



UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA  
INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO  
**DEEC / Área Científica de Energia**

## **Energias Renováveis e Produção Descentralizada**

# **INTRODUÇÃO À ENERGIA FOTOVOLTAICA**



**Rui M.G. Castro**

**Maio de 2009 (edição 3)**

## BREVE NOTA BIOGRÁFICA DO AUTOR

Rui Castro recebeu em 1985, 1989 e 1994 no Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa os graus de Licenciado, Mestre e Doutor em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, respectivamente.

É docente do Instituto Superior Técnico desde 1985, sendo presentemente Professor Auxiliar na Área Científica de Energia do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

Os seus principais interesses científicos têm motivado uma actividade de investigação centrada na área das energias renováveis e na sua interligação com o sistema de energia eléctrica, na área da análise da dinâmica dos sistemas de energia eléctrica e do seu controlo, e, mais recentemente, em aspectos relacionados com a economia da energia eléctrica.

Complementarmente à actividade de investigação, tem tido uma actividade regular de prestação de serviços à sociedade no âmbito de projectos de consultoria técnica.

Publicou mais de cinco dezenas de artigos em conferências nacionais e internacionais e participou na elaboração de mais de três dezenas de relatórios de actividades desenvolvidas no âmbito de projectos em que esteve envolvido. É autor de diversas publicações de índole pedagógica, designadamente de uma colecção sobre Energias Renováveis e Produção Descentralizada.

Rui Castro

[rcaastro@ist.utl.pt](mailto:rcaastro@ist.utl.pt)

<http://energia.ist.utl.pt/ruicastro>

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>4</b>
1.1. Aplicações de Média Potência	5
1.2. Situação do Fotovoltaico no Mundo e em Portugal	7
1.3. Custos	11
<b>2. CÉLULA FOTOVOLTAICA</b>	<b>15</b>
2.1. Estrutura Microscópica	15
2.2. Estrutura Macroscópica	17
2.3. Modelo Matemático de Um Díodo e Três Parâmetros	18
2.3.1. Estabelecimento do modelo	18
2.3.2. Comparação com resultados experimentais	21
2.3.3. Condições de referência	22
2.3.4. Potência eléctrica e rendimento	22
2.3.5. Desenvolvimento do modelo e aplicação	25
2.3.6. Influência da temperatura e da radiação incidente	29
2.3.7. Introdução ao modelo detalhado	35
2.4. Tipos de Células	36
<b>3. MÓDULOS E PAINÉIS</b>	<b>38</b>
<b>4. APLICAÇÕES LIGADAS À REDE</b>	<b>45</b>
4.1. Potência Máxima – Método de Cálculo Simplificado	45
4.2. Seguidor de Potência Máxima (MPPT) e Inversor	47
4.3. Radiação e Temperatura	48
4.3.1. Radiação	48
4.3.2. Temperatura	51
4.4. Estimativa da Energia Produzida	53
4.5. Estimativa Rápida da Energia Produzida	56
<b>5. REFERÊNCIAS</b>	<b>59</b>

# 1. INTRODUÇÃO

As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor – o silício – ao qual são adicionadas substâncias, ditas *dopantes*, de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, conversão directa da potência associada à radiação solar em potência eléctrica DC.

A célula é o elemento mais pequeno do sistema fotovoltaico, produzindo tipicamente potências eléctricas da ordem de 1,5 Wp<sup>1</sup> (correspondentes a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A). Para obter potências maiores, as células são ligadas em série e/ou em paralelo, formando módulos (tipicamente com potências da ordem de 50 a 100 Wp) e painéis fotovoltaicos (com potências superiores).

Hoje em dia, os sistemas fotovoltaicos são usados num conjunto vasto de aplicações, de que se destacam:

- Aplicações de média potência (dezenas ou centenas de quilowatt)
  - Electrificação rural: abastecimento de cargas domésticas em locais remotos sem rede, bombagem de água e irrigação, complemento de abastecimento de locais remotos com ou sem rede
  - Produção descentralizada ligada à rede
- Aplicações de pequena potência (décimas ou unidades de quilowatt)
  - Relógios e calculadoras
  - Acessórios de veículos automóveis, por exemplo, alimentação de ventoinhas para refrigeração de automóveis estacionados, ou carregamento de baterias em veículos de campismo
  - Sinais rodoviários (móveis e estáticos) e parquímetros

---

<sup>1</sup> Wp significa Watt-pico – unidade que mede a potência de pico, potência máxima nas condições de referência, isto é, radiação incidente igual a 1.000 W/m<sup>2</sup> e temperatura da célula de 25 °C (ver Capítulo 2).

- Telefones de emergência, transmissores de TV e de telemóvel
- Frigoríficos médicos em locais remotos

Em muitas destas aplicações, os sistemas fotovoltaicos substituem com vantagem outros meios de produção alternativos, designadamente nas aplicações de pequena potência, onde a sua difusão é muito significativa. Por outro lado, foi por intermédio da indústria espacial, onde a vantagem competitiva dos sistemas fotovoltaicos é significativa, que estes iniciaram o seu desenvolvimento.

### **1.1. APLICAÇÕES DE MÉDIA POTÊNCIA**

As aplicações de média potência (entre as dezenas e as centenas de quilowatt-pico) são aquelas que naturalmente mais interessam aos engenheiros electrotécnicos. Os sistemas fotovoltaicos, sozinhos ou em associação com outras renováveis, são já competitivos para alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais – gerador diesel ou rede eléctrica – são claramente inferiores do ponto de vista económico e apresentam inconvenientes ambientais não negligenciáveis.

Já no modo de funcionamento em produção descentralizada ligada à rede de energia eléctrica, a situação é completamente diferente: os sistemas fotovoltaicos estão ainda longe de ser competitivos, quer com as fontes de produção convencionais, quer principalmente com outras energias renováveis. O elevado investimento e a baixa utilização anual da potência instalada são as principais razões para a fraca penetração que se verifica nos sistemas ligados à rede.

Em aplicações de média potência, os painéis fotovoltaicos podem ser operados principalmente de três formas:

- Ligados à rede de energia eléctrica, à qual entregam toda a energia que a radiação solar lhes permite produzir; para este efeito é necessário um inversor que serve de elemento de interface entre o painel e a rede, de modo a adequar as formas de onda das grandezas eléctricas DC do painel às formas de onda AC exigidas pela rede.

- Em sistema isolado, alimentando directamente cargas; neste modo de funcionamento, o critério de dimensionamento é a radiação disponível no mês com menos sol, uma vez que é necessário assegurar o abastecimento durante todo o ano; em associação com os colectores fotovoltaicos é ainda necessário dispor de:
  - Baterias, de modo a assegurar o abastecimento nos períodos em que o recurso é insuficiente ou não está disponível; as baterias são carregadas quando o recurso disponível permite obter uma potência superior à potência de carga.
  - Regulador de carga, que efectua a gestão da carga por forma a obter perfis compatíveis com a radiação disponível e com a capacidade das baterias.
  - Inversor, requerido se houver cargas alimentadas em AC.
- Em sistema híbrido, alimentando directamente cargas isoladas, em conjunto com outros conversores de energias renováveis, por exemplo, o eólico; neste modo de operação os dispositivos requeridos são os mencionados para o funcionamento em sistema isolado, podendo existir também um meio de produção convencional, geralmente o gerador diesel, para apoio e reserva.

**Problema FV 1.**

*Portugal consumiu em 2006 cerca de 50 TWh de energia eléctrica.*

*Admita que: 1) os painéis fotovoltaicos têm um rendimento médio de 10% e são colocados em Lisboa; 2) a radiação global média anual recebida em Lisboa é de 1.750 kWh/m<sup>2</sup>; 3) a energia anualmente recebida do sol nunca é menor do que 90% da que é recebida em ano médio; 4) o terreno ocupado pelo conjunto das instalações é o dobro da área útil dos painéis.*

*Calcule: a) a área de terreno necessária para, usando painéis fotovoltaicos, fornecer toda a energia eléctrica consumida em Portugal em 2006; b) a potência total a instalar em painéis fotovoltaicos.*

**Solução:**

a)  $A = 634,92 \text{ km}^2$

b)  $P_p = 31,75 \text{ GWp}$

**Problema FV 2.**

Para fornecer água a uma aldeia é necessário elevar, diariamente, 20 m<sup>3</sup> de água a 15 m. Pretende-se estudar a solução fotovoltaica em dois locais: Évora e Sul do Egipto.

Sabe-se que: 1) o rendimento médio do sistema de elevação é 60%; 2) o rendimento médio da conversão fotovoltaica é 10%; 3) não há regularização com baterias; 4) as energias incidentes (máxima e mínima) são:

Évora                      180 kWh/m<sup>2</sup> (Agosto)    108 kWh/m<sup>2</sup> (Janeiro)

Sul do Egipto    274 kWh/m<sup>2</sup> (Maio)        228 kWh/m<sup>2</sup> (Dezembro)

Para cada um destes dois casos, calcule: a) a superfície dos painéis a instalar; b) a potência de pico dos painéis.

**Solução:**

a) Évora:  $A = 3,78 \text{ m}^2$ ,  $P_p = 378 \text{ Wp}$

b) Sul do Egipto:  $A = 1,79 \text{ m}^2$ ,  $P_p = 179 \text{ Wp}$

## 1.2. SITUAÇÃO DO FOTOVOLTAICO NO MUNDO E EM PORTUGAL

A situação dos sistemas fotovoltaicos no mundo, no que diz respeito a potência total instalada e a custos indicativos, pode ser avaliada através de dados estatísticos publicados pela Agência Internacional de Energia (AIE) [IEA-PVPS].

A AIE organiza os dados que publica de acordo com a seguinte classificação para os sistemas fotovoltaicos:

- *Off-grid domestic* (sistemas isolados domésticos): sistemas que fornecem energia eléctrica para iluminação, refrigeração e outras pequenas cargas em locais isolados.
- *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.

- *Grid-connected distributed* (sistemas distribuídos ligados à rede): sistemas que fornecem energia eléctrica a edifícios (comerciais ou industriais) ou outras cargas que também estão ligadas à rede, para onde a energia em excesso é enviada. A potência típica para este tipo de aplicações varia entre 0,5 kW e 100 kW.
- *Grid-connected centralized* (sistemas centralizados ligados à rede): sistemas que fornecem exclusivamente energia eléctrica à rede.

Pode observar-se no Quadro 1 que nos países do IEA-PVPS a potência total instalada em sistemas fotovoltaicos ascendia no final de 2007 a mais de 7.800 MWp.

Quadro 1 – Potência instalada cumulativa em sistemas fotovoltaicos nos países da IEA-PVPS no final de 2007 [IEA-PVPS].

Table 1 – PV power capacity in participating IEA PVPS countries as of the end of 2007\*\*

Country	Cumulative off-grid PV capacity (kW)		Cumulative grid-connected PV capacity (kW)		Cumulative installed PV power (kW)	Cumulative installed per capita (W/Capita)	PV power installed in 2007 (kW)	Grid-connected PV power installed in 2007 (kW)
	domestic	non-domestic	distributed	centralized				
AUS	27 713	38 733	15 035	1 010	82 491	4,1	12 190	6 280
AUT	3 224		22 721	1 756	27 701	3,4	2 116	2 061
CAN	8 088	14 776	2 846	65	25 775	0,8	5 291	1 403
CHE	3 200	400	30 040	2 560	36 200	4,9	6 500	6 300
DEU	35 000		3 827 000		3 862 000	46,8	1 135 000	1 131 000
DNK	100	285	2 690	0	3 075	0,6	175	125
ESP	29 800		625 200		655 000	15,1	512 000	490 000
FRA	15 881	6 666	52 685	0	75 232	1,2	31 299	30 306
GBR	420	1 050	16 620	0	18 090	0,3	3 810	3 650
ISR	1 584	210	11	14	1 819	0,3	500	0
ITA	5 400	7 700	83 900	23 200	120 200	2,1	70 200	69 900
JPN	1 884	88 266	1 823 244	5 500	1 918 894	15,0	210 395	208 833
KOR	983	4 960	32 559	39 099	77 601	1,6	42 868	42 868
MEX	15 487	4 963	300	0	20 750	0,2	1 019	150
NLD	5 300		44 500	3 500	53 300	3,3	1 605	1 023
NOR	7 450	410	132	0	7 992	1,7	324	4
PRT	2 841		676	14 353	17 870	1,7	14 454	14 254
SWE	3 878	688	1 676	0	6 242	0,7	1 392	1 121
USA	134 000	191 000	465 000	40 500	830 500	2,8	206 500	151 500
Estimated total	265 368	396 972	6 019 835	1 158 557	7 840 732		2 257 638	2 160 778

Notes: ISO country codes are outlined in Table 13. Some countries are experiencing difficulties in estimating and / or apportioning off-grid domestic and non-domestic; in some markets the distinction between grid-connected distributed and centralized is no longer clear (eg MW scale plant in the urban environment), and mini-grids using PV are also emerging, with other problems of definition. Where definition has not been made in a national report this is shown in this table, however the totals have been estimated using the most recently available ratio from the national reports applied to the current national data. Australian off-grid domestic total includes 1 820 kW of PV on diesel grids.



Pode observar-se a clara predominância da Alemanha e do Japão com cerca de 3.800 e 1.900 MWp instalados, respectivamente. Em 2007 Portugal contava com aproximadamente 18 MWp.

As aplicações ligadas à rede têm vindo a ganhar cada vez mais importância, como se pode verificar na Figura 1: no final de 2007 este tipo de aplicações representava mais de 90% do total das instalações fotovoltaicas.

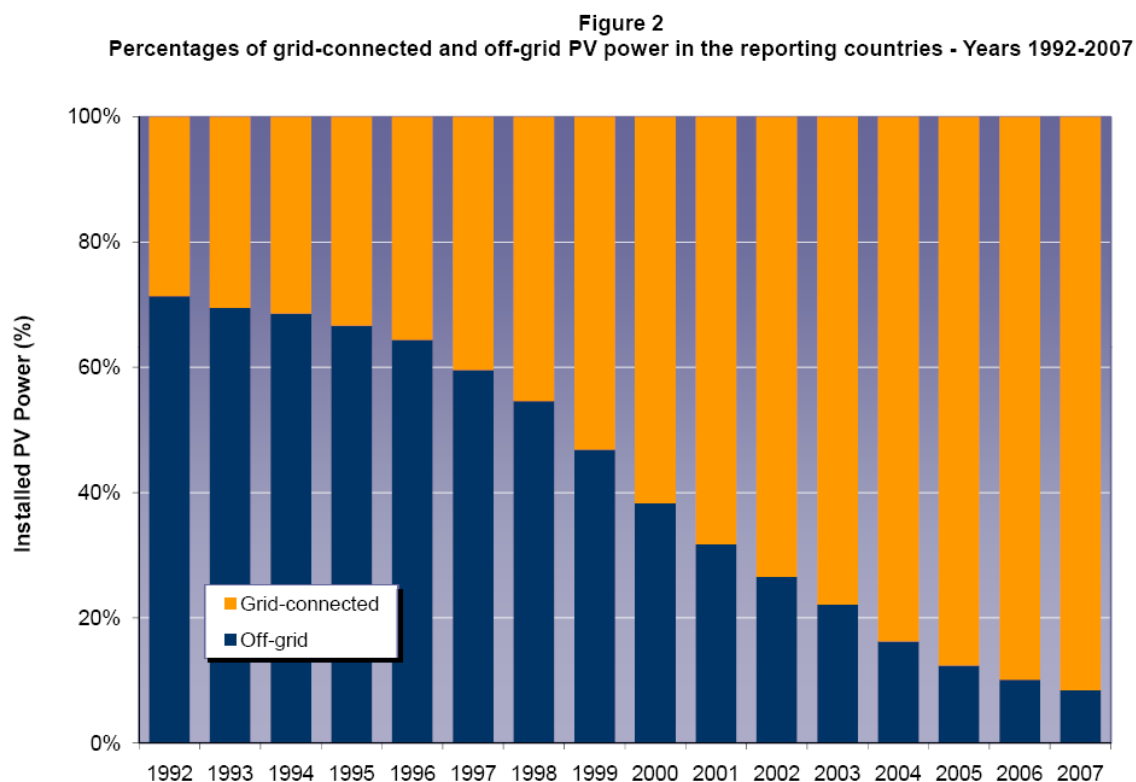


Figura 1 – Repartição percentual entre as aplicações isoladas e as aplicações ligadas à rede nos países da IEA-PVPS no final de 2007 [IEA-PVPS]

Em relação à situação em Portugal, as últimas estatísticas nacionais conhecidas apontavam para cerca de 56,5 MWp de potência total instalada no final de 2008. Em Março de 2007 foi inaugurada em Brinches, concelho de Serpa, uma central fotovoltaica de 11 MWp, com 52.000 módulos dispostos ao longo de uma área de 60 ha (600.000 m<sup>2</sup>), dos quais os painéis ocupam cerca de metade (foto da capa). Mais recentemente, merece destaque a ligação à rede da central da Amareleja, concelho de Moura, com potência de 46 MWp, num total de 260 mil módulos, ocupando uma área de 250 ha (Figura 2 e Figura 3).



Figura 2 – Central fotovoltaica da Amareleja – vista geral (cortesia do Eng.º José Silva).



Figura 3 – Central fotovoltaica da Amareleja – sistema seguidor da posição solar (cortesia do Eng.º José Silva).

De entre as instalações já aprovadas merecem destaque Almodôvar (2 MWp), Ferreira do Alentejo (22 MW distribuídos por duas centrais), Albufeira (10 MWp), Lisboa (6 MWp) e Freixo de Espada à Cinta (2 MWp).

### 1.3. CUSTOS

O custo de investimento de sistemas fotovoltaicos é normalmente referido em *custo por watt de pico* (€/Wp, por exemplo). O custo inclui tanto os módulos propriamente ditos, como os dispositivos de interface e regulação entre os colectores e a carga ou a rede. Estes dispositivos<sup>2</sup> são tipicamente a bateria, regulador de carga e, eventualmente, inversor, no caso de sistemas isolados e apenas o inversor para os sistemas ligados à rede. As estruturas de suporte dos módulos também se incluem nos dispositivos de interface e regulação.

Segundo a AIE, os preços dos sistemas fotovoltaicos são os que se mostram no Quadro 2 (preços de 2007). Pode observar-se que o custo do sistema completo se situa, em Portugal, ente 4,2–5,5 €/Wp, para os sistemas de maior dimensão ligados à rede. Sistemas de microgeração são mais caros, oscilando entre 5-6 €/Wp. Dados de projecto da central de Moura e de Serpa indicam um investimento de 235 M€ (aprox. 5,1 €/Wp) e 62 M€ (aprox. 5,6 €/Wp), respectivamente.

Embora o custo dos dispositivos de interface e regulação e os custos de instalação possam variar muito, pode afirmar-se que, em termos médios, cerca de 60% do investimento total se refere aos colectores (números de 2007 indicam um preço médio dos módulos, em Portugal, de 2,8–3,5 €/Wp), incluindo-se nos restantes 40% o custo dos dispositivos de interface e regulação e respectivas ligações eléctricas e os custos de instalação.

Os custos de operação e manutenção (O&M) são também muito variáveis, mas pode estimar-se que se situem, em média, em torno de 1 a 2% do investimento total.

---

<sup>2</sup> Balance Of Systems – BOS.

Quadro 2 – Evolução dos preços dos módulos e dos sistemas fotovoltaicos, incluindo o efeito da inflação, em países seleccionados [IEA-PVPS]

Table 6 – Indicative installed system prices in selected countries in 2007

Country	Off-grid (EUR or USD per W)				Grid-connected (EUR or USD per W)			
	<1 kW		>1 kW		<10 kW		>10 kW	
	EUR	USD	EUR	USD	EUR	USD	EUR	USD
AUS	12,2 – 15,2	16,7 – 20,8	11 – 14	15 – 19,2	6,1 – 7,3	8,3 – 10	4,9 – 6,1	6,7 – 8,3
AUT	8 – 15	11 – 20,5	8 – 15	11 – 20,5	4,8 – 6	6,6 – 8,2	4,8 – 5,5	6,6 – 7,5
CAN	10,2	14	5,3	7,2	5,8	7,9	6,8	9,3
CHE	10,4 – 13,4	14,2 – 18,3	9,1 – 10,4	12,5 – 14,2	5,7 – 5,9	7,8 – 8	4,6 – 5,5	6,3 – 7,6
DEU					4,4 – 5,2	6 – 7,1	4,3	5,9
DNK	9,4 – 12	12,9 – 16,5	20,1 – 26,9	27,6 – 36,8	4,7 – 11,4	6,4 – 15,6	6,7 – 13,4	9,2 – 18,4
ESP	15 – 20	20,5 – 27,4	15 – 20	20,5 – 27,4	7 – 9	9,6 – 12,3	5,5 – 7	7,5 – 9,6
FRA	11 – 19	15 – 26	13 – 15	18 – 21	5,5 – 6,5	7,5 – 9	5,5	7,5
GBR	7,3 – 11	10 – 15	7,3 – 16,1	10 – 22	5 – 13,6	6,8 – 18,6	6,7 – 13	9,2 – 17,8
ISR	6 – 9	8,2 – 12,3						
ITA	10 – 14	13,7 – 19,2			6 – 7	8,2 – 9,6	5 – 6	6,8 – 8,2
JPN					4,3	5,9	3,9	5,4
KOR					6,6 – 7,2	9 – 9,8	6,4	8,7 – 8,8
MEX	10,8	14,8			5,8	7,9		
NOR	15,5 – 22,4	21,3 – 30,7			11,2 – 15	15,4 – 20,5		
PRT	8 – 10	11 – 13,7	8 – 10	11 – 13,7	5 – 6	6,8 – 8,2	4,2 – 5,5	5,8 – 7,5
SWE	10,3	14,1			5,2 – 6,5	7,1 – 8,9	6,5	8,9
USA	7,3 – 14,6	10 – 20	7,3 – 14,6	10 – 20	5,1 – 6,6	7 – 9	4 – 5,5	5,5 – 7,5

Notes: Additional information about the systems and prices reported for most countries can be found in the various national survey reports on the IEA PVPS website. Excludes VAT and sales taxes. More expensive grid-connected system prices are often associated with roof integrated slates or tiles or one-off building integrated designs or single projects, and figures can also relate to a single project.

Estudos realizados em Portugal de avaliação do potencial solar para produção de electricidade [Aguiar], conduziram ao mapa de isolinhas de um índice de desempenho de sistemas fotovoltaicos – kWh fornecidos por ano por Watt-pico instalado, que se reproduz na Figura 4. Salienta-se que este índice não é mais do que a conhecida utilização anual da potência instalada (também designada no contexto da energia fotovoltaica como *utilização anual da potência de pico*) aqui expressa em kh. Grosso modo, pode afirmar-se que a utilização anual varia entre as 1.600 h no sul, 1.500 h no centro e 1.400 h no norte. Note-se que, nestes cálculos, se considerou fixa a inclinação dos painéis.

Dados de projecto das centrais de Moura e de Serpa reportam uma produção anual de energia eléctrica de 90 GWh (aprox. ha=1.950 h) e 20 GWh (aprox. ha=1.800 h), respectivamente. No entanto, estas centrais possuem um sistema de controlo da inclinação dos painéis que segue a posição do sol ao longo do dia, o que ajuda a perceber os valores projectados para a produção eléctrica e para o investimento.

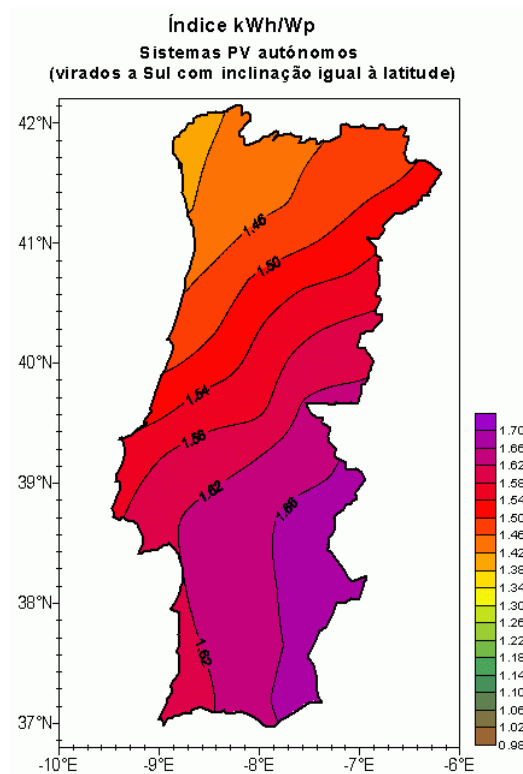


Figura 4 – Índice kWh/Wp (ha expresso em kh) em sistemas fotovoltaicos ligados à rede [Aguiar]

A aplicação de um modelo simplificado do custo médio anual actualizado de produção conduz a  $c = l_{01}(i+d_{om})/h_a$ , em que  $i$  é o inverso do factor presente da anuidade,  $d_{om}$  são os encargos de O&M e custos diversos, em percentagem do investimento total,  $l_{01}$  é custo de investimento por Wp e  $h_a$  é utilização anual da potência instalada.

Na Figura 5 ilustra-se a curva de variação do custo médio anual actualizado da unidade de energia produzida em função da utilização anual da potência instalada (ou da potência de pico), parametrizada em função do investimento por unidade de potência instalada.

Para o investimento unitário consideraram-se valores que se situam nos extremos da gama de variação actualmente aceite como representativa de sistemas ligados à rede: um valor baixo de 4,5 €/Wp e um valor alto de 6,5 €/Wp. Para os encargos de O&M tomou-se o valor de 1% do investimento total e a taxa de actualização considerada foi de 7%.

De acordo com a legislação em vigor que estabelece a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública pelos PRE que usam recursos renováveis (chamado tarifário verde) pode estimar-se (2008) que cada unidade de energia injectada na rede pública com origem em parques fotovoltaicos é paga a um valor que se situará em torno de 380 €/MWh, durante um máximo de 15 anos.

A propósito, nota-se que o período em análise na Figura 5 foi reduzido precisamente para 15 anos para corresponder ao período em que o tarifário verde bonificado é garantido pelo Estado. Esta opção conduz naturalmente a resultados de viabilidade económica pessimistas, uma vez que a vida útil de um parque fotovoltaico é, em geral, estimada num período superior a 15 anos.

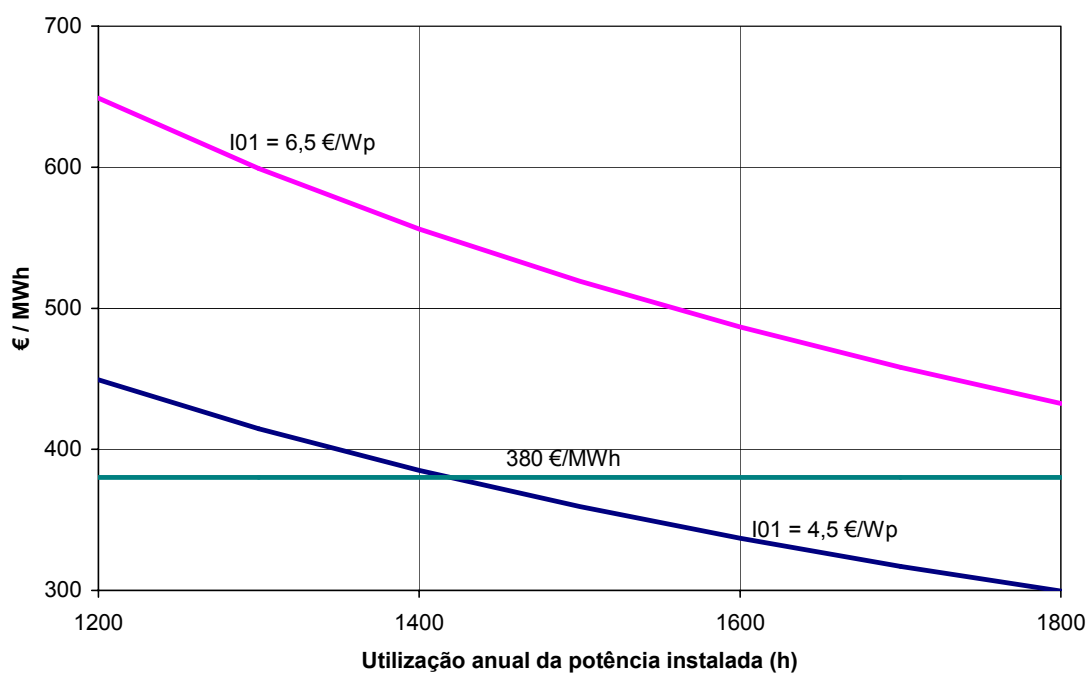


Figura 5 – Custo médio anual actualizado do MWh;  $a = 7\%$ ,  $n = 15$  anos,  $d_{om} = 1\%I_t$

A análise da Figura 5 mostra que para a gama de variação da utilização anual da potência de pico esperada em Portugal (entre 1.400 e 1.600 horas anuais) é absolutamente essencial que o investimento por unidade de potência de pico em instalações ligadas à rede não ultrapasse o valor de referência – situado em torno de 4 €/Wp – por forma a assegurar a rentabilidade do projecto.



## 2. CÉLULA FOTOVOLTAICA

### 2.1. ESTRUTURA MICROSCÓPICA

Um átomo de silício é formado por catorze prótons e catorze electrões. Na camada mais exterior, conhecida como banda de valência, existem quatro electrões.

Quando se constitui um cristal de silício, os átomos alinham-se segundo uma estrutura em teia (chamada teia de diamante), formando quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos, como se mostra na Figura 6.

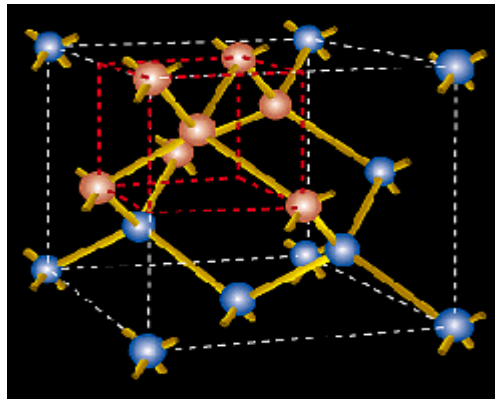


Figura 6 – Estrutura em teia de diamante de um cristal de silício [NREL].

Em cada ligação covalente, um átomo partilha um dos seus electrões de valência com um dos electrões de valência do átomo vizinho. Como resultado desta partilha de electrões, a banda de valência, que pode conter até oito electrões, fica cheia: os electrões ficam presos na banda de valência e o átomo está num estado estável.

Para que os electrões se possam deslocar têm de adquirir energia suficiente para passarem da banda de valência para a banda de condução. Esta energia é designada por hiato<sup>3</sup> e no caso do cristal de silício vale 1,12 eV.

Quando um fóton da radiação solar contendo energia suficiente atinge um electrão da banda de valência, este move-se para a banda de condução, deixando um

---

<sup>3</sup> Band gap energy.

*buraco*<sup>4</sup> o seu lugar, o qual se comporta como uma carga positiva. Neste caso, diz-se que o fóton criou um par electrão-buraco.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia eléctrica. Os electrões passariam para a banda de condução mas acabariam por se recombinar com os *buracos*, não dando origem a qualquer corrente eléctrica.

Para haver corrente eléctrica é necessário que exista um campo eléctrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como *dopagem* do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objectivo de alterar as suas propriedades eléctricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*, que possuem, respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro.

O boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo *p*. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três electrões na banda de valência, existe uma ligação apenas com um electrão, enquanto as restantes três ligações possuem dois electrões. A ausência deste electrão é considerada um *buraco*, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um electrão vizinho a preenche, outro *buraco* se cria. A razão entre átomos de boro e átomos de silício é normalmente da ordem de 1 para 10 milhões.

O fósforo é o material usado para criar a região *n*. Um átomo de fósforo tem cinco electrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um electrão livre, que viaja através do material. A razão entre átomos de fósforo e de silício é próxima de 1 para 1000.

Na região onde os dois materiais se encontram, designada *junção p-n*, cria-se, portanto, um campo eléctrico que separa os portadores de carga que a atingem: os electrões, excitados pelos fótons com energia suficiente para excitar electrões da

---

<sup>4</sup> Hole.



banda de valência para a banda de condução, são acelerados para um terminal negativo, ao passo que os *buracos* são enviadas para um terminal positivo. Nestas condições, ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente através de uma carga, circulará corrente eléctrica.

## 2.2. ESTRUTURA MACROSCÓPICA

A Figura 7 mostra a superfície activa de uma célula fotovoltaica típica de silício cristalino. Tem a forma de um quadrado com cerca de 10 cm de lado e pesa aproximadamente 10 gramas.

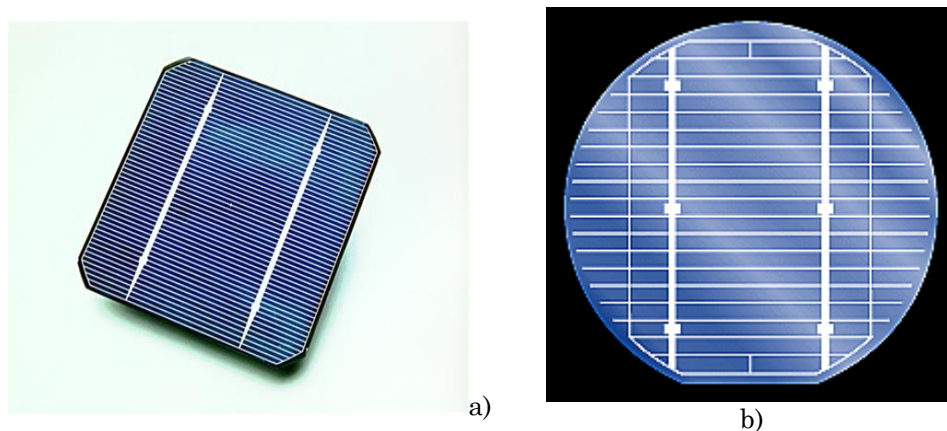


Figura 7 – a) Superfície activa de uma célula fotovoltaica típica [CREST];  
b) Pormenor da grelha colectora metálica na superfície [DOE].

A Figura 8 ilustra a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica.

A legenda da Figura 8 é a seguinte:

- Grelha e contactos frontais (“grid”, “front contacts”): os contactos frontais, em cobre, constituem os terminais negativos.
- Película anti-reflexo (“anti-reflection coating”): esta película, reduz a reflexão da radiação incidente para valores abaixo de 5%; em conjunto com textura especiais usadas em células de alto rendimento a reflexão pode ser reduzida para valores da ordem de 2%; sem este revestimento a célula reflectiria cerca de um terço da radiação.

- Camada tipo  $n$  (“n-type silicon”): silício dopado com fósforo, constituindo a região negativa da célula; a espessura desta camada é cerca de 300 nm.
- Camada tipo  $p$  (“p-type silicon”): silício dopado com boro, constituindo a região positiva da célula; a espessura desta camada é cerca de 250.000 nm.
- Contacto traseiro (“back contact”): contacto metálico localizado na parte posterior da célula, que constitui o terminal positivo.

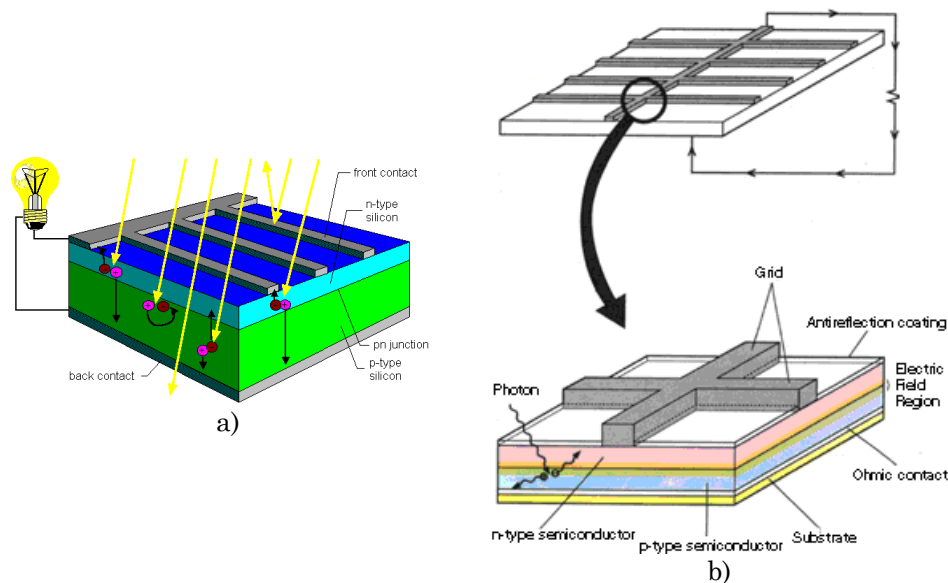


Figura 8 – a) Constituição interna de uma célula fotovoltaica típica [ILSE]  
b) Pormenor da constituição da grelha metálica [Stone].

## 2.3. MODELO MATEMÁTICO DE UM DÍODO E TRÊS PARÂMETROS

### 2.3.1. Estabelecimento do modelo

Em termos de modelo matemático simplificado, uma célula pode ser descrita através do circuito eléctrico equivalente que se mostra na Figura 9.

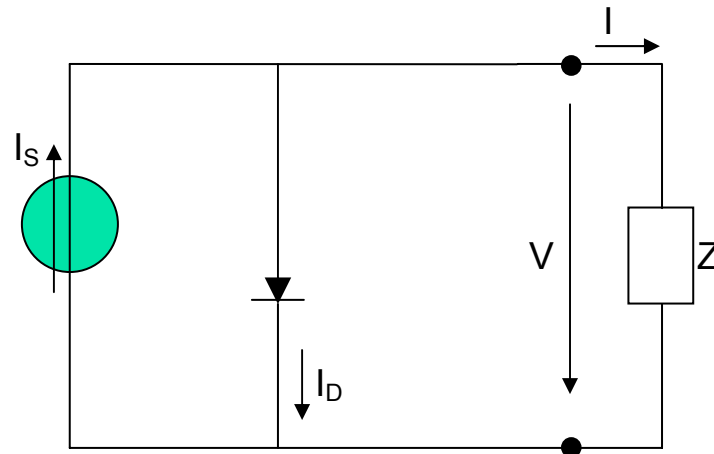


Figura 9 – Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z.

A fonte de corrente  $I_s$  representa a corrente eléctrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituído por fotões, ao atingir a superfície activa da célula (efeito fotovoltaico); esta corrente unidireccional é constante para uma dada radiação incidente. A *junção p-n* funciona como um diódo que é atravessado por uma corrente interna unidireccional  $I_D$ , que depende da tensão  $V$  aos terminais da célula.

A corrente  $I_D$  que se fecha através do diódo é:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad \text{equação 1}$$

em que:

- $I_0$  – corrente inversa máxima de saturação do diódo
- $V$  – tensão aos terminais da célula
- $m$  – *factor de idealidade do diódo* (diódo ideal:  $m = 1$ ; diódo real:  $m > 1$ )
- $V_T$  – designado por *potencial térmico*  $V_T = \frac{KT}{q}$ <sup>5</sup>
  - $K$ : *constante de Boltzmann* ( $K = 1,38 \times 10^{-23}$  J/K)

<sup>5</sup> Para  $T = 298,16$  K ( $\theta = 25$  °C), obtém-se  $V_T = 25,7$  mV.

- T: temperatura absoluta da célula em K ( $0^{\circ}\text{C} = 273,16 \text{ K}$ )
- q: carga eléctrica do electrão ( $q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$ )

A corrente  $I$  que se fecha pela carga é, portanto (ver Figura 9):

$$I = I_s - I_D = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad \text{equação 2}$$

Dois pontos de operação da célula merecem atenção particular:

### Curto-circuito exterior

Neste caso é:

$$\begin{aligned} V &= 0 \\ I_D &= 0 \\ I &= I_s = I_{cc} \end{aligned} \quad \text{equação 3}$$

A corrente de curto-circuito  $I_{cc}$  é o valor máximo da corrente de carga, igual, portanto, à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

### Circuito aberto

Neste caso é:

$$\begin{aligned} I &= 0 \\ V_{ca} &= mV_T \ln \left( 1 + \frac{I_s}{I_0} \right) \end{aligned} \quad \text{equação 4}$$

A tensão em vazio  $V_{ca}$  é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, que ocorre quando esta está em vazio. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

### 2.3.2. Comparação com resultados experimentais

Tem interesse avaliar o desempenho do modelo apresentado, por comparação com resultados experimentais. Na Figura 10 mostram-se os resultados experimentais e os resultados da simulação para a característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 10x10 cm<sup>2</sup>. As condições de teste experimental e de simulação estão indicadas no Quadro 3.

Na simulação,  $I_0$  (corrente inversa máxima de saturação do díodo) foi calculado recorrendo às condições fronteira conhecidas (curto-circuito e circuito aberto). Da equação 4 retira-se que:

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\frac{V_{ca}}{mV_T} - 1} \quad \text{equação 5}$$

Realizaram-se duas simulações: uma considerando um díodo ideal ( $m = 1$ ) e outra considerando um díodo real ( $m = 2$ ).

Quadro 3 – Condições de teste experimental [TU-Berlin] e de simulação;  
G: radiação incidente; A: área da célula.

	Teste	Simul. 1	Simul. 2
<b>G (W/m<sup>2</sup>)</b>	430		
<b>A (m<sup>2</sup>)</b>	0,01		
<b>θ (°C)</b>	25	25	25
<b>I<sub>cc</sub> (A)</b>	1,28	1,28	1,28
<b>V<sub>ca</sub> (V)</b>	0,56	0,56	0,56
<b>I<sub>0</sub> (A)</b>		4,40E-10	2,37E-05
<b>m</b>		1	2

Pode verificar-se na Figura 10 que o modelo que considera o díodo ideal conduz a uma aproximação dos resultados experimentais que se caracteriza por desvios relativamente acentuados. Os resultados comparativos melhoram substancialmente quando se considera o díodo real.

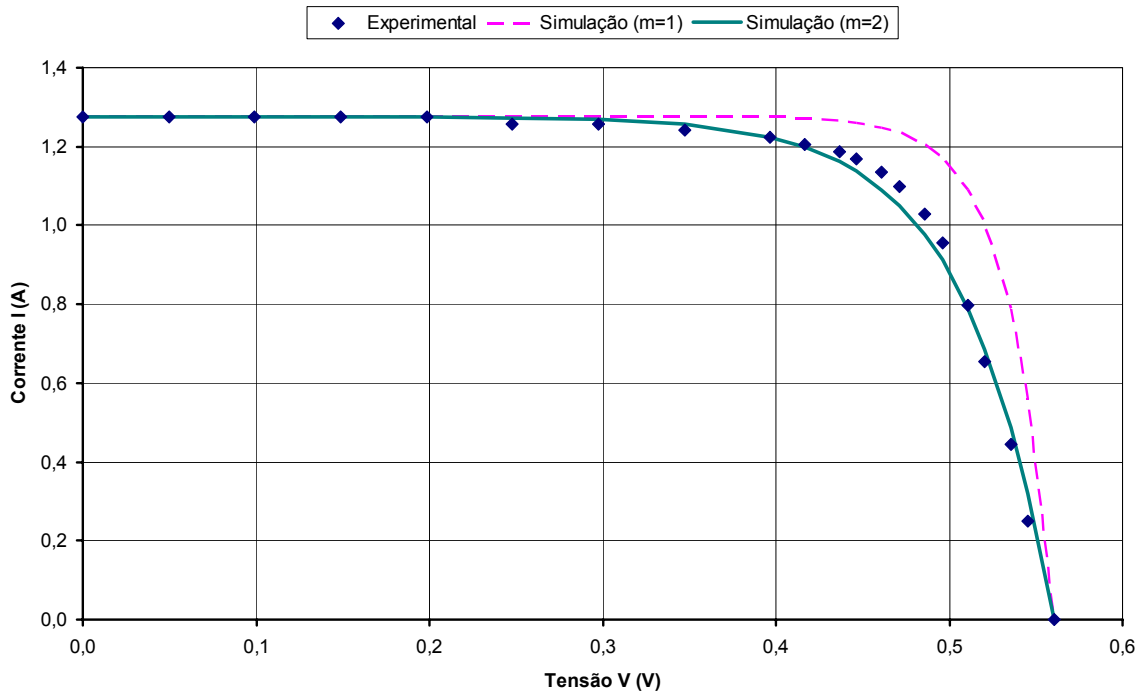


Figura 10 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica: comparação de resultados experimentais [TU-Berlin] com resultados de simulação.

### 2.3.3. Condições de referência

As condições nominais de teste<sup>6</sup>, normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas *condições de referência*, são:

- Temperatura,  $\theta^r = 25\text{ °C} \Leftrightarrow T^r = 298,16\text{ K}$
- Radiação incidente,  $G^r = 1000\text{ W/m}^2$

Na sequência, as grandezas referenciadas pelo índice superior  $r$  consideram-se medidas nas condições de referência – STC.

### 2.3.4. Potência eléctrica e rendimento

A potência eléctrica de saída  $P$  é:

$$P = VI = V \left[ I_{cc} - \left( I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_r}} - 1 \right) \right) \right] \quad \text{equação 6}$$

<sup>6</sup> Standard Test Conditions – STC.

A potência máxima obtém-se para  $dP/dV = 0$ , o que é equivalente a:

$$I_{cc} + I_0 \left( 1 - e^{\frac{V}{mV_T}} - \frac{V}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}} \right) = 0$$

$$e^{\frac{V}{mV_T}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V}{mV_T} + 1} \quad \text{equação 7}$$

A solução da equação 7 é  $V = V_{\max}$  e a correspondente corrente é  $I_{\max}$ . O ponto de potência máxima é  $P_{\max} = V_{\max} I_{\max}$ . Nas condições de referência será  $V = V_{\max}^r$ ,  $I = I_{\max}^r$  e  $P = P_{\max}^r$ .

A equação não-linear pode ser resolvida por um método iterativo simples, por exemplo, o método de Gauss, cuja expressão de cálculo é:

$$V_{\max}^{(k+1)} = mV_T \ln \left( \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T} + 1} \right) \quad \text{equação 8}$$

Um método iterativo mais sofisticado é o de Newton, o qual exibe uma convergência mais rápida. A expressão de cálculo é:

$$V_{\max}^{(k+1)} = V_{\max}^{(k)} - \frac{I_{cc} + I_0 \left( 1 - e^{\frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T}} - \frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T} e^{\frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T}} \right)}{-\frac{I_0}{mV_T} e^{\frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T}} \left( 2 + \frac{V_{\max}^{(k)}}{mV_T} \right)} \quad \text{equação 9}$$

A correspondente corrente é:

$$I_{\max} = I_{cc} - I_0 \left( e^{\frac{V_{\max}}{mV_T}} - 1 \right) \quad \text{equação 10}$$

Os valores de  $V_{ca}^r$ ,  $I_{cc}^r$  e  $P_{max}^r$  são característicos da célula, sendo dados fornecidos pelo fabricante para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica também os valores de  $V_{max}^r$  e  $I_{max}^r$ .

A potência máxima de saída obtida nas condições STC, designa-se *potência de pico*<sup>7</sup>. O rendimento nas condições de referência é a relação entre a potência de pico e a potência da radiação incidente:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{AG^r} \quad \text{equação 11}$$

em que  $A$  é a área da célula. Naturalmente que, para outras condições de funcionamento, será:

$$\eta = \frac{P_{max}}{AG} \quad \text{equação 12}$$

em que  $G$  é a radiação solar incidente por unidade de superfície.

O quociente entre a potência de pico e o produto  $V_{ca}^r I_{cc}^r$  chama-se *factor de forma*<sup>8</sup>:

$$FF = \frac{P_{max}^r}{V_{ca}^r I_{cc}^r} \quad \text{equação 13}$$

Para as células do mesmo tipo, os valores de  $V_{ca}^r$  e  $I_{cc}^r$  são aproximadamente constantes, mas a forma da curva I-V pode variar consideravelmente. As células em uso comercial apresentam um factor de forma entre 0,7 e 0,85. Naturalmente que será desejável trabalhar com células em que o factor de forma seja o maior possível.

Na Figura 11 mostram-se as curvas I-V para duas células com factores de forma diferentes. Pode observar-se a sensível redução na potência máxima verificada na célula 2.

<sup>7</sup> Peak power ou Maximum Power Point – MPP.

<sup>8</sup> Fill factor.



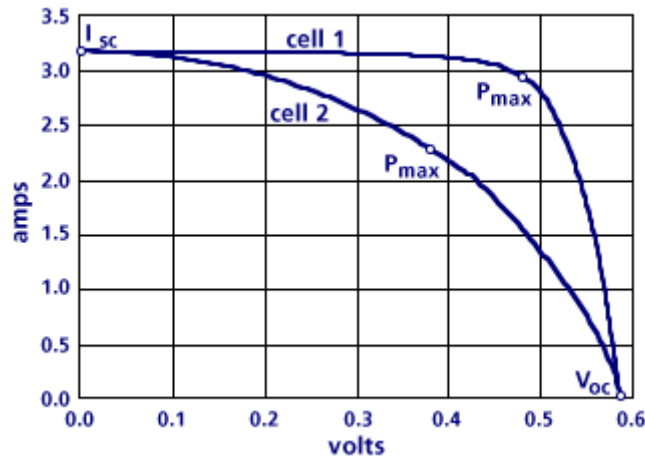


Figura 11 – Curvas I-V de duas células com factores de forma diferentes [CREST].

### 2.3.5. Desenvolvimento do modelo e aplicação

Quando estão apenas disponíveis os valores de  $V_{ca}^r$ ,  $I_{cc}^r$  e  $P_{max}^r$  o modelo é desenvolvido substituindo a equação 3 e a equação 5 na equação 2<sup>9</sup>, o que permite escrever, para as condições de referência:

$$I = I_{cc}^r \left( 1 - e^{\frac{V - V_{ca}^r}{mV_T^r}} \right) \quad \text{equação 14}$$

Neste caso, o factor  $m$  é um parâmetro de ajuste da curva I-V.

Se, como é habitual, também estiverem disponíveis os valores de  $V_{max}^r$  e  $I_{max}^r$ , o modelo pode ser refinado, do modo como se indica a seguir.

Para as condições de referência, a equação 2 aplica-se nos pontos de circuito aberto, curto-circuito e potência máxima, obtendo-se, respectivamente:

$$0 = I_s^r - I_0^r \left( e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad \text{equação 15}$$

$$I_{cc}^r = I_s^r \quad \text{equação 16}$$

<sup>9</sup> Considerando que  $e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} \gg 1$  e que  $e^{\frac{V}{mV_T^r}} \gg 1$ .

$$I_{\max}^r = I_s^r - I_0^r \left( e^{\frac{V_{\max}^r}{mV_T^r}} - 1 \right) \quad \text{equação 17}$$

Da equação 17 obtém-se para o factor de idealidade do díodo<sup>10</sup>:

$$m = \frac{V_{\max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left( 1 - \frac{I_{\max}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad \text{equação 18}$$

A equação 18 permite calcular o factor de idealidade do díodo apenas em função dos parâmetros característicos da célula fornecidos pelos fabricantes. Este modelo considera o factor  $m$  como constante.

Uma vez determinado  $m$ , a corrente inversa de saturação nas condições de referência, calcula-se facilmente pela equação 15:

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} - 1} \quad \text{equação 19}$$

O modelo de um díodo e três parâmetros ( $m$ ,  $I_0$ ,  $I_s$ ) é completado com a equação 16.

Na Figura 12 mostra-se a curva I-V de uma célula típica de silício cristalino.

---

<sup>10</sup> Resolvendo a equação 12 em ordem a  $I_0^r$ , substituindo depois na equação 14, e tendo em conta a equação 13 e que  $e^{\frac{V_{ca}^r}{mV_T^r}} \gg 1$  e que  $e^{\frac{V_{\max}^r}{mV_T^r}} \gg 1$ .

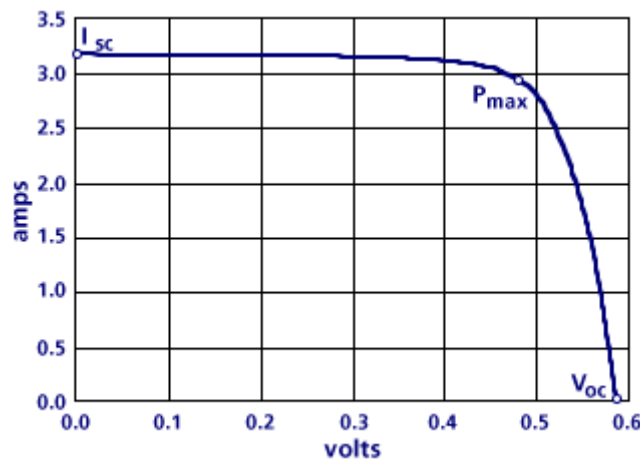


Figura 12 – Curva I-V de uma célula típica de silício cristalino; resultados experimentais; condições de referência:  $\theta^r = 25^\circ\text{C}$ ,  $G^r = 1000\text{ W/m}^2$ ;  $A = 0,01\text{ m}^2$  [CREST].

### Exemplo FV1

Considere a célula fotovoltaica representada na Figura 12 que tem uma área de  $100\text{ cm}^2$  e uma potência de pico de  $1,4\text{ Wp}$ . Através de ensaios experimentais, registaram-se os seguintes valores medidos nas condições de referência STC (os valores são típicos para o mesmo tipo de células):

- Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ )  $I_{cc}^r = 3,15\text{ A}$
- Tensão de vazio ( $V_{oc}$ )  $V_{ca}^r = 0,59\text{ V}$
- Potência máxima ( $P_{max}$ )  $P_{max}^r = 1,40\text{ W}$
- Corrente no ponto de potência máxima  $I_{max}^r = 2,91\text{ A}$
- Tensão no ponto de potência máxima  $V_{max}^r = 0,48\text{ V}$

Calcule: a) as grandezas características do módulo – rendimento máximo e factor de forma; b) os parâmetros característicos do modelo de um diodo e três parâmetros –  $m$ ,  $I_0$  e  $I_s$ ; c) as características I-V e P-V; d) os valores máximos de tensão, corrente e potência.

### Resolução:

a)

A área da célula de  $1,4\text{ Wp}$  é  $0,01\text{ m}^2$ .

O rendimento máximo nas condições de referência e o factor de forma calculam-se então, respectivamente, por:

$$\eta^r = \frac{1,4}{0,01 \times 1000} = 14\%; \quad FF = \frac{1,4}{0,59 \times 3,15} = 0,753$$

b)

Os parâmetros característicos da célula fotovoltaica são constantes ( $m$ ) ou calculados para as condições de referência ( $I_0$  e  $I_{cc}$ ).

Nas condições de referência, o potencial térmico vale:

$$V_T^r = \frac{KT^r}{q} = \frac{1,38 \times 10^{-23} \times 298,16}{1,60 \times 10^{-19}} = 25,7 \times 10^{-3} \text{ V}$$

Substituindo valores, obtém-se:

$$m = 1,66; I_0^r = 3,17 \times 10^{-6} \text{ A}; I_S = I_{cc}^r = 3,15 \text{ A}$$

c)

Para obter a característica I-V traça-se a curva:

$$I = 3,15 - 3,17 \times 10^{-6} \times \left( e^{\frac{V}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} - 1 \right)$$

Por seu turno, a característica P-V obtém-se fazendo:

$$P = V I$$

Os resultados obtidos (em condições STC) mostram-se na Figura 13.

d)

O cálculo da potência máxima obriga primeiro à determinação da tensão máxima,  $V_{max}^r$ , resolvendo, por um método iterativo, a equação:

$$e^{\frac{V_{max}^r}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} = \frac{1 + \frac{3,15}{3,17 \times 10^{-6}}}{1 + \frac{V_{max}^r}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} \Leftrightarrow V_{max}^r = 1,66 \times 25,7 \times 10^{-3} \times \ln \left( \frac{1 + \frac{3,15}{3,17 \times 10^{-6}}}{1 + \frac{V_{max}^r}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} \right)$$

A solução é  $V_{max}^r = 0,48 \text{ V}$ , a qual foi obtida usando o método de Gauss.

A correspondente corrente máxima é:

$$I_{max}^r = 3,15 - 3,17 \times 10^{-6} \times \left( e^{\frac{0,48}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} - 1 \right) = 2,89 \text{ A}$$

e a potência máxima vem:

$$P_{max}^r = V_{max}^r \times I_{max}^r = 1,4 \text{ W}$$

Estes resultados constituem uma boa aproximação dos valores obtidos por via experimental.

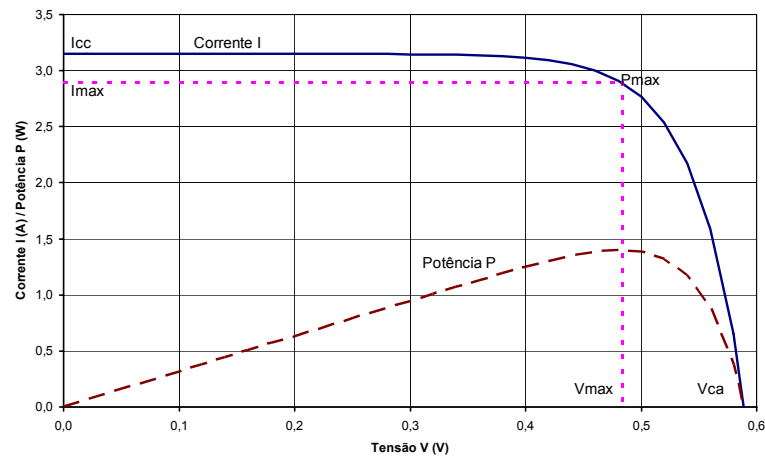


Figura 13 – Curvas I-V e P-V da célula típica de silício cristalino; condições STC.

### 2.3.6. Influência da temperatura e da radiação incidente

Na Figura 14 ilustra-se a variação da curva I-V com a temperatura para a célula que tem vindo a servir de exemplo.

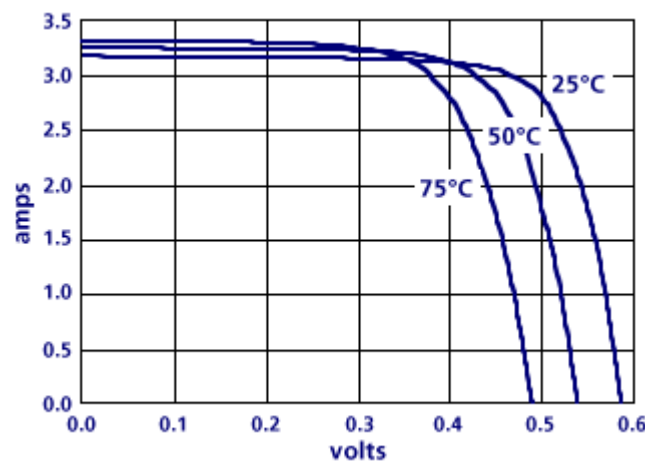


Figura 14 – Variação da curva I-V com a temperatura; resultados experimentais [CREST].

Na Figura 14 pode observar-se que:

- A potência de saída decresce com o aumento da temperatura.
- A tensão de circuito aberto decresce com a temperatura (aproximadamente  $-2,3 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$ )
- A corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos.

Na Figura 15 ilustra-se a variação da curva I-V com a radiação incidente para a célula que tem vindo a ser analisada.

A Figura 15 mostra que:

- A potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente.
- A corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente<sup>11</sup>.
- A tensão de circuito aberto varia pouco com a radiação incidente, sendo esta variação, no entanto, mais importante para valores baixos de radiação incidente.

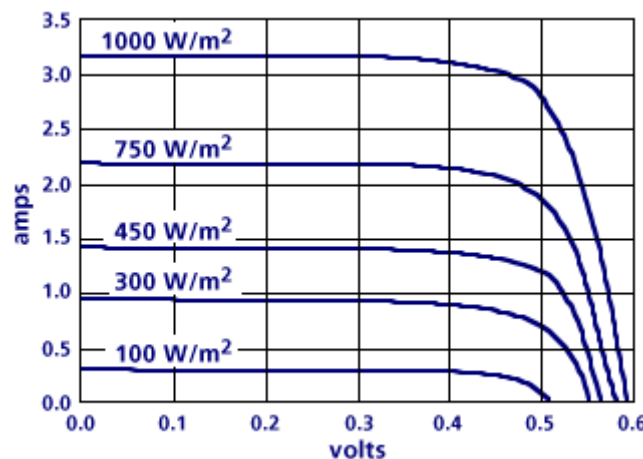


Figura 15 – Variação da curva I-V com a radiação incidente; resultados experimentais [CREST].

A validade do modelo simplificado pode ser testada, analisando o seu comportamento em face de variações de temperatura e de radiação incidente.

Para o efeito, nota-se que a corrente inversa de saturação pode ser escrita em termos das características do material e da temperatura, através de:

$$I_0 = DT^3 e^{\frac{\varepsilon}{m'V_T}} \quad \text{equação 20}$$

<sup>11</sup> Facilmente se pode verificar que o gráfico da Figura 15 tem um erro: onde está 750 W/m<sup>2</sup> deveria estar 700 W/m<sup>2</sup>.

em que:

- $I_0$  – corrente inversa máxima de saturação do díodo
- $D$  – constante
- $\varepsilon$  – hiato do silício:  $\varepsilon = 1,12 \text{ eV}$
- $m'$  – *factor de idealidade equivalente*  $m' = \frac{m}{N_{SM}}$  em que  $N_{SM}$  é o número de células ligadas em série
- $T$  – temperatura da célula em K
- $V_T$  – potencial térmico em V

A equação 20 permite estabelecer a variação de  $I_0$  com a temperatura a partir do seu conhecimento para as condições de referência:

$$I_0 = I_0^r \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m' V_T^r} \left( \frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T^r} \right)} \quad \text{equação 21}$$

Já a corrente de curto-circuito é função da radiação incidente, podendo o seu valor ser calculado a partir de:

$$I_{cc} = I_{cc}^r \frac{G}{G_r} \quad \text{equação 22}$$

### Exemplo FV2

Considere de novo a célula fotovoltaica do Exemplo FV1 com uma área de  $100 \text{ cm}^2$  e uma potência de pico de  $1,4 \text{ Wp}$ .

Trace as curvas  $I$ - $V$  parametrizadas em função de: a) temperatura da célula ( $25$ ,  $50$  e  $75 \text{ }^\circ\text{C}$ ), considerando a radiação constante e igual à radiação de referência  $G^r = 1000 \text{ W/m}^2$ ; b) radiação incidente ( $1000$ ,  $700$ ,  $450$ ,  $300$  e  $100 \text{ W/m}^2$ ), considerando a temperatura constante e igual à temperatura de referência  $\theta^r = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Compare os resultados obtidos com as características da Figura 14 e da Figura 15, respectivamente.

Use o modelo de um díodo e três parâmetros.

**Resolução:**

a)

O potencial térmico varia com a temperatura e, nas hipóteses admitidas no desenvolvimento do modelo de um díodo e três parâmetros, a corrente de saturação inversa varia com a temperatura e com o potencial térmico. Admite-se que a corrente de curto-circuito é invariante com a temperatura.

O potencial térmico nas condições de referência é:

$$V_T^r = 25,7 \times 10^{-3} \text{ V}$$

Para a temperatura  $T$  (K) vale:

$$V_T(T) = \frac{KT}{q}$$

A corrente de saturação inversa escreve-se como:

$$I_0(T) = 3,17 \times 10^{-6} \times \left( \frac{T}{298,16} \right)^3 \times e^{\frac{1,12}{1,66} \left( \frac{1}{25,7 \times 10^{-3}} - \frac{1}{V_T(T)} \right)}$$

Para radiação constante e temperatura variável, a característica I-V traça-se pela curva:

$$I = 3,15 - I_0(T) \times \left( e^{\frac{V}{1,66 \times V_T(T)}} - 1 \right)$$

b)

O potencial térmico e a corrente de saturação inversa são invariantes com a radiação, permanecendo nos seus valores de referência.

A corrente de curto-circuito depende da radiação incidente através de:

$$I_{cc}(G) = \frac{G}{1000} \times 3,15$$

À temperatura constante, a característica I-V parametrizada em função da radiação obtém-se traçando a curva:

$$I = I_{cc}(G) - 3,17 \times 10^{-6} \times \left( e^{\frac{V}{1,66 \times 25,7 \times 10^{-3}}} - 1 \right)$$

Os resultados de simulação da influência da temperatura e da radiação incidente na curva I-V da célula são apresentados na Figura 16 e na Figura 17, respectivamente.

A observação da Figura 16 e da Figura 17 permite comprovar o bom desempenho do modelo na reprodução das curvas I-V (comparar com a Figura 14 e a Figura 15, respectivamente).



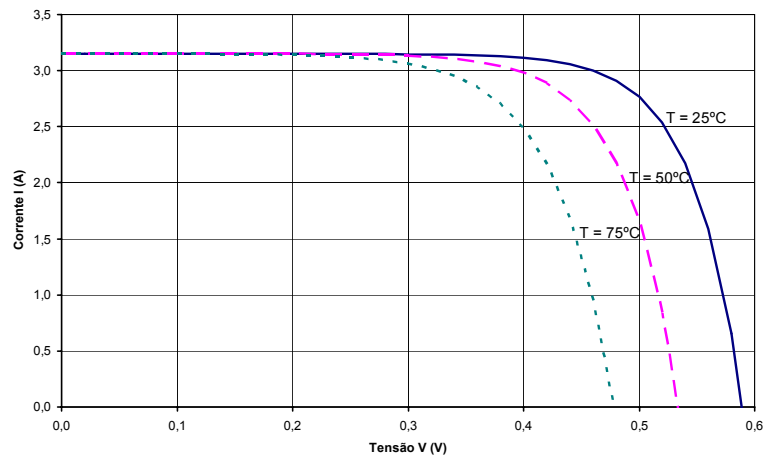


Figura 16 – Curva I-V de uma célula típica de silício cristalino; variação com a temperatura;  $G = G^r$ .

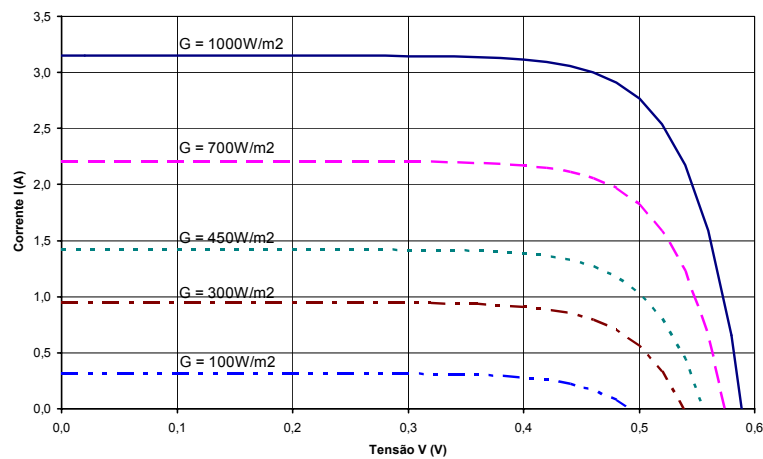


Figura 17 – Curva I-V de uma célula típica de silício cristalino; variação com a radiação incidente;  $T = T^r$ .

### Exemplo FV3

Retome o Exemplo FV2 e para cada uma das condições de temperatura e radiação estudadas, obtenha o respectivo valor da potência máxima.

#### Resolução:

Vamos exemplificar o processo de cálculo para:

a) Temperatura de 50 °C e radiação igual à radiação de referência de 1000 W/m<sup>2</sup>

Nestas condições, tem-se:

$$V_T(323,16) = 27,9 \times 10^{-3} \text{ V}$$

$$I_o(323,16) = 3,07 \times 10^{-5} \text{ A}$$

A corrente de curto-circuito toma o seu valor de referência  $I_{cc}^r = 3,15 \text{ A}$ .

A solução da equação:

$$V_{max}^{(k+1)} = 1,66 \times 27,9 \times 10^{-3} \times \ln \left( \frac{1 + \frac{3,15}{3,07 \times 10^{-5}}}{1 + \frac{V_{max}^{(k)}}{1,66 \times 27,9 \times 10^{-3}}} \right)$$

é  $V_{max} = 0,43 \text{ V}$ , obtida com recurso ao método iterativo de Gauss (convergência obtida ao fim de 3 iterações com erro inferior a  $0,0005 \text{ V}$  e  $V_{max}(0) = 0,48 \text{ V}$ )

A corrente máxima e a potência máxima são, respectivamente:

$$I_{max} = 2,84 \text{ A e } P_{max} = 1,21 \text{ W}$$

b) Radiação igual a  $450 \text{ W/m}^2$  e temperatura igual à temperatura de referência de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

O potencial térmico e a corrente de saturação inversa tomam os respectivos valores de referência.

A corrente de curto-circuito será:

$$I_{cc}(450) = 1,42 \text{ A}$$

Seguindo uma metodologia idêntica à usada em a) e substituindo valores obtém-se, sucessivamente,

$$V_{max} = 0,45 \text{ V}, I_{max} = 1,29 \text{ A e } P_{max} = 0,58 \text{ W}$$

Os resultados obtidos para as condições pretendidas são apresentados na Figura 18 e na Figura 19, respectivamente.

A conclusão principal é a acentuada dependência da potência máxima com a radiação incidente, o que provoca um impacto relevante na energia produzida.

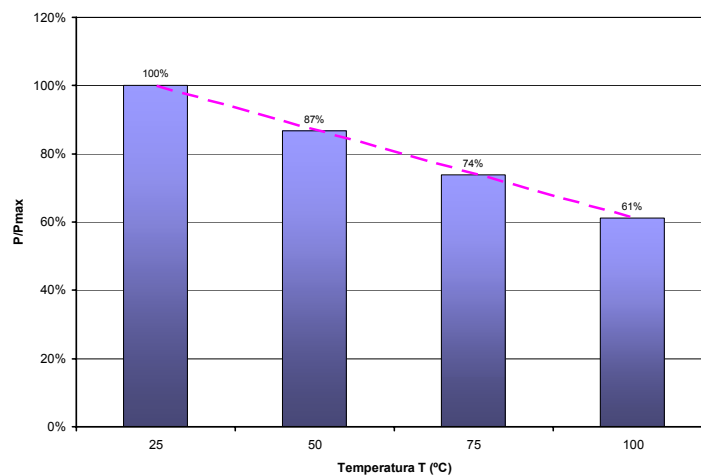


Figura 18 – Variação da potência máxima com a temperatura;  $G = G^r$ .

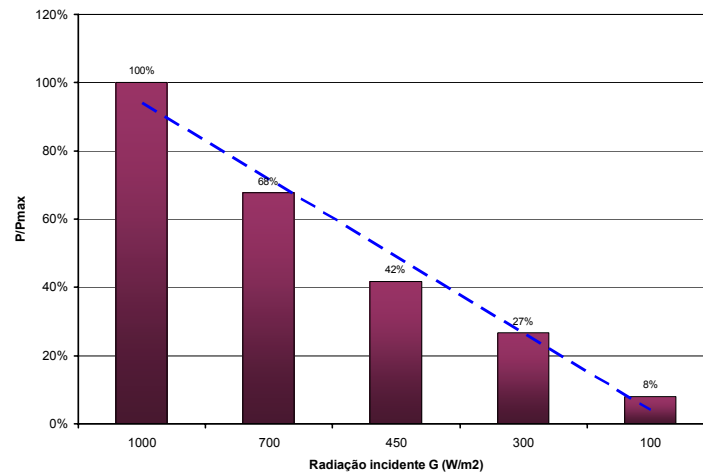


Figura 19 – Variação da potência máxima com a radiação incidente;  $T = T^r$ .

### 2.3.7. Introdução ao modelo detalhado

O modelo simplificado não é, como o próprio nome indica, uma representação rigorosa da célula fotovoltaica. Nas células “reais” observa-se uma queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores, a qual pode ser representada por uma resistência série  $R_s$ . Do mesmo modo, também existem correntes de fuga, que podem ser descritas por uma resistência paralelo,  $R_p$ . O circuito eléctrico equivalente é o que se representa na Figura 20.

A corrente  $I$  que se fecha pela carga é:

$$I = I_s - I_D - I_p = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V + R_s I}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad \text{equação 23}$$

A equação 23 traduz uma equação transcendente, implícita em  $I$ , que é resolvida com recurso a métodos iterativos. O cálculo de  $R_s$  e  $R_p$  sai fora do âmbito deste curso introdutório.

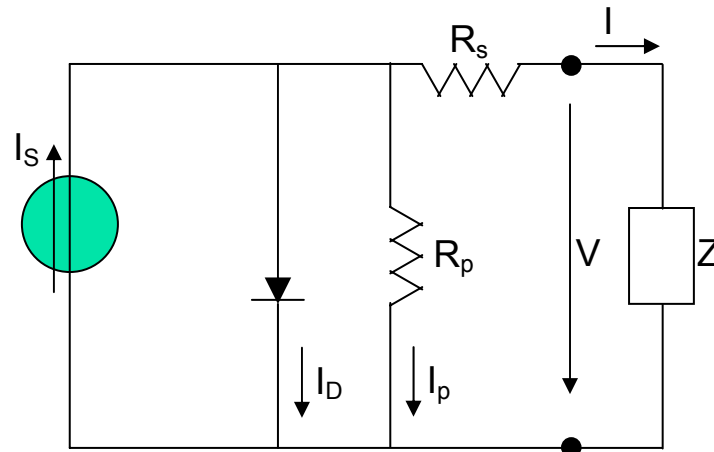


Figura 20 – Circuito eléctrico equivalente detalhado de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga  $Z$ .

## 2.4. TIPOS DE CÉLULAS

O *silício monocristalino* é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24%, o qual em utilização prática se reduz para cerca de 15%. A produção de silício cristalino é cara.

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 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de electrões e encorajam a recombinação com os *buracos*, o que reduz a potência de saída.

Por este motivo os rendimentos em laboratório e em utilização prática não excedem os 18% e 12%, respectivamente. Em contrapartida, o processo de fabricação é mais barato do que o do silício cristalino.

O *silício amorfo* não tem estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que, em princípio, impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas, uma vez que aqueles defeitos potenciavam a recombinação dos pares electrão-buraco.

No entanto, se ao silício amorfo for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, por um processo chamado *hidrogenização*, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma *fin película*<sup>12</sup> de silício amorfo sobre um substracto (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o do silício policristalino.

Os equipamentos solares domésticos (calculadoras, relógios) são habitualmente feitos com células de silício amorfo, representando cerca de 4% do mercado. Em laboratório é possível obter rendimentos da ordem de 13%, mas as propriedades conversoras do material deterioram-se em utilização prática, pelo que os rendimentos descem para cerca de 6%.

---

<sup>12</sup> Thin films.

### 3. MÓDULOS E PAINÉIS

A potência máxima de uma única célula fotovoltaica não excede 2 W, o que é manifestamente insuficiente para a maioria das aplicações. Por este motivo, as células são agrupadas em série e em paralelo formando *módulos*.

Um módulo consiste num conjunto de  $N_{PM}$  ramos ligados em paralelo, cada um deles constituído por  $N_{SM}$  células ligadas em série, como se mostra na Figura 21.

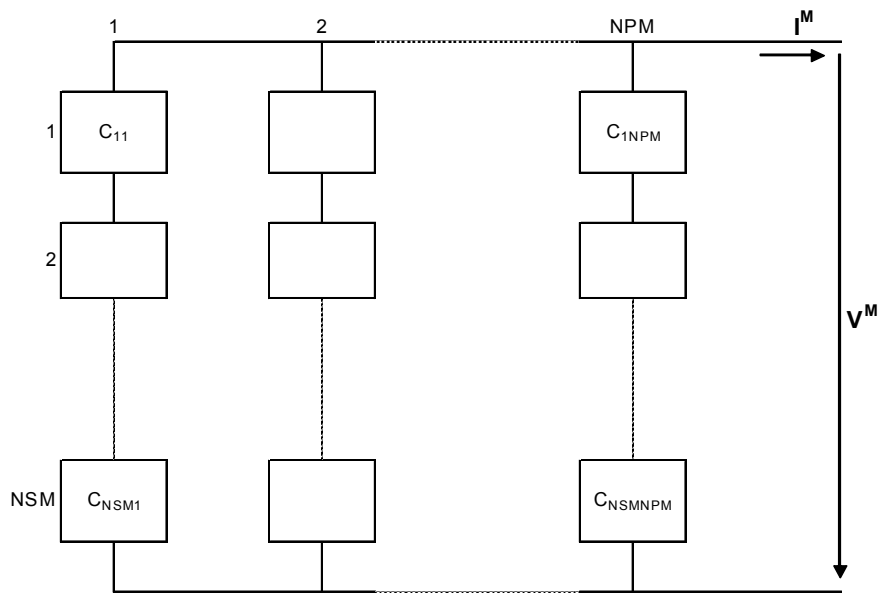


Figura 21 – Módulo fotovoltaico.

Em termos de modelo dos módulos fotovoltaicos, pode aplicar-se o modelo apresentado no Capítulo 2 para caracterizar o comportamento de uma única célula fotovoltaica, considerando o módulo como uma célula fotovoltaica equivalente. A sequência de cálculo é esquematizada abaixo, em que as grandezas referenciadas dizem respeito ao módulo:

Parâmetros constantes:

$$m = \frac{V_{\max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left( 1 - \frac{I_{\max}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad \text{equação 24}$$

Parâmetros que dependem da radiação:

$$I_{cc} = I_{cc}^r \frac{G}{G_r} \quad \text{equação 25}$$

Parâmetros que dependem da temperatura:

$$I_0 = I_0^r \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m} \left( \frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)} \quad \text{equação 26}$$

Corrente em função da tensão:

$$I = I_{cc} - I_0 \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad \text{equação 27}$$

Tensão máxima:

$$V_{max} = mV_T \ln \left( \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{1 + \frac{V_{max}}{mV_T}} \right) \quad \text{equação 28}$$

Corrente máxima:

$$I_{max} = I_{cc} - I_0 \left( e^{\frac{V_{max}}{mV_T}} - 1 \right) \quad \text{equação 29}$$

Potência máxima:

$$P_{max} = V_{max} I_{max} \quad \text{equação 30}$$

Naturalmente que a razão entre a corrente correspondente ao módulo e a corrente de cada célula é dada pelo número de ramos ligados em paralelo,  $N_{PM}$ , e a razão entre a tensão do módulo e a tensão da célula é o número de células ligadas em série,  $N_{SM}$ .

O número de células num módulo é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Tipicamente um módulo pode ser constituído por

cerca de 33 a 36 células ligadas em série, porque é comum haver necessidade de carregar uma bateria de 12 V.

A Figura 22 mostra uma fotografia de um módulo fotovoltaico.



Figura 22 – Um módulo fotovoltaico de 100 W, para alimentação de um candeeiro público usando baterias de 12 V [DOE].

Os módulos podem também ser associados em série e paralelo para obter mais potência, formando *painéis*<sup>13</sup> (Figura 23).



Figura 23 – Painéis fotovoltaicos da companhia eléctrica de Sacramento, EUA [DOE].

---

<sup>13</sup> Arrays.



**Exemplo FV4**

Considere um módulo fotovoltaico Shell SM100-12 de 100 Wp, cujo catálogo reporta as características indicadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Características do módulo fotovoltaico Shell SM100-12 [Shell].

Silício monocristalino		
Potência de pico	P <sub>max</sub>	100,3 W
Corrente máxima	I <sub>max</sub>	5,9 A
Tensão máxima	V <sub>max</sub>	17,0 V
Corrente de curto-circuito	I <sub>cc</sub>	6,5 A
Tensão de circuito aberto	V <sub>ca</sub>	21,0 V
Temperatura normal de funcionamento	NOCT	45 °C
Coeficiente de temperatura de I <sub>cc</sub>	μI <sub>cc</sub>	2,8E-03 A/°K
Coeficiente de temperatura de V <sub>ca</sub>	μV <sub>ca</sub>	-7,6E-02 V/°K
Número de células em série	NSM	36
Comprimento	C	1,316 m
Largura	L	0,660 m

Calcule: a) os parâmetros característicos do modelo de um diodo e três parâmetros –  $m$ ,  $I_0$  e  $I_S$  e o factor de idealidade equivalente,  $m'$ ; b) as grandezas características do módulo – rendimento máximo e factor de forma.

**Resolução:**

a) e b)

O método de cálculo é em tudo idêntico ao seguido no Exemplo FV1, com a diferença de que agora se trata de um módulo fotovoltaico de 100 Wp com área de 0,869 m<sup>2</sup>, em vez de uma única célula.

Nos quadros seguintes estão representados os resultados numéricos obtidos:

Factor de idealidade	$m$	65,28
Factor de idealidade equivalente	$m'$	1,81
Corrente de curto-circuito	I <sub>cc</sub>	6,50 A
Corrente de saturação inversa	I <sub>0ref</sub>	2,4E-05 A

Rendimento máximo	η <sub>ref</sub>	11,55%
Factor de forma	FF	0,735

**Exemplo FV5**

Considere de novo o módulo fotovoltaico Shell SM100-12 de 100 Wp do Exemplo FV4. O catálogo do fabricante indica a potência máxima,  $P_{max} = 72,3$  W, para “condições típicas de funcionamento”:  $G = 800$  W/m<sup>2</sup>;  $\theta_c = 45$  °C.

Recorrendo ao modelo de um diodo e três parâmetros, calcule a potência máxima e o respectivo erro, nas condições de radiação e temperatura referidas.

**Resolução:**

Consideramos que a radiação incidente afecta a corrente de curto-circuito e a temperatura do módulo influencia o potencial térmico e a corrente de saturação inversa. Para as condições de radiação e temperatura requeridas, os respectivos valores são:

$$I_{cc}(800) = 5,20 \text{ A}$$

$$V_T(318,16) = 27,4 \times 10^{-3} \text{ V}$$

$$I_0(318,16) = 1,32 \times 10^{-4} \text{ A}$$

A solução da equação:

$$V_{max}^{(k+1)} = 65,28 \times 27,4 \times 10^{-3} \times \ln \left( \frac{1 + \frac{5,20}{1,32 \times 10^{-4}}}{1 + \frac{V_{max}^{(k)}}{65,28 \times 27,4 \times 10^{-3}}} \right)$$

é  $V_{max} = 14,95 \text{ V}$ , obtida com recurso ao método iterativo de Gauss (convergência ao fim de 3 iterações com erro inferior a 0,025 V e  $V_{max}(0) = 17 \text{ V}$ )

A corrente máxima e a potência máxima são, respectivamente:

$$I_{max} = 4,64 \text{ A e } P_{max} = 69,43 \text{ W}$$

O erro cometido é  $(69,43 - 72,3) / 72,3 = -4\%$ , o que constitui uma boa indicação acerca da validade do modelo.

**Exemplo FV6**

Para o módulo fotovoltaico Shell SM100-12 de 100 Wp do Exemplo FV4, trace a variação de  $P_{max}$  com: a) a radiação incidente (entre  $G = 0 \text{ W/m}^2$  e  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ), considerando a temperatura constante e igual à temperatura de referência  $\theta^r = 25^\circ\text{C}$ ; b) a temperatura do módulo (entre  $\theta = 0^\circ\text{C}$  e  $\theta = 75^\circ\text{C}$ ), considerando a radiação constante e igual à radiação de referência  $G^r = 1000 \text{ W/m}^2$ .

Use o modelo de um diodo e três parâmetros.

**Resolução:**

O processo de cálculo é idêntico ao do Exemplo FV5, mas considerando variações separadas para a radiação incidente e para a temperatura.

a)

Neste caso é  $V_T = V_T^r = 25,7 \times 10^{-3} \text{ V}$  e  $I_0 = I_0^r = 2,40 \times 10^{-5} \text{ A}$ ; a corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação incidente.

A Figura 24 mostra os resultados obtidos por simulação para a variação da potência máxima com a radiação incidente, usando o modelo de um diodo e três parâmetros.

b)

Neste caso é  $I_{cc} = I_{cc}^r = 6,5 \text{ A}$  e tanto o potencial térmico como a corrente saturação inversa variam com a temperatura do módulo.

Usando o modelo de um díodo e três parâmetros obtiveram-se, para a variação da potência máxima com a temperatura, os resultados da Figura 25.

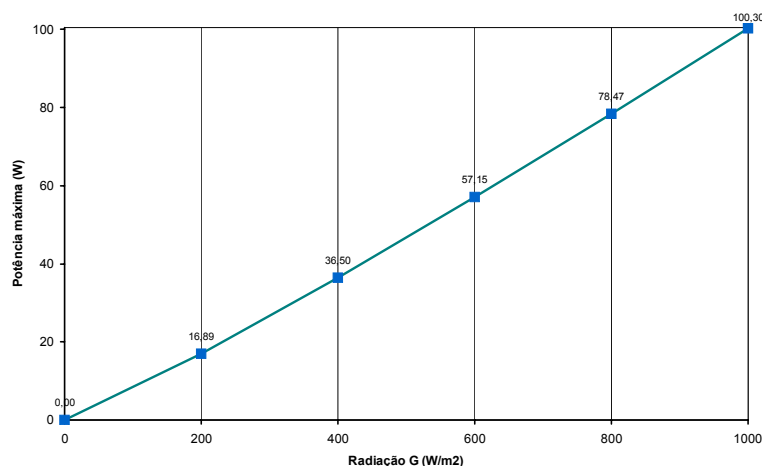


Figura 24 – Variação da potência máxima com a radiação incidente;  $\theta = 25^\circ\text{C}$ ; módulo Shell SM100-12.

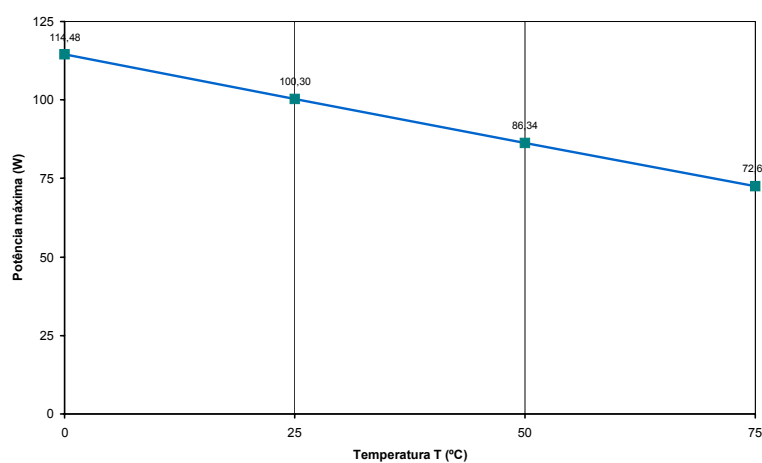


Figura 25 – Variação da potência máxima com a temperatura;  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ ; módulo Shell SM100-12.

Pode comprovar-se a acentuada diminuição da potência máxima quando a radiação solar incidente baixa; a diminuição da potência máxima com o aumento da temperatura é menos acentuada.

### Problema FV 3.

O catálogo do painel fotovoltaico BP 5170 indica as seguintes características, para as condições de referência:

Silício monocristalino		
Potência de pico	P <sub>max</sub>	170 W
Corrente máxima	I <sub>max</sub>	4,72 A
Tensão máxima	V <sub>max</sub>	36,0 V
Corrente de curto-circuito	I <sub>cc</sub>	5,0 A
Tensão de circuito aberto	V <sub>ca</sub>	44,2 V
Temperatura normal de funcionamento	NOCT	47 °C
Coeficiente de temperatura de I <sub>cc</sub>	μI <sub>cc</sub>	3,3E-03 A/°K
Coeficiente de temperatura de V <sub>ca</sub>	μV <sub>ca</sub>	-1,6E-01 V/°K
Número de células em série	NSM	72
Comprimento	C	1,580 m
Largura	L	0,783 m

Das curvas I-V fornecidas pelo fabricante para diversas temperaturas, retiram-se os seguintes valores para a variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, com  $G = G_r = 1000 \text{ W/m}^2$ :

$\theta$ (°C)	V <sub>ca</sub> (V)
0	48,5
25	44,2
50	39,5
75	35,0

Usando o modelo de um díodo e três parâmetros, determine para o painel fotovoltaico: a) o rendimento nas condições de referência e o factor de forma; b) o rendimento para a radiação incidente,  $G = 250 \text{ W/m}^2$ , à temperatura de referência,  $\theta_r = 25 \text{ °C}$ ; c) o erro cometido no cálculo da tensão de circuito aberto para a temperatura  $\theta = 75 \text{ °C}$ , à radiação de referência  $G_r = 1000 \text{ W/m}^2$  e a potência de saída do módulo nestas condições.

**Solução:**

- a)  $\eta_r = 13,73\%$ ,  $FF_r = 0,77$
- b)  $\eta = 12,30\%$
- c) erro = 4,41%;  $P_{max} = 130,04 \text{ W}$

## 4. APLICAÇÕES LIGADAS À REDE

Em aplicações ligadas à rede de energia eléctrica, o gerador fotovoltaico entrega à rede a máxima potência que, em cada instante, pode produzir. Entre o módulo e a rede existem equipamentos de regulação e interface que optimizam as condições de geração e as adaptam às condições de recepção impostas pela rede. Em termos esquemáticos, a situação pode ser descrita como se ilustra na Figura 26.

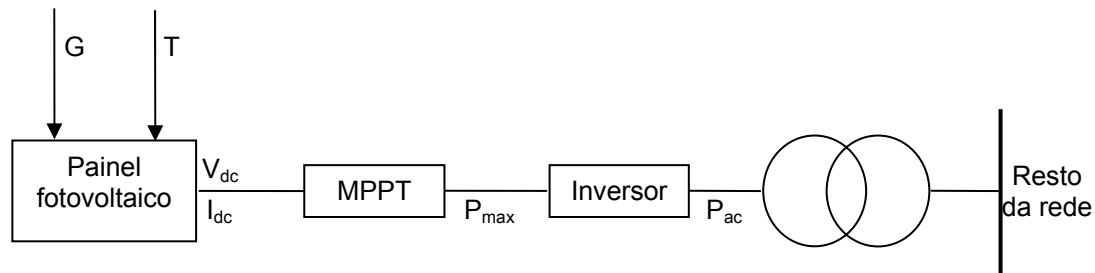


Figura 26 – Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede.

### 4.1. POTÊNCIA MÁXIMA – MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO

O modelo da célula fotovoltaica de *um díodo e três parâmetros* ( $m$ ,  $I_0$  e  $I_S$ ), apresentado no capítulo anterior, permite calcular a corrente de saída em função da tensão. A potência máxima é calculada através da resolução de uma equação não-linear para obtenção da tensão máxima (equação 28), recorrendo a métodos iterativos (por exemplo, Gauss ou Newton).

A estimação desta característica é especialmente importante no caso de aplicações fotovoltaicas em rede isolada, directamente a alimentar cargas ou a carregar baterias. Para aplicações fotovoltaicas ligadas ao sistema de energia eléctrica, a curva I-V é menos importante, sendo a potência máxima a grandeza chave a calcular. Nestas condições, é conveniente dispor de uma forma expedita de a calcular através de uma expressão algébrica, cujos parâmetros possam ser obtidos a partir dos dados fornecidos pelos fabricantes; por outro lado, tal expressão deve apresentar o menor erro possível relativamente ao cálculo exacto dado por  $dP/dV = 0$ , expressão que envolve métodos iterativos para resolução de equações não-lineares.

Para o caso do modelo que tem vindo a ser apresentado, o cálculo da potência máxima pode ser efectuada a partir de uma expressão analítica relativamente simples, dispensando a resolução da equação não linear. Deve ter-se presente que as grandezas referenciadas dizem respeito ao módulo.

Os resultados experimentais e de simulação mostram que a corrente de curto-circuito,  $I_{cc}$ , depende fundamentalmente da radiação. Admitindo idêntica lei de variação para a corrente máxima,  $I_{max}$ , pode escrever-se:

$$I_{max} = \frac{G}{G_r} I_{max}^r \quad \text{equação 31}$$

o que imediatamente define a corrente máxima em função da radiação.

A tensão máxima,  $V_{max}$ , pode ser determinada a partir da equação 17, tendo em conta a dependência das correntes de curto-circuito e máxima com a radiação (equação 22 e equação 31, respectivamente) e a variação da corrente inversa de saturação com a temperatura (equação 21). A expressão obtida é:

$$V_{max} = mV_T \ln \left[ \frac{\frac{G}{G_r} (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m} \left( \frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T^r} \right)}} \right] \quad \text{equação 32}$$

A potência máxima é, portanto:

$$P_{max} = V_{max} I_{max} = mV_T \ln \left[ \frac{\frac{G}{G_r} (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m} \left( \frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T^r} \right)}} \right] \left( \frac{G}{G_r} \right) I_{max}^r \quad \text{equação 33}$$

O desempenho do modelo simplificado de cálculo da potência máxima foi comparado com o modelo que envolve a resolução de uma equação não-linear recorrendo a métodos iterativos, para diversos módulos fotovoltaicos. Os resultados obtidos permitem observar um erro normalmente inferior a 2%.

## 4.2. SEGUIDOR DE POTÊNCIA MÁXIMA (MPPT) E INVERSOR

A potência máxima varia com as condições ambientais (temperatura e radiação) e com a tensão aos terminais do módulo, sendo naturalmente desejável o funcionamento sempre à máxima potência possível.

Por forma a colocar o módulo fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima, os conversores fotovoltaicos possuem um sistema digital de cálculo da tensão à potência máxima (para cada par de valores radiação – temperatura), designado por *seguidor de potência máxima* (MPPT)<sup>14</sup>.

Este valor de referência da tensão é calculado através de um modelo de simulação do comportamento do módulo fotovoltaico e constitui uma entrada de um conversor DC/DC<sup>15</sup>, o qual é usado para ajustar o nível da tensão de saída à tensão de entrada do inversor. Muitas vezes, o próprio conversor DC/DC é designado (de forma não muito rigorosa) por MPPT. Ao controlar a tensão de saída do módulo, automaticamente se impõe o valor de corrente, que depende da tensão de acordo com a curva I-V do módulo fotovoltaico e com o modelo adoptado para a sua representação.

O facto de todos os conversores fotovoltaicos estarem equipados com este dispositivo reforça a necessidade de dispor de um método eficiente de cálculo da potência máxima (para as condições de temperatura e radiação existentes), pois é suposto que os módulos funcionem sempre nesse ponto de operação.

Em aplicações ligadas ao sistema de energia eléctrica, é necessário também um inversor para colocar na rede a energia produzida pelo módulo fotovoltaico. Uma vez que estamos interessados neste tipo de aplicações, designaremos doravante o conjunto MPPT + inversor, apenas por inversor.

O rendimento do inversor é:

---

<sup>14</sup> Maximum Power Point Tracker – MPPT.

<sup>15</sup> Chopper.

$$\eta_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{AC}}}{V_{\text{max}} I_{\text{max}}} \quad \text{equação 34}$$

em que  $P_{\text{AC}}$  é a potência entregue à rede.

A consulta de catálogos de fabricantes e de literatura que reporta os resultados de testes levados a cabo para medir o rendimento de diversos inversores [Risø], permite concluir que o rendimento do inversor é pouco sensível a variações de carga, mantendo-se sensivelmente constante numa faixa bastante alargada de regimes de funcionamento.

Um valor normalmente tomado como referência para o conjunto de dispositivos electrónicos de regulação e interface (MPPT e inversor) é  $\eta_{\text{inv}} = 90\%$ . Naturalmente que este valor só será adoptado se não estiver disponível a curva de variação do rendimento do conjunto MPPT + inversor com a sua potência de entrada.

### 4.3. RADIAÇÃO E TEMPERATURA

A equação 33 mostra a dependência da potência máxima com a radiação incidente e com a temperatura da célula. Os cálculos energéticos têm como ponto de partida o conhecimento de medidas das grandezas radiação incidente e temperatura ambiente.

#### 4.3.1. Radiação

A radiação incidente é obtida através de medições, que são habitualmente realizadas sobre um plano horizontal; no entanto, outras medições efectuadas e estimações realizadas para planos inclinados sugerem que a maximização da energia solar absorvida em Portugal é atingida com grandes inclinações (entre  $50^\circ$  e  $60^\circ$ ) no inverno e pequenas inclinações (entre  $5^\circ$  e  $10^\circ$ ) no verão. Como não é prático nem económico mudar a inclinação das superfícies colectoras consoante a estação do ano, usam-se normalmente planos com inclinação fixa.

Na Figura 27 mostram-se os resultados de medições efectuadas ao longo de um ano da radiação global incidente ( $\text{kWh/m}^2/\text{mês}$ ) na zona de Lisboa sobre plano horizontal e inclinado.



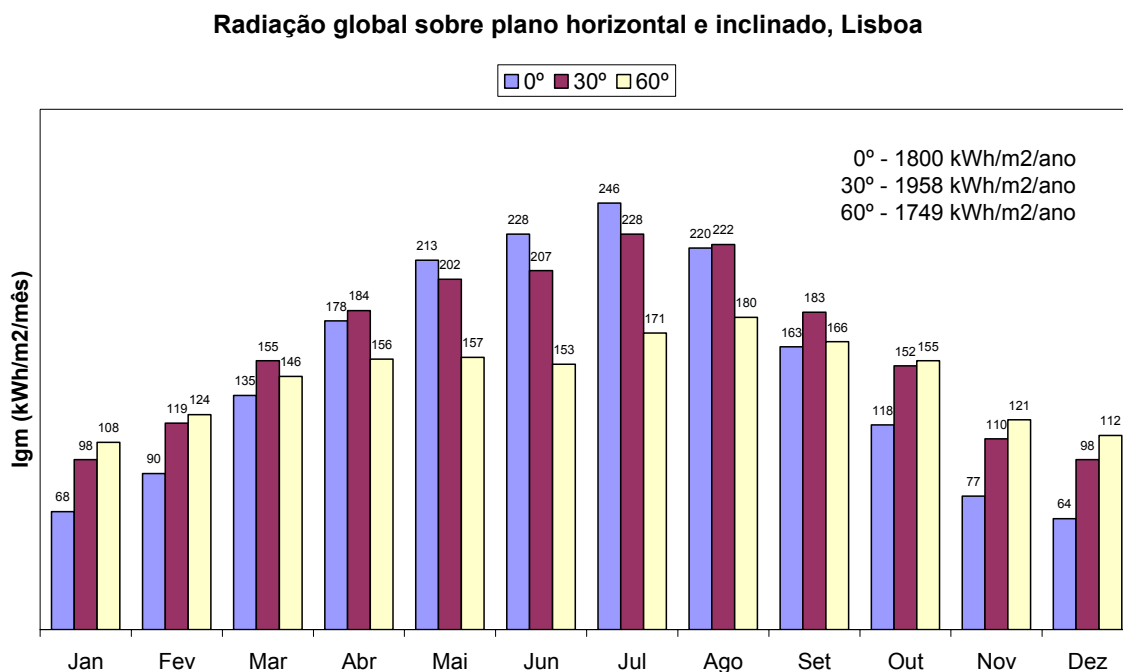


Figura 27 – Radiação global (kWh/m²/mês) sobre plano horizontal e inclinado em Lisboa

A literatura da especialidade reporta que o plano inclinado fixo que globalmente maximiza a radiação solar absorvida tem uma inclinação aproximadamente igual à latitude do local. Deve também notar-se que no hemisfério norte os conversores fotovoltaicos devem ser orientados a sul.

Recentemente começaram a ser comercializados os primeiros sistemas de controlo da inclinação dos painéis de modo a seguirem a posição do sol ao longo do dia. Estima-se que o ganho de produção anual seja da ordem de 20%, o qual é, no entanto, conseguido à custa de um aumento do investimento.

Na Figura 28 ilustram-se os resultados da medição da radiação solar média mensal obtida em Lisboa, sobre plano inclinado com inclinação igual à latitude (latitude = 38,7°). Estas medições foram efectuadas durante um número significativo de anos.

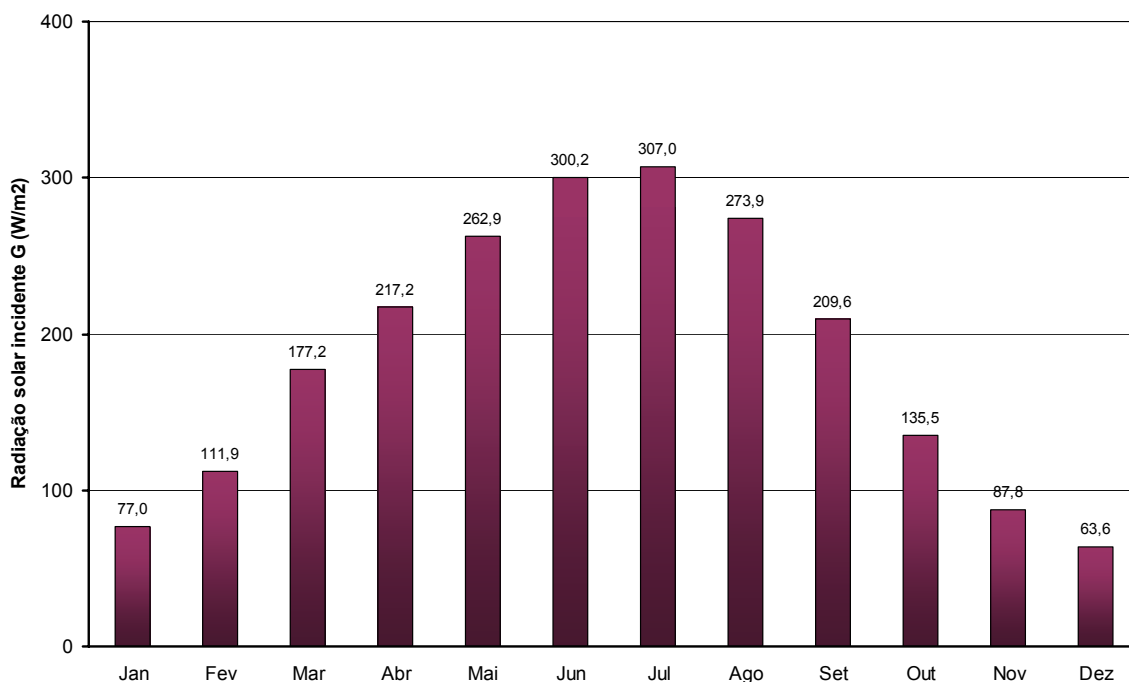


Figura 28 – Radiação média mensal em plano inclinado (inclinação = latitude) em Lisboa, Fonte: INETI.

Pode observar-se que o valor máximo da radiação incidente é atingido em Julho, atingido apenas cerca de 30% da radiação incidente nas condições de referência. A radiação média anual é  $185 \text{ W/m}^2$ , pelo que a potência de pico indicada pelos fabricantes (nas condições de referência) deve ser encarada com prudência.

Outro dado interessante de analisar é a frequência de ocorrência das diversas radiações. Na Figura 29 está a frequência de ocorrência da radiação média horária em Lisboa, distribuída em classes de  $100 \text{ W/m}^2$ . A figura permite concluir que radiações médias horárias entre  $900$  e  $1.000 \text{ W/m}^2$  ocorrem em apenas 159 horas por ano. O valor máximo atingido foi de  $974 \text{ W/m}^2$ , mas nota-se que este valor é uma média horária, pelo que é possível que transitoriamente tenham sido atingidos valores superiores a  $1.000 \text{ W/m}^2$ .

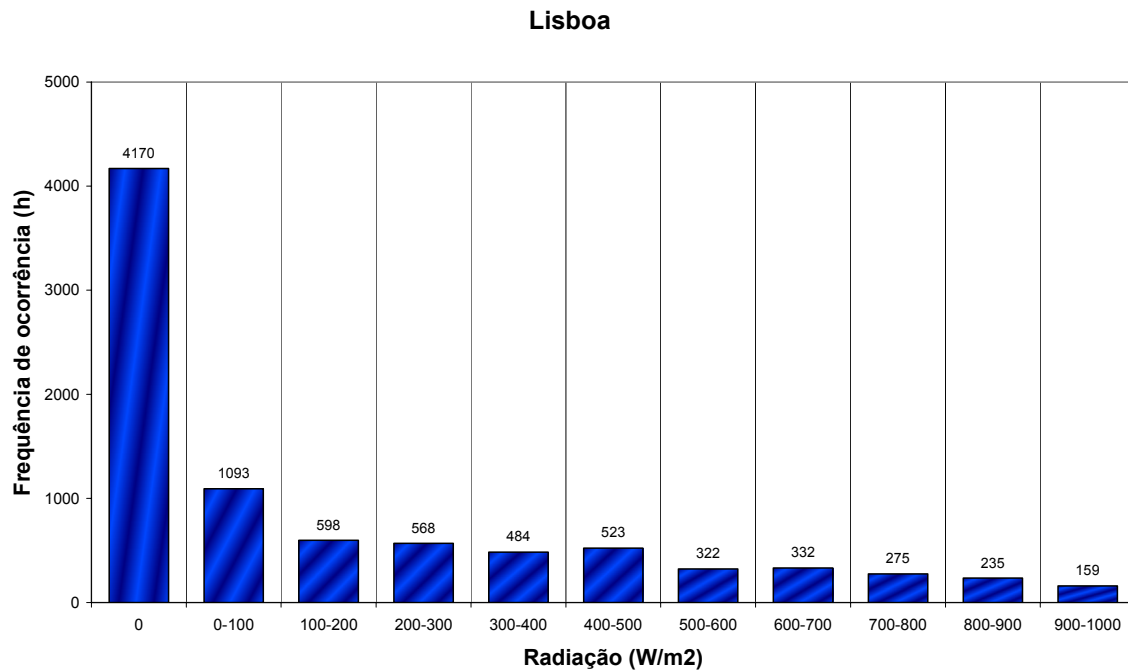


Figura 29 – Frequência de ocorrência da radiação média horária em Lisboa, distribuída em classes de 100 W/m²

#### 4.3.2. Temperatura

Na fase de projecto, a temperatura da célula não está disponível, apenas se podendo medir o valor da temperatura ambiente. A temperatura ambiente média mensal medida em Lisboa está representada na Figura 30.

A temperatura na célula pode ser relacionada com a temperatura ambiente e com a radiação incidente através da expressão:

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G(\text{NOCT} - 20)}{800} \quad \text{equação 35}$$

em que:

- $\theta_c$  – temperatura da célula (°C)
- $\theta_a$  – temperatura ambiente (°C)
- $G$  – radiação solar incidente (W/m²)

- NOCT – temperatura normal de funcionamento da célula<sup>16</sup>; este valor é dado pelo fabricante e representa a temperatura atingida pela célula em condições “normalizadas” de funcionamento, definidas como  $\theta_a = 20\text{ °C}$  (temperatura ambiente) e  $G = 800\text{ W/m}^2$

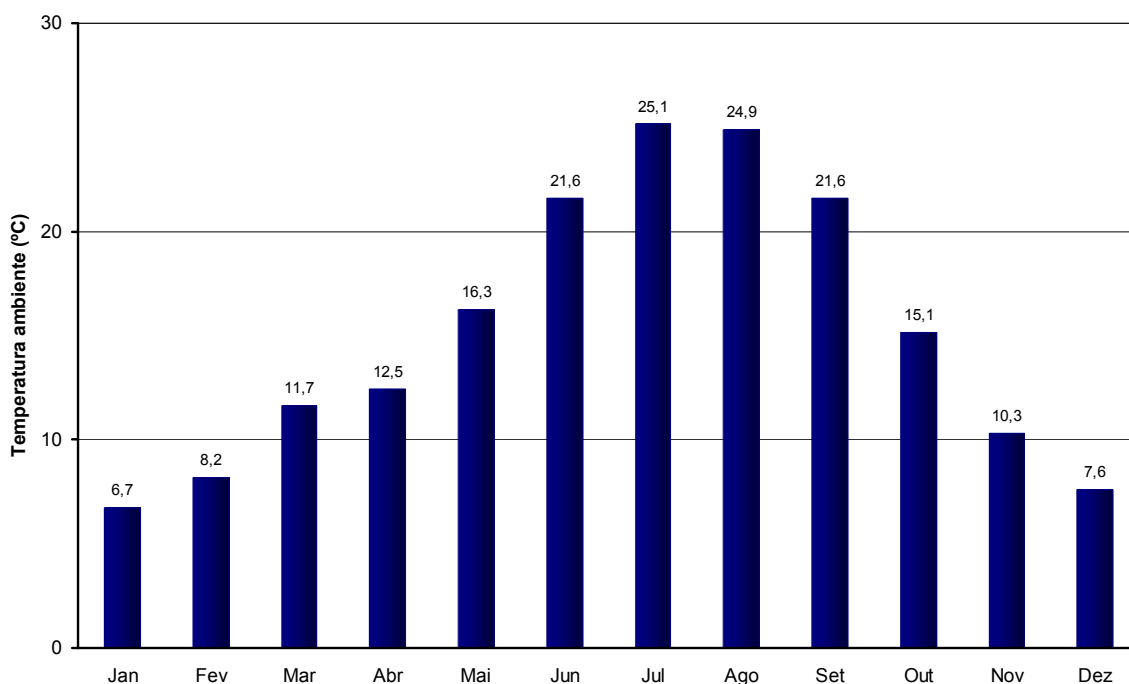


Figura 30 – Temperatura média mensal ambiente em Lisboa, Fonte: INETI.

#### Exemplo FV7

A partir dos dados da radiação incidente (Figura 28) e da temperatura ambiente (Figura 30) em Lisboa, obtenha a temperatura média mensal atingida pelo módulo fotovoltaico Shell SM100-12 de 100 Wp, referido no Exemplo FV4.

#### Resolução:

A temperatura média atingida pelo módulo em Lisboa no mês de Janeiro, por exemplo, é:

$$\theta_c = 6,7 + \frac{77(45 - 20)}{800} = 9,2\text{ °C}$$

Os valores obtidos para a temperatura média mensal do módulo estão representados na Figura 31.

<sup>16</sup> NOCT – Normal Operating Cell Temperature.

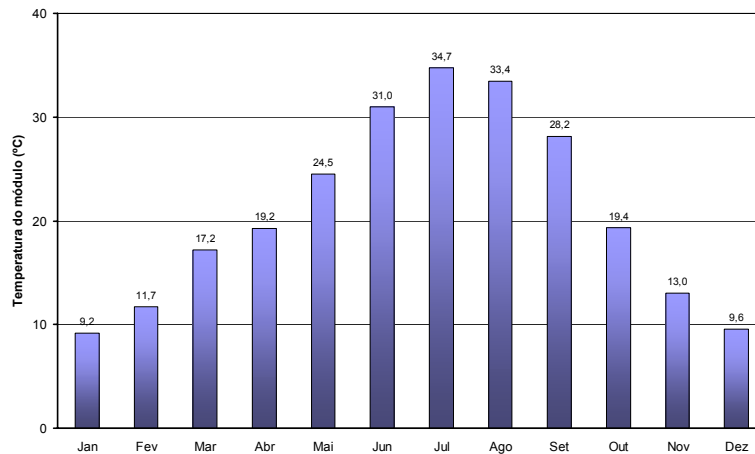


Figura 31 – Temperatura média mensal do módulo fotovoltaico Shell SM100-12 em Lisboa.

#### 4.4. ESTIMATIVA DA ENERGIA PRODUZIDA

Uma estimativa da energia produzida pode ser obtida a partir de:

$$E = \eta_{\text{inv}} \sum_{i=1}^n P_{\text{max}}(G, T)_i \Delta t_i \quad \text{equação 36}$$

em que:

- $\eta_{\text{inv}}$  – rendimento do MPPT+inversor
- $n$  – número de períodos de tempo considerado
- $\Delta t$  – intervalo de tempo considerado
- $P_{\text{max}}(G, T)$  – potência máxima do módulo em função da radiação solar incidente e da temperatura da célula no intervalo de tempo considerado

Quando se calcula a energia anual produzida por um módulo fotovoltaico, podem usar-se valores médios mensais; assim,  $n = 12$ ,  $\Delta t_i$  = número de horas do mês  $i$ ,  $P_{\text{max}}(G, T)_i$  = valor médio da potência máxima no mês  $i$  (ver equação 33).

##### Exemplo FV8

Considere de novo o módulo Shell SM100-12 do Exemplo FV4, instalado em Lisboa. Este módulo é ligado à rede através de um conjunto MPPT+inversor com rendimento global de 90%.

Calcule: a) a potência máxima média mensal e respectiva energia produzida; b) a energia produzida anualmente e a respectiva utilização da potência de pico.

Use a expressão simplificada de cálculo da potência máxima.

### Resolução:

Como exemplo do processo de cálculo, vamos tomar o mês de Março.

a)

Recordam-se os parâmetros característicos do módulo fotovoltaico em análise:

$$m = 65,28; I_0^r = 2,40 \times 10^{-5} \text{ A}; m' = 1,81$$

$$\text{Em Março é } G(\text{Março}) = 177,2 \text{ W/m}^2 \text{ e } T_c(\text{Março}) = (17,2 + 273,16) = 290,36 \text{ K}$$

Para estas condições de radiação e temperatura, tem-se:

$$I_{cc}(177,2) = \frac{177,2}{1000} \times 6,50 = 1,15 \text{ A}$$

$$V_T(290,36) = \frac{1,38 \times 10^{-23} \times 290,36}{1,60 \times 10^{-19}} = 25,0 \times 10^{-3} \text{ V}$$

$$I_0(290,36) = 2,40 \times 10^{-5} \left( \frac{290,36}{298,16} \right)^3 e^{\frac{1,12}{1,81} \left( \frac{1}{25,7 \times 10^{-3}} - \frac{1}{25,0 \times 10^{-3}} \right)} = 1,16 \times 10^{-5} \text{ A}$$

Neste modelo, faz-se a aproximação de considerar que:

$$I_{max}(177,2) = \frac{177,2}{1000} \times 5,90 = 1,05 \text{ A}$$

O cálculo da tensão máxima dispensa agora o recurso a métodos iterativos:

$$V_{max} = 65,28 \times 25,0 \times 10^{-3} \times \ln \left[ \frac{1,15 - 1,05}{1,16 \times 10^{-5}} \right] = 14,91 \text{ V}$$

A potência máxima em Março é, portanto:

$$P_{max}(\text{Março}) = 14,91 \times 1,05 = 15,59 \text{ W}$$

e a energia produzida é:

$$E(\text{Março}) = 0,9 \times 15,59 \times 31 \times 24 / 1000 = 10,44 \text{ kWh}$$

Na Figura 32 reportam-se os valores obtidos para a potência média mensal à saída do módulo fotovoltaico e para a correspondente energia entregue à rede (após inversão) pelo módulo fotovoltaico em análise, colocado em Lisboa.

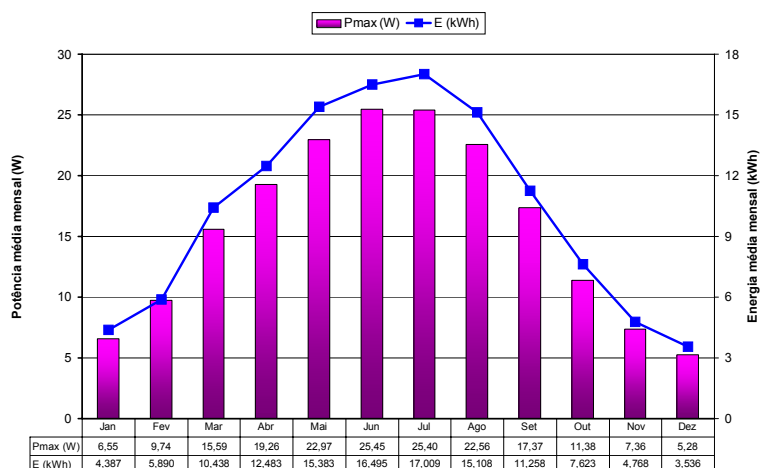


Figura 32 – Potência média mensal e correspondente energia do módulo Shell SM100-12, colocado em Lisboa.

b)

Os resultados médios anuais obtidos estão sistematizados no Quadro 5. Naturalmente que a energia produzida anualmente se obtém somando os doze valores correspondentes à energia produzida mensalmente e a utilização anual da potência de pico é o quociente entre a energia produzida anualmente e a potência de pico do módulo.

Quadro 5 – Principais grandezas médias anuais.

Radiação média anual	G	185,31 W/m <sup>2</sup>
Temperatura média anual do módulo	T	20,92 °C
Potência máxima média anual	Pmax	15,96 W
Energia média anual	E	124,38 kWh
Utilização anual da potência de pico	h	1.240 h

Em face da radiação incidente em Lisboa, verifica-se que a potência máxima média anual à saída do módulo é igual a 16% da potência máxima nas condições de referência. O valor obtido para a utilização anual da potência de pico (1.240 horas = 14%) é inferior aos resultados obtidos noutros estudos, que reportam valores da ordem de 1.500 horas [Aguar], mesmo considerando que o valor calculado inclui o rendimento do inversor.

Observa-se que modelo adoptado é bastante conservador, conduzindo a estimativas por defeito. Esta característica do modelo deve-se ao facto de o cálculo do factor de idealidade do diodo,  $m$ , que se mantém sempre constante ao longo da simulação, ter sido calculado (equação 24) com base nas condições de referência, as quais estão longe de se verificarem em Lisboa e, em geral, em Portugal.

#### 4.5. ESTIMATIVA RÁPIDA DA ENERGIA PRODUZIDA

Um modelo muito simplificado que permite obter uma estimativa rápida da energia anual desenvolve-se desprezando a influência da temperatura e considerando que o valor médio da potência máxima anual é directamente proporcional à radiação média incidente anualmente.

Assim, tem-se, em termos anuais:

$$P_{\max} = \frac{G_{\text{med}}}{G^r} P_{\max}^r \quad \text{equação 37}$$

e, portanto, a energia produzida anualmente é:

$$\begin{aligned} E_a &= \eta_{\text{inv}} 8760 P_{\max} \\ E_a &= \eta_{\text{inv}} 8760 G_{\text{med}} \eta^r A \end{aligned} \quad \text{equação 38}$$

em que  $G_{\text{med}}$  é a radiação incidente média anual e  $A$  é a área do módulo.

##### **Exemplo FV9**

Determine uma estimativa rápida da energia produzida anualmente pelo módulo Shell SM100-12 do Exemplo FV4, considerando que o mesmo se encontra instalado em Lisboa. Este módulo é ligado à rede através de um conjunto MPPT+inversor com rendimento global de 90%.

##### **Resolução:**

Recordam-se os valores das grandezas relevantes para a resolução do problema:

$$G_{\text{med}} = 185,31 \text{ W/m}^2$$

$$\eta^r = 11,55 \%$$

$$A = 0,869 \text{ m}^2$$

Uma estimativa rápida da energia produzida anualmente pode ser obtida através de:

$$E_a = (0,9 \times 8760 \times 185,31 \times 0,1155 \times 0,869) / 1000 = 146,54 \text{ kWh}$$

O erro associado é 17,8% o que é particularmente inconveniente uma vez que é por excesso.

##### **Problema FV 4.**

O catálogo do painel fotovoltaico Shell SP150-P indica as seguintes características, para as condições de referência:



Silício monocristalino		
Potência de pico	P <sub>max</sub>	150 W
Corrente máxima	I <sub>max</sub>	4,41 A
Tensão máxima	V <sub>max</sub>	34,0 V
Corrente de curto-circuito	I <sub>cc</sub>	4,8 A
Tensão de circuito aberto	V <sub>ca</sub>	43,4 V
Temperatura normal de funcionamento	NOCT	45 °C
Coeficiente de temperatura de I <sub>cc</sub>	μI <sub>cc</sub>	2,0E-03 A/°K
Coeficiente de temperatura de V <sub>ca</sub>	μV <sub>ca</sub>	-1,5E-01 V/°K
Número de células em série	NSM	72
Comprimento	C	1,622 m
Largura	L	0,814 m

A radiação mensal média incidente no local X é apresentada na tabela seguinte:

Meses	G (W/m <sup>2</sup> )	Meses	G (W/m <sup>2</sup> )
Jan	99,5	Jul	334,7
Fev	141,4	Ago	297,0
Mar	188,2	Set	237,5
Abr	259,7	Out	169,4
Mai	307,8	Nov	112,5
Jun	325,0	Dez	95,4

Considere que nos meses de Verão a temperatura do módulo é igual à sua temperatura normal de operação e nos meses de Inverno é igual à temperatura das condições de referência. Use o modelo de um diodo e três parâmetros, e tome para rendimento do conjunto MPPT+inversor o valor de 90%.

Calcule: a) as energias eléctricas produzidas nos meses de Julho e de Dezembro e as respectivas utilizações mensais da potência de pico expressas em percentagem; b) o erro cometido no cálculo das energias referidas em a) se for usada a estimativa rápida.

**Solução:**

a)  $E_{Jul} = 25,42 \text{ kWh}$ ;  $E_{Dez} = 7,10 \text{ kWh}$ ;  $h_{Jul} = 22,78\%$ ;  $h_{Dez} = 6,36\%$

b)  $erro_{Jul} = 32,25\%$ ;  $erro_{Dez} = 34,97\%$

**Problema FV 5. (Teste de 2005/06)**

O catálogo do módulo fotovoltaico SHELL SP150-P indica os seguintes valores:

$P = 150 \text{ Wp}$        $V = 34 \text{ V}$        $I_{cc} = 4,8 \text{ A}$        $V_{ca} = 43,4 \text{ V}$

$NOCT = 45 \text{ °C}$        $NSM = 72$        $c = 1,586 \text{ m}$        $l = 0,769 \text{ m}$

O mesmo catálogo refere que: "The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200 W/m<sup>2</sup> in relation to 1000 W/m<sup>2</sup> both at 25°C cell temperature is 7%".

O catálogo do fabricante indica ainda que o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto é  $\mu V_{ca} = -0,152 \text{ V/°C}$ .

a) calcule o rendimento do módulo nas condições de referência (STC); b) para as condições,  $G=200\text{W/m}^2$  e  $\theta_c=25^\circ\text{C}$ , calcule: rendimento do módulo indicado pelo fabricante, potência máxima prevista teoricamente e rendimento do módulo previsto teoricamente; c) para a temperatura do módulo,  $\theta_c=50^\circ\text{C}$  (mantendo a radiação de referência), calcule: tensão de circuito aberto indicada pelo fabricante e tensão de circuito aberto prevista teoricamente.

**Solução:**

- a)  $\eta_r = 12,30\%$
- b)  $\eta_{fab} = 11,44\%$ ;  $P_{max} = 24,69\text{ W}$ ;  $\eta_{teo} = 10,12\%$
- c)  $V_{ca\_fab} = 39,60\text{ V}$ ;  $V_{ca\_teo} = 39,30\text{ V}$

**Problema FV 6. (Exame de 2004/05)**

O catálogo de um módulo fotovoltaico indica os seguintes valores para as condições de referência para a realização de testes (STC):

$P = 150\text{ Wp}$                        $V = 34\text{ V}$                        $I_{cc} = 4,8\text{ A}$                        $V_{ca} = 43,4\text{ V}$   
 $NOCT = 45^\circ\text{C}$                        $NSM = 72$                        $c = 1,622\text{ m}$                        $l = 0,814\text{ m}$

O mesmo catálogo indica também os seguintes valores para as condições normais de operação do módulo (NOCT):

$P = 109\text{ W}$                        $V = 31,2\text{ V}$                        $I_{cc} = 3,8\text{ A}$                        $V_{ca} = 39,9\text{ V}$

Use o modelo de um díodo e três parâmetros para calcular: a) os três parâmetros do modelo; b) para as condições NOCT, o erro cometido no cálculo da potência e da tensão de circuito aberto; c) a relação entre o factor de forma nas condições NOCT e o factor de forma nas condições STC.

**Solução:**

- a)  $m = 145,35$ ;  $I_{0ref} = 4,35 \times 10^{-5}\text{ A}$ ;  $I_{ccref} = 4,80\text{ A}$
- b)  $\text{erro}_{P_{max}} = -5,4\%$ ;  $\text{erro}_{V_{ca}} = -1,7\%$
- c)  $relFF = 95,01\%$

## 5. REFERÊNCIAS

- [Aguiar] Ricardo Aguiar, Susana Castro Viana, António Joyce, “Estimativas Instantâneas do Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos para Portugal Continental”, XI Congresso Ibérico / VI Congresso IberoAmericano de Energia Solar, Albufeira, Setembro 2002.
- [BPSolar] BP Solar  
<http://www.bpsolar.com/>
- [CREST] United States Department of Energy, Center for Renewable Energy and Sustainable Technology, Aurora educational web site  
<http://aurora.crest.org/>
- [DOE] US Department of Energy, Photovoltaics  
<http://www.eren.doe.gov/pv/>
- [ESTSetúbal] Alexandre Cerdeira, Mário Alves, “Maximização da Energia Fornecida por um Painel Fotovoltaico”, Trabalho Final de Curso, Escola Superior de Tecnologia do Instituto Politécnico de Setúbal, Dezembro 2001.
- [Fórum] Fórum Energias Renováveis em Portugal, Relatório Síntese, Agência de Energia & Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial – ADENE & INETI, Lisboa, Novembro 2001.
- [Fry] B. Fry, “Simulation of Grid-Tied Building Integrated Photovoltaic Systems”, University of Wisconsin – Madison, College of Engineering's Solar Energy Lab (SEL), MSc Thesis, 1998.  
<http://sel.me.wisc.edu/Publications/Theses/theses2.html>
- [IEA-PVPS] International Energy Agency – Photovoltaics Power Systems, Trends in Photovoltaic Applications in Selected IEA Countries between 1992 and 2001.  
<http://www.iea-pvps.org/>
- [ILSE] ILSE – The Interactive Learning System for Renewable Energy, Institute of Electrical Power Engineering, Renewable Energy Section, Technical University of Berlin (TU-Berlin)  
<http://emsolar.ee.tu-berlin.de/~ilse/>
- [NREL] National Renewable Energy Laboratory  
<http://www.nrel.gov/>

- [Risø] Anca D. Hansen, Poul Sorensen, Lars Hansen, Henrik Bindner, “Models for Stand-Alone PV System”, Risø National Laboratory, December 2002.
- [Shell] Shell Solar, Shell SM100-12 Photovoltaic Solar Module,  
<http://www.shell.com/solar>
- [SOLARPV] Siemens Solar Industries  
<http://www.solarpv.com/>
- [Stone] Jack L. Stone, “Photovoltaics: Unlimited Electrical Energy From the Sun”,  
US Department of Energy  
<http://www.eren.doe.gov/pv/onlinelrn.html>
- [TU-Berlin] Photovoltaic Energy Systems – Experiment PE1: Solar-Modules, Institute of  
Electrical Power Engineering, Renewable Energy Section, Technical Univer-  
sity of Berlin (TU-Berlin)  
<http://emsolar.ee.tu-berlin.de/lehre/english/pv1/>