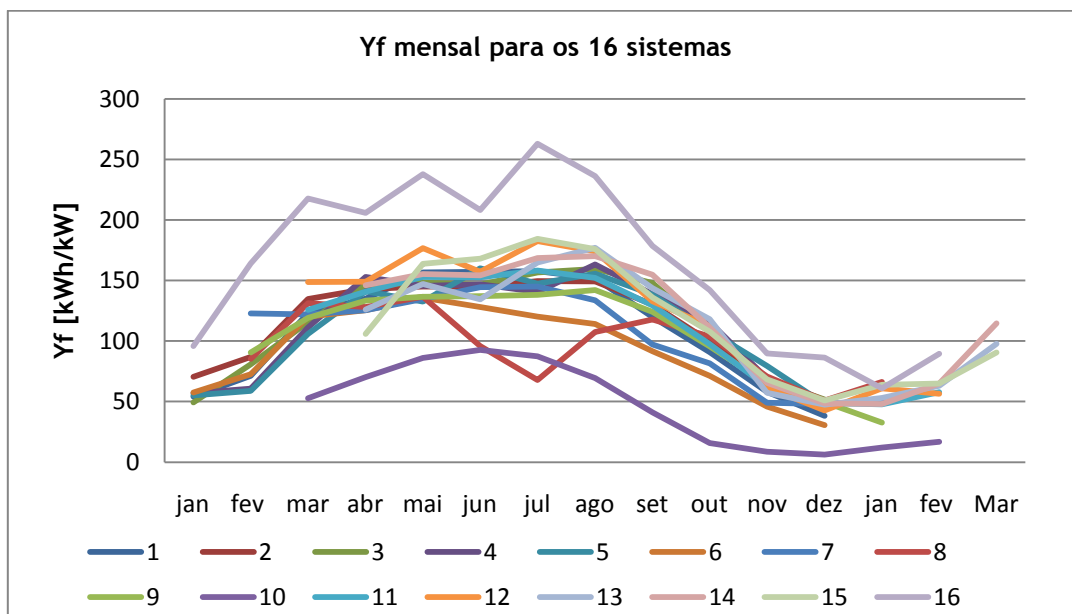


Fig.46.- ( $Y_f$ ) mensal para os 16 sistemas em estudo

Analisando o gráfico da Fig.. que compara os resultados do índice de referência (Yr) com o índice de energia final (Yf), é possível avaliar o desempenho dos sistemas.

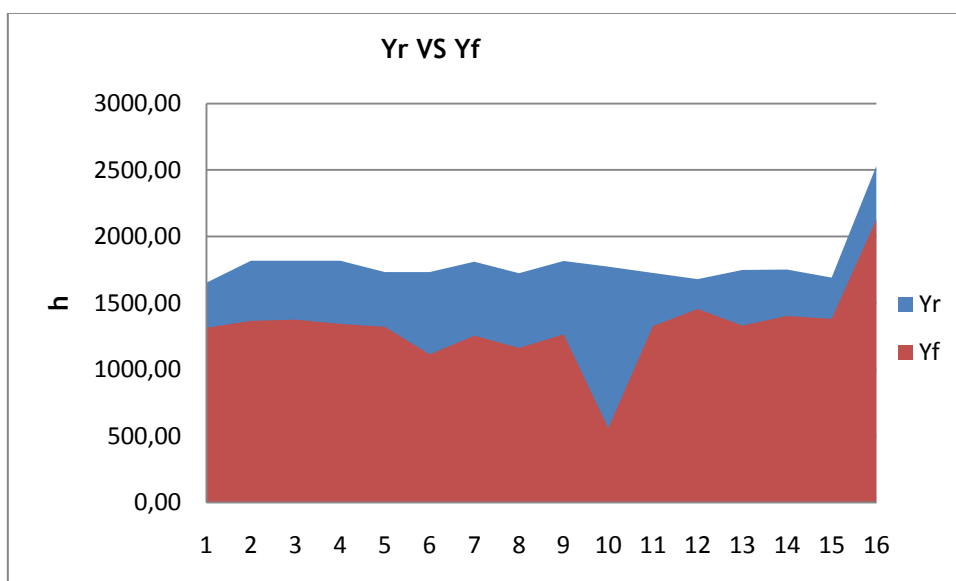


Fig.49. Yr VS Yf

Quanto maior a diferença entre a curva do  $Y_r$  e o  $Y_f$ , pior o desempenho do sistema. E vice-versa quanto menor a diferença entre as duas curvas maior o desempenho do sistema.

### 7.3.2 Índice de Performance (PR)

De forma a poder analisar o comportamento das 16 instalações em estudo a Fig.54. apresenta a variação do índice de performance de cada sistema em estudo ao longo de um ano. Este índice permite identificar problemas operacionais, nos sistemas mas não a sua causa.

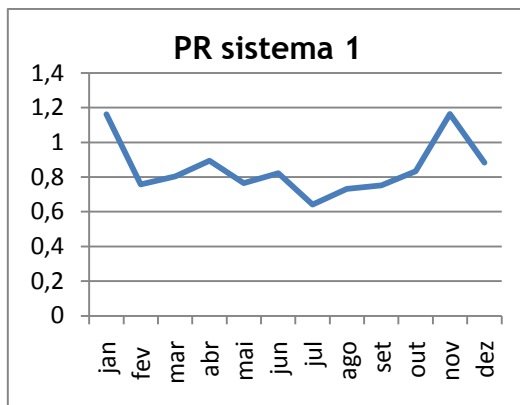


Fig.47. a) PR do sistema 1

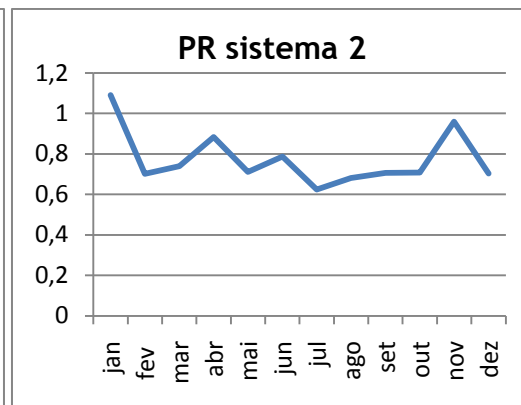


Fig.50 b) PR do sistema 2

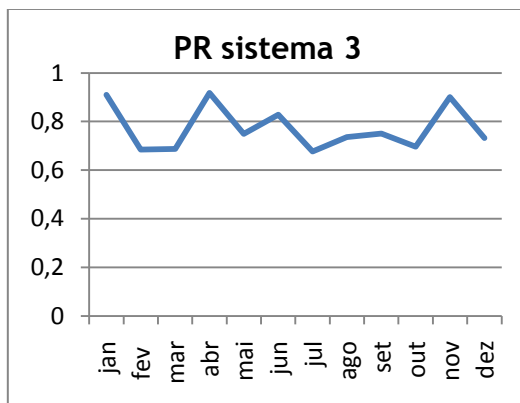


Fig.48. c) PR do sistema 3

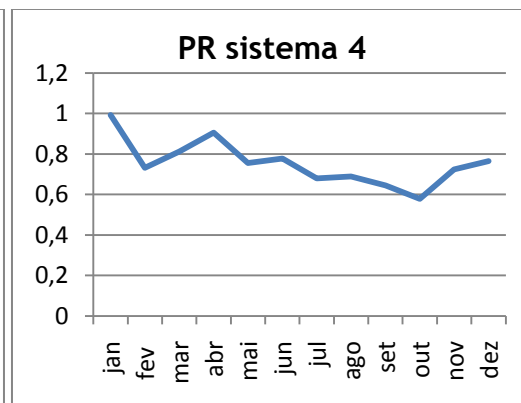


Fig.50 d) PR do sistema 4

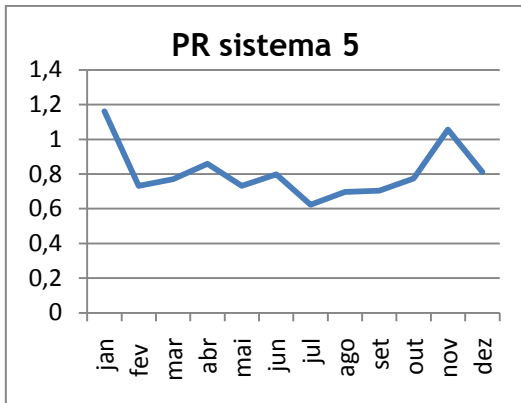


Fig.49 e) PR do sistema 5

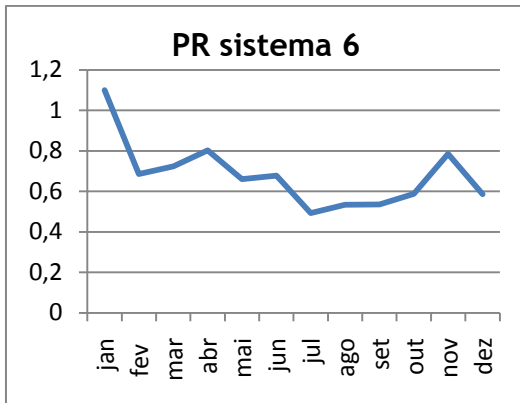


Fig.50 f) PR do sistema 6

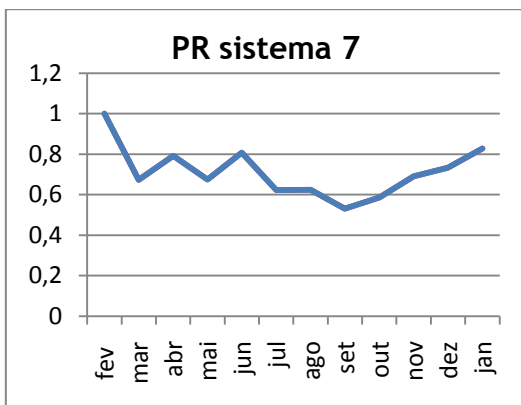


Fig.50.g) PR do sistema 7

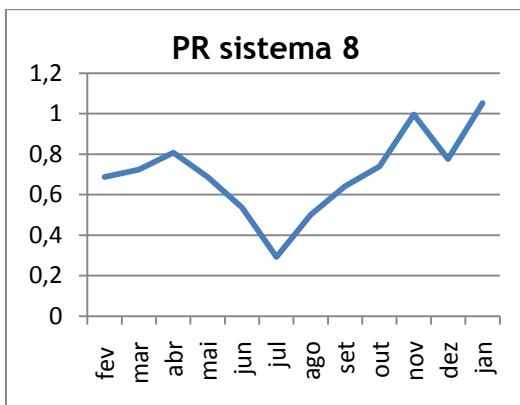


Fig.50. h) PR do sistema 8

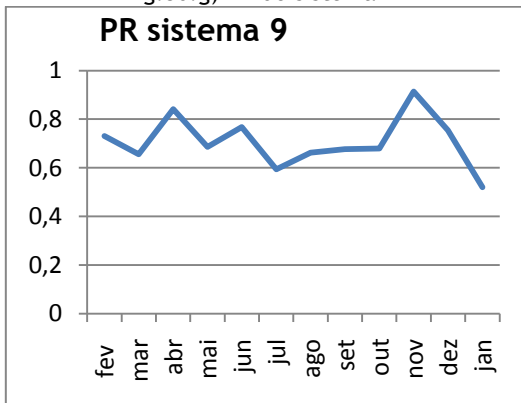


Fig.50. i) PR do sistema 9

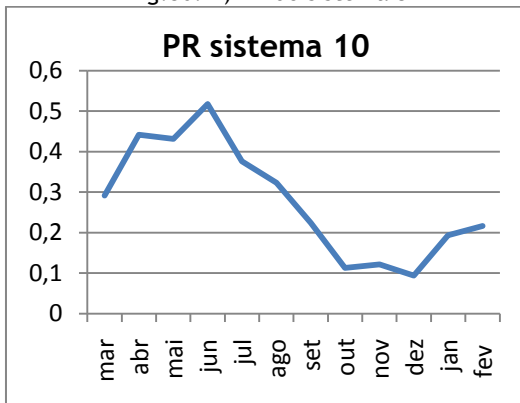


Fig. 51 j) PR do sistema 10

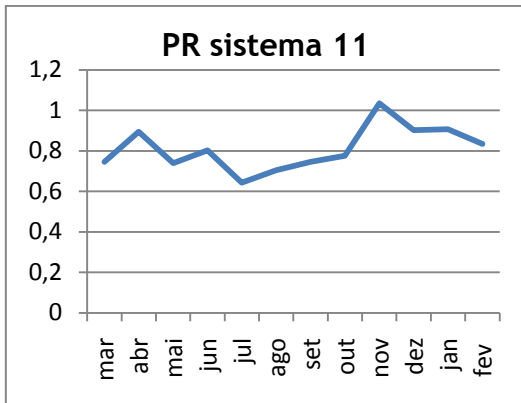


Fig.50. l) PR do sistema 11

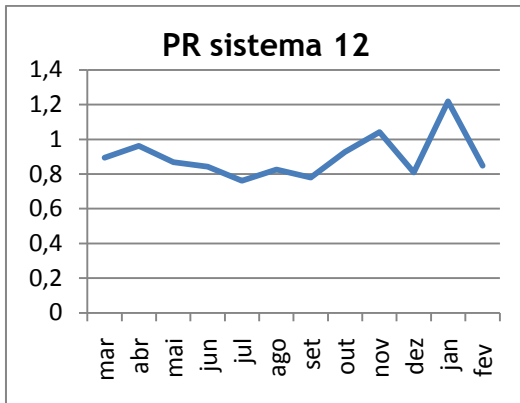


Fig.50. m) PR do sistema 12

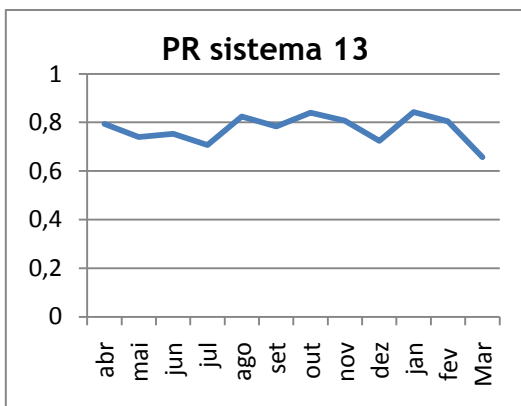


Fig.50. n) PR do sistema 13

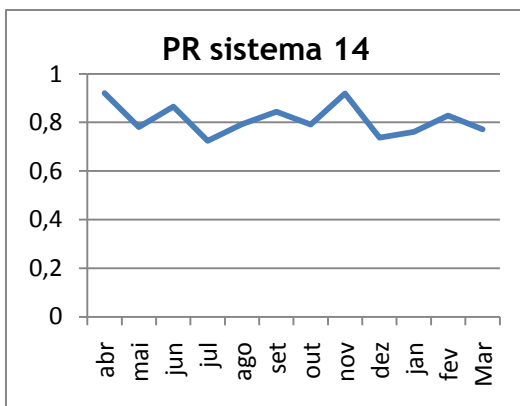


Fig.52. o) PR do sistema 14

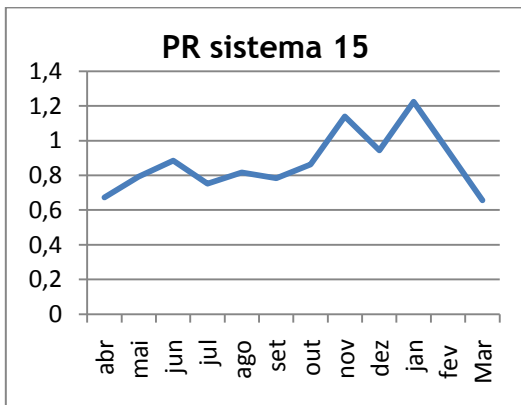


Fig.53 p) PR do sistema 15

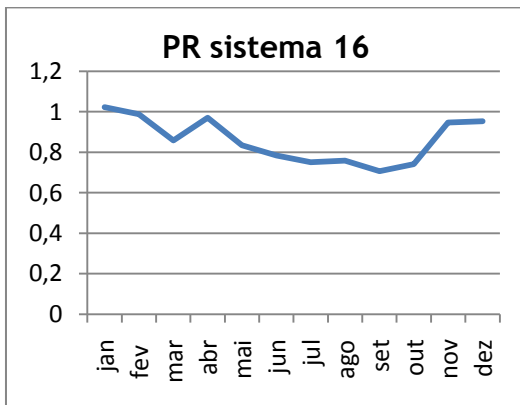


Fig.50. q) PR do sistema 16

Fig.54 Índice de performance para os 16 sistemas ao longo do ano

De forma geral o índice de performance dos sistemas atinge o nível mais elevado nos meses de inverno, e o nível mais baixo nos meses de verão.

Em muitos sistemas nos meses de inverno o índice de performance é superior a 1, isto deve-se a temperatura ambiente nesses meses ser muito baixa, o que leva a que a temperatura de funcionamento dos módulos seja inferior a temperatura de 25°C das condições STC.

O baixo índice de performance nos meses de verão do sistema 6 é devido a este sistema ter seis painéis com uma orientação diferente do resto do sistema. Estes painéis vão receber menos radiação, o que vai provocar problemas de incompatibilidade do MPPT e logo aumentar as perdas do sistema.

O decréscimo bastante acentuado do índice de performance, durante os meses de verão no sistema 8, está certamente relacionado com o aumento de temperatura de funcionamento das células fotovoltaicas, e de sujidade nos painéis.

O sombreamento provocado pela montanha localizada a sul da instalação 10, reduz muito o numero de horas de exposição solar do sistema principalmente nos meses de inverno, o que faz com que o sistema tenha índices de performance muito baixos, especialmente nos meses de inverno.

O resultado do índice de performance do sistema 12, é um pouco contraditório, pois teoricamente o sistema não apresenta a melhor orientação, pois esta orientado com uma azimute de 45°, e uma inclinação de 20°, bastante diferentes dos ideais 0° de azimute e 34° de inclinação. Mas por outro lado apresenta uma produção anual e um índice de performance, bastante bom, sendo mesmo nas instalações em estudo o melhor índice de performance.

No gráfico da Fig.55 são comparados os índices de performance de 5 sistemas idênticos, isto é sistemas com o mesmo tipo de painéis, tendo estes também a mesma orientação e inclinação.

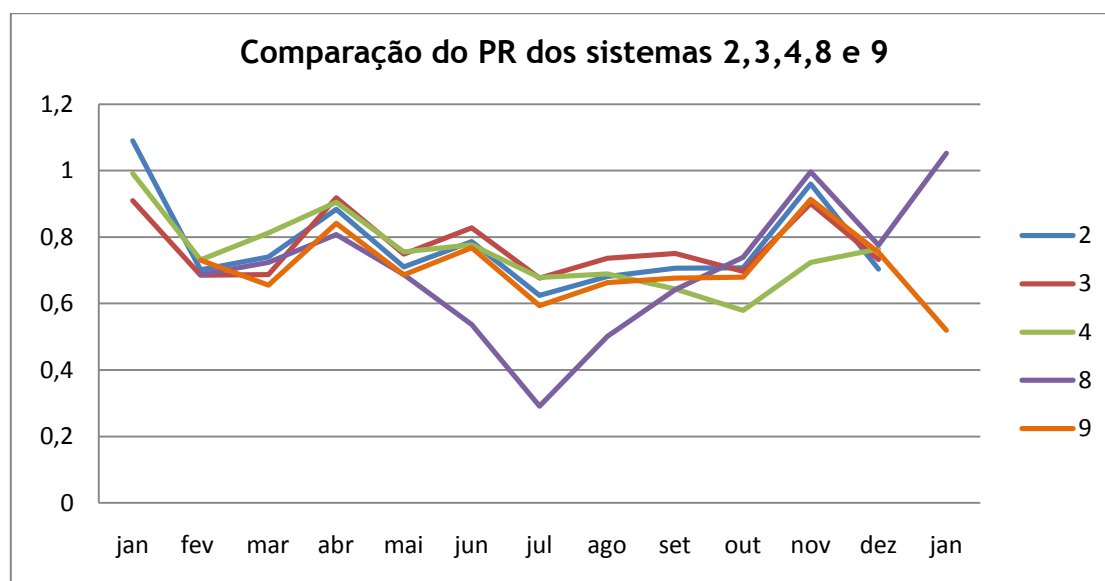


Fig.55. Comparação do índice de performance dos sistemas 2,3,4,8,9.

Os sistemas da Fig.55. apresentam a mesma configuração, orientação e inclinação, contudo apresentam índices de performance diferentes. Factores como a temperatura ambiente, velocidade do vento, sujidade dos painéis entre outros que poderão provocar essas variações.

A distribuição do índice de performance (PR) dos 16 sistemas é apresentada no gráfico Fig.56.

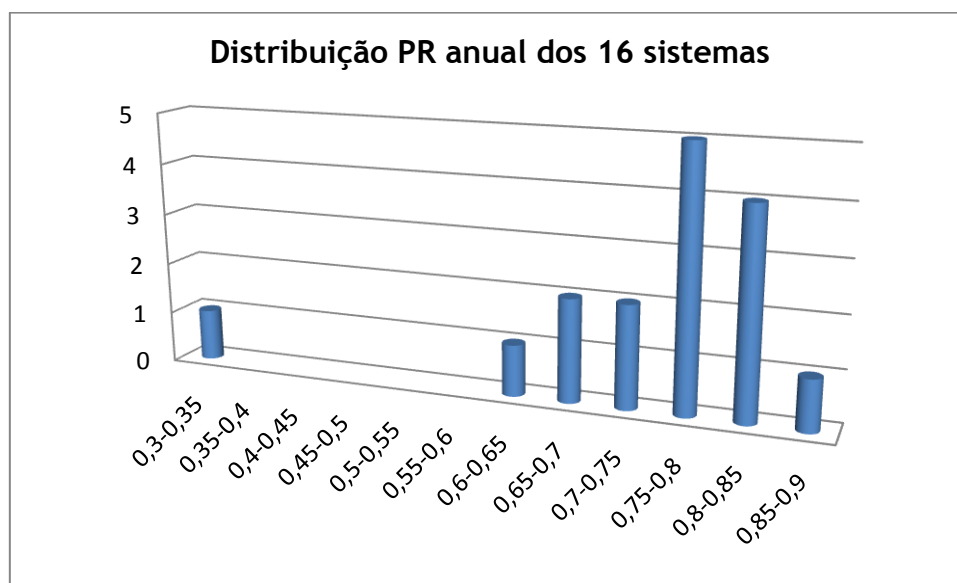


Fig.56.- Distribuição do índice de performance dos 16 sistemas

Tabela.17. Distribuição percentual do índice de performance dos 16 sistemas

PR	0,3-0,35	0,6-0,65	0,65-0,7	0,7-0,75	0,75-0,8	0,8-0,85	0,85-0,9
%	6,25	6,25	12,5	12,5	31,25	25	6,25

Cerca de 62,5% dos sistemas apresenta um índice de performance superior a 0,75, e 12,5% dos sistemas apresentam um índice performance inferior a 0,65 como se pode verificar pela Tabela.17 .

Tabela.18. Distribuição do índice de performance nas várias estações do ano

Intervalo do PR	0,1-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9	0,9-1	1-1,2
% Inverno	8,33	2,08	33,33	18,75	14,58	22,92
% Primavera	6,25	14,58	31,25	27,08	20,83	0,00
% Verão	16,67	14,58	37,50	29,17	2,08	0,00
%outono	10,42	10,42	29,17	25,00	12,50	12,50

Ao longo das estações do ano o índice de performance dos sistemas varia, como se pode verificar com os valores da Tabela.18. Em certos sistemas durante as estações do Outono e do Inverno, o

índice de performance é superior a 1, isto deve-se a temperatura ambiente ser muito baixa, o que faz com que o rendimento dos painéis seja superior ao registado sob as condições STC.

Durante o verão como as temperaturas são mais elevadas, o que faz com que os painéis funcionem a temperaturas superiores aos 25°C das condições STC, o que vai fazer com que o índice de referência dos sistemas baixa bastante.

Durante a o inverno, a Primavera e o Outono, cerca de 50% dos índices de performance são superiores a 0,8. Enquanto que no Verão Cerca de 70% estão abaixo de 0,8

Os valores da Tabela.18 podem ser visualizados no gráfico da Fig.57.

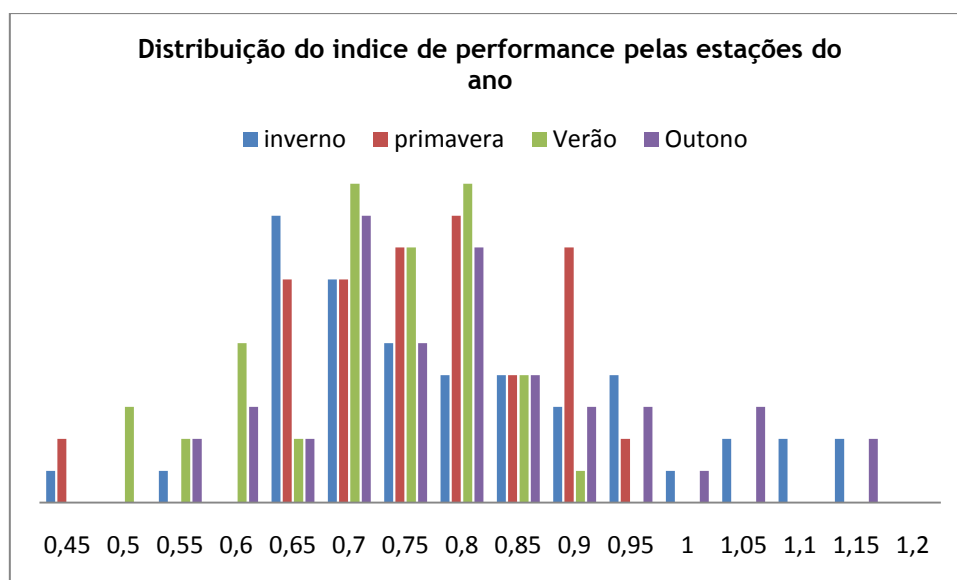


Fig.57.- Distribuição do índice de performance pelas estações do ano

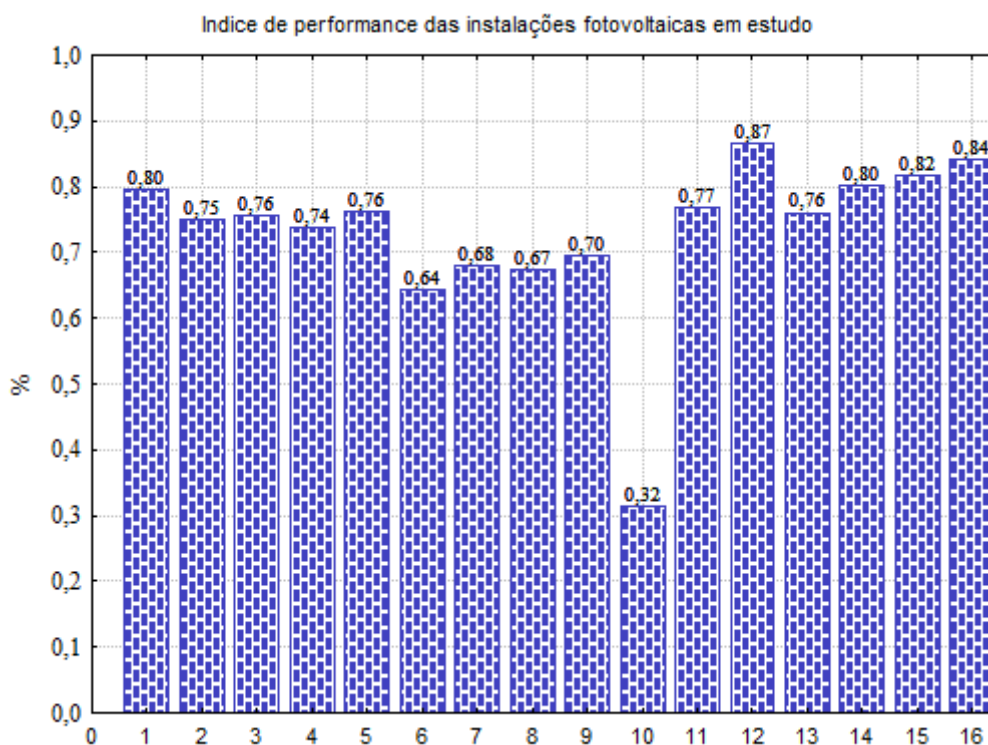


Fig.58. Índice de performance anual dos sistemas fotovoltaicos em estudo

O gráfico da Fig.58 apresenta os índices de performance anuais dos sistemas fotovoltaicos em estudo, o sistema 12 é o que apresenta o índice de desempenho mais elevado, de cerca de 0.87 um valor relativamente bom de desempenho, os sistemas 14,15 e 16 também apresentam índices de desempenho bastante bons, o que demonstra que os sistemas estão bem concebidos. Por outro lado sistema 10 é o que apresenta o índice de desempenho mais baixo de cerca de 0.32. Considerando um valor médio do índice de performance para Portugal de 0,75 para sistemas fotovoltaicos fixos montados a inclinação óptima[10] , apenas 6 dos sistemas se encontram abaixo desse valor , retirando os sistemas 6 e 10 , devido ao seus resultados estarem fora de contexto devido a razões já explicadas anteriormente. Ficam apenas quatro sistemas com um índice de performance inferior 1%, 6, 7% e 5% respectivamente.

## 7.4 Rendimento global dos sistemas

Usando a equação (5.4), foi calculada o Rendimento global dos 16 sistemas em estudo que é apresentado na Tabela.19.

**Tabela.19. Rendimento global dos sistemas em estudo**

Sistema	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Rendimento	9,46	8,94	8,999	8,79	9,07	7,64	8,24	8,02	8,28	3,75	9,14	12,19	10,32	11,26	11,49	13,95

Facilmente nos apercebemos ao analisar o gráfico da Fig que o rendimento dos sistemas fotovoltaicos apresentam uma dependência, da temperatura ambiente, isto é, quanto mais elevada a temperatura ambiente, menor o rendimento dos sistemas, e vice-versa, quanto menor a temperatura ambiente maior o rendimento dos sistemas.

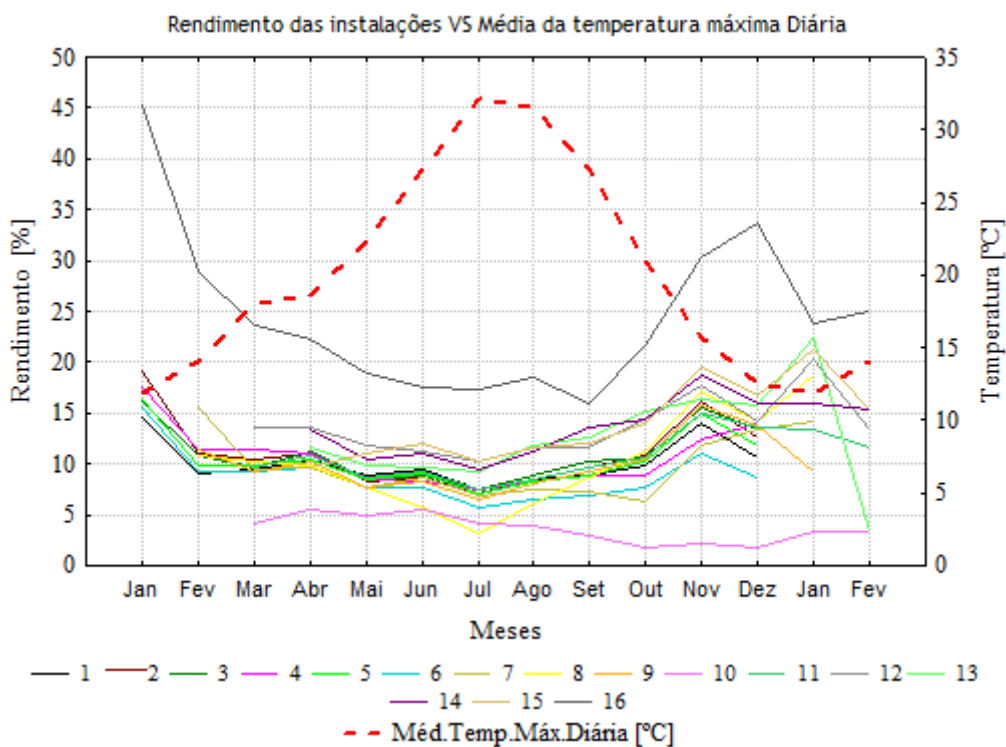


Fig.55. Rendimento das instalações VS Media da temperatura máxima diária

O sistema fotovoltaico 16 é o único dos sistemas em estudo a possuir, um sistema de seguimento solar, este tipo de sistemas faz com que o rendimento do sistema seja mais elevado, do que um sistema sem seguimento solar, até cerca de 40%.

Os sistemas apresentam uma tendência de aumento e diminuição do rendimento, que se pode dizer constante, existindo em alguns casos algumas oscilações que não correspondam a essa tendência.

Essas oscilações são devidas a, factores como avarias dos sistemas, sombreamentos, etc. Um exemplo dessas oscilações verifica-se no segundo mês de Janeiro do sistema 16, em que o sistema esteve avariado durante alguns dias, o que levou a que o seu rendimento diminui-se bastante nesse mês.

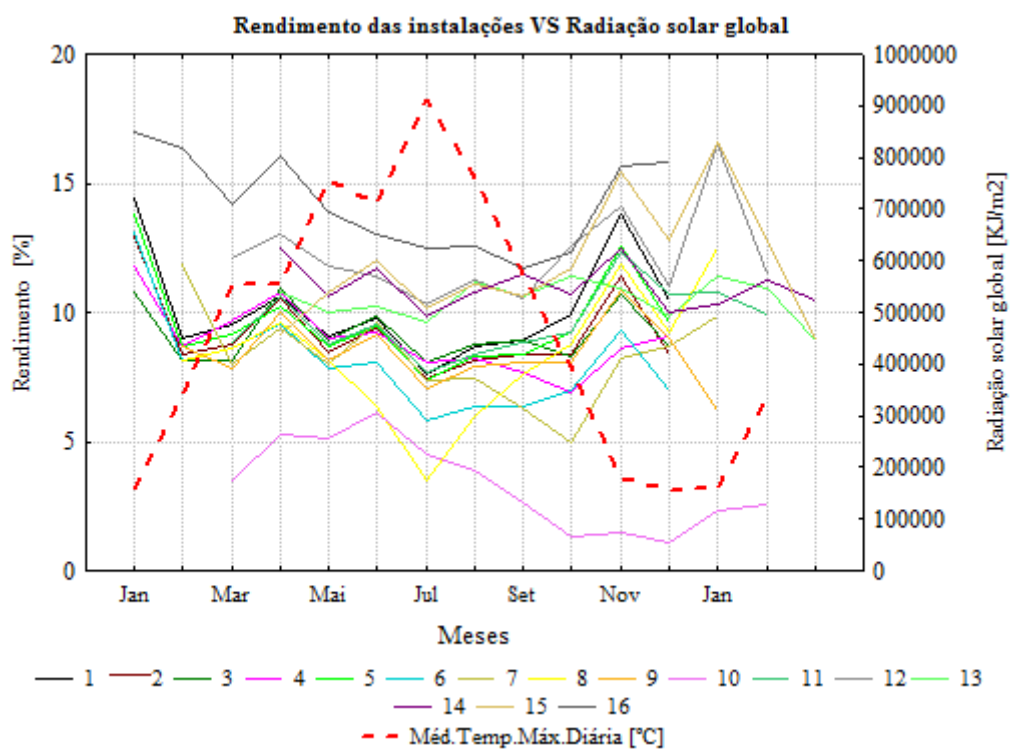


Fig.56. Rendimento das instalações VS radiação solar global

Pelo gráfico da Fig apercebemo-nos que quanto maior a radiação solar incidente, menor o rendimento das instalações Fotovoltaicas vice-versa quanto menor a radiação solar global maior o rendimento das instalações, tal como acontece com a temperatura.

Com isto pode-se afirmar que quanto maior o valor da radiação solar global, mais elevada a temperatura ambiente e logo mais elevada a temperatura das células nos módulos, pelo que o rendimento dos sistemas diminui.

A curva da radiação global corresponde a curva da estação meteorológica das Penhas da Saúde do gráfico da Fig.41.. Esta foi escolhida devido a ser a estação meteorológica mais próxima das instalações em estudo.

Devido, aos sistemas não se encontrarem exactamente no local da estação meteorológica, existe sempre um erro associado a este factor, no rendimento global de cada sistema. Esse erro vai variar

com distância, entre a instalação e a estação meteorológica, podendo ser em alguns casos significativo.

Com um ângulo de azimute de 45° e uma inclinação de 15° o sistema 12, teoricamente não apresenta uma configuração muito otimizada, para a sua localização. Contudo este sistema apresenta o melhor rendimento dos sistemas fixos. Se analisarmos os gráficos das Fig.17. e Fig.18., podemos ver que um sistema, com esta configuração terá uma perda de cerca de 20% na conversão de energia, isto quando comparado com um sistema com um azimute de 0°, mas verificamos também que sobre o sistema continuam a incidir bons níveis de Irradiância solar. Uma explicação possível para o bom índice de performance deste sistema, pode ser devido ao erro entre a radiação incidente no sistema que foi calculada com base nos valores da estação meteorológica das Penhas da Saúde e a radiação que realmente incidiu no sistema, aliada, a outros factores como a velocidade do vento.

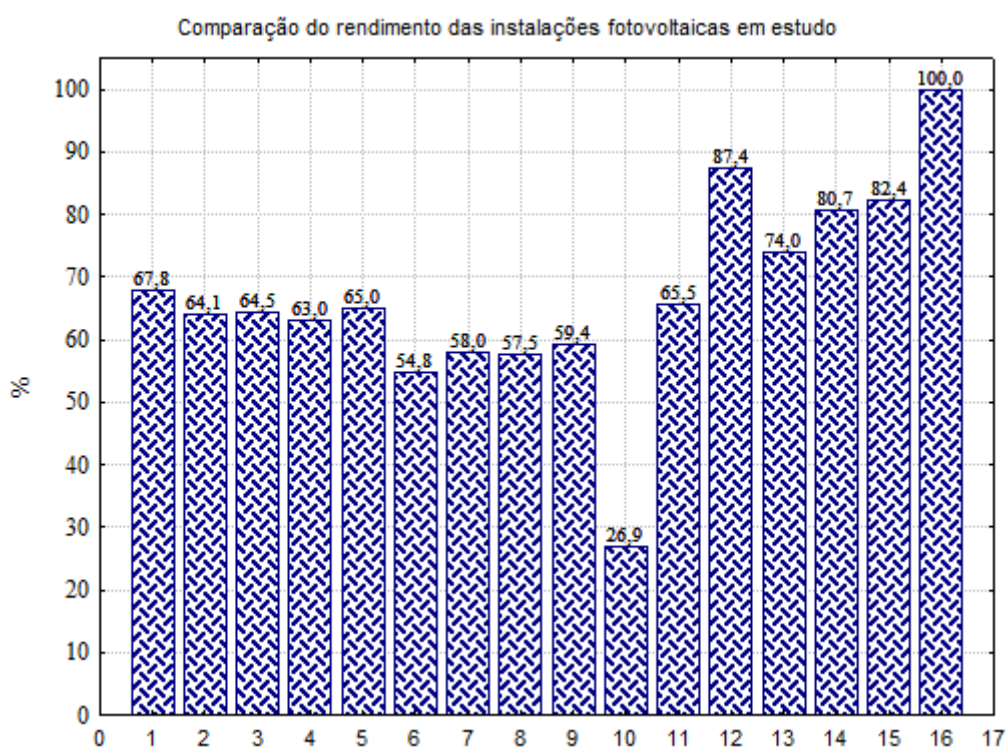


Fig.57. Comparação do rendimento das instalações fotovoltaicas em estudo

A Fig. apresenta um gráfico no qual se compara o rendimento, de todas as instalações fotovoltaicas em estudo. O valor de 100% foi atribuído a instalação com rendimento mais elevado, neste caso a instalação 16. A percentagem das outras instalações foi calculada tendo em conta que os 100% correspondiam ao valor do rendimento da instalação 16.

Com o gráfico da Fig. é possível de forma rápida, comparar os rendimentos das 16 instalações em estudo. O sistema 10 é o que apresenta o rendimento mais baixo, enquanto que o sistema 16 é o que apresenta o rendimento mais elevado. Denota-se uma grande diferença entre os sistemas com painéis do tipo A e os painéis do tipo B e C. Tendo os sistemas com painéis do tipo B e C um rendimento mais elevado. Essa diferença pode ser explicada devido a tecnologia de silício policristalino utilizada nos painéis do tipo A terem um rendimento de conversão mais baixo, do que os painéis do tipo B. Comparando o rendimento dos sistemas com painéis do tipo B com tecnologia de Silício policristalino com o sistema com painéis do tipo C que usa tecnologia de Silício Monocristalino e com seguidor solar, pode-se dizer que existe uma grande diferença nos rendimentos, mas que não é completamente devida a tecnologia dos painéis, sendo devida em grande parte a presença do seguidor solar.

## 7.5 Simuladores

Com recurso a 3 programas de simulação de produção de sistemas fotovoltaicos foram realizadas, simulações para todos os sistemas em estudo, com os programas SunnyDesign, PVSYS e PVGIS, resultados das quais são apresentados no gráfico da Fig.5.

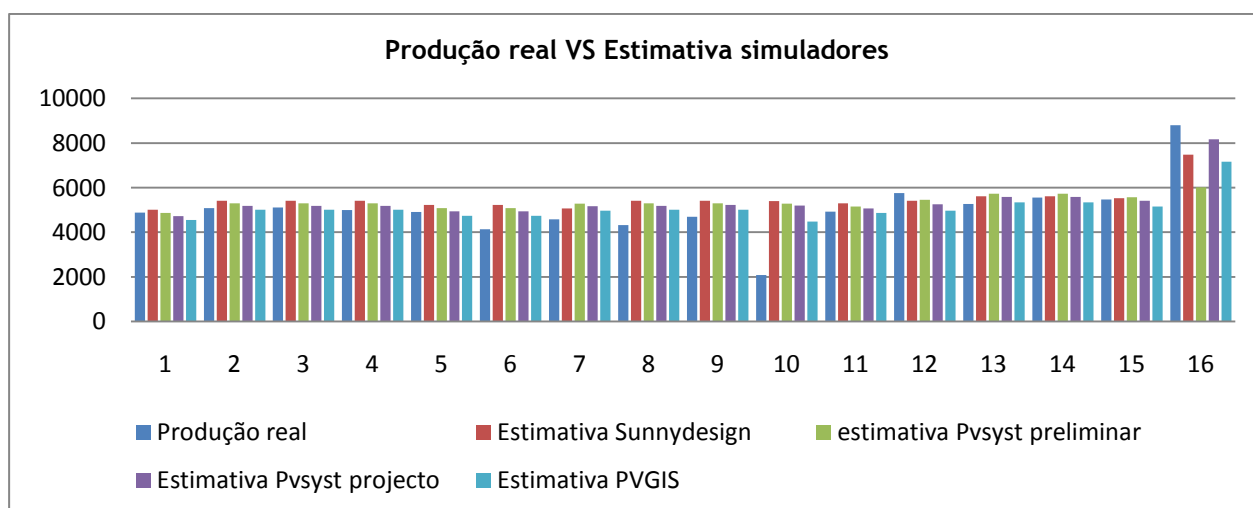


Fig.58. Produção reais VS estimativas de simuladores

O sistema 10 é o que apresenta uma discrepância maior, entre os valores obtidos pelos simuladores e o valor de produção real. Como se pode verificar no gráfico da Fig que apresenta o erro, das simulações realizados nos vários programas para as varias instalações. Essa discrepância, de o

sistemas estar numa localização com muito sombreamento, que não foi contabilizada, nas simulações, apesar de alguns simuladores, terem uma opção que permite definir sombreamentos sobre os painéis.

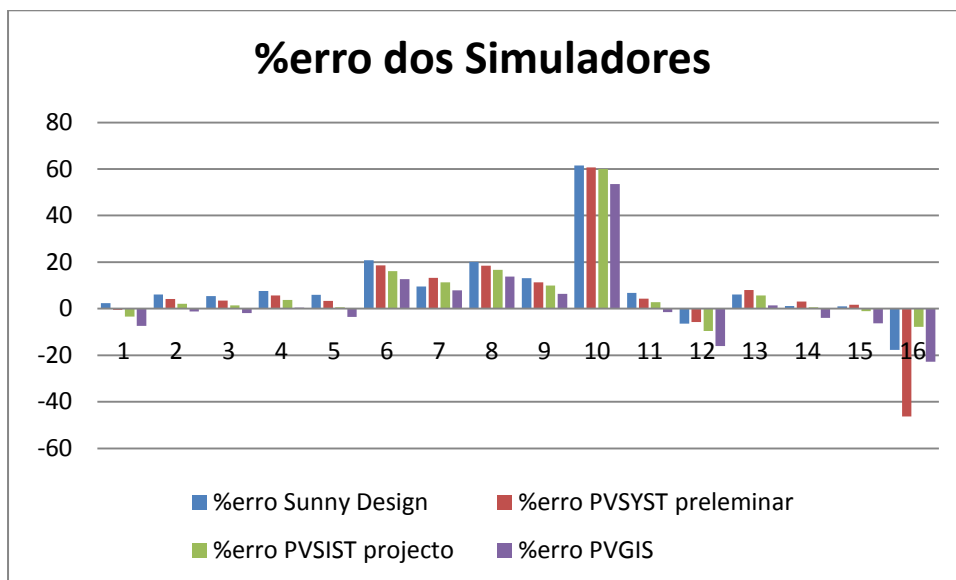


Fig.59. % erro dos simuladores

Tabela.20. % erro médio dos vários programas

SUNNY DESIGN	PVSYST preliminar	PVSYST projecto	PVGIS
8,69	9,87	6,19	7,14

Para obtenção dos erros médios da Tabela.20 foi retirado o erro do sistema 10, por ser um erro demasiado elevado, e que estava for de contexto. De forma geral os simuladores apresentam resultados com erros de  $\pm 10\%$ , o que é um valor pouco aceitável mesmo quando se trabalha com variáveis como as variáveis climáticas, das quais é sempre difícil ter uma previsão correcta.

Contudo se retirarmos os erros dos sistemas 6, 8, 10 e 16 que são os que se apresentam mais fora do contexto, obtemos já valores médio de erro de  $\pm 5\%$  como apresenta a Tabela.21 , este sim um valor de erro médio bastante aceitável.

Tabela.21. % média de erro dos programas de simulação

SUNNY DESIGN	PVSYST preliminar	PVSYST projecto	PVGIS
5,98	5,39	4,35	4,81

---

# CAPÍTULO

## 8

---

### Conclusões

*Neste capítulo final da dissertação são apresentadas as conclusões finais, juntamente com algumas considerações, julgadas pertinentes, relativas a alguns resultados obtidos. São também reveladas algumas linhas orientadoras para futuros trabalhos de investigação futuros.*

No actual panorama energético nacional, o ambicioso objectivo de 1.500MW de energia eléctrica proveniente de energia fotovoltaica no ano de 2020. Demonstra que a energia fotovoltaica vai virar moda em Portugal. E o que mais existem são razões para que isso aconteça. A energia fotovoltaica é considerada por muitos como a energia do futuro, e em Portugal país com um dos índices de sol mais elevados da Europa, faz todo o sentido em que se aposte nesta tecnologia de forma ambiciosa.

Muito tem ainda de ser feito, mas a aposta nesta tecnologia tem vindo a diminuir os custos de produção da mesma e também a aumentar muito o rendimento das células fotovoltaicas. O estado português tem apoiado esta tecnologia através do programa Renováveis na Hora, em que o estado dispõe de um apoio a tarifa, para os microprodutores que dispõem de sistemas fotovoltaicos conectados a rede.

Os sistemas fotovoltaicos conectados a rede apresentam um melhor rendimento global isto quando comparados com os sistemas fotovoltaicos autónomos, pois têm um menor custo inicial e evitam-se perdas de energia no armazenamento da mesma. Este tipo de sistemas, vem também reduzir os gastos com sistemas de transmissão e distribuição de energia eléctrica, devido a estes sistemas se encontrarem distribuídos pela rede.

A implementação destes sistemas em larga escala vai contribuir muito para a diminuição da nossa factura energética nacional associada à importação de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica, para além de ajudar a preencher os picos de consumo verificados nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga nacional.

Em termos de rendimento dos sistemas fotovoltaicos em estudo, verifica-se como era de esperar que a temperatura ambiente vai afectar bastante a performance dos sistemas. Pois a redução da tensão dos painéis devido ao efeito da temperatura sobre os módulos vai provocar uma grande perda de rendimento dos painéis, fazendo com que o painel não produza a corrente nominal durante todo o dia. Se verificarmos as características técnicas dos painéis ver que a tensão de circuito aberto diminui na ordem de 0,35%/C e conseqüentemente a potência máxima diminui com o aumento de temperatura na ordem de 0.45%/C. Aconselha-se sempre que possível a montagem dos módulos deve ser feita de forma a permitir a passagem de ar na parte frontal e na parte posterior dos módulos, de forma a ajudar no arrefecimento convectivo provocado pela passagem do ar pelos módulos.

Os valores máximos de rendimento médio dos sistemas em estudo são de 13.95% para o sistema16, que utiliza um seguidor solar, nos sistemas estáticos o rendimento médio mais elevado foi de 12,2 no sistema 12. Denota-se uma grande diferença de rendimentos entre os sistemas com painéis do tipo A e os sistemas com painéis do tipo B e C. Tendo os sistemas com painéis do tipo B e C um rendimento mais elevado. Esta diferença deve-se a tecnologia dos painéis, os painéis do tipo A serem fabricados em silício multicristalino e o painéis do tipoB e C serem fabricados em silício

monocristalino , tendo o painel do tipo C a particularidade do uso da tecnologia HIT que reduz as perdas com o aumento da temperatura. O valor do rendimento dos sistemas fotovoltaicos, varia durante o ano sendo os valores mais elevados de rendimento verificados nos meses de Dezembro e Janeiro e os valores mais baixos registados em meados do mês de Julho. Sendo estas oscilações derivadas da temperatura ambiente. Os picos de rendimento, que aparecem esporadicamente em alguns sistemas, são explicados por valores de radiação incidente nos sistemas mais elevados do que os medidos na estação meteorológica, e também com temperaturas ambiente muito baixas, que fazem com que os painéis funcionem a temperaturas mais baixas do que os 25°C das condições STC aumentando assim o rendimento de conversão dos módulos fotovoltaicos.

A nível do índice de performance o sistema com melhor desempenho é o sistema 12, com PR=0,867 o que é um valor bastante bom. Com o pior desempenho destaca-se o sistema 10. A nível geral o índice de performance dos sistemas em estudo apresentam um bom resultado estando a grande parte deles com um valor do índice de performance acima de 0,7. O índice de performance abaixo de 0,7 de alguns sistemas, é devido a problemas de sombreamento, incompatibilidade do MPPT, perdas nos painéis devido á elevada temperatura ambiente ou a sujidade, etc.

O índice de performance é um aspecto importante a ter em consideração na avaliação de um sistema fotovoltaica mas não é o único, o preço do sistema e a fiabilidade do mesmo também são aspectos importantes. Um sistema ao ter um índice de performance mais baixo não quer dizer que o sistema é de qualidade, mais baixa. Contudo a diferença no índice de performance entre diferentes fabricantes pode ser superior a 10% em sistemas bem optimizados. Os sistemas mal optimizados, apresentam um índice de performance inferior a 0,5, como acontece com o sistema 10.

Este índice permite identificar problemas operacionais, nos sistemas mas não a sua causa. Para identificar a causa dos problemas operacionais dos sistemas poderá ser necessário, a deslocação, para observação do sistema. Como as visitas aos sistemas não foram possíveis, apresentamos possíveis causas, baseando-nos na informação que temos sobre os sistemas.

Os bons resultados do sistema 12, nas análises realizadas nesta tese de mestrado são devidos aos valores de radiação, verificados na realidade no local onde o sistema está instalado serem superiores, aos medidos, na instalação meteorológica das penhas da saúde, valores esses que foram utilizados nas análises realizadas.

Os resultados de produção anual dos sistemas em estudo foram discutidos e comparados com as simulações de produção realizadas nos programas SUNNY DESIGN, PVSYS e PVGIS.

Em geral os programas apresentam um erro inferior a  $\pm 5\%$ , o que é um valor bastante satisfatório, visto estarmos a trabalhar com variáveis ambientais que não são constantes nem controláveis. E também devidas as variáveis de entrada (dados dos painéis fotovoltaicos, inversores, etc), que em

alguns programas estes dados nem são pedidos, como é o caso do PVGIS, que utiliza um valor médio de perdas para estes sistemas.

Como trabalhos futuros recomenda-se a criação de um software para que a manipulação dos dados seja mais simples e rápida. Recomenda-se também a monitorização de mais sistemas, realizando essa monitorização de forma mais acurada, de forma a obter mais dados, como a temperatura de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, a tensão e a corrente de saída dos módulos. A medição dos valores da radiação global junto dos sistemas seria também um bom complemento.

# Referências Bibliográficas

- [1] A. Da Rosa “Fundamentals of Renewable Energy Process”,Elsevier; USA , 2005.
- [2] EPIA “Global market outlook for fotovoltaic’s until 2013”,2009.
- [3] Fotovoltaic Geographical Information System(PVGIS), disponível em :  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, acessado em 15/07/2010
- [4] Ren- Rede eléctrica nacional, SA , “Caracterização da rede nacional de transporte para efeito de acesso a rede em 31 de Dezembro de 2009”, Ren, Portugal, Março de 2010.
- [5] Theusgroup : [http://theusgroup.com/sol/perl/daily\\_chart.pl/pv](http://theusgroup.com/sol/perl/daily_chart.pl/pv), Consultado em 03/06/2010
- [6] Ministério da Economia e da Inovação (2007), Decreto-Lei n.º363/2007, 2007-11-02, disponível em : <http://dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.pdf> ,Consultado em 25/03/2010
- [7] P. Paes, EDP SA “PORTUGAL- PV technology status and prospects ”, Disponível em <http://www.iea-pvps.org/ar/ar08/portugal.pdf>,acessado em 25/04/2010
- [8] J. Bernardo, DGEG “Contributo das energias renováveis em 2020 ”, Disponível em [http://www.renovaveismagazine.pt/apresentacoesFRM/Joao\\_Bernardo\\_DGEG.pdf](http://www.renovaveismagazine.pt/apresentacoesFRM/Joao_Bernardo_DGEG.pdf)
- [9] I.Victoria , “Medição da radiação solar global directa e difusa utilizando piranômetros com sensores fotoelétricos”, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas ,2008.
- [10] R.Shayani , “Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células”, Universidade de Brasília, Brasília ,2010.
- [11] Centro de referencia para a energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brtito(CRESESB), “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos”, Cepel, Rio de Janeiro ,1999.
- [12] L.Vianello ,A. Alves “Meteorologia básica e aplicações”, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa ,1991.
- [13] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) “NBR10899:Conversão fotovoltaica de energia solar”, ABNT, Rio de Janeiro,2006.

- [14] Altener “Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação”, Altener, Portugal, 2004.
- [15] R. Virgilio “SOLAR ENERGY IN PORTUGAL- Development perspectives based on a comparison with Germany ”, ISCTE Business School , Instituto Universitario de Lisboa; Lisboa, 2008.
- [16] B.Sorensen “Renewable Energy Conversion , transmission and Storage ”, Academic Press; USA , 2007.
- [17] Fry, Bryan “PHANTASM User’s Manual ”, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin;Wisconsin, 1999.
- [18] N.Fraindenraich e F.Lyra “Energia Solar ”, Editora Universitaria; 1995.
- [19] IEA “Technology Roadmap- Solar photovoltaic energy”,2010.
- [20] EPIA , Greenpeace “Solar Generation V -2008 Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020”,2008.
- [21] PVCDROM : <http://pvcdrom.pveducation.org/manufact/single.htm> ,Consultado em 14/06/2010
- [22] Archiexpo :<http://www.archiexpo.es/prod/photowatt/celula-fotovoltaica-policristalina-9674-165481.html> ,Consultado em 13/06/2010
- [23] Akarienergy : [http://www.akarienergy.com/Solar\\_Energy.html](http://www.akarienergy.com/Solar_Energy.html) , Consultatado em 13/06/2010
- [24] P.Rodrigues “Sistema de geração e aquisição das características I-V de módulos fotovoltaicos”, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança , 2009.
- [25] R.Castro “Introdução á energia solar fotovoltaica, energias renováveis e produção descentralizada”, Instituto Superior Técnico,Lisboa , 2007.
- [26] P.Bonifacio “Seguidor Fotovoltaico: Uma variação do P&O- Simulação e Prototipagem ”,Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa ,Lisboa 2010.
- [27] Sanyo “Catalogo : Hip-230HDE1”.
- [28] Hemeraenergy : <http://www.hemeraenergy.com/#solucoes-desenvolvidas/1/0>, Consultado em 03/06/2010
- [29] C.Rodrigues “Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica ”,Instituto Nacional de Engenharia , Tecnologia e Inovação(INETI); Lisboa , 2008.

- [30] SMA “Catalogo : SunnyBoy 3800- Feito para Portugal”.
- [31] Ingecon “Catalogo : Ingecon Sun 3,68 TL/3,45 TL- Inversor conectado a red sin transformador.”.
- [32] Solar wind “Catalogo : Módulo Solar Fotovoltaico STC 155-34M5-P”.
- [33] Fluitechnik Sunenergy “Catalogo : Módulos Solares Fotovoltaicos - Modelo FTS-220P”.
- [34] IEC 61724, 1998 “Photovoltaic system performance monitoring - Guide lines for measurement, data exchange and analysis”.
- [35] SUNNY DESIGN disponível em : <http://www.sma.de/de/produkte/software/sunny-design.html> ,acedido em 15/04/2010
- [36] PVSYST disponível em : <http://www.pvsyst.com/5.2/index.php>,acedido em 09/07/2010