

**Provas de Acesso à Categoria de Investigador Auxiliar  
Secção de Energia**



**Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica**

- Projecto, monitorização e análise do desempenho das centrais PV do Edifício Solar XXI, utilização dos resultados obtidos no desenvolvimento de modelos numéricos do funcionamento deste tipo de centrais

*Carlos Nunes Rodrigues*

Assistente de Investigação

**LISBOA, Agosto de 2008**



**Provas de Acesso à Categoria de Investigador Auxiliar  
Secção de Energia**



**Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica**

- Projecto, monitorização e análise do desempenho das centrais PV do Edifício Solar XXI, utilização dos resultados obtidos no desenvolvimento de modelos numéricos do funcionamento deste tipo de centrais

***Carlos Nunes Rodrigues***

Assistente de Investigação

**Tese orientada pelo Doutor António Luiz Moura Joyce**

Investigador Principal do INETI

Director do Departamento de Energias Renováveis – DER

**LISBOA, Agosto de 2008**



## RESUMO

A aposta crescente, a nível mundial, europeu e nacional, em centrais fotovoltaicas (PV) ligadas à rede pública para produção de energia eléctrica, torna premente a análise e divulgação dos resultados obtidos com centrais PV já em funcionamento.

O presente relatório reporta aos trabalhos efectuados nas fases de projecto, de instalação e na fase de exploração das duas Centrais PV ligadas à rede eléctrica no INETI, uma instalada na Fachada Sul do Edifício Solar XXI, com uma potência pico de cerca de 12 kW, constituída por módulos de silício multicristalino, e a outra, instalada em estruturas de sombreamento no parque de estacionamento do mesmo edifício, com uma potência pico de 6 kW, constituída por módulos de silício amorfo.

O edifício Solar XXI, é um edifício energeticamente eficiente, onde se optimizaram a orientação e a iluminação natural e que integra ainda soluções técnicas de energia solar térmica activas e passivas.

Apresentam-se os resultados obtidos na monitorização das centrais PV implementada, para os dois primeiros anos de funcionamento, nomeadamente em termos dos índices de desempenho e da contribuição da produção da energia eléctrica produzida pelas centrais para satisfazer o consumo de energia eléctrica do edifício.

Discutem-se também os resultados obtidos em termos das duas tecnologias de módulos PV utilizadas e as variações sazonais observadas no seu desempenho.

Os resultados da monitorização permitiram validar os modelos numéricos que foram paralelamente desenvolvidos e que permitem modelar o funcionamento das centrais PV e dos seus componentes numa base de tempo horária, com especial destaque para a modelação dos módulos de silício amorfo.

Palavras-chave: Energias Renováveis,  
Sistemas fotovoltaicos ligados à rede, Centrais fotovoltaicas  
Produção de Energia eléctrica, microprodução, microgeração  
Modelação de módulos e componentes fotovoltaicos



## ABSTRACT

The continuous increasing support at world-wide, European and national levels, to the use of grid connected Photovoltaic (PV) power systems for “production” of electricity, makes the analysis and spreading of the results obtained with the grid connected PV systems already running, urgent and very relevant.

We present the work done at the design phase and the results obtained from the operation of building integrated PV power systems (BIPV) installed at INETI in the “Solar XXI” building. This building and the surrounding car parking, integrate two grid connected PV systems: a 12 kW peak power system, of multi-crystalline silicon modules, installed on the south vertical façade of the building and a 6 kW peak power system, of amorphous silicon modules, installed in the car parking area as a shading device. The building is an energy efficient building optimizing geographic orientation and natural lighting with integration of both passive and active solar thermal solutions.

We present the results obtained from the implemented monitoring strategy, in the first two years of operation of the installed power systems, namely in terms of the performance yields and the PV contribution to satisfy the electrical energy needs of the building.

A discussion of the results obtained for the two different PV technologies used in the PV systems and their observed seasonal variations in performance will also be presented.

Aiming to improve the simulation of grid connected systems on an hourly base and the determination of the yearly energy produced, the monitored results were used to validate the proposed numerical models of the PV system components, with a special attention to the photovoltaic model of the amorphous silicon modules.

**Key words:** Renewable Energy, BIPV

Photovoltaic grid-connected power systems

Modelling of modules and photovoltaic components

Electricity production, Electrical power, Microgeneration



## **AGRADECIMENTOS**

Não poderia ser de outra forma, quero agradecer ao Doutor António Joyce pelos conselhos, compreensão, disponibilidade pessoal e apoio com que sempre me agraciou, enquanto Director do Departamento de Energias Renováveis (DER), enquanto responsável de área e enquanto amigo, e que muito contribuíram para levar a bom termo este trabalho.

Os meus agradecimentos também a todos os colegas e amigos que me incentivaram dia após dia contribuindo para que o desânimo perante algumas contrariedades fosse ultrapassado. Agradeço aos colegas João Farinha Mendes, Maria João Carvalho, Susana Camelo, Álvaro Ramalho, Hélder Gonçalves, Jorge Cruz Costa, Margarida Giestas, Santino di Berardino, Clarisse Nunes, Paula Carvalho, Paula Candeias e Dulce Boavida, pelo apoio e incentivo que sempre me proporcionaram.

Aos colegas e amigos do fotovoltaico, Susana Viana (pela companhia, apoio e boa disposição), ao Cristiano (que continua presente...) e ao Fernando Mapota, pelas questões que me levantaram e discussões que me proporcionaram, ao longo dos seus estágios no DER, e que permitiram que na área do fotovoltaico, não só surgisse luz, mas também se mantivesse essa luz ...

Ao pessoal do “Ping Pong” Rui Rodrigues, Nuno Mexa, José Cavaco, Paulo Silva, que me proporcionaram momentos para a libertação do stress, sem os quais também não teria sido possível realizar a presente dissertação (apesar de alguns não “saberem perder”...).

Ao Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, agradeço o ter possibilitado o meu contrato como Assistente de Investigação e a total disponibilização de instalações e equipamentos.

Por fim agradeço à minha família, aos meus pais e muito em particular à Zá, ao João e ao Pedro, que, tendo sido os mais penalizados pela falta de tempo do pai, ainda assim, pela sua compreensão, apoio e ajuda, foram fundamentais, para que este trabalho fosse possível.

O meu obrigado a todos.



## SÍMBOLOS UTILIZADOS

### Grandezas físicas

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$A$	área de abertura de um módulo ou dispositivo PV	(m <sup>2</sup> )
$AL$	perdas angulares, por reflexão na superfície dos módulos	( )
$a_r$	parâmetro adimensional na fórmula do factor angular	( )
$B_\lambda$	função de Planck, poder emissivo do corpo negro	(Wm <sup>-2</sup> μm <sup>-1</sup> )
$c$	velocidade da luz no vácuo, $2.99792 \times 10^8$ ms <sup>-1</sup>	(ms <sup>-1</sup> )
$d$	distância da Terra ao Sol	(m)
$d_{TS}$	distância média da Terra ao Sol, $1.49610 \times 10^{11}$ m	(m)
$E$	energia	(Wh)
$E_c$	energia da banda de condução	(eV)
$E_v$	energia da banda de valência	(eV)
$E_g$	energia da banda proibida num semiconductor	(eV)
$E_{ca}$	Energia, em c.a., entregue num dado ponto da rede	(Wh)
$E_{ca Ed}$	Energia total em c.a. consumida no Edifício	(Wh)
$E_{ca in}$	Energia, em c.a. proveniente da rede e consumida no Edifício	(Wh)
$E_{ca out}$	Energia, em c.a. produzida e não consumida, entregue à rede	(Wh)
$E_{ca inv}$	Energia, em c.a. entregue à saída dos inversores	(Wh)
$E_{ca PRec}$	Energia, em c.a. entregue à rede no ponto de recepção	(Wh)
$E_{PV}$	energia em c.c. produzida pelo gerador fotovoltaico	(Wh)
$E_t$	valor da equação do tempo na conversão do tempo legal para $TSV$	(h)
$e_\lambda$	poder emissivo	(Wm <sup>-2</sup> μm <sup>-1</sup> )
$FF$	factor de forma numa célula ou módulo fotovoltaico	( )
$F_m$	factor de desfasamento entre ou “ <i>matching factor</i> ”	( )
$f$	frequência da rede	(Hz)
$f_{I\alpha}$	factor angular	( )
$G$	irradiância solar global	(Wm <sup>-2</sup> )

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$G_0$	irradiância solar extraterrestre	( $\text{Wm}^{-2}$ )
$G_{0\lambda}$	irradiância espectral solar extraterrestre	( $\text{Wm}^{-2}\mu\text{m}^{-1}$ )
$G_b$	irradiância solar directa na superfície da Terra	( $\text{Wm}^{-2}$ )
$G_d$	irradiância difusa medida na superfície da Terra	( $\text{m}^{-2}$ )
$G_i$	irradiância solar total incidente numa superfície inclinada	( $\text{Wm}^{-2}$ )
$G_{i\text{ref}}$	irradiância solar de referência, STC, $1000 \text{ Wm}^{-2}$	( $\text{Wm}^{-2}$ )
$G_{sc}$	constante solar, $1367 \text{ Wm}^{-2}$	( $\text{Wm}^{-2}$ )
$H, H_h$	irradiação solar global (na horizontal)	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$H_d$	irradiação difusa na horizontal	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$H_i$	irradiação total incidente numa superfície inclinada	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$H_{bi}$	irradiação solar directa incidente numa superfície inclinada	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$H_{di}$	irradiação difusa incidente numa superfície inclinada	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$H_{ri}$	irradiação incidente reflectida pelo solo	( $\text{Whm}^{-2}$ )
$h$	constante de Planck, $h = 6.62618 \times 10^{-34} \text{ Js}$	(Js)
$I$	intensidade da corrente eléctrica	(A)
$I_0$	corrente de saturação	(A)
$I_L$	corrente gerada numa célula solar por exposição à luz	(A)
$I_{ca}$	corrente alternada de saída no inversor.	(A)
$I_{cc}$	corrente contínua de entrada no inversor.	(A)
$I_{cc\text{max}}$	corrente contínua máxima no inversor.	(A)
$I_{mp}$	corrente no ponto de potência máxima na curva característica	(A)
$I_{mp\text{ref}}$	corrente no ponto de potência máxima nas condições STC	(A)
$I_{mod}$	corrente produzida por um módulo em funcionamento	(A)
$I_{sc}$	corrente de curto-circuito numa célula ou módulo fotovoltaico	(A)
$I_{sc\text{ref}}$	corrente de curto-circuito nas condições STC	(A)
$k$	constante de Boltzmann, $1.3854 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$	( $\text{JK}^{-1}$ )
$k_t$	índice de claridade, ou, de transparência da atmosfera	( )
$L_{loc}$	longitude do local	( $^\circ$ )
$m$	declive da recta na regressão linear de $T_{NOM}$	( $\text{KW}^{-1}\text{m}^2$ )
$NOCT$	temperatura das células num módulo nas condições de NOCT	(K)

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$n$	factor de idealidade duma célula fotovoltaica	( )
$\vec{n}$	normal a uma superfície	( )
$n_{ms}$	número de módulos em série no gerador fotovoltaico	( )
$n_{rp}$	número de ramos de módulos em paralelo no gerador PV	( )
$P$	Potência	(W)
$P_{0in}$	potência normalizada de entrada num inversor ou transformador	(W)
$P_{ca}$	potência de saída do inversor em c.a.	(W)
$P_{ca}^i$	potência de saída do inversor número $i$	(W)
$P_{ca\ max}$	potência de saída máxima dum inversor em c.a.	(W)
$P_{ca\ nom}$	potência nominal dum inversor (de saída)	(W)
$P_{ca\ Ed}$	potência total em c.a. consumida no Edifício	(W)
$P_{ca\ in}$	potência em c.a. recebida da rede	(W)
$P_{ca\ out}$	potência em c.a. entregue à rede	(W)
$P_{ca\ inv}$	potência em c.a. entregue à saída dos inversores	(W)
$P_{ca\ PRec}$	potência em c.a. entregue à rede no ponto de recepção atribuído	(W)
$P_{cc}$	potência de entrada no inversor em c.c.	(W)
$P_{cc\ max}$	potência de entrada máxima do inversor em c.c.	(W)
$P_{cc\ nom}$	potência nominal do inversor (de entrada)	(W)
$P_{in}$	potência de entrada	(W)
$P_{mp}$	potência máxima na curva IV duma célula ou módulo PV	(W)
$P_{mp\ ref}$	potência máxima na curva IV nas condições STC	(W)
$P_{nomT}$	potência nominal do transformador	(W)
$P_p$	potência pico do gerador fotovoltaico	(W)
$P_{PV}$	potência em c.c. produzida pelo gerador fotovoltaico	(W)
$PR$	índice de desempenho ( <i>performance ratio</i> ), $PR = Y_F / Y_R$	( )
$p$	pressão atmosférica	(Pa)
$p_0$	pressão atmosférica média ao nível do mar, $1.01325 \times 10^5$ Pa	(Pa)
$q$	valor absoluto da carga do electrão, $1.6021 \times 10^{-19}$ C	(C)
$\bar{R}(\alpha)$	reflectividade angular média, para um dado ângulo de incidência	( )
$R_s$	resistência série de uma célula ou módulo fotovoltaico	( $\Omega$ )

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$R^2$	Coefficiente de determinação, no método dos mínimos quadrados	()
$R_{sh}$	resistência paralelo ou resistência “shunt” dum módulo ou célula	( $\Omega$ )
$R_S$	raio do Sol, $6.96010 \times 10^8$ m	(m)
$R_w$	resistência dos cabos de ligação	( $\Omega$ )
$s$	secção de um condutor eléctrico	( $m^2$ )
$T$	temperatura	(K)
$T_0$	ordenada na origem da recta na regressão linear de $T_{NOM}$	(K)
$T_{amb}$	temperatura ambiente	(K)
$T_{cel}$	temperatura de funcionamento das células fotovoltaicas	(K)
$T_{cel\ min}$	temperatura mínima das células prevista no local da instalação	(K)
$TL$	tempo legal	(h)
$T_{NOM}$	temperatura dos módulos em funcionamento	(K)
$T_{m\ ref}$	temperatura média de referência nos módulos de a-Si	(K)
$T_{ref}$	temperatura de referência, nas condições STC, 25 °C	(K)
$TSV$	tempo solar verdadeiro	(h)
$t_r$	hora do nascer do Sol	(h)
$t_s$	hora do pôr do Sol	(h)
$u$	percurso óptico da radiação solar na atmosfera	( $kgm^{-2}$ )
$u_z$	percurso óptico na vertical do lugar (zénite)	( $kgm^{-2}$ )
$V$	tensão eléctrica ou diferença de potencial entre dois pontos	(V)
$V_{db}$	queda de tensão provocada pelo díodo de bloqueio	(V)
$V_{ca}$	tensão de saída em c.a. no inversor	(V)
$V_{cc}$	tensão de entrada em c.c. no inversor	(V)
$V_{cc\ max}$	tensão máxima em c.c. permitida pelo inversor	(V)
$V_{mod}$	tensão nominal dum módulo fotovoltaico	(V)
$V_{mp}$	tensão a que ocorre a potência máxima na curva	(V)
$V_{mp\ ref}$	tensão no ponto de potência máxima nas condições STC	(V)
$V_{oc}$	tensão de circuito aberto de uma célula ou módulo fotovoltaico	(V)
$V_{oc\ max}$	tensão de circuito aberto máxima prevista (num dado local)	(V)
$V_{oc\ ref}$	tensão de circuito aberto nas condições STC	(V)

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$V_{pv\ max}$	tensão máxima permitida pelos módulos, numa série	(V)
$V_{pv}$	tensão aos terminais do gerador fotovoltaico	(V)
$V_{sis}$	tensão nominal do sistema fotovoltaico	(V)
$V_{th}$	tensão térmica	(V)
$V_v$	Velocidade do vento	( $ms^{-1}$ )
$Y_A$	índice de produção PV, razão entre energia PV em c.c. produzida e a potência pico instalada, $Y_A = E_{PV} / P_p$	(h)
$Y_F$	índice de energia final, razão entre energia útil produzida e a potência pico instalada, $Y_F = E_{ca} / P_p$	(h)
$Y_{F\ Inv}$	índice de energia final entregue à rede, à saída dos inversores, por unidade de potência pico instalada	(h)
$Y_{F\ PRec}$	índice de energia final entregue à rede, no ponto de recepção atribuído, por unidade de potência pico instalada	(h)
$Y_R$	índice de referência, razão entre irradiação solar incidente e a irradiância de referência, $Y_R = H_i / G_{ref}$	(h)
$Z$	coeficiente na remuneração da energia eléctrica na PRE	( )
$\alpha$	coeficiente de variação de $I_{sc}$ com a temperatura	( $\%K^{-1}$ )
$\alpha$	ângulo de incidência, relativamente à normal a uma superfície	( $^{\circ}$ )
$\alpha_T$	coeficiente de variação de $I_{sc}$ com a temp. média dos módulos a-Si	( $\%K^{-1}$ )
$\beta$	coeficiente de variação de $V_{oc}$ com a temperatura	( $\%K^{-1}$ )
$\beta$	ângulo de inclinação duma superfície	( $^{\circ}$ )
$\delta$	declinação solar (positiva no solstício de Verão)	( $^{\circ}$ )
$\Delta V_{max}$	queda de tensão máxima entre dois pontos dum circuito	(V)
$\phi$	latitude dum local (positiva no hemisfério Norte)	( $^{\circ}$ )
$\Gamma$	ângulo do dia	( $^{\circ}$ )
$\gamma$	coeficiente de variação de $P_{mp}$ com a temperatura	( $\%K^{-1}$ )
$\gamma$	ângulo que a projecção da normal a uma superfície faz com a direcção N-S no plano horizontal	( )
$\eta_{EU}$	rendimento europeu dum inversor	(%)
$\eta_{inv}$	rendimento do inversor	(%)
$\eta_{X\%}$	rendimento do inversor a $X\%$ da sua potência nominal	(%)

SÍMBOLO	GRANDEZA	UNIDADE
$\eta_{pv}$	rendimento do gerador PV nas condições de funcionamento	(%)
$\eta_{ref}$	rendimento dos módulos nas condições de referência, STC	(%)
$\lambda$	comprimento de onda	( $\mu\text{m}$ )
$\lambda_c$	comprimento de onda de corte	( $\mu\text{m}$ )
$\psi$	ângulo azimutal do Sol	( $^\circ$ )
$\theta$	ângulo da altura do Sol com horizontal (máximo ao meio dia solar)	( $^\circ$ )
$\theta_i$	ângulo da altura do Sol com uma superfície inclinada	( $^\circ$ )
$\rho$	densidade de massa por unidade de volume	( $\text{kgm}^{-3}$ )
$\rho_g$	albedo ou reflectividade do solo	( )
$\rho_{Cu}$	resistividade eléctrica do cobre	( $\Omega\text{m}$ )
$\nu$	frequência da radiação electromagnética	(Hz)
$\Omega$	velocidade angular de rotação da Terra	( $\text{rad s}^{-1}$ )
$\omega$	ângulo horário (nulo ao meio-dia)	( $^\circ$ )
$\omega_s$	ângulo do pôr do Sol no horizonte	( $^\circ$ )
$\omega_{ss}$	ângulo do pôr do Sol numa superfície inclinada	( $^\circ$ )

## Siglas e abreviaturas

a-Si	Silício amorfo (hidrogenado), também representado por, a-Si:H
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
AM	massa de ar
AM1.5	distribuição espectral da radiação solar total ao nível do mar
AT	alta tensão ( $45 \text{ kV} < \text{Tensão entre fases com valor eficaz} \leq 110 \text{ kV}$ )
BT	baixa tensão (Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	baixa tensão especial, (tarifário de consumo de electricidade)
c.a.	corrente alternada
c.c.	corrente contínua
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETAR	Estação de tratamento de águas residuais
FF	Factor de Forma da curva característica
GCR	<i>Ground Cover Ratio</i> , razão entre a área de módulos e a área de terreno ocupada
GHG	<i>GreenHouse Gases</i> , gases que contribuem para o efeito estufa da atmosfera
HF	alta-frequência “high frequency”
IV	Curva I(V), ou curva característica
LF	baixa frequência “low frequency”
mc-Si	Silício multicristalino
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MPP	Maximum Power Point
MT	média tensão ( $1 \text{ kV} < \text{Tensão entre fases com valor eficaz} \leq 45 \text{ kV}$ )
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PE	parque de estacionamento (do Edifício Solar XXI)
PRE	produção de energia eléctrica no regime especial
PRO	produção de energia eléctrica no regime ordinário
PT	posto de transformação
PV	fotovoltaico (a)
PT1000	Sonda de platina para medição da temperatura, em que a resistência varia quase linearmente com a temperatura (Resistência de $1000 \Omega$ à temperatura de $0 \text{ }^\circ\text{C}$ )

REN	Redes Energéticas Nacionais, S.A., empresa concessionária da RNT
RNT	Rede Nacional de Transporte de energia eléctrica
RSU	Resíduos sólidos urbanos
sc-Si	silício monocristalino ( <i>single-crystalline</i> )
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
STC	<i>Standard Test Conditions</i> – ensaio de dispositivos PV, para uma irradiância solar de $1000 \text{ Wm}^{-2}$ , distribuição espectral AM1.5 e temperatura das células de $25 \text{ }^\circ\text{C}$
THD	distorção harmónica total
TRY	<i>Test Reference Year</i> - ano meteorológico de referência
$\mu\text{c-Si}$	silício microcristalino

## ÍNDICE GERAL

RESUMO .....	III
ABSTRACT .....	V
AGRADECIMENTOS .....	VII
SÍMBOLOS UTILIZADOS .....	IX
Grandezas físicas .....	ix
Siglas e abreviaturas .....	xv
ÍNDICE GERAL .....	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XXIII
ÍNDICE DE TABELAS .....	XXXV
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Contexto do trabalho .....	1
1.1.1 O mercado mundial de electricidade .....	1
1.1.2 O sistema eléctrico português .....	1
1.1.3 O mercado de electricidade em Portugal .....	2
1.1.4 Parque electroprodutor nacional .....	4
1.1.5 Diagrama de carga diária da rede eléctrica nacional .....	5
1.1.6 Picos de consumo na rede eléctrica nacional .....	8
1.1.7 Variação ao longo do ano do consumo de electricidade .....	9
1.2 As fontes renováveis na produção de energia eléctrica .....	10
1.2.1 Quadro político e legislativo .....	10
1.3 As centrais fotovoltaicas na produção de energia eléctrica .....	12
1.3.1 Princípio geral de funcionamento .....	12
1.3.2 Para quê centrais fotovoltaicas em Portugal? .....	13
1.4 As centrais fotovoltaicas do Edifício Solar XXI .....	15
1.5 Objectivos do trabalho .....	16
1.6 Organização do trabalho .....	17
2. O APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO DA ENERGIA SOLAR .....	19
2.1 O Recurso Solar .....	19
2.1.1 Distribuição espectral da radiação solar .....	19
2.1.2 Energia solar no topo da atmosfera .....	20
2.1.3 Variáveis astronómicas relativas ao sistema Terra - Sol .....	22
2.1.4 Ângulos da posição do Sol relativamente a uma superfície inclinada .....	24
2.1.5 Distribuição espectral da radiação solar à superfície .....	26

2.1.6	A radiação solar à superfície .....	28
2.1.7	Irradiação solar incidente no plano dos módulos .....	29
2.1.8	Cálculo das componentes da Irradiação solar no plano dos módulos .....	29
2.1.9	Distribuição do recurso solar à superfície da Terra.....	31
2.1.10	Distribuição do recurso solar na Europa .....	32
2.1.11	Produção PV estimada para Portugal .....	33
2.1.12	Produção PV em sistemas fixos .....	33
2.1.13	Produção PV em sistemas com seguimento do Sol.....	35
2.2	A conversão fotovoltaica da radiação solar .....	37
2.2.1	Os materiais semicondutores.....	37
2.2.2	A junção p-n .....	39
2.2.3	A célula fotovoltaica .....	41
2.2.4	Curva característica de uma célula fotovoltaica.....	42
2.2.5	Os módulos fotovoltaicos.....	44
2.2.6	Condições de comparação dos dispositivos PV .....	46
2.2.7	Efeitos da variação da irradiância e da temperatura das células .....	47
2.3	Principais tecnologias de módulos PV .....	49
2.3.1	Repartição do mercado por tecnologia.....	50
2.3.2	Rendimento das diversas tecnologias.....	51
2.3.3	Sensibilidade espectral por tecnologia .....	53
2.3.4	Dispositivos fotovoltaicos com multi-junções .....	55
2.4	Componentes dos sistemas PV ligados à rede .....	58
2.4.1	O gerador PV.....	58
2.4.2	Seguidores do ponto de máxima potência.....	60
2.4.3	Inversores .....	61
2.5	Síntese .....	65
3.	O MERCADO PV E A REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA .....	67
3.1	Evolução do mercado mundial passado e futuro .....	67
3.1.1	Evolução recente do mercado mundial .....	67
3.1.2	Perspectivas de evolução a nível mundial.....	68
3.1.3	Evolução dos preços da electricidade e competitividade.....	69
3.2	<i>Payback</i> energético dos sistemas PV .....	71
3.3	Os sistemas fotovoltaicos em Portugal .....	72
3.3.1	Potência fotovoltaica instalada em Portugal .....	72
3.4	Remuneração das centrais fotovoltaicas em Portugal.....	74
3.4.1	Breve cronologia do quadro legislativo aplicável às centrais renováveis.....	74
3.4.2	Produção de energia eléctrica no regime especial, legislação actual .....	76
3.4.3	Produção de energia eléctrica em baixa tensão .....	80
3.4.4	Microprodução de energia eléctrica .....	82
3.4.5	Centrais PV < 3.68 kW, qual a melhor legislação?.....	84

3.5	Tempo de vida e benefícios ambientais das Centrais PV .....	87
3.5.1	Tempo de vida.....	87
3.5.2	Benefícios ambientais .....	88
3.6	Síntese .....	89
4.	AS CENTRAIS PV INSTALADAS NO EDIFÍCIO SOLAR XXI.....	91
4.1	Dados climáticos e avaliação do recurso solar.....	91
4.1.1	Localização do Edifício Solar XXI .....	91
4.1.2	Recurso solar e temperatura ambiente no concelho de Lisboa .....	92
4.2	<i>Layout</i> implementado nas centrais PV do Edifício Solar XXI .....	96
4.2.1	Central PV na Fachada .....	96
4.2.2	Central PV no parque de estacionamento .....	100
4.3	Monitorização e acompanhamento do funcionamento das Centrais.....	105
4.3.1	Esquema geral da monitorização.....	105
4.3.2	Monitorização da central PV da fachada.....	106
4.3.3	Monitorização da central PV na cobertura do parque de estacionamento .....	108
4.3.4	Apresentação de resultados ao público .....	109
4.4	Parâmetros a utilizar na análise do desempenho de Centrais PV .....	110
4.5	Resultados globais obtidos na Monitorização das Centrais PV .....	111
4.5.1	Energia anual produzida.....	112
4.5.2	Energia total produzida pelas duas Centrais PV .....	117
4.6	Influência do meio envolvente no funcionamento das Centrais .....	119
4.6.1	Central PV da Fachada .....	119
4.6.2	Central PV do Parque .....	122
4.7	Temperatura dos módulos em funcionamento .....	122
4.7.1	Variação da temperatura dos módulos com $T_{amb}$ e $G_i$ .....	122
4.7.2	Central PV da Fachada .....	123
4.7.3	Central PV do Parque .....	126
4.8	Desempenho medido de cada inversor e respectivos módulos .....	129
4.8.1	Desempenho dos inversores da Fachada.....	129
4.8.2	Desempenho dos inversores da cobertura PV do parque de estacionamento .....	134
4.9	Estudo das condições médias de operação das Centrais PV .....	137
4.9.1	Níveis de irradiância que mais contribuem para a produção anual de energia .....	137
4.9.2	Níveis de potência que mais contribuem para a produção anual de energia.....	138
4.9.3	Valores da temperatura dos módulos na produção de energia .....	140
4.9.4	Tensão à entrada dos inversores na produção de energia.....	141
4.9.5	Horas do dia que mais contribuem para a produção anual de energia .....	142
4.10	Energia eléctrica produzida <i>versus</i> consumida no Edifício .....	143
4.10.1	Médias mensais dos valores diários .....	143
4.10.2	Diagrama de carga semanal típico face à potência produzida pela Fachada .....	144
4.10.3	Análise dos valores de potência que mais contribuem para o consumo .....	145

4.10.4	Leituras manuais dos contadores.....	145
4.11	Remuneração das centrais fotovoltaicas instaladas.....	147
4.11.1	Remuneração no regime especial.....	148
4.11.2	A situação do Edifício Solar XXI.....	148
4.12	Síntese.....	148
5.	MODELAÇÃO DE CENTRAIS PV.....	151
5.1	Descrição do método empregue.....	151
5.2	Recurso solar e temperatura ambiente.....	152
5.2.1	Séries horárias da irradiância no plano dos módulos das centrais PV.....	152
5.3	Modelação dos módulos PV.....	153
5.3.1	Variação da tensão e da corrente com as condições de funcionamento.....	153
5.3.2	Determinação dos valores de $R_{sh}$ , $R_s$ e $n$ .....	154
5.3.3	Valores de $R_{sh}$ , $R_s$ e $n$ , para os módulos das Centrais PV do Ed. Solar XXI.....	157
5.4	Modelação do funcionamento dos inversores.....	158
5.5	Modelação dos transformadores (quando existentes).....	160
5.6	Implementação do modelo.....	161
5.7	Resultados obtidos na modelação: Médias mensais e totais anuais.....	162
5.7.1	Resumo dos resultados das simulações.....	162
5.7.2	Central PV da Fachada.....	165
5.7.3	Central PV do Parque.....	165
5.7.4	As centrais face a face.....	166
5.8	Modelo - Valores diários.....	167
5.9	Modelo - Valores horários.....	169
5.9.1	Potência produzida em função da irradiância.....	169
5.10	Síntese.....	171
6.	VALIDAÇÃO DO MODELO COM OS RESULTADOS DA MONITORIZAÇÃO.....	173
6.1	Central PV da Fachada.....	173
6.1.1	Valores mensais medidos versus modelo.....	173
6.1.2	Irradiância solar - valores horários medidos versus modelo.....	174
6.1.3	Integração no modelo de perdas devidas ao ângulo de incidência.....	176
6.2	Central PV do Parque.....	178
6.2.1	Valores mensais medidos versus modelo.....	178
6.2.2	Irradiância solar - valores horários medidos versus modelo.....	180
6.3	A medição da irradiância nas centrais PV – verificação.....	182
6.3.1	Instalação experimental no parque.....	182
6.3.2	Valores da irradiância medidos nas condições existentes no parque.....	183
6.3.3	Rectas de resposta das células solares no Parque.....	185
6.3.4	Instalação experimental na Fachada.....	186

6.3.5	Valores da irradiância medidos nas condições da fachada .....	187
6.3.6	Resposta das células solares na Fachada.....	187
6.3.7	Valores da irradiância medidos no parque, face aos medidos na fachada .....	189
6.3.8	Valores horários corrigidos da irradiância no Parque .....	191
6.3.9	Resultados mensais com a correcção .....	193
6.4	Desempenho dos módulos na Fachada .....	193
6.4.1	Rendimento dos módulos .....	193
6.4.2	Potência produzida em c.c. <i>versus</i> irradiância na Fachada .....	195
6.5	Desempenho dos módulos no Parque .....	196
6.5.1	Rendimento dos módulos Kaneka GEA60.....	196
6.5.2	Potência produzida em c.c. <i>versus</i> irradiância no Parque .....	199
6.6	Índice de desempenho <i>PR</i> .....	200
6.6.1	Central PV da Fachada.....	200
6.6.2	Central PV do Parque.....	202
6.7	Rendimento dos Inversores instalados nas Centrais .....	203
6.7.1	Inversores na Central PV da Fachada .....	203
6.7.2	Inversores na Central PV do Parque .....	205
6.8	Alteração proposta aos modelos implementados (geral) .....	207
6.8.1	Integração na modelação de perdas devidas ao ângulo de incidência.....	207
6.9	Alterações propostas aos modelos para os módulos de a-Si.....	207
6.9.1	Variação da resistência paralelo com a irradiância .....	207
6.9.2	Integração dos efeitos espectrais em função da massa de ar, $f(AM)$ .....	209
6.9.3	Recuperação do rendimento inicial com o aumento da temperatura .....	211
6.10	Verificação de Resultados – Central PV do Parque.....	212
6.10.1	Rendimento dos módulos a-Si com as alterações propostas .....	212
6.10.2	Potência produzida em c.c. <i>versus</i> irradiância no Parque .....	214
6.10.3	Comparação dos valores horários medidos na Central PV <i>versus</i> modelação.....	215
6.10.4	Valores mensais e anuais medidos em 2007 <i>versus</i> modelo.....	218
6.11	Verificação de Resultados – Central PV da Fachada.....	219
6.11.1	Condições específicas da modelação .....	219
6.11.2	Rendimento dos módulos sc-Si com as alterações propostas .....	220
6.11.3	Potência produzida em c.c. <i>versus</i> irradiância na Central da Fachada.....	221
6.11.4	Comparação dos valores horários medidos na Central PV <i>versus</i> modelação.....	221
6.11.5	Valores mensais e anuais medidos em 2007 <i>versus</i> modelo.....	225
6.12	Modelação proposta das centrais PV do Ed. Solar XXI para o ano de referência....	226
6.12.1	Central PV da Fachada.....	226
6.12.2	Central PV da cobertura PV do Parque.....	228
6.13	Trabalho futuro .....	229
6.14	Síntese .....	230
7.	CONCLUSÕES.....	233

REFERÊNCIAS .....	239
Artigos, livros e comunicações .....	239
Documentos Normativos .....	243
<i>ANEXO I – PUBLICAÇÕES E OUTROS DOCUMENTOS</i> .....	245
<i>ANEXO II - REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA</i> .....	251
<i>ANEXO III - ELEMENTOS TÉCNICOS DA CENTRAL PV NA FACHADA</i> .....	259
<i>ANEXO IV - ELEMENTOS TÉCNICOS DA CENTRAL PV NO PARQUE</i> .....	265
<i>ANEXO V - MÓDULOS PV – VALORES DOS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS</i> .....	269
Módulos ordenados por Marca .....	271
Módulos ordenados por Tecnologia e Potência máxima (STC) .....	273
<i>ANEXO VI - CENTRAIS LIGADAS À REDE EM PORTUGAL</i> .....	275
<i>ANEXO VII - CÓDIGO DO PROGRAMA “PV-CPVPE.BAS”</i> .....	279

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Repartição da produção líquida de energia eléctrica por tipo de Central, em 2006 e 2007, REN, [68].....	3
Figura 1.2. Evolução da satisfação do consumo de energia eléctrica por tipo de Central, entre 1998 e 2007, REN, [68], www.ren.pt .....	4
Figura 1.3. Diagrama de carga da rede eléctrica nacional, 16/07/2008, dados da REN, www.ren.pt.....	6
Figura 1.4. Valores médios da precipitação mensal em Portugal Continental (1961-1990), e precipitação ocorrida em 2004, IM, [35]. .....	7
Figura 1.5. Evolução anual dos armazenamentos de água, em 2007 e até Junho de 2008, REN, [69].....	8
Figura 1.6. Diagrama de carga da rede eléctrica nacional num dia de Verão de um ano seco, 15/09/2005, dados da REN, www.ren.pt .....	8
Figura 1.7. Evolução do consumo semanal ao longo do ano de 2006, REN, [67] .....	9
Figura 1.8. Evolução do consumo semanal ao longo do ano de 2007, REN, [71] .....	10
Figura 1.9. Potência entregue à rede pelas Centrais Hidroeléctricas, ~ 4 578 MW instalados, para satisfazer o pico do consumo em 16/07/2008, dados REN, www.ren.pt .....	13
Figura 1.10. Potência entregue à rede pelas Centrais Eólicas, ~ 2 281 MW instalados na Produção em Regime Especial (PRE), em 16/07/2008, dados REN, www.ren.pt.....	14
Figura 1.11. Potência entregue à rede pelas Centrais PV, ~ 18 MW instalados na Produção em Regime Especial (PRE), em 16/07/2008 (dados REN, www.ren.pt).....	15
Figura 1.12. Foto do Edifício Solar XXI e do respectivo Parque Estacionamento, foto do autor.....	16
Figura 2.1. Imagem do Sol captada pela sonda SOHO-EIT, a 26 de Agosto de 1997, na banda dos 30.4 nm, Projecto SOHO, promovido pelo consórcio ESA/NASA [77].....	19
Figura 2.2. Irradiância espectral da radiação solar medida no topo da atmosfera, medida no dia 01/07/2006, SORCE, [78], e da irradiância espectral recebida do Sol, se considerado um corpo negro a 6 000 K.....	20
Figura 2.3. Irradiância solar total no topo da atmosfera medida pelos satélites indicados, NGDC, [61].....	21
Figura 2.4. Valores corrigidos da “constante solar” e a sua correlação com os ciclos solares, Fröhlich, [25]. .....	21
Figura 2.5. Esfera celeste e coordenadas do Sol relativas a um observador situado na Terra.....	23
Figura 2.6. Posição do Sol relativamente a uma superfície inclinada. ....	25
Figura 2.7. Percurso da radiação solar na atmosfera.....	26
Figura 2.8. Distribuição espectral da radiação solar AM1.5 e distribuição espectral no topo da atmosfera.....	27
Figura 2.9. Sensores utilizados na medição da irradiância solar: piranómetro e células PV de diferentes tecnologias, instalados na Fachada do Edifício Solar XXI (montagem e foto do autor). .....	28
Figura 2.10. Distribuição mundial da irradiação solar global na horizontal, [54].....	31

Figura 2.11. Distribuição da irradiação solar anual e produção de energia eléctrica PV, estimada por cada kW de potência pico instalado, na Europa [81].....	32
Figura 2.12. Produção de energia estimada para sistemas PV ligados à rede, em kWh por unidade de potência pico instalada - Sistemas orientados a Sul: em fachadas e em telhados a 20° de inclinação, [6] .....	33
Figura 2.13. Melhores ângulos para a inclinação de sistemas PV fixos, ligados à rede, na Europa [32].....	34
Figura 2.14. Ganhos conseguidos na produção de energia de energia eléctrica anual de um sistema PV instalado num seguidor do Sol a dois eixos, relativamente a um sistema PV fixo à inclinação óptima [32] .....	35
Figura 2.15. Evolução do índice anual da energia final entregue à rede para centrais PV na região de Almeria em Espanha, para estruturas fixas à inclinação óptima e para estruturas dotadas com diferentes estratégias de seguimento do Sol, para condições realistas de sombreamento e grau de sujidade [59]. .....	36
Figura 2.16. Geração de pares electrão-lacuna num semiconductor, por acção de fótons com energia $h\nu \geq E_g$ , e dissipação da energia em excesso sobre a forma de calor, para $h\nu > E_g$ .....	37
Figura 2.17. Irradiância disponível para efeito fotovoltaico no caso do silício cristalino, $E_g = 1.12$ eV .....	39
Figura 2.18. Junção p-n em equilíbrio térmico, sem tensão aplicada, [84]. .....	40
Figura 2.19. Curva I(V) de um diodo ideal dada pela equação de Shockley .....	41
Figura 2.20. Incidência da radiação numa célula fotovoltaica .....	41
Figura 2.21. Circuito equivalente de um dispositivo fotovoltaico, Lorenzo et al, 1994, [45], Duffie e Beckman, 2006, [20].....	42
Figura 2.22. Curva característica $I(V)$ e curva da potência aos terminais de uma célula PV, e respectivos parâmetros característicos .....	43
Figura 2.23. Curvas IV de duas células sc-Si, A-300 da Sunpower, com uma área de $149\text{ cm}^2$ , com diferentes resistências paralelo por unidade de área, Célula 1, $R_{sh} = 400\ \Omega\text{cm}^{-2}$ e Célula 2, $R_{sh} = 16925\ \Omega\text{cm}^{-2}$ , [12] .....	44
Figura 2.24. Exemplos de módulos PV, com tecnologias de filmes finos CIS, células de silício monocristalino e células de silício monocristalino sem contactos visíveis (Sunpower SPR-230), foto do autor. ....	45
Figura 2.25. Curvas da característica $I(V)$ e da potência $P(V)$ dum módulo PV, nas condições STC. Indicam-se também os pontos correspondentes aos parâmetros característicos.....	46
Figura 2.26. Curvas característica obtidas para o módulo BP3160, a diversas irradiâncias, para a temperatura ambiente de 20 °C, indicam-se também os pontos de potência máxima das curvas .....	49
Figura 2.27. Evolução da repartição do mercado mundial por tecnologia, de 1999-2007, [30]. .....	50
Figura 2.28. Evolução do rendimento em laboratório das diversas tecnologias utilizadas no fabrico de células solares, no período 1976-2008, [43] .....	51
Figura 2.29. O carro solar Nuna4, vencedor da corrida “2007 World Solar Challenge”, realizada na Austrália, com a velocidade média de 90.87 km/h (Copyright: Hans P. van Velthoven). .....	53

Figura 2.30. Curvas de resposta espectral de células solares construídas com as principais tecnologias PV comparadas com a distribuição espectral da irradiância solar em condições AM1.5, [18] .....	54
Figura 2.31. Variação do sinal de células solares de referência, relativamente a um piranómetro, em função da massa de ar e do índice de transparência da atmosfera, $k_t$ , para céu limpo $k_t > 0.8$ e céu nublado, $k_t < 0.4$ , [18].....	54
Figura 2.32. Constituição de um dispositivo fotovoltaico de dupla-junção, baseado em filmes finos de silício, a-Si:H / $\mu$ c-Si:H, [16] .....	55
Figura 2.33. Curvas de resposta espectral num dispositivo dupla-junção, a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H, [16].....	56
Figura 2.34. Curvas resposta espectral num dispositivo tripla-junção, “tandem”, Meier [52].....	56
Figura 2.35. Repartição da produção mundial de módulos de filmes finos, em 2007, [30]. .....	57
Figura 2.36. Gerador fotovoltaico constituído por $n_{rp}$ ramos de módulos ligados em paralelo, com $n_{ms}$ módulos ligados em série cada um.....	58
Figura 2.37. Curvas característica para o módulo Shell SE160C, e respectivos pontos de potência máxima, obtidas a diversas irradiâncias para a temperatura ambiente de 20 °C.....	60
Figura 2.38. Curva de rendimento do inversor SolarMax 4200C, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada normalizada pela potência nominal. ....	63
Figura 2.39. Curvas de rendimento medidas do inversor Refusol de 11kW, em função da potência de saída normalizada pela respectiva potência nominal, Valentini et al, [82].....	65
Figura 3.1. Evolução do mercado mundial PV nos últimos 11 anos, dados de [10] e [30].....	67
Figura 3.2. Penetração das tecnologias presente e futuro, na capacidade instalada anualmente relatório EPIA [22]. .....	68
Figura 3.3. Evolução prevista da capacidade de produção de módulos PV a nível mundial. ....	69
Figura 3.4. Evolução prevista dos preços da electricidade, a vermelho, e dos custos da energia produzida por centrais PV, a verde, relatório da EPIA e Greenpeace [21].....	70
Figura 3.5. Custo da electricidade no mercado doméstico na Califórnia, [21]. .....	70
Figura 3.6. Período de <i>Payback</i> energético dos sistemas PV para diferentes tecnologias, [21].....	71
Figura 3.7. Potência pico acumulada das centrais fotovoltaicas existentes em Portugal, dados AIE-PVPS, até 2004, e dados recentes fornecidos por diversos promotores de centrais PV. ....	72
Figura 3.8. Foto de uma parte da central da Moura (Amareleja), com a potência pico total de 46.4 MW, foto do autor.....	73
Figura 3.9. Evolução da tarifa aplicada a uma Central PV de microprodução instalada em 2008, no Regime bonificado e no Regime geral, (sem considerar efeitos da inflação) .....	84
Figura 3.10. Evolução da tarifa aplicada a uma Central BIPV de microgeração no regime especial instalada em 2008. Valores actualizados, com: Taxa inflação anual média de 2.5 %; Taxa de inflação da energia eléctrica de 7.5 %; Taxa de actualização de 2.5 %.....	85
Figura 3.11. Evolução da tarifa aplicada a uma Central PV de microprodução instalada em 2008, no Regime bonificado e no Regime geral. Valores actualizados, com: Taxa inflação anual média de 2.5 %; Taxa de inflação da energia eléctrica de 7.5 %; Taxa de actualização de 2.5 %.....	86
Figura 3.12. Recuperação do Investimento para a Central PV, no Regime especial do DL 225/2007, e nos regimes bonificado e geral do DL 363/2007 (Valores actualizados).....	86

Figura 4.1. Esboço do Edifício Solar XXI com os módulos na Fachada Sul (Arq. Pedro Cabrita).....	91
Figura 4.2. Alçado e planta da distribuição prevista dos módulos PV, relativamente aos lugares de estacionamento (desenho do autor).....	92
Figura 4.3. Valor horários da irradiância solar global na horizontal e temperatura ambiente para um ano meteorológico de referência no Concelho de Lisboa (TRY).....	93
Figura 4.4. Evolução das médias mensais dos valores diários da Irradiação solar global na horizontal e da Temperatura ambiente para um ano meteorológico típico em Lisboa (TRY).....	94
Figura 4.5. Evolução ao longo do ano do ângulo que o Sol faz ao Meio-dia solar verdadeiro, com a horizontal e com o plano dos módulos, na Central do Parque (15°) e na Central da Fachada (90°).....	95
Figura 4.6. Fachada PV no Edifício Solar XXI - INETI.....	96
Figura 4.7. Fachada PV- Inversores Fronius IG 40, instalados na Sala 1.06, do Edifício Solar XXI.....	97
Figura 4.8. Esquema simplificado dos módulos na fachada do edifício Solar XXI.....	100
Figura 4.9. Central PV nas estruturas de sombreamento do Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI.....	101
Figura 4.10. Central PV no parque - Inversores SolarStoc, PS4000HV, instalados no armário eléctrico, vendo-se também, do lado esquerdo, os seccionadores para c.c. que permitem desligar os inversores dos módulos e a meio do lado direito, o “data logger” do sistema de aquisição de dados da Central.....	102
Figura 4.11. Esquema simplificado da Central PV no Parque de estacionamento.....	104
Figura 4.12. Esquema da monitorização implementada e grandezas medidas em cada inversor.....	106
Figura 4.13. Equipamentos de monitorização na fachada e contadores de energia instalados.....	107
Figura 4.14. Equipamentos de monitorização da Central PV do Parque.....	108
Figura 4.15. Quadros de apresentação de resultados nas centrais PV: a) da fachada PV; b) da cobertura PV do parque.....	109
Figura 4.16. Medido - 2006: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários, para a Central da Fachada.....	112
Figura 4.17. Medido - 2007: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários, para a Central da Fachada.....	113
Figura 4.18. Medido - 2006: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica na Fachada.....	113
Figura 4.19. Medido - 2007: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica na Fachada.....	114
Figura 4.20. Medido - 2006: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários, para a Central do Parque.....	115
Figura 4.21. Medido - 2007: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários, para a Central do Parque.....	115
Figura 4.22. Medido - 2006: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica no Parque.....	116
Figura 4.23. Medido - 2007: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica no Parque.....	116
Figura 4.24. Médias mensais, em 2006, dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.....	117

Figura 4.25. Médias mensais, em 2006, dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.....	118
Figura 4.26. Distribuição dos módulos da Fachada pelos inversores e localização do sensor de radiação.....	119
Figura 4.27. Sombras nos módulos provocada por um pinheiro ao princípio da manhã (20/01/2006 9:40).....	119
Figura 4.28. Sombras nos módulos provocadas pelo Edifício F ao final da tarde (11/03/2008 17:15).....	120
Figura 4.29. Sombras nos módulos provocadas pelo Edifício F e árvores próximas ao final da tarde (11/01/2007 16:12).....	120
Figura 4.30. Sombras nas células de manhã, provocadas pelos perfis verticais das estruturas que seguram os módulos (01/08/2008 09:00).....	121
Figura 4.31. Sombras nas células à tarde, provocadas pelos perfis verticais das estruturas que seguram os módulos (11/03/2008 16:39).....	121
Figura 4.32. Aproveitamento da circulação do ar na parte posterior dos módulos da Fachada (Arq. Pedro Cabrito).....	123
Figura 4.33. Evolução da temperatura dos módulos, da temperatura ambiente e da irradiância, num dia com aproveitamento térmico da fachada (15/12/2006) e noutro sem aproveitamento (16/12/2006).....	124
Figura 4.34. Variação da diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente na fachada com a irradiância, num dia com aproveitamento térmico da fachada (15/12/2006) e noutro sem aproveitamento (16/12/2006).....	125
Figura 4.35. 2007 – Valores horários da temperatura dos módulos em função da irradiância na Fachada.....	126
Figura 4.36. Evolução da temperatura dos módulos, da temperatura ambiente, da velocidade do vento e da irradiância corrigida, para dois dias seguidos do mês de Julho de 2007.....	127
Figura 4.37. Variação da diferença, entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente, com a irradiância (corrigida) na cobertura PV do parque, nos dias 25 e 26 de Julho de 2007.....	128
Figura 4.38. 2007 – Valores horários da diferença entre as temperaturas dos módulos e do ar ambiente, em função da irradiância (corrigida), na cobertura PV do parque.....	128
Figura 4.39. 2006: Índices de desempenho médios diários $Y_{FInv}$ , para cada um dos inversores da fachada.....	130
Figura 4.40. 2007: Índices de desempenho médios diários $Y_{FInv}$ , para cada um dos inversores da fachada.....	130
Figura 4.41. Janeiro de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada.....	131
Figura 4.42. Abril de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada.....	131
Figura 4.43. Agosto de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada.....	132
Figura 4.44. Exemplo dos valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, para os inversores da Fachada.....	132
Figura 4.45. Valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores da Fachada, no dia 21 de Agosto de 2007.....	133
Figura 4.46. 2006: Índices de desempenho médios diários $Y_{FInv}$ , para cada um dos inversores no Parque.....	134

Figura 4.47. 2007: Índices de desempenho médios diários $Y_{F Inv}$ , para cada um dos inversores no Parque .....	135
Figura 4.48. Fevereiro de 2007 – Produtividade diária para os inversores do parque .....	135
Figura 4.49. Agosto de 2007 – Produtividade diária para os inversores do parque .....	136
Figura 4.50. Valores horários da irradiância solar (corrigidos) e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores do Parque.....	136
Figura 4.51. Valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores do Parque (ampliação do dia 5 de Novembro). .....	137
Figura 4.52. Contribuição dos vários níveis de irradiância para a energia anual produzida na Fachada .....	138
Figura 4.53. Contribuição dos vários níveis de irradiância para a energia anual produzida no Parque .....	138
Figura 4.54. Contribuição dos vários níveis de potência de saída da central da fachada para a energia eléctrica total produzida em 2007 .....	139
Figura 4.55. Contribuição dos vários níveis de potência de saída da central do parque para a energia eléctrica total produzida em 2007 .....	139
Figura 4.56. Temperatura dos módulos, na produção da energia eléctrica pela Fachada .....	140
Figura 4.57. Temperatura dos módulos, na produção da energia eléctrica pela cobertura PV do parque.....	140
Figura 4.58. Fachada - Tensão de entrada em c.c. na produção anual de energia do inversor IG 2.....	141
Figura 4.59. Parque - Tensão de entrada em c.c. na produção anual de energia do inversor PS 2.....	141
Figura 4.60. Horas do dia em que a energia eléctrica é produzida na fachada.....	142
Figura 4.61. Hora do dia em que a energia eléctrica é produzida no parque .....	142
Figura 4.62. Médias mensais dos valores diários da Energia eléctrica consumida pelo Edifício Solar XXI e da energia produzida pelas centrais PV, no ano de 2006.....	143
Figura 4.63. Médias mensais dos valores diários da Energia eléctrica consumida pelo Edifício Solar XXI e da energia produzida pelas centrais PV, no ano de 2007.....	143
Figura 4.64. Diagrama de carga semanal do Edifício Solar XXI (sábado a sábado) .....	144
Figura 4.65. Contribuição das potências de consumo para o consumo anual do Edifício Solar XXI .....	145
Figura 4.66. Leituras: Valores médios diários da Energia eléctrica produzida pelas centrais PV. ....	146
Figura 4.67. Leituras: Valores médios diários da Energia eléctrica, produzida pelas centrais PV e consumida pelo edifício Solar XXI.....	146
Figura 5.1. Esquema simplificado da Central PV adoptado para fins de simulação .....	151
Figura 5.2. Valores horários da irradiância solar nos módulos da Fachada. ....	152
Figura 5.3. Valores horários da irradiância solar nos módulos do Parque a 15°. ....	153
Figura 5.4. Exemplo das curvas características do módulo PV Kaneka GEA60, obtidas com o modelo, para a temperatura ambiente de 25°C a diferentes valores da irradiância solar. ....	157
Figura 5.5. Fachada - Curva de rendimento dos inversores Fronius IG40, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada sobre a potência nominal ( $R^2 = 0.995$ ).....	159

Figura 5.6. Parque - Curva de rendimento dos inversores SolarStoc PS4000HV, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada sobre a potência nominal ( $R^2 = 0.997$ ).....	159
Figura 5.7 Curva de rendimento adoptada para os transformadores, em função da potência de entrada normalizada pela potência nominal (Efacec 36 kV 1600 kVA).....	161
Figura 5.8. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar e da Produção de Energia Eléctrica em c.a., calculada à saída dos Inversores.....	165
Figura 5.9. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar e da Produção de Energia Eléctrica em c.a., calculada à saída dos Inversores.....	166
Figura 5.10. Médias mensais dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.....	167
Figura 5.11. Variação dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários ao longo do ano na Fachada. ....	168
Figura 5.12. Variação dos índices de desempenho $Y_R$ e $Y_{F Inv}$ diários ao longo do ano no Parque. ....	168
Figura 5.13. Modelo: Valores horários da potência produzida pelos módulos por unidade de potência pico, em função da irradiância solar na fachada (módulos BP3160) .....	170
Figura 5.14. Modelo: Valores horários da potência produzida pelos módulos, por unidade de potência pico, em função da irradiância solar no Parque (módulos Kaneka GEA60) .....	170
Figura 6.1. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar na fachada, em comparação com os valores da irradiação utilizados no modelo. ....	173
Figura 6.2. Médias mensais dos valores diários da produção de energia eléctrica na fachada em comparação com o previsto no modelo.....	174
Figura 6.3. Valores médios horários da irradiância na Fachada, em dias de céu limpo, prevista no modelo e medida na monitorização, no final de Julho de 2007. ....	175
Figura 6.4. Valores médios horários da irradiância na Fachada, prevista no modelo e medida na monitorização, em dias de céu limpo e nublado, no final de Novembro de 2007. ....	175
Figura 6.5. Fachada – valores da irradiância em dias de céu limpo, previstos no modelo inicial e no modelo com perdas devidas ao ângulo de incidência, face aos medidos no final de Julho de 2007. ....	178
Figura 6.6. Fachada – valores irradiância em dias de céu limpo e nublado, medidos no final de Novembro de 2007, e previstos no modelo inicial e no modelo com perdas devidas ao ângulo de incidência. ....	178
Figura 6.7. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque, em comparação com os valores médios da irradiação utilizados no modelo inicial.....	179
Figura 6.8. Médias mensais dos valores diários da produção da energia no parque em comparação com o previsto no modelo.....	180
Figura 6.9. Valores médios horários da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização, previstos no modelo e com perdas angulares, no final de Julho de 2007. ....	180
Figura 6.10. Valores médios horários da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo e nublado, medidos na monitorização, previstos no modelo e com perdas angulares em meados Dezembro de 2007.....	181
Figura 6.11. Montagem com as células de referência de silício monocristalino, amorfo (ISET cSi e ISET aSi nos gráficos), piranómetro, e células PV usadas no Parque, na monitorização e no “display” .....	182

Figura 6.12. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 300 instalada no Parque.....	184
Figura 6.13. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 300 instalada no Parque, em pormenor para o dia 19-07-2008. ....	184
Figura 6.14. Irradiância medida pelas células de referência ISET em de silício amorfo e monocristalino, respectivamente aSi e cSi no gráfico, face à irradiância medida no piranómetro. ....	185
Figura 6.15. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC, instalada no Parque, e cSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro de referência.....	186
Figura 6.16. Montagem com as células de referência de silício monocristalino e multicristalino, piranómetro, e células PV usadas na fachada, na monitorização e no “display” (idêntica à utilizada na monitorização no parque). ....	186
Figura 6.17. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 200 instalada na Fachada, para os dias 02-08-2008 e 03-08-2008. ....	187
Figura 6.18. Fachada - Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 200 e multicristalino pSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro.....	188
Figura 6.19. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 200, instalada na Fachada, e cSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro de referência.....	188
Figura 6.20. Ângulos da altura do Sol ao meio-dia solar verdadeiro, para os módulos da Central do Parque e da Central da Fachada. São indicados os dias em que os ângulos são iguais ( $\theta=52.5^\circ$ ). ....	189
Figura 6.21. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 300 e TRITEC 200, instaladas respectivamente no Parque e na Fachada. ....	189
Figura 6.22. Variação da razão entre as irradiâncias medidas no Parque e na Fachada, normalizada pelo valor inicial. Valores medidos, entre Fevereiro de 2006 e Fevereiro de 2008, pelas células TRITEC 300 e TRITEC 200.....	190
Figura 6.23. Valores horários da irradiância, próximo do dia 1 de Novembro de 2007, medidos na Fachada e inicialmente no Parque e valores corrigidos do Parque. ....	191
Figura 6.24. Valores médios horários corrigidos da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização face aos previstos no modelo com perdas angulares. ....	192
Figura 6.25. Valores médios horários corrigidos da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização face aos previstos no modelo com perdas angulares. ....	192
Figura 6.26. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque corrigidos, em comparação com o valor de irradiação utilizado no modelo.....	193
Figura 6.27. Variação ao longo do dia do rendimento dos módulos BP3160 instalados na Fachada. ....	194
Figura 6.28. Rendimento dos módulos BP3160 instalados na Fachada, anos de 2006 e 2007. ....	194
Figura 6.29. Fachada 2007: Inversor IG 1 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada .....	195
Figura 6.30. Fachada 2007: Inversor IG 2 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada .....	195
Figura 6.31. Fachada 2007: Inversor IG 3 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada .....	196

Figura 6.32. Evolução ao longo do dia do rendimento dos módulos Kaneka GEA60, instalados no Parque. ....	197
Figura 6.33. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60 instalados no Parque, anos de 2006 e 2007. ....	197
Figura 6.34. Medido no ano de 2007: Valores médias mensais da irradiação diária e das temperaturas ambiente e dos módulos no Parque .....	198
Figura 6.35. Parque 2007: Inversor PS 1 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada. ....	199
Figura 6.36. Parque 2007: Inversor PS 2 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada .....	200
Figura 6.37. Fachada – 2006: Índices de desempenho diários $PR = Y_{F Inv}/Y_R$ (módulos BP3160) .....	201
Figura 6.38. Fachada – 2007: Índices de desempenho diários $PR = Y_{F Inv}/Y_R$ (módulos BP3160) .....	201
Figura 6.39. Parque – 2006: Índices de desempenho diários $PR = Y_{F Inv}/Y_R$ (módulos Kaneka GEA60) .....	202
Figura 6.40. Parque – 2007: Índices de desempenho diários $PR = Y_{F Inv}/Y_R$ (módulos Kaneka GEA60) .....	203
Figura 6.41. Rendimento do Inversor Fronius IG 40, IG 1 – Valores medidos em Novembro de 2007 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante.....	204
Figura 6.42. Rendimento do Inversor Fronius IG 40, IG 2 – Valores medidos em Novembro de 2007 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante.....	204
Figura 6.43. Rendimento do Inversor SolarStoc PS4000HV, PS 1 – Valores medidos em Julho de 2008 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante.....	205
Figura 6.44. Rendimento do Inversor SolarStoc PS4000HV, PS 1 – Valores medidos em Julho de 2008 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante.....	205
Figura 6.45. Curvas IV obtidas na modelação do módulo Kaneka GEA 60, para uma temperatura ambiente de 20 °C, considerando a variação de $R_{sh}$ com a irradiância, do modelo semelhante ao PVSYST4.0 [53], linhas a cheio, e do modelo de De Soto [17], indicadas pelos pontos. ....	208
Figura 6.46. Valores medidos com um traçador de curvas IV, de uma série de 5 módulos Kaneka GEA 60, a uma irradiância de cerca de 800 $Wm^{-2}$ , com as Curvas IV obtidas na modelação, considerando a variação de $R_{sh}$ como no software PVSYST [53], e com o modelo de De Soto [17]. ....	209
Figura 6.47. Valores da corrente de curto-circuito relativa (normalizada pelo valor STC) para módulos de silício monocristalino, de silício em filme e de silício amorfo de tripla junção, Fanney e al. [24]. ....	210
Figura 6.48. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação com $R_{sh}(G_i)$ . ....	212
Figura 6.49. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação com $R_{sh}(G_i)$ e com a integração dos efeitos espectrais com $f(AM)$ . ....	213

Figura 6.50. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação final, com a variação de $R_{sh}(G_i)$ , com a integração dos efeitos espectrais $f(AM)$ e com a variação da corrente de curto circuito com a temperatura dos módulos. ....	213
Figura 6.51. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos Kaneka GEA60, valores da modelação com $R_{sh}(G_i)$ e medidos em 2007. ....	214
Figura 6.52. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos Kaneka GEA60, valores previstos na modelação final e medidos em 2007. ....	214
Figura 6.53. Tensão média de entrada nos inversores do Parque, medida em 2007 e obtida na modelação, face aos valores da irradiância. ....	215
Figura 6.54. Valores médios horários da corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Inverno de 2007 e obtida na modelação. ....	216
Figura 6.55. Valores médios horários da corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Verão de 2007 e obtida na modelação. ....	216
Figura 6.56. Valores horários da irradiação solar, em termos de $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico, $Y_{F inv}$ , medidos no final de Julho de 2007 e estimados na modelação. ....	217
Figura 6.57. Valores horários da irradiação solar, em termos de $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico, $Y_{F inv}$ , medidos em Novembro de 2007 e estimados na modelação. ....	217
Figura 6.58. Médias mensais dos valores diários da produção da energia no parque em 2007, em comparação com o previsto na modelação proposta. ....	218
Figura 6.59. Pontos obtidos no traçador de curvas IV para uma série de 8 módulos BP 3160, com a temperatura dos módulos de 56 °C e uma irradiância de 845 $Wm^{-2}$ , e curva IV obtida na modelação. ....	219
Figura 6.60. Curvas IV obtidas na modelação do funcionamento do módulo BP 3160, para uma temperatura ambiente de 20 °C, considerando $R_{sh}$ constante com a irradiância. ....	220
Figura 6.61. Rendimento dos módulos BP 3160, medido em 2007 e obtido na modelação com $R_{sh}$ constante. ....	220
Figura 6.62. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos BP 3160, valores medidos em 2007 e obtidos na modelação com $R_{sh}$ constante. ....	221
Figura 6.63. Tensão de entrada nos inversores da Fachada, medida em dois dias de Julho de 2007 e obtida na modelação, para as configurações de módulos existentes, face aos valores da irradiância. ....	222
Figura 6.64. Tensão de entrada nos inversores da Fachada, medida em dois dias de Novembro de 2007 e obtida na modelação, para as configurações de módulos existentes, face aos valores da irradiância. ....	222
Figura 6.65. Corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Inverno de 2007 e obtida na modelação. ....	223
Figura 6.66. Corrente contínua de entrada nos inversores da Fachada, medida no Verão de 2007 e obtida na modelação. ....	223
Figura 6.67. Corrente contínua de entrada nos inversores da Fachada, medida em Novembro de 2007 e obtida na modelação. ....	224

Figura 6.68. Valores horários da irradiação solar, em termos de $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico, $Y_{F inv}$ , medidos no final de Julho de 2007 e estimados na modelação. ....	224
Figura 6.69. Valores horários da irradiação solar, em termos de $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico, $Y_{F inv}$ , medidos em Novembro de 2007 e estimados na modelação. ....	225
Figura 6.70. Médias mensais dos valores diários da produção da energia na Fachada em 2007, em comparação com o previsto na modelação proposta. ....	225
Figura 6.71. Médias mensais dos valores diários da produção da energia previstos pelo Modelo, com os valores TRY, em comparação com os valores medidos na Central PV do parque....	227
Figura 6.72. Médias mensais dos valores diários da produção da energia previstos pelo Modelo, com os valores TRY, em comparação com os valores medidos na Central PV do parque....	228



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1. Parque Electroprodutor Nacional - Potência instalada no final de Junho de 2008 e de Dezembro de 2007, REN, [70].....	5
Tabela 2.2. Reflectividades típicas de algumas coberturas do solo, Page, [64].....	30
Tabela 2.3. Valores típicos da energia da banda proibida nalguns semicondutores.....	38
Tabela 2.4. Parâmetros característicos para módulos de diferentes tecnologias (catálogos dos fabricantes).....	48
Tabela 2.5. Alguns dos rendimentos máximos em laboratório das diferentes tecnologias, após estabilização, Green et al, 2008, [26].....	52
Tabela 2.6. Rendimentos máximos (STC) em módulos comerciais, após estabilização, 2008 [26]. ....	52
Tabela 2.7. Limites de distorção harmónica na corrente, para inversores ligados à rede IEC 61727, [105] .....	62
Tabela 2.8. Regulações das protecções de interligação, para inversores ligados à rede IEC 61727, [105].....	62
Tabela 2.9. Regulações das protecções de interligação de microgeradores à rede EN 50438, [85].....	63
Tabela 3.1. Cenário de crescimento do mercado PV, “Advanced Scenario”, [21] .....	67
Tabela 3.2. Tecnologias das centrais renováveis no regime especial, DL 225/2007 .....	77
Tabela 3.3. Centrais BIPV e PV convencionais - validade das tarifas e valores do coeficiente Z, DL 225/2007 .....	78
Tabela 3.4. Remuneração da energia produzida por centrais fotovoltaicas no regime especial (valores calculados com o DL 225/2007 e Rectificação nº 71/2007) .....	80
Tabela 3.5. Valores do coeficiente $C_t$ , publicados na Portaria nº 764/2002, para o regime dos produtores consumidores, previsto no DL 68/2002 .....	81
Tabela 3.6. Tarifas de referência na microprodução em 2008 (DL nº 363/2007).....	83
Tabela 3.7. Potencial de aquecimento global dos gases com efeito estufa (GHG) em termos de CO <sub>2</sub> equivalente emitido, IPCC-SAR, 1995, [39], num horizonte temporal de 100 anos .....	88
Tabela 3.8. Gases com efeito estufa (GHG) emitidos pelo SEN, em termos de CO <sub>2</sub> equivalente. ....	88
Tabela 4.1. Médias mensais dos valores diários da temperatura ambiente e irradiação solar global na horizontal e no plano dos módulos, virados a Sul, para as inclinações 15°, 30° e 90°. ....	94
Tabela 4.2. Módulos fotovoltaicos na fachada e respectivos parâmetros característicos nominais (STC). ....	97
Tabela 4.3. Resumo das características técnicas dos Inversores Fronius IG 40.....	98
Tabela 4.4. Configuração dos módulos por inversor na Fachada PV.....	99
Tabela 4.5. Parâmetros característicos nominais dos módulos BP3160 e valores máximos, médios e mínimos dos parâmetros dos módulos instalados na Fachada.....	99
Tabela 4.6. Parâmetros característicos STC dos módulos fotovoltaicos instalados no parque: iniciais e após estabilização .....	101

Tabela 4.7. Resumo das características técnicas dos Inversores no parque, SolarStocck PS4000HV. ....	103
Tabela 4.8. Configuração dos módulos no parque .....	104
Tabela 4.9. Central PV da Fachada, valores da produtividade anual .....	112
Tabela 4.10. Central PV do Parque, valores da produtividade anual .....	114
Tabela 4.11. Energia produzida nas Centrais PV do Edifício Solar XXI em 2006 .....	117
Tabela 4.12. Energia produzida nas Centrais PV do Edifício Solar XXI, em 2007 .....	118
Tabela 4.13. Valores da produtividade anual por inversor na Fachada, em termos de $Y_{F Inv}$ .....	129
Tabela 4.14. Índices de energia final à saída dos inversores, $Y_{F Inv}$ , no Parque .....	134
Tabela 4.15. Valores médios diários da energia produzida e consumida no Solar XXI (leituras).....	147
Tabela 5.1. Parâmetros STC dos módulos das centrais PV do Ed. Solar XXI e valores utilizados da resistência paralelo, resistência série e do factor de idealidade .....	157
Tabela 5.2. Fachada - Resumo da simulação efectuada com os Módulos BP 3160. Potência pico total de 12.16 kW .....	163
Tabela 5.3. Parque - Resumo da simulação efectuada com os módulos Kaneka GEA60, para a inclinação 15° e azimute Sul. Potência pico total 6 kW .....	164
Tabela 5.4. Centrais PV- Valores da produtividade anual .....	166
Tabela 5.5. Energia produzida anualmente pelas Centrais PV .....	167
Tabela 6.1. Central PV da Fachada, valores da produtividade anual à saída dos inversores .....	173
Tabela 6.2. Parâmetro $a_r$ no cálculo do factor angular Martín e Ruiz, 2002, [48] .....	176
Tabela 6.3. Central PV do Parque, irradiação e produtividade anual medida à saída dos inversores .....	179
Tabela 6.4. Sensores de irradiância solar e respectivos valores das constantes de calibração .....	183
Tabela 6.5. Variação da razão entre as irradiâncias medidas no Parque e na Fachada, relativamente aos valores de 13 de Fevereiro de 2006. ....	190
Tabela 6.6. Índices de desempenho médio na Fachada .....	201
Tabela 6.7. Índices de desempenho médio no Parque (com $Y_R$ corrigido) .....	202
Tabela 6.8. Central da Fachada, coeficientes das curvas de rendimento dos inversores IG 1 e IG 2 .....	204
Tabela 6.9. Central do Parque, coeficientes das curvas de rendimento dos inversores PS 1 e PS 2 .....	206
Tabela 6.10. Coeficientes do polinómio do 4º grau, da função $f(AM)$ , transcritos por De Soto et al., [17].....	211
Tabela 6.11. Central do Parque 2007, irradiação anual e índices da produtividade anual .....	218
Tabela 6.12. Parâmetros STC dos módulos BP3160 utilizados no modelo final da Central PV da fachada e valores estimados da resistência paralelo, resistência série e do factor de idealidade. ....	219
Tabela 6.13. Central da Fachada 2007, irradiação anual e índices da produtividade anual .....	226
Tabela 6.14. Central da Fachada, modelação do ano de referência versus anos de 2006 e 2007.....	227
Tabela 6.15. Central do Parque, modelação do ano de referência versus anos de 2006 e 2007.....	228

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Contexto do trabalho

#### 1.1.1 O mercado mundial de electricidade

Nas sociedades actuais, a melhoria do nível vida, alcançada por uns e desejada por muitos, tem como consequência directa um consumo crescente de energia primária a nível mundial. O aumento da procura de combustíveis no mercado global contribui em grande parte para a escalada dos preços dos combustíveis fósseis verificada actualmente e nos últimos anos.

A Agência Internacional de Energia (AIE) prevê no seu relatório *World Energy Outlook* (WEO) de 2007 [33], que num cenário de referência, o mercado mundial de energia primária, entre 2005 e 2030, cresça cerca de 55%, com um crescimento médio anual de cerca de 1.8 %. Neste cenário prevê-se também que, a utilização da energia eléctrica quase que duplique no mesmo período, com um aumento previsto nos países da OCDE de 17 % para 22 %, em consequência de um aumento anual da procura de 2.8 %. Nos países europeus o relatório prevê um aumento anual da procura de 1.4 % e que a energia eléctrica produzida na Europa aumente de 18 197 TWh, em 2005, para 35 384 TWh, em 2030. Neste cenário de referência prevê-se que as energias renováveis de origem não hídrica aumentem a sua contribuição de 2 % para cerca de 7 % no mesmo período.

Num cenário alternativo a AIE prevê que, com medidas de apoio governamentais adequadas, as energias renováveis podem aumentar a sua contribuição em 2030 para cerca de 21 %. Neste cenário alternativo, as energias renováveis podem produzir cerca de 43 % do aumento do consumo de energia eléctrica previsto, entre 2005 e 2030.

É importante referir que a AIE prevê que, o maior aumento do consumo de energia eléctrica, provenha de países que não fazem parte da OCDE, com destaque para a China e a Índia. Só para satisfazer o consumo de energia eléctrico previsto para 2030, a China tem de aumentar a sua capacidade de produção de energia eléctrica em cerca de 1 300 GW, ou seja, mais do que a capacidade total instalada nos Estados Unidos actualmente, e a Índia tem de aumentar a sua capacidade de produção de energia eléctrica em cerca de 400 GW, o equivalente às capacidades actuais do Japão, Coreia e Austrália.

Espera-se que a produção de energia eléctrica a nível mundial, a partir de centrais que utilizem fontes renováveis de energia incluindo as hidroeléctricas aumente significativamente, atendendo à previsão de contínuo aumento nos preços dos combustíveis convencionais nos próximos anos, em particular do petróleo e do gás natural.

#### 1.1.2 O sistema eléctrico português

As bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), foram estabelecidos recentemente pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.

A produção de electricidade, nesta nova legislação, é classificada em dois regimes distintos designados por produção em regime ordinário e produção em regime especial.

- ❖ **Produção em Regime Ordinário (PRO)** que corresponde à actividade de produção de electricidade que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e electricidade.
- ❖ **Produção em Regime Especial (PRE)** que corresponde à actividade de produção de electricidade ao abrigo de legislação específica no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade.

Ao exercício da actividade de produção de electricidade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado, em articulação com a promoção de uma política que procura promover a eficiência energética e a protecção do ambiente, incrementando a produção de electricidade mediante o recurso a fontes endógenas renováveis de energia. O acesso à actividade é livre, cabendo aos interessados, no quadro de um mercado liberalizado, a respectiva iniciativa, abandonando-se a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores.

Em Portugal, os principais produtores de energia eléctrica (PRO) são a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia.

Por sua vez, em termos de transporte da energia, a Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), abrange o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de electricidade que integram a Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), a Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Média e Alta Tensão (RND) e as redes de distribuição de electricidade em baixa tensão.

A gestão técnica global do SEN é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT. Actualmente a Rede Nacional de Transporte de energia eléctrica é explorada, em regime de concessão de serviço público exclusivo, pela Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN).

A REN, enquanto entidade concessionária da RNT, é também responsável, entre outros, por assegurar a exploração e manutenção da RNT em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, por gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua inter-operacionalidade com as redes a que esteja ligada e por facultar aos utilizadores da RNT as informações de que necessitem para o acesso à rede<sup>1</sup>.

### 1.1.3 O mercado de electricidade em Portugal

O mercado da energia eléctrica em Portugal caracteriza-se por estar em franca “expansão”, tendo-se observado, segundo os dados disponíveis no site da REN, entre 1999 e 2006, um crescimento médio anual do consumo de cerca de 3.7 % ao ano. O consumo anual de energia eléctrica em 2007, segundo a REN relativo a Dezembro do mesmo ano, foi de **50 050 GWh** [69] que correspondeu a um aumento de 1.8 % relativamente ao ano de 2006.

---

<sup>1</sup> A REN disponibiliza uma vasta informação relativa ao sistema electroprodutor nacional no seu site, [www.ren.pt](http://www.ren.pt), que utilizaremos neste trabalho.

Quanto à origem, a “produção” de energia eléctrica em Portugal é essencialmente de origem térmica, obtida a partir da queima de combustíveis convencionais (carvão, gás natural e fuelóleo<sup>2</sup>) e de origem hidráulica, a partir da energia potencial da água armazenada em albufeiras e fios de água. No entanto, nos anos últimos anos a contribuição de outras fontes de energia, integradas na PRE (Mini-Hídrica, Eólica, Fotovoltaica, Biomassa e Cogeração), tem vindo a aumentar, tendo em 2007 ultrapassado a contribuição da energia de origem hidráulica, Figura 1.1.

Os dados técnicos de electricidade, publicados pela REN [68], indicam que da produção líquida de energia eléctrica necessária para satisfazer o consumo de 50 050 GWh, verificado no ano de 2007, 19 % foi produzida em centrais hidroeléctricas (origem hidráulica), 20 % foi produzida pela produção no regime especial e 46 % foi produzida em centrais térmicas, sendo 22 % da energia obtida a partir da queima de carvão, 21 % da queima de gás natural e 3 % da queima de fuelóleo.

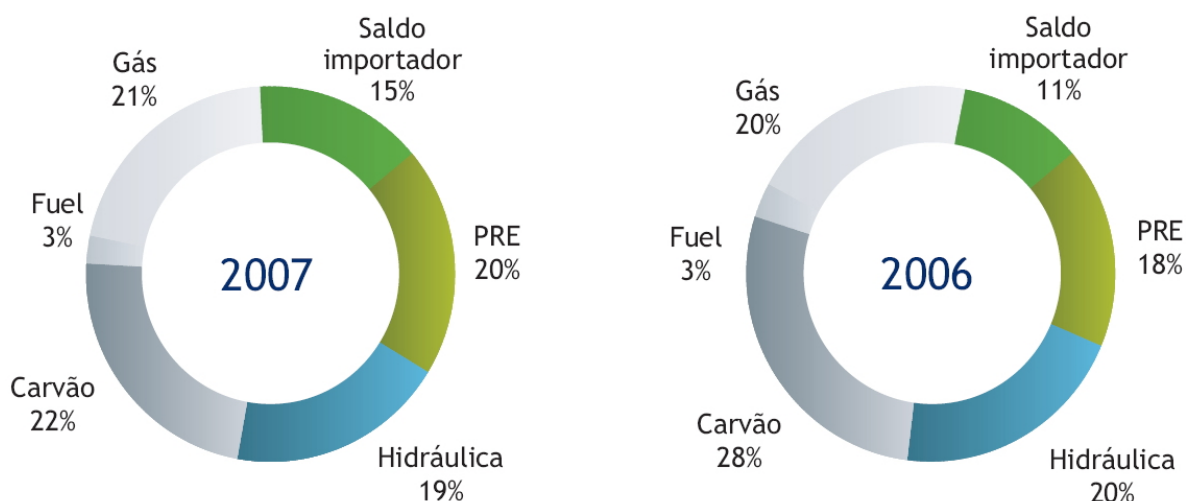


Figura 1.1. Repartição da produção líquida de energia eléctrica por tipo de Central, em 2006 e 2007, REN, [68]

Em 2006, da produção líquida de energia eléctrica necessária para satisfazer o consumo verificado de 49 174 GWh, 20 % foi produzida em centrais hidroeléctricas, 18 % foi produzida na PRE e 51 % foi produzida em centrais térmicas, sendo 28 % da energia obtida a partir da queima de carvão, 20 % da queima de gás natural e 3 % da queima de fuelóleo.

Embora exista em princípio capacidade para produzir em Portugal toda a energia consumida, o saldo das trocas de energia eléctrica com outros países europeus conduziu, por razões de preços de mercado, a uma importação de cerca de 15 % do total da energia consumida em 2007 e de 11 % em 2006.

Estes dados realçam a elevada dependência externa de Portugal para satisfazer o consumo de energia eléctrica, uma vez que, apenas a energia eléctrica produzida pelas centrais hidroeléctricas e fontes de energia renováveis integradas na PRE teve origem no país, tendo a restante sido importada directamente de outros países europeus, ou, obtida a partir de fontes de

<sup>2</sup> Em diversas publicações consultadas em língua portuguesa, são utilizadas indistintamente “fuelóleo” e a designação mais curta “fuel” para o mesmo tipo de combustível.

energia primária como o carvão, gás natural e fuelóleo, que são importados de países exteriores à comunidade europeia.

Urge pois minorar esta situação de dependência externa, apostando nas fontes de energia endógenas e renováveis, mas também promovendo a eficiência energética de forma a diminuir o crescimento do consumo de electricidade e a factura energética nacional.

A análise da evolução da satisfação do consumo de energia eléctrica entre 1998 e 2007, apresentado na Figura 1.2, mostra um ligeiro abrandamento nos crescimento do consumo e que, o aumento do consumo verificado neste período foi essencialmente satisfeito com o aumento da produção no regime especial e da importação, uma vez que, o aumento verificado nas centrais a gás natural compensou, grosso modo, a diminuição da produção verificada nas centrais a fuelóleo.

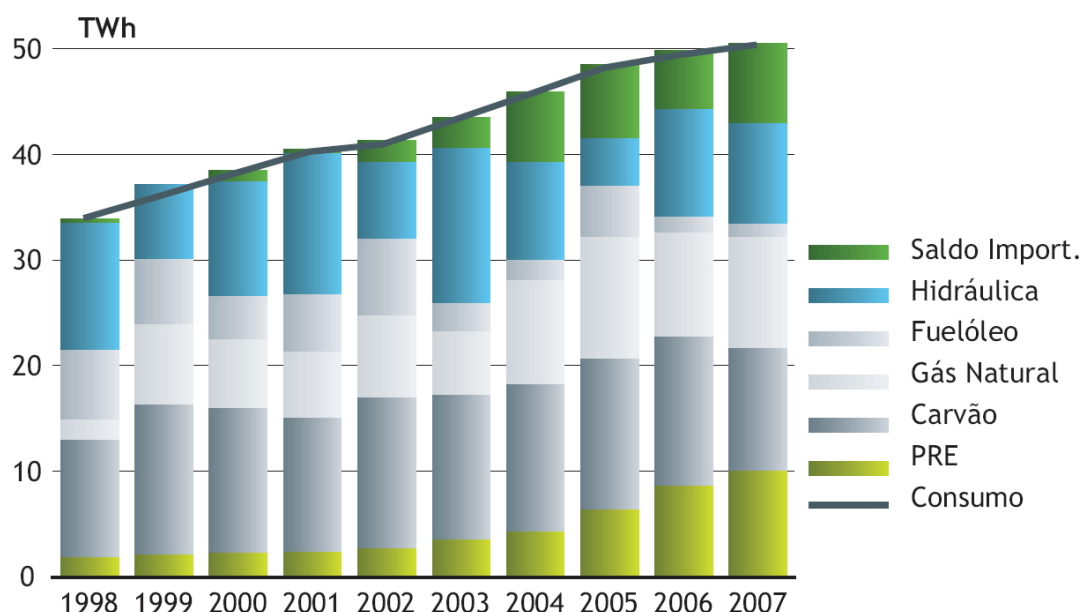


Figura 1.2. Evolução da satisfação do consumo de energia eléctrica por tipo de Central, entre 1998 e 2007, REN, [68], [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

Não fora o crescimento da importação de energia eléctrica, pelas razões já apontadas e poderíamos dizer que começamos a ir no bom caminho, com a diminuição verificada no crescimento do consumo em 2007 e o aumento sustentado da contribuição das fontes renováveis integradas na PRE.

#### 1.1.4 Parque electroprodutor nacional

Os dados publicados pela REN, [70], que mostramos na Tabela 1.1, indicam que a potência total instalada em Portugal em equipamentos de produção de energia eléctrica era no final de Junho de 2008, de **14 342 MW**. A potência instalada no regime ordinário totalizava 10 397 MW, com 4 578 MW instalados em Centrais Hidroeléctricas e 5 820 MW em Centrais Termoeléctricas, enquanto que na produção no regime especial a potência instalada era de 3 945 MW.

Tabela 1.1. Parque Electroprodutor Nacional - Potência instalada no final de Junho de 2008 e de Dezembro de 2007, REN, [70]

<i>Equipamento de produção</i>		
MW	Jun 2008	Dez 2007
<b>POTÊNCIA INSTALADA</b>	<b>10 397</b>	<b>10 397</b>
<b>Centrais Hidroeléctricas</b>	<b>4 578</b>	<b>4 578</b>
Albufeiras	2 398	2 398
Fios de Água	2 179	2 179
<b>Centrais Termoeléctricas</b>	<b>5 820</b>	<b>5 820</b>
Carvão	1 776	1 776
Fuel	1 476	1 476
Fuel / Gás natural	236	236
Gasóleo	165	165
Gás natural	2 166	2 166
<b>POTÊNCIA INSTALADA P. R. E. <sup>(1)</sup></b>	<b>3 945</b>	<b>3 691</b>
Produtores Térmicos	1 365	1 364
Produtores Hidráulicos	374	374
Produtores Eólicos	2 189	1 941
Produtores Fotovoltaicos	18	13

<sup>(1)</sup> Potências de ligação à Rede Pública ou Potência instalada nos produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002

De realçar nesta tabela o forte crescimento da potência instalada na PRE, com uma potência instalada em Junho de 2008 que já era, em termos de ordem de grandeza, idêntica à instalada nas Centrais Hidroeléctricas. Os produtores eólicos, só por si, com uma potência instalada de 2 189 MW, cresceram cerca de 13 % em meio ano.

A potência instalada pelos produtores Fotovoltaicos, em sistemas ligados à rede, reportada pela REN era de 18 MW, tendo apresentado um crescimento de 5 MW relativamente ao início do ano.

### 1.1.5 Diagrama de carga diária da rede eléctrica nacional

A potência solicitada à rede eléctrica nacional pelos equipamentos utilizados pelos diversos tipos de consumidores (domésticos, industriais, de prestação de serviços, etc.) varia ao longo do dia e em função das actividades desenvolvidas, designando-se por diagrama de carga.

A gestão técnica dos equipamentos de produção de energia eléctrica, que constituem o sistema electroprodutor nacional, para satisfazer o diagrama de carga verificado, é um dos desafios permanentes com que se debate a entidade gestora do SEN.

Para assegurar o fornecimento de energia eléctrica, deve-se atender às características das centrais disponíveis. Assim as centrais térmicas mais económicas (normalmente as de carvão) são em geral pouco flexíveis, devendo operar de forma contínua por longos períodos de tempo, pelo que estão vocacionadas para assegurar a produção de base. Para a produção de

base contribuem também os produtores do regime especial, onde se incluem os produtores eólicos e fotovoltaicos, porque a respectiva produção não está sujeita a “despacho” variando em função da disponibilidade do recurso renovável utilizado. As centrais hidroeléctricas, podem entrar e sair de serviço com grande rapidez, pelo que concentram a sua produção nas horas de cheia e ponta do digrama de carga. As centrais térmicas com turbinas a gás de arranque rápido, por sua vez, tanto podem ser utilizadas para satisfazer a base do diagrama bem como para satisfazer o consumo nas horas de cheia e ponta.

Em períodos chuvosos, as centrais hidroeléctricas e em particular centrais a fio de água, podem também operar continuamente, de modo a minimizar o risco de descarga nas barragens, fazendo nesta situação a base do diagrama conjuntamente com as centrais térmicas mais económicas e com os produtores do regime especial. As pontas do diagrama são então asseguradas pelas centrais com turbinas a gás de arranque rápido.

Apresenta-se na Figura 1.3, o diagrama de carga da rede eléctrica nacional verificado no dia 16/07/2008, com a potência entregue pelos diversos tipos de Centrais para satisfazer a potência de consumo solicitada à rede, representada pela soma das diversas contribuições e que corresponde aproximadamente a um diagrama de carga diário típico.

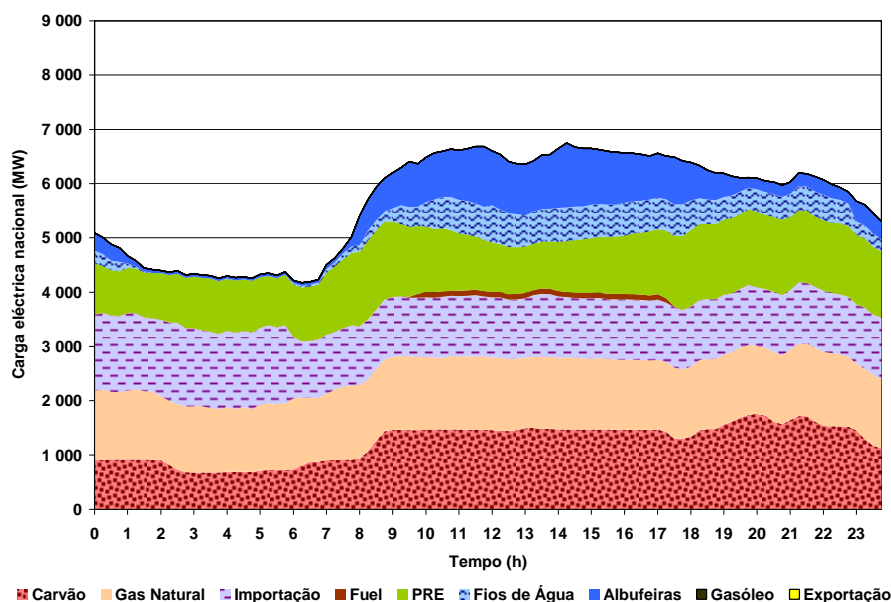


Figura 1.3. Diagrama de carga da rede eléctrica nacional, 16/07/2008, dados da REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

Verifica-se que no sistema electroprodutor nacional a base da carga (correspondente às horas de vazio), com uma potência solicitada à rede de ~ 4 500 MW, ocorre durante a noite, aproximadamente entre as 0:00 h e as 7:00 h e que a potência solicitada é em geral assegurada pelas centrais térmicas a carvão, pelas centrais a gás natural, pelas centrais integradas na PRE e pela importação.

Nos períodos de ponta e cheia do diagrama de carga, o excesso de potência solicitada à rede, ~ 2 000 MW, é assegurado maioritariamente pelas centrais hidroeléctricas a partir da água

armazenada (albufeiras e fios de água) e, em último caso, pelas centrais termoelétricas a fuelóleo<sup>3</sup>.

Para aumentar a capacidade de resposta desta solução, tem também vindo a ser implementada nos aproveitamentos hidráulicos nas albufeiras a bombagem de água nas horas de vazio para o reservatório a montante, para poder ser novamente turbinada nas horas de cheia e ponta, permitindo “nivelar” o digrama de carga e aumentar a potência disponível e a energia armazenada.

A solução adoptada para satisfazer a carga nos períodos de ponta e cheia, exige no entanto uma gestão cuidada da água armazenada, uma vez que a potência disponível nas centrais hidroelétricas para além de depender da potência nominal do equipamento de produção, depende directamente da altura da água no reservatório, o que limita muito a sua utilização em anos de seca, em termos de potência disponível e de quantidade de energia armazenada.

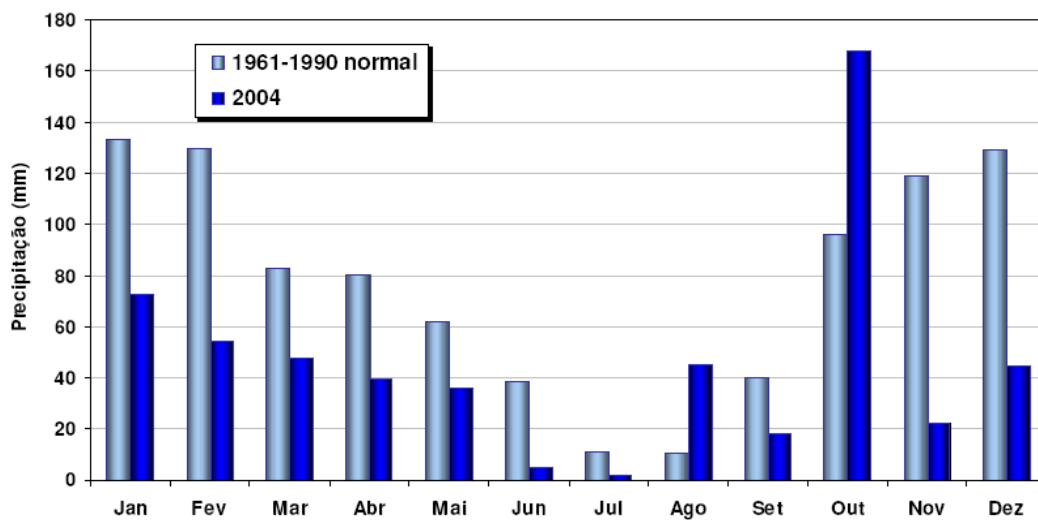


Figura 1.4. Valores médios da precipitação mensal em Portugal Continental (1961-1990), e precipitação ocorrida em 2004, IM, [35].

Em Portugal continental os meses de maior precipitação ocorrem em média nos meses de Outono e Inverno, Figura 1.4, mas ocorrem variações significativas relativamente aos valores médios mensais, como se vê para o ano de 2004. Em consequência, existe também uma grande variabilidade interanual na quantidade de água armazenada nos reservatórios das centrais hidroelétricas.

Apresentam-se na Figura 1.5 as curvas da evolução da percentagem de armazenamento relativamente à capacidade máxima dos reservatórios das centrais hidroelétricas, em 2007 e até Junho de 2008, representadas pelas linhas contínuas. Na mesma figura, é apresentada a cheia, a região que tem por envolvente os valores máximos e mínimos das curvas registados entre 1997 e 2006, que ilustra a variabilidade sazonal do armazenamento, que é particularmente elevada nos meses de Inverno.

<sup>3</sup> Em situações extremas de consumo, face à capacidade disponível de entrega de energia eléctrica à rede, podem ainda ser activadas as centrais a gásóleo que ainda não foram desactivadas.

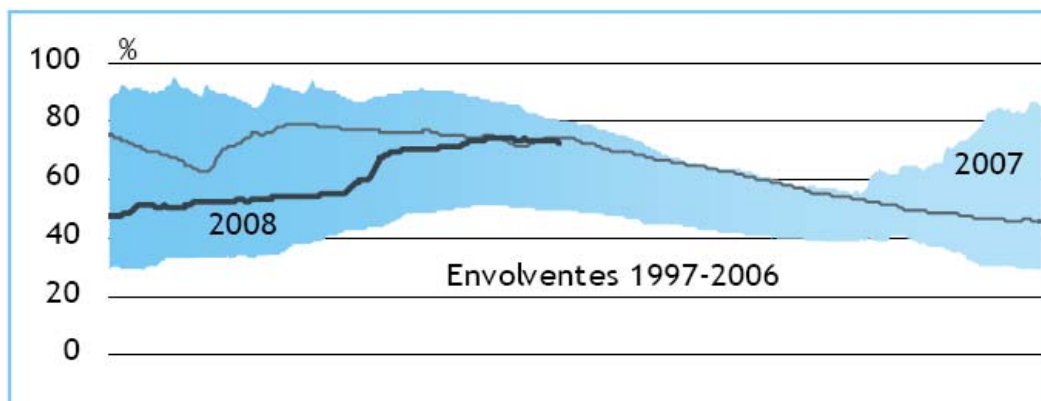


Figura 1.5. Evolução anual dos armazenamentos de água, em 2007 e até Junho de 2008, REN, [69]

### 1.1.6 Picos de consumo na rede eléctrica nacional

Os máximos anuais da potência solicitada à rede em Portugal ocorrem normalmente nos dias mais de frios de Inverno, REN, [68] e [71].

No entanto tem vindo a observar-se também um significativo aumento da potência solicitada à rede no Verão associada ao consumo dos equipamentos de refrigeração, em particular de equipamento de ar condicionado, nos dias com temperaturas mais elevadas. O máximo histórico da potência solicitada à rede no Verão registado até Junho de 2008 foi de 7 723 MW em Julho de 2006.

No ano de 2005, a seca extrema obrigou a um aumento da importação para satisfazer a potência solicitada à rede e a uma utilização intensiva das centrais térmicas, em particular das centrais a fuelóleo com o conseqüente aumento da factura energética e das emissões de gases com efeito estufa para a atmosfera.

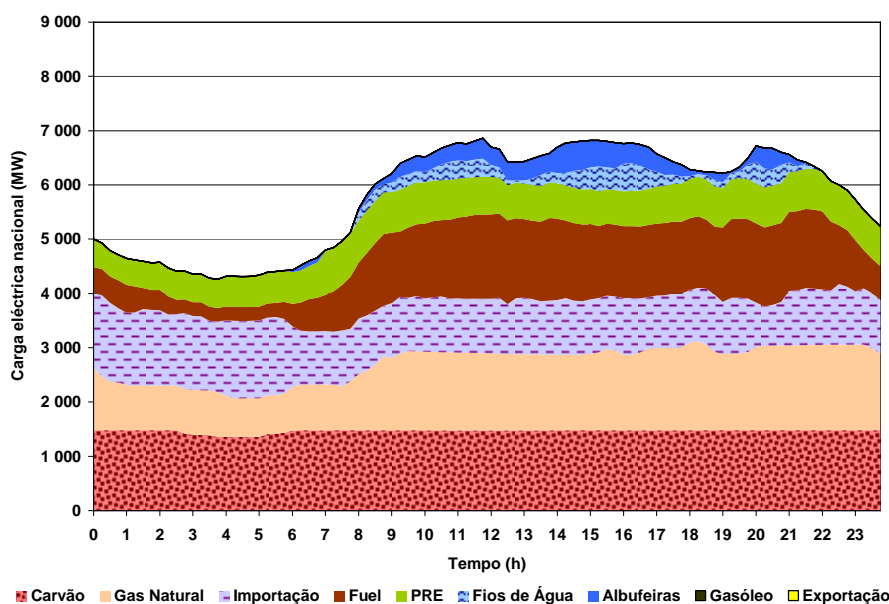


Figura 1.6. Diagrama de carga da rede eléctrica nacional num dia de Verão de um ano seco, 15/09/2005, dados da REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

Na Figura 1.6, mostramos o diagrama de carga da rede eléctrica nacional verificado no dia 15/09/2005, em que grande parte da potência solicitada nas horas de cheia e ponta foi satisfeita com a entrada em funcionamento das centrais a fuelóleo.

Os resultados da situação de seca extrema reflectiram-se também nos resultados da satisfação do consumo de energia eléctrica por tipo de Central, verificados em 2005, que foram apresentados na Figura 1.2, que mostram uma contribuição mínima das centrais hidroeléctricas neste ano relativamente ao período reportado.

A ocorrência continuada de potências de consumo elevadas nos meses de Verão pode vir a afectar a gestão do SEN, uma vez que a disponibilidade das centrais hidroeléctricas nestes meses, em termos de potência e energia armazenada, é em geral muito inferior à dos meses de Inverno, com um volume de água armazenada tipicamente entre 40 e 60% da capacidade máxima dos reservatórios (ver Figura 1.5).

### 1.1.7 Variação ao longo do ano do consumo de electricidade

Para além da potência solicitada à rede, também o consumo de energia eléctrica, varia ao longo do ano. Apresentam-se na Figura 1.7 e na Figura 1.8 a evolução do consumo semanal ao longo dos anos de 2006 e 2007 respectivamente, registados pela REN.

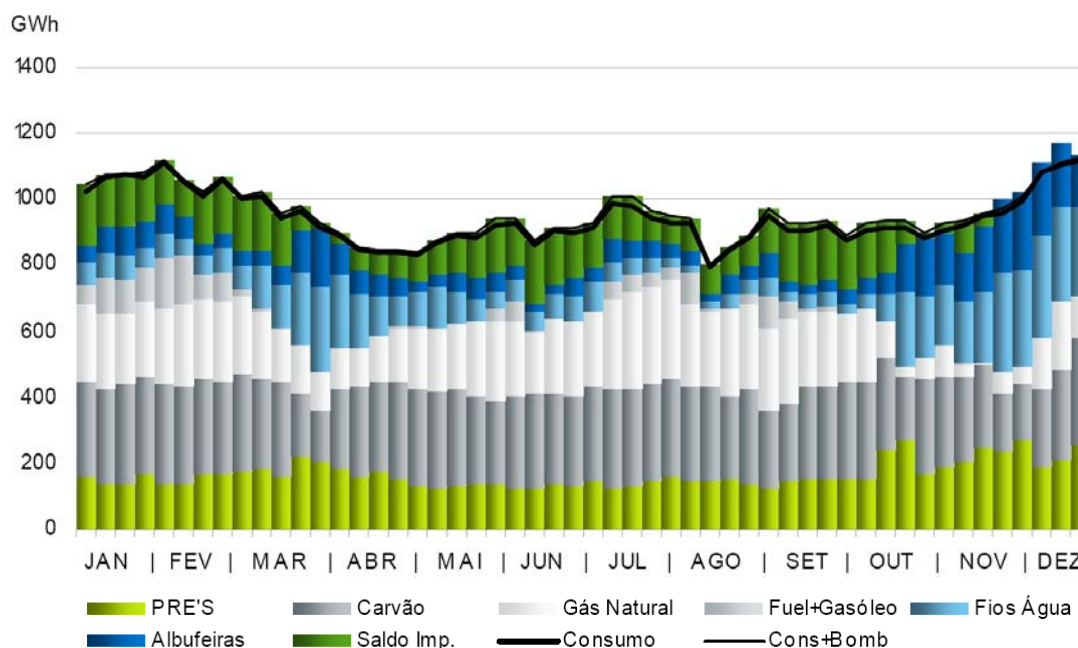


Figura 1.7. Evolução do consumo semanal ao longo do ano de 2006, REN, [67]

A situação de seca já referida em 2005 estendeu-se, grosso modo, até meados do mês de Outubro de 2006, o que conduziu à importação de energia e a uma utilização intensiva das centrais a Gás e a Fuelóleo, com excepção do período entre o final de Março e o princípio de Abril. De registar também o pico de consumo verificado em Julho, com consumos semanais que chegaram a 1 000 GWh.

A precipitação abundante, ocorrida a partir de meados de Outubro de 2006, conduziu ao aumento da produção das centrais hidroeléctricas e, apesar do pico de consumo verificado no

final do ano, permitiu que neste período se registasse um saldo positivo nas trocas transfronteiriças de energia eléctrica, ou seja, a exportação de energia.

Relativamente a 2007, Figura 1.8, os picos de consumo verificaram-se no princípio de Fevereiro e na penúltima semana de Dezembro, tendo havido uma contribuição hidráulica significativa apenas entre meados de Fevereiro e final de Março. Atendendo às temperaturas amenas registadas no Verão não se observou um pico de consumo significativo em Julho.

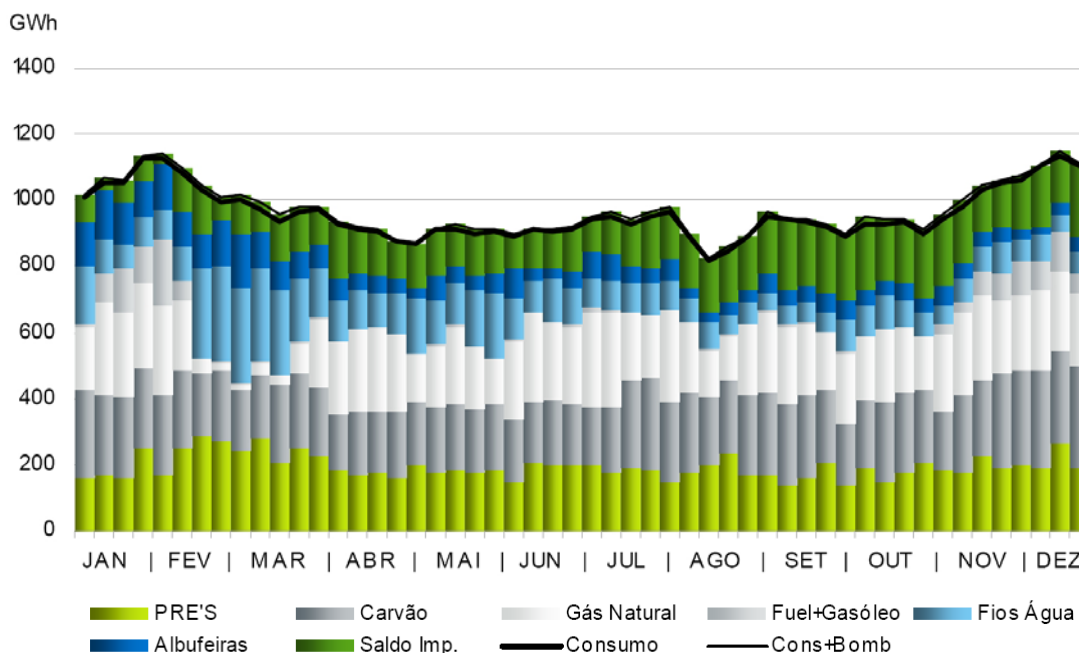


Figura 1.8. Evolução do consumo semanal ao longo do ano de 2007, REN, [71]

De registar que os picos anuais do consumo ocorrem em períodos bem determinados associados certamente às necessidades de aquecimento e arrefecimento nos edifícios.

Qualquer dos gráficos apresenta uma quebra acentuada do consumo registada em Agosto, devido ao tradicional período de férias em Portugal.

Tendo em mente o futuro mercado ibérico de energia eléctrica é de realçar que nos valores do consumo verificados em Espanha nos últimos anos, publicados pela concessionária da rede eléctrica espanhola, REE, [66] se observam anualmente picos de consumo bem definidos nos meses de Julho e nos meses de Inverno, apresentando no entanto os meses de Agosto valores de consumo ligeiramente superiores aos verificados nos meses de Junho e de Setembro.

## 1.2 As fontes renováveis na produção de energia eléctrica

### 1.2.1 Quadro político e legislativo

A União Europeia aprovou em Outubro de 2001 a Directiva 2001/77/CE relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis de energia. Esta Directiva, conhecida como Directiva das Renováveis, aponta para Portugal um objectivo de penetração das energias renováveis, para o ano de 2010, correspondente a 39 % no total do consumo bruto de electricidade. Em Portugal, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 enunciava as

metas indicativas para a instalação de fontes de energia renováveis até 2010, referindo a meta de 150 MW de potência instalada em aproveitamentos de energia fotovoltaica.

Em conformidade, verificou-se um aumento no número e na potência dos pedidos para a instalação de centrais de produção de energia eléctrica ligadas à rede que usam recursos renováveis como fonte de energia primária e em particular de origem solar, por via fotovoltaica (PV). Atendendo ao estímulo que representam as tarifas de venda da energia eléctrica produzida por centrais fotovoltaicas, assistiu-se a uma explosão no número de pedidos deste tipo de instalações que se pretendiam ligar à rede. A abertura pela DGGE, de concursos para apresentação de projectos na Produção no Regime Especial, em Janeiro de 2005, para a atribuição da potência disponível e para se cumprirem os objectivos do governo (150 MW na altura), ultrapassou largamente as expectativas em termos de número de projectos e de potência pico total, face à potência legalmente disponível que poderia usufruir da tarifa bonificada.

Mais recentemente, a 24 de Janeiro de 2007, o governo português, com o objectivo de promover o desenvolvimento económico, reduzir a dependência do exterior e combater as alterações climáticas, reviu a “Estratégia Nacional para a Energia” estabelecendo uma nova meta para o peso das centrais renováveis no total da electricidade consumida em Portugal, passando o objectivo de penetração das renováveis para 45 % em 2010.

Para cumprir este objectivo o governo português pretende, MEI, [51], em 2012 atingir uma potência instalada de 5 100 MW em Parques Eólicos e já em 2010, atingir uma potência instalada de 5 575 MW em Centrais Hidroeléctricas, 250 MW em Centrais de Biomassa, 100 MW em Centrais de Biogás e até 250 MW em Centrais Piloto de aproveitamento da Energia das Ondas. Pretende também apostar em unidades de microprodução, através do programa “Renováveis na hora”, onde com os limites impostos pela respectiva legislação (DL 363/2007), poderão ser instalados, até final de 2010, um total de 36 MW.

Paralelamente às medidas tomadas na área das energias renováveis, o Governo também irá promover a substituição da tecnologia de queima de fuelóleo pela entrada em funcionamento das novas centrais de ciclo combinado a gás natural, aumentando a capacidade instalada para 5 360 MW, até final de 2010.

A recente legislação, que regula a produção de energia eléctrica por centrais renováveis, designadamente o **Decreto Lei nº 225/2007**, de 31 Maio, que veio actualizar os valores constantes da fórmula de remuneração da electricidade produzida a partir de recursos renováveis no regime especial, e o **Decreto Lei nº 363/2007**, de 02 de Novembro, que veio estabelecer a remuneração das Centrais de Microprodução, representam contributos importantes a nível legislativo para se atingirem as metas anunciadas pelo Governo.

No caso do regime especial, o montante da remuneração, nas agora designadas centrais de energia solar (fotovoltaica (PV) + termoeléctrica), é aplicável até se atingir uma potência instalada a nível nacional de **150 MW**. Outra alteração importante, tem a ver com a criação de uma tarifa especial para centrais de micro geração para centrais PV integradas em edifícios residenciais, comerciais, de serviços ou industriais (BIPV<sup>4</sup>) em que o montante da remuneração é aplicável até se atingir uma potência instalada a nível nacional de **50 MW**.

A abertura de concursos para a atribuição de pontos de ligação de centrais fotovoltaicas no regime especial tem vindo a ser sistematicamente adiada pela tutela (desde 2005). No entanto, espera-se que brevemente voltem novamente a ser atribuídos pontos de ligação para novas

---

<sup>4</sup> BIPV – *Building Integrated Photovoltaic Systems*

centrais fotovoltaicas no regime especial, o que permitiria instalar a nível nacional, até ao final de 2010, uma potência de quase **200 MW** em centrais fotovoltaicas, neste regime de “produção” de energia eléctrica.

## 1.3 As centrais fotovoltaicas na produção de energia eléctrica

### 1.3.1 Princípio geral de funcionamento

A energia da radiação solar pode ser convertida directamente em energia eléctrica através de células ou outros dispositivos fotovoltaicos. As células são fabricadas em silício ou noutro material semiconductor e encapsuladas em módulos, que depois se ligam em número variável, em série e em paralelo, constituindo um gerador fotovoltaico.

O gerador em corrente contínua, assim formado, com uma dada potência<sup>5</sup> pico, é caracterizado por a corrente eléctrica que produz variar em função da tensão aos seus terminais e das condições de funcionamento, designadamente da temperatura das células e da irradiância<sup>6</sup> solar incidente na superfície dos módulos.

A energia eléctrica “produzida”, ou seja, resultante da conversão da radiação solar, pode ser utilizada imediatamente em corrente contínua, ou armazenada em acumuladores electroquímicos, popularmente designados por baterias. Em qualquer dos casos a energia eléctrica em corrente contínua pode ser transformada em energia eléctrica de corrente alternada, idêntica à da rede pública, recorrendo a inversores.

Ao conjunto de componentes necessários para converter a energia da radiação solar em energia eléctrica, por via fotovoltaica, designa-se por sistema fotovoltaico. No caso dos sistemas fotovoltaicos entregarem a energia eléctrica produzida à rede pública de electricidade são designados também por centrais fotovoltaicas.

Como dissemos, em muitos países, incluindo Portugal, é possível vender a totalidade, ou parte, da energia eléctrica produzida à rede, sendo nesse caso remunerada a uma tarifa bonificada.

Os sistemas fotovoltaicos caracterizam-se por a potência eléctrica que disponibilizam aos seus terminais, variar quase linearmente com a irradiância solar incidente no plano nos módulos.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam como principais vantagens, o utilizarem uma fonte de energia disponível em quase toda a parte, não necessitarem de combustível, poderem fornecer qualquer potência devido à sua modularidade, terem um fraco impacto ambiental, serem fiáveis e terem um longo tempo de vida (~30 anos) com baixos custos de manutenção e operação.

Actualmente as aplicações dos sistemas fotovoltaicos vão desde as centrais fotovoltaicas integradas no sistema electroprodutor, ligadas à rede pública, aos sistemas para electrificação rural em ilhas, aldeias, ou residências isoladas, e ainda para produção de energia eléctrica em

---

<sup>5</sup>A potência nominal dum dispositivo fotovoltaico, referida usualmente como potência pico, corresponde à potência produzida em condições de ensaio (STC), com temperatura das células de 25°C e irradiância solar de 1000 Wm<sup>-2</sup> com distribuição espectral AM1.5 (ver ponto 2.1.5).

A potência pico é também por vezes erradamente expressa em unidades “watt pico” (Wp). Evitaremos a sua utilização, como é recomendado na introdução das Especificações Técnicas IEC 61836 TS “Solar PV Energy Systems – Terms and Symbols” [107] e na Brochura SI, [108], onde se estipula que as unidades não devem ter índices que se relacionem com as grandezas medidas, a diferenciação entre grandezas deve ser feita na simbologia e/ou no nome das grandezas (por exemplo “potência pico de 50 W” e não “potência de 50 W<sub>p</sub>”).

<sup>6</sup> A irradiância é definida como potência electromagnética proveniente do Sol, ou, de um simulador solar, que incide numa dada superfície por unidade de área.

satélites, sistemas de bombagem de água, candeeiros de iluminação pública, telefones de emergência, retransmissores de telecomunicações, bóias de sinalização, etc.

As centrais PV podem variar em termos de dimensão, desde os valores de potência pico de 1 kW a 100 kW, típicos na produção de energia eléctrica descentralizada, em pequenas centrais individuais de microprodução, fachadas e coberturas de edifícios, até mega centrais, com dezenas ou mesmo centenas de MW na produção centralizada, em centrais integradas nos sistemas electroprodutores nacionais.

### 1.3.2 Para quê centrais fotovoltaicas em Portugal?

Em Portugal, um dos países europeus onde o recurso solar é mais elevado, uma Central PV ligada à rede, cujos módulos sejam instalados em estruturas orientadas a Sul, com a inclinação fixa óptima de 33°, pode produzir aproximadamente num ano, entre 1 360 kWh no Norte e 1 650 kWh no Sul do país, por cada kW de potência pico instalado<sup>7</sup>.

Como dissemos, no ponto 1.1.5, os períodos de ponta e cheia do diagrama de carga do sistema electroprodutor nacional são assegurados maioritariamente pela potência produzida pelas centrais hidroeléctricas e pelas centrais a fuelóleo.

Debrucemo-nos novamente sobre o diagrama de carga da rede eléctrica nacional, já apresentado na Figura 1.3, relativo à potência entregue à rede no dia 16/07/2008 para satisfazer a potência solicitada pelo consumo e que consideraremos como um diagrama típico de um dia de Verão.

Para satisfazer a potência solicitada, o diagrama da potência entregue à rede pelas centrais hidroeléctricas, a partir da água armazenada nas albufeiras e fios de água, atingiu um pico de cerca de 1 800 MW, Figura 1.9, relativamente a uma potência instalada de 4 578 MW.

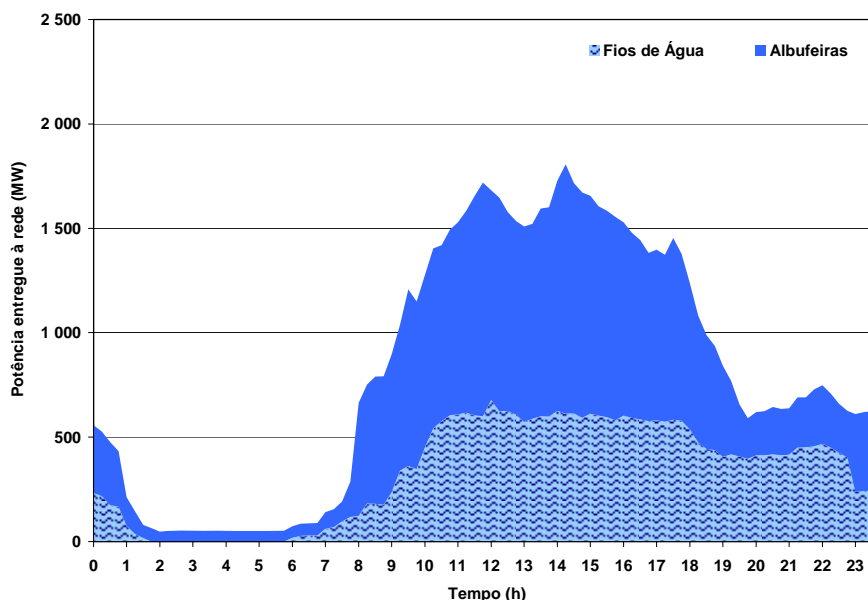


Figura 1.9. Potência entregue à rede pelas Centrais Hidroeléctricas, ~ 4 578 MW instalados, para satisfazer o pico do consumo em 16/07/2008, dados REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

<sup>7</sup> Como veremos no ponto 2.1.12

Para o mesmo dia, o diagrama da potência entregue pelas Centrais Eólicas é apresentado na Figura 1.10, podendo verificar-se que devido ao carácter aleatório do vento estas centrais não se adaptam, em geral, para satisfazer o pico de consumo nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga, distribuindo-se a sua produção ao longo do dia, em particular no dia em análise apresentou um mínimo<sup>8</sup> próximo das 13:00 h.

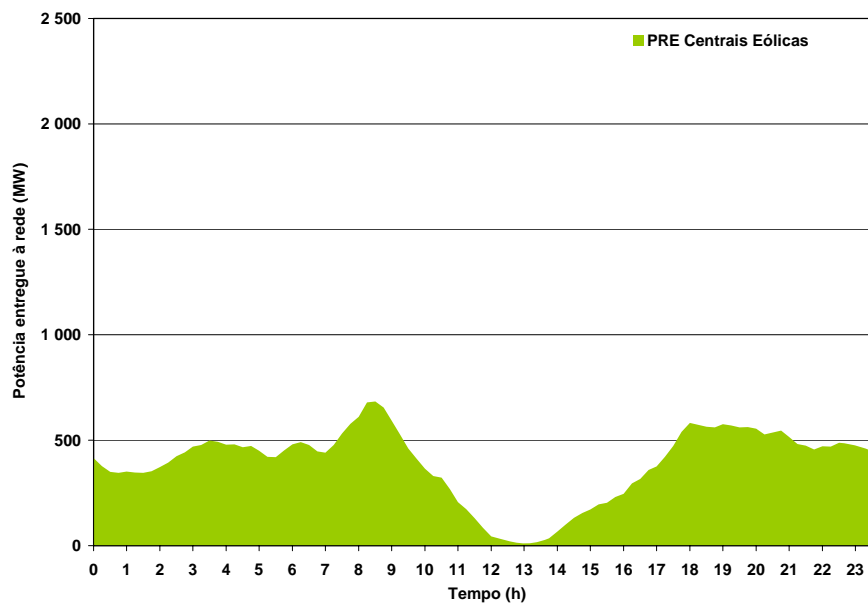


Figura 1.10. Potência entregue à rede pelas Centrais Eólicas, ~ 2 281 MW instalados na Produção em Regime Especial (PRE), em 16/07/2008, dados REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

Pelo contrário, a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica, com uma potência entregue quase proporcional à irradiância solar, ver por exemplo a Figura 6.35, pode revestir-se de grande importância para a gestão do SEN, porque a energia produzida é quase na sua totalidade entregue à rede nas horas de ponta e cheia do diagrama de carga nacional, como se mostra na Figura 1.11.

Se por suposição, a potência instalada em Portugal, a 16 de Julho de 2008, fosse 100 vezes superior à existente na realidade, ou seja, da ordem de 1 800 MW, a extrapolação dos resultados da Figura 1.11, permite prever que a potência máxima entregue pelas centrais PV neste dia poderia ter sido 100 vezes superior, ou seja, da ordem de 1 400 MW. Este valor equivale sensivelmente à potência actualmente entregue pelas centrais hidroeléctricas no mesmo período diário. Tal situação, a longo prazo, iria conduzir a maiores quantidades de água armazenada nos reservatórios e a uma altura de queda superior, o que equivaleria também a ter mais energia armazenada e potência disponível no SEN, permitindo por um lado, satisfazer mais eficientemente os picos de consumo do diagrama de carga e por outro, compensar diminuições da produção nas centrais que utilizam fontes renováveis resultantes de variações de disponibilidade do recurso.

<sup>8</sup> Esta situação tende a ser a regra, como se mostra no Estudo “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)”, embora com uma variação menos acentuada [38]

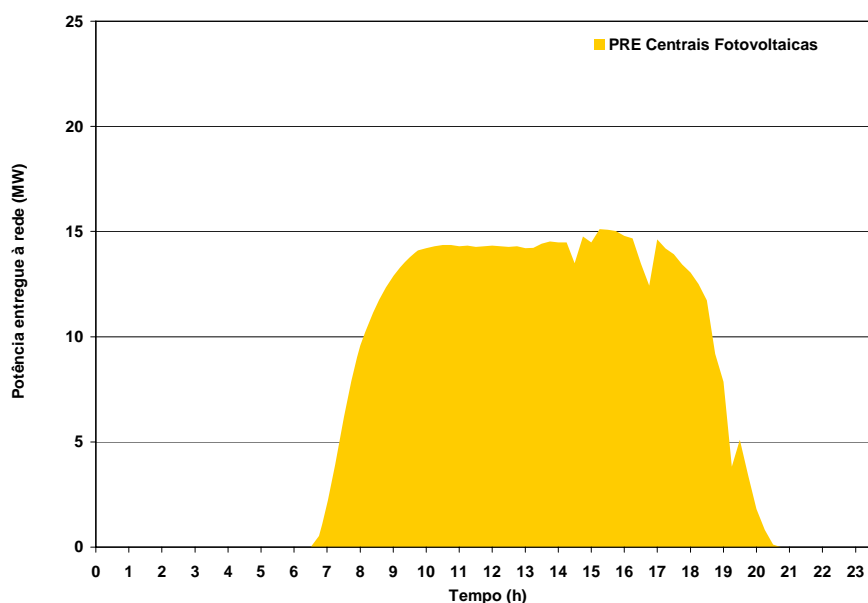


Figura 1.11. Potência entregue à rede pelas Centrais PV, ~ 18 MW instalados na Produção em Regime Especial (PRE), em 16/07/2008 (dados REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt))

As centrais fotovoltaicas podem constituir assim uma parcela importante na satisfação da potência solicitada à rede eléctrica e que pode complementar o aumento (em curso) da potência de bombagem instalada nas centrais hidroeléctricas reversíveis, para satisfazer os picos de consumo no diagrama de carga.

Pelas razões apontadas podemos pois concluir que a nível nacional a instalação de centrais fotovoltaicas em larga escala pode complementar a produção de energia a partir das centrais hidroeléctricas, nas horas de cheia e ponta, uma vez que a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica, está em geral em fase, com a diminuição de precipitação e dos recursos hídricos disponíveis, sendo maior no Verão e em geral em anos de seca.

#### 1.4 As centrais fotovoltaicas do Edifício Solar XXI

As centrais PV devido à sua modularidade e ao facto de o recurso solar se distribuir de uma forma relativamente uniforme a nível nacional, Figura 2.11, têm também como grande vantagem o poderem produzir energia eléctrica de forma descentralizada, em pequenas centrais individuais de microprodução, integradas por exemplo em fachadas e coberturas de edifícios. A energia eléctrica produzida por esta via, pode por exemplo ser entregue à rede no próprio local de consumo, nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga, evitando-se as perdas relativas ao seu transporte e transformação no SEN.

Ciente desta mais valia da conversão PV da radiação solar, o INETI, procedeu no ano de 2005, à instalação no *Campus* do Lumiar em Lisboa de duas centrais PV associadas ao novo edifício do Departamento de Energias Renováveis (DER), designado por “Edifício Solar XXI”, totalizando uma potência pico instalada de 18.2 kW. Uma das centrais com 12.2 kW, foi instalada na fachada do edifício, sendo constituída por 76 módulos de silício multicristalino, e a outra com 6.0 kW, foi instalada em estruturas de sombreamento do parque de estacionamento do mesmo edifício, sendo constituída por 100 módulos de silício amorfo, Figura 1.12.



Figura 1.12. Foto do Edifício Solar XXI e do respectivo Parque Estacionamento, foto do autor

Toda a energia eléctrica produzida é entregue na rede eléctrica do INETI, sendo parte consumida no próprio edifício e a restante no interior do *Campus*. Podemos adiantar que a energia produzida pelas duas centrais PV representou, cerca de 72 % da energia eléctrica total consumida no edifício.

O edifício integra também, além da produção de energia eléctrica por via fotovoltaica, a utilização da iluminação natural em todo o edifício, assim como, técnicas de energia solar térmica activas e passivas que contribuiram para diminuir o consumo de energia eléctrica associado ao aquecimento ambiente nos meses de Inverno e arrefecimento nos meses de Verão.

Os sistemas fotovoltaicos e o edifício formam parte de um projecto de demonstração apoiado pelo Governo Português através do Programa PRIME.

De referir que o Projecto Edifício Solar XXI, ganhou o concurso “EDP 2005 - Electricidade e Ambiente”, na área de Serviços e outras Actividades, e é regularmente visitado pelas mais diversas pessoas, incluindo figuras públicas e entidades nacionais e internacionais.

## 1.5 Objectivos do trabalho

Propomo-nos neste trabalho estudar as duas Centrais PV associadas ao Edifício Solar XXI, apresentando os resultados da monitorização implementada, através da análise de desempenho e discussão dos resultados obtidos face aos diversos factores que os influenciam. Apresentam-se também os resultados obtidos em termos da energia produzida relativamente à energia eléctrica consumida no Edifício.

A análise dos resultados obtidos na monitorização permitirá também melhorar e validar os modelos numéricos que foram paralelamente desenvolvidos para simular o funcionamento de centrais fotovoltaicas e dos seus principais componentes numa base de tempo horária.

O método de simulação do funcionamento das centrais PV que se pretende desenvolver neste trabalho tem por objectivo determinar numa base de tempo horária a quantidade de energia eléctrica produzida em corrente contínua (c.c.) pelos módulos fotovoltaicos e a entregue na rede eléctrica em corrente alternada (c.a.) por unidade de potência pico instalada.

O método utiliza basicamente as características técnicas dos módulos PV funcionando nas condições de máxima potência (impostas pelo seguidor de máxima potência - MPPT<sup>9</sup>) e que variam em função da irradiância solar incidente na superfície dos módulos e da temperatura das células, utiliza a curva de rendimento dos inversores (e transformadores se os houver) e considera as perdas nos cabos de ligação, perdas por desfasamento entre as características dos módulos, etc. Como dados de entrada utiliza a configuração de módulos implementada e as séries horárias de dados climatológicos da irradiância global e temperatura ambiente geradas para a zona de construção da central para um ano meteorológico típico (**TRY- Test Reference Year**), Aguiar, [2] e [4].

Parte dos algoritmos desenvolvidos foram integrados num *software* desenvolvido no DER, já comercialmente disponível, o SOLTERM 5, INETI, [37], e em *software* desenvolvido para prestar Serviços Técnico-Científicos a diversas entidades, que pretendem instalar centrais fotovoltaicas ligadas à rede em Portugal. Neste caso, os algoritmos de programação são normalmente alterados em função de necessidades específicas destas entidades, permitindo a elaboração de relatórios para diferentes fins.

Os resultados obtidos neste trabalho permitirão prever o desempenho de centrais PV construídas com tecnologias de módulos idênticas às utilizadas nas Centrais PV do Edifício Solar XXI.

## 1.6 Organização do trabalho

Para cumprir os objectivos descritos, no ponto anterior, começamos por apresentar no capítulo II uma panorâmica geral sobre o aproveitamento fotovoltaico da energia solar, o recurso solar e a sua distribuição geográfica a várias escalas, a produção de energia eléctrica por via PV estimada simplificada a partir do recurso na Europa e em Portugal;

Abordamos em seguida a conversão fotovoltaica da radiação solar, os materiais semicondutores e o efeito fotovoltaico, a célula fotovoltaica e a sua curva característica, os módulos e as condições de referência na comparação de dispositivos PV, os efeitos da variação da irradiância e da temperatura, as propriedades dos materiais que podem ser utilizados na conversão fotovoltaica, a caracterização das células e módulos fotovoltaicos utilizando a curva característica e o modo como se comportam com as variações de temperatura das células e da irradiância solar; discutimos também as principais tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado, o seu rendimento e a sua resposta espectral face à distribuição espectral da irradiância solar, e apresentamos os outros componentes das centrais PV e a sua caracterização;

Abordamos no capítulo III, o mercado mundial dos sistemas PV, as suas perspectivas de evolução, no mercado da electricidade e o período de retorno energético; em seguida falamos do mercado em Portugal, a potência instalada, o quadro legislativo aplicável às centrais PV, a remuneração prevista e a evolução no tempo das respectivas tarifas; para terminar abordamos o tempo de vida das centrais e dos respectivos equipamentos, e os benefícios ambientais da energia eléctrica produzida por via PV.

---

<sup>9</sup> MPPT – “Maximum Power Point Tracker”

No capítulo IV, apresentam-se as centrais fotovoltaicas instaladas no Edifício Solar XXI, incluindo os equipamentos instalados e respectivas características técnicas, as configurações implementadas e o recurso solar existente no local, tendo em vista definir os dados de entrada necessários para o estudo prévio de centrais PV realizado com a utilização dos modelos de funcionamento das centrais que iremos apresentar e desenvolver no capítulo V.

No capítulo IV apresenta-se ainda a monitorização das centrais implementada e os seus principais resultados, obtidos nos anos de 2006 e 2007.

Discute-se também a energia eléctrica produzida nas centrais PV e a sua contribuição para satisfazer o consumo do Edifício Solar XXI.

No capítulo V, apresentam-se o método implementado de modelação das centrais fotovoltaicas e dos respectivos componentes, os parâmetros a utilizar na análise do seu desempenho e os resultados obtidos na respectiva modelação, em termos de valores anuais mensais e horários. A aplicação do método de modelação apresentado, às centrais PV do Edifício Solar XXI, permitiu a realização de estudos prévios do seu funcionamento, cujos resultados também se apresentam.

No capítulo VI, apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos na monitorização das centrais instaladas face aos valores obtidos na modelação, designadamente os valores anuais, em 2006 e 2007, os valores mensais, e os valores o rendimentos dos módulos, da potência produzida em função da irradiância e os índices de desempenho. Face aos resultados obtidos são propostas alterações aos modelos, designadamente na modelação dos módulos de Silício amorfo.

É efectuada a validação dos modelos, com as alterações propostas, comparando os resultados da monitorização das centrais PV do Edifício Solar XXI, com os resultados da modelação das mesmas centrais, utilizando como dados de entrada, os valores horários medidos em 2007, da temperatura ambiente e da irradiância no plano dos módulos.

No capítulo VII serão apresentadas as conclusões deste estudo, realçando-se os principais resultados e perspectivando-se o trabalho futuro.

## 2. O APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO DA ENERGIA SOLAR

### 2.1 O Recurso Solar

#### 2.1.1 Distribuição espectral da radiação solar

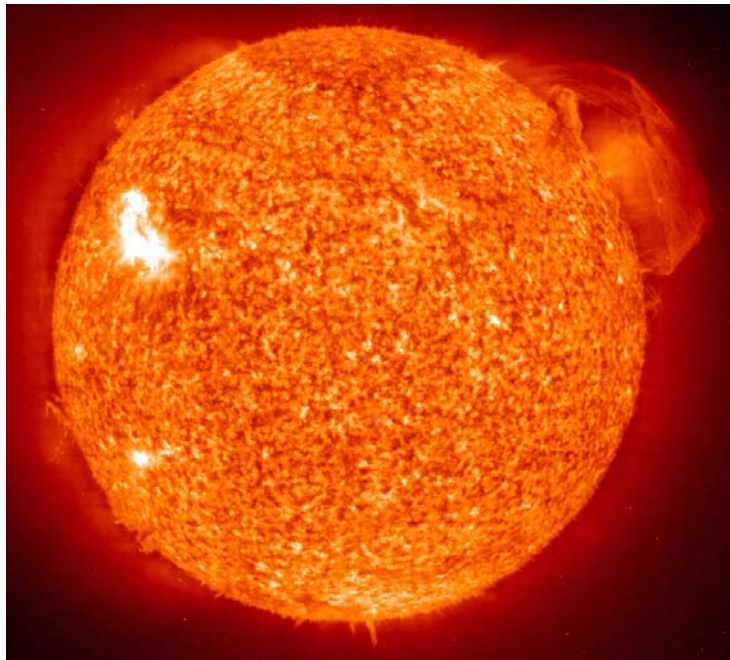


Figura 2.1. Imagem do Sol captada pela sonda SOHO-EIT, a 26 de Agosto de 1997, na banda dos 30.4 nm, Projecto SOHO, promovido pelo consórcio ESA/NASA [77].

A principal fonte de energia da Terra, é a radiação electromagnética emitida pelo Sol, a que vulgarmente chamamos radiação solar, que incide no nosso planeta enquanto este realiza o seu movimento de translação.

O Sol, de que se mostra uma imagem captada pela sonda SOHO-EIT [77], na Figura 2.1, é uma estrela comum, com uma massa de  $1.989 \times 10^{30}$  kg e um raio,  $R_S$ , de  $6.96010 \times 10^8$  m, constituída em termos de número de átomos<sup>10</sup>, principalmente por Hidrogénio, 92.1 %, e Hélio, 7.8 %. Os restantes 0.1 % da sua constituição são elementos mais pesados, principalmente Carbono, Azoto, Oxigénio, Néon, Magnésio, Silício e Ferro, [76].

A energia emitida pelo Sol tem origem em complexas reacções termonucleares de fusão, que ocorrem permanentemente no seu núcleo e de que resulta a transformação de átomos de Hidrogénio em átomos Hélio.

O espectro da radiação electromagnética de origem solar, que atinge o topo da atmosfera terrestre, estende-se desde a região correspondente aos raios  $\gamma$  e raios X, até à região espectral das ondas de rádio, sendo a maior parte da energia, cerca de 97 %, emitida entre os comprimentos de onda 0.25  $\mu\text{m}$  e 2.5  $\mu\text{m}$ , a que correspondem as regiões do ultravioleta, do visível e do infravermelho próximo.

<sup>10</sup> Em termos de massa, o Sol é constituído por cerca de 75 % de Hidrogénio e 25 % de Hélio.

A distribuição espectral da radiação solar medida no topo da atmosfera, como se mostra na Figura 2.2, é comparável à emitida por um corpo negro, com as dimensões do Sol, a uma temperatura de 6 000 K e situado à distância média da Terra ao Sol,  $d_{TS} = 1.49610 \times 10^{11}$  m.

O máximo da irradiância espectral da radiação solar, ocorre no visível, para  $\lambda = 0.474 \mu\text{m}$ , pelo que a temperatura da superfície do Sol, obtida a partir da lei do deslocamento de Wien (temperatura de cor) é da ordem de 6 110 K.

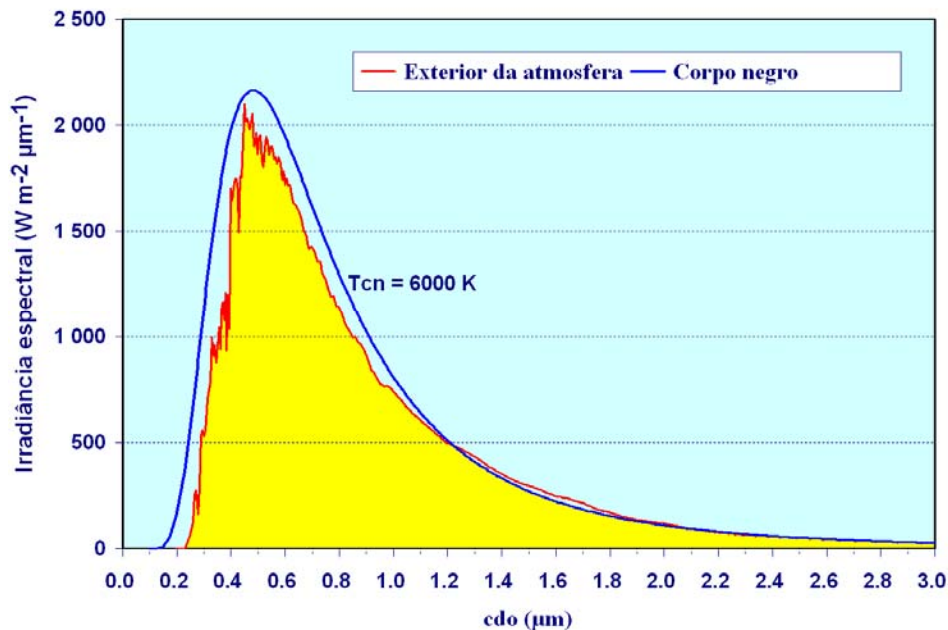


Figura 2.2. Irradiância espectral da radiação solar medida no topo da atmosfera, medida no dia 01/07/2006, SORCE, [78], e da irradiância espectral recebida do Sol, se considerado um corpo negro a 6 000 K.

### 2.1.2 Energia solar no topo da atmosfera

A irradiância solar total que atinge o topo da atmosfera, resultante da integração espectral da irradiância espectral, quando a Terra se encontra à distância média da Terra ao Sol, designa-se habitualmente por *constante solar*, porque o seu valor não tem variado significativamente ao longo do tempo. As medidas obtidas a partir de satélites, apontam para ligeiras flutuações no seu valor em várias escalas de tempo relacionadas com a actividade solar, apresentando uma variação anual de cerca de 0.02 %.

O valor *constante solar* adoptado pela Comissão de Instrumentos e Medidas da Organização Meteorológica Mundial, em 1981 foi de **1 367 Wm<sup>-2</sup>**. Em 1995, no Programa ATLAS/NASA, Crommelynck et al., [15], obtiveram um valor médio para a *constante solar* de **1 366.22 Wm<sup>-2</sup>**.

Na Figura 2.3, apresentam-se os valores da irradiância solar total, desde que é medida a partir de satélites, e que depende do tipo de sensores utilizados e da respectiva sensibilidade. Para se contornar as diferenças observadas, foram desenvolvidos modelos em vários laboratórios que permitem compatibilizar os valores medidos entre os vários equipamentos.

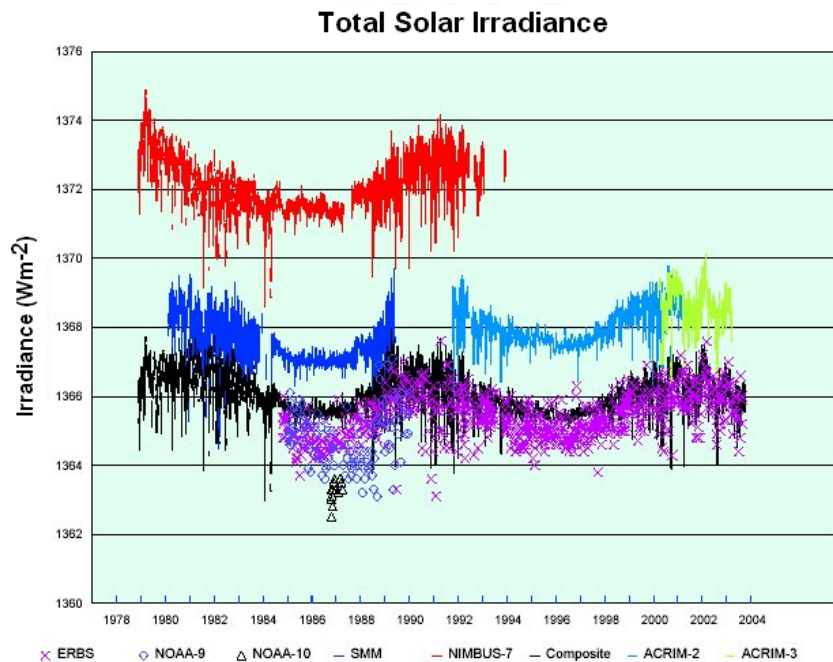


Figura 2.3. Irradiância solar total no topo da atmosfera medida pelos satélites indicados, NGDC, [61]

No *Physikalisch-Meteorologisches Observatorium em Davos*, autores como Fröhlich, [25], ver Figura 2.4, foram mais longe e através do modelo desenvolvido fizeram a revisão destes valores, eliminando parte do ruído electromagnético, estabelecendo correcções aos valores e correlacionando a variabilidade da irradiância com os ciclos solares. Nestas condições, obtiveram um valor médio mínimo da irradiância, de  $1\ 365.56\ \text{Wm}^{-2}$ , a que se adiciona uma variabilidade, resultante dos ciclos solares, com amplitudes calculadas de  $0.933\ \text{Wm}^{-2}$ ,  $0.897\ \text{Wm}^{-2}$  e  $0.824\ \text{Wm}^{-2}$ , nos picos ocorridos desde que há medidas por satélites.

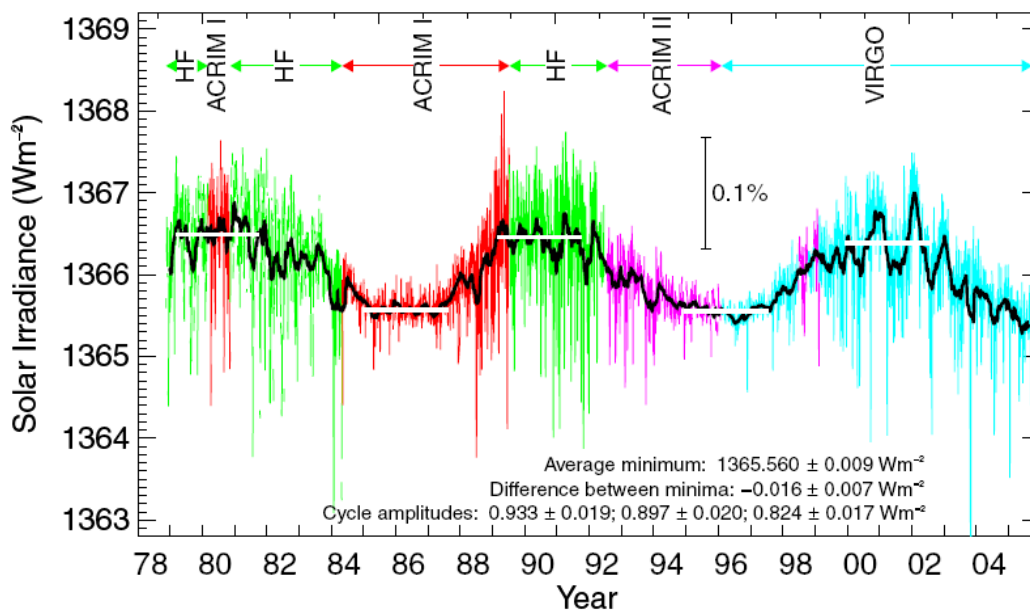


Figura 2.4. Valores corrigidos da “constante solar” e a sua correlação com os ciclos solares, Fröhlich, [25].

A irradiância solar no topo da atmosfera da Terra para além dos ciclos solares é condicionada por factores astronómicos e geográficos. A forma quase esférica da Terra, a órbita elíptica do seu movimento de translação à volta do Sol, o movimento de rotação e a inclinação do respectivo eixo de rotação com o plano da eclíptica, fazem com que a irradiância solar incidente na superfície varie de local para local e no decorrer do tempo.

### 2.1.3 Variáveis astronómicas relativas ao sistema Terra - Sol

A radiação que chega ao topo da atmosfera depende da distância Terra - Sol. Num ponto da orla exterior da atmosfera, situado à distância  $d$  do Sol, a irradiância da radiação solar  $G_0$ , definida como a quantidade de energia que atravessa um elemento de área normal à direcção de propagação, por unidade de área e unidade de tempo, pode ser calculada a partir da *constante solar*,  $G_{sc}$ . Considerando a aplicação do princípio da conservação da energia à radiação electromagnética emitida pelo Sol, quando se propaga através do espaço, temos que

$$4\pi d^2 G_0 = 4\pi d_{TS}^2 G_{sc} \quad (2.1)$$

$$G_0 = \left( \frac{d_{TS}}{d} \right)^2 G_{sc} \quad (2.2)$$

Assim, devido à translação da Terra em volta do Sol,  $G_0$  apresenta uma variação periódica anual de cerca de 7 %, com um máximo em 1 de Janeiro e um mínimo em 2 de Julho.

O valor do factor de correcção da excentricidade da órbita da Terra, pode ser obtido a partir expressões matemáticas publicadas por vários autores. Spencer, [79], citado por Duffie e Beckman, [20], desenvolveu uma expressão para o factor de correcção que apresenta um erro máximo de 0.0001 e se exprime em termos duma série de Fourier por

$$\begin{aligned} \left( \frac{d_{TS}}{d} \right)^2 = & 1.000110 + 0.034221 \cos \Gamma + 0.001280 \sin \Gamma + \\ & + 0.000719 \cos 2\Gamma + 0.000077 \sin 2\Gamma \end{aligned} \quad (2.3)$$

sendo  $\Gamma$  o ângulo do dia, expresso em radianos, dado por

$$\Gamma = 2\pi \frac{n-1}{365} \quad (2.4)$$

A rotação da Terra em torno do eixo polar, origina o movimento de rotação aparente da esfera celeste no horizonte. O sistema de eixos mais conveniente para descrever o movimento diário aparente do Sol, visto por um observador situado na Terra, num local de latitude geográfica  $\phi$ , é o definido pela vertical no local, o zénite, e a direcção Norte-Sul. A posição do Sol num

dado momento pode ser expressa pelo ângulo azimutal  $\psi$  e pelo ângulo zenital  $\alpha_z$ , definidos como se mostra na figura seguinte

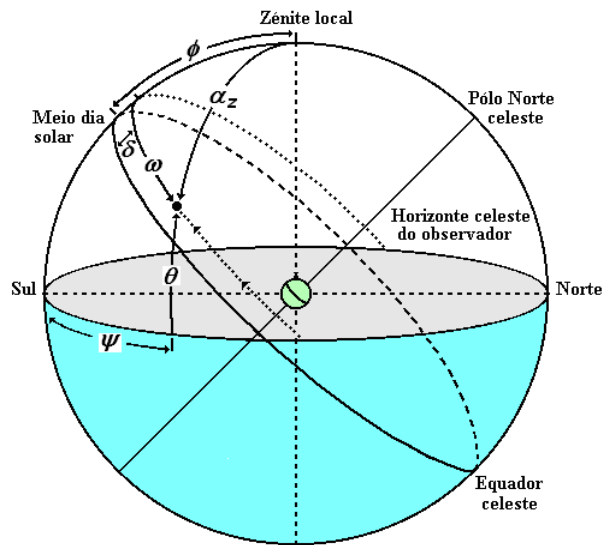


Figura 2.5. Esfera celeste e coordenadas do Sol relativas a um observador situado na Terra

A trajetória descrita pelo Sol no horizonte, quando observada de um local de latitude  $\phi$ , é dada em termos dos ângulos zenital  $\alpha_z$  e azimutal  $\psi$  pelas equações

$$\cos \alpha_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega = \sin \theta \quad (2.5)$$

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \phi} \quad (2.6)$$

sendo  $\delta$  a declinação solar e  $\omega$  o ângulo horário, que representam respectivamente, o ângulo formado pela linha que une os centros da Terra e do Sol com o plano equatorial, e o ângulo formado pelo meridiano do local com o plano do meridiano que intercepta o Sol.

O ângulo horário é definido negativo durante a manhã e nulo ao meio-dia solar,  $t = 0$ , sendo dado por

$$\omega = \Omega \cdot t \quad (2.7)$$

em que  $\Omega$  a velocidade angular de rotação da Terra,

$$\Omega = \frac{2\pi}{24 \times 3600 \text{ s}} \quad (2.8)$$

O valor da declinação solar é máximo no solstício de Verão +23.5° e mínimo no solstício de Inverno -23.5°, podendo ser obtido a partir de tabelas astronómicas ou de fórmulas matemáticas desenvolvidas por vários autores, Spencer apresenta a seguinte

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \sin 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.001480 \sin 3\Gamma \quad (2.9)$$

A hora do nascer do Sol,  $t_r$  e a hora do pôr-do-sol,  $t_s$  podem ser obtidas a partir do ângulos  $-\omega_s$  e  $+\omega_s$ , utilizando a relação ( 2.7 ), sendo  $\omega_s$  dado pela equação ( 2.5 ), quando  $\alpha_z = 90^\circ$

$$\omega_s = \arccos \left( -\frac{\sin \phi \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta} \right) = \arccos (-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \quad (2.10)$$

A duração do dia solar, definido como o tempo que o Sol “demora” a efectuar um ciclo completo para um observador fixo na superfície da Terra, não é exactamente de 24 horas. A discrepância observada varia de acordo com a chamada equação do tempo,  $E_t$ . O valor da discrepância expresso em hora, de novo segundo Spencer, pode ser obtido a partir da expressão

$$E_t = \frac{229.18}{60} \cdot (0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \sin \Gamma + 0.014615 \cos 2\Gamma - 0.040890 \sin 2\Gamma) \quad (2.11)$$

O valor de  $E_t$  é utilizado na conversão do chamado *tempo solar verdadeiro*,  $TSV$ , no tempo legal ou *vice-versa*. Em Portugal continental o *tempo legal*,  $TL$ , corresponde ao do meridiano de Greenwich adicionado de 0 h no horário de Inverno e de 1 h no horário de Verão, assim o  $TSV$  para um local de longitude  $L_{loc}$ , é dado por

$$TSV = TL + E_t + \frac{24}{360} (L_{loc} - 0^\circ) - (0 \text{ h ou } 1 \text{ h}) \quad (2.12)$$

#### 2.1.4 Ângulos da posição do Sol relativamente a uma superfície inclinada

Usualmente os módulos fotovoltaicos são orientados para o equador, segundo uma inclinação relativamente à horizontal que varia com a latitude, o tipo de aplicação e o perfil anual do consumo previsto, de modo a otimizar o funcionamento do sistema, como é o caso das Centrais PV instaladas no Edifício Solar XXI.

Consideremos o caso mais geral de uma superfície situada à latitude  $\phi$ , com uma inclinação  $\beta$  e cuja normal projectada no plano horizontal faz com a direcção NS um ângulo  $\gamma$ , conforme se mostra na Figura 2.6.

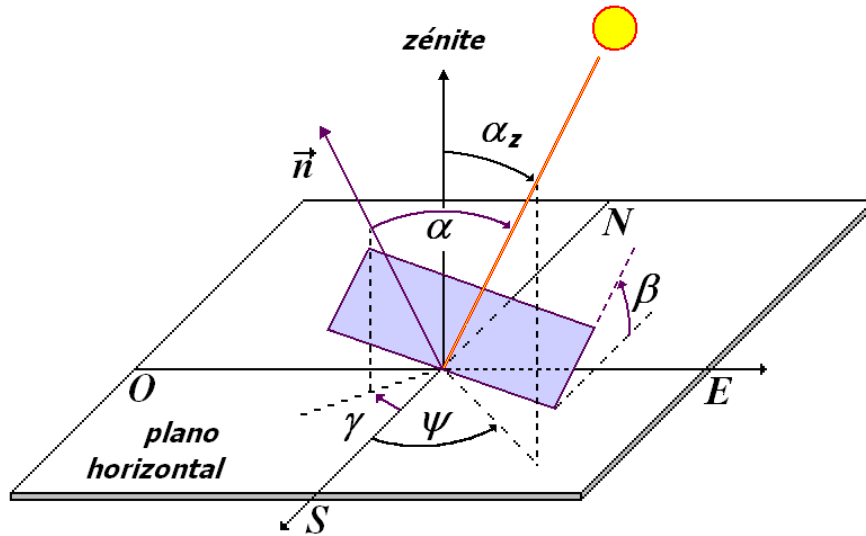


Figura 2.6. Posição do Sol relativamente a uma superfície inclinada.

O cálculo do ângulo de incidência da radiação solar na superfície,  $\alpha$ , pode ser efectuado utilizando a expressão trigonométrica, referida por exemplo por Duffie e Beckman, [20]

$$\begin{aligned} \cos \alpha = & \cos \delta \operatorname{sen} \beta \operatorname{sen} \gamma \operatorname{sen} \omega + \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega + \\ & + (\operatorname{sen} \phi \cos \beta - \cos \phi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma) \operatorname{sen} \delta \end{aligned} \quad (2.13)$$

No caso de superfícies viradas para o equador, a Sul no hemisfério Norte,  $\gamma=0$ , obtemos respectivamente as seguintes expressões para o ângulo de incidência e para o ângulo do pôr-do-sol na superfície

$$\cos \alpha = \operatorname{sen}(\phi - \beta) \operatorname{sen} \delta + \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega \quad (2.14)$$

$$\omega_{ss} = \arccos(-\operatorname{tg}(\phi - \beta) \operatorname{tg} \delta) \quad (2.15)$$

ou seja, comparando com as equações ( 2.5 ) e ( 2.6 ), o ângulo que a radiação faz com a normal à superfície inclinada virada para o equador, corresponde ao ângulo zenital da radiação num local situado à latitude  $\phi - \beta$ .

Utilizaremos estas expressões matemáticas na discussão dos resultados obtidos na monitorização das centrais fotovoltaicas instaladas, no Capítulo 6.

### 2.1.5 Distribuição espectral da radiação solar à superfície

A absorção e difusão da radiação solar pela atmosfera da Terra contribuem para que a intensidade e distribuição espectral da radiação que chega à superfície sejam muito variáveis no tempo, apesar da radiação emitida pelo Sol não variar significativamente.

Num dia de céu limpo a irradiância solar que atinge a superfície é máxima quando o Sol se encontra na vertical do lugar porque o percurso óptico da radiação na atmosfera é menor.

O percurso óptico  $u$  através da atmosfera, depende do ângulo que a radiação faz com a horizontal, ou seja do ângulo da altura do Sol,  $\theta$ . O percurso óptico pode ser calculado através de um modelo simples, que considera a aproximação da atmosfera ser constituída por camadas horizontais, paralelas e homogéneas, ver Figura 2.7, pela expressão

$$u = \frac{p}{p_0} \cdot \frac{1}{\sin \theta} \cdot u_z \quad (2.16)$$

sendo  $u_z$  o percurso óptico na vertical do lugar,  $p$  a pressão atmosférica e  $p_0$  a pressão média ao nível do mar.

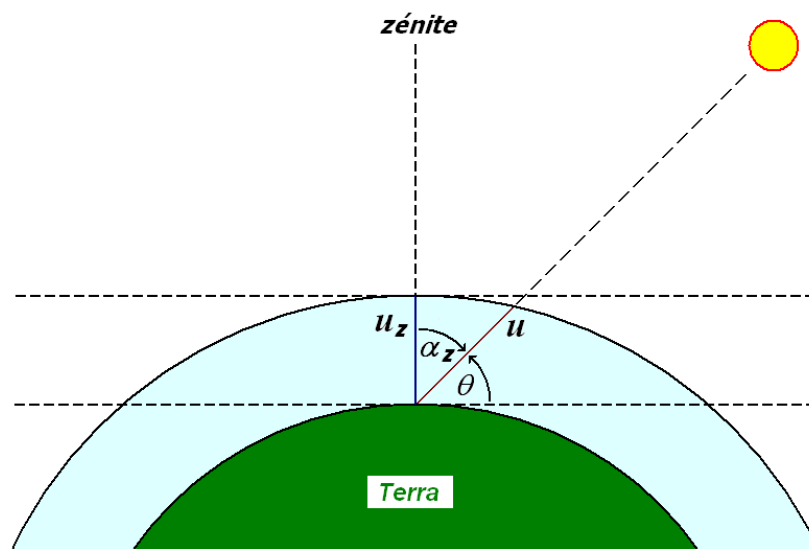


Figura 2.7. Percurso da radiação solar na atmosfera

O factor que multiplica  $u_z$ , designa-se na terminologia utilizada na área do fotovoltaico, por *massa de ar* e representa-se por AM, conforme estipula o documento de especificações técnicas IEC/TS 61836 publicado em 2007, [107].

$$AM = \frac{p}{p_0} \cdot \frac{1}{\sin \theta} \quad (2.17)$$

Dizemos que estamos nas condições de AM0 quando o percurso óptico é nulo, ou seja, para a radiação solar que chega ao topo da atmosfera. Enquanto que, ao nível do mar, num dia de céu limpo, com  $p = p_0$ , quando o Sol está na vertical ( $\theta = 90^\circ$ ), dizemos que estamos nas condições AM1.

Os materiais utilizados no fabrico de dispositivos fotovoltaicos são selectivos em termos de absorção da radiação solar que neles incide. O rendimento da conversão fotovoltaica da energia solar varia também com a distribuição espectral da radiação solar e pode apresentar uma grande variabilidade à superfície da Terra, em função da composição da atmosfera, dia do ano, hora do dia etc.

Nestas condições, foi definido pelo comissão de normalização internacional IEC<sup>11</sup>, na norma IEC 60891, [87], que os ensaios de células, módulos e quaisquer outros dispositivos fotovoltaicos, fossem efectuados com uma distribuição espectral padrão AM1.5, definida como a distribuição espectral da radiação solar total (directa + difusa) incidente, ao nível do mar num dia de céu limpo, numa superfície perpendicular aos raios solares e inclinada relativamente à horizontal de  $37^\circ$ , e a que corresponde uma irradiância total de  $1\ 000\ \text{Wm}^{-2}$ . A distribuição espectral padrão AM1.5 é listada na norma IEC 60904-3, assim como as condições e valores de diversos parâmetros utilizados no seu cálculo [90].

A Figura 2.8 mostra a distribuição espectral da radiação solar padrão AM1.5 e a distribuição espectral no topo da atmosfera.

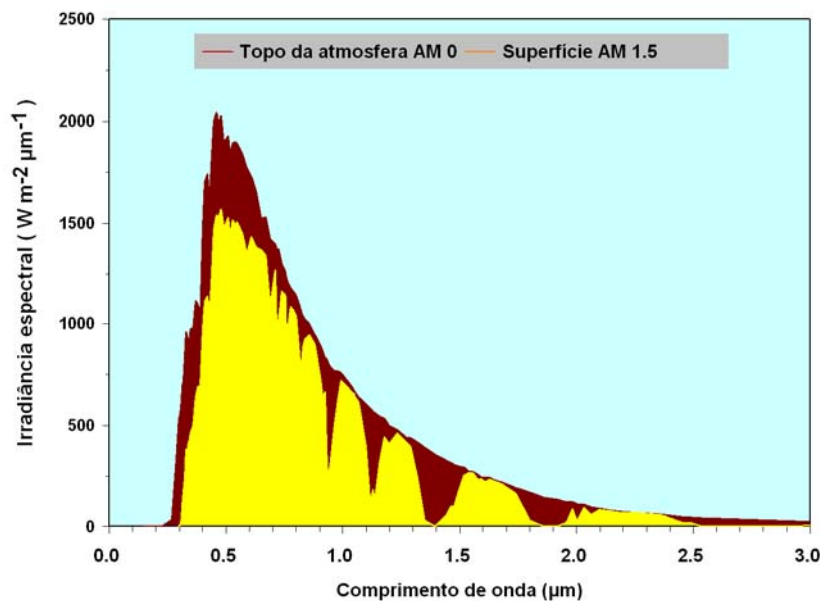


Figura 2.8. Distribuição espectral da radiação solar AM1.5 e distribuição espectral no topo da atmosfera

<sup>11</sup> O grupo de trabalho que na *International Electrotechnical Commission* (IEC) se dedica à elaboração de normas na área dos sistemas PV, é o TC 82. Em Portugal, a comissão nacional que acompanha os documentos elaborados nesta área é a CTE 82 - Sistemas Fotovoltaicos.

### 2.1.6 A radiação solar à superfície

Ao atravessar a atmosfera terrestre a radiação solar interaccua com os gases e partículas em suspensão que a constituem, sendo parte da energia absorvida e outra parte difundida em todas as direcções.

A radiação solar que atinge uma superfície horizontal num dado local da superfície da Terra é constituída pela radiação directa, proveniente directamente do disco solar e pela radiação difusa, resultante da difusão provocada pelas partículas que constituem a atmosfera, proveniente de todas as outras direcções. A energia recebida por unidade de área e unidade de tempo designa-se irradiância global, e é resultante da soma da irradiância directa com a irradiância difusa.

$$G = G_b + G_d \quad (2.18)$$

A energia que incide numa dada superfície por unidade de área num determinado período de tempo designa-se por irradiação. Por exemplo, a energia da radiação solar que incide numa superfície horizontal por unidade de área, entre a hora do nascer do Sol  $t_r$  e a hora do pôr-do-sol,  $t_s$  designa-se por irradiação solar diária,  $H$ , e é dada por

$$H = \int_{t_r}^{t_s} G dt = \frac{1}{\Omega} \int_{\omega_r}^{\omega_s} G \cdot d\omega \quad (2.19)$$

A medição da irradiância solar global e difusa é normalmente efectuada com sensores designados por piranómetros, que medem toda a irradiância hemisférica que neles incide. No caso dos sistemas PV utilizam-se também células de referência, ou seja, células PV calibradas, Figura 2.9, que medem a irradiância hemisférica incidente e que têm uma resposta espectral correspondente à tecnologia utilizada.



Figura 2.9. Sensores utilizados na medição da irradiância solar: piranómetro e células PV de diferentes tecnologias, instalados na Fachada do Edifício Solar XXI (montagem e foto do autor).

A partir dos valores medidos da irradiação global diária medida na horizontal,  $H$ , e da irradiação difusa,  $H_d$ , a irradiação directa,  $H_b$ , é dada por

$$H_b = H - H_d \quad (2.20)$$

### 2.1.7 Irradiação solar incidente no plano dos módulos

A componente principal da irradiação global é em média a irradiação directa, pelo que os módulos fotovoltaicos quando montados em estruturas fixas são normalmente alinhados segundo a direcção Este-Oeste, com a face exposta das células virada para o equador e com uma inclinação que maximize a quantidade de energia solar recebida nas condições de dimensionamento.

Assim, enquanto que por exemplo, os sistemas fotovoltaicos autónomos são normalmente dimensionados para maximizar a energia recebida no mês mais desfavorável (em termos da razão a energia solar disponível e a energia eléctrica necessária), os sistemas ligados à rede são normalmente dimensionados para maximizar a energia recebida anualmente.

A irradiação incidente no plano dos módulos, inclinado relativamente à horizontal de um ângulo  $\beta$ , num dado intervalo de tempo, é dada pela soma da irradiação directa proveniente do disco solar,  $H_{bi}$ , da irradiação difusa proveniente do hemisfério celeste,  $H_{di}$ , e da irradiação difusa reflectida pelo solo,  $H_{ri}$ , constituindo a irradiação solar disponível para conversão fotovoltaica,  $H_i$ .

$$H_i = H_{bi} + H_{di} + H_{ri} \quad (2.21)$$

### 2.1.8 Cálculo das componentes da irradiação solar no plano dos módulos

O processo de obtenção das séries meteorológicas horárias no plano dos módulos a partir de processos estocásticos e modelos estatísticos, é descrito sucintamente por Aguiar et al em [6].

A partir da irradiação global média (na horizontal) diária é possível estimar a irradiação directa e a irradiação difusa na horizontal através de modelos que diferem essencialmente na forma de calcular a irradiação difusa proveniente do hemisfério celeste. Para produzirem bons resultados estes modelos devem ser validados com parâmetros ajustados aos dados medidos numa da região, tendo Aguiar et al, em [2], determinado modelos e parâmetros específicos para Portugal.

A partir das componentes da irradiação global na horizontal pode-se estimar a irradiação horária no plano inclinado dos módulos, utilizando por exemplo o modelo de Muneer, [56] e [57], recomendado pelo estudo europeu ESRA [23].

No caso mais simples, pode-se estimar a irradiação difusa proveniente da atmosfera incidente no plano dos módulos, admitindo-se que a distribuição da radiação difusa é uniforme em todo o domo celeste. Com este modelo isotrópico, a irradiação difusa,  $H_{di}$ , é dada pela expressão

$$H_{di} = H_d \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (2.22)$$

A irradiação difusa reflectida pelo solo que incide no plano dos módulos,  $H_{ri}$ , pode ser estimada a partir da irradiação global na horizontal,  $H$ , admitindo-se que o solo reflecte a radiação isotropicamente

$$H_{ri} = \rho_g H \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.23)$$

sendo  $\rho_g$  a reflectividade do solo, também designada por albedo, de que se apresentam alguns valores típicos na Tabela 2.2.

Tabela 2.2. Reflectividades típicas de algumas coberturas do solo, Page, [64]

Tipo de cobertura		Albedo
Ervas		0.25
Relvados		0.18 - 0.23
Erva seca		0.28 - 0.32
Solos não cultivados		0.26
Solo nu		0.17
<i>Macadame</i>		0.18
Asfalto		0.15
Betão novo		0.30
Betão velho		0.20
Neve recente		0.80 - 0.90
Neve antiga		0.45 - 0.70
Plano de água	$\alpha > 45^\circ$	0.05
"	$\alpha \approx 30^\circ$	0.08
"	$\alpha \approx 20^\circ$	0.12
"	$\alpha \approx 10^\circ$	0.22

Para se aprofundar esta temática, recomendamos vivamente, a consulta do Capítulo 2, da 3ª Edição do livro “Solar Engineering of Thermal Processes”, de Duffie e Beckman, de 2006, [20], onde se descrevem em pormenor os fenómenos físicos envolvidos na transmissão da radiação solar na atmosfera e os métodos e modelos empregues no cálculo da radiação solar disponível para conversão térmica ou fotovoltaica numa dada superfície.

### 2.1.9 Distribuição do recurso solar à superfície da Terra

O recurso solar encontra-se razoavelmente bem distribuído pela superfície da Terra diminuindo em geral do equador para os pólos. Apresenta máximos próximo das zonas desérticas da Ásia, África, Austrália e Américas e mínimos nas regiões polares, ver Figura 2.10.

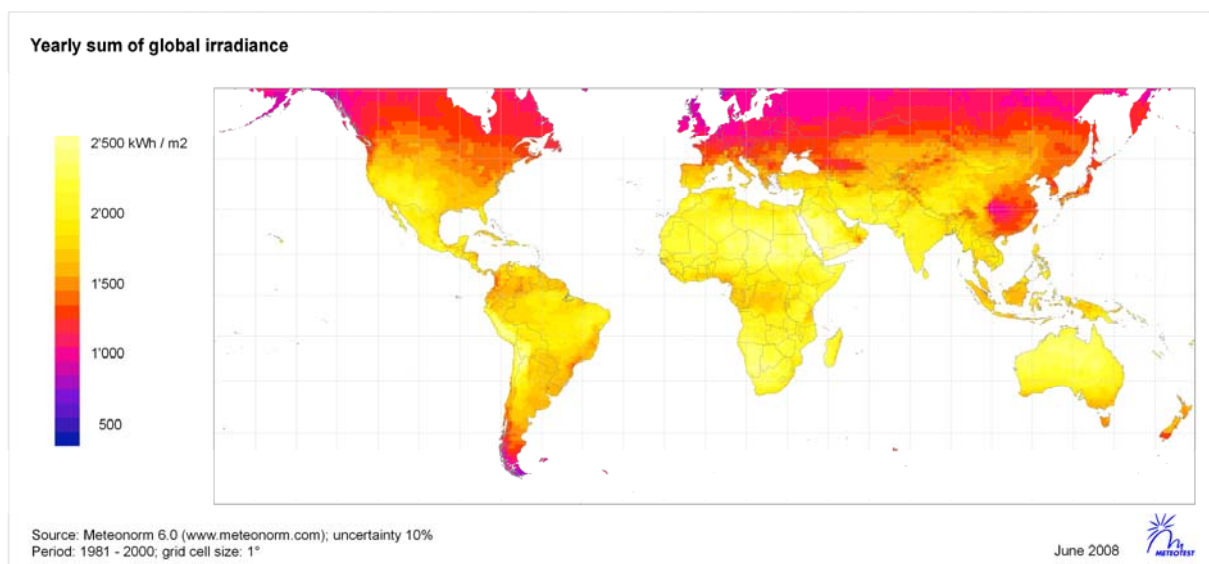


Figura 2.10. Distribuição mundial da irradiação solar global na horizontal, [54]

Os valores da irradiação solar anual incidente na superfície da Terra variam, por exemplo, entre cerca de  $1\ 000\ \text{kWhm}^{-2}$  próximo dos paralelos dos  $60^\circ$  e cerca de  $2\ 500\ \text{kWhm}^{-2}$ , nas regiões centrais de África e Austrália.

Os sistemas fotovoltaicos são nos dias de hoje utilizados maioritariamente na produção de energia eléctrica em sistemas ligados à rede, particularmente nos países desenvolvidos. No entanto, estamos em crer que, no futuro os sistemas PV terão uma grande utilização na electrificação rural nos países em vias de desenvolvimento, onde ainda existem cerca de 2 000 milhões de pessoas sem acesso à energia eléctrica, devido em parte os avultados investimentos que a electrificação convencional, através da extensão da rede de transporte de energia eléctrica exige.

O crescimento exponencial da utilização dos sistemas PV em todo o mundo, tem vindo a viabilizar avultados investimentos nesta área, que no futuro terão como consequência inevitável a diminuição dos custos de produção dos módulos e da electricidade produzida. Desta forma, será possível a electrificação de uma grande parte das regiões referidas, através de um modelo descentralizado com produção local da energia eléctrica.

## 2.1.10 Distribuição do recurso solar na Europa

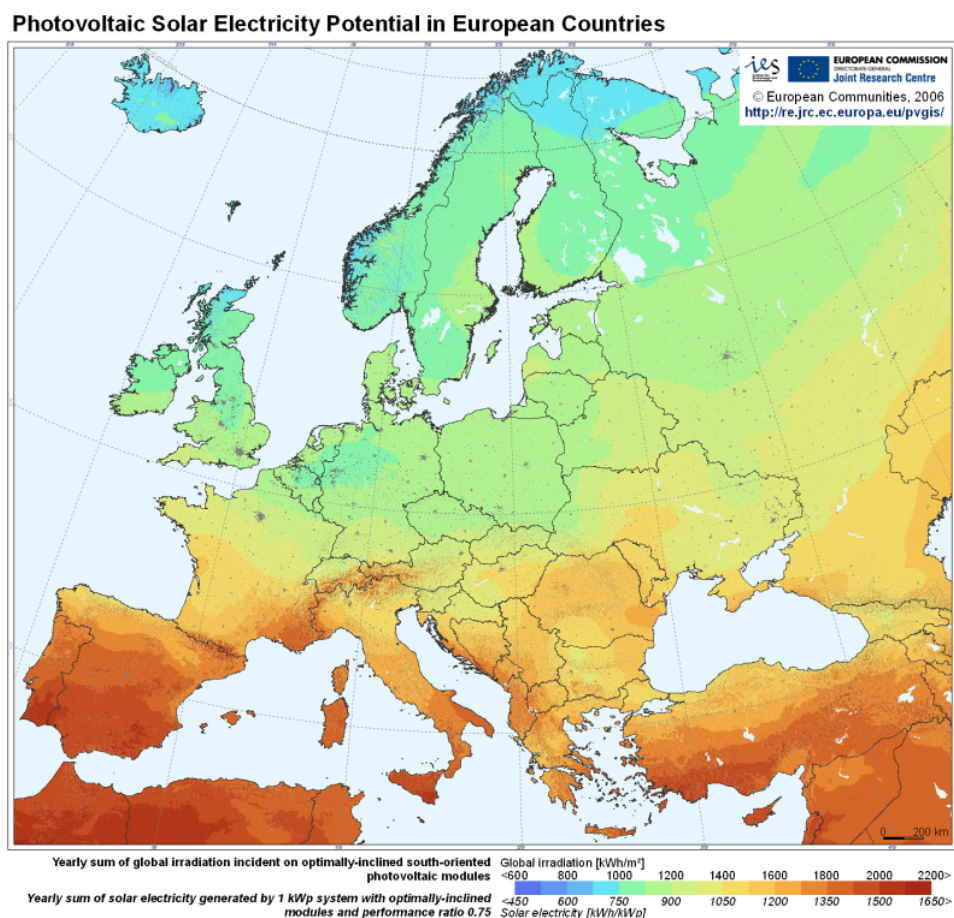


Figura 2.11. Distribuição da irradiação solar anual e produção de energia eléctrica PV, estimada por cada kW de potência pico instalado, na Europa [81]

O recurso solar disponível na Europa varia significativamente com a latitude, de tal forma que, nos países do Sul (Portugal, Espanha e Itália), a irradiação solar anual chega a atingir nalgumas regiões quase o dobro da média disponível nos países do Norte da Europa (Noruega, Suécia e Dinamarca). Portugal, apresenta assim, das melhores condições a nível europeu para o aproveitamento do recurso solar e designadamente, para a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica.

Na Figura 2.11, apresenta-se o recurso solar nos diversos países europeus, calculado para superfícies com a orientação óptima, ou seja, de forma a captarem o máximo de radiação solar anualmente. Verifica-se que em Portugal, numa superfície com a orientação óptima<sup>12</sup>, são atingidos valores de irradiação solar que variam entre cerca de **1 700 kWhm<sup>-2</sup>** no Norte e **2 000 kWhm<sup>-2</sup>**, no Sul.

Países como a Alemanha, que é actualmente o país europeu com maior potência instalada em sistemas fotovoltaicos, apresenta valores claramente inferiores a Portugal com valores máximos que atingem apenas cerca de 1 400 kWhm<sup>-2</sup>.

<sup>12</sup> No caso de Portugal, os máximos anuais de captação da radiação solar para sistemas fixos, conseguem-se orientando os módulos PV a Sul e fazendo um ângulo com a horizontal de cerca de 33°, ver Figura 2.13.

### 2.1.11 Produção PV estimada para Portugal

A partir de valores de irradiação média para os vários Concelhos de Portugal, foi calculada pelo INETI, uma produção esperada para sistemas ligados à rede orientados a Sul instalados em fachadas e para sistemas instalados em telhado com uma inclinação de 20°, que mostramos nas figuras seguintes.

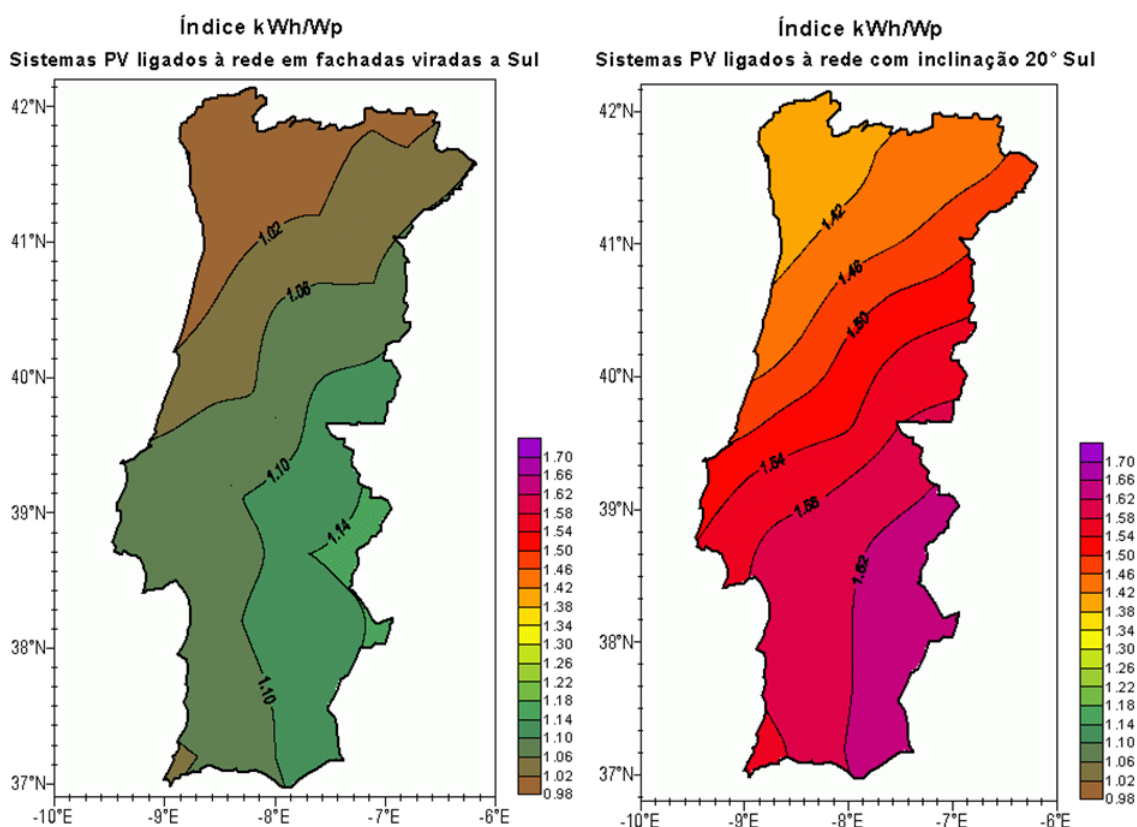


Figura 2.12. Produção de energia estimada para sistemas PV ligados à rede, em kWh por unidade de potência pico instalada - Sistemas orientados a Sul: em fachadas e em telhados a 20° de inclinação, [6]

Em termos de fachadas a produção estimada está relativamente bem distribuída pelo território nacional, com valores que variam entre cerca de **1 000 kWh** no Minho e **1 140 kWh** na região este do Alentejo.

Para sistemas instalados em telhados, com 20° de inclinação, a produção estimada varia entre cerca de **1 400 kWh** no Minho e **1 620 kWh** na região este do Alentejo e Algarve.

### 2.1.12 Produção PV em sistemas fixos

Para um dado local, o melhor ângulo da inclinação, que maximiza a energia eléctrica produzida anualmente por sistemas fixos ligados à rede, varia com a latitude, com a variação da irradiação solar ao longo do ano e com a temperatura dos módulos (que por sua vez também depende da temperatura ambiente e do vento).

Na referência [32], Huld et al. calcularam os valores da inclinação, que maximizam a energia eléctrica produzida anualmente por sistemas fixos ligados à rede. Apresentam-se os resultados obtidos, com a distribuição dos melhores ângulos da inclinação no mapa da Europa, apresentado na Figura 2.13.

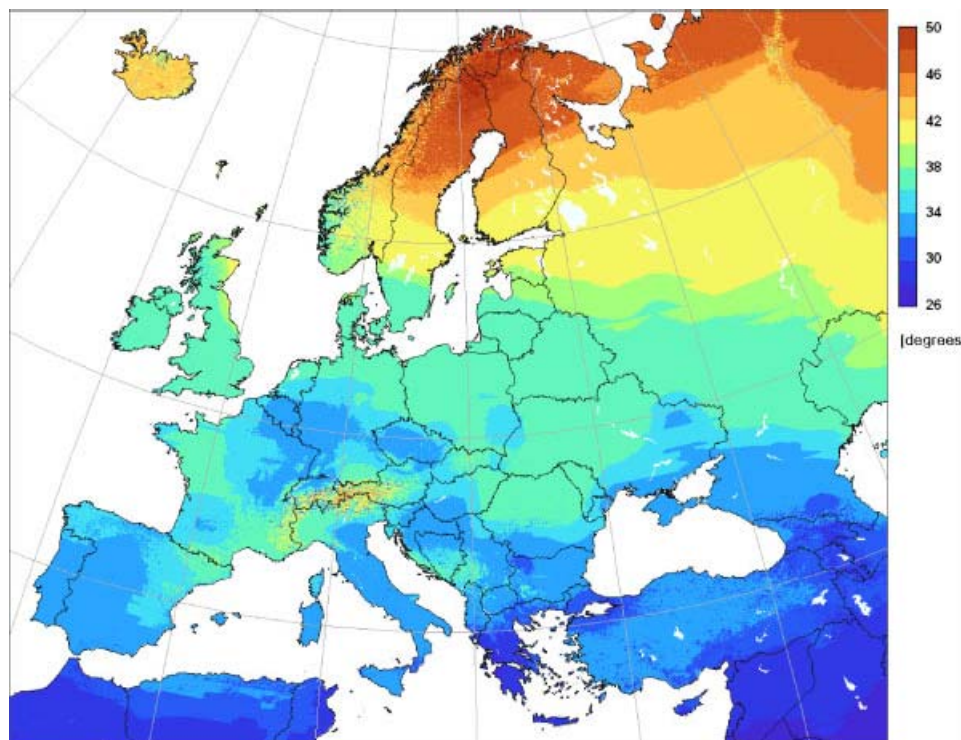


Figura 2.13. Melhores ângulos para a inclinação de sistemas PV fixos, ligados à rede, na Europa [32]

Verifica-se que o melhor ângulo da inclinação nos sistemas PV fixos em quase todo o território de Portugal continental é de cerca de 33°.

Os resultados obtidos para a produção anual de energia eléctrica por cada kW de potência pico instalado, em sistemas fixos PV montados à inclinação óptima, considerando um valor médio de 0.75 para a *Performance Ratio*<sup>13</sup>, são também apresentados na Figura 2.11.

Nestas condições, é estimada a partir dos resultados uma produtividade anual que em Portugal varia entre cerca de 1 275 kWh e 1 550 kWh, por cada kW de potência pico instalado.

No entanto, sistemas fixos monitorizados pelo INETI apresentaram valores de *PR* de cerca de 0.80, em Lisboa e em Faro. Se considerarmos sistemas PV, com este valor de *PR* obtemos valores da produção anual em Portugal que variam entre **1 360 kWh** no Norte e **1 650 kWh** no Sul, por cada kW de potência pico instalado.

<sup>13</sup> A *Performance Ratio*, *PR*, é um índice de desempenho dos sistemas PV, que se define para um dado período, como a razão entre a energia eléctrica produzida útil (entregue à rede) por unidade de potência pico instalada e a irradiação solar medida na superfície dos módulos dividida pela irradiação de referência, ver secção 4.4 .

### 2.1.13 Produção PV em sistemas com seguimento do Sol

Os sistemas PV podem também ser instalados em estruturas com acompanhamento do Sol, habitualmente designadas por *trackers* ou seguidores solares.

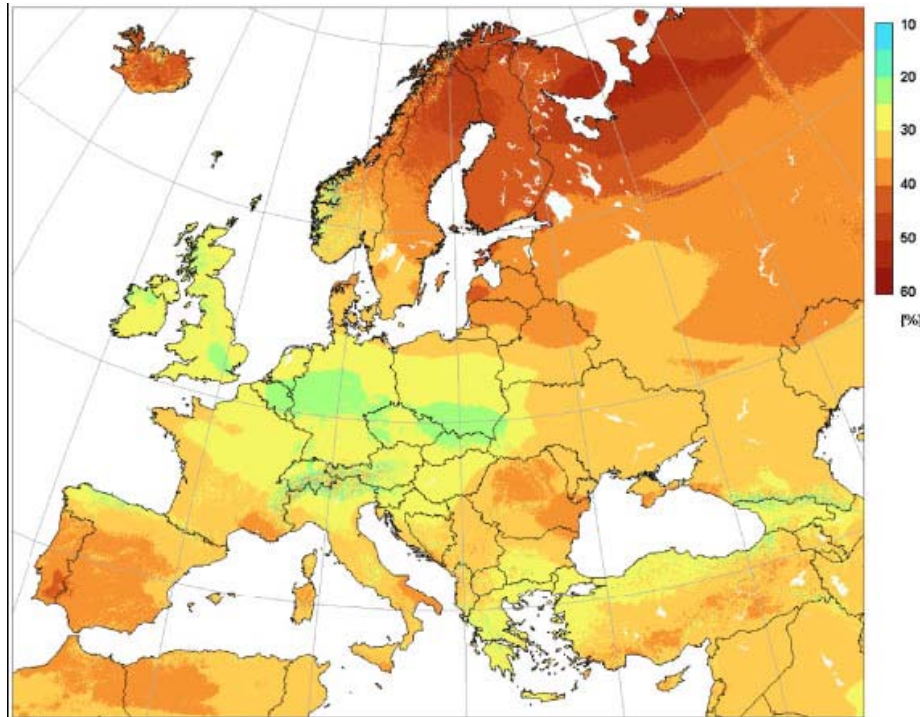


Figura 2.14. Ganhos conseguidos na produção de energia de energia eléctrica anual de um sistema PV instalado num seguidor do Sol a dois eixos, relativamente a um sistema PV fixo à inclinação óptima [32]

Huld et al., [32], calcularam também os ganhos obtidos em instalar os sistemas PV neste tipo de estruturas com seguimento do Sol a dois eixos, relativamente a um sistema PV fixo à inclinação óptima. Apresenta-se na Figura 2.14 os resultados obtidos, verificando-se que, é em Portugal, na região Sudeste do Alentejo, que os ganhos por utilizar sistemas PV com este tipo de *trackers* são maiores, podendo chegar a 40 %. No entanto é de referir que não foram incluídos nestes cálculos efeitos de sombras, perdas por má orientação dos *trackers*, etc.

Narvarte e Lorenzo, [59] estimaram a partir de modelos que contabilizam efeitos de sombras realistas, que se podem obter ganhos da ordem de 30 % nos sistemas a dois eixos, relativamente a sistemas fixos, mas é necessário ocupar uma área de terreno três vezes superior. Nestas condições aconselham a que o desempenho em termos de produção de energia eléctrica anual, em kWh/kW instalado, e o índice de ocupação do terreno, dado por, GCR (“Ground Cover Ratio”)<sup>14</sup> devem ser grandezas a ser cuidadosamente optimizadas.

<sup>14</sup>  $GCR = (\text{Área de módulos PV}) / (\text{Área de terreno ocupada pela central})$

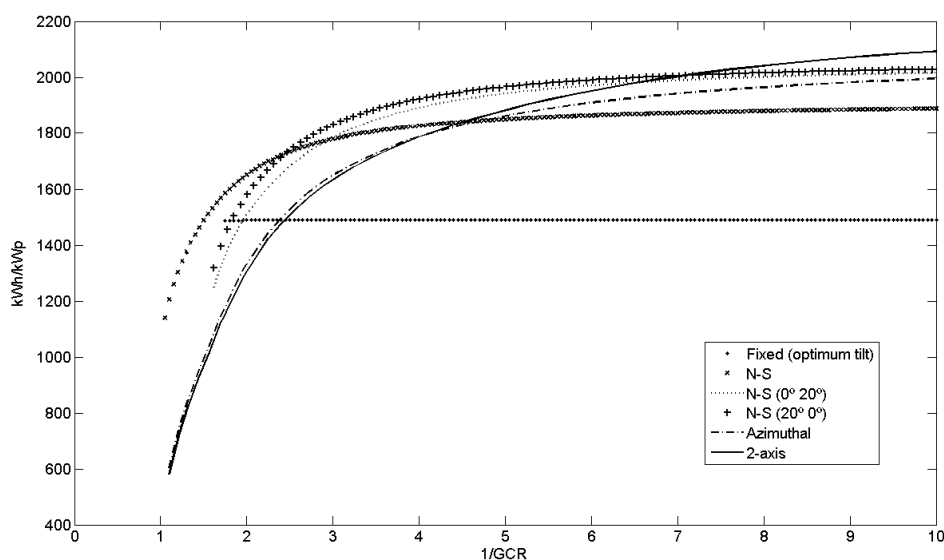


Figura 2.15. Evolução do índice anual da energia final entregue à rede para centrais PV na região de Almeria em Espanha, para estruturas fixas à inclinação óptima e para estruturas dotadas com diferentes estratégias de seguimento do Sol, para condições realistas de sombreamento e grau de sujidade [59].

Segundo os mesmos autores, em Espanha, o custo típico das centrais ligadas à rede por unidade de potência pico, é de cerca de 5 EUR com os módulos em estruturas fixas, enquanto que nas centrais fotovoltaicas equipadas com estruturas de seguimento do Sol<sup>15</sup>, é de 6 EUR. O investimento nos sistemas com seguimento aumenta portanto da ordem de 20 %, relativamente aos fixos, enquanto que a produção pode aumentar cerca de 30 %.

A opção pelos sistemas com seguimento deve assim ser devidamente ponderada, porque os sistemas com seguimento necessitam de ocupar uma maior área de terreno por unidade potência pico instalada, e, como têm partes móveis, estão mais sujeitos a falhas pelo que necessitam também de frequentes operações de manutenção aos componentes mecânicos<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> Não foram considerados os sobrecustos resultantes de necessitarem de ocupar uma maior área de terreno.

<sup>16</sup> De referir que, as operações de manutenção em sistemas fixos se resumem em geral à limpeza dos módulos, limpeza a que os sistemas com seguimento também estão sujeitos.

## 2.2 A conversão fotovoltaica da radiação solar

### 2.2.1 Os materiais semicondutores

As células fotovoltaicas utilizadas na conversão directa da radiação solar em energia eléctrica são fabricadas com materiais semicondutores, caracterizados por serem isolantes a baixas temperaturas e condutores quando sujeitos a temperaturas mais elevadas, ou, à incidência de radiação electromagnética.

A estrutura electrónica dos semicondutores é tal que a uma temperatura de 0 K a banda de energia correspondente aos estados possíveis para os electrões, banda de valência, se encontra completa, comportando-se o semiconductor como um isolante. A banda de valência está separada da banda de estados possíveis mais próxima, denominada banda de condução, por uma banda proibida. Esta banda, é suficientemente pequena para que à temperatura ambiente alguns electrões possam ser excitados termicamente ou por absorção de radiação para a banda de condução, podendo então mover-se na estrutura do material por acção dum campo eléctrico.

Como se sabe a radiação electromagnética é constituída por fotões. A energia de um fotão de frequência  $\nu$  é dada pela lei de Planck

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.24)$$

sendo  $h$  a constante de Planck,  $c$  a velocidade da luz no vácuo e  $\lambda$  o comprimento de onda da radiação incidente.

Quando a radiação solar incide no material semiconductor, como se ilustra Figura 2.16, a energia dos fotões a ela associados é transferida para o sistema electrónico do material, podendo excitar electrões da banda de valência, caracterizada por um nível de energia  $E_v$ , para a banda de condução de energia  $E_c$  dando origem à criação de pares electrão-lacuna.

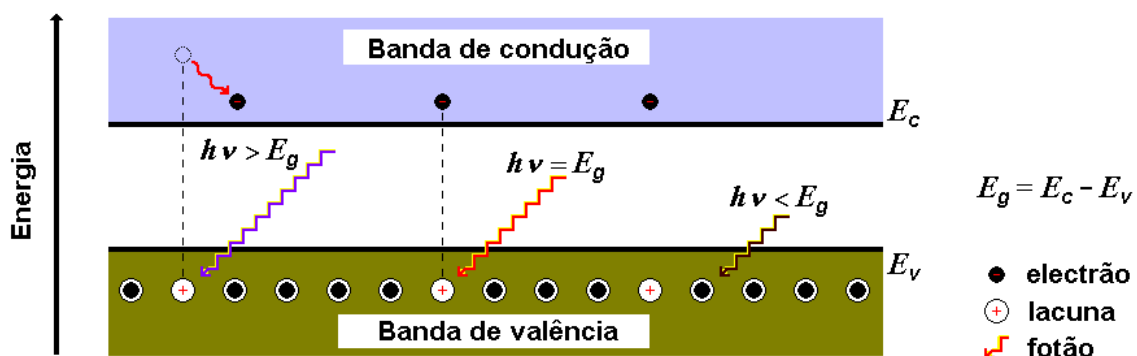


Figura 2.16. Geração de pares electrão-lacuna num semiconductor, por acção de fotões com energia  $h\nu \geq E_g$ , e dissipação da energia em excesso sobre a forma de calor, para  $h\nu > E_g$

A diferença entre os níveis de energia  $E_c$  e  $E_v$ , corresponde à banda proibida, também frequentemente designada por hiato de energia, ou “gap”.

$$E_g = E_c - E_v \quad (2.25)$$

A energia da banda proibida  $E_g$  é característica de cada material semiconductor e exprime-se usualmente em unidades electrão-volt<sup>17</sup>, eV. Na Tabela 2.3 apresentam-se valores típicos da energia da banda proibida em alguns materiais utilizados no fabrico de células fotovoltaicas.

Tabela 2.3. Valores típicos da energia da banda proibida nalguns semicondutores

Semicondutor	Símbolo	Eg (eV)
Germânio	Ge	0.67
Silício	Si	1.12
CIS	CIS	~ 1.10
Arsenieto de Gálio	GaAs	1.43
Telureto de Cádmi	CdTe	1.45
Silício amorfo	a-Si:H	~1.7
Sulfureto de Cádmi	CdS	2.4

Ao penetrar num material semiconductor o fotão só pode gerar um par electrão-lacuna se a sua energia for superior ou igual à da banda proibida  $h\nu \geq E_g$ , o que implica existir um comprimento de onda de corte,  $\lambda_c$ , a partir do qual não existe absorção da radiação no espectro solar, dado por

$$\lambda_c = \frac{hc}{E_g} = \frac{1.24 \text{ eV}}{E_g} \mu\text{m} \quad (2.26)$$

No caso do silício, elemento do grupo IV na Tabela Periódica, com quatro electrões nas orbitais de valência, em que  $E_g = 1.12$  eV, a absorção da radiação com geração de pares só ocorre para comprimentos de onda inferiores a  $\lambda_c = 1.1 \mu\text{m}$ , havendo uma larga faixa do espectro solar que não é aproveitada para conversão em energia eléctrica.

Por outro lado, os pares electrão-lacuna gerados tendem a ocupar por relaxação, num intervalo de tempo muito curto, os níveis de menor energia nas respectivas bandas, pelo que a energia em excesso é dissipada no semiconductor sob a forma de calor. Deste modo, a energia ganha por cada par electrão-lacuna gerado na absorção de um fotão, é independente da energia deste e igual à energia da banda proibida  $E_g$ .

<sup>17</sup> 1 eV = 1.602×10<sup>-19</sup> J

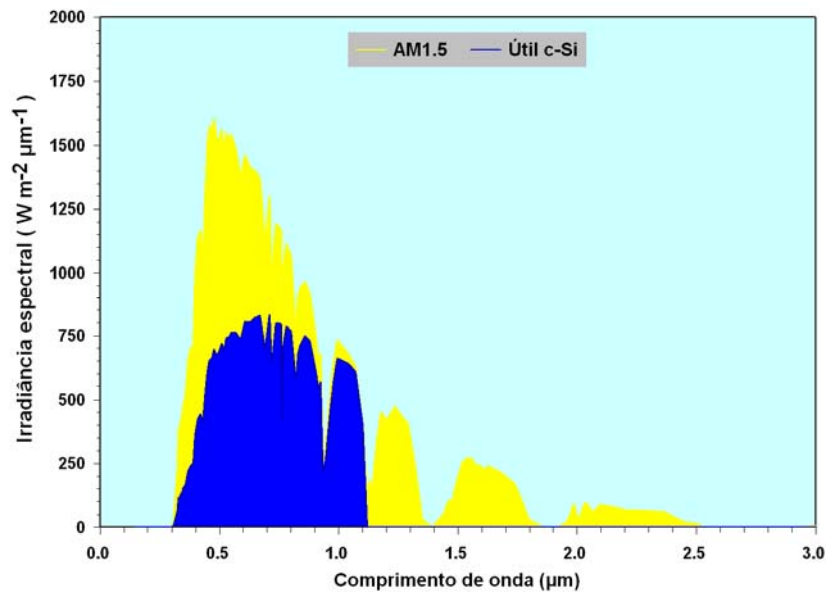


Figura 2.17. Irradiância disponível para efeito fotovoltaico no caso do silício cristalino,  $E_g = 1.12$  eV

Atendendo a estas considerações, em células construídas com base no silício cristalino, da irradiância solar que chega à superfície da Terra em condições AM1.5, que mostramos a amarelo na Figura 2.17, apenas a área a azul é útil para a geração de pares electrão lacuna. Os cálculos mostram que da irradiância solar total que, nas condições de referência STC, incide na superfície de uma célula PV,  $1\ 000\ \text{Wm}^{-2}$ , apenas cerca de 48 % pode ser utilizada no efeito fotovoltaico, contribuindo a restante apenas para aumentar a sua temperatura.

### 2.2.2 A junção p-n

Para se produzir uma corrente eléctrica utilizável, é necessário promover a separação dos portadores de carga fotogerados, o que se consegue utilizando a barreira de potencial que se estabelece na interface de junção de dois semicondutores de grupos diferentes.

O silício é um elemento do grupo IV da Tabela Periódica, com quatro electrões nas orbitais de valência. A adição, durante a formação do cristal de silício, de átomos de elementos do grupo V, com cinco electrões nas orbitais de valência, como por exemplo o fósforo, conduz a que, quatro electrões partilhem as orbitais de valência com os quatro átomos de silício envolventes e permite a passagem de um electrão desemparelhado para a banda de condução. Os semicondutores dopados deste modo dizem-se do tipo *n*, por possuírem portadores de carga predominantemente negativos.

A adição de átomos do grupo III, com três electrões de valência, como por exemplo o boro, conduz a que uma orbital de valência num dos átomos de silício envolventes fique incompleta, dando origem a uma *lacuna* na banda de valência. Esta lacuna pode atrair um electrão dum átomo vizinho, ficando a orbital preenchida e dando origem a uma propagação da lacuna no cristal. Os semicondutores assim dopados dizem-se do tipo *p* por possuírem portadores de carga predominantemente positivos, as lacunas.

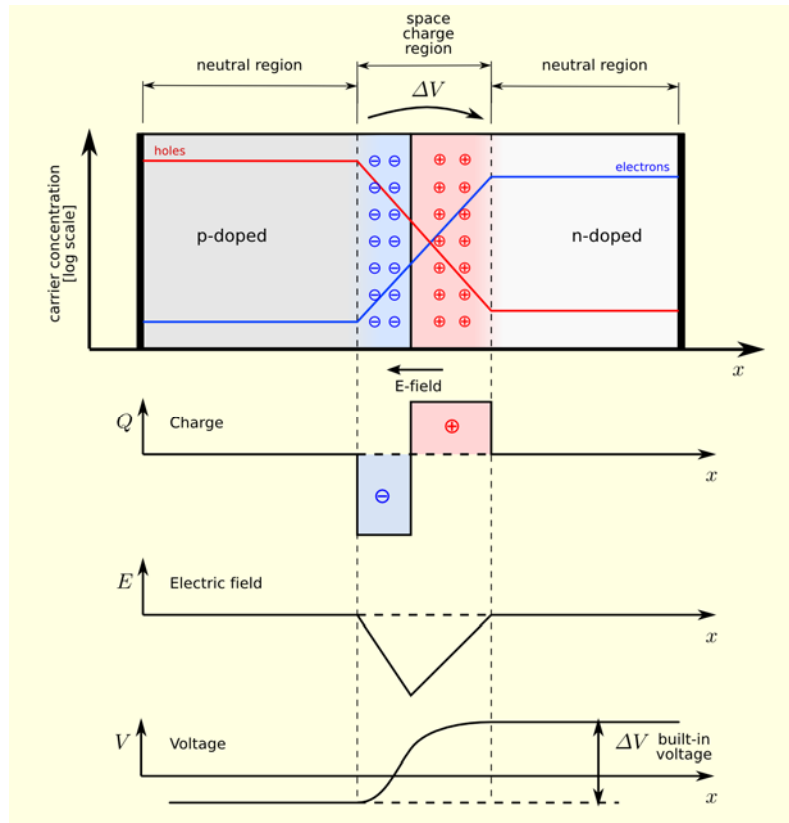


Figura 2.18. Junção p-n em equilíbrio térmico, sem tensão aplicada, [84].

Quando é criada uma junção *p-n* na interface entre dois semicondutores dos tipos *p* e *n*, electrões livres do material do tipo *n* fluem por difusão para o material do tipo *p* e inversamente as lacunas do material do tipo *p* fluem para o material do tipo *n*, dando origem à formação de um forte campo eléctrico na interface que impede a continuação do fluxo indefinidamente e constitui uma barreira de potencial.

Mostramos na Figura 2.18, esquematicamente os resultados da criação da junção p-n: a variação ao longo da junção da concentração de portadores, lacunas – linha vermelha e electrões – linha azul; a cinzento a localização das zonas neutras, em termos de carga eléctrica, e as zonas carregadas positivamente a vermelho e negativamente a azul. Na mesma figura, nos gráficos por baixo da junção mostra-se ainda a variação da densidade de carga, do campo eléctrico e da tensão criada ao longo da junção.

A junção funciona como um rectificador ou díodo pois a aplicação de uma diferença de potencial, com a voltagem positiva aplicada no material do tipo *p*, diminui a barreira de potencial e permite que a corrente atravesse a interface, a aplicação de uma diferença de potencial inversa aumenta a barreira de potencial e não permite a passagem de corrente.

A expressão que rege a variação da intensidade da corrente *I*, com a diferença de potencial aos terminais dum díodo ideal, *V*, é dada pela equação de Shockley,

$$I = I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{kT}\right) - 1 \right] \quad (2.27)$$

sendo  $I_0$  a corrente de saturação que atravessa o díodo mesmo na ausência de diferença de potencial,  $q$  o valor absoluto da carga do electrão,  $k$  a constante de Boltzmann e  $T$  a temperatura absoluta da junção, ver Figura 2.19.

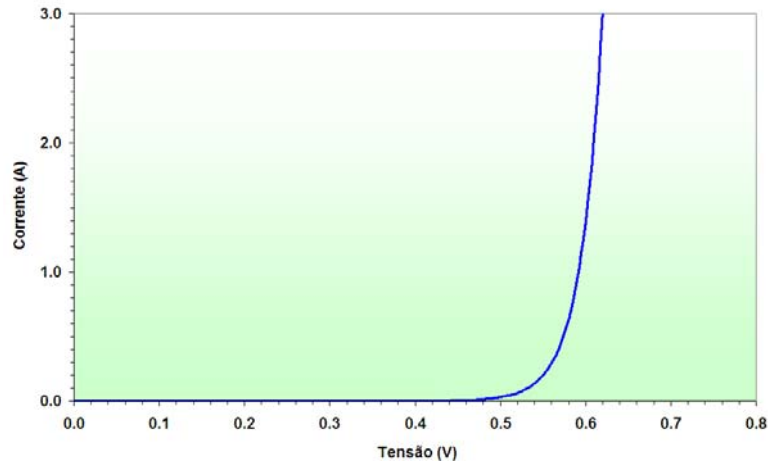


Figura 2.19. Curva I(V) de um díodo ideal dada pela equação de Shockley

### 2.2.3 A célula fotovoltaica

A célula é a unidade fundamental dum sistema fotovoltaico, convertendo a energia da radiação solar directamente em energia eléctrica. A irradiância solar incidente no material semiconductor da célula gera pares electrão-lacuna em ambos os lados da junção  $p-n$ , que se movem por acção do campo eléctrico da junção em sentidos contrários, Figura 2.20.

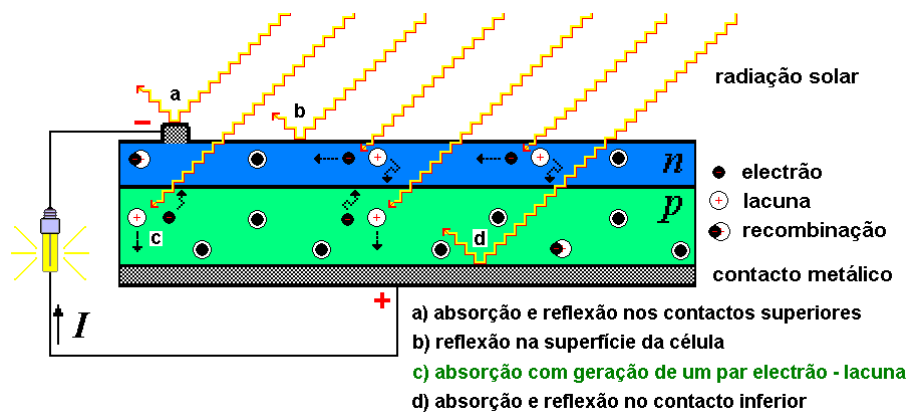


Figura 2.20. Incidência da radiação numa célula fotovoltaica

As lacunas no material do tipo  $p$  movem-se para a base da célula, enquanto que os electrões no material do tipo  $n$  se movem para a superfície superior. As cargas eléctricas são recolhidas através de contactos metálicos colocados no topo e base da célula, produzindo-se uma corrente eléctrica se forem ligados os respectivos terminais. Por sua vez, os transportadores minoritários, electrões no material do tipo  $p$  e lacunas no do tipo  $n$ , movem-se por difusão para a junção e atravessam-na por acção do campo eléctrico fechando assim o circuito através da célula.

### 2.2.4 Curva característica de uma célula fotovoltaica

Uma célula, ou outro dispositivo fotovoltaico, podem ser caracterizados pela sua curva característica, ou curva “IV”.

Esta curva, representa a variação da corrente eléctrica  $I$ , que atravessa o dispositivo exposto à radiação solar, com a tensão  $V$  aos seus terminais.

Se ligarmos uma carga eléctrica aos terminais de um dispositivo fotovoltaico, exposto à radiação solar, o seu funcionamento pode ser representado pelo circuito eléctrico equivalente que apresentamos Figura 2.21. Neste esquema, a resistência série  $R_s$  e a resistência paralelo ou “shunt”  $R_{sh}$ , representam resistências parasitas associadas aos dispositivos fotovoltaicos reais.

Numa célula real a resistência série (idealmente com valor nulo) representa quedas de tensão devidas à resistência do material semiconductor, dos contactos metálicos e dos contactos metal-semiconductor, enquanto que a resistência paralelo (idealmente  $\infty$ ) representa fugas de corrente na célula, através dos bordos da célula, por difusão na fronteira dos grãos e por pequenos curto circuitos entre os componentes metálicos, Lorenzo et al [45] .

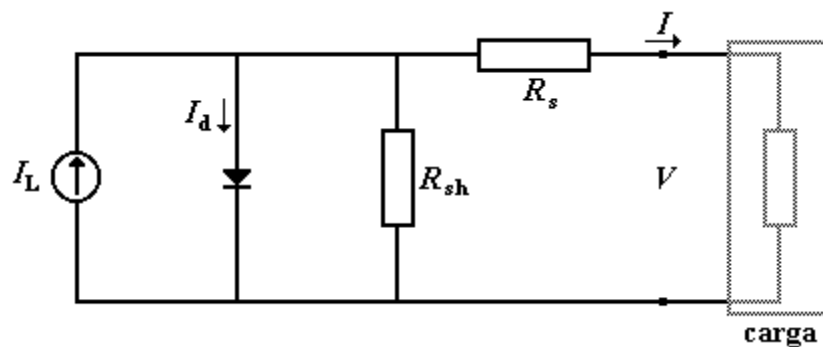


Figura 2.21. Circuito equivalente de um dispositivo fotovoltaico, Lorenzo et al, 1994, [45], Duffie e Beckman, 2006, [20]

Nestas condições, segundo os mesmos autores, a curva característica de uma célula fotovoltaica, definida como a variação da intensidade da corrente eléctrica  $I$  em função de  $V$ ,  $I(V)$ , considerando a equação do díodo ideal de Shockley, já apresentada, exprime-se matematicamente por

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.28)$$

onde os parâmetros  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $n$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$  são característicos da célula, sendo:

- $I_L$  a corrente gerada pela exposição à radiação solar
- $I_0$  a corrente de saturação ou de obscuridade
- $q$  o valor absoluto da carga do electrão
- $R_s$  a resistência série
- $R_{sh}$  a resistência paralelo ou resistência “shunt”

- $n$  o factor de idealidade da célula<sup>18</sup>
- $k$  a constante de Boltzmann
- $T$  a temperatura absoluta da célula

A curva característica duma célula fotovoltaica é função irradiância solar que nela incide e da temperatura da célula. A corrente gerada é proporcional ao número de fótons incidentes com energia superior à energia da banda proibida. Quando aumenta a irradiância solar aumenta normalmente na mesma proporção o fluxo de fótons com energia suficiente para gerar pares e electrão-lacuna e consequentemente a corrente eléctrica gerada.

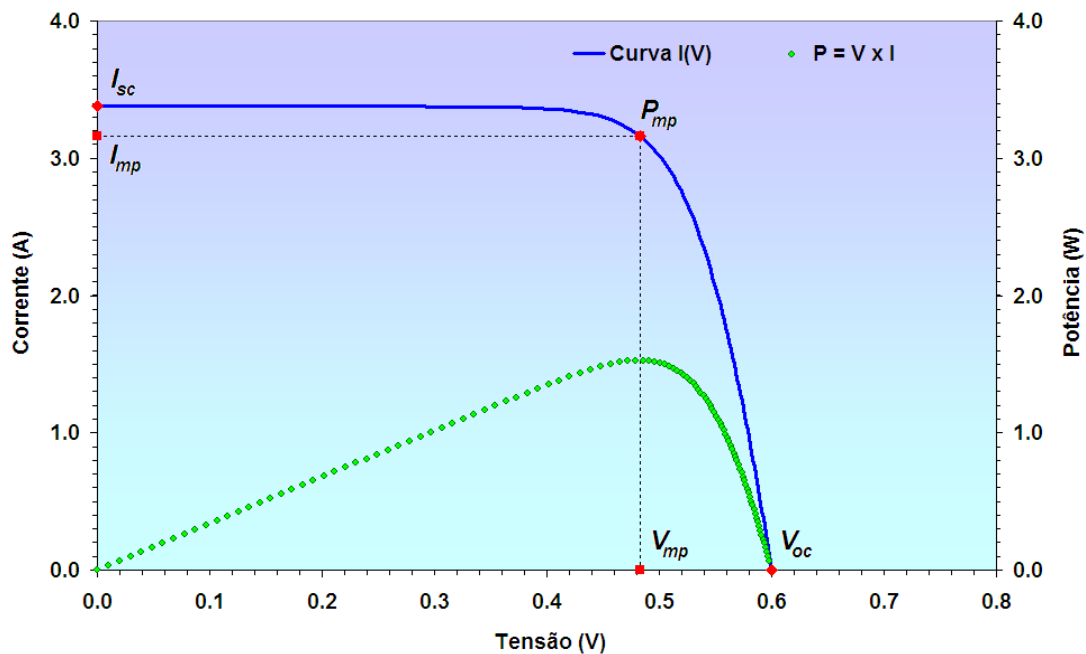


Figura 2.22. Curva característica  $I(V)$  e curva da potência aos terminais de uma célula PV, e respectivos parâmetros característicos

Para uma dada irradiância e temperatura, as curvas características das células e dispositivos fotovoltaicos permitem extrair parâmetros importantes que caracterizam o dispositivo:

- corrente de curto circuito,  $I_{sc}$ , obtida para  $V = 0$
- tensão em circuito aberto,  $V_{oc}$ , obtida quando  $I(V) = 0$
- potência máxima,  $P_{mp}$ , ponto da curva onde a potência  $P = I(V) \cdot V$  é máxima.
- tensão de máxima potência,  $V_{mp}$ , ponto onde ocorre a potência máxima  $P_{mp}$
- corrente de máxima potência,  $I_{mp}$ , ou seja,  $I_{mp} = I(V_{mp})$
- factor de forma da curva,  $FF$ , que está relacionado com a qualidade da junção e da resistência série, é dado pela equação

<sup>18</sup> Nas células de silício cristalino varia entre 1 e 2, no entanto para módulos de filmes finos designadamente de silício amorfo,  $n$  pode apresentar valores superiores a 2 (também representado por vezes por  $m$ ).

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.29)$$

Na comparação entre células ou outros dispositivos fotovoltaicos, utiliza-se ainda o rendimento  $\eta$ , definido como a razão entre a potência máxima produzida pelo dispositivo e a potência da radiação solar incidente, dada pelo produto da área do dispositivo  $A$ , pela irradiância solar incidente  $G_i$

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A \cdot G_i} \quad (2.30)$$

### 2.2.5 Os módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas raramente são utilizadas individualmente, devido às suas características eléctricas. De facto, actualmente uma boa célula de silício cristalino, com  $156 \text{ mm} \times 156 \text{ mm}$  e um rendimento de 16.0 %, produz (em condições STC) uma potência pico de 3.89 W a uma tensão de 0.5 V, pelo que é necessário associar várias células em série de modo a conseguir tensões que, por exemplo, permitam carregar completamente sistemas de armazenamento de energia eléctrica de 12 V.

As células fotovoltaicas produzidas por um dado processo são testadas, seleccionadas e catalogadas, em função dos parâmetros característicos medidos. A título de exemplo, apresentam-se na Figura 2.23, as curvas IV (em condições STC) e os respectivos parâmetros característicos, para duas células de silício monocristalino, denominadas A-300 produzidas pela Sunpower, [12].

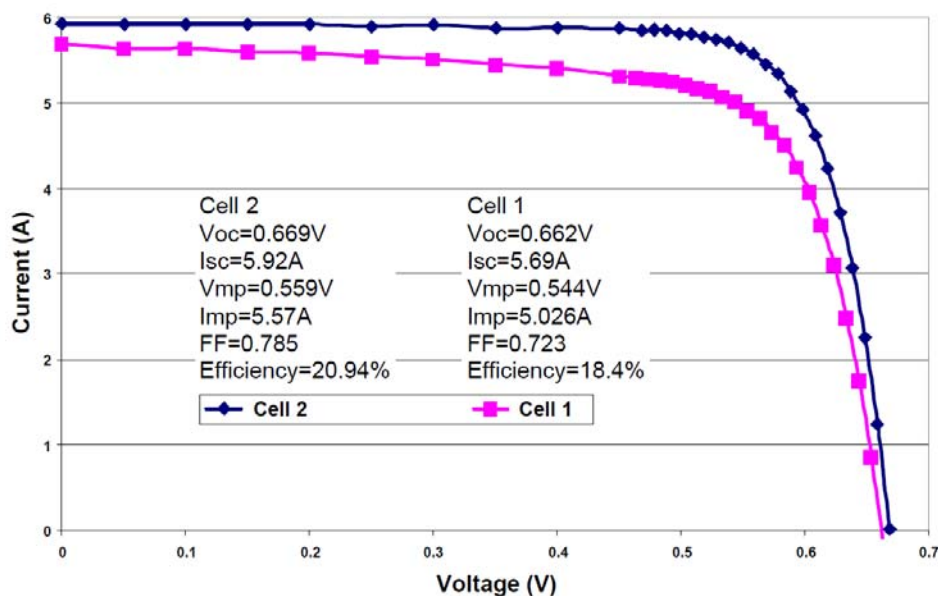


Figura 2.23. Curvas IV de duas células sc-Si, A-300 da Sunpower, com uma área de  $149 \text{ cm}^2$ , com diferentes resistências paralelo por unidade de área, Célula 1,  $R_{sh} = 400 \Omega \text{ cm}^{-2}$  e Célula 2,  $R_{sh} = 16925 \Omega \text{ cm}^{-2}$ , [12]

Na mesma figura é visível o efeito nas curvas IV da qualidade das células produzidas, em termos do valor da resistência paralelo por unidade de área das células, e que leva a que o valor do rendimento de 20.94 % da Célula 2, com maior resistência paralelo, seja cerca de 14 % superior ao da Célula 1.

No fabrico de um dado modelo de módulo fotovoltaico são seleccionadas células com curvas e parâmetros características semelhantes, que depois são ligadas em série e encapsuladas.

Os módulos de silício cristalino mais vulgares, Figura 2.24, são constituídos por 36 ou 72 células ligadas em série, de modo a que a tensão aos terminais do módulo, em condições de funcionamento normais, se encontre próximo do ponto de máxima potência e seja suficiente para carregar completamente um sistema de armazenamento<sup>19</sup> com 12 V ou 24 V.



Figura 2.24. Exemplos de módulos PV, com tecnologias de filmes finos CIS, células de silício monocristalino e células de silício monocristalino sem contactos visíveis (Sunpower SPR-230), foto do autor.

Na prática quando se combinam as células num módulo ocorrem perdas devidas ao desfasamento entre as curvas características das células, designadas habitualmente por perdas por “*mismatch*”. A potência pico do módulo é portanto sempre inferior à soma das potências pico das células individuais, o que também se verifica quando se combinam módulos em série e em paralelo na constituição dum gerador fotovoltaico.

A curva característica de um módulo fotovoltaico é semelhante à de uma única célula PV, dada pela equação ( 2.28 ). A corrente  $I$  dum módulo, com  $N_{cel}$  células em série, varia em função da tensão  $V$  aos seus terminais e é dada pela equação

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + R_s I)}{nkTN_{cel}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.31)$$

<sup>19</sup> Actualmente o mercado é dominado pelos sistemas ligados à rede, em que os sistemas não estão limitados a estas tensões, porque funcionam a tensões de ~ 300 V em c.c., pelo que já existem módulos com outros números de células em série.

em que os parâmetros têm o mesmo significado, representando agora  $R_s$  e  $R_{sh}$ , respectivamente a resistência série e a resistência paralelo do módulo. A expressão pode ser reescrita, para simplificar, com a utilização do parâmetro  $V_{th}$ , conhecido como tensão térmica do módulo, que inclui o factor de idealidade, a temperatura e número de células no módulo, dado por

$$V_{th} = \frac{nkTN_{cel}}{q} \quad (2.32)$$

Os módulos são normalmente caracterizados em termos da sua curva característica obtida em condições de ensaio padrão, através dos respectivos parâmetros característicos  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ . Para um dado módulo PV, os parâmetros são determinados pela intercepção da curva característica com os eixos das coordenadas e pelo ponto onde ocorre a potência máxima, como se mostra na Figura 2.25.

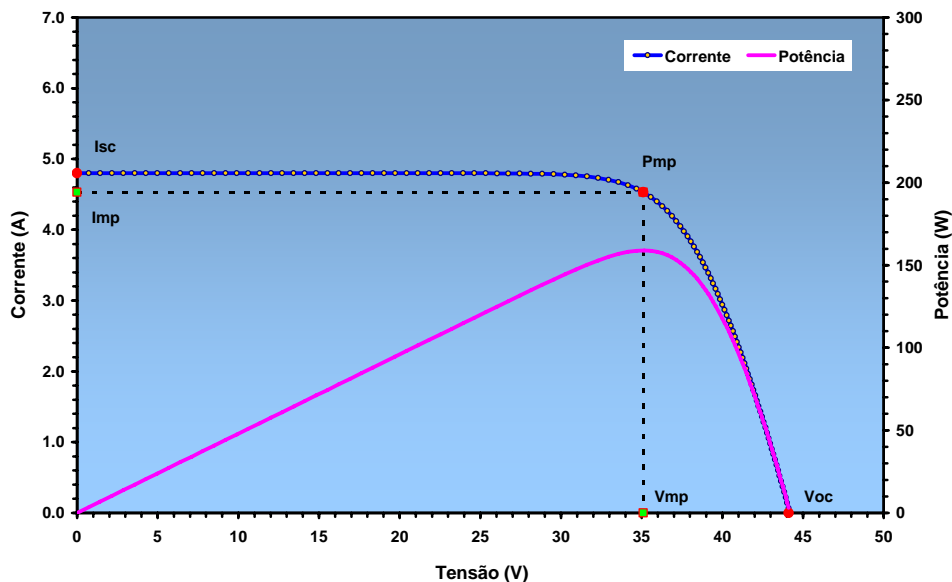


Figura 2.25. Curvas da característica  $I(V)$  e da potência  $P(V)$  dum módulo PV, nas condições STC. Indicam-se também os pontos correspondentes aos parâmetros característicos.

### 2.2.6 Condições de comparação dos dispositivos PV

A comparação de dispositivos de conversão fotovoltaicos, células ou conjuntos de células encapsuladas, através dos valores dos parâmetros,  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$ , deve ser efectuada em condições padrão de temperatura das células e da radiação solar, norma IEC 60904-1 [88]

A comissão técnica de normalização para os sistemas fotovoltaicos da IEC definiu que os valores dos parâmetros que caracterizam os módulos fotovoltaicos construídos com células de silício cristalino, na norma IEC 61215, [97], e com filmes finos, na norma IEC 61646, [100], sejam determinados para as seguintes condições padrão:

- *Standard Test Conditions (STC)* - condições normalizadas de ensaio, que se designam também habitualmente por valores pico ou valores de referência
  - Temperatura das células,  $T_{ref} = 25\text{ °C}$
  - Irradiância normal incidente  $G_{i\ ref} = 1\ 000\ \text{Wm}^{-2}$  com distribuição espectral AM1.5
- *Standard Operation Conditions*, condições nominais de funcionamento
  - Temperatura ambiente,  $T_{amb} = 20\text{ °C}$
  - Irradiância normal incidente  $G_i = 800\ \text{Wm}^{-2}$  com distribuição espectral AM1.5
  - Velocidade do vento  $1\ \text{ms}^{-1}$

A temperatura das células medida nestas condições, denomina-se NOCT<sup>20</sup>
- *Performance at Low Irradiance* - condições de ensaio relativas ao desempenho com fraca irradiância
  - Temperatura das células,  $T_{cel} = 25\text{ °C}$
  - Irradiância normal incidente  $G_i = 200\ \text{Wm}^{-2}$  com distribuição espectral AM1.5

Os valores dos parâmetros característicos obtidos das curvas nas condições de referência STC, são habitualmente fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos e serão representados neste trabalho com o índice “ref”:  $I_{sc\ ref}$ ,  $V_{oc\ ref}$ ,  $I_{mp\ ref}$ ,  $V_{mp\ ref}$  e  $P_{mp\ ref}$ .

## 2.2.7 Efeitos da variação da irradiância e da temperatura das células

A temperatura de funcionamento das células num módulo influencia sobretudo a tensão de circuito aberto do módulo e o ponto de potência máxima. A partir da metodologia definida nas normas IEC 61625 e IEC 61646, para a determinação da temperatura de funcionamento nominal dos módulos, NOCT, podemos estimar a temperatura das células a partir da temperatura ambiente e da irradiância solar  $G_i$  incidente, para velocidades do vento da ordem de  $1\ \text{ms}^{-1}$ ,

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20\text{°C}}{800\ \text{Wm}^{-2}} \cdot G_i \quad (2.33)$$

Quando varia a irradiância ou a temperatura de uma célula ou dispositivo PV, varia também a intensidade da corrente eléctrica e a tensão aos terminais da célula, relativamente aos valores determinados nas condições STC, do seguinte modo:

- Variação da corrente de curto-circuito:

$$I_{sc} = I_{sc\ ref} \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \left[ 1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right] \quad (2.34)$$

<sup>20</sup> NOCT, do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*, que é um dos parâmetros fornecido em geral pelos fabricantes de módulos. Estas condições, também se designam por condições de NOCT, por historicamente terem sido estabelecidas para a determinação do parâmetro.

Sendo  $\alpha$  o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura das células.

- Variação da tensão de circuito aberto:

$$V_{oc} = V_{oc\ ref} \cdot \left[ 1 + \beta \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right] + V_{th} \cdot \ln \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \quad (2.35)$$

Sendo  $\beta$  o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura das células<sup>21</sup>.

- Variação da potência máxima, próximo das condições STC, [46]:

$$P_{mp} = P_{mp\ ref} \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \left[ 1 + \gamma \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right] \quad (2.36)$$

Sendo  $\gamma$  o coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura das células.

A abordagem seguida em termos de formulação<sup>22</sup>, permite que os coeficientes indicados variem apenas com a tecnologia utilizada no fabrico das células e sejam quase independentes da área ou número de células dos dispositivos, como se mostra na Tabela 2.4.

Tabela 2.4. Parâmetros característicos para módulos de diferentes tecnologias (catálogos dos fabricantes)<sup>23</sup>

Módulo		Área (m <sup>2</sup> )	V <sub>mp</sub> (V)	I <sub>mp</sub> (A)	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	$\gamma$ (%/°C)	NOCT (°C)
BP 3160	mc-Si	1.259	35.1	4.55	44.2	4.80	0.065	-0.36	-0.50	47
Shell SE160-C	mc-Si	1.380	34.0	4.71	43.1	5.20	0.028	-0.34	-0.50	44
Solar World SW 175	sc-Si	1.304	36.0	5.10	44.5	5.50	0.060	-0.35	-0.50	46
Sunpower SPR-230	sc-Si	1.244	41.0	5.61	48.7	5.99	0.058	-0.27	-0.38	47
Evergreen Solar ES-200	Fita - Si	1.494	27.5	7.28	33.2	8.25	0.060	-0.34	-0.49	46
Shell Eclipse 80-C	CIS	0.860	33.2	2.41	46.6	2.68	0.013	-0.38	-0.49	47
Kaneka GEA60	a-Si	0.950	67.0	0.90	92.0	1.19	0.076	-0.31	-0.19	45
First Solar FS-80	CdTe	0.720	71.3	1.12	94.0	1.23	0.040	-0.25	-0.25	45

<sup>21</sup> Alguns autores definem o coeficiente  $\delta(T) = V_{th} / V_{oc\ ref}$  e reescrevem a equação noutra forma.

<sup>22</sup> Por vezes os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  são fornecidos em unidades respectivamente em A.K<sup>-1</sup> e V.K<sup>-1</sup>, devendo nesse caso os valores, para serem utilizados nestas fórmulas, ser divididos respectivamente por  $I_{sc\ ref}$  e  $V_{oc\ ref}$ .

<sup>23</sup> O valor a cinzento não consta do catálogo e foi estimado. No Anexo V - Módulos PV – Valores dos parâmetros característicos, apresentam-se estes e outros parâmetros referentes a uma lista de 35 módulos disponíveis no mercado.

A formulação apresentada é válida, tanto para os módulos construídos a partir de células cristalinas, como para os módulos construídos a partir de filmes finos, sendo os coeficientes de variação com a temperatura  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ , fornecidos em geral pelos fabricantes de módulos nos respectivos catálogos.

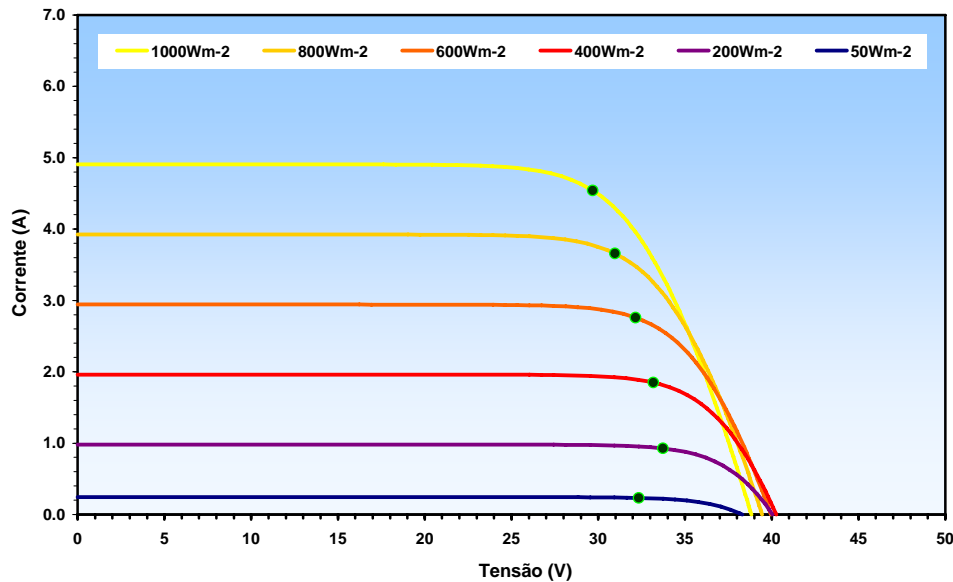


Figura 2.26. Curvas característica obtidas para o módulo BP3160, a diversas irradiâncias, para a temperatura ambiente de 20 °C, indicam-se também os pontos de potência máxima das curvas

Na Figura 2.26, apresentamos as curvas características do módulo BP3160, para as irradiâncias indicadas e para uma temperatura ambiente de 20 °C, obtidas a partir dos parâmetros fornecidos pelo fabricante.

De referir que a corrente de curto-circuito varia linearmente com a irradiância, enquanto que a tensão de circuito aberto varia muito pouco, por variar logarithmicamente com esta grandeza. Por outro lado a tensão de circuito aberto decresce com a temperatura, porque  $\beta$  apresenta valores negativos, enquanto que a corrente aumenta ligeiramente.

### 2.3 Principais tecnologias de módulos PV

Os módulos fotovoltaicos comercialmente disponíveis actualmente são constituídos por células solares fotovoltaicas fabricadas a partir de bolachas de silício (ou outro material), ligadas em série e em paralelo, ou, por camadas de filmes finos de materiais semicondutores depositados sobre substratos inertes de baixo custo, como por exemplo, vidro.

Os requisitos mais importantes para uma dada tecnologia ter sucesso no mercado são:

- Menor custo por unidade de potência pico (STC) instalada;
- Energia produzida em condições reais de funcionamento, por unidade de potência pico;
- Rendimento, que se reflecte na área necessária para se atingir uma determinada potência;
- Durabilidade dos módulos e garantia de desempenho;
- Não apresentar problemas ambientais, quer no seu fabrico, quer no final do tempo de vida.

Actualmente as principais tecnologias no mercado baseiam-se no silício, nas formas monocristalina, sc-Si, multicristalina, mc-Si, microcristalina,  $\mu\text{c-Si}$  e ainda nas formas de silício amorfo, a-Si:H, e de silício em fita cristalina, Fita-Si.

Para além do silício existem ainda módulos fabricados em filmes finos de Telureto de Cádmio, CdTe e de filmes CIS, que integram o Índio, o Cobre e o Selénio, como por exemplo: o CIS ou disseleneto de Cobre Índio,  $\text{Cu In Se}_2$ , o CIGS,  $\text{Cu (In, Ga) Se}_2$ , e o CIGSS,  $\text{Cu In Ga S Se}$ .

### 2.3.1 Repartição do mercado por tecnologia

Na Figura 2.27, apresentam-se a evolução das percentagens de penetração no mercado mundial das diversas tecnologias, verificadas no ano de 1999 a 2007, publicadas na revista Photon International 2008, [30].

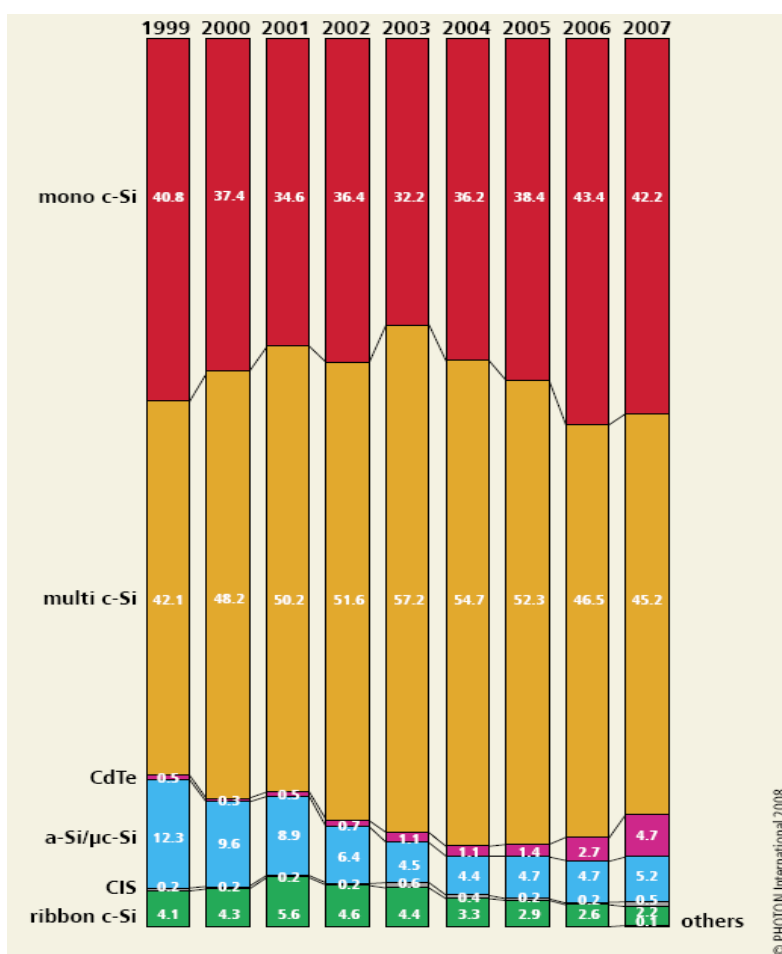


Figura 2.27. Evolução da repartição do mercado mundial por tecnologia, de 1999-2007, [30].

Os módulos PV fabricados com tecnologias baseadas no silício cristalino, monocristalino, multicristalino, ou em fita, continuam a dominar o mercado<sup>24</sup> e representaram, em 2007, cerca de 89.4 % do mercado mundial, enquanto que a tecnologia de Telureto de Cádmio, passou a

<sup>24</sup> Apesar da rotura de stocks na matéria-prima (polisilício) verificada a nível mundial, devida ao crescimento do mercado.

representar nesse ano 4.7 %, o Silício amorfo e microcristalino 5.2 %, e as tecnologias do tipo CIS<sup>25</sup>, apenas cerca de 0.5 %.

### 2.3.2 Rendimento das diversas tecnologias

A evolução do rendimento das células e módulos fotovoltaicos a nível mundial, confirmadas em laboratórios independentes, é publicada a cada 6 meses por M.A. Green et al., [26]. Na Figura 2.28, apresentam-se a evolução do rendimento das melhores células em laboratório das diversas tecnologias desde 1975, [43].

De realçar que, a maior evolução nos rendimentos se tem verificado nas células solares com concentração, aplicadas a células do tipo multi-junção<sup>26</sup>, têm aumentado o rendimento em cerca de 1% cada ano, podendo atingir nos próximos anos, segundo os autores, um rendimento de 50%.

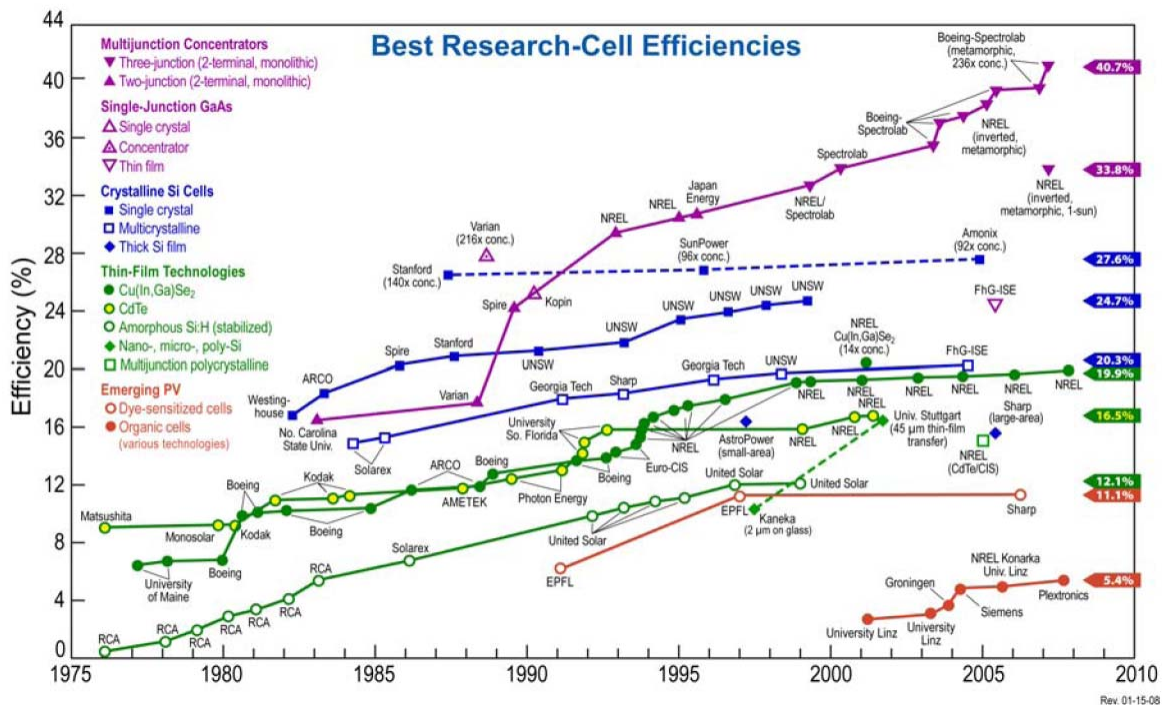


Figura 2.28. Evolução do rendimento em laboratório das diversas tecnologias utilizadas no fabrico de células solares, no período 1976-2008, [43]

<sup>25</sup> O preço por quilograma do Índio no mercado mundial, devido ao aumento da procura, por ser um elemento essencial no fabrico de ecrãs do tipo LCD, passou em 6 anos para um valor cerca de 10 vezes superior. Este facto, inviabilizou o aparecimento de novas fábricas baseadas nesta tecnologia.

<sup>26</sup> As células multi-junção, também designadas por “tandem”, permitem uma utilização mais completa do espectro da radiação solar na conversão fotovoltaica.

Tabela 2.5. Alguns dos rendimentos máximos em laboratório das diferentes tecnologias, após estabilização, Green et al, 2008, [26]

Tecnologia	Símbolo	$\eta$ (%)
Silício monocristalino	sc-Si	24.7
Silício multicristalino	mc-Si	20.3
CIS, CIGSS, ...	Cu In Ga S Se	19.9
Telureto de Cádmio	Cd Te	16.5
Tripla junção de Silício amorfo (tandem)	a-Si / a-SiGe / a-SiGe	12.1
Silício amorfo	a-Si	9.5

Os módulos disponíveis no mercado apresentam valores do rendimento inferiores aos máximos em laboratório. Na Tabela 2.6, destacamos os valores máximos atingidos pelas principais tecnologias de módulos presentes no mercado fotovoltaico para aplicações terrestres.

Tabela 2.6. Rendimentos máximos (STC) em módulos comerciais<sup>27</sup>, após estabilização, 2008 [26].

Tecnologia	Símbolo	$\eta$ (%)
Silício monocristalino	sc-Si	20.1
Silício multicristalino	mc-Si	15.3
CIGSS	Cu In Ga S Se	13.4
Telureto de Cádmio	CdTe	10.7
Tripla junção de Silício amorfo (tandem)	a-Si/a-SiGe/a-SiGe	10.4

Para além das tecnologias apresentadas, existem também células fotovoltaicas fabricadas em Arsenieto de Gálio cristalino com eficiências que chegam a 25.1 %, mas o seu alto custo limita a utilização destas células quase exclusivamente à indústria espacial.

Por outro lado podemos verificar que as tecnologias maduras, como por exemplo a do silício monocristalino, atingiram já um patamar no rendimento máximo em laboratório que não tem sofrido grandes alterações nos últimos anos. Um dos desafios tecnológicos actuais consiste em tentar obter industrialmente os valores de rendimento já conseguidos em laboratório, através de processos de fabrico que sejam competitivos comercialmente em termos de custo por unidade de potência pico.

Assim o rendimento dos módulos disponíveis no mercado tem vindo a aumentar, com a evolução tecnológica e as curvas de aprendizagem nos processos de fabrico.

<sup>27</sup> Não é referido o rendimento de módulos a-Si. No mercado europeu têm rendimentos da ordem de ~ 6.5 %.

Numa pesquisa efectuada no mercado, os módulos de silício monocristalino Sunpower SPR-315, desenhados especialmente para sistemas ligados à rede, são os que apresentam o rendimento mais elevado, 19.3 %.

As células fotovoltaicas utilizadas no fabrico destes módulos, designadas de A-300, têm rendimentos superiores a 20 %, possuindo todos os contactos metálicos inseridos na parte posterior e são já produzidas em massa, Bunea et al [12]. Segundo os autores, a Sunpower consegue, usando os mesmos métodos, obter células com rendimentos que chegam a 23 %, contudo os custos elevados de produção fazem com que estas células estejam disponíveis apenas para aplicações especiais, como sejam por exemplo carros ou aviões solares.

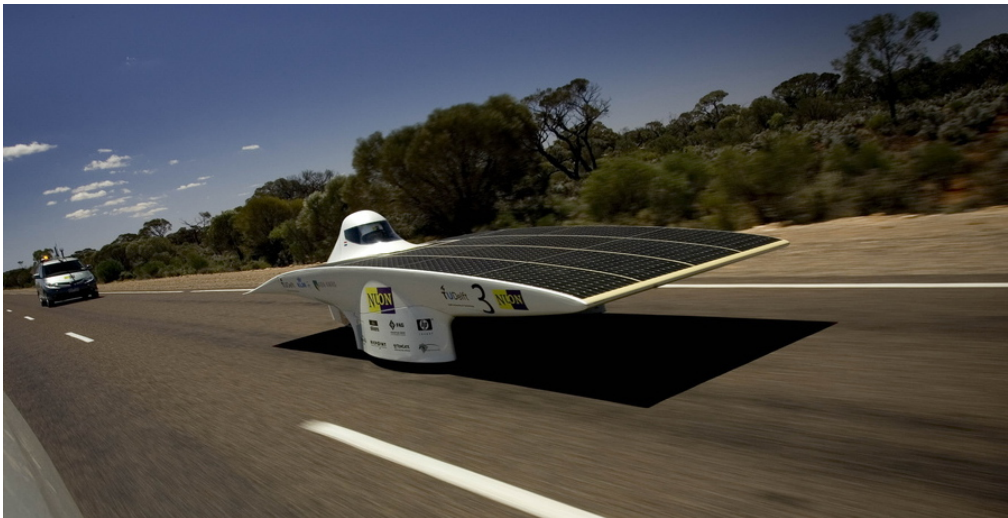


Figura 2.29. O carro solar Nuna4, vencedor da corrida “2007 World Solar Challenge”, realizada na Austrália, com a velocidade média de 90.87 km/h (Copyright: Hans P. van Velthoven).

### 2.3.3 Sensibilidade espectral por tecnologia

O desempenho energético dos módulos fabricados com base em filmes finos, em especial os de silício amorfo a-Si, apresenta uma grande dependência com a distribuição espectral da radiação solar. Medidas de campo e de laboratório, levadas a cabo no ISET em Kassel, [18], permitiram comparar o desempenho de módulos de diferentes tecnologias em função das respectivas curvas de resposta espectral.

A análise das curvas apresentadas na Figura 2.30, mostra que o silício cristalino tem uma resposta espectral elevada e conseqüentemente uma boa absorção da irradiância solar (superior a 0.4), para comprimentos de onda (c.d.o.) entre os 380 nm e os 1 050 nm, com um máximo próximo dos 900 nm.

Os módulos de tecnologia CIS apresentam uma resposta espectral elevada entre os 400 nm e os 1000 nm, sendo máxima próximo dos 775 nm.

O Telureto de Cádmio, CdTe, tem uma resposta espectral elevada entre os 500 nm e os 840 nm, sendo máxima próximo dos 750 nm.

Por sua vez o silício amorfo apresenta uma resposta espectral elevada entre aproximadamente os 330 nm e os 600 nm sendo máxima próximo dos 450 nm.

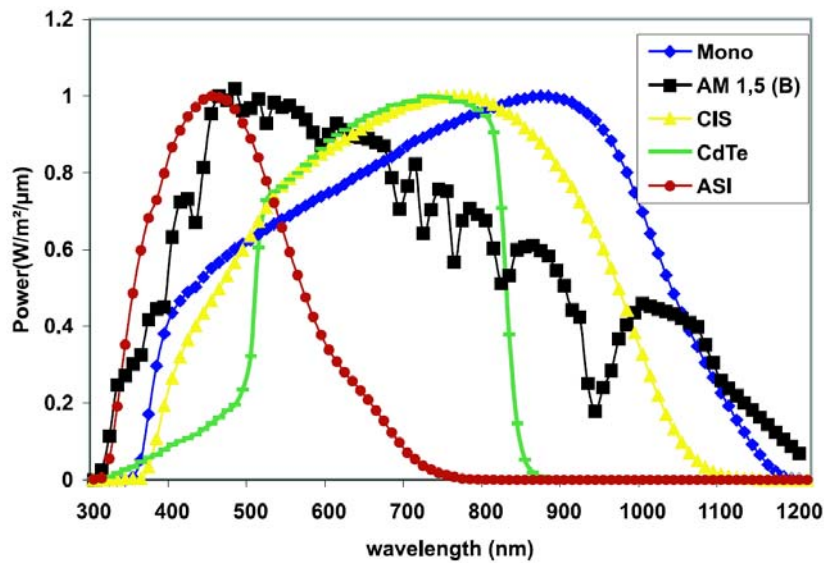


Figura 2.30. Curvas de resposta espectral de células solares construídas com as principais tecnologias PV comparadas com a distribuição espectral da irradiância solar em condições AM1.5, [18]

As tecnologias de silício monocristalino e CIS, têm janelas de sensibilidade espectral mais largas, apresentando melhores respostas para maiores c.d.o. do espectro solar, ou seja na região do infravermelho próximo. As tecnologias CdTe e a-Si, têm janelas de sensibilidade mais apertadas. A tecnologia a-Si, apresenta melhores respostas quando o espectro solar é mais rico em radiação de menores c.d.o. e a tecnologia baseada no CdTe quando o espectro é mais rico em radiação com c.d.o. da região central do espectro.

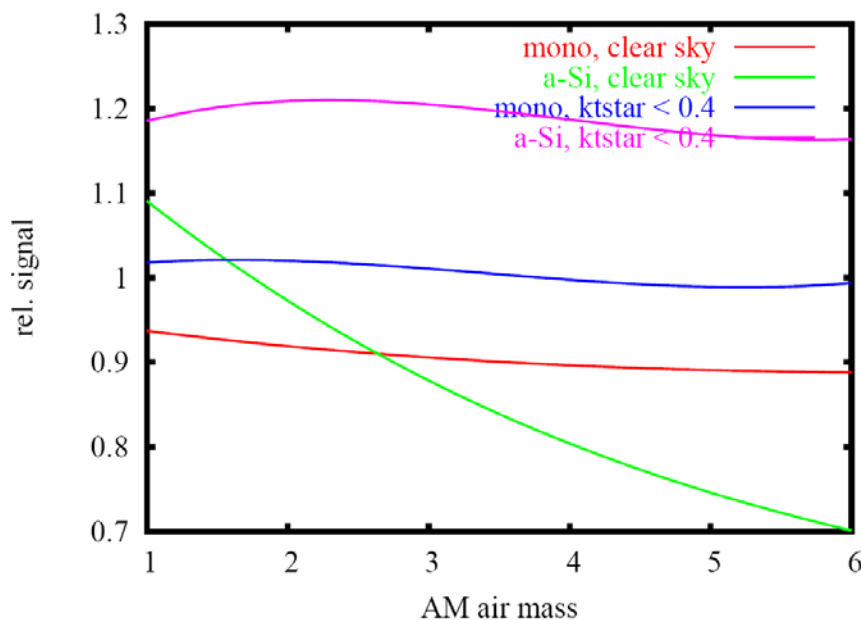


Figura 2.31. Variação do sinal de células solares de referência, relativamente a um piranómetro, em função da massa de ar e do índice de transparência da atmosfera<sup>28</sup>,  $k_t$ , para céu limpo  $k_t > 0.8$  e céu nublado,  $k_t < 0.4$ , [18]

<sup>28</sup>  $k_t$  é o índice de claridade da atmosfera ou, índice de transparência da atmosfera, definido como a razão entre a irradiação global à superfície da Terra e a irradiação solar incidente no topo da atmosfera.

Na Figura 2.31, podemos ver que, relativamente à irradiância medida com um piranómetro, a resposta da tecnologia a-Si é maior para: dias de céu nublado, chegando a valores  $\sim +20\%$  e em dias de céu limpo, para uma massa de ar  $AM < 1.6$ , condições que ocorrem normalmente no Verão próximo do meio-dia solar; por outro lado é muito inferior para percursos na atmosfera com valores de  $AM$  elevados em dias de céu limpo.

Relativamente à irradiância medida com um piranómetro, observa-se que uma célula de silício cristalino em dias de céu limpo tem uma resposta inferior, que varia entre  $\sim -7\%$ , na vertical, e  $\sim -12\%$ , para percursos de  $AM$  mais elevados. A célula apresenta no entanto uma resposta praticamente idêntica à do piranómetro em condições de céu nublado.

### 2.3.4 Dispositivos fotovoltaicos com multi-junções

A solução lógica para aproveitar a totalidade da distribuição espectral da radiação solar é produzir dispositivos fotovoltaicos com multi-junções, constituídos pela deposição de materiais com diferentes curvas de resposta espectral, na forma de filmes finos em multicamadas, e que se designam, como já dissemos, por “tandem”.

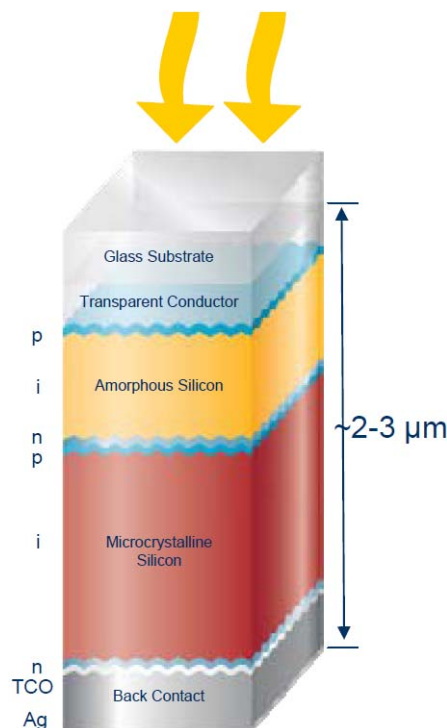


Figura 2.32. Constituição de um dispositivo fotovoltaico de dupla-junção, baseado em filmes finos de silício, a-Si:H /  $\mu$ c-Si:H, [16]

Na Figura 2.32, apresenta-se a constituição dos módulos de dupla-junção produzidos nas linhas de produção SunFab, que têm actualmente um rendimento de  $8\%$  e que prevêem chegar a  $10\%$  em 2010, Daube, [16]. Os módulos baseados nesta tecnologia de filmes finos de dupla-junção, silício amorfo / silício microcristalino (a-Si:H /  $\mu$ c-Si:H), apresentam uma curva de resposta espectral adaptada ao espectro solar, nas condições  $AM1.5$ , Figura 2.33.

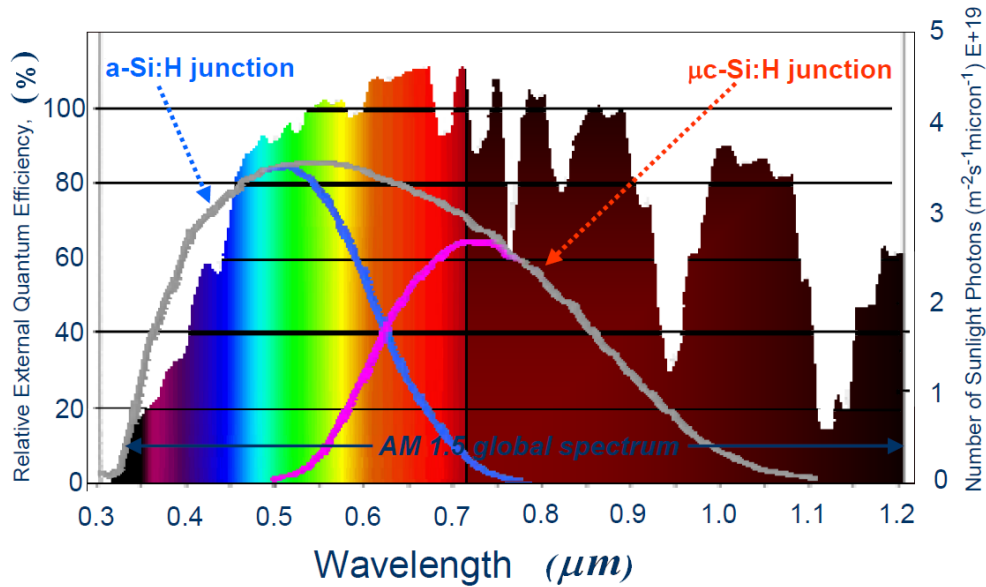


Figura 2.33. Curvas de resposta espectral num dispositivo dupla-junção, a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H, [16]

A empresa UniSolar por sua vez, desenvolveu uma outra solução, produzindo módulos fotovoltaicos de tripla-junção, [52], que apresentam uma curva de resposta espectral, Figura 2.34, que, relativamente ao dispositivo de dupla junção, se adapta melhor ao espectro da radiação solar na região central do espectro, com um máximo próximo dos 600 nm.

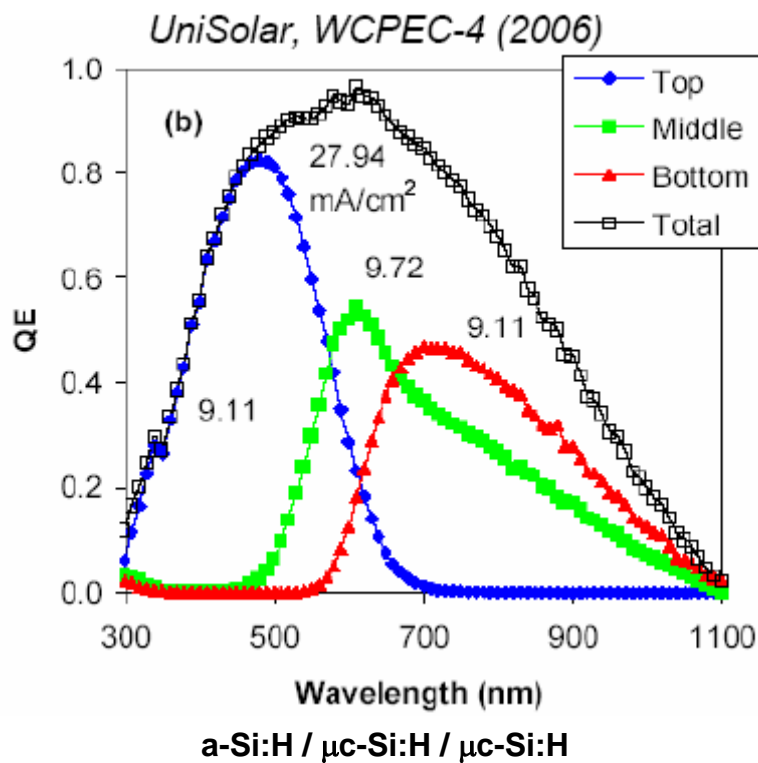


Figura 2.34. Curvas resposta espectral num dispositivo tripla-junção, “tandem”, Meier [52]

No entanto, apesar das suas características em termos espectrais, os dispositivos multi-junção, que se integram tecnologicamente, na área dos módulos de filmes finos, continuam a ter actualmente dificuldades para se impor no mercado de forma significativa, Figura 2.35, surgindo apenas a Sharp na 5ª posição do “top-ten” dos fabricantes de filmes finos, em 2007, com uma produção de 20 MW de módulos de dupla-junção, a-Si:H /  $\mu\text{c-Si:H}$ . Este facto, resulta de os rendimentos conseguidos nos módulos de multi-junção comerciais serem apenas ligeiramente superiores, aos rendimentos nos módulos de silício amorfo de uma única junção.

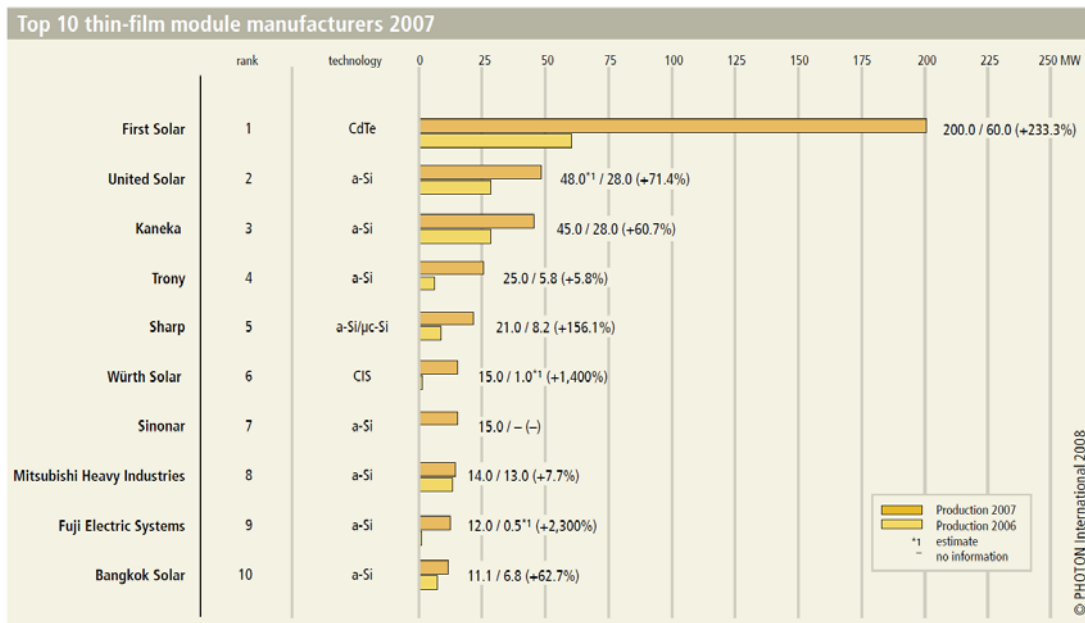


Figura 2.35. Repartição da produção mundial de módulos de filmes finos, em 2007, [30].

De referir também que, em geral, os módulos baseados em filmes finos, têm apresentado preços de venda, por unidade de potência pico, inferiores aos módulos de silício cristalino, mas ainda não o suficiente para contrabalançar os sobrecustos e se imporem no mercado.

Os sobrecustos dos módulos de filmes finos resultam no essencial de:

- Apresentarem uma potência pico inicial superior à potência pico estabilizada, que pode chegar a 20 % no caso silício amorfo, o que obriga a sobredimensionar cabos, inversores e outros equipamentos na mesma percentagem, relativamente a um sistema baseado em módulos de silício cristalino com a mesma potência estabilizada.
- Apresentarem um rendimento que é actualmente da ordem de metade do rendimento dos módulos de silício cristalino. O que implica que, a área de módulos de filmes finos necessária para se obter um sistema fotovoltaico com uma dada potência é cerca do dobro da área de módulos de silício cristalino, levando em geral à duplicação dos custos com estruturas de suporte e com terrenos (se aplicável).

No entanto estamos a assistir actualmente a uma alteração gradual no mercado, como mostra o crescimento verificado na capacidade de produção de módulos de CdTe, pela First Solar, que aumentou em cerca de 233 % a capacidade instalada, em 2007. Também em Portugal, a Fábrica Solar Plus iniciou a sua produção de módulos de silício amorfo, com uma capacidade instalada de 6 MW anuais e prevê aumentá-la para 17 MW até final de 2010.

## 2.4 Componentes dos sistemas PV ligados à rede

### 2.4.1 O gerador PV

Para constituirmos um gerador fotovoltaico podemos associar os módulos em série e em paralelo de forma a obtermos a tensão de funcionamento e potência pico desejadas.

Os módulos são ligados em série constituindo uma série, ou ramo do gerador (“string”), sendo o número 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 modo a satisfazerem a potência requerida do gerador, Figura 2.36.

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

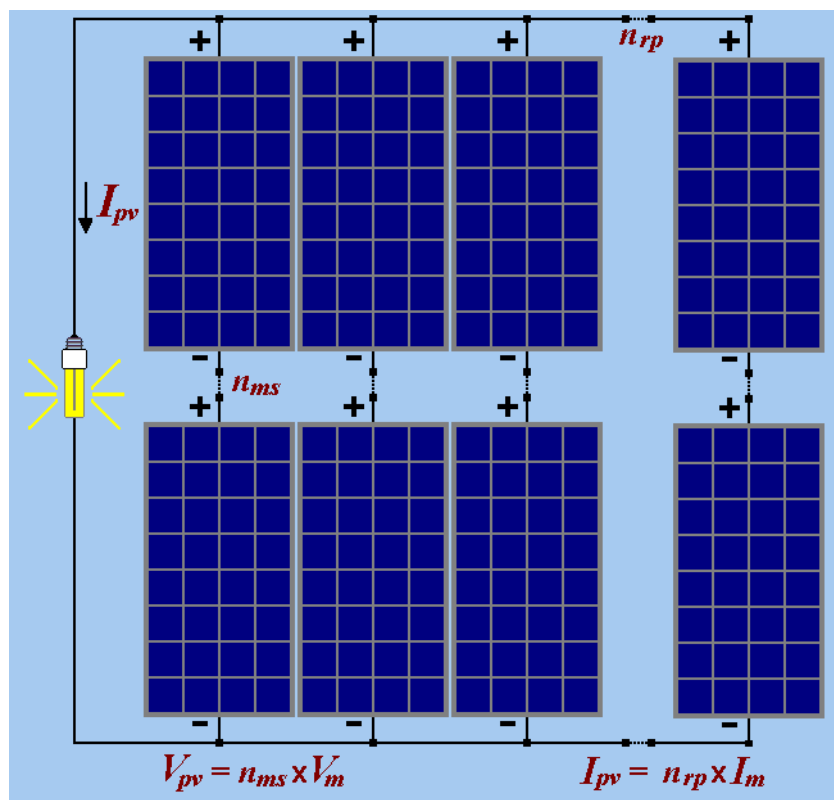


Figura 2.36. Gerador fotovoltaico constituído por  $n_{rp}$  ramos de módulos ligados em paralelo, com  $n_{ms}$  módulos ligados em série cada um.

#### Número máximo de módulos em série

O número máximo de módulos em série num gerador fotovoltaico, numa central a ligar à rede, é em geral determinado pelo menor valor, ou, da tensão máxima permitida no inversor,  $V_{cc\ max}$ , ou, da tensão máxima de módulos em série permitida pelos módulos,  $V_{pv\ max}$ , a dividir pela tensão de circuito aberto máxima dos módulos, calculada para a temperatura mínima das células nas condições de funcionamento esperadas e uma irradiância  $G_{i\ ref} = 1000\ Wm^{-2}$ ,

$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor Valor}(V_{cc\ max}, V_{pv\ max})}{V_{oc\ max} (G_{i\ ref}, T_{cel\ min})} \quad (2.37)$$

Nas condições referidas a expressão da tensão de circuito aberto ( 2.35 ), assume a forma

$$V_{oc\ max} = V_{oc\ ref} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{cel\ min} - T_{ref})) \quad (2.38)$$

Habitualmente neste cálculo utiliza-se para valor da temperatura mínima das células<sup>29</sup>,  $T_{cel\ min} = -10\ ^\circ\text{C}$ , e atendendo a que  $\beta \approx -0.35\ \% / ^\circ\text{C}$ , a expressão ( 2.38 ) da tensão de circuito aberto máxima dum módulo toma a forma adoptada em alguns guias técnicos, [11],

$$V_{oc\ max} \approx 1.15 V_{oc\ ref} \quad (2.39)$$

Vindo então o número máximo de módulos em série no gerador aproximadamente dado por

$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor Valor}(V_{cc\ max}, V_{pv\ max})}{1.15 V_{oc\ ref}} \quad (2.40)$$

### ***Número máximo de ramos em paralelo***

Nos sistemas PV, em determinadas condições, podem existir reflexões provocadas por nuvens altas, ou, por montanhas próximas, que levam a que a irradiância incidente nos módulos ultrapasse a irradiância STC de  $1\ 000\ \text{Wm}^{-2}$ .

O cálculo da corrente máxima em qualquer dos cabos eléctricos que transportam a corrente produzida, entre os módulos, nos diversos ramos de módulos em paralelo, e entre estes e o inversor, deve ser sempre efectuada, considerando a corrente de curto circuito de cada módulo,  $I_{sc\ ref}$ , multiplicada por 1.25, de acordo com a norma IEC 60364-7-712: 2002, [86]. Esta metodologia corresponde a considerar-se a possibilidade de ocorrência de uma irradiância máxima nos módulos de  $1\ 250\ \text{Wm}^{-2}$ , uma vez que a corrente de curto-circuito é proporcional à irradiância solar incidente.

O número máximo de ramos em paralelo, depende da corrente máxima permitida pelo inversor  $I_{cc\ max}$ , e da corrente máxima produzida em cada ramo de módulos em série. Nestas condições, o número máximo de ramos em paralelo, vem limitado por

$$n_{rp} \leq \frac{I_{cc\ max}}{1.25 I_{sc\ ref}} \quad (2.41)$$

<sup>29</sup> Deve no entanto sempre verificar-se a existência de registos climatológicos da temperatura ambiente para o local, que justifiquem a utilização de um valor da temperatura das células inferior.

De qualquer modo, a configuração final do gerador PV, ou seja, o número de módulos em série e em paralelo adoptada, resulta sempre de um compromisso entre, as características técnicas do inversor, as características técnicas dos módulos, a potência pico pretendida e até, a área disponível para a instalação dos módulos. Abordaremos esta questão em detalhe, no Capítulo 4, no caso concreto dos sistemas PV instalados no Edifício Solar XXI.

### 2.4.2 Seguidores do ponto de máxima potência

Estes equipamentos, 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, às condições de temperatura das células nos módulos e da irradiância solar incidente, aumentando o rendimento do gerador, ver Figura 2.26 e Figura 2.37.

Basicamente utilizam algoritmos que procuram o ponto máximo da curva da potência PV “produzida” pelo gerador em função da tensão aplicada aos módulos através de métodos iterativos.

Habitualmente são conhecidos pela sigla MPPT, que resulta da designação em língua inglesa *Maximum Power Point Tracker*.

Os inversores actualmente utilizados nos sistemas ligados à rede eléctrica, têm em geral integrada a função de MPPT, por forma a maximizar a potência entregue à rede e consequentemente aumentar também o valor da remuneração mensal pela energia eléctrica entregue.

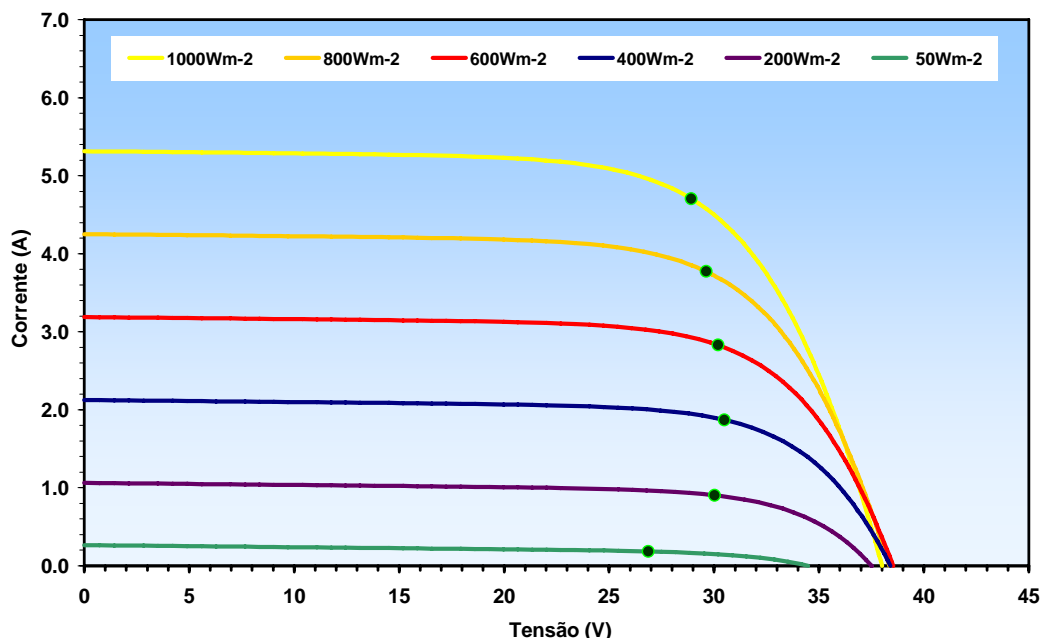


Figura 2.37. Curvas característica para o módulo Shell SE160C, e respectivos pontos de potência máxima, obtidas a diversas irradiâncias para a temperatura ambiente de 20 °C.

### 2.4.3 Inversores

Os inversores são conversores electrónicos de potência, que permitem transformar a energia eléctrica em corrente contínua, produzida pelo gerador fotovoltaico, em energia eléctrica em corrente alternada, de modo a permitir a entrega da energia produzida na rede eléctrica pública, nos sistemas PV ligados à rede, ou, a permitir a utilização de electrodomésticos comuns existentes no mercado, no caso de sistemas PV isolados. Na Europa, os inversores em qualquer dos casos devem em geral converter a c.c. para a tensão e frequência nominais da rede pública de baixa tensão, respectivamente 230 V e 50 Hz.

Os inversores actualmente existentes produzem uma onda sinusoidal e podem ser de dois tipos: auto-comutados, para sistemas fotovoltaicos isolados e comutados pela rede, para sistemas ligados à rede eléctrica ou a geradores auxiliares que produzam corrente alternada.

Nos inversores comutados pela rede existem no mercado inversores sem transformador, e portanto, sem isolamento galvânico entre os circuitos de c.c. e de c.a., e inversores com transformador e isolamento galvânico.

Por forma a permitir o correcto funcionamento do MPPT integrado nos inversores, destinados a ser ligados à rede eléctrica 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 a interface entre a rede pública e as centrais fotovoltaicas, pelo que estão sujeitos a requisitos específicos em termos de qualidade da energia entregue e em termos de segurança.

#### *Características da interface entre as centrais PV e a rede eléctrica*

As características técnicas que deve ter a interface entre as centrais PV e a rede eléctrica pública, em termos da compatibilidade eléctrica e de segurança de pessoas e equipamentos, são especificadas (embora sem carácter de obrigatoriedade) na norma internacional IEC 61727, [105].

A mesma norma, estipula que os inversores destinados a ser ligados à rede eléctrica, quando funcionam à potência nominal, não devem apresentar uma distorção harmónica total da corrente superior a 5 %. A distorção harmónica total (THD) é definida na norma por:

$$THD_X = \frac{1}{X_1} \cdot \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} X_n^2} \quad (2.42)$$

Sendo  $X_1$  o valor RMS<sup>30</sup> da harmónica fundamental da tensão ou da corrente e  $X_n$  o valor RMS da harmónica de ordem  $n$  da tensão ou da corrente.

A norma estipula também limites de distorção na corrente eléctrica para cada harmónica, conforme os valores apresentados na Tabela 2.7.

<sup>30</sup> Valor RMS (*Root Mean Square*), valor médio quadrático, ou, valor eficaz, da tensão ou da corrente.

Tabela 2.7. Limites de distorção harmónica na corrente, para inversores ligados à rede IEC 61727, [105]

Harmónicas ímpares	Distorção
3 <sup>a</sup> à 9 <sup>a</sup>	< 4.0 %
11 <sup>a</sup> à 15 <sup>a</sup>	< 2.0 %
17 <sup>a</sup> à 21 <sup>a</sup>	< 1.5 %
23 <sup>a</sup> à 33 <sup>a</sup>	< 0.6 %
Harmónicas pares	Distorção
2 <sup>a</sup> à 8 <sup>a</sup>	< 1.0 %
10 <sup>a</sup> à 32 <sup>a</sup>	< 0.5 %

A norma internacional IEC 61727 estipula também tempos máximos de resposta para os inversores deixarem de entregar energia à rede, em função das perturbações da tensão e frequência da rede, que ocorram no ponto de ligação, Tabela 2.8.

Tabela 2.8. Regulações das protecções de interligação, para inversores ligados à rede IEC 61727, [105]

Parâmetro	Tempo máximo de funcionamento	Valor do parâmetro
Máximo da Tensão 1	2.0 s	230 V + 10 %
Máximo da Tensão 2	0.05 s	230 V + 35 %
Mínimo de Tensão 1	2.0 s	230 V – 15 %
Mínimo de Tensão 2	0.1 s	230 V – 50 %
Máximo de Frequência	0.2 s	51 Hz
Mínimo de Frequência	0.2 s	49 Hz

Mais recentemente a norma europeia EN 50438, de Dezembro de 2007, [85], veio estipular requisitos ligeiramente diferentes para a ligação de microgeradores em paralelo com a rede pública de distribuição em baixa tensão na Europa. Esta norma tem carácter obrigatório, nos países pertencentes ao CENELEC – Comité Européen de Normalisation Electrotechnique, aplicando-se designadamente às unidades de microprodução instaladas em Portugal<sup>31</sup>, ao abrigo do D.L. 363/2007, e portanto, também aos inversores das unidades que utilizam geradores fotovoltaicos.

No entanto, como mostra o Anexo A da norma EN 50438, os valores das regulações das protecções de interligação na Europa, variam quase de país para país, tendo-se no entanto conseguido chegar a acordo, quanto aos valores das regulações por defeito, que se apresentam na Tabela 2.9, e que constituem os valores a utilizar em Portugal.

<sup>31</sup> Maioritariamente constituídas por sistemas fotovoltaicos <http://www.renovaveisnatura.pt/30>

Tabela 2.9. Regulações das protecções de interligação de microgeradores à rede EN 50438, [85]

Parâmetro	Tempo máximo de ocorrência	Valor de desligação
Máximo da Tensão	0.2 s	230 V + 15 %
Mínimo de Tensão	1.5 s	230 V – 15 %
Máximo de Frequência	0.5 s	51 Hz
Mínimo de Frequência	0.5 s	47 Hz

### Rendimento dos inversores

Nos inversores ocorrem perdas na conversão da energia eléctrica, que afectam o seu rendimento, e que são principalmente de dois tipos: perdas constantes que não variam com o regime de carga, e perdas que aumentam com o regime de carga. O rendimento dum inversor, varia com a potência em c.c. que lhe é entregue para conversão e é genericamente dado pela razão entre a potência de saída em c.a. e a potência de entrada em c.c.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} \quad (2.43)$$

Os procedimentos a seguir para efectuar a medição do rendimento em inversores e outros conversores electrónicos de potência utilizados nos sistemas fotovoltaicos, são descritos na norma IEC 61683, de 1999, [102].

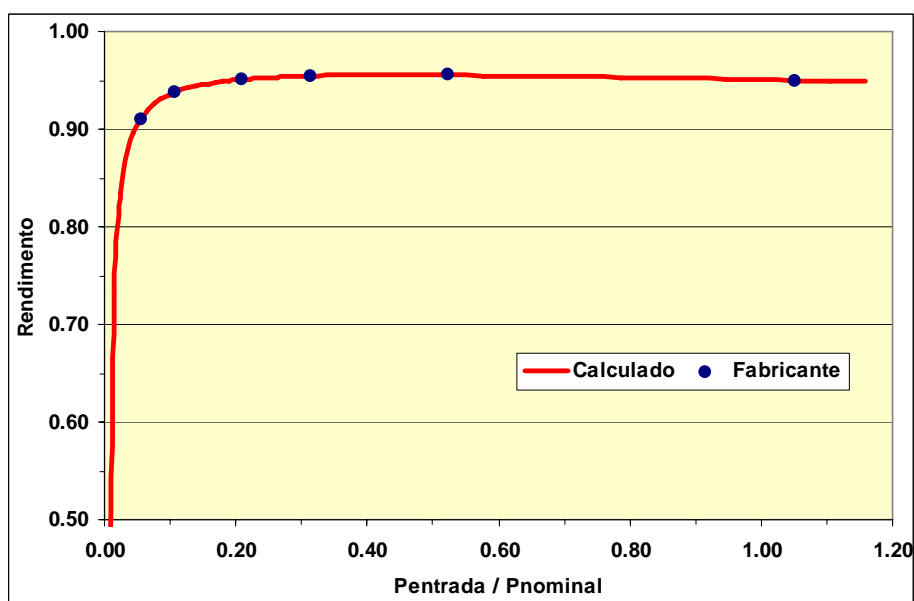


Figura 2.38. Curva de rendimento do inversor SolarMax 4200C, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada normalizada pela potência nominal.

Atendendo ao tipo de perdas que ocorrem nos inversores, a curva de rendimento varia tipicamente entre 0 %, para potências de entrada inferiores ao valor das perdas constantes, e um patamar com rendimentos acima dos 90%, para potências entre os 5 % e os 100% da respectiva potência nominal, como se mostra na Figura 2.38.

No passado era habitual os fabricantes referirem nas características técnicas dos inversores, apenas o rendimento máximo. Esta prática conduzia a erros significativos na estimativa da energia eléctrica convertida em c.a., porque não permitia prever o rendimento dos inversores nas condições reais de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, que fazem variar a potência designadamente com a irradiância e a temperatura das células dos módulos.

Em particular, a potência de entrada em c.c. proveniente do gerador PV, como já dissemos, é quase proporcional à irradiância solar e portanto, apresenta variações significativas em várias escalas de tempo, que vão desde as associadas à nebulosidade, com variações da ordem dos segundos ou minutos, até às variações associadas ao ângulo de incidência da radiação, que varia ao longo do dia e ao longo do ano.

Para resolver este problema e por forma a poder-se continuar a comparar em termos de desempenho diferentes inversores, definiu-se, já na década de 1990, um rendimento normalizado, designado por rendimento europeu,  $\eta_{EU}$ , que é calculado como uma média ponderada entre os valores do rendimento, medidos para determinados valores de potência de entrada em c.c., multiplicados por pesos, que representam a percentagem de tempo que o inversor funciona aproximadamente em média a essa potência em condições reais.

Considerando o rendimento do inversor,  $\eta_{X\%}$ , como o rendimento medido à potência X % da potência nominal de entrada, definida pelo fabricante, tem-se que

$$\eta_{X\%} = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} = \frac{P_{ca}}{X\% \cdot P_{cc\ nom}} \quad (2.44)$$

O rendimento europeu do inversor, tal como o define Haerberlin et al, 2006, [27], é dado pela média ponderada:

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.10\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.20\eta_{100\%} \quad (2.45)$$

Muitos fabricantes fornecem, além do rendimento europeu dos inversores, os valores do rendimento utilizados no seu cálculo, ou, ainda a respectiva curva do rendimento, o que permite calcular a potência entregue à rede a partir da energia “produzida” pelo gerador PV nas diversas condições de funcionamento.

Actualmente tem também vindo a ser investigado, Haerberlin et al, [27], a variação das curvas de rendimento, não só com a potência de entrada no inversor, mas também com o número de módulos em série que se ligam ao inversor. As curvas de rendimento são traçadas a diferentes níveis de tensão, a que correspondem patamares de funcionamento onde ocorrem os pontos de máxima potência nos módulos em cada série, impostos pelo MPPT, como se mostra no gráfico da Figura 2.39. Esta questão é importante porque permite fazer a optimização das diversas configurações possíveis dos módulos, ainda na fase de projecto dos sistemas fotovoltaicos, permitindo aumentar a energia entregue à rede, para a mesma potência fotovoltaica instalada, Valentini et al, [82].

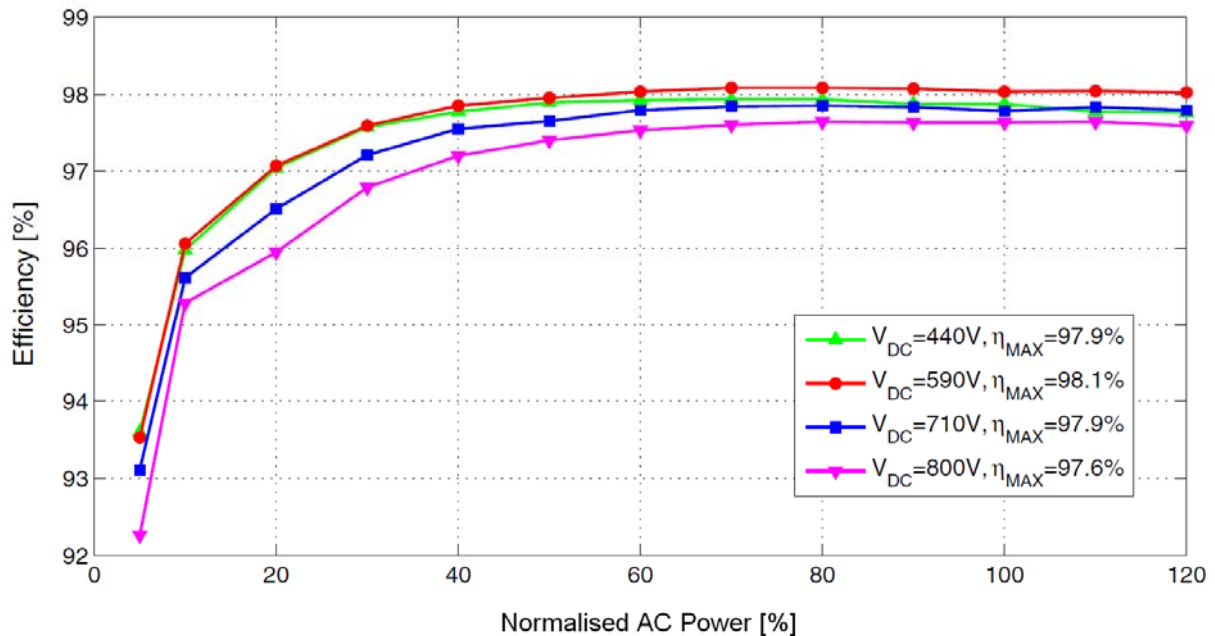


Figura 2.39. Curvas de rendimento medidas do inversor Refusol de 11kW, em função da potência de saída normalizada pela respectiva potência nominal, Valentini et al, [82].

A análise das curvas de rendimento, no caso do inversor Refusol de 11 kW, apresentadas na Figura 2.39, mostra que as diferenças medidas nos valores do rendimento máximo, são pouco significativas para a gama de tensões de entrada em c.c., entre 440 V e 710 V, pois variam apenas de 0.2 %, entre 97.9 % e 98.1 %.

Haerberlin et al, [27], ensaiaram diversos inversores<sup>32</sup> de diferentes tecnologias e marcas, no “PV Laboratory of BFH-TI”, na Suíça. Os resultados mostraram que, para diferentes níveis de tensão de funcionamento em corrente contínua, existem diferenças de até 2 % entre as curvas de rendimento independentemente de os inversores terem ou não transformador.

Os ensaios efectuados mostraram também que os inversores sem transformador continuam a apresentar rendimentos de conversão superiores aos inversores com transformador, entre 1 % e 2.5 %. Contudo, os mesmos autores referem que, no programa de acompanhamento a 60 inversores em funcionamento, a decorrer à vários anos, os resultados apontam para uma fiabilidade a longo prazo superior, dos inversores com transformador.

## 2.5 Síntese

Abordámos neste capítulo os fundamentos da conversão fotovoltaica da radiação solar. Em particular procedeu-se à caracterização do recurso solar no exterior da atmosfera e na superfície da Terra, e à apresentação das variáveis astronómicas que permitem calcular a irradiância incidente num plano inclinado, orientado para captar a radiação solar na superfície da Terra.

<sup>32</sup> Resultados dos ensaios disponíveis no site <http://www.pvtest.ch>

Apresentámos a distribuição geográfica a várias escalas, do recurso solar e da produção fotovoltaica estimada na Europa e em Portugal, para sistemas fixos e para sistemas com seguimento.

Fizemos uma breve apresentação dos processos físicos envolvidos na conversão fotovoltaica, dos principais materiais e dispositivos utilizados e da respectiva caracterização, designadamente através de parâmetros obtidos a partir das curvas características IV, traçadas nas condições de referência STC. Analisámos os efeitos da variação da irradiância e da temperatura no desempenho dos dispositivos PV.

Apresentámos as principais tecnologias fotovoltaicas presentes no mercado actual e fizemos a sua caracterização em termos de rendimentos de conversão e de sensibilidade espectral.

Terminámos com a apresentação dos principais componentes utilizados nas centrais PV e a sua caracterização em termos de desempenho energético e de conversão da energia eléctrica.

### 3. O MERCADO PV E A REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA

#### 3.1 Evolução do mercado mundial passado e futuro

##### 3.1.1 Evolução recente do mercado mundial

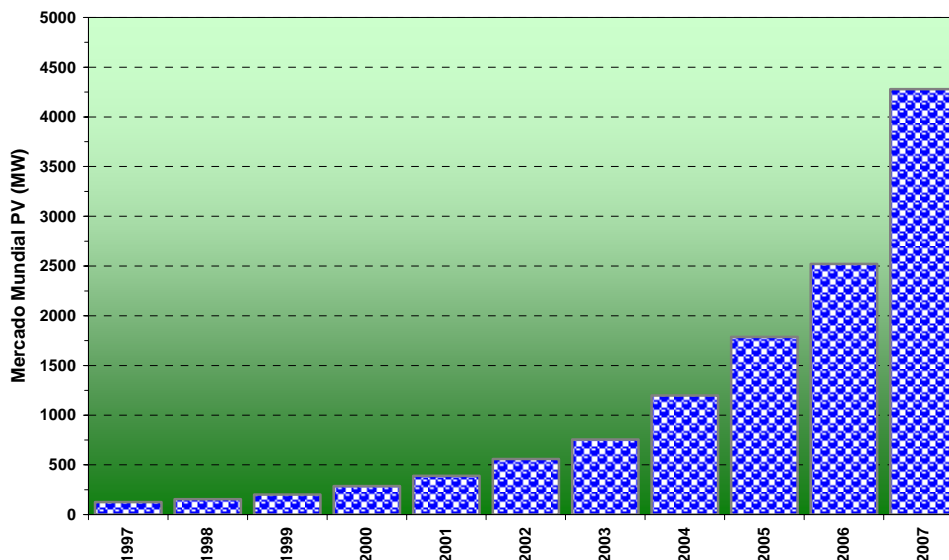


Figura 3.1. Evolução do mercado mundial PV nos últimos 11 anos, dados de [10] e [30]

As políticas implementadas em diversos países europeus e no Japão, com programas de apoio à integração de sistemas fotovoltaicos na rede eléctrica e que tiveram como “pontapé de saída” o programa alemão para a instalação de 100 000 telhados fotovoltaicos, conduziu a um crescimento médio anual do mercado mundial de 39.5 %, entre 1997 e 2006, passando a produção neste período de 126 MW para 2 540 MW.

Já no ano de 2007, a potência pico produzida a nível mundial foi de cerca de 4 280 MW, impulsionada em grande parte pelo mercado espanhol, o que representou um crescimento de cerca de 70 % face a 2006, [30].

Num relatório sobre electricidade fotovoltaica elaborado pela “European Photovoltaic Industry Association”, EPIA, e pela associação *Greenpeace*, [21], estima-se que num “Advanced Scenario”, em que se mantêm os incentivos governamentais existentes actualmente, poderemos atingir os valores de crescimento do mercado PV que se apresentam na Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Cenário de crescimento do mercado PV, “Advanced Scenario”, [21]

Período	Taxa de crescimento médio
2007-2010	40%
2011-2020	23%
2021-2030	15%

Atendendo a que em 2007, o crescimento do mercado foi de cerca de 70 %, este cenário de crescimento, para além de possível, é até talvez um pouco conservador.

Com as taxas de crescimento previstas Tabela 3.1, aplicadas aos valores do mercado registados em 2007, foi estimado o crescimento do mercado mundial para os próximos anos.

### 3.1.2 Perspectivas de evolução a nível mundial

No relatório da EPIA, [22], é prevista a evolução para as três principais áreas tecnológicas, respectivamente as tecnologias de silício cristalino, de filmes finos e de outras tecnologias emergentes, como sejam as células orgânicas e as células “dye-sensitized”, ou, células de Grätzel, [63]

O relatório considera que em termos de penetração das tecnologias, a percentagem de capacidade de produção PV a ser instalada anualmente vai variar, dos valores actuais, em que 90 % da capacidade instalada anualmente pertence ao silício cristalino e 10 % a filmes finos, para valores em 2030, em que a percentagem instalada anualmente se prevê que seja idêntica para as três tecnologias, ou seja ~33.3 %, como mostramos na Figura 3.2.

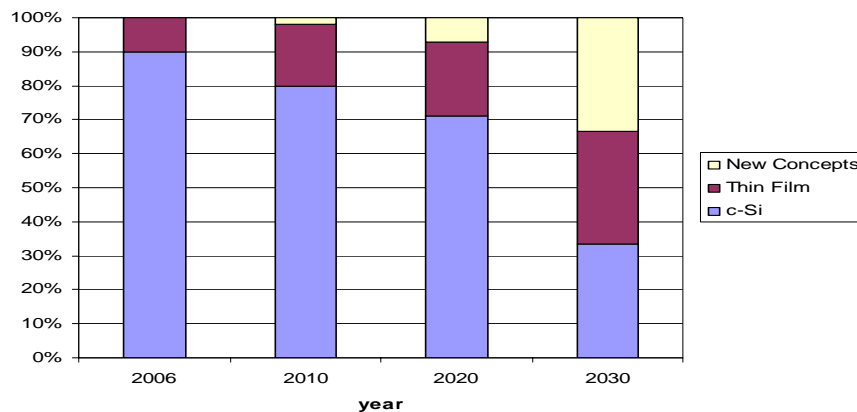


Figura 3.2. Penetração das tecnologias presente e futuro, na capacidade instalada anualmente relatório EPIA [22].

Considerando as taxas de crescimento do mercado da Tabela 3.1, aplicadas aos valores do mercado PV, verificados no ano de 2007, e a repartição por tecnologia previstas na Figura 3.2, foi estimado o crescimento do mercado mundial e da capacidade de produção a ser instalada por tecnologia para a próxima década, Figura 3.3.

Nos cenários indicados, prevê-se que em 2020 a capacidade mundial de produção de módulos PV das diversas tecnologias atinja um valor da ordem de 80 GW/ano.

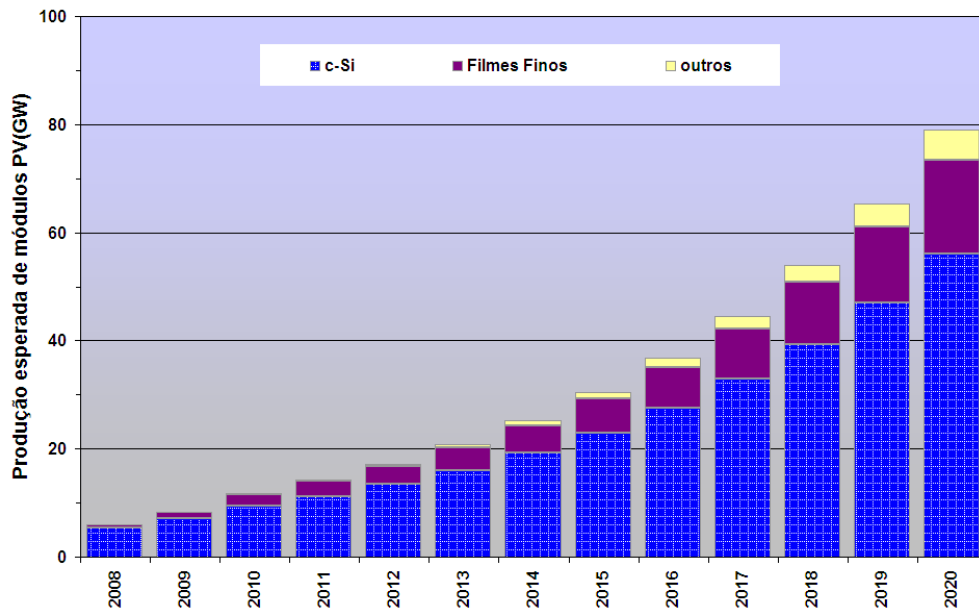


Figura 3.3. Evolução prevista da capacidade de produção de módulos PV a nível mundial.

Alguns autores, Bradford e Maycock, [10], prevêem para 2010, uma capacidade de produção de 11 GW em silício cristalino e de 2.5 GW em módulos de filmes finos, ou seja, um valor ligeiramente superior ao estimado. Mas por outro lado, prevêem que o mercado cresça para um máximo de apenas 8.5 GW, no mesmo período, ou seja, prevêem um excesso de produção, o que a verificar-se, poderá conduzir à diminuição nos preços, há muito esperada, dos módulos PV.

### 3.1.3 Evolução dos preços da electricidade e competitividade

Os sistemas ligados à rede, também designados por centrais PV, constituem actualmente a maior fatia no mercado das aplicações dos sistemas fotovoltaicos a nível mundial, europeu e nacional. No entanto, ainda não são na maior parte dos casos competitivos a nível de custos por kWh “produzido”, pelo que muitos governos elaboraram planos de apoio que passam na sua maior parte por incentivos à energia produzida através de tarifas bonificadas.

De acordo com o *Eurostat* citado no relatório EPIA & Greenpeace [21], os preços da electricidade na Europa, a 27 países, variam entre 0.07 EUR/kWh e 0.24 EUR/kWh incluindo os impostos. No período de 2005 a 2007, a electricidade nestes países subiu em média 16 %, tendo no mesmo período, os custos de produção dos sistemas fotovoltaicos diminuído.

A Figura 3.4, publicada no relatório da EPIA e Greenpeace em 2007, [21], mostra a evolução histórica dos preços da electricidade nos anos recentes e a previsão futura. A área a verde é definida pela linha de evolução dos preços da electricidade produzida por sistemas PV, em países do Norte da Europa, funcionando cerca de 900 h à potência nominal, e a linha de evolução dos preços em países do Sul, com 1 800 h de funcionamento à potência nominal<sup>33</sup>.

Prevê-se um custo da electricidade produzida por via fotovoltaica entre cerca de 0.40 EUR/kWh no Norte da Europa e 0.20 EUR/kWh no Sul, antes de 2010.

<sup>33</sup> Em Portugal com vimos a irradiação anual varia entre cerca de 1 700 kWhm<sup>-2</sup> no Norte e 2 000 kWhm<sup>-2</sup> no Sul, ou seja, entre 1 700 h e 2 000 h de funcionamento à potência nominal (em condições STC).

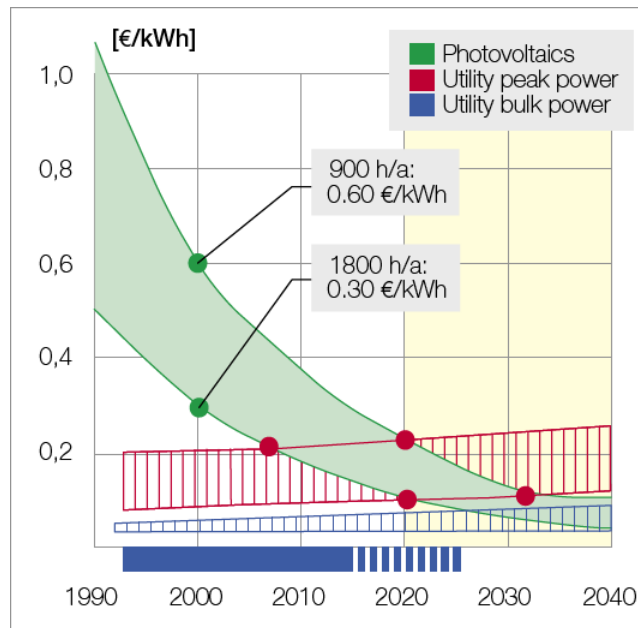


Figura 3.4. Evolução prevista dos preços da electricidade, a vermelho, e dos custos da energia produzida por centrais PV<sup>34</sup>, a verde, relatório da EPIA e Greenpeace [21].

Contrastando com a descida dos preços na electricidade produzida pelos sistemas PV, prevê-se que o custo da electricidade da rede pública continue a subir. No caso do Sul da Europa, prevê-se que a electricidade por via PV seja já hoje competitiva face aos custos da electricidade produzida por centrais convencionais nas horas de ponta.

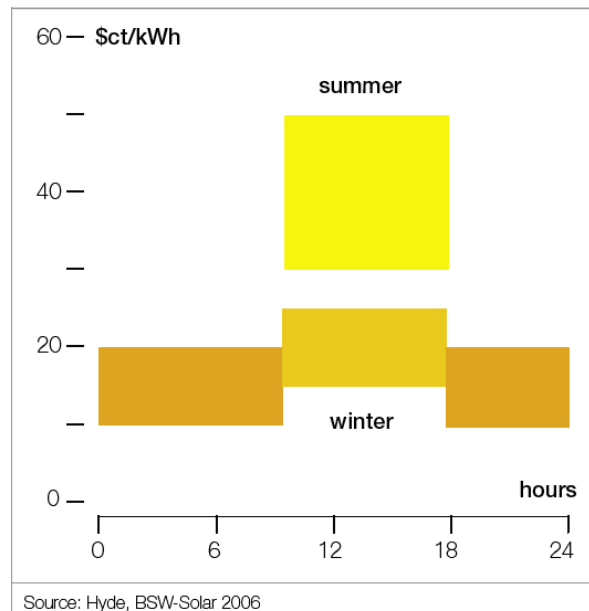


Figura 3.5. Custo da electricidade no mercado doméstico na Califórnia, [21].

<sup>34</sup> A azul indica-se o período em que os autores consideram ser necessários apoios à tecnologia PV, através de tarifas bonificadas, aproximadamente até 2020.

Em países ou estados, com o mercado da electricidade completamente liberalizado, os preços da electricidade no mercado doméstico ao longo do dia variam significativamente, atingindo valores bastante elevados nas horas de ponta do diagrama de carga<sup>35</sup>.

Por exemplo, na Califórnia, o preço da electricidade, em horas de ponta, no Verão, Figura 3.5, chega a atingir os 0.50 USD/kWh, pelo que neste estado dos EUA, a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica nas horas de ponta, já é actualmente competitiva face às centrais convencionais, com especial destaque para o período de Verão.

### 3.2 Payback energético dos sistemas PV

No passado recente era comum ouvirem-se argumentos relativos aos sistemas fotovoltaicos dizendo que estes sistemas não “produziam” no seu tempo de vida a energia consumida no seu fabrico.

Alsema et al., [9], têm desenvolvido vários trabalhos, periodicamente actualizados com a evolução tecnológica, em que calculam o período necessário para os sistemas PV produzirem a energia consumida no seu fabrico.

Apresentamos no gráfico da Figura 3.6, publicado no relatório EPIA & Greenpeace [21], os resultados obtidos por Alsema et al, para sistemas PV instalados em telhados, localizados em locais com irradiações anuais de 1 700 kWhm<sup>-2</sup>, por exemplo, no Norte de Portugal, e com 1 000 kWhm<sup>-2</sup>, por exemplo na Alemanha, para uma *Performance Ratio* de 0.75.

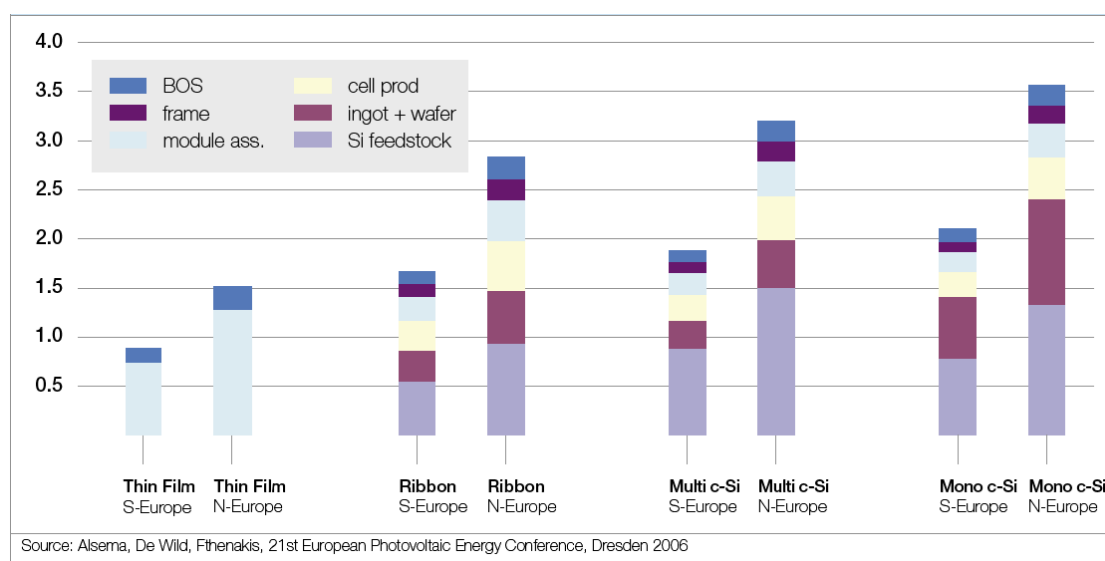


Figura 3.6. Período de *Payback* energético dos sistemas PV para diferentes tecnologias, [21]

Podemos verificar que em Portugal, com os valores de irradiação disponíveis no território, o período de retorno energético é de cerca de 2 anos para módulos de silício monocristalino e multicristalino, e inferior a um ano no caso dos módulos de filmes finos.

<sup>35</sup> Em Portugal não foram encontrados valores publicados relativos aos custos de produção da energia eléctrica nas horas de ponta.

Durante o tempo de vida esperado para os módulos PV, que é superior a 25 anos, um sistema fotovoltaico pode produzir várias vezes a energia que foi consumida no seu fabrico<sup>36</sup>.

### 3.3 Os sistemas fotovoltaicos em Portugal

#### 3.3.1 Potência fotovoltaica instalada em Portugal

A evolução da potência fotovoltaica instalada em Portugal é caracterizada por ter apresentado um crescimento anual médio, entre 1996 e 2006, de cerca de 22.5 %, devido sobretudo à instalação de sistemas isolados utilizados na electrificação rural e no sector profissional de serviços (telecomunicações, sistemas SOS, etc.) e mais recentemente com a instalação de pequenas centrais distribuídas ligadas à rede, com potências pico até cerca de 10 kW.

No entanto a construção da central fotovoltaica de Serpa com 11 MW e de outras centrais de menor dimensão, fizeram saltar a potência fotovoltaica instalada em Portugal de cerca de 3.2 MW para cerca de 17.4 MW no ano de 2007, Figura 3.7.

Para ilustrar o crescimento da potência das centrais PV, ligadas à rede em Portugal, apresentamos no *Anexo VI - Centrais Ligadas à rede em Portugal*, a cronologia das principais centrais instaladas.

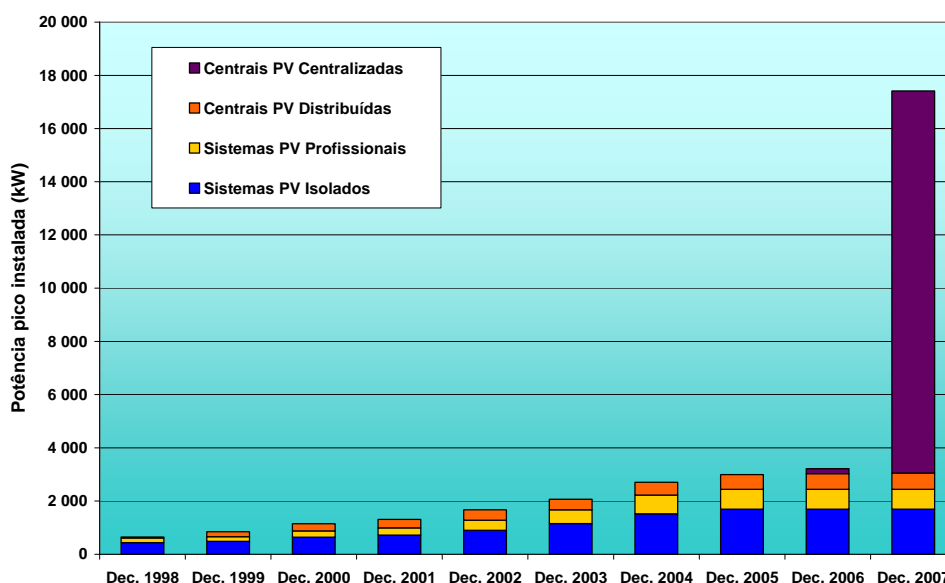


Figura 3.7. Potência pico acumulada das centrais fotovoltaicas existentes em Portugal, dados AIE-PVPS, até 2004, e dados recentes fornecidos por diversos promotores de centrais PV.

Ainda este ano é esperado um novo salto na potência pico instalada em Portugal, para um valor total de cerca de 70 MW, com a instalação das centrais PV de microprodução ao abrigo do DL 363/2007 e principalmente com a finalização da Central de Moura (Amareleja), com

<sup>36</sup> Os módulos fotovoltaicos em geral têm uma garantia de potência, concedida pelos fabricantes, que garante que após 25 anos, a potência medida nas condições STC é de pelo menos 80 % da potência nominal inicial.

uma potência pico de 46.4 MW e dotada de módulos instalados em sistemas de seguimento do Sol, ver foto da Figura 3.8.

Outras centrais deverão estar instaladas até 2010, aproveitando os pontos de ligação que já foram atribuídos a diversos promotores de projectos de produção de energia eléctrica no regime especial, com destaque para a Central na cobertura do Mercado Abastecedor da Região de Lisboa (MARL), com 6 MW, e de uma Central em Ferreira do Alentejo, com 10 MW, entre outras.

No entanto, para lá de 2010 em Portugal, não existem medidas conhecidas de apoio a produtores no regime especial, aplicáveis a novos projectos de centrais fotovoltaicas.

Esta situação é de lamentar, pois inviabiliza por exemplo a apresentação de projectos com integração de centrais PV nos edifícios que vão a ser construídos e não permite aproveitar, desde já, as áreas disponíveis nas coberturas e fachadas desses edifícios para conversão fotovoltaica da energia solar em energia eléctrica<sup>37</sup>.



Figura 3.8. Foto de uma parte da central da Moura (Amareleja), com a potência pico total de 46.4 MW, foto do autor.

<sup>37</sup> A legislação actualmente existente no regime especial traça objectivos apenas até ao final de 2010. A potência permitida a centrais fotovoltaicas com base na actual legislação, será então de apenas 3.6 kW, no regime bonificado, e de 5.75 kW, no regime geral, como unidades de microprodução, previstas no DL 363/2007, como veremos no próximo ponto.

## 3.4 Remuneração das centrais fotovoltaicas em Portugal

### 3.4.1 Breve cronologia do quadro legislativo aplicável às centrais renováveis

- ❖ O **DL 189/88**, de 27 de Maio, constitui o diploma original que instituiu a produção de energia eléctrica em regime especial por produtores independentes e em que se baseia a actual legislação. O DL estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e electricidade. Traduziu no plano legislativo, um objectivo nacional de incentivo ao aproveitamento dos recursos endógenos, nomeadamente das energias renováveis, tendo em vista a diminuição da dependência externa do país em energia primária. O diploma permitiu o desenvolvimento acentuado da produção de energia eléctrica por produtores independentes a partir designadamente de parques eólicos e de mini-hídricas.
- ❖ As bases de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) foram estabelecidas pelo DL 182/95 de 27 de Julho, o qual ficou a compreender na altura o sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). O SEI incluía, o sistema eléctrico não vinculado, a produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis (com excepção da hidráulica) e a produção de energia eléctrica em instalações de cogeração. A actividade de produção de energia eléctrica por cogeração passou então a ser regulada por diploma próprio, o DL 186/95, de 27 de Julho.
- ❖ O DL 313/95, de 24 Novembro, veio estabelecer nesta nova organização do sistema eléctrico o regime jurídico do exercício de produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA, bem como, da produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis (com excepção da hidráulica), ou de combustíveis de origem nacional, resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.
- ❖ O **DL 168/99**, de 18 de Maio, alterou a redacção do DL 189/88, procedendo a uma completa alteração do tarifário aplicável à energia eléctrica entregue à rede pelas centrais que utilizam recursos de energia renováveis, introduzindo uma fórmula de cálculo da remuneração, que permite a internalização dos benefícios proporcionados por estas instalações.

A formulação introduzida permitia também a actualização mensal da remuneração da energia entregue pelas centrais, a partir do Índice de Preços no Consumidor (IPC) sem habitação no continente<sup>38</sup>, verificado no mês anterior. A remuneração para um mesmo tipo de central e escalão de potência, era igual para as centrais já em funcionamento e para as novas centrais.

O diploma estabeleceu também que os incentivos, em termos de remuneração da energia eléctrica entregue à rede, eram válidos durante os primeiros 144 meses de exploração de cada Central Renovável.

- ❖ O DL 312/2001, de 10 de Dezembro, definiu os procedimentos a seguir para solicitar os pontos de ligação à rede de energia eléctrica, e estabeleceu as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), por forma a permitir a recepção e entrega de energia eléctrica proveniente de novos centros electroprodutores do SEI.

---

<sup>38</sup> Este índice é publicado mensalmente pelo Instituto Nacional de Estatística, [www.ine.pt](http://www.ine.pt)

- ❖ O **DL 339-C/2001**, de 29 de Dezembro, veio rever o DL 189/88, com a redacção dada pelo DL 168/99, introduzindo alterações indispensáveis para uma remuneração diferenciada da energia eléctrica entregue à rede pública por tecnologia renovável utilizada e regime de exploração, com destaque para os incentivos ao aproveitamento da energia das ondas e da energia solar fotovoltaica. Com este objectivo, reviu a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública, com a introdução de um coeficiente *Z* que assume vários valores que variam com a tecnologia utilizada e o regime de exploração.

Com este diploma deixou de haver um limite temporal à validade das tarifas de remuneração da energia entregue.

- ❖ O Decreto-Lei nº 68/2002, de 25 de Março, veio regular o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT), desde que a potência a entregar à rede pública não fosse superior a 150 kW e o consumo próprio, ou o fornecimento a terceiros, seja pelo menos 50 % da energia eléctrica produzida.

A Portaria nº 764/2002 de 1 Julho, estabeleceu os tarifários aplicáveis a estas instalações e a sua vigência.

O Despacho da Director da DGGE de 29 de Outubro de 2004, veio estabelecer os Procedimentos de licenciamento de Instalações Eléctricas de Microprodução com Autoconsumo do grupo II; ou seja, apenas para as centrais com correntes de injeção na rede pública de BT superiores a 16 A por fase e potência não superior a 150 kW.

- ❖ O **DL 33-A/2005**, de 16 de Fevereiro, alterou o Anexo II do DL 189/88, na redacção que lhe foi dada pelo DL 189/99 e DL 339-C/2001. O diploma veio actualizar os valores das constantes da fórmula cálculo da remuneração da electricidade produzida a partir de recursos renováveis no regime especial, garantindo a respectiva remuneração durante um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos para cada uma das tecnologias e regimes de exploração que considera. Ou seja, este diploma reintroduziu limites à validade das tarifas em termos de tempo e de quantidade de energia entregue, que variam com a tecnologia empregue na central.

No caso das centrais fotovoltaicas licenciadas a remuneração passou a ser válida para os primeiros **21 GWh** entregues à rede, por “megawatt de potência de injeção na rede atribuído”<sup>39</sup>, e até um limite máximo de **15 anos** a contar da data em que ocorreu o início do fornecimento de electricidade à rede.

A actualização da remuneração mensal com o IPC, passou também a realizar-se apenas depois de a central começar a entregar energia à rede. Ou seja, a remuneração por kWh produzido é igual à partida para todas as centrais de um mesmo tipo e escalão de potência. No entanto, devido à inflação, há na prática uma desvalorização no valor da remuneração para as centrais que entram em funcionamento mais tarde.

O DL foi rectificado, pela Declaração de Rectificação nº 29/2005 de 15 de Abril, com a alteração de uns parêntesis na fórmula de cálculo da remuneração.

- ❖ O DL 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bem como as bases gerais do exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, como já referimos no ponto 1.1.2. Em particular, estabeleceu dois regimes distintos na produção de electricidade, designados por produção em regime ordinário e produção em regime especial.

<sup>39</sup> O DL estipula que valor da potência injeção é “determinado com base num factor de potência de 0.98”.

- ❖ A actual legislação, aplicável à remuneração da energia eléctrica produzida no regime especial, resulta da publicação do **DL 225/2007**, de 31 de Maio, e veio alterar o Anexo II do DL 189/88, na redacção que lhe foi dada pelo DL 189/99, alterada pelo DL 339-C/2001 e DL 33-A/2005.

O diploma foi também rectificado, Declaração de Rectificação nº 71/2007 de 24 de Julho, e será abordado no ponto 3.4.2.

- ❖ A publicação do **DL 363/2007**, a 02 de Novembro de 2007, veio estabelecer a remuneração das centrais de muito pequena potência, designadas de Unidades de Microprodução, com potência de ligação até 5.75 kW, designadas por “Unidades do Grupo I” e simplificar o regime de licenciamento então existente, regulado, em termos de actividade de produção de electricidade em baixa tensão, pelo DL 68/2002.

### 3.4.2 Produção de energia eléctrica no regime especial, legislação actual

#### *Produtores independentes, DL 225/2007*

A publicação do **Decreto-lei nº 225/2007**, de 31 Maio de 2007, com a Declaração de Rectificação nº 71/2007 de 24 de Julho, veio actualizar novamente os parâmetros da fórmula de remuneração da electricidade produzida a partir de recursos renováveis no regime especial, também conhecida por remuneração para produtores independentes

$$VRD_m = \{KMHO_m \cdot [PF(VRD_m) + PV(VRD_m)] + PA(VRD_m) \cdot Z\} \cdot \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{1 - LEV} \quad (3.46)$$

Em que

- a)  $VRD_m$  é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- b)  $KMHO_m$  é um coeficiente facultativo que é função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida<sup>40</sup>;
- c)  $PF(VRD_m)$  é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- d)  $PV(VRD_m)$  é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- e)  $PA(VRD_m)$  é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ ;
- f)  $Z$  é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
- g)  $IPC_{m-1}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;
- h)  $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;
- i)  $LEV$  representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

<sup>40</sup> No DL 225/2007, que republica o Anexo II do DL 189/88, é definido que as horas vazias ocorrem nos períodos 0:00 – 8:00 e 22:00 – 24:00, no horário legal de Inverno e nos períodos 0:00 – 9:00 e 23:00 – 24:00 no horário legal de Verão, sendo as horas restantes consideradas de cheia e ponta

A metodologia a seguir no cálculo das parcelas e coeficientes da fórmula de remuneração das centrais renováveis, ( 3.46 ), é definida em pormenor pelo DL, assim como as expressões e constantes a utilizar para os diversos tipos de tecnologias renováveis que a legislação prevê, Tabela 3.2, e não serão aqui repetidas.

Tabela 3.2. Tecnologias das centrais renováveis no regime especial, DL 225/2007

<b>Tipo de Tecnologia renovável</b>
Solar Fotovoltaica
Solar Fotovoltaica - Microgeração em Edifícios
Solar Termoeléctrica
Eólica
Hídrica
Combustão de Biomassa Florestal
Combustão de Biomassa Animal
Combustão de Biogás de RSU's e de ETAR's
Combustão de Biogás - Gás de Aterro
Queima de RSU Indiferenciados
Queima combustíveis derivados de RSU
Energia das Ondas - Demonstração
Energia das Ondas - Pré-Comerciais
Energia das Ondas - Comerciais

O coeficiente  $Z$ , na fórmula de cálculo da remuneração, representa o incentivo específico para uma dada tecnologia que a legislação prevê, pelo que, assume vários valores, que variam com a tecnologia utilizada nas centrais, a potência instalada e o regime de exploração. O DL 225/2007 estipula para o coeficiente  $Z$  valores superiores a “1” para todos os tipos de centrais renováveis indicados<sup>41</sup> na Tabela 3.2, com excepção da “Queima de RSU Indiferenciados”. Para as centrais que utilizam esta última tecnologia, ou, outros tipos de tecnologia renovável não indicados, o coeficiente  $Z$  toma em geral o valor “1”.

No que diz respeito às centrais fotovoltaicas, o DL 225/2007 prevê um novo tipo de central fotovoltaica dito de microgeração<sup>42</sup>, para centrais PV integradas em edifícios residenciais, comerciais, de serviços ou industriais (designadas por BIPV na terminologia inglesa), com potências pico por instalação que podem ir até 150 kW e em que o montante da remuneração é aplicável até se atingir uma potência instalada a nível nacional de **50 MW**.

Para cada central BIPV, licenciada neste regime, a remuneração é válida pelo período de **15 anos**, a contar da data de início do fornecimento de electricidade à rede, estando previstos dois

<sup>41</sup> Os valores exactos dos coeficientes  $Z$ , e o seu cálculo nalguns caso específicos, são estipulados no DL 225/2007, que aconselhamos vivamente a consultar para mais pormenores.

<sup>42</sup> Não confundir com as unidades de microprodução instaladas ao abrigo do DL 363/2007, que no regime geral podem ter no máximo, 5.75 kW de potência instalada, enquanto que as centrais de microgeração integradas em edifícios, instaladas ao abrigo do DL 225/2007 no regime especial, podem ter até 150 kW de potência.

níveis de remuneração, em função da potência da instalação, a que correspondem diferentes coeficientes de Z, Tabela 3.3.

As centrais fotovoltaicas convencionais (**PV**), foram integradas nas agora designadas, centrais de energia solar, que englobam também as centrais termoeléctricas, sendo o montante calculado, da remuneração da energia eléctrica entregue por cada uma das centrais, aplicável até haver uma potência instalada conjunta a nível nacional de **150 MW**.

Nas centrais fotovoltaicas convencionais a remuneração é válida para os primeiros **21 GWh** entregues à rede, por “megawatt de potência de injeção na rede atribuído”, e até um limite máximo de **15 anos** a contar desde a data de início do fornecimento de electricidade à rede. Este diploma continua a permitir dois níveis de remuneração, em função da potência da instalação e a que correspondem diferentes coeficientes de Z, Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Centrais BIPV e PV convencionais - validade das tarifas e valores do coeficiente Z, DL 225/2007

Tipo de Central	Validade da tarifa	Potência	Coeficiente Z
<b>Fotovoltaica Microgeração (BIPV)</b>	<b>15 Anos</b>	$P \leq 5 \text{ kW}$	<b>55.0</b>
		$5 < P \leq 150 \text{ kW}$	<b>40.0</b>
<b>Fotovoltaica (PV)</b>	<b>15 Anos ou 21 GWh/MW</b>	$P \leq 5 \text{ kW}$	<b>52.0</b>
		$P > 5 \text{ kW}$	<b>35.0</b>

Atendendo à complexidade da metodologia que os sucessivos diplomas apresentam, e que o DL 225/2007 mantém, em termos da formulação empregue, que não permite o cálculo rápido e prático da remuneração da energia produzida, para um determinado tipo de central renovável, foi desenvolvido, no âmbito das actividades do autor, no Departamento de Energias Renováveis do INETI, software específico para o respectivo cálculo.

O software tem vindo a ser actualizado com as sucessivas alterações da legislação aplicável ao regime especial, pois teve por base, na sua primeira versão o DL 168/99. O software, que descrevemos sucintamente no próximo ponto, permite calcular o valor da remuneração da energia eléctrica produzida para as diversas centrais renováveis, previstas na actual legislação para o regime especial, já apresentadas na Tabela 3.2.

### **Descrição do software desenvolvido (Centrais Renováveis)**

O software desenvolvido, implementado na linguagem “*Visual Basic for Applications*” (VBA) está integrado numa folha de cálculo MS Excel, de forma a facilitar o seu uso e a interpretação dos resultados. Mediante a selecção do tipo de central renovável e a introdução dos valores solicitados que a caracterizam, calcula o valor da respectiva remuneração mensal média, com base na actual legislação (DL 225/2207).

Folhas de cálculo que o constituem o software:

- A folha de entrada permite a selecção da central renovável e entrada dos valores que a caracterizam em termos de potência, produtividade média anual e percentagem da energia total produzida entregue em média em horas de cheia e ponta. Em função da central seleccionada, apresenta imediatamente os valores por defeito típicos para cada uma das tecnologias, assim como os limites de validade da remuneração.

Procedimentos a seguir na **Folha de Entrada**:

1. Seleccionar tipo de central renovável produtora de energia eléctrica
2. Indicar potência da central
3. Indicar a produtividade média anual da central em kWh por kW de potência instalado
4. Indicar a percentagem da Energia Total que é em média produzida em horas de ponta ou cheia (notar que há diariamente 14 horas de cheia e ponta)
5. Indicar os Índices de Preços no Consumidor sem habitação no continente, referente ao mês anterior ao do cálculo da remuneração e o de referência, para o mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável.

Na folha se Entrada são apresentados no quadro superior os resultados em termos de remuneração média por unidade de energia entregue, o período de validade da tarifa e o benefício mensal médio esperado. No mesmo quadro, é também indicada qual a melhor opção relativamente ao coeficiente de modulação tarifária ( $KMHO_m$ ), tendo em conta o tipo de central e os valores introduzidos.

- **Folha de Apresentação de Cálculos**, em que se apresenta os valores discriminados das diversas parcelas que constituem a fórmula de remuneração da energia eléctrica entregue e respectivos parâmetros, conforme estipula o DL 225/2007, para a Central escolhida e valores introduzidos.
- **Folha Auxiliar** com a designação das centrais a ser apresentadas no Menu Tipo de Central, e ainda, com os valores por defeito sugeridos para cada tipo de central em termos da potência, da produtividade e da percentagem da Energia Total, que é em média produzida em horas de ponta ou cheia.
- **Folha de Ajuda** ao software implementado com descrição dos passos a seguir na sua utilização.

No *Anexo II - Remuneração da Energia Eléctrica*, apresentam-se cópias das várias Folhas de Cálculo que constituem o software. Os valores apresentados, correspondem à utilização do software para uma central fotovoltaica com 12 kW de potência pico integrada na fachada de um edifício (BIPV), com uma produção anual média de 1 000 kWh/kW, como é indicado.

### ***Remuneração de centrais fotovoltaicas no regime especial***

O software foi utilizado para calcular a remuneração no regime especial da energia eléctrica produzida pelas centrais fotovoltaicas convencionais e centrais de microgeração integradas em edifícios (BIPV), para os vários escalões de remuneração aplicáveis, determinados pelos limites de validade do coeficiente  $Z$  e do parâmetro  $LEV^{43}$ , na fórmula ( 3.46 ).

Apresentamos na Tabela 3.4, os valores da remuneração média obtidos, para o primeiro mês de funcionamento das centrais, ( $IPC_{ref} = IPC_{m-1}$ ). Os valores da remuneração obtidos variam entre 0.469 EUR/kWh, para as centrais BIPV, com menos de 5 kW de potência, e 0.310 EUR/kWh, para as centrais PV convencionais com mais de 5 MW.

<sup>43</sup> Atendendo a que o parâmetro LEV, que representa as perdas nas redes de transporte, toma o valor de 0.015, nas centrais com uma potência superior ou igual a 5 MW, e toma o valor 0.035, para potências inferiores, faz com que haja mais um escalão de remuneração para além dos definidos pelos valores do coeficiente  $Z$ .

Tabela 3.4. Remuneração da energia produzida por centrais fotovoltaicas no regime especial (valores calculados com o DL 225/2007 e Rectificação nº 71/2007)

<b>Tipo Central</b>	<b>Potência instalada</b>	<b>Tarifa (EUR/kWh)</b>
<b>PV</b>	<b><math>P \leq 5 \text{ kW}</math></b>	<b>~ 0.447</b>
<b>PV</b>	<b><math>5 \text{ kW} &lt; P &lt; 5 \text{ MW}</math></b>	<b>~ 0.317</b>
<b>PV</b>	<b><math>P \geq 5 \text{ MW}</math></b>	<b>~ 0.310</b>
<b>BIPV</b>	<b><math>P \leq 5 \text{ kW}</math></b>	<b>~ 0.469</b>
<b>BIPV</b>	<b><math>5 \text{ kW} &lt; P &lt; 150 \text{ kW}</math></b>	<b>~ 0.354</b>

Apesar das tarifas atractivas no regime especial, lamentavelmente os pedidos de informação prévia (PIP's) para atribuição de Pontos de Interligação à rede, estão suspensos<sup>44</sup> pela DGEG, o que tem impossibilitado, por exemplo, a apresentação de projectos com integração de sistemas PV nas áreas disponíveis de edifícios.

### 3.4.3 Produção de energia eléctrica em baixa tensão

#### *Produtores consumidores*

O Decreto-Lei nº 68/2002, de 25 de Março, veio regular o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão (BT), desde que a potência a entregar à rede pública não fosse superior a 150 kW e o consumo próprio, ou o fornecimento a terceiros, seja pelo menos 50 % da energia eléctrica produzida.

A Portaria nº 764/2002 de 1 Julho, estabeleceu os tarifários aplicáveis a estas instalações e a sua vigência. As instalações licenciadas são remuneradas, pelo fornecimento da energia eléctrica entregue à rede, até um máximo anual de 50 % da energia produzida, através da fórmula seguinte

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + C_t \times EEC_m \times IPC_{dez} / IPC_{ref} \quad (3.47)$$

Em que na fórmula anterior:

- a)  $VRD_m$  é a remuneração aplicável a instalações de produção em baixa tensão, no mês  $m$ , expressa em euros;

<sup>44</sup> O último período em que foram aceites PIP's, decorreu de 1 a 15 de Setembro de 2007, mas apenas para Centrais Fotovoltaicas com potência inferior ou igual a 5 kW, desde que instaladas em escolas e cujos promotores fossem Instituições de Solidariedade Social (despacho do Director Geral da DGEG de 1 de Agosto de 2007).

- b)  $VRD(BTE)_m$  é o valor da energia eléctrica entregue à rede, no mês  $m$  pela instalação de produção, calculado com base no tarifário em vigor para a venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), em ciclo diário ou semanal, sem consideração do termo tarifário fixo nem do termo da potência contratada, expresso em euros;
- c)  $C_t$  é um coeficiente correspondente ao tipo de tecnologia utilizada pela instalação de produção, o qual:
- Deve corresponder ao prémio por kilowatt-hora necessário para viabilizar economicamente a instalação de produção de energia eléctrica, atendendo ao interesse em promover a tecnologia;
  - É fixado anualmente por despacho do Ministro da Economia, a publicar no Diário da República, 2.<sup>a</sup> série, durante o mês de Fevereiro, podendo a sua fixação ser delegada no director-geral da Energia;
  - É aplicável às instalações de produção de energia eléctrica cujo processo de licenciamento seja considerado pela Direcção-Geral da Energia completo, na parte de que é responsável o produtor-consumidor, no ano daquela publicação;
  - É expresso em euros/kilowatt-hora;
- d)  $EEC_m$  é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação de produção, no mês  $m$ , nas condições mencionadas no n.º 1, expressa em kilowatt-hora;
- e)  $IPC_{dez}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês  $m$ ;
- f)  $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de  $C_t$  aplicável à instalação de produção.

As instalações de produção de energia eléctrica, no regime do produtor consumidor podem utilizar várias tecnologias. A mesma Portaria nº 764/2002, definiu quais os tipos de tecnologia e os respectivos valores do prémio, dados pelo coeficiente  $C_t$ , Tabela 3.5., a utilizar na fórmula da remuneração, ( 3.47). O valor remuneração é válida nos primeiros 10 anos de funcionamento da instalação e passa a metade nos 5 anos seguintes.

Tabela 3.5. Valores do coeficiente  $C_t$ , publicados na Portaria nº 764/2002, para o regime dos produtores consumidores, previsto no DL 68/2002

Tipo Tecnologia	$C_t$ (EUR / kWh)
<b>Motores ciclo Otto</b>	<b>0.010</b>
<b>Microturbinas de gás</b>	<b>0.015</b>
<b>Motores ciclo Stirling</b>	<b>0.020</b>
<b>Pilhas de combustível</b>	<b>0.200</b>
<b>Módulos solares fotovoltaicos</b>	<b>0.200</b>
<b>Outros equipamentos autónomos</b>	<b>0.015</b>

No caso das centrais fotovoltaicas licenciadas neste regime, o valor do prémio, relativamente ao custo da energia consumida, foi definido na portaria,  $C_t = 0.20$  EUR/kWh e não voltou a ser alterado, devido em parte, ao pouco interesse que este regime suscitou no mercado.

De facto, o tarifário aplicável não é muito favorável, porque obriga ao consumo de 50 % da energia produzida, o que equivale, a termos um prémio por unidade de energia produzida de no máximo de 0.10 EUR/kWh, relativamente ao tarifário da energia consumida, implicando tempos de retorno do investimento demasiado longos.

Por outro lado, a tarifa de venda da energia eléctrica à rede por um Produtor Consumidor depende muito do diagrama diário de entrega da energia à rede, ou seja, dos diagramas de consumo e de produção de energia verificados. Admitindo um custo médio diário da tarifa de baixa tensão especial da ordem de  $\sim 0.10$  EUR/kWh, a tarifa de venda da energia, aplicável apenas a 50 % da produção, ronda os  $\sim 0.30$  EUR/kWh, valor muito inferior ao da remuneração das centrais PV no regime especial.

O reconhecimento por parte do governo de que o número de instalações de microgeração de electricidade, a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal, não tinha atingido uma expressão significativa, esteve na génese de um novo diploma, em que se melhoraram as tarifas e se simplificaram os processos de registo, licenciamento e facturação.

#### 3.4.4 Microprodução de energia eléctrica

A publicação do **Decreto Lei nº 363/2007**, a 02 de Novembro de 2007, que veio estabelecer as regras aplicáveis às Centrais de Microprodução e a respectiva remuneração, representou um importante contributo a nível legislativo para a penetração no país da produção descentralizada de energia eléctrica por centrais fotovoltaicas. Esta legislação inovadora reconhece a qualquer consumidor de energia eléctrica o direito de também ser produtor de energia a partir de fontes renováveis, podendo ser remunerado pela totalidade da energia produzida entregue à rede a uma tarifa bonificada.

Representa a nível mundial uma inovação, estando em estudo a sua transposição para outros países europeus, designadamente em Espanha.

Esta legislação também conhecida por “Renováveis na hora”, é aplicável unidades de microprodução do grupo I, a que corresponde a uma instalação de produção de electricidade monofásica, em baixa tensão, com uma potência de ligação, (potência máxima do inversor, no caso das Centrais PV), até 5.75 kW, no regime geral e de 3.68 kW, no regime bonificado.

Pode ser produtor qualquer entidade que produza electricidade por intermédio de uma unidade de microprodução e que disponha de um contrato de compra e venda de electricidade em baixa tensão. A Potência de ligação permitida **está limitada a 50% da potência contratada**, com excepção das instalações integradas em condomínios, em que esta limitação não é considerada.

As unidades de microprodução poderão utilizar fontes de energia renovável Solar, Eólica, Hídrica, Cogeração a Biomassa e Pilhas de combustível a hidrogénio, ou, uma qualquer combinação destas fontes; ou ainda, fontes de energia não renovável se utilizarem tecnologias de Cogeração.

### ***Regime remuneratório bonificado***

As condições de acesso ao regime bonificado aplicam-se a todas as entidades, estando a potência de ligação registada anualmente sujeita a um limite nacional, definido pelo diploma, que no ano de 2008 é de 10 MW; e que é posteriormente acrescido sucessivamente, em 20 % cada ano.

Para cada unidade de microprodução no regime bonificado, com potência de ligação máxima de 3.68 kW, é definida uma tarifa única de referência aplicável à **energia entregue à rede no ano da instalação e nos cinco anos seguintes** sendo função da tecnologia ou fonte de energia renovável utilizada, Tabela 3.4.

A tarifa de referência a aplicar no ano de 2008 aos primeiros 10 MW de unidades de microgeração registados é de 0.65 EUR/kWh. A tarifa de referência para os produtores registados nos anos civis seguintes decresce de 5 % por cada 10 MW de potência de ligação registada a nível nacional.

Tabela 3.6. Tarifas de referência na microprodução em 2008 (DL nº 363/2007)

<b>Unidade de microprodução</b>	<b>Ano de 2008</b>	<b>Tarifa (EUR/kWh)</b>
<b>Solar (Tarifa de referência)</b>	<b>100%</b>	<b>0.650</b>
<b>Eólica</b>	<b>70%</b>	<b>0.455</b>
<b>Hídrica</b>	<b>30%</b>	<b>0.195</b>
<b>Cogeração a biomassa</b>	<b>30%</b>	<b>0.195</b>

Após os cinco primeiros anos civis de aplicação da tarifa garantida (excluído o ano de ligação), a **tarifa de referência a aplicar no período adicional de dez anos** será a tarifa de referência que vigorar a 1 de Janeiro, de cada ano, para as novas unidades de microgeração a ligar à rede.

No caso das centrais PV o regime bonificado só é aplicável se as entidades dispuserem de 2 m<sup>2</sup> de área de colectores solares térmicos na instalação de consumo, ou, no caso dos condomínios, se estes fizerem uma auditoria energética ao edifício e executarem as medidas de eficiência energética identificadas, que tenham um período de retorno inferior a dois anos.

### ***Regime remuneratório geral***

São considerados no regime geral, todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado, para unidades de microprodução com potência de ligação até 5.75 kW.

A tarifa aplicável em qualquer altura é igual ao custo da energia do tarifário em vigor aplicado pelo comercializador de último recurso à instalação de consumo, que actualmente é de cerca de 0.11 EUR/kWh

### Comparação entre Tarifas, nas centrais PV de microprodução

Admitindo-se que anualmente se instalam 10 MW de potência de ligação em instalações de microprodução, a tarifa para novas centrais no regime bonificado, decresce 5 % cada ano. Mostra-se na Figura 3.9, a evolução da remuneração<sup>45</sup> aplicada a uma Central PV, instalada em 2008, no regime bonificado e no regime geral ao abrigo do DL 363/2007

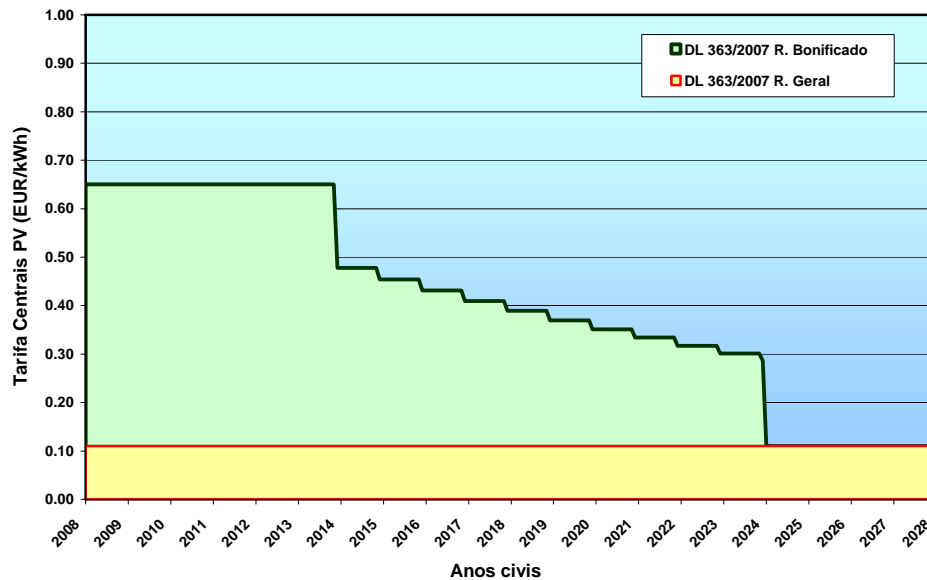


Figura 3.9. Evolução da tarifa aplicada a uma Central PV de microprodução instalada em 2008, no Regime bonificado e no Regime geral, (sem considerar efeitos da inflação)

Verifica-se que nestas condições a partir do ano de 2024, em virtude de terminar o período de validade do regime bonificado (5 + 10) a tarifa nos dois regimes é idêntica, ~ 0.11 EUR/kWh (sem considerar os efeitos da inflação).

### 3.4.5 Centrais PV < 3.68 kW, qual a melhor legislação?

Sistemas fotovoltaicos que tenham menos de 3.68 kW de Potência de ligação, tanto podem ser ligados à rede ao abrigo do DL 225/2007 rectificado, no regime especial, como ao abrigo do DL 363/2007 da microprodução.

Vamos comparar a remuneração duma central PV, se instalada no regime especial, na tarifa aplicada à microgeração em edifícios, e se instalada como instalação de microprodução, na tarifa respeitante ao regime bonificado, face à tarifa do regime geral da microprodução, que é igual ao custo da energia eléctrica consumida.

Na comparação considera-se agora os valores actualizados da remuneração (a preços de hoje), com uma taxa inflação anual média de **2.5 %**; uma taxa de inflação da energia eléctrica<sup>46</sup> de **7.5 %**; e uma taxa de actualização, igual à taxa da inflação, de **2.5 %**.

<sup>45</sup> Não se consideraram neste gráfico os efeitos da inflação e a taxa de actualização também foi considerada nula

<sup>46</sup> Notar que o Eurostat citado no relatório [21], refere que o preço da electricidade na Europa, a 27 países, no período de 2005 a 2007, subiu em média 16 %.

Continuamos a admitir que anualmente se instalam 10 MW de potência de ligação em instalações de microprodução.

### ***Microgeração em edifícios DL 225/2007 rectificado***

As centrais licenciadas ao abrigo do DL 225/2007 rectificado, beneficiam de uma tarifa que é actualizada com o IPC, sendo a respectiva remuneração a valores de hoje, imune à inflação, o que não acontece com o preço da energia eléctrica.

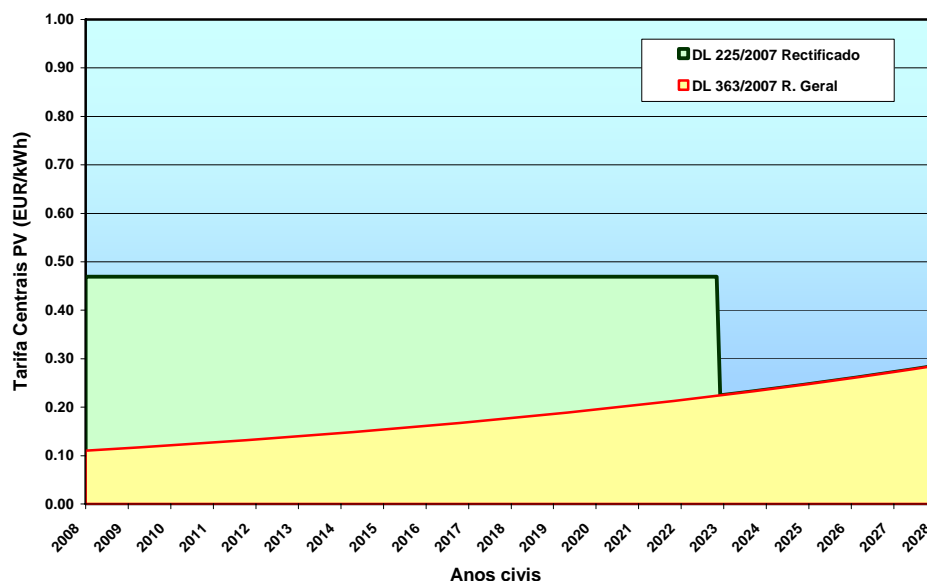


Figura 3.10. Evolução da tarifa aplicada a uma Central BIPV de microgeração no regime especial instalada em 2008. Valores actualizados, com: Taxa inflação anual média de 2.5 %; Taxa de inflação da energia eléctrica de 7.5 %; Taxa de actualização de 2.5 %.

A remuneração dum central PV, se instalada no regime especial, na tarifa aplicada à microgeração em edifícios (BIPV), ver Figura 3.10, iguala a tarifa para a energia consumida, que se prevê ser de ~ 0.224 EUR/kWh, ao fim de 15 anos, ou seja, a partir do início de 2023.

### ***Microprodução D.L. 263/2007 regime bonificado***

As centrais de microprodução instaladas ao abrigo do DL 363/2007 no regime bonificado, beneficiam de uma tarifa de maior valor no início, mas o seu valor não é actualizado com a inflação, pelo que a preços de hoje decresce no tempo.

Na Figura 3.11, mostra-se a evolução dos valores actualizados da remuneração da energia eléctrica entregue à rede neste regime, verificando-se que a partir de Setembro de 2022 a tarifa no regime bonificado é idêntica à do regime geral, ainda antes do limite de validade da tarifa (ano de instalação + 15), com um valor de cerca de ~ 0.222 EUR/kWh a preços de hoje.

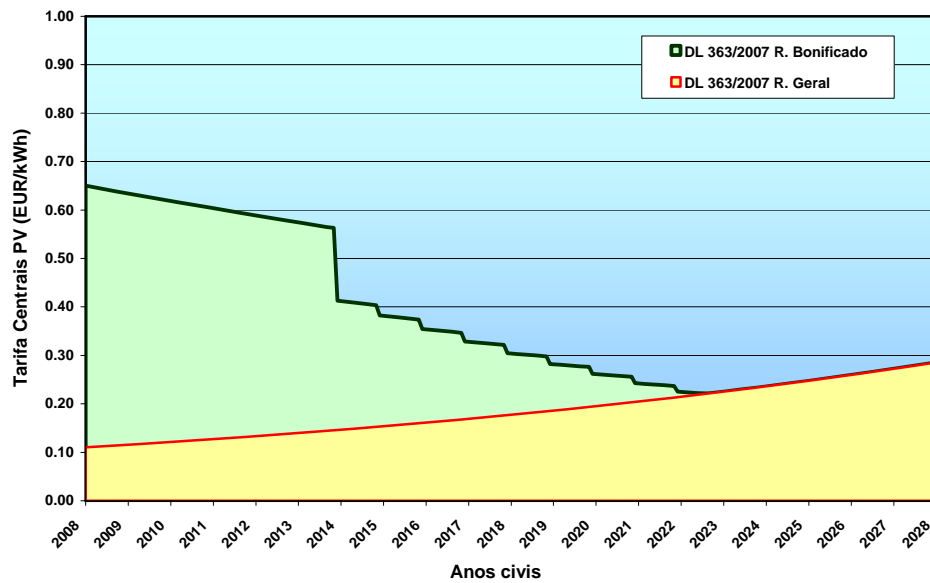


Figura 3.11. Evolução da tarifa aplicada a uma Central PV de microprodução instalada em 2008, no Regime bonificado e no Regime geral. Valores actualizados, com: Taxa inflação anual média de 2.5 %; Taxa de inflação da energia eléctrica de 7.5 %; Taxa de actualização de 2.5 %.

### Recuperação do Investimento

Para podermos comparar as duas soluções temos que estimar os valores envolvidos no investimento, os custos envolvidos em actividades de operação e manutenção, bem como a energia produzida.

Considerámos então uma central PV com 3.68 kW de potência pico, instalado em Lisboa, orientada a Sul com uma inclinação de 30°. Admitimos um custo típico para uma central desta dimensão de 6 000 EUR/kW, uma produção anual de 1 550 kWh/kW, e considerámos que os custos anuais com a operação & manutenção são da ordem de 0.25 % do investimento inicial. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 3.12

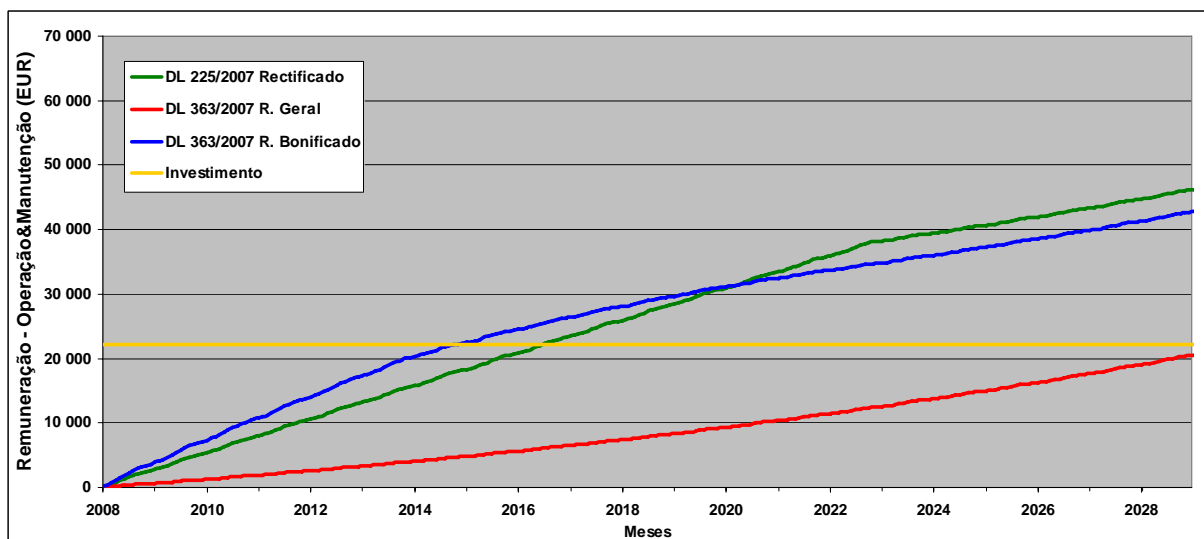


Figura 3.12. Recuperação do Investimento para a Central PV, no Regime especial do DL 225/2007, e nos regimes bonificado e geral do DL 363/2007 (Valores actualizados)

Estima-se que a recuperação do Investimento inicial, nestas condições se faz em cerca de 8 anos e 7 meses, se a central for licenciada ao abrigo do regime especial (DL 225/2007), e em cerca de 6 anos e 10 meses, se ao abrigo do regime bonificado (DL 363/2007).

No entanto, o total da remuneração recebida, a valores de hoje, após 15 anos de funcionamento, é superior em cerca de mais 3 404 EUR, quando a central é licenciada ao abrigo do regime especial do DL 225/2007. Nestas condições, se os processos que levam ao licenciamento das instalações fossem semelhantes, seria este o regime indicado para um promotor interessado em instalar centrais PV desta dimensão.

### **3.5 Tempo de vida e benefícios ambientais das Centrais PV**

#### **3.5.1 Tempo de vida**

O tempo de vida esperado para uma central PV é superior a 25 anos. Os fabricantes de módulos em particular, para além da garantia contratual obrigatória de 2 anos, garantem também o seu desempenho, em termos da potência, medida em condições STC. Dependendo do fabricante e da tecnologia empregue, garantem em geral que a potência dos módulos é de pelo menos 80 % da potência pico nominal, ao fim de 20 ou 25 anos. Relativamente a outros equipamentos como os inversores, os fabricantes concedem garantias por períodos que variam entre 2 a 5 anos, havendo muitos que oferecem a possibilidade de estender o período de garantia até 10 anos.

A monitorização das centrais PV, em especial as de maior dimensão, permite detectar falhas em módulos ou inversores e fazer-se actuar as garantias fornecidas pelos fabricantes, ou em simultâneo, permite detectar falhas resultantes do mau contacto de cabos nas ligações (que constituem as falhas mais comuns) e proceder à reparação/substituição em tempo útil.

A divulgação dos resultados obtidos na monitorização das centrais PV, forneceram os elementos necessários para a credibilização da tecnologia fotovoltaica a nível técnico e de opinião pública.

Os níveis de produtividade de energia eléctrica registados nas centrais PV, mesmo em países com menor recurso solar como a Alemanha, a par das garantias concedidas pelos fabricantes e das tarifas bonificadas implementadas pelos governos, representaram as chaves que permitiram o sucesso das Centrais Fotovoltaicas, e o crescimento quase exponencial da potência instalada a nível mundial e em especial na Europa, atraindo pequenos e grandes investidores, apesar dos investimentos iniciais serem elevados.

Os aumentos constantes dos preços das fontes de energia primária, verificados nos últimos anos, assim com os problemas ambientais associados à utilização dos combustíveis fósseis, obrigaram as sociedades a procurar alternativas designadamente na produção de electricidade.

Esclarecidas as questões relacionadas com *payback* energético das centrais PV, que discutimos no ponto 3.2, vamos analisar agora a questão dos benefícios ambientais.

### 3.5.2 Benefícios ambientais

A utilização da energia fotovoltaica, ou de outra fonte de energia não fóssil, permite evitar a emissão de vários poluentes para a atmosfera, designadamente de dióxido de carbono, de metano e de óxidos de enxofre e de azoto, pelo sistema electroprodutor nacional. Estes gases estão na origem de vários problemas que afectam o meio ambiente. Os óxidos de enxofre e de azoto emitidos para a atmosfera estão na origem da acidificação da precipitação. O dióxido de carbono, o metano e os óxidos de azoto emitidos contribuem para o aumento da temperatura à superfície da Terra, ao aumentarem o chamado “efeito estufa” na atmosfera.

O potencial de aquecimento global, dos diferentes gases que provocam “efeito estufa” na atmosfera, é habitualmente expresso em termos dos efeitos provocados pelo dióxido de carbono emitido (IPCC-SAR, 1995, [39] ), conforme a tabela que se apresenta na Tabela 3.7.

Tabela 3.7. Potencial de aquecimento global dos gases com efeito estufa (GHG) em termos de CO<sub>2</sub> equivalente emitido, IPCC-SAR, 1995, [39], num horizonte temporal de 100 anos

GHG	Equivalência
1 kg CH <sub>4</sub> =	21 kg CO <sub>2</sub>
1 kg N <sub>2</sub> O =	310 kg CO <sub>2</sub>

A produção de energia eléctrica através do sistema electroprodutor nacional, com as quotas médias de produção por tipo de central verificadas<sup>47</sup> entre 1999 a 2006, emite para a atmosfera em média cerca de **508 kg** de dióxido de carbono equivalente, por cada **MWh** de energia eléctrica consumida, como se mostra na Tabela 3.8.

Tabela 3.8. Gases com efeito estufa (GHG) emitidos pelo SEN, em termos de CO<sub>2</sub> equivalente.

Tipo de Central Fonte de Energia Primária	Contribuição média 1999 - 2006	Factores de emissão			Rendim. conversão	Transporte & Distrib.	Factor de emissão
		CO <sub>2</sub> (kg/GJ)	CH <sub>4</sub> (kg/GJ)	N <sub>2</sub> O (kg/GJ)		Perdas	GHG (kg <sub>CO2</sub> /MWh)
Hidroeléctrica	24.2%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	10.0%	0
Regime Especial	10.1%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	10.0%	0
Carvão	34.7%	94.6	0.0020	0.0030	40.0%	10.0%	956
Fuelóleo	11.0%	77.4	0.0030	0.0020	37.5%	10.0%	833
Gasóleo		74.1	0.0020	0.0020	35.0%	10.0%	854
Gás Natural	20.1%	56.1	0.0030	0.0010	53.0%	10.0%	426
<b>Electricidade Produzida</b>	<b>100.0%</b>	<b>141.7</b>	<b>0.0042</b>	<b>0.0040</b>		<b>10.0%</b>	<b>508</b>

<sup>47</sup> Quotas obtidas a partir dos dados da REN, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

Tomaram-se em conta nestes cálculos as emissões específicas de CO<sub>2</sub> equivalente, nas centrais térmicas, verificadas no ano de 2001, apresentadas no “Relatório Síntese – Estudo sobre o Sector Eléctrico e o Ambiente”, [13]:

❖ Centrais a Fuelóleo:	Setúbal e Carregado	~ 750 kg/MWh
❖ Centrais a Carvão:	Pêgo e Sines	~ 860 kg/MWh
❖ Central a Gás Natural	Tapada do Outeiro	~ 380 kg/MWh

Os rendimentos de conversão das centrais foram ajustados de forma a obter os valores das emissões indicadas à saída das centrais, considerando que as perdas médias no sistema de transporte e distribuição de energia foram de 10 %.

No entanto, as centrais PV entregam toda a energia que produzem à rede nos períodos de cheia e ponta do diagrama de consumo nacional. A implementação em larga escala de centrais fotovoltaicas, permite diminuir a contribuição das centrais térmicas a fuelóleo, que ainda são utilizadas actualmente para satisfazer parte do consumo nestes períodos, conforme se mostrou na Figura 1.1, Figura 1.2 e Figura 1.6.

Neste cenário I, podemos considerar que centrais fotovoltaicas instaladas próximo dos centros de consumo, especialmente as licenciadas ao abrigo, do DL 363/2007, como unidades de microprodução, ou, as centrais de microgeração, integradas nos edifícios, ao abrigo do DL 225/2007, permitem evitar a emissão para a atmosfera de cerca de **833 kg** de CO<sub>2</sub> equivalente, por MWh de energia eléctrica entregue à rede, correspondente à central térmica substituída que consideramos funcionar a fuelóleo.

Num cenário II, menos realista, em que se considere as quotas médias de produção por tipo de central, então as centrais PV referidas permitem evitar a emissão para a atmosfera em média de cerca de **508 kg** de dióxido de carbono equivalente, por cada **MWh** de energia eléctrica entregue à rede.

Para as grandes centrais PV, como a central de Moura e outras<sup>48</sup>, os benefícios ambientais reportados nos dois cenários, serão inferiores, uma vez que temos de considerar as perdas nas linhas de transporte, entre as centrais PV e os centros de consumo. Admitindo que estas perdas são da mesma ordem que as das centrais convencionais, 10 %, obtemos respectivamente no cenário I e II, cerca de **750 kg** e **457 kg**, de emissões de dióxido de carbono equivalente evitadas, por cada **MWh** de energia eléctrica entregue à rede.

### 3.6 Síntese

Apresentámos neste capítulo o crescimento do mercado mundial de módulos PV, verificado nos últimos anos, e as perspectivas da sua evolução futura. Abordámos em seguida o mercado em Portugal, a potência instalada, o quadro legislativo aplicável à produção de energia eléctrica, a remuneração prevista e a evolução no tempo das tarifas. Aqui mostrámos que, por exemplo, considerando a taxa de inflação, nos sistemas com menos de 3.68 kW integrados em edifícios, é economicamente vantajoso optar pela tarifa do regime especial do D.L. 225/2007 face ao D.L. 363/2007.

<sup>48</sup> O DL 225/2007 considera grandes centrais as centrais com mais de 5 MW, atribuindo-lhe um valor diferente, no parâmetro LEV, relativo às perdas nas linhas de transporte evitadas.

Apresentámos sumariamente o software, que desenvolvemos para calcular o valor da remuneração da energia eléctrica entregue à rede, para as diversas centrais renováveis previstas na actual legislação para o regime especial, o DL 225/2007.

Discutimos e apresentámos as questões relacionadas com *payback* energético das centrais PV e dos respectivos benefícios ambientais. Mostrou-se que para os valores da irradiação solar média anual em Portugal, o período de retorno energético é de cerca de 2 anos para módulos de silício monocristalino e multicristalino, e inferior a um ano no caso dos módulos de filmes finos.

Em termos de benefícios ambientais, mostrámos que, por exemplo, as centrais fotovoltaicas instaladas próximo dos centros de consumo, que funcionam quase exclusivamente, nas horas de cheia e ponta, permitem evitar a emissão para a atmosfera de cerca de **833 kg** de CO<sub>2</sub> equivalente, por MWh de energia eléctrica entregue à rede, quando se considera que a central térmica substituída funciona a fuelóleo.

Num cenário que consideramos menos realista, em que se considere nas emissões evitadas as quotas médias de produção por tipo de central, então as centrais PV referidas permitem evitar a emissão para a atmosfera em média de cerca de **508 kg** de dióxido de carbono equivalente, por cada **MWh** de energia eléctrica entregue à rede.

## 4. AS CENTRAIS PV INSTALADAS NO EDIFÍCIO SOLAR XXI

### 4.1 Dados climáticos e avaliação do recurso solar

#### 4.1.1 Localização do Edifício Solar XXI

O Edifício Solar XXI, situado aproximadamente à Latitude 37.02° N e Longitude 7.97° O, está integrado no *Campus* do INETI do Lumiar em Lisboa. O edifício foi desde o início pensado e projectado com vista a integrar uma central fotovoltaica na fachada orientada a Sul, por forma a maximizar a captação anual da energia solar no plano vertical da fachada, Figura 4.1.

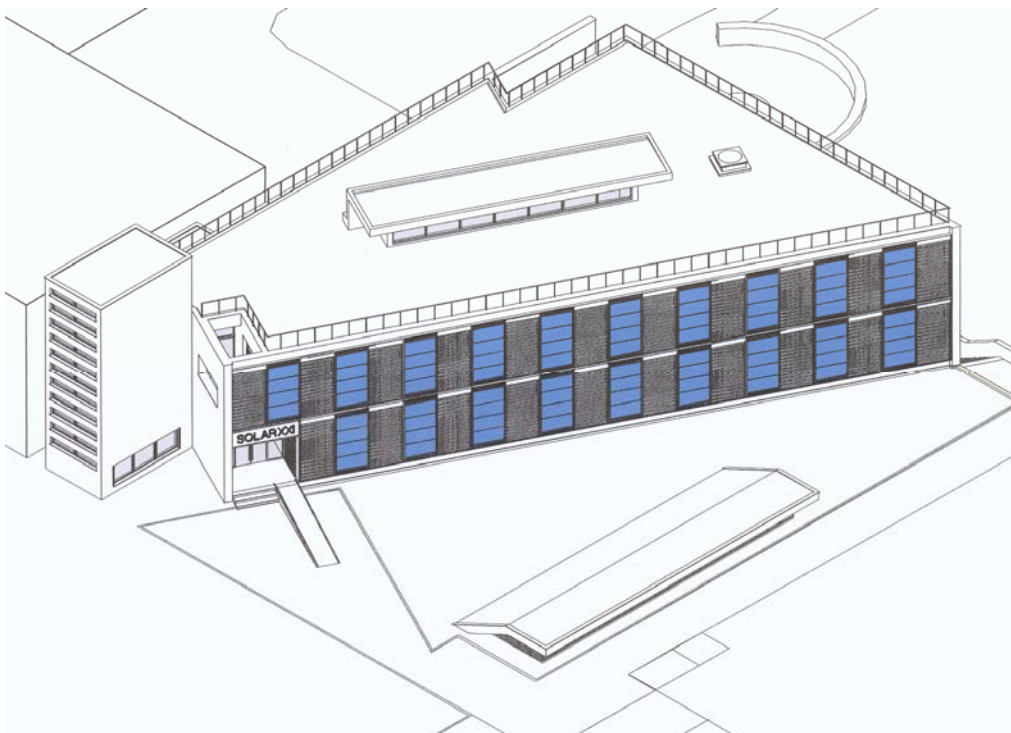


Figura 4.1. Esboço do Edifício Solar XXI com os módulos na Fachada Sul (Arq. Pedro Cabrita).

Os módulos que constituem a central PV foram integrados em estruturas de alumínio, que também integram os estores metálicos exteriores, nas zonas das janelas. Do ponto de vista visual, a central PV da fachada apresenta-se constituída por 19 painéis de 4 módulos cada um, formando bandas verticais, que à distância se confundem com painéis de azulejos.

Posteriormente, foi também projectada e instalada uma central PV no parque de estacionamento, de forma a fazer sombreamento nos veículos estacionados. Nesta central PV, a melhor orientação dos módulos para maximizar a captação anual da radiação solar à latitude de Lisboa seria a orientação Sul, com uma inclinação de cerca de 30°. No entanto, os lugares de estacionamento não estavam geometricamente alinhados com os pontos cardeais, pelo que se optou por montar os módulos em estruturas em forma de T, virados a Sul mas com uma inclinação de 15° relativamente à horizontal. Deste modo, procurou minimizar-se o efeito mecânico do vento nos módulos e estruturas de suporte, mantendo-se a capacidade de escoamento das águas da chuva, por forma a permitir a sua lavagem de forma natural.

Na Figura 4.2 apresentamos desenhos do alçado das estruturas e da planta da distribuição prevista para os módulos fotovoltaicos, relativamente aos lugares de estacionamento existentes no Parque.

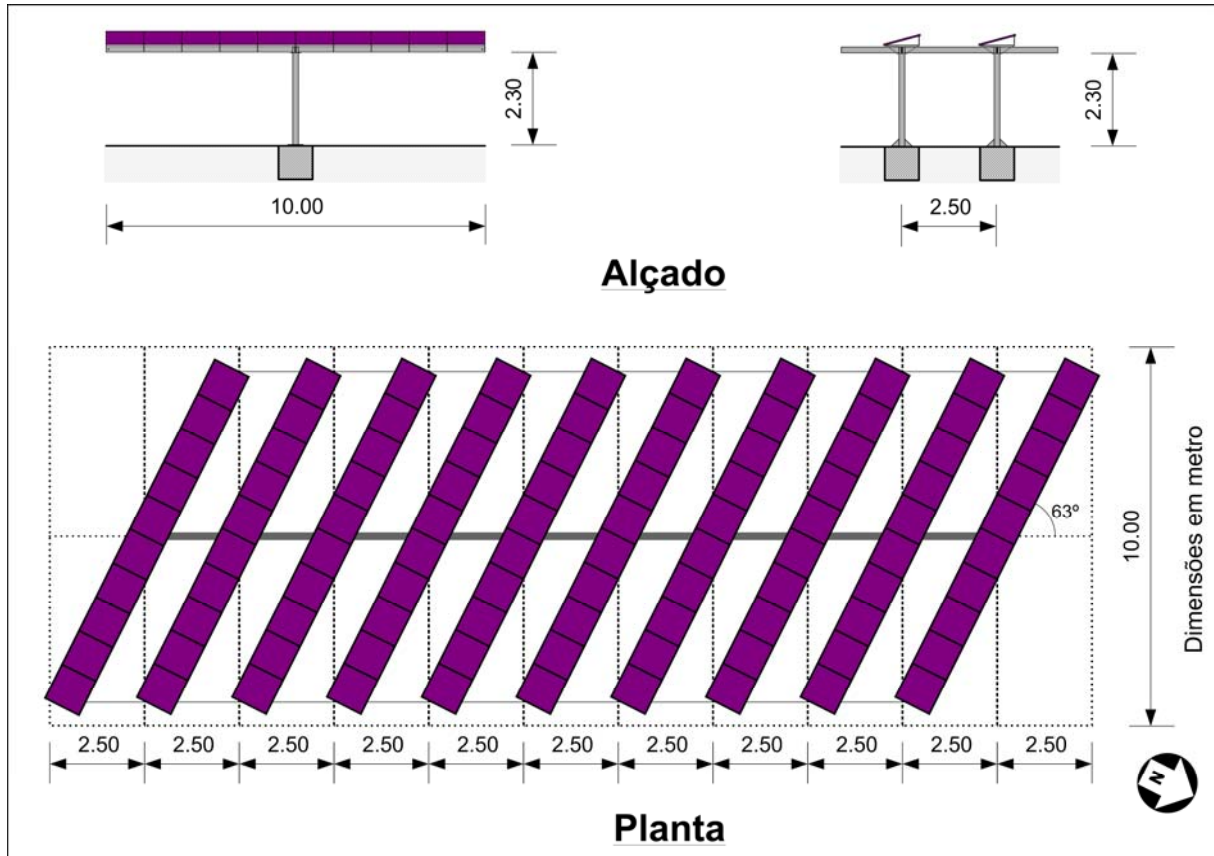


Figura 4.2. Alçado e planta da distribuição prevista dos módulos PV, relativamente aos lugares de estacionamento (desenho do autor)

#### 4.1.2 Recurso solar e temperatura ambiente no concelho de Lisboa

##### *Séries horárias climatológicas*

Ainda na fase de adjudicação das centrais fotovoltaicas, foram feitos estudos prévios do seu desempenho, utilizando a metodologia que iremos descrever em pormenor no Capítulo 5. Modelação de Centrais PV.

Para caracterizar o recurso solar disponível, necessitámos das séries horárias de dados climatológicos da irradiância global e da temperatura ambiente, que foram gerados para a zona de construção das centrais, o Concelho de Lisboa, para um ano meteorológico de referência (**TRY**), utilizando os métodos e modelos descritos por Aguiar, [2] e [4].

Apresentam-se na Figura 4.3, graficamente os valores horários da irradiância solar global na horizontal,  $G_h$ , e da temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , obtidos.

A Figura 4.3, mostra que em Lisboa, os valores máximos da irradiância global ocorrem nos meses de Junho e Julho, coincidindo com o solstício de Verão, enquanto que os valores máximos da temperatura ambiente ocorrem em geral no mês de Agosto.

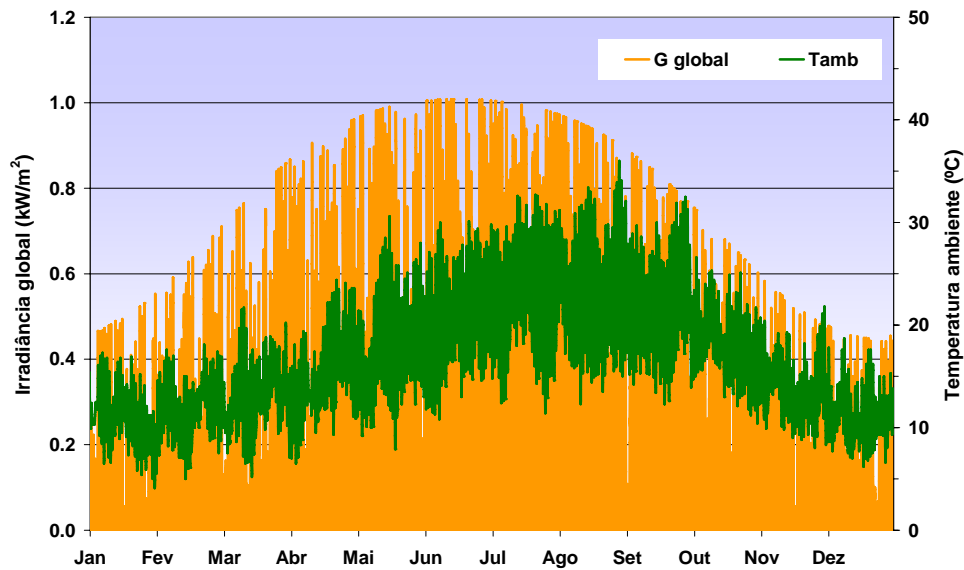


Figura 4.3. Valor horários da irradiância solar global na horizontal e temperatura ambiente para um ano meteorológico de referência no Concelho de Lisboa (TRY).

A irradiância solar disponível para conversão fotovoltaica, varia com a inclinação e orientação dos módulos. A partir das séries horárias da irradiância solar directa, difusa e reflectida, obtidas para o ano de referência, Aguiar, [2], foram calculados os respectivos valores horários da irradiância solar,  $G_i$ , no plano dos módulos, para as inclinações de 15°, correspondente ao Parque, de 30°, correspondente aproximadamente à inclinação óptima, e de 90°, correspondente à Fachada.

#### *Médias mensais dos valores diários*

Por forma a sintetizar as condições de funcionamento previstas, calcularam-se a partir dos valores horários, as médias mensais dos valores diários da Temperatura ambiente e da Irradiação global na horizontal,  $H_h$ , em Lisboa, que apresentamos na Figura 4.4.

Relativamente às condições médias de funcionamento esperadas, é de notar que, enquanto que os valores máximos da Irradiação global diária, ocorrem em média no mês de Julho, os valores máximos da temperatura ambiente diária, ocorrem em média em Agosto, Figura 4.4.

Apresentamos também na Tabela 4.1, as médias mensais dos valores diários, da irradiação global na horizontal, da temperatura ambiente e da irradiação solar incidente no plano dos módulos,  $H_i$ , para as inclinações 15°, 30° e 90° e azimute Sul.

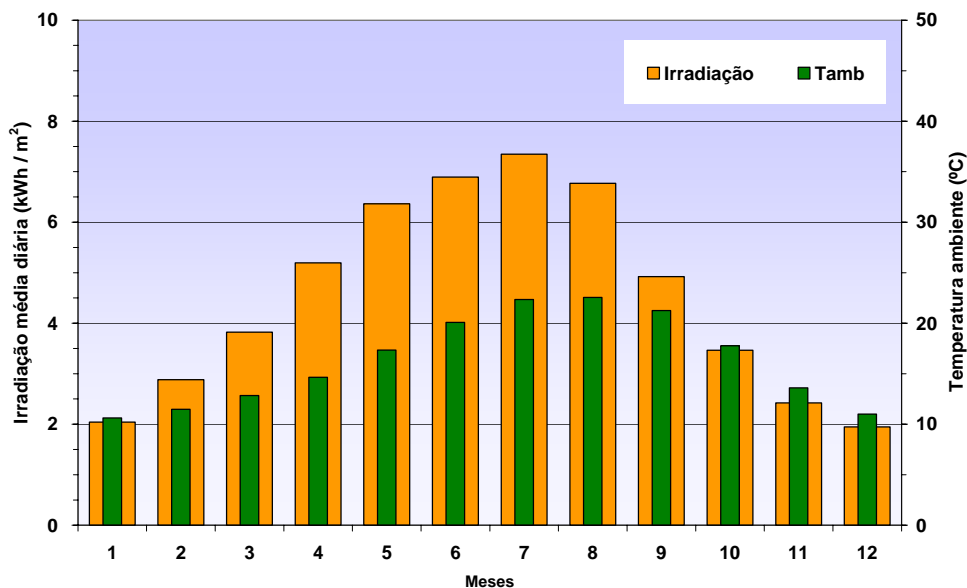


Figura 4.4. Evolução das médias mensais dos valores diários da Irradiação solar global na horizontal e da Temperatura ambiente para um ano meteorológico típico em Lisboa (TRY).

Tabela 4.1. Médias mensais dos valores diários da temperatura ambiente e irradiação solar global na horizontal e no plano dos módulos, virados a Sul, para as inclinações 15°, 30° e 90°.

Mês	Tamb (°C)	Hh (kWh/m <sup>2</sup> )	Hi(15°) Sul (kWh/m <sup>2</sup> )	Hi(30°) Sul (kWh/m <sup>2</sup> )	Hi(90°) Sul (kWh/m <sup>2</sup> )
1	10.6	2.04	2.59	3.25	3.40
2	11.5	2.88	3.52	3.98	3.59
3	12.8	3.82	4.38	4.61	3.37
4	14.6	5.19	5.67	5.60	3.23
5	17.3	6.37	6.58	6.30	2.84
6	20.1	6.89	6.78	6.56	2.58
7	22.4	7.35	7.17	7.11	2.91
8	22.6	6.77	6.78	7.06	3.55
9	21.3	4.92	5.30	5.78	3.91
10	17.8	3.47	4.04	4.61	3.92
11	13.6	2.42	2.93	3.73	3.77
12	11.0	1.95	2.38	3.27	3.59
<b>Média diária</b>	<b>16.3</b>	<b>4.52</b>	<b>4.85</b>	<b>5.16</b>	<b>3.38</b>
<b>Total anual</b>		<b>1 648</b>	<b>1 770</b>	<b>1 884</b>	<b>1 235</b>

A análise dos resultados, apresentados na Tabela 4.1, mostra que a instalação dos módulos fotovoltaicos mais favorável, em termos de captação anual da radiação solar, como se previa, corresponde à inclinação **30° azimute Sul**, com uma captação anual de **1 884 kWh/m<sup>2</sup>**.

A instalação dos módulos no Parque, com uma inclinação de  $15^\circ$  para o mesmo azimute, conduz a uma captação anual de  $1\,770\text{ kWh/m}^2$ , enquanto que, na Fachada vertical, conduz a  $1\,235\text{ kWh/m}^2$ .

Podemos pois concluir que a inclinação proposta para o Parque implica uma diminuição da energia captada anualmente de cerca de menos **6 %**, relativamente ao óptimo, enquanto que no caso da Fachada vertical, implica uma diminuição da energia captada anualmente de cerca de menos **34 %**, relativamente ao óptimo.

### *Ângulos do Sol ao Meio-dia, com a horizontal e com os planos dos módulos*

Como se sabe, a irradiância numa superfície é máxima quando o ângulo de incidência dos raios solares coincide com a normal à superfície. Diariamente para um dado local, o ângulo que os raios do Sol fazem com a horizontal, que se designa habitualmente por altura do Sol, atinge o seu valor máximo ao meio-dia solar.

Apresentamos no gráfico da Figura 4.5, a evolução ao longo do ano dos ângulos que o Sol faz ao meio-dia solar, com a horizontal e com o plano dos módulos, na Central do Parque ( $15^\circ$ ) e na Central da Fachada ( $90^\circ$ ).

Os cálculos foram efectuados para a latitude do Edifício Solar XXI, utilizando as fórmulas apresentadas nas secções 2.1.3 e 2.1.4, utilizando nos cálculos astronómicos, as fórmulas e coeficientes originalmente publicados por Spencer, [79], também utilizadas, por Duffie e Beckman, [20].

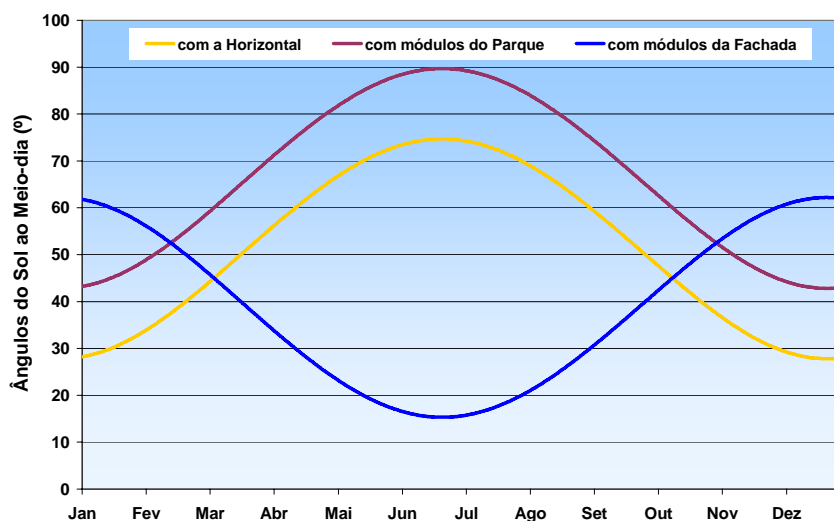


Figura 4.5. Evolução ao longo do ano do ângulo que o Sol faz ao Meio-dia solar verdadeiro, com a horizontal e com o plano dos módulos, na Central do Parque ( $15^\circ$ ) e na Central da Fachada ( $90^\circ$ ).

A figura mostra que a Central PV do Parque, apresenta ao meio-dia solar, valores máximos dos ângulos de incidência dos raios solares, de  $\sim 90^\circ$ , no solstício do Verão e valores mínimos no solstício de Inverno, de  $\sim 42^\circ$ .

Na Central da Fachada, ocorre precisamente o inverso, com ângulos de incidência ao meio-dia solar, mínimos no solstício do Verão,  $\sim 15^\circ$ , e máximos de  $62^\circ$ , no solstício de Inverno.

## 4.2 *Layout* implementado nas centrais PV do Edifício Solar XXI

### 4.2.1 Central PV na Fachada

#### *Módulos fotovoltaicos*

Atendendo à geometria das áreas disponíveis na fachada do edifício Solar XXI, formando 19 bandas com as dimensões aproximadas de 1.70 m × 3.20 m (largura × altura), já apresentadas no esboço da Figura 4.1, e consideradas as dimensões de módulos fotovoltaicos existentes no mercado, foi decidido solicitar propostas a diversas empresas para o fornecimento de um Sistema PV para a fachada constituído por 76 módulos com as dimensões aproximadas de 1.60 m × 0.80 m.

Após análise das várias propostas recebidas, a escolha recaiu sobre os módulos BP 3160, de silício multicristalino, com uma potência pico de 160 W. A potência pico total instalada na fachada foi de 12.16 kW, a que corresponde uma área de módulos PV de 95.6 m<sup>2</sup>.



Figura 4.6. Fachada PV no Edifício Solar XXI - INETI

Os módulos BP3160 instalados na fachada, que se apresenta na Figura 4.6, são constituídos por 72 células de silício multicristalino. Os respectivos parâmetros característicos, nas condições de referência STC, que constam do catálogo do fabricante, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Módulos fotovoltaicos na fachada e respectivos parâmetros característicos nominais (STC).

Módulo	Área (m <sup>2</sup> )	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	NOCT (°C)
<b>BP 3160</b>	1.20	35.1	4.55	44.2	4.80	0.065	-0.362	47

Os módulos BP3160 foram certificados pelo fabricante, seguindo a norma IEC61215:1993, [97], e podem ser ligados em série até uma tensão máxima,  $V_{pv\ max}$ , de **1 000 V**.

Em termos de degradação do desempenho dos módulos, ao longo do tempo de vida, é garantido pelo fabricante que a potência pico, ao fim de 12 anos, não é inferior a 90% da potência pico nominal e ao fim de 25 anos não é inferior a 80%.

### ***Inversores***

A energia eléctrica produzida em corrente contínua pelos módulos PV na fachada é convertida em corrente alternada através de 3 inversores monofásicos Fronius IG 40, equipados com um transformador de alta frequência, que assegura o isolamento galvânico entre os circuitos em c.c. e c.a., e que foram instalados num dos gabinetes do Edifício Solar XXI (Sala 1.06).



Figura 4.7. Fachada PV- Inversores Fronius IG 40, instalados na Sala 1.06, do Edifício Solar XXI.

Os inversores Fronius IG 40, com potências de saída nominais de 3.5 kW, possuem um rendimento "europeu" de 93.5 % e apresentam um rendimento máximo de 94.5 %, conforme resumo das características técnicas que apresentamos na Tabela 4.3, extraídas do respectivo catálogo.

Tabela 4.3. Resumo das características técnicas dos Inversores Fronius IG 40.

<b>Fronius IG 40</b>	
<b><math>P_{cc\ max}</math></b>	<b>5 500 W</b>
<b><math>V_{cc\ max}</math></b>	<b>500 V</b>
<b><math>I_{cc\ max}</math></b>	<b>29.4 A</b>
<b><math>V_{min\ MPPT}</math></b>	<b>150 V</b>
<b><math>V_{max\ MPPT}</math></b>	<b>400 V</b>
<b><math>P_{ca\ nom}</math></b>	<b>3 500 W</b>
<b><math>P_{ca\ max}</math></b>	<b>4 100 W</b>
<b><math>\eta_{max}</math></b>	<b>94.5 %</b>
<b><math>\eta_{EU}</math></b>	<b>93.5 %</b>

A garantia fornecida pelo fabricante dos inversores era simplesmente de dois anos.

### **Configuração**

Seguindo a metodologia apresentada, no ponto 2.4.1, e atendendo às características técnicas dos módulos e inversores, o número máximo de módulos em série é de 10, dado por

$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor Valor}(500\text{ V}, 1000\text{ V})}{44.2\text{ V}(1 + 0.0036^{\circ}\text{C}^{-1}(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}))} \quad (4.48)$$

e o número máximo de séries em paralelo é de 4, dado por

$$n_{rp} \leq \frac{29.4\text{ A}}{1.25 \times 4.8\text{ A}} \quad (4.49)$$

Atendendo a estes resultados, ao número de módulos possíveis de serem instalados, 76, e às características técnicas dos inversores, foram adoptadas as configurações de módulos apresentadas na Tabela 4.4 e esquematicamente na Figura 4.8.

Tabela 4.4. Configuração dos módulos por inversor na Fachada PV.

Inversor	Módulos em série	Ramos por inversor	Total Módulos	Potência STC (W)	Área PV (m <sup>2</sup> )
1 – Fronius IG40	7	4	28	4 480	35.24
2 – Fronius IG40	8	3	24	3 840	30.20
3 – Fronius IG40	8	3	24	3 840	30.20
<b>TOTAL</b>			<b>76</b>	<b>12 160</b>	<b>95.64</b>

O fabricante fornecia para cada um dos módulos, numa folha A4, a curva característica e os respectivos parâmetros característicos, obtidos em condições STC à saída da fábrica. Os valores dos parâmetros e números de série foram introduzidos numa base de dados, de forma poderem ser ordenados facilmente.

Os módulos à saída da fábrica, Tabela 4.5, apresentavam em média parâmetros característicos superiores aos valores nominais, respectivamente, de +3.5 % na potência  $P_{mp}$ , de +0.6 % na tensão  $V_{mp}$ , de + 2.9 % na corrente  $I_{mp}$  e de +7.2 % na corrente  $I_{sc}$ , só sendo em média inferiores, -0.4 %, os valores da tensão  $V_{oc}$ .

Tabela 4.5. Parâmetros característicos nominais dos módulos BP3160 e valores máximos, médios e mínimos dos parâmetros dos módulos instalados na Fachada.

Módulo	$P_{mp}$ (W)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)
<b>Nominal</b>	<b>160</b>	<b>35.1</b>	<b>4.55</b>	<b>44.2</b>	<b>4.80</b>
<b>Máximo:</b>	170.0	36.1	4.80	44.4	5.25
<b>Médio:</b>	<b>165.6</b>	<b>35.34</b>	<b>4.684</b>	<b>44.01</b>	<b>5.145</b>
<b>Mínimo:</b>	161.0	34.8	4.51	43.6	5.06

Tendo por fim melhorar o desempenho da central fotovoltaica na fachada, os módulos foram ordenados em termos da corrente de curto-circuito. Posteriormente, os módulos a ligar em cada série, foram escolhidos de modo a terem valores semelhantes de corrente de curto-circuito, procurando minimizar-se as perdas resultantes de desfazamentos entre as respectivas curvas características ("mismatch"). Os módulos com correntes de curto-circuito mais elevadas foram ligados sequencialmente aos Inversores 3, 2 e 1, pelo que, nas mesmas condições de funcionamento, de irradiância solar e de temperatura dos módulos, seria de esperar um melhor desempenho do Inversor 3, em termos de potência entregue à rede.

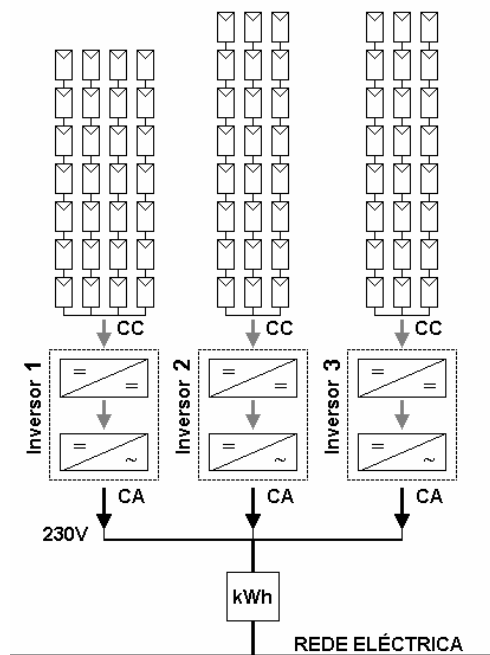


Figura 4.8. Esquema simplificado dos módulos na fachada do edifício Solar XXI.

Foi também elaborado um esquema multifilar detalhado da Central PV instalada na Fachada, com todos os equipamentos eléctricos instalados e o ponto de ligação à rede do Edifício, que é apresentado no final deste trabalho, no *Anexo III - Elementos Técnicos da Central PV na fachada*.

#### 4.2.2 Central PV no parque de estacionamento

O projecto Solar XXI previa uma instalação fotovoltaica com uma potência pico de 18 kW, pelo que, tendo sido instalados cerca de 12 kW na Fachada do Edifício, dispúnhamos de uma potência pico, de cerca de 6 kW, para instalar nas estruturas de sombreamento do Parque de estacionamento. Por outro lado, na Fachada tinham já sido adjudicados módulos de silício multicristalinos, pelo que, de forma a possibilitar o estudo do desempenho de uma outra tecnologia, decidimos instalar no Parque, módulos de filmes finos de silício amorfo. Neste caso particular, o menor rendimento da tecnologia, tem a vantagem de permitir instalar uma maior área de sombreamento no parque de estacionamento.

#### *Módulos fotovoltaicos*

A cobertura do parque de estacionamento, Figura 4.9, é constituída por 100 módulos Kaneka GEA60, em silício amorfo (a-Si), com a potência pico unitária de 60 W. A potência pico total instalada nesta central PV é de 6 kW, a que corresponde a uma área de módulos de 95.0 m<sup>2</sup>.



Figura 4.9. Central PV nas estruturas de sombreamento do Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI.

Os módulos de a-Si, por acção da exposição à radiação solar, sofrem de um processo de degradação do seu desempenho inicial nos primeiros meses de funcionamento, conhecido por efeito de Staebler-Wronski, [80], pelo que, os seus parâmetros nominais devem ser obtidos após estabilização das suas características técnicas.

Apresentamos na Tabela 4.6 os parâmetros característicos do módulo Kaneka GEA60, fornecidos pelo fabricante em condições STC, à saída de fábrica<sup>49</sup> (iniciais) e após estabilização.

Tabela 4.6. Parâmetros característicos STC dos módulos fotovoltaicos instalados no parque: iniciais e após estabilização

Módulo	Área (m <sup>2</sup> )	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	NOCT (°C)
<b>Kaneka GEA60 (Inicial)</b>	0.950	74.0	1.04	96.0	1.22	0.076	-0.309	45
<b>Kaneka GEA60 (Estabilizado)</b>	0.950	67.0	0.90	92.0	1.19	0.076	-0.309	45

Os módulos GEA60 foram certificados, seguindo a norma IEC 61646:1996, [100], e podem ser ligados em série até uma tensão máxima,  $V_{pv\ max}$ , de **530 V**.

Em termos de degradação do desempenho dos módulos, ao longo do tempo de vida, é garantido pelo fabricante que a potência pico ao fim de 12 anos, não é inferior a 90% da potência pico nominal (estabilizada) e ao fim de 25 anos não é inferior a 80%.

<sup>49</sup> Os valores iniciais devem em geral ser considerados no dimensionamento dos equipamentos. No entanto, como o processo de estabilização ocorre logo nos dois primeiros meses de exposição ao Sol, os resultados devem ser devidamente ponderados, sob pena de se sobredimensionar os equipamentos com graves penalizações no desempenho das centrais nos anos seguintes.

### ***Inversores***

Atendendo a que se pretende utilizar no estudo módulos de silício amorfo, que possuem curvas IV com factores de forma menores que os módulos de silício cristalino, necessitamos de considerar inversores que disponham de uma larga faixa de procura do ponto de máxima potência (MPPT), em termos da tensão em corrente contínua a impor aos módulos. Desta forma, melhora-se o desempenho da central nas diversas condições de funcionamento impostas pela variabilidade da irradiância solar e da temperatura das células.

Atendendo a estas características, foram seleccionados e instalados inversores monofásicos **SolarStoc PS4000HV**, atendendo às suas características técnicas, Tabela 4.7, designadamente aos valores de rendimento e à faixa de funcionamento do MPPT, que vai dos **200 V** aos **500 V**. Estes inversores estão também equipados com um transformador de alta-frequência, que assegura o isolamento galvânico entre os circuitos em c.c. e c.a., e foram instalados num armário eléctrico junto ao parque, Figura 4.10.

Os inversores, com uma potência nominal de saída de 3.3 kW cada um, para uma potência pico máxima de entrada de 3.9 kW, possuem um rendimento "europeu" de 93.1 % e apresentam um rendimento máximo de 94.4 %, conforme resumo das características técnicas apresentadas na Tabela 4.7.



Figura 4.10. Central PV no parque - Inversores SolarStoc, PS4000HV, instalados no armário eléctrico, vendo-se também, do lado esquerdo, os seccionadores para c.c. que permitem desligar os inversores dos módulos e a meio do lado direito, o "data logger" do sistema de aquisição de dados da Central

Tabela 4.7. Resumo das características técnicas dos Inversores no parque, SolarStoccc PS4000HV.

<b>SolarStoccc PS4000HV</b>	
<b><math>P_{cc\ max}</math></b>	<b>3 900 W</b>
<b><math>V_{cc\ max}</math></b>	<b>600 V</b>
<b><math>I_{cc\ max}</math></b>	<b>14.0 A</b>
<b><math>V_{min\ MPPT}</math></b>	<b>200 V</b>
<b><math>V_{max\ MPPT}</math></b>	<b>500 V</b>
<b><math>P_{ca\ nom}</math></b>	<b>3 300 W</b>
<b><math>P_{ca\ max}</math></b>	<b>3 600 W</b>
<b><math>\eta_{max}</math></b>	<b>94.4 %</b>
<b><math>\eta_{EU}</math></b>	<b>93.1 %</b>

### Configuração

Seguindo a metodologia apresentada no ponto 2.4.1 e atendendo às características técnicas de módulos e inversores, temos que, considerando os valores iniciais dos módulos, o número máximo de módulos em série é, dado por

$$n_{ms} \leq \frac{\text{Menor Valor}(600\text{ V}, 530\text{ V})}{96.0\text{ V}(1 + 0.0031^{\circ}\text{C}^{-1}(-10^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}))} \quad (4.50)$$

que conduz ao resultado de 4.98 (embora o fabricante aconselhe um máximo de 5).

Por outro lado, o número máximo de séries de módulos em paralelo, com os valores iniciais, é dado por

$$n_{rp} \leq \frac{14.0\text{ A}}{1.25 \times 1.22\text{ A}} \quad (4.51)$$

o que conduz a 9.18, ou seja, a um número máximo de 9 ramos de módulos em paralelo.

No entanto, atendendo ao número de módulos possíveis de serem instalados, 100, o fornecedor propôs apenas dois inversores, com as configurações de módulos apresentadas na Tabela 4.8 e esquematicamente na Figura 4.11, ou seja, 10 séries de 5 módulos em cada uma.

Foi assim necessário analisar as possíveis consequências das configurações adoptadas em termos de funcionamento de todo o sistema, quais os riscos envolvidos e quais as medidas que os poderiam minimizar

Tabela 4.8. Configuração dos módulos no parque

Módulo	Módulos em série	Séries por inversor	Total Módulos	Potência STC (W)	Área PV (m <sup>2</sup> )
1 - SolarStocck PS4000HV	5	10	50	3 000	47.5
2 - SolarStocck PS4000HV	5	10	50	3 000	47.5
<b>TOTAL</b>			<b>100</b>	<b>6 000</b>	<b>95.0</b>

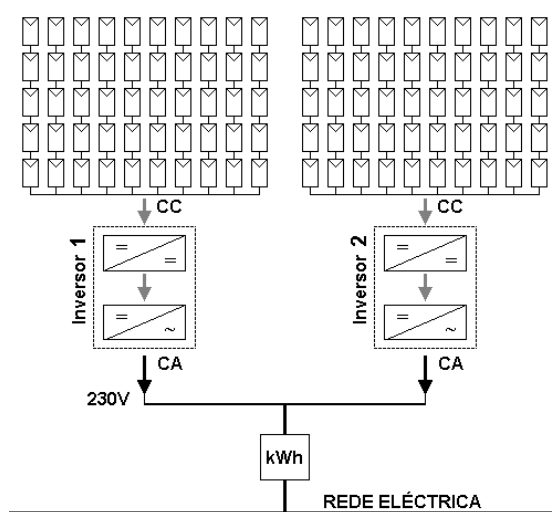


Figura 4.11. Esquema simplificado da Central PV no Parque de estacionamento.

Embora, a potência máxima PV em c.c. permitida pelos inversores, 3 900 W, não seja atingida com os valores iniciais dos parâmetros dos módulos,  $50 \times 74 \text{ V} \times 1.04 \text{ A} = 3\,848 \text{ W}$ , estas configurações pressupõem alguns riscos:

- Considerar 5 módulos em série, corresponde a admitir-se, que não ocorrem temperaturas inferiores a  $-8 \text{ }^\circ\text{C}$  na superfície dos módulos no período inicial de funcionamento, o que não era um problema no início de Novembro em Lisboa;
- Considerar 10 séries de módulos, corresponde a admitir<sup>50</sup>, que não ocorrem irradiâncias superiores a  $1\,148 \text{ Wm}^{-2}$  no plano dos módulos, com os parâmetros iniciais e superiores a  $1\,176 \text{ Wm}^{-2}$  com os parâmetros estabilizados, valores de que não existem registos nos períodos de tempo de monitorização habituais.

Nestas condições foi aceite a solução proposta, pelo fornecedor, mas como medida preventiva, os módulos de silício amorfo da central estiveram expostos à radiação solar, mas desligados dos inversores, para promover a ocorrência dos processos de estabilização nos módulos, desde o dia em que foram instalados, 06/09/2005, até ao dia em que se procedeu ao arranque da Central, 17/11/2005.

<sup>50</sup> Uma vez que nos módulos PV a corrente de curto-circuito é proporcional à irradiância

Foi também elaborado, pelo autor, um esquema multifilar detalhado da Central instalada no parque, que é apresentado no *Anexo IV - Elementos Técnicos da Central PV no Parque*.

### 4.3 Monitorização e acompanhamento do funcionamento das Centrais

Os sistemas fotovoltaicos deverão sempre dispor de instrumentação e controlo que permitam verificar o seu normal funcionamento. No caso de se pretender avaliar o seu comportamento detalhado ao longo do tempo, teremos de recorrer à monitorização dos sistemas, que consiste na aquisição, processamento e registo dos dados, com os valores medidos das grandezas físicas pertinentes para avaliar os respectivos desempenhos.

Os inversores, por razões de funcionamento e segurança têm de monitorizar em tempo real, o estado da rede eléctrica, em termos de tensão e frequência, e as características da energia eléctrica de entrada em c.c. e de saída em c.a.. Em geral, os fabricantes de inversores disponibilizam em opção, de “*displays*”, que permitem visualizar as condições de operação em tempo real, e de sistemas de aquisição de dados, ou “*data loggers*”, que permitem o registo da evolução temporal de diversos parâmetros eléctricos, da irradiância solar e das temperaturas ambiente e dos módulos. Nalguns casos podem ainda registar contagens provenientes por exemplo de contadores de energia.

Na fase de solicitação de propostas, para os equipamentos das centrais, foi exigido que os inversores propostos fossem fornecidos com *display*, para visualização imediata das condições de operação, e com sistemas de aquisição de dados, que permitissem proceder à monitorização analítica das centrais.

Relativamente às grandezas a medir, na monitorização analítica das Centrais PV, aos procedimentos a seguir no registo e processamento dos dados, e na análise de resultados, seguiu-se a metodologia proposta na norma IEC 61724:1998, “Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis”, [104].

#### 4.3.1 Esquema geral da monitorização

A monitorização analítica implementada nas centrais PV envolveu o registo da irradiância solar incidente no plano dos módulos,  $G_i$ , medida com células solares de silício cristalino e das temperaturas ambiente,  $T_{amb}$ , e dos módulos,  $T_{mod}$ , medidas com sondas de platina PT1000.

Para cada um dos inversores, registaram-se ainda as grandezas eléctricas que passamos a descrever;

❖ Grandezas eléctricas medidas à entrada do inversor:

$I_{cc}$	corrente contínua de entrada no inversor
$V_{cc}$	tensão de entrada em c.c., imposta pelo MPPT do inversor
$P_{cc}$	potência de entrada em c.c.

❖ Grandezas eléctricas medidas à saída do inversor:

$I_{ca}$	corrente alternada de saída no inversor
$V_{ca}$	tensão de saída em c.a. no inversor
$f$	frequência da fase da rede eléctrica em que a energia é entregue
$P_{ca}$	potência em c.a. à saída do inversor
$E_{ca}$	energia diária entregue em c.a. (acumulada)

Apresentamos esquematicamente na Figura 4.12, a localização dos sensores na monitorização implementada e as grandezas medidas em cada um dos inversores. A monitorização das centrais foi ainda complementada, com um contador homologado da energia eléctrica total, equipado com emissor de impulsos, para verificação resultados obtidos<sup>51</sup>.

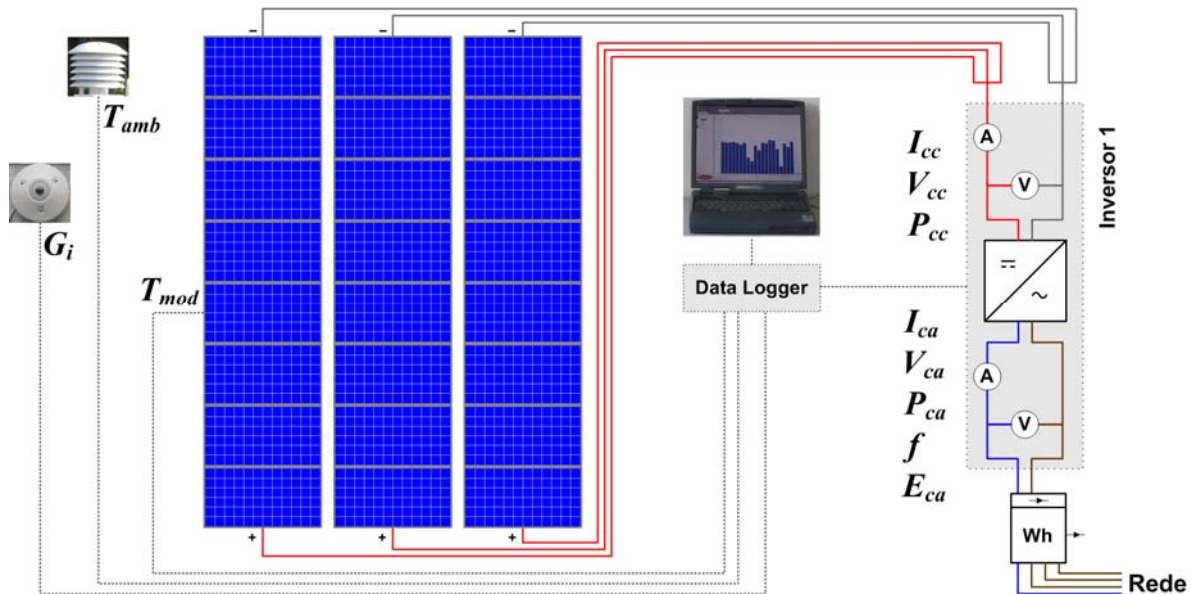


Figura 4.12. Esquema da monitorização implementada e grandezas medidas em cada inversor

#### 4.3.2 Monitorização da central PV da fachada

A fachada dispõe de 3 inversores pelo que o sistema de aquisição de dados implementado, regista os dados monitorização da irradiação, das temperaturas ambiente e dos módulos, assim como, das grandezas eléctricas já referidas, no ponto 4.3.1, para cada um dos inversores.

Para poder-mos determinar o contributo, da energia produzida por conversão fotovoltaica para a energia eléctrica consumida no edifício, foi ainda instalado, no quadro eléctrico geral do Edifício Solar XXI, um contador bidireccional, que mede a quantidade de energia eléctrica que entra e a que sai do Edifício Solar XXI, ver esquema da monitorização implementada na Figura 4.13.

O sistema de aquisição de dados, tem capacidade para registar também os valores das potências médias de entrada e saída no Edifício, calculados a partir do número de impulsos recebidos do contador de energia eléctrica bidireccional, contabilizados no intervalo de tempo entre aquisições:

- $P_{ca\ in}$  potência média proveniente da rede, que entra no Edifício Solar XXI para satisfazer a potência solicitada pelo consumo no intervalo de tempo
- $P_{ca\ out}$  potência média entregue à rede por a potência entregue à rede pelos inversores da Fachada ultrapassar a solicitada pelo consumo no edifício

<sup>51</sup> Os impulsos destes contadores são utilizados apenas na apresentação dos resultados das centrais, através dos *displays* de grandes dimensões instalados junto das Centrais. De referir que desde Fevereiro de 2006, foram registados manualmente, numa base semanal, os valores lidos dos contadores instalados.

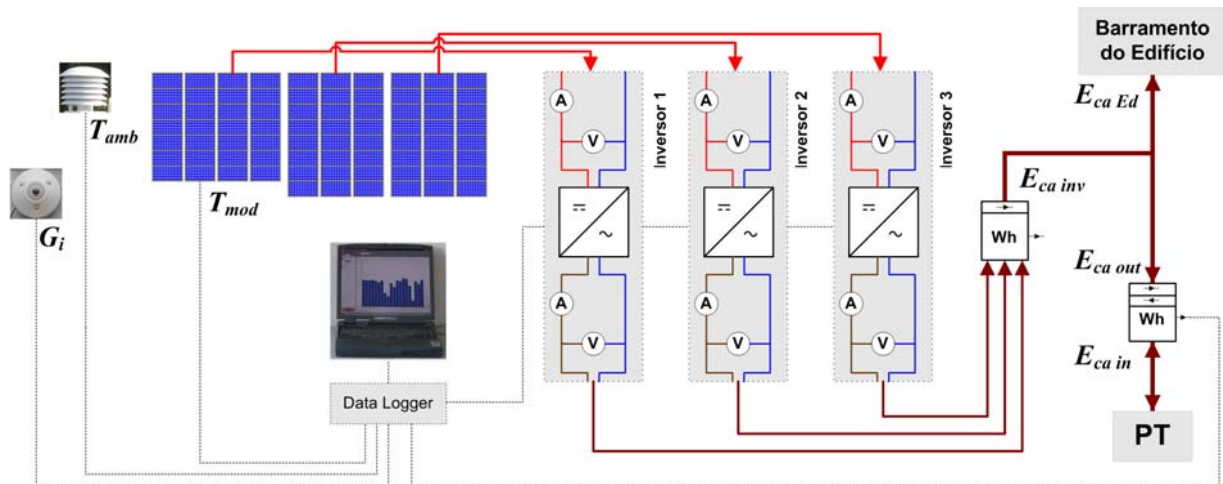


Figura 4.13. Equipamentos de monitorização na fachada e contadores de energia instalados.

O sistema de aquisição de dados integrado nos inversores, utilizado na monitorização, foi programado de forma a que as grandezas são medidas, com taxas de amostragem de 10 s, e os respectivos valores médios são calculados e registados, a cada 10 minutos, podendo ser gravados em ficheiros de dados com uma periodicidade mensal.

#### **Tratamento dos dados da fachada**

Embora o software do sistema de aquisição de dados da Fachada permita apresentar graficamente no ecrã, os dados guardados, em várias escalas de tempo (diária, mensal e anual), não permite processar os valores medidos, com as características necessárias para se proceder à comparação dos resultados obtidos com os valores produzidos pelos modelos.

Os dados registados a cada 10 minutos, são gravados e transferidos para um computador pessoal, numa base mensal. Posteriormente são processados, através do software que desenvolvemos em *Quick Basic*, por forma criar ficheiros de dados com séries de valores horários, diários e mensais, nos formatos necessários para poder-mos analisar o desempenho das centrais e comparar com os resultados dos modelos que também desenvolvemos.

#### **Cálculo do consumo de energia do edifício**

A metodologia seguida permite ainda calcular outras grandezas, a partir dos valores medidos, como por exemplo a potência solicitada pelo consumo no Edifício.

Definindo a potência entregue à saída dos inversores,  $P_{ca\ inv}$ , como a soma das potências dos inversores instalados,  $P_{ca}^i$ , temos que

$$P_{ca\ inv} = \sum_i P_{ca}^i \quad (4.52)$$

Atendendo a que, não há acumulação de energia no edifício, tem de haver um balanço da energia eléctrica em c.a. nulo no barramento de entrada do edifício, entre:

- ❖ As “fontes” de energia do edifício: energia entregue pelos inversores, “produzida” pela Fachada PV, e energia proveniente da rede:  $E_{ca\ inv} + E_{ca\ in}$ ;
- ❖ e os “sumidouros” de energia eléctrica do edifício: energia eléctrica consumida e energia entregue à rede:  $E_{ca\ Ed} + E_{ca\ out}$ ;

pelo que, em termos de balanço de energias no barramento, temos que

$$E_{ca\ inv} + E_{ca\ in} = E_{ca\ Ed} + E_{ca\ out} \quad (4.53)$$

e nestas condições a energia em c.a. consumida no Edifício Solar XXI,  $E_{ca\ Ed}$ , é dada por

$$E_{ca\ Ed} = E_{ca\ inv} + E_{ca\ in} - E_{ca\ out} \quad (4.54)$$

Em termos de potências, (energia por unidade de tempo), a potência média solicitada pelo consumo no Edifício Solar XXI num dado intervalo de tempo,  $P_{ca\ Ed}$ , é dada de forma equivalente por,

$$P_{ca\ Ed} = P_{ca\ inv} + P_{ca\ in} - P_{ca\ out} \quad (4.55)$$

### 4.3.3 Monitorização da central PV na cobertura do parque de estacionamento

Na central do Parque, o sistema de aquisição de dados implementado, regista os dados monitorização da irradiância, das temperaturas ambiente e dos módulos, assim como, das grandezas eléctricas já referidas, no ponto 4.3.1, para cada um dos dois inversores que a constituem, Figura 4.14.

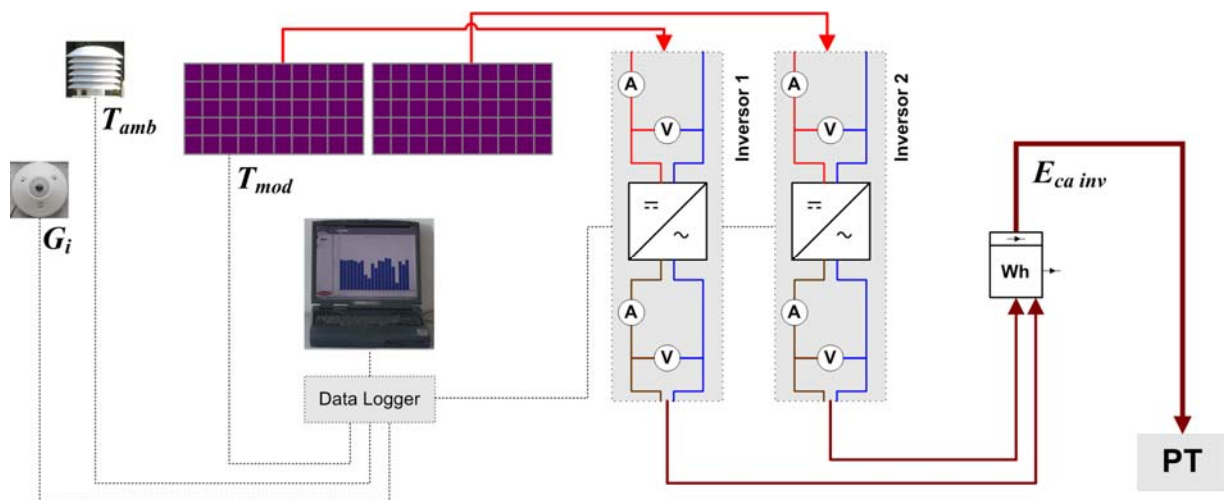


Figura 4.14. Equipamentos de monitorização da Central PV do Parque.

O sistema de aquisição de dados integrado nos inversores do parque, foi também programado de forma a que as grandezas fossem medidas, com taxas de amostragem de 10 s, e com os respectivos valores médios calculados e registados a cada 10 minutos, de forma a serem gravados em ficheiros de dados mensais. No entanto, verificou-se que o sistema de aquisição só funciona deste modo durante a noite. Durante o dia, o sistema de aquisição de dados regista os valores das grandezas, sempre que haja variação das condições de operação dos inversores, o que conduz a ficheiros mensais com dimensões consideráveis, entre 10 MB e 20 MB, e com intervalos de tempo entre registos muito variados.

### **Tratamento dos dados da Central do Parque**

Neste caso o software do sistema de aquisição de dados, não permite sequer apresentar graficamente os dados no ecrã, em tempo útil, uma vez que os ficheiros são extremamente pesados. Para se poder analisar o desempenho das centrais e comparar com os resultados dos modelos, os dados registados são transferidos para um computador pessoal e processados, através do software específico desenvolvido em *Quick Basic*. O software implementado permite criar ficheiros de dados com séries de valores médios horários, diários e mensais, e ainda, séries de valores médios para intervalos de tempo de 10 minutos, referentes às grandezas necessárias para avaliar o desempenho da central e dos seus componentes.

### **4.3.4 Apresentação de resultados ao público**

Para além da monitorização implementada, para se avaliar o desempenho das centrais e dos seus componentes, foi desde o início do projecto, implementado um esquema de monitorização, para a apresentação ao público, em tempo real dos resultados alcançados.

Atendendo a este objectivo, foram instalados junto das Centrais PV *displays* de grandes dimensões, Figura 4.15 a) e Figura 4.15 b).

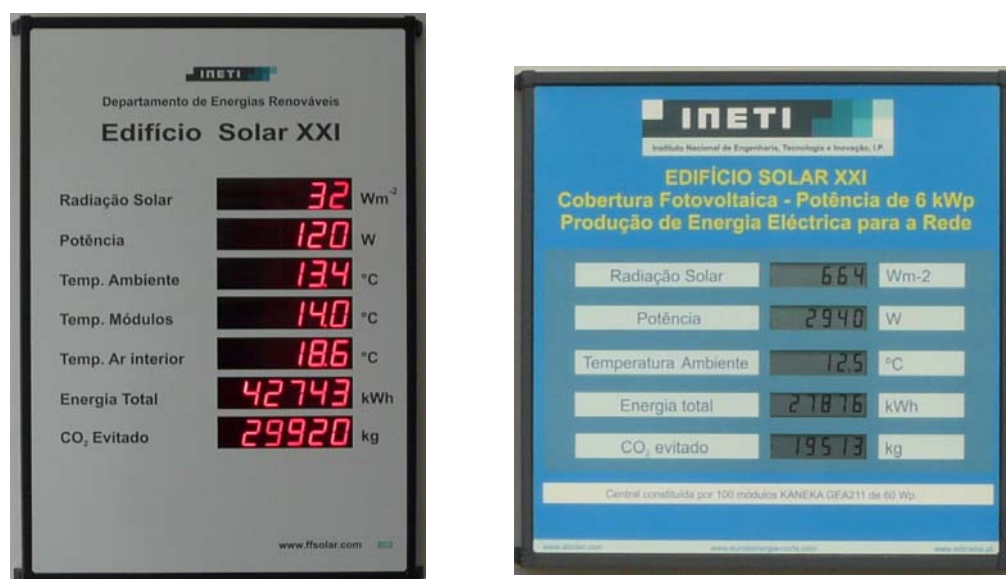


Figura 4.15. Quadros de apresentação de resultados nas centrais PV:  
a) da fachada PV; b) da cobertura PV do parque.

Nos quadros são apresentadas várias informações, designadamente os valores em tempo real da irradiância solar incidente no plano dos módulos, da temperatura ambiente e da potência entregue à rede, e os valores acumulados da energia total produzida e do CO<sub>2</sub> evitado.

Em particular, no caso do quadro do Edifício Solar XXI, como se utilizam os módulos aquecidos pela radiação solar, para aquecimento ambiente, no período de Inverno, são ainda apresentados os valores da temperatura dos módulos, na parte posterior, e da temperatura do ar, no interior do Edifício

Os quadros de apresentação de resultados estão equipados com sistemas de aquisição e sensores da irradiância e temperatura próprios. Os valores apresentados, da potência e da energia total acumulada, entregues à rede eléctrica em c.a., são calculados a partir dos impulsos emitidos pelos contadores da energia eléctrica, instalados em cada uma das centrais, que mostrámos na Figura 4.12.

#### 4.4 Parâmetros a utilizar na análise do desempenho de Centrais PV

A partir dos valores grandezas medidos na monitorização, são calculados em particular os valores das seguintes grandezas, para um determinado período de tempo (hora, dia, mês ou ano), conforme estipula a norma IEC 61724:1998, [104]:

- Irradiação incidente no plano dos módulos  $H_i$  ( kWh.m<sup>-2</sup> )
- Energia produzida em c.c., pela central fotovoltaica,  $E_{PV}$ , ( kWh )
- Energia, em c.a., entregue num dado ponto da rede,  $E_{ca}$ , ( kWh )

Para se proceder à análise do desempenho de sistemas e centrais fotovoltaicas, conforme a metodologia apresentada na mesma norma, recorre-se a valores devidamente normalizados destas grandezas, de modo a podermos comparar os desempenhos de sistemas ou centrais PV com diferentes potências pico, diferentes tecnologias e instalados em diferentes regiões.

Assim, para um sistema ou central PV com uma dada potência  $P_p$  medida em condições STC e expressa em kW, definem-se os seguintes índices de desempenho médios para um dado período (dia, mês ou ano), habitualmente designados por “Yields”,

$Y_A$  índice de produção PV, número equivalente de horas, num dado período, a que um gerador PV funcionou à potência pico nominal, dado pela razão entre energia em c.c. produzida pelo gerador PV e a potência pico instalada,

$$Y_A = \frac{E_{PV}}{P_p} \quad (4.56)$$

numericamente igual à energia em c.c. produzida pela central em ( kWh/kW).

$Y_F$  índice de energia final, número equivalente de horas, num dado período, que uma Central PV funcionou à potência pico nominal, dado pela razão entre a energia útil, neste caso a entregue à rede, e a potência pico instalada,

$$Y_F = \frac{E_{ca}}{P_p} \quad (4.57)$$

numericamente igual à energia em c.a. entregue à rede em ( kWh/kW).

$Y_R$  índice de referência, número equivalente de horas num dado período em que um gerador recebeu a irradiância de referência, dado pela razão entre irradiação solar incidente e a irradiância de referência,

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{i\ ref}} \quad (4.58)$$

numericamente igual à irradiação solar incidente em ( kWh.m<sup>-2</sup>), uma vez que,  $G_{i\ ref} = 1\ 000\ \text{Wm}^{-2}$ .

$PR$  Taxa de desempenho, *Performance Ratio*, dada pela razão

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (4.59)$$

este índice permite comparar o desempenho de centrais PV de diferentes potências, tecnologias, configurações e instaladas em diferentes locais, mesmo que tenham sido obtidos com diferentes valores de irradiação solar incidente no plano dos módulos<sup>52</sup>.

Utilizaremos também na análise de desempenho das Centrais PV, o índice final,  $Y_{F\ Inv}$ , definido como a energia eléctrica em c.a. entregue à rede, à saída dos inversores, por unidade de potência pico instalada.

## 4.5 Resultados globais obtidos na Monitorização das Centrais PV

Em termos cronológicos, o estudo prévio do desempenho das centrais, usando a metodologia e modelos matemáticos, que iremos descrever no Capítulo 5, referente à Modelação de Centrais PV, foi realizado, logo que foi definida a configuração das centrais. Nesta fase, forneceu informações importantes para a análise das propostas recebidas, que permitiu por exemplo, optar pelos inversores instalados na Central do parque, em detrimento de outros, cuja região de funcionamento do MPPT não se adaptava às características dos módulos de silício amorfo que pretendíamos instalar.

No entanto, em termos da apresentação do trabalho, parece-nos importante apresentar já neste capítulo, os resultados da monitorização implementada às Centrais PV, fazendo também a sua análise sumária, em termos da energia eléctrica produzida e do seu desempenho, relativamente aos anos completos de monitorização de 2006 e 2007.

Apresentamos nos pontos seguintes, os resultados da monitorização, do funcionamento da Central PV da Fachada, construída com os módulos de silício multicristalino BP3160, descrita no ponto 4.2.1, e do funcionamento da Central PV do parque, construída com os módulos de silício amorfo Kaneka GEA60, descrita nos ponto, 4.2.2.

<sup>52</sup> Uma Central PV pode ter um valor de  $PR = 1$ , se por exemplo os módulos funcionarem com um rendimento médio igual ao medido nas condições STC, e sem quaisquer perdas (nos cabos, inversores etc.). Quanto maiores os rendimentos destes componentes e menor a temperatura de funcionamento dos módulos, maior é o índice de desempenho  $PR$ . A mesma central, em diferentes locais pode apresentar valores de  $PR$  diferentes porque o índice  $Y_F$  depende da irradiação mas também da temperatura de funcionamento dos módulos, que é influenciada pela temperatura ambiente.

#### 4.5.1 Energia anual produzida

##### *Central PV da Fachada*

Apresentam-se na Tabela 4.9, os valores da irradiação solar anual na fachada e da produtividade anual, em termos de energia eléctrica entregue à saída dos inversores, por unidade de potência pico instalada. A central PV da Fachada entregou à rede 950 kWh/kW instalado em 2006 e 1 004 kWh/kW instalado, em 2007.

Os valores medidos da irradiação solar anual que incidiu na fachada, foram inferiores, em cerca de 9.5 %, em 2006, e em cerca de 3.4 %, em 2007, ao valor médio da irradiação solar incidente de 1 235 kWh/m<sup>2</sup>, que tínhamos calculado para o ano de referência TRY, Tabela 4.1.

Tabela 4.9. Central PV da Fachada, valores da produtividade anual

Ano	$P_p$ (kW)	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)
<b>2006</b>	<b>12.16</b>	<b>1 118</b>	<b>950</b>
<b>2007</b>	<b>12.16</b>	<b>1 193</b>	<b>1 004</b>

O ano de 2006 foi particularmente nublado (e chuvoso) no final do ano, enquanto que em 2007 essa situação se verificou mais no início do ano, como se pode observar nos gráficos dos valores diários da irradiação solar e da produtividade da Fachada, apresentados na Figura 4.16 e na Figura 4.17, em termos dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários.

A Fachada apresentou valores de produtividade máxima diária, por unidade de potência pico instalada, que chegaram a cerca de 5.5 kWh/kW, entre os meses de Novembro e Fevereiro, e mínimos de cerca de 2 kWh/kW, nos meses de Junho e Julho, em linha com o gráfico dos ângulos de incidência, apresentados na Figura 4.5.

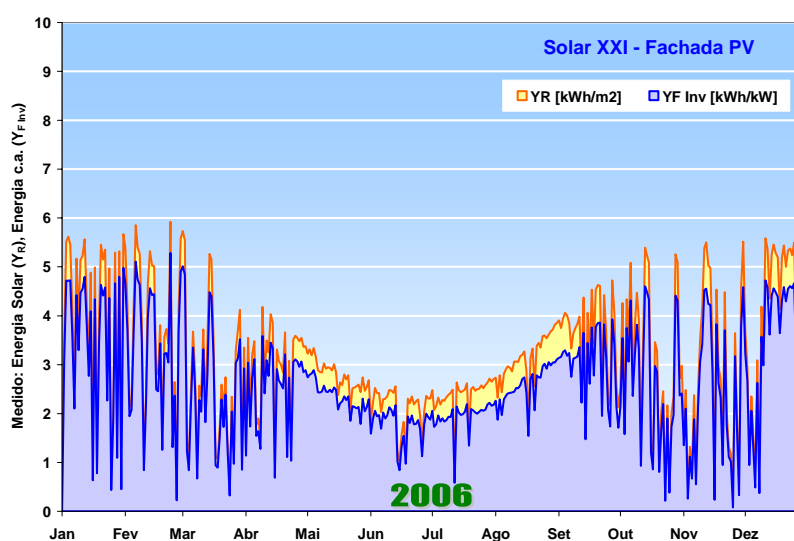


Figura 4.16. Medido - 2006: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários, para a Central da Fachada

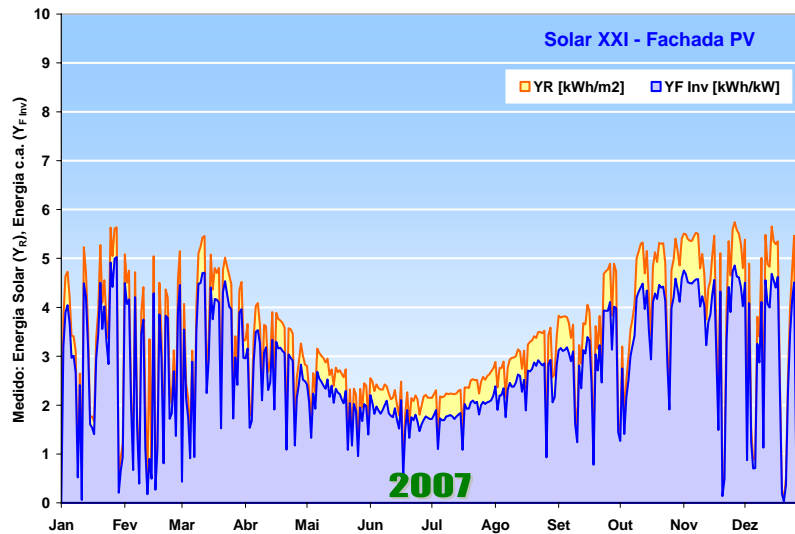


Figura 4.17. Medido - 2007: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários, para a Central da Fachada

No entanto a ocorrência de dias com forte nebulosidade nestes meses acaba por limitar a produção de energia, podendo apresentar grandes variações em dias seguidos, como aconteceu por exemplo no mês de Dezembro de 2007.

Os valores da energia eléctrica total entregue à rede diariamente, à saída dos inversores, pela Fachada, com 12.16 kW potência pico, nos anos de 2006 e 2007, são apresentados a título ilustrativo na Figura 4.18 e na Figura 4.19, verificando-se que ultrapassou nalguns dias os 60 kWh.

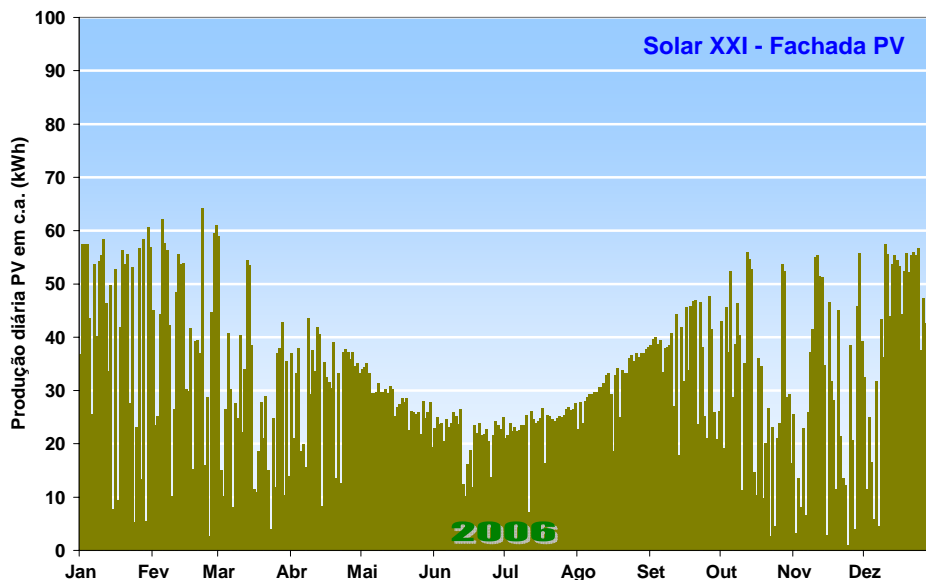


Figura 4.18. Medido - 2006: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica na Fachada

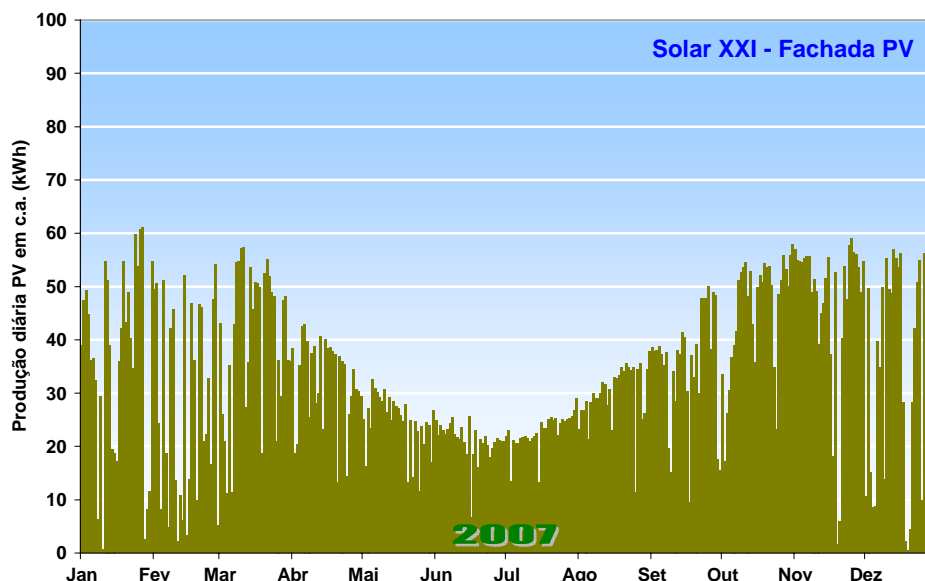


Figura 4.19. Medido - 2007: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica na Fachada

### Central PV do Parque

Apresentam-se na Tabela 4.10, os valores da irradiação solar anual no plano dos módulos da Parque de estacionamento e da produtividade anual, em termos de energia eléctrica entregue à saída dos inversores, por unidade de potência pico instalada. A central PV do Parque entregou à rede 1 368 kWh/kW instalado, em 2006, e 1 401 kWh/kW instalado, em 2007.

Os valores medidos da irradiação solar anual que incidiu nos módulos do Parque, foram ligeiramente superiores, em cerca de 1.6 %, em 2006, e em cerca de 0.6 %, em 2007, ao valor da irradiação anual de 1 770 kWh/m<sup>2</sup>, que tínhamos calculado para o ano de referência TRY, Tabela 4.1

Tabela 4.10. Central PV do Parque, valores da produtividade anual

Ano	$P_p$ (kW)	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)
<b>2006</b>	<b>6.00</b>	<b>1 799</b>	<b>1 368</b>
<b>2007</b>	<b>6.00</b>	<b>1 781</b>	<b>1 401</b>

Com base nos valores medidos, mostramos nos gráficos da Figura 4.20 e da Figura 4.21, relativos a 2006 e 2007, a evolução anual da irradiação diária e da energia eléctrica produzida diariamente em c.a., em termos dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários.

A Central do Parque apresentou valores de produtividade máxima diária à saída dos inversores, por unidade de potência pico instalada, nos meses de Maio a Setembro, que ultrapassaram os 8 kWh/kW, e mínimos no mês de Dezembro de cerca de 2.5 kWh/kW.

A diminuição da energia produzida em 2006, registada entre o dia 7 de Maio e o dia 22 de Maio, não resultou da diminuição da irradiação incidente, pelo que foi investigada, tendo permitido detectar a avaria de um dos inversores e o accionamento imediato da garantia, para a sua pronta substituição.

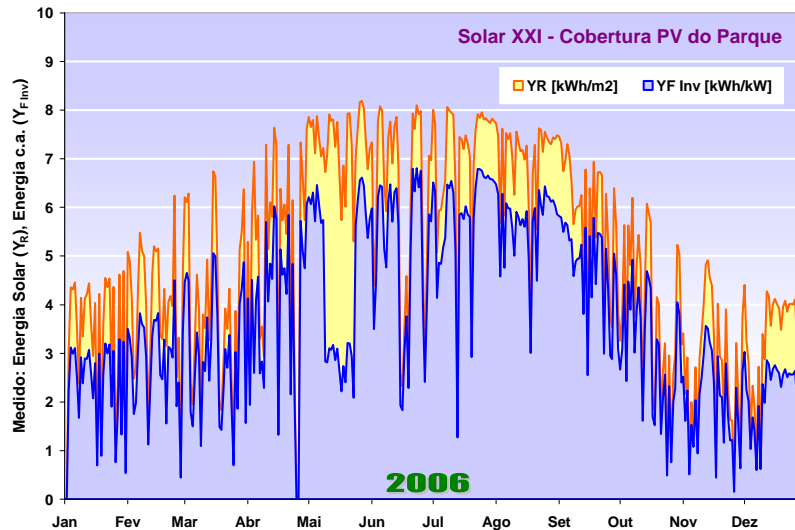


Figura 4.20. Medido - 2006: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários, para a Central do Parque

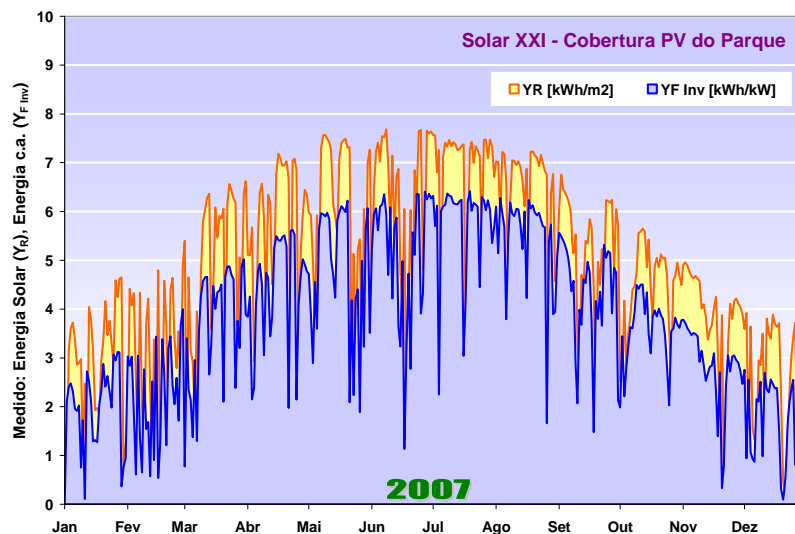


Figura 4.21. Medido - 2007: Variação ao longo do ano dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários, para a Central do Parque

Importa referir, que em termos de desempenho anual, a ocorrência de períodos particularmente nublados nos meses de Inverno relativamente à média, em 2006 e 2007, beneficiou o sistema do Parque, que devido à inclinação dos módulos a 15°, pôde captar mais energia solar no Verão, e penalizou o sistema da fachada, que por estar na vertical, está vocacionada para captar mais energia solar no Inverno, quando o ângulo de incidência dos raios solares se aproxima mais da normal à superfície da fachada, Figura 4.5.

A análise da distribuição da ocorrência de máximos da irradiação solar diária no plano dos módulos das duas centrais, por exemplo nos gráficos da Figura 4.16 e da Figura 4.20, ilustra também o que acabou de ser referido.

Os valores da energia eléctrica total entregue à rede diariamente, à saída dos inversores, pela Central do Parque, com 6.0 kW de potência pico, nos anos de 2006 e 2007, são apresentados na Figura 4.22 e na Figura 4.23. Verifica-se que a energia eléctrica diária entregue ultrapassou os 40 kWh, nalguns dias de Junho e Julho de 2006, o que não ocorreu em 2007.

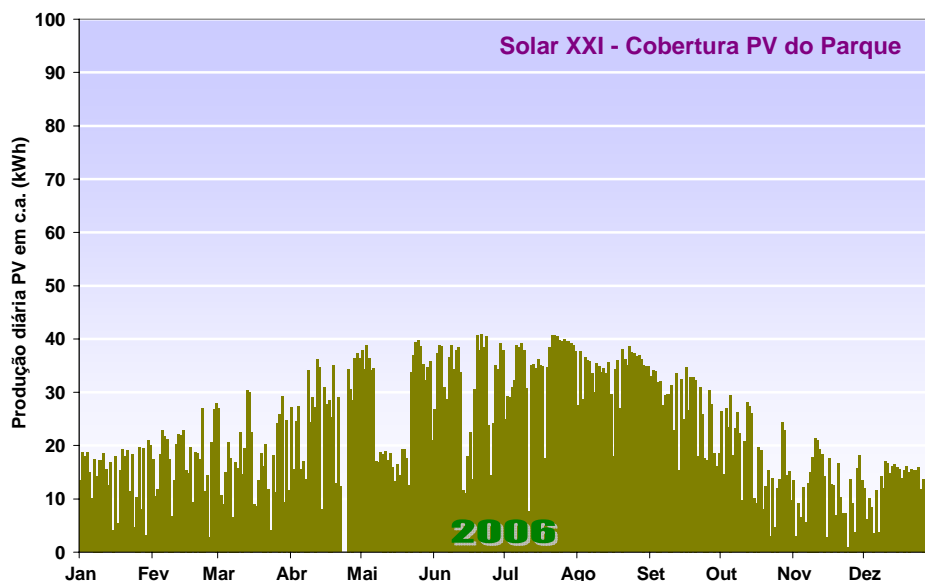


Figura 4.22. Medido - 2006: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica no Parque

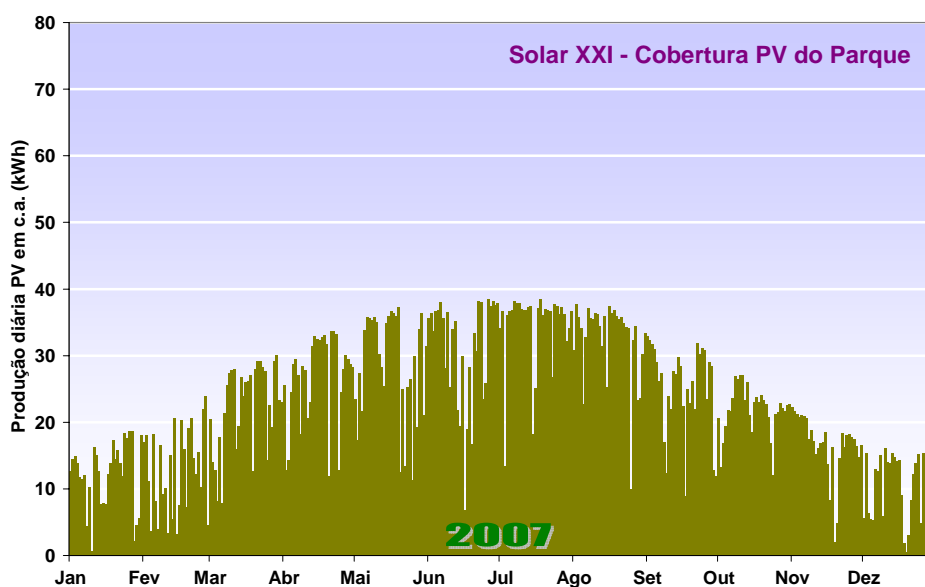


Figura 4.23. Medido - 2007: Evolução anual da produção diária de energia eléctrica no Parque

#### 4.5.2 Energia total produzida pelas duas Centrais PV

##### *Energia eléctrica entregue no ano de 2006*

Em termos de energia eléctrica total entregue à rede pelas Centrais PV do Edifício Solar XXI, no ano de 2006, como se mostra na Tabela 4.11, ela foi de **11 524 kWh** na fachada e de **8 211 kWh** no parque, ou seja um total anual de cerca de **19 735 kWh**.

Tabela 4.11. Energia produzida nas Centrais PV do Edifício Solar XXI em 2006

2006 Central PV	$P_p$ (kW)	A (m <sup>2</sup> )	$E_{ca Inv}$ (kWh)
Fachada	12.16	95.6	11 524
Parque	6.00	95.0	8 211
Total PV	18.16	190.6	19 735

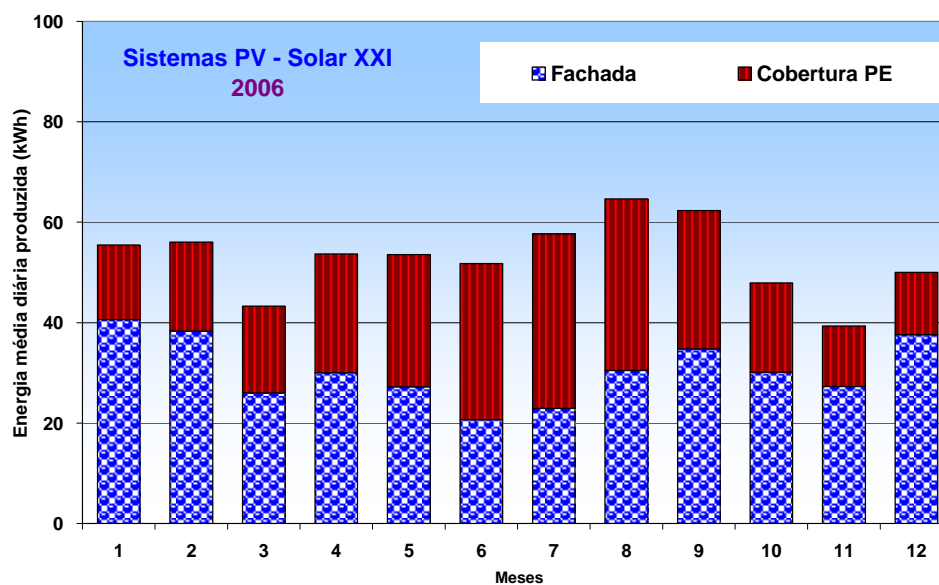


Figura 4.24. Médias mensais, em 2006, dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.

A análise das médias mensais, dos valores diários da energia eléctrica entregue, Figura 4.24, mostra que o máximo de produção do conjunto das duas centrais ocorreu em Agosto, com uma produção média diária de 66 kWh e o mínimo em Novembro, com uma produção de cerca de 40 kWh.

### Energia entregue no ano de 2007

Em 2007, como mostramos na Tabela 4.12, a energia eléctrica total entregue à rede, foi de **12 179 kWh** na fachada e de **8 407 kWh** no parque, ou seja um total anual de **20 586 kWh**.

Tabela 4.12. Energia produzida nas Centrais PV do Edifício Solar XXI, em 2007

2007 Central PV	$P_p$ (kW)	$A$ (m <sup>2</sup> )	$E_{ca Inv}$ (kWh)
Fachada	12.16	95.6	12 179
Parque	6.00	95.0	8 407
Total PV	18.16	190.6	20 586

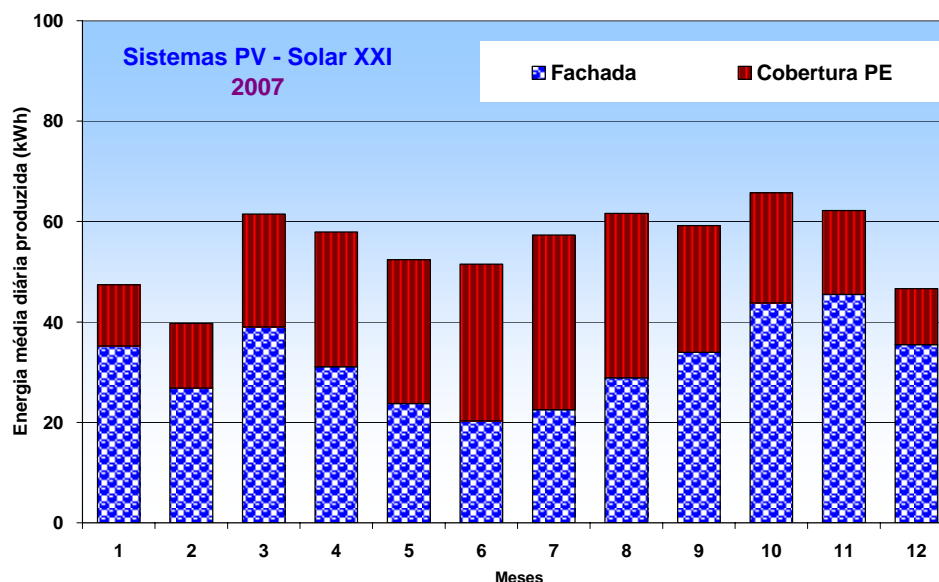


Figura 4.25. Médias mensais, em 2006, dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.

As médias mensais dos valores diários da energia entregue, Figura 4.25, mostram que o máximo de produção do conjunto das duas centrais, em 2007, ocorreu em Outubro, com uma produção média diária de 63 kWh, e o mínimo em Fevereiro, com uma produção de cerca de 40 kWh.

De realçar que, no conjunto dos dois anos analisados, as médias mensais da energia diária, apresentam uma distribuição relativamente uniforme ao longo do ano, atendendo a que a Central PV da Fachada produz em geral mais energia nos meses de Inverno e a Central do Parque nos meses de Verão, devido à trajectória do Sol no horizonte e à inclinação dos módulos. A produção média diária das duas centrais, medida pelo sistema de aquisição, foi de aproximadamente **55 kWh**.

## 4.6 Influência do meio envolvente no funcionamento das Centrais

### 4.6.1 Central PV da Fachada

#### *Distribuição dos módulos ligados a cada inversor pela Fachada*

A disposição dos módulos, ligados a cada um dos três inversores, na fachada virada a Sul, e a localização da célula solar calibrada, que mede a irradiância incidente, fornecem elementos importantes para a interpretação dos resultados da monitorização, em termos do desempenho medido para cada um dos inversores.

Assim apresentamos na Figura 4.26, a disposição dos módulos na fachada e a localização da célula solar calibrada (ponto amarelo). Para um dado módulo, através da notação numérica “X.YZ”, representa-se na figura: o inversor “X” a que está ligado, a série do inversor “Y” a que pertence e a posição “Z” que ocupa na série.

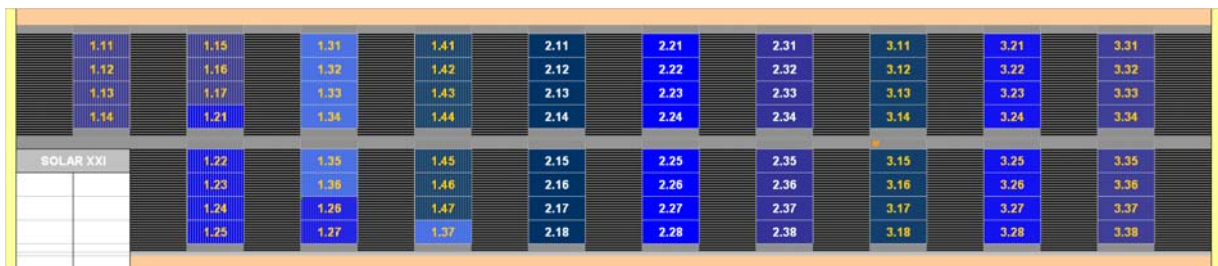


Figura 4.26. Distribuição dos módulos da Fachada pelos inversores e localização do sensor de radiação.

A figura mostra também que, as quatro séries de módulos do Inversor 1, IG 1, estão localizadas a poente da fachada, junto à porta de entrada (à esquerda na figura), as três séries do Inversor 2, IG 2, estão localizadas na zona central, e as três séries do Inversor 3, IG 3, estão localizadas a nascente da fachada (à direita na figura).

#### *Sombras na Central PV da Fachada*

Devido à proximidade de algumas árvores e do Edifício F, ocorrem sombras na fachada, em geral, ao princípio da manhã e ao final da tarde, quando a trajetória do Sol é mais baixa no horizonte.



Figura 4.27. Sombras nos módulos provocada por um pinheiro ao princípio da manhã (20/01/2006 9:40).

A sombra do pinheiro localizado a nascente do Edifício Solar XXI, afecta sobretudo os módulos ligados ao Inversor IG 3, como mostra a foto da Figura 4.27. Ao final da tarde, a sombra do edifício F afecta em primeiro lugar os módulos na parte poente da fachada, ligados ao Inversor IG 1, foto da Figura 4.28. Dependendo da época do ano, as sombras do edifício F e de um choupo próximo (de folha caduca), podem afectar módulos ligados a cada um dos três inversores, como se mostra na foto da Figura 4.29.

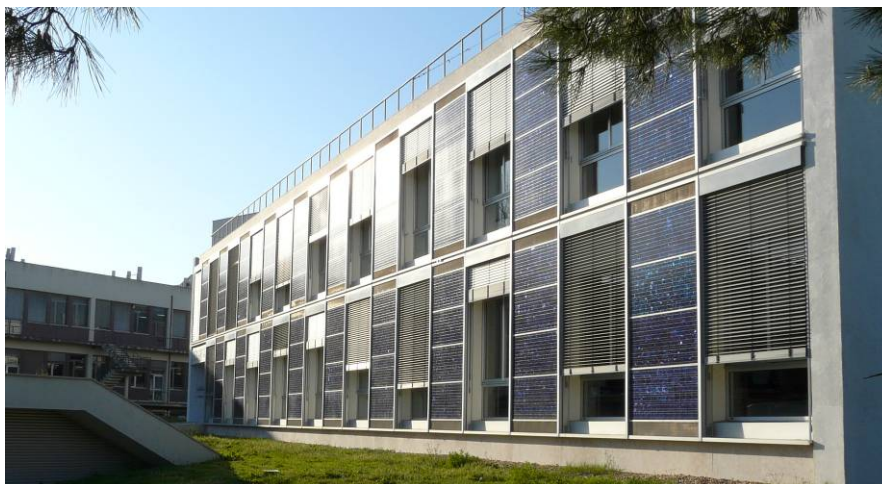


Figura 4.28. Sombras nos módulos provocadas pelo Edifício F ao final da tarde (11/03/2008 17:15).



Figura 4.29. Sombras nos módulos provocadas pelo Edifício F e árvores próximas ao final da tarde (11/01/2007 16:12).

Esta última foto, é esclarecedora das diferentes condições reais de funcionamento que podem ocorrer nos módulos, em termos da irradiância solar disponível, relativamente à irradiância medida pelo sensor<sup>53</sup>. Inversores ligados a módulos frequentemente afectados por sombras, terão forçosamente um desempenho diferente de outros com módulos não afectados, uma vez que, se admite que os valores medidos da irradiância solar são válidos para toda a fachada.

<sup>53</sup> Localizado a meio da terceira fila de módulos na fachada, a contar da direita, como se mostrou.

No entanto, nem só os edifícios e as árvores próximas provocam sombras, verificou-se que também os perfis verticais das estruturas que fixam os módulos, devido à sua forma e altura, provocam sombras nas células, como se mostra nas fotos da Figura 4.30 e da Figura 4.31.



Figura 4.30. Sombras nas células de manhã, provocadas pelos perfis verticais das estruturas que seguram os módulos (01/08/2008 09:00).

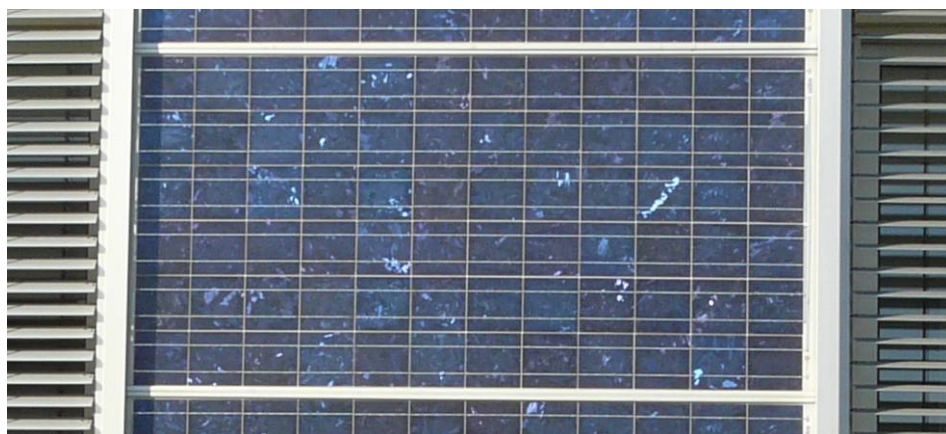


Figura 4.31. Sombras nas células à tarde, provocadas pelos perfis verticais das estruturas que seguram os módulos (11/03/2008 16:39).

A sombra nestes casos afecta todos os módulos da mesma forma, porque depende apenas do ângulo horário e é independente da época do ano, ocorrendo pela manhã, para ângulos horários inferiores a  $-58^\circ$ , ou seja, 3:52 horas antes do meio dia solar, e à tarde para ângulos superiores a  $45^\circ$ , 3:00 horas depois do meio dia solar<sup>54</sup>.

Próximo do solstício de Verão, o Sol descreve uma trajectória no horizonte que é quase tangencial à fachada. Em particular, no dia do solstício de Verão, o ângulo de incidência máximo na fachada é de  $15.25^\circ$ , pelo que nesta altura do ano até o friso lateral em alumínio dos módulos faz sombra nas células (faixa horizontal com cerca de 1 cm).

<sup>54</sup>A disposição das células nos módulos não é exactamente simétrica, como se vê na Figura 4.30 e na Figura 4.31.

#### 4.6.2 Central PV do Parque

Os obstáculos existentes no horizonte, em frente à Central PV da cobertura do parque de estacionamento, constituídos por algumas árvores de grande porte, não chegam a afectar o desempenho da central, porque apenas interferem com a radiação solar, muito próximo do nascer e pôr do Sol. A irradiância medida nestas condições no plano dos módulos, é muito baixa, sendo constituída quase exclusivamente pela componente difusa da irradiância, porque a componente directa é quase tangencial ao plano, com a inclinação de 15°.

### 4.7 Temperatura dos módulos em funcionamento

A temperatura dos módulos, varia em particular com a irradiância solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento. O tipo de montagem utilizada condiciona também a temperatura dos módulos, porque pode limitar o seu arrefecimento convectivo pelo ar envolvente. A montagem dos módulos deve permitir sempre que possível a circulação do ar na parte frontal e na parte posterior dos módulos.

Como vimos, a temperatura dos módulos altera o ponto na curva característica a que ocorre a potência máxima, porque a tensão de circuito aberto diminui com o aumento de temperatura. Nos módulos de silício cristalino, por exemplo, a tensão de circuito aberto diminui da ordem de 0.35 %/°C e conseqüentemente a potência máxima também diminui com o aumento de temperatura da ordem de 0.5 %/°C.

Vamos analisar nos pontos seguintes, os valores da temperatura dos módulos obtidos na monitorização das centrais PV e o modo como varia durante o seu funcionamento normal.

#### 4.7.1 Variação da temperatura dos módulos com $T_{amb}$ e $G_i$

Durante o dia, a diferença entre a temperatura dos módulos em funcionamento  $T_{mod}$ , e a temperatura ambiente  $T_{amb}$ , apresenta em geral uma variação linear com a irradiância  $G_i$ , em condições estabilizadas da velocidade do vento.

Nos valores medidos na monitorização das centrais, iremos analisar graficamente a variação desta diferença e obter os respectivos parâmetros da recta por regressão linear.

$$T_{mod} - T_{amb} = m \cdot G_i + T_0 \quad (4.60)$$

Sendo  $m$  o declive da recta e  $T_0$  a ordenada na origem, ou seja a temperatura do módulo na ausência de irradiância solar.

Utilizando um metodologia semelhante à definida nas normas IEC 61625 e IEC 61646, na determinação da temperatura de funcionamento nominal das células do módulo, NOCT, com a utilização da expressão ( 2.33 ), vamos estimar o valor a temperatura normal dos módulos em funcionamento  $T_{NOM}$ , a partir dos parâmetros obtidos na regressão linear, para utilização da expressão

$$T_{mod} - T_{amb} = \frac{T_{NOM} - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{Wm}^{-2}} \cdot G_i + T_0 \quad (4.61)$$

$$T_{NOM} = \frac{800 \text{ Wm}^{-2}}{m} + 20^{\circ}\text{C} \quad (4.62)$$

O valor de  $T_{NOM}$  corresponde à temperatura dos módulos em funcionamento numa dada central PV, quando a irradiância é de  $800 \text{ Wm}^{-2}$  e a temperatura ambiente de  $20^{\circ}\text{C}$ , podendo deste modo ser comparado com o valor nominal NOCT obtido em laboratório.

#### 4.7.2 Central PV da Fachada

##### *O aproveitamento térmico da fachada PV no Edifício Solar XXI*

O tipo de montagem e a estratégia adoptados na fachada, que possibilitam a circulação do ar interior do edifício por convecção natural pela parte posterior dos módulos, para aquecimento do edifício no Inverno, podem afectar significativamente a temperatura dos módulos se não forem accionados correctamente.

O controlo da circulação do ar na parte posterior dos módulos, é efectuado manualmente pelos utilizadores, através de um sistema constituído por gavetas horizontais e registos rotativos, cujas principais configurações apresentamos na Figura 4.32.

Consoante a época do ano e a temperatura dos módulos, as configurações dos sistemas de controlo mais utilizadas são as seguintes:

- Configuração de Inverno, apresentada à esquerda na figura, com os registos abertos e as gavetas fechadas, permite o aquecimento do ar no edifício durante o dia, com a circulação do ar interior pela parte posterior dos módulos.

À noite os registos devem ser fechados, para evitar o arrefecimento convectivo do ar interior, uma vez que em geral, os módulos apresentam temperaturas inferiores à temperatura ambiente, devido ao seu arrefecimento radiativo para a atmosfera.

- Configuração de Verão, à direita na figura, com os registos fechados e as gavetas abertas, permite a circulação do ar exterior por convecção natural, possibilitando o arrefecimento convectivo dos módulos pela parte posterior.

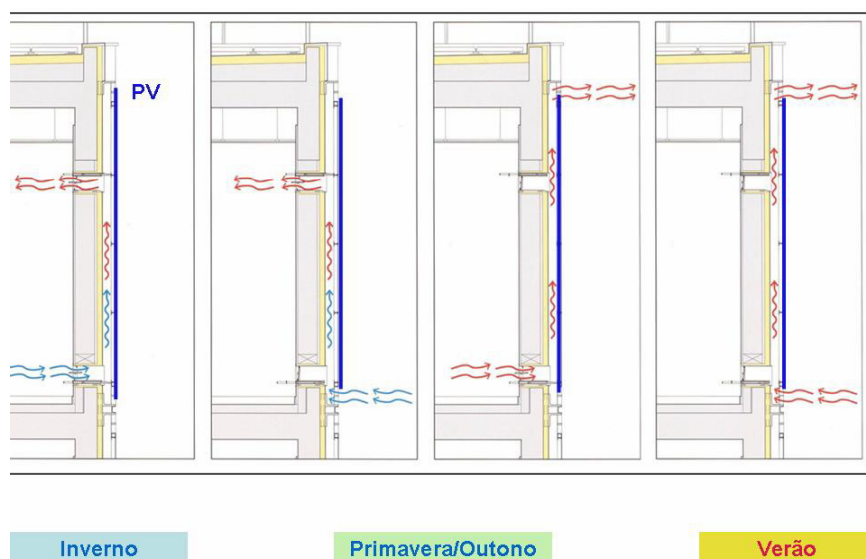


Figura 4.32. Aproveitamento da circulação do ar na parte posterior dos módulos da Fachada (Arq. Pedro Cabrito).

A sonda que monitoriza a temperatura dos módulos está localizada na mesma coluna de módulos que a célula solar, na parte posterior do módulo “3.16”, (módulo 6, da série 1, do inversor IG 3), ver Figura 4.26.

***Influência do aproveitamento térmico da fachada na temperatura dos módulos***

Havendo um aproveitamento térmico da fachada, importa avaliar o impacto desta estratégia, na temperatura dos módulos. Na Figura 4.33 apresentamos a evolução dos valores medidos, de 10 em 10 minutos, da temperatura dos módulos, da temperatura ambiente e da irradiância, num dia com circulação do ar interior do edifício pela parte posterior dos módulos, 15/12/2006 e noutro com arrefecimento convectivo dos módulos com ar exterior, 16/12/2006.

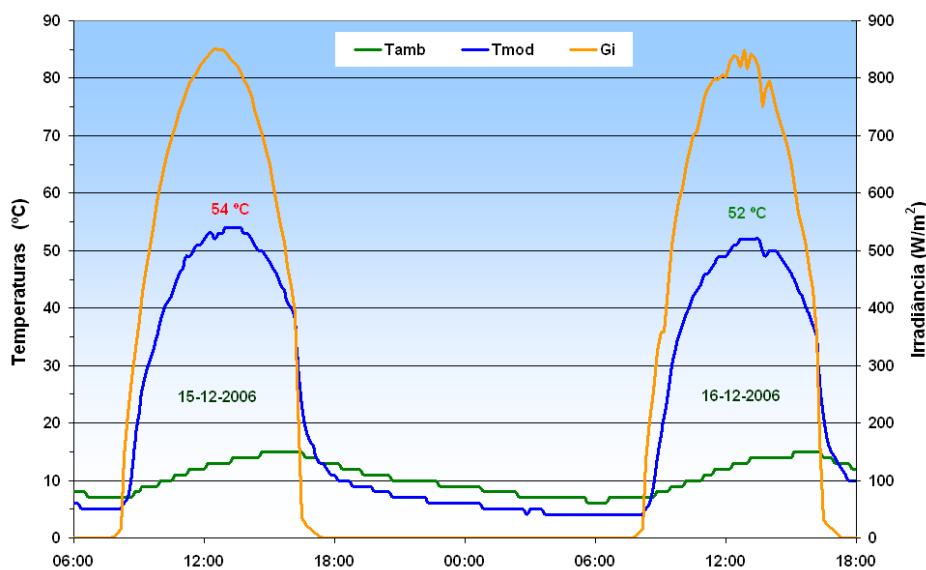


Figura 4.33. Evolução da temperatura dos módulos, da temperatura ambiente e da irradiância, num dia com aproveitamento térmico da fachada (15/12/2006) e noutro sem aproveitamento (16/12/2006)

Verifica-se que no dia 15, com aproveitamento térmico dos módulos da fachada, a temperatura máxima atingida pelo módulo monitorizado foi 2 °C superior à do dia em que não houve aproveitamento. De notar também que, durante a noite, se observam valores da temperatura dos módulos cerca de 2 °C a 3° C inferiores aos valores da temperatura ambiente devido ao arrefecimento radiativo dos módulos para a atmosfera.

Durante o dia, a diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente é primariamente uma função da irradiância, como dissemos. Na Figura 4.34, apresenta-se a evolução, ao longo dos dois dias em análise, da diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente em função da irradiância.

Observa-se que devido ao arrefecimento radiativo verificado durante a noite, a temperatura dos módulos nestes dias, só foi superior à temperatura ambiente para irradiâncias superiores a 200 Wm<sup>-2</sup>. Por outro lado, para valores de irradiância semelhantes, devido à inércia térmica dos módulos, a diferença entre as temperaturas é menor quando o módulo está em aquecimento, com a respectiva temperatura a aumentar, em geral antes do meio dia solar, e é maior quando o módulo está em arrefecimento, em geral após o meio dia solar.

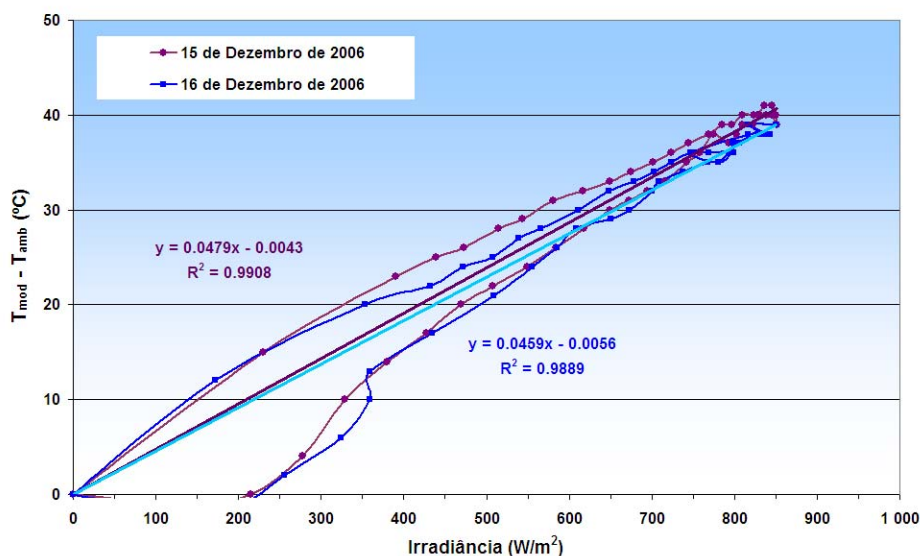


Figura 4.34. Variação da diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente na fachada com a irradiância, num dia com aproveitamento térmico da fachada (15/12/2006) e noutra sem aproveitamento (16/12/2006)

As rectas no gráfico da Figura 4.34, obtidas por regressão linear a partir dos valores medidos, de 10 em 10 minutos, para cada um dos dias, permitem estimar os respectivos valores da temperatura dos módulos em funcionamento  $T_{NOM}$ , obtidos pela expressão ( 4.62 ).

No dia 15, com aproveitamento térmico da fachada, obteve-se uma temperatura de funcionamento de 58 °C, e no dia 16, sem aproveitamento térmico, de 57 °C. A temperatura de funcionamento nominal dos módulos BP3160 é de 47 °C, o que significa que o aumento de temperatura, de cerca de +10 °C na temperatura em funcionamento na fachada, se deve ao tipo de montagem, que limita só por si os processos físicos de arrefecimento dos módulos pela parte posterior, independentemente do ar que circula ser o exterior ou interior ao edifício.

### ***Outros factores que afectam a temperatura dos módulos***

Na fachada, outros factores contribuem ainda para que a temperatura das células dos módulos varie, afectando desempenho dos módulos e que se irá reflectir na energia eléctrica entregue à rede pelos respectivos inversores, afectando o desempenho do conjunto.

Em cada painel vertical de quatro módulos, devido às características do escoamento do ar, a temperatura das células varia em cada módulo, em função da proximidade às extremidades, e também de módulo para módulo, uma vez que os módulos superiores arrefecem menos que os inferiores.

Em cada gabinete os ocupantes podem accionar livremente, os sistemas manuais de controlo da circulação do ar na parte posterior dos módulos. O que se verificou em condições de operação reais é que, por “comodidade”, as gavetas e registos, que permitem controlar a circulação do ar, não são por vezes accionados convenientemente, ficando os módulos sem qualquer circulação de ar na parte posterior, o que aumenta a temperatura de funcionamento das células e penaliza o desempenho dos respectivos módulos.

### Temperatura dos módulos em funcionamento na Fachada

A partir dos valores médios horários calculados para o ano de 2007, apresenta-se na Figura 4.35, a variação da diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente em função da irradiância.

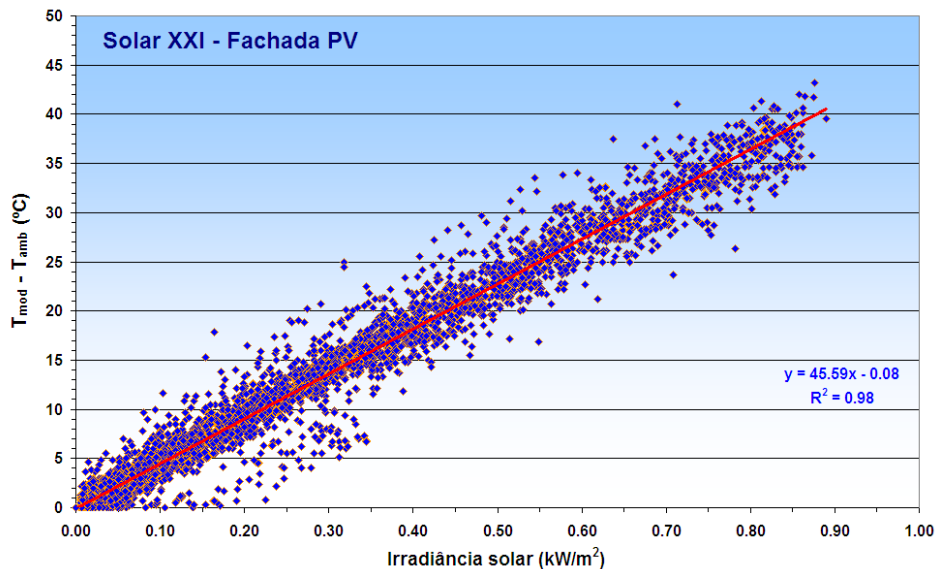


Figura 4.35. 2007 – Valores horários da temperatura dos módulos em função da irradiância na Fachada

A dispersão observada nos pontos reflecte as diversas condições que afectam a temperatura dos módulos para além do valor da irradiância, como sejam a velocidade do vento, inércia térmica dos módulos, sombras, posição dos registos que controlam a circulação do ar na parte posterior, etc. Apesar da dispersão, o gráfico mostra que, a variação da diferença de temperaturas, com a irradiância, é linear.

Os parâmetros da recta, obtidos por regressão linear, que se apresentam no gráfico, permitem estimar a temperatura dos módulos em funcionamento  $T_{NOM}$ , a partir da expressão (4.62). A temperatura dos módulos em funcionamento na fachada obtida para os valores horários do ano de 2007, é de cerca de **56 °C**, ou seja da mesma ordem que a calculada para os dias 15 e 16 de Dezembro de 2006.

### 4.7.3 Central PV do Parque

Os módulos instalados na central da cobertura PV do parque de estacionamento estão em condições semelhantes de arejamento, uma vez que é permitida a circulação do ar em toda a sua envolvente, pelo que em princípio, não eram de esperar diferenças significativas entre a temperatura dos módulos.

No entanto, a velocidade e orientação dos ventos dominantes no local, com a ocorrência de ventos relativamente fortes de Noroeste no Verão, pode favorecer o arrefecimento por convecção dos módulos localizados a Norte, que estão ligados ao inversor PS 2, relativamente aos localizados a Sul, uma vez que, os módulos e os automóveis estacionados provocam um estrangulamento progressivo no escoamento do ar que diminui a velocidade do vento, de Norte para Sul, nas filas de módulos. A sonda PT1000, que monitoriza a temperatura dos módulos está instalada num módulo da 1ª fila, localizada a Sul no Parque de estacionamento.

### Temperatura dos módulos em funcionamento no Parque

Na Figura 4.36, apresenta-se a evolução, da diferença entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente em função da irradiância, para valores médios registados de 10 em 10 minutos, para dois dias do mês em que a central do parque produz mais energia durante o ano. Ao gráfico foram anexados os valores médios da velocidade do vento, registados de 10 em 10 minutos no sistema híbrido instalado no DER, para ajudar na interpretação dos resultados.

Verifica-se que os módulos da cobertura PV do parque, devido ao arrefecimento radiativo, também apresentam durante a noite, uma temperatura inferior em cerca de 3 °C à temperatura ambiente. Durante o dia, próximo do meio-dia solar, a temperatura dos módulos apresenta variações que, não são devidas nem à irradiância solar, nem ao sombreamento dos módulos. O padrão das variações observadas, no dia 25 de Julho e no dia 26 de Julho, resulta dos valores elevados da velocidade do vento, que ultrapassaram durante alguns períodos da tarde os 25 km/h, e contribuíram para o arrefecimento dos módulos, ao aumentarem as perdas térmicas dos módulos por convecção.

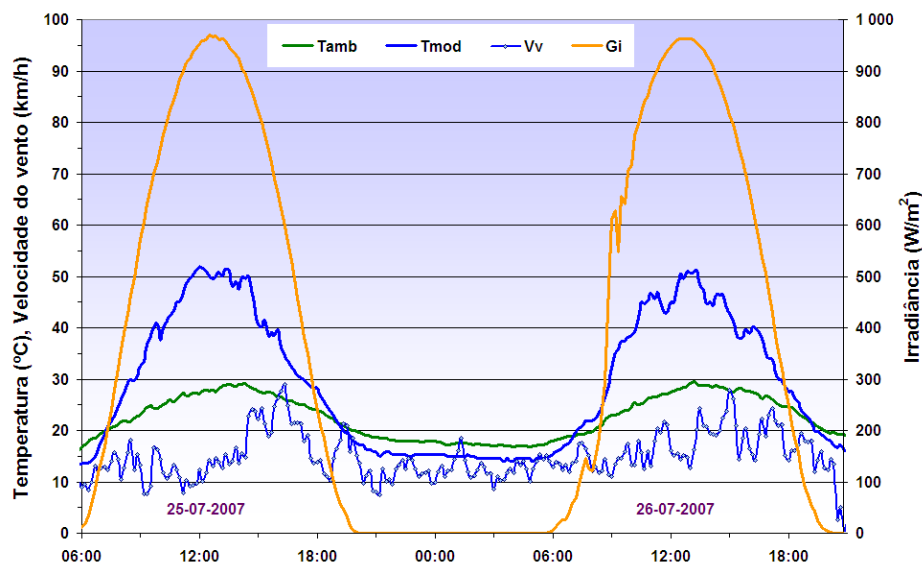


Figura 4.36. Evolução da temperatura dos módulos, da temperatura ambiente, da velocidade do vento e da irradiância corrigida<sup>55</sup>, para dois dias seguidos do mês de Julho de 2007.

Na Figura 4.37, apresenta-se para os mesmos dias, a variação da diferença, entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente, em função da irradiância. Observa-se uma dispersão de valores inferior à observada no caso da fachada, para valores mais baixos da irradiância, e uma dispersão maior, para valores mais elevados, relacionada com o aumento das perdas térmicas devidas ao vento.

Os parâmetros das rectas no gráfico da Figura 4.37, obtidas por regressão linear a partir dos valores medidos, de 10 em 10 minutos, para cada um dos dias, permitem estimar os respectivos valores da temperatura dos módulos em funcionamento  $T_{NOM}$ . No dia 25 de Julho de 2007, obteve-se uma temperatura de funcionamento de 41 °C, e no dia 26, um valor de

<sup>55</sup> Os valores da irradiância incidente nos módulos da Central do Parque, apresentados na Figura 4.36 e seguintes deste capítulo, foram corrigidos, pelas razões que justificaremos no Capítulo 6.

38 °C, em resultado das velocidades do vento verificadas que ultrapassaram durante a tarde os 25 km/h, como se mostrou na Figura 4.36.

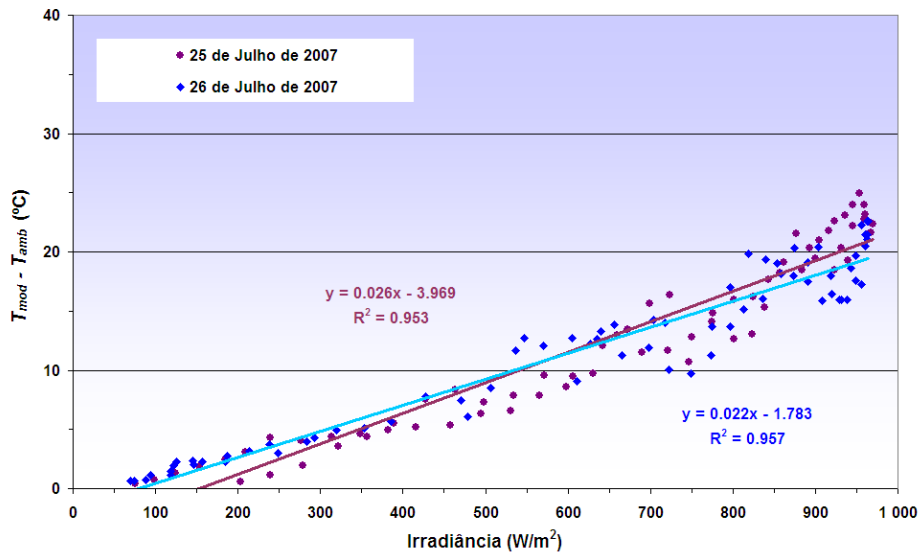


Figura 4.37. Variação da diferença, entre a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente, com a irradiância (corrigida) na cobertura PV do parque, nos dias 25 e 26 de Julho de 2007

A partir dos valores médios horários calculados a partir dos valores medidos para o ano de 2007, apresenta-se na Figura 4.38, a variação da diferença de temperaturas entre os módulos e o ar ambiente, em função da irradiância.

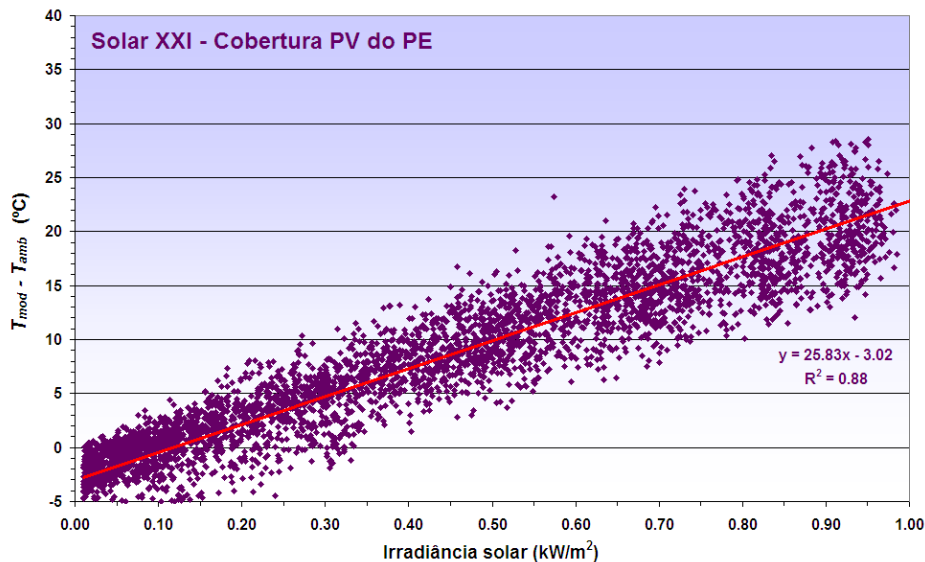


Figura 4.38. 2007 – Valores horários da diferença entre as temperaturas dos módulos e do ar ambiente, em função da irradiância (corrigida), na cobertura PV do parque

A dispersão dos valores em torno da recta é maior para valores da irradiância mais elevados, relativamente à observada no caso da fachada, pelas razões já referidas relacionadas com o com o aumento das perdas térmicas devidas ao vento.

Os parâmetros da recta, obtidos por regressão linear, que se apresentam no gráfico, permitem estimar o valor da temperatura dos módulos em funcionamento  $T_{NOM}$ . A temperatura dos módulos Kaneka GEA60, em funcionamento na cobertura PV do parque, obtida com os valores horários do ano de 2007, é de cerca de **41 °C**, ou seja ligeiramente inferior à temperatura de funcionamento nominal dos módulos, NOCT, que é de 45 °C.

#### 4.8 Desempenho medido de cada inversor e respectivos módulos

Nas centrais PV do Edifício Solar XXI, os inversores instalados funcionam de forma independente uns dos outros, podendo o seu desempenho ser analisado individualmente, como se se tratasse de pequenas centrais de microprodução.

Como dissemos, na Fachada PV foi adoptada uma estratégia, em que os módulos com correntes de curto-circuito mais elevadas foram ligados sequencialmente aos inversores IG 3, IG 2 e IG 1.

Em condições de funcionamento semelhantes, em termos de irradiância solar incidente e de temperatura dos módulos, são de esperar melhores índices de desempenho dos inversores, sequencialmente pela ordem indicada.

Importa pois investigar, se a estratégia adoptada conduziu a diferenças significativas no desempenho medido dos inversores e se outras estratégias poderiam ter sido adoptadas.

##### 4.8.1 Desempenho dos inversores da Fachada

###### *Energia anual produzida*

Em termos valores da produtividade anual por inversor, medidos à saída dos inversores,  $Y_{F Inv}$ , apresentados na Tabela 4.13, o inversor que apresenta melhor desempenho, é o Inversor IG 2, ligado aos módulos que ocupam a parte central da Fachada, menos afectados pelas sombras, produzindo +0.7 % que a média em 2006 e +1.3 %, em 2007. O inversor que apresentou o pior desempenho foi o Inversor IG 3, com cerca de -1.5 % que a média em 2006 e 2007.

Tabela 4.13. Valores da produtividade anual por inversor na Fachada, em termos de  $Y_{F Inv}$

Ano	$Y_{F Inv}$ IG 1 (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ IG 2 (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ IG 3 (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ Total (kWh/kW)
<b>2006</b>	<b>956</b>	<b>957</b>	<b>936</b>	<b>950</b>
<b>2007</b>	<b>1 008</b>	<b>1 018</b>	<b>990</b>	<b>1 004</b>

Os valores anuais da energia produzida em cada um dos inversores por unidade de potência pico instalado, estão de acordo com os sombreamentos parciais da fachada, que já referimos, pelo que para se detectarem os eventuais benefícios da escolha de módulos efectuada, necessitamos de analisar a produção de energia a outras escalas de tempo.

***Evolução ao longo do ano produtividade média diária***

As médias mensais da produtividade diária, dos três inversores, ao longo dos anos de 2006 e 2007, são apresentadas respectivamente nos gráficos da Figura 4.39 e da Figura 4.40, em termos dos índices de desempenho  $Y_{F Inv}$ .

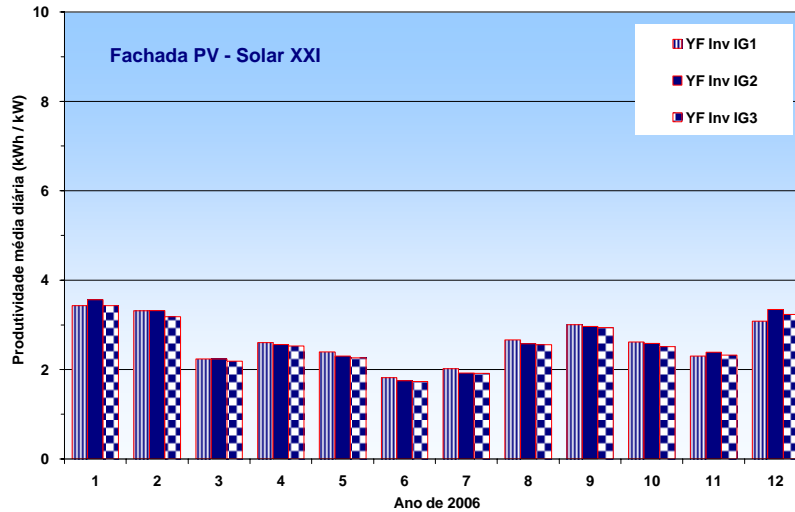


Figura 4.39. 2006: Índices de desempenho médios diários  $Y_{F Inv}$ , para cada um dos inversores da fachada

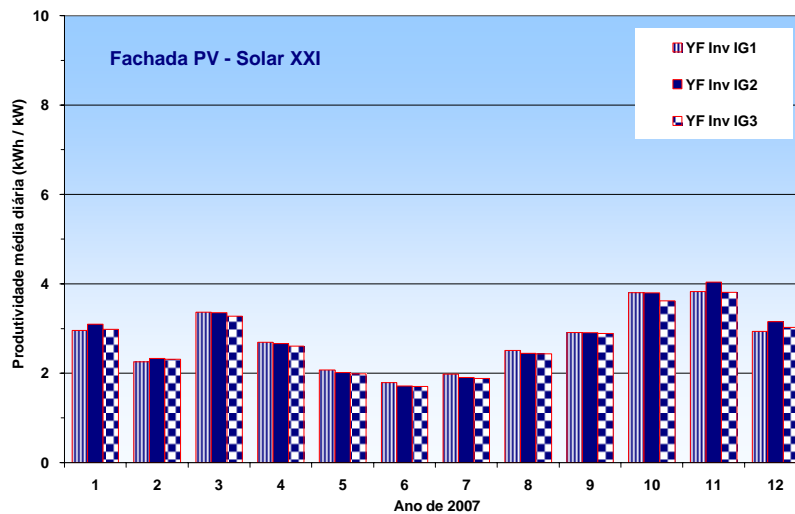


Figura 4.40. 2007: Índices de desempenho médios diários  $Y_{F Inv}$ , para cada um dos inversores da fachada

Os gráficos mostram um melhor desempenho médio do inversor IG 1, de Março a Outubro, e um melhor desempenho do inversor IG 2, nos restantes meses, porque é, como vimos, o menos afectado pelas sombras nos módulos. Já o inversor IG 3 apresenta sempre o pior desempenho, por ser o mais afectado pelas sombras.

***Produtividade diária***

Apresentamos, na Figura 4.41, Figura 4.42 e Figura 4.43, a título de exemplo, a produtividade diária dos inversores da fachada, nos meses de Janeiro, Abril e Agosto de 2007.

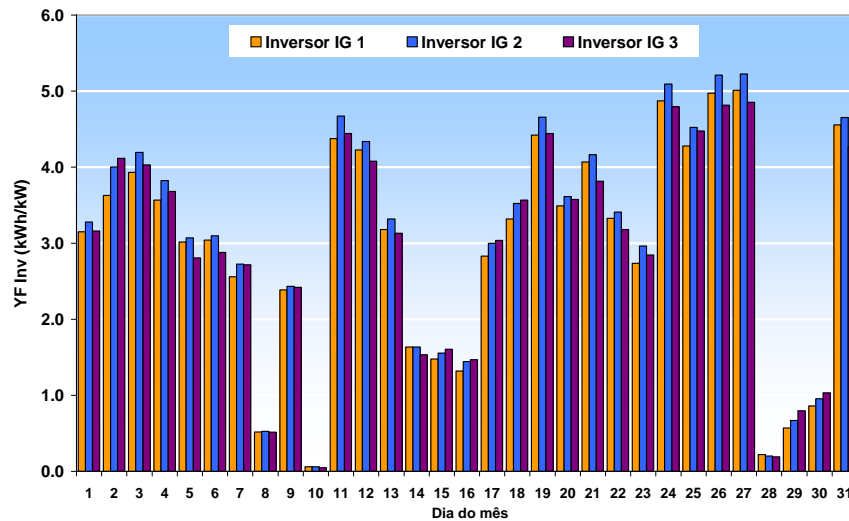


Figura 4.41. Janeiro de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada

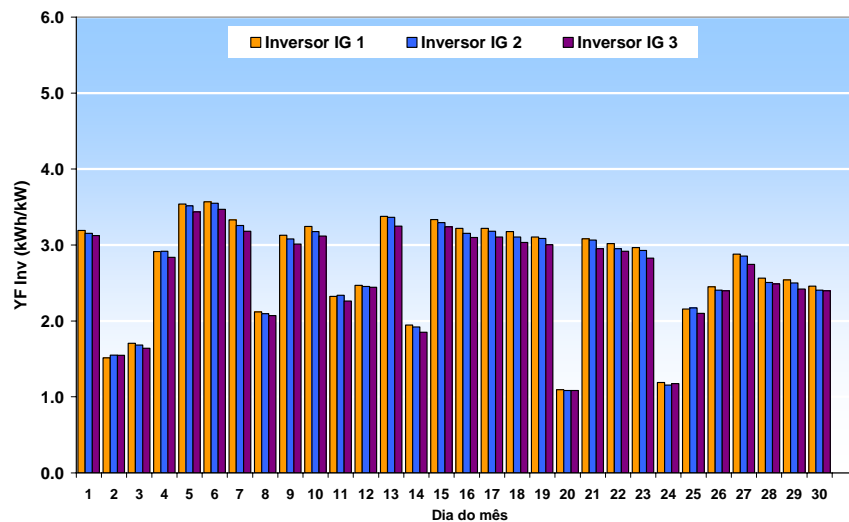


Figura 4.42. Abril de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada

Podemos observar que o desempenho do inversor IG 1, em termos de energia média produzida, por unidade de potência pico instalada, é superior nos meses em que os sombreamentos tendem a afectar de igual modo todos os módulos, ou seja, em Abril e Agosto nos casos apresentados.

Em particular, no mês de Agosto de 2007, Figura 4.43, o inversor IG 1 produziu diariamente em média +2.6 % de energia eléctrica por unidade de potência pico instalada, que o inversor menos afectado por sombras, o inversor IG 2.

Este resultado mostra que outros factores, suplantaram os efeitos resultantes da estratégia adoptada na escolha dos módulos, uma vez que os módulos com correntes de curto-circuito maiores foram ligados ao inversor IG 3. Para analisarmos a que se devem os ganhos mensais reportados, vamos analisar a produção de energia ao longo de um dia.

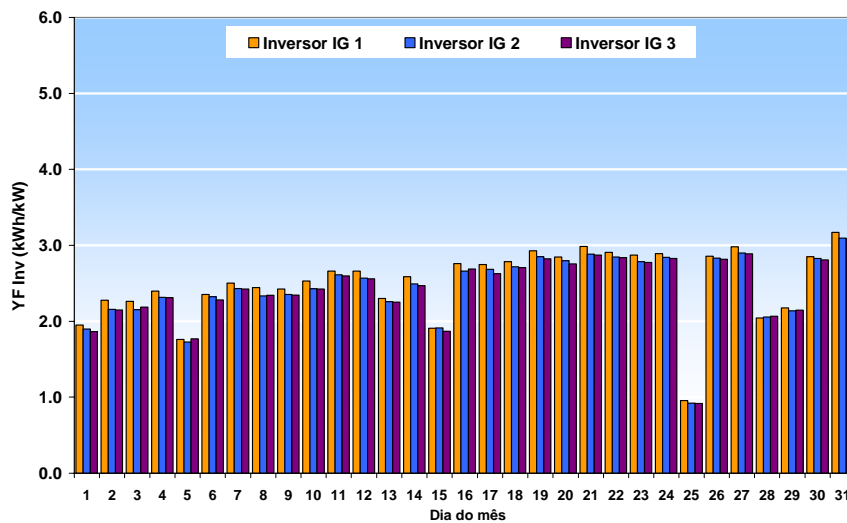


Figura 4.43. Agosto de 2007 – Produtividade diária de cada um dos inversores da fachada

### Valores horários

Na Figura 4.45, apresentam-se os valores horários médios da irradiância e das potências à saída dos inversores, por unidade de potência pico, para os dias 5, 6 e 7 de Novembro de 2007. É patente a influência dos sombreamentos parciais dos módulos da fachada na produção de energia eléctrica, em cada um dos inversores. A potência produzida pelo inversor IG 3 não acompanha a curva da irradiância solar nas primeiras horas da manhã e as potências produzidas, primeiro pelo inversor IG 1, e depois pelo inversor IG 2, deixam também de acompanhar a curva de irradiância no final da tarde.

Por outro lado, próximo do meio-dia solar, os inversores apresentam valores de potência semelhantes, ou seja, nestes dias a escolha dos módulos efectuada, não conduziu a diferenças significativas no respectivo desempenho.

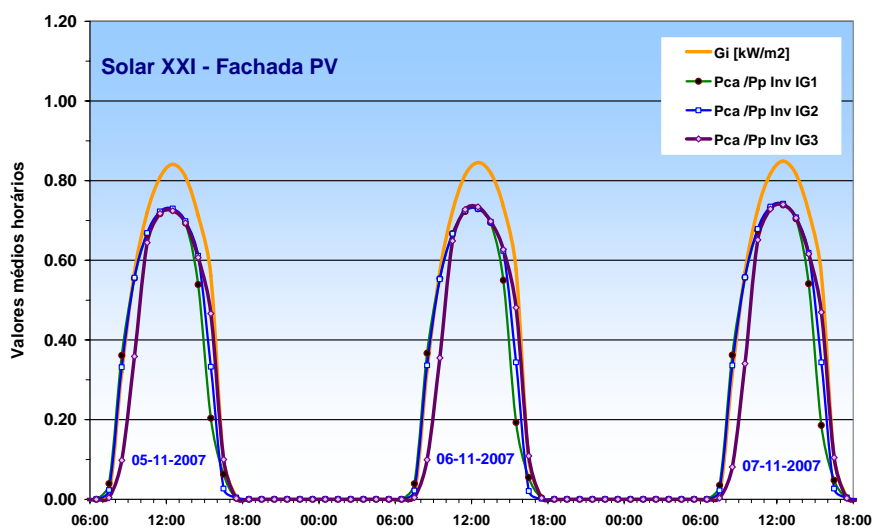


Figura 4.44. Exemplo dos valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, para os inversores da Fachada.

Nos gráficos da Figura 4.39 e da Figura 4.40, um dos meses em que era visível uma maior produtividade diária do inversor IG 1, era o mês de Agosto. Na Figura 4.45, apresentam-se os valores horários médios da irradiância e das potências à saída dos inversores, por unidade de potência pico, para um dos dias deste mês.

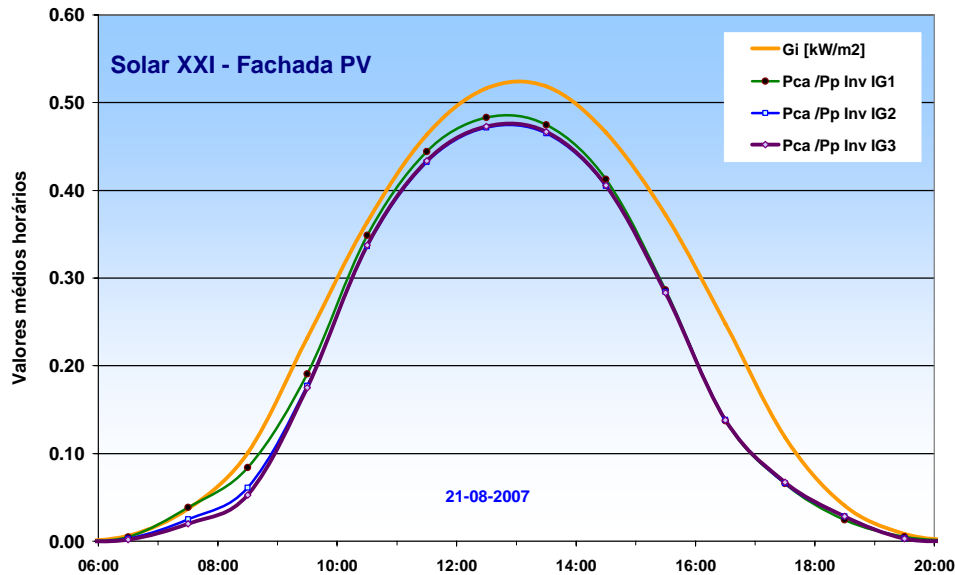


Figura 4.45. Valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores da Fachada, no dia 21 de Agosto de 2007

Nas curvas apresentadas, é visível que as curvas da potência normalizada de saída se aproximam mais da curva da irradiância no período da manhã. Neste período, os módulos apresentam um melhor rendimento, por funcionarem a uma temperatura inferior, em consequência da temperatura ambiente ser menor e da inércia térmica dos módulos, por ainda estarem em aquecimento com a irradiância a aumentar.

Não são visíveis diferenças significativas, que possam ser devidas ao sombreamento parcial dos módulos e verifica-se que os valores da potência produzida pelo inversor IG 1, ao longo do dia, são ligeiramente superiores aos valores da potência dos inversores IG 2 e IG 3. A energia total produzida pelo inversor IG 1, neste dia em particular, foi superior em cerca de 4.4 % à do inversor IG 2.

O melhor desempenho do inversor IG 1 nos meses de Verão, está relacionado com a contribuição da componente difusa da irradiância para a irradiância total incidente nos módulos que é maior nestes meses devido à turbidez da atmosfera e à diminuição da componente directa, devida ao elevado ângulo de incidência dos raios solares.

Em geral os módulos ligados ao inversor IG 1, beneficiam de um horizonte mais desimpedido, em especial uma das séries, ver Figura 4.26, está toda ao nível do 1º Andar do edifício, a uma altura superior. Nos outros inversores os módulos das séries mais próximos do solo recebem menos radiação difusa, devido à existência de obstáculos no horizonte, penalizando o desempenho das séries completas.

A estratégia adoptada não conduziu portanto a uma melhoria significativa do desempenho dos módulos ligados ao inversor IG 3, face à influência dos outros efeitos que o afectam, como sejam os sombreamentos.

#### 4.8.2 Desempenho dos inversores da cobertura PV do parque de estacionamento

##### *Energia anual produzida*

Na central PV instalada na cobertura do Parque de estacionamento não foi adoptada nenhuma estratégia especial, em termos de escolha dos módulos na fase de montagem, por não dispormos dos valores individualizados dos parâmetros característicos.

Em termos de valores da produtividade anual, o inversor PS 2 apresentou um pior desempenho, em 2006, devido à avaria que já referimos, mas em 2007, produziu mais 1.1 % que o inversor PS1, Tabela 4.14.

Tabela 4.14. Índices de energia final à saída dos inversores,  $Y_{F Inv}$ , no Parque

Ano	$Y_{F Inv}$ PS 1 (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ PS 2 (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ Total (kWh/kW)
2006	1 405	1 332	1 368
2007	1 393	1 409	1 401

Da mesma forma que fizemos para a central PV da fachada vamos analisar nos pontos seguintes a produção da energia eléctrica em várias escalas de tempo.

##### *Produtividade média diária*

As médias mensais da produtividade diária, para os inversores da central do parque, ao longo dos anos de 2006 e 2007, são apresentadas nos gráficos das Figura 4.46 e Figura 4.47.

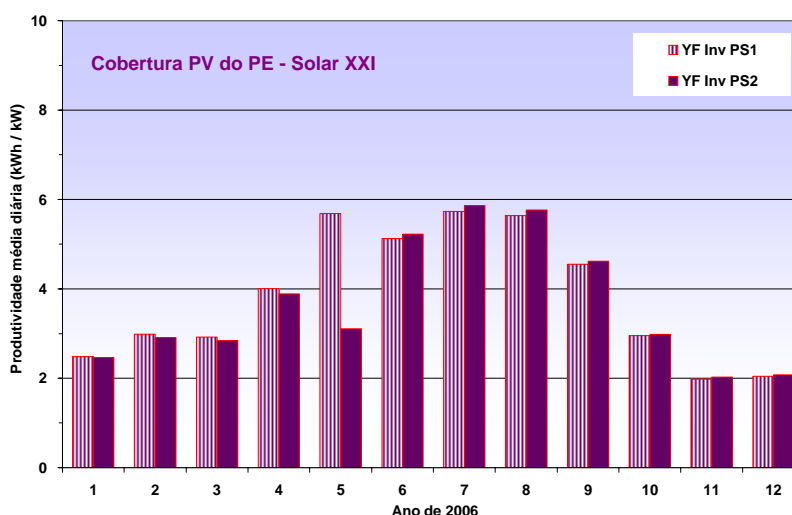


Figura 4.46. 2006: Índices de desempenho médios diários  $Y_{F Inv}$ , para cada um dos inversores no Parque

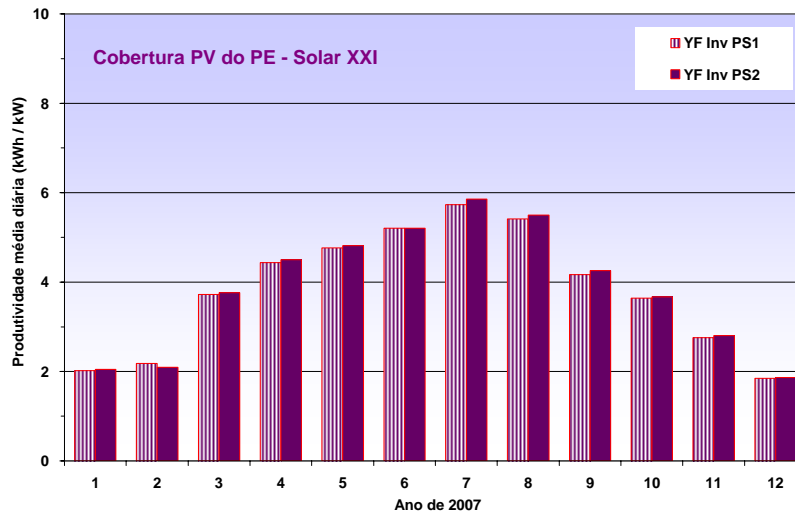


Figura 4.47. 2007: Índices de desempenho médios diários  $Y_{F Inv}$ , para cada um dos inversores no Parque

O inversor PS 2 apresenta em geral um melhor desempenho ao longo do ano com exceção dos meses de Janeiro e Fevereiro. Não havendo razões em termos de irradiância e de características técnicas dos módulos que o justifiquem, as diferenças observadas podem ser devidas a diferentes temperaturas médias de funcionamento dos módulos. Em particular, podem resultar dos módulos ligados ao inversor PS 2, se localizarem a Norte no parque, sendo mais facilmente arrefecidos<sup>56</sup> pelos ventos dominantes provenientes de Noroeste, que em regra aumentam de intensidade no Verão.

### Produtividade diária

Apresentamos, na Figura 4.48 e na Figura 4.49, a produtividade diária dos inversores do parque, num mês em que o inversor PS 1, apresentou um melhor desempenho que o inversor PS 2, Fevereiro de 2007, e no mês de Agosto do mesmo ano, em que ocorreu o inverso.

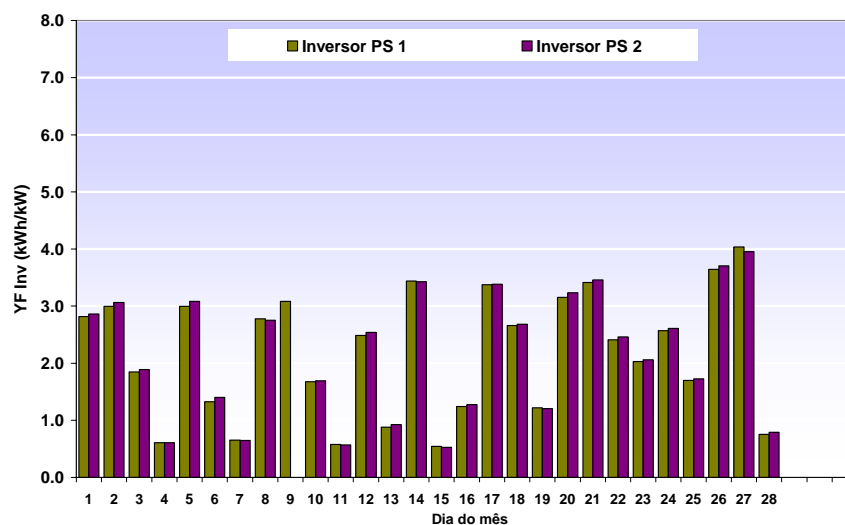


Figura 4.48. Fevereiro de 2007 – Produtividade diária para os inversores do parque

<sup>56</sup> Não dispomos de dados na monitorização que permitam verificar esta hipótese, uma vez que a temperatura dos módulos é medida na primeira fila dos módulos, localizada a Sul do parque.

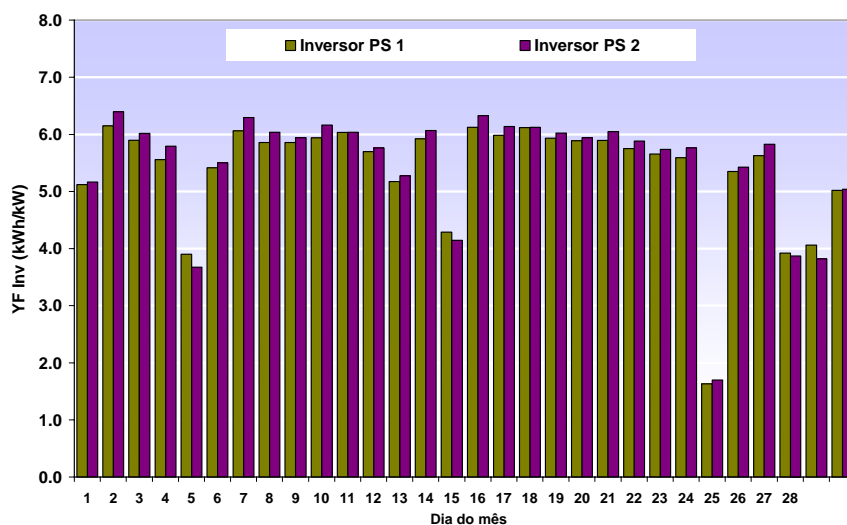


Figura 4.49. Agosto de 2007 – Produtividade diária para os inversores do parque

Verifica-se na Figura 4.49, que o melhor desempenho do inversor PS 1, observado no mês de Fevereiro na Figura 4.47, se ficou a dever em grande parte ao facto do inversor PS 2 não ter funcionado<sup>57</sup> no dia 9, apesar de também terem sido registados alguns valores de produtividade superior do inversor PS 1, em especial nos dias nublados.

### Valores horários

Na Figura 4.50, apresentam-se a título de exemplo, os valores horários médios da irradiância e das potências à saída dos inversores do parque, por unidade de potência pico, para os dias 5, 6 e 7 de Novembro de 2007.

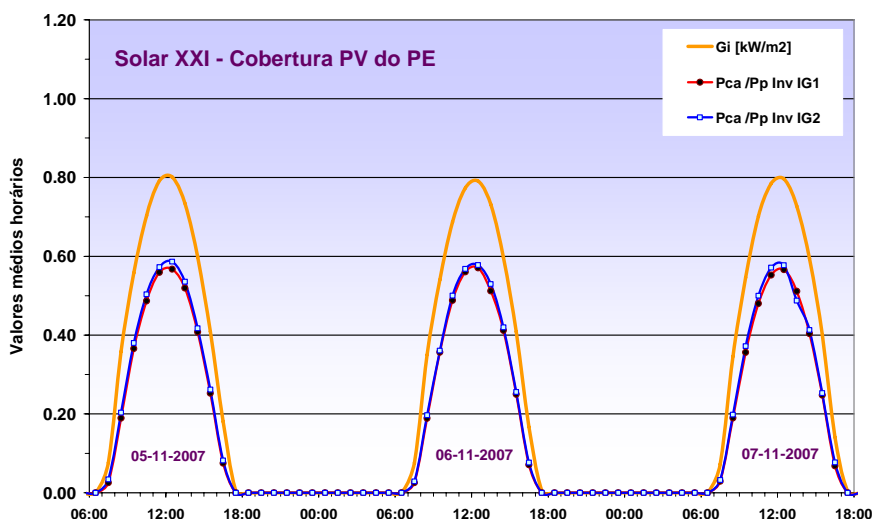


Figura 4.50. Valores horários da irradiância solar (corrigidos) e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores do Parque.

<sup>57</sup> Disparo do diferencial da fase a que o inversor estava ligado, devido a fugas de corrente para a terra na rede.

Nas curvas apresentadas não se registam diferenças de desempenho resultantes do sombreamento parcial dos módulos. O inversor PS 2 apresenta um desempenho ligeiramente superior, que se realça na Figura 4.51, por ampliação do gráfico do dia 5-11-2007.

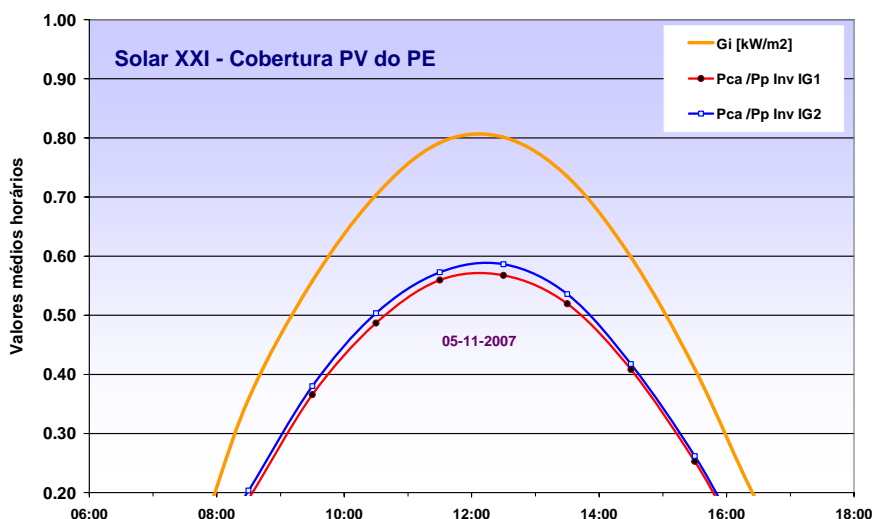


Figura 4.51. Valores horários da irradiância solar e da potência de saída em c.a., por unidade de potência pico, nos inversores do Parque (ampliação do dia 5 de Novembro).

Em consequência, a energia total produzida pelo inversor PS 2, neste dia em particular, foi superior em cerca de 3.8 % à do inversor PS 1.

## 4.9 Estudo das condições médias de operação das Centrais PV

Atendendo ao volume de dados e para melhor nos apercebermos das condições médias reais de operação das centrais PV, foram elaborados histogramas<sup>58</sup> a partir dos valores médios horários calculados com os dados registados na monitorização. Analisaremos em particular para o ano de 2007, os valores da irradiância, da potência de saída, da temperatura dos módulos e da hora do dia, que mais contribuem para a energia produzida anualmente.

### 4.9.1 Níveis de irradiância que mais contribuem para a produção anual de energia

Na Figura 4.52, apresentamos o histograma com os intervalos da irradiância solar que mais contribuem para a produção energia anual na Fachada. Verifica-se que os níveis de irradiância entre os 0.3 kW/m<sup>2</sup> e os 0.8 kW/m<sup>2</sup> contribuem em média com fracções que se situam entre 15 % e os 13 %, para energia eléctrica produzida anualmente.

<sup>58</sup> Nos histogramas apresentados, em cada intervalo, são contabilizados os valores da grandeza maiores ou iguais ao limite inferior e menores que o limite superior. Por exemplo, na Figura 4.52, o valor de “0.13”, no intervalo de irradiâncias “0.7 - 0.8”, significa que 13 % da energia produzida na fachada PV, em 2007, foi produzida com valores de irradiância média pertencentes ao intervalo [0.7 kW/m<sup>2</sup>, 0.8 kW/m<sup>2</sup>].

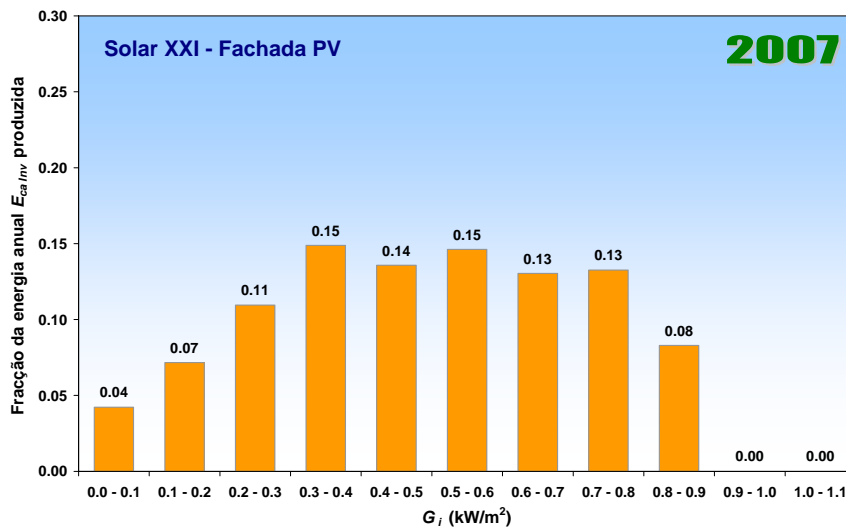


Figura 4.52. Contribuição dos vários níveis de irradiância para a energia anual produzida na Fachada

Na Figura 4.53, apresentamos os intervalos de irradiância solar que mais contribuem para a produção energia anual na central PV do Parque. Verifica-se que, são os níveis de irradiância entre  $0.6 \text{ kW/m}^2$  e  $1.0 \text{ kW/m}^2$  que mais contribuem para energia eléctrica produzida.

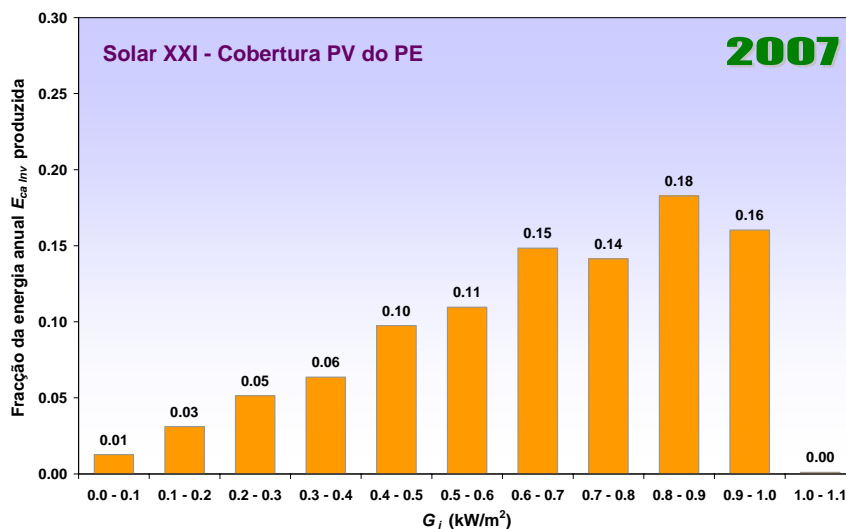


Figura 4.53. Contribuição dos vários níveis de irradiância para a energia anual produzida no Parque

De notar que, atendendo à inclinação dos módulos, na central PV da Fachada, 49 % da energia produzida ocorre para irradiâncias superiores a  $0.5 \text{ kW/m}^2$ , enquanto que na central PV do Parque, este valor sobe para 74 %.

#### 4.9.2 Níveis de potência que mais contribuem para a produção anual de energia

Na Figura 4.54, apresentamos a contribuição dos vários níveis de potência de saída em c.a., por unidade de potência pico instalada, para a energia eléctrica total produzida pela fachada. Verifica-se que os níveis, de potência que mais contribuem para a energia produzida, se situam

na região central do histograma, entre os 20 % e os 80 % da potência pico instalada, com fracções que se situam entre os 11 % e 16 %.

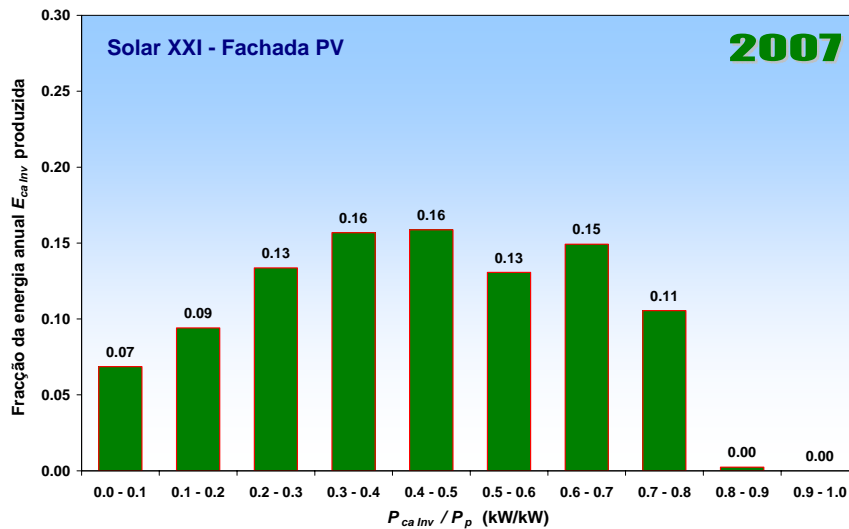


Figura 4.54. Contribuição dos vários níveis de potência de saída da central da fachada para a energia eléctrica total produzida em 2007

Na central do parque, Figura 4.55, os intervalos correspondentes a potências mais elevadas, entre os 30 % e os 80 % da potência pico instalada, são os que mais contribuem para a energia produzida, com fracções que se situam entre os 13 % e 18 %.

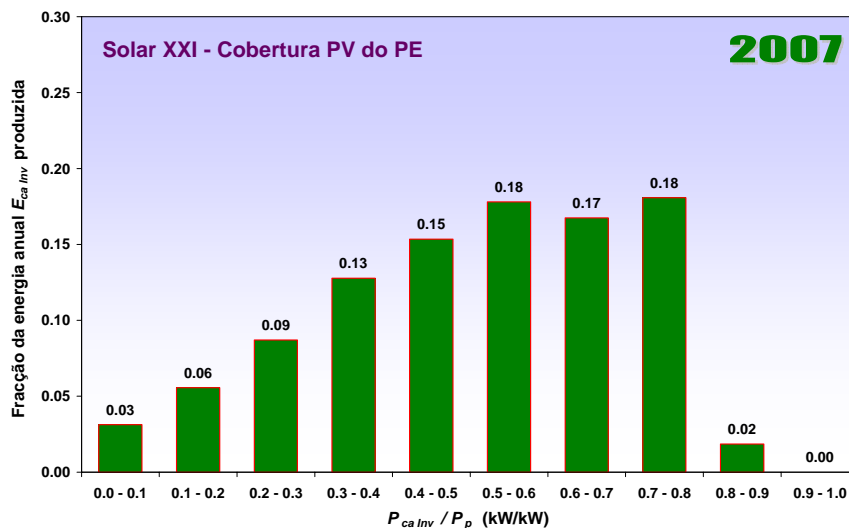


Figura 4.55. Contribuição dos vários níveis de potência de saída da central do parque para a energia eléctrica total produzida em 2007

Comparando as duas centrais, enquanto que, na central PV da Fachada, 39 % da energia anual é entregue com potências de saída nos inversores, superiores a 50 % da potência pico instalada, na central PV do Parque, 55 % da energia anual é entregue com potências superiores a 50 % da potência pico instalada.

### 4.9.3 Valores da temperatura dos módulos na produção de energia

Foram elaborados também histogramas da fracção da energia anual produzida por cada uma das centrais, para diversos intervalos de temperatura dos módulos. A Figura 4.56, mostra que, a produção de energia eléctrica na central PV da Fachada se faz em média a temperaturas dos módulos elevadas, com cerca de 63 % da energia anual a ser produzida com temperaturas dos módulos acima dos 40 °C.

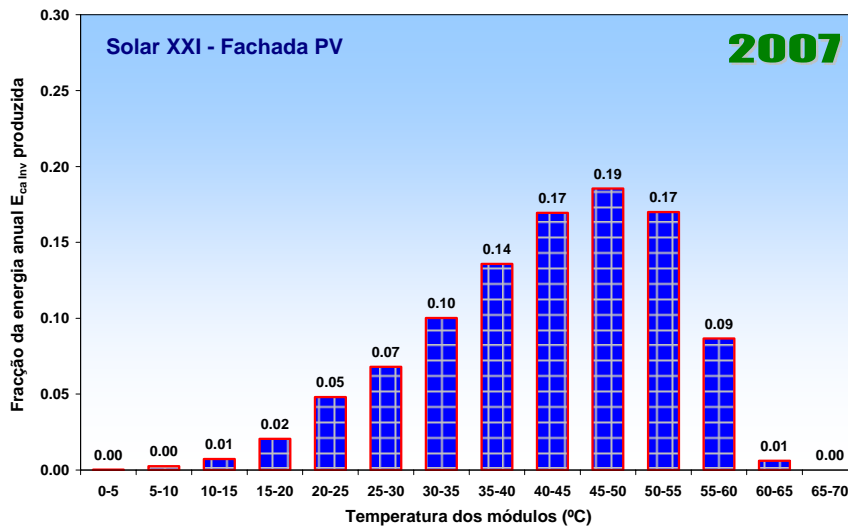


Figura 4.56. Temperatura dos módulos, na produção da energia eléctrica pela Fachada

Na central PV do Parque, a produção de energia é efectuada a temperaturas dos módulos mais baixas. Em 2007, nesta central apenas 38 % da energia anual foi produzida com temperaturas dos módulos acima dos 40 °C, como se mostra na Figura 4.57, pelas razões já apresentadas no ponto 4.7.3.

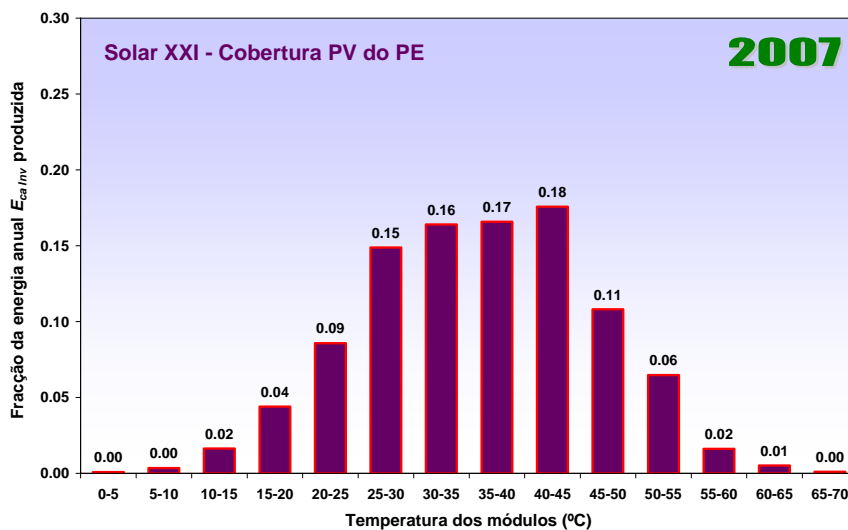


Figura 4.57. Temperatura dos módulos, na produção da energia eléctrica pela cobertura PV do parque

#### 4.9.4 Tensão à entrada dos inversores na produção de energia

A tensão de entrada em c.c. nos inversores, é imposta pelo respectivo MPPT, às séries de módulos a que estão ligados, por forma a maximizar a potência de saída nos módulos, nas condições de irradiância e temperatura das células verificadas. Para se ter uma ideia das gamas de tensão que mais contribuem para a produção de energia eléctrica, calculámos os histogramas da fracção da energia anual produzida pelo inversor IG 2 na central PV da fachada e pelo inversor PS 2, na central PV do parque, para vários intervalos de tensão.

A Figura 4.58, mostra que, mais de 90 % da produção da energia eléctrica anual pelo inversor IG 2 da Fachada, ligado a três séries de 8 módulos BP3160, se faz a tensões dos módulos entre os 240 V e os 280 V.

Na central do parque, a Figura 4.59 mostra que, mais de 90 % da produção da energia eléctrica anual pelo inversor PS 2, ligado a dez séries de 5 módulos Kaneka GEA60, se faz a tensões dos módulos entre os 270 V e os 310 V.

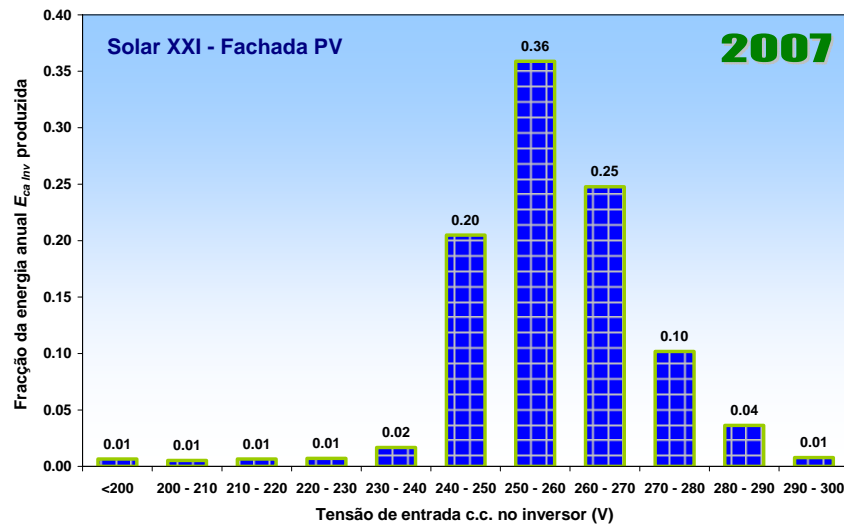


Figura 4.58. Fachada - Tensão de entrada em c.c. na produção anual de energia do inversor IG 2.

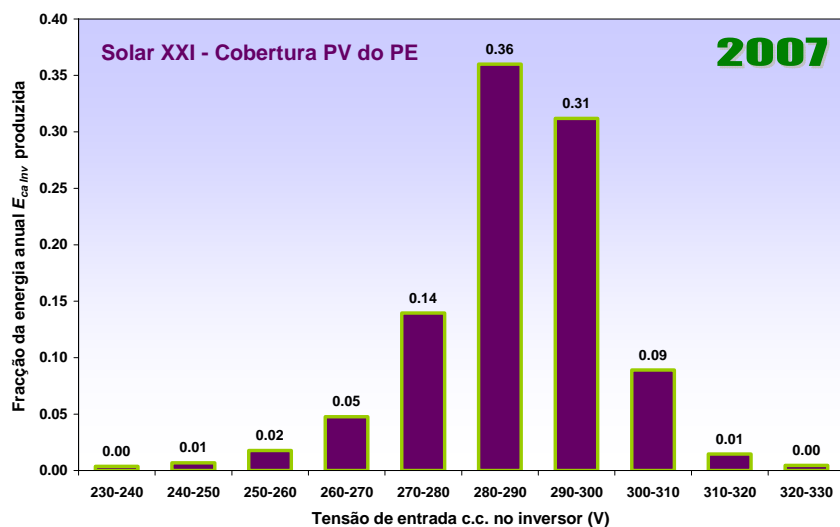


Figura 4.59. Parque - Tensão de entrada em c.c. na produção anual de energia do inversor PS 2.

#### 4.9.5 Horas do dia que mais contribuem para a produção anual de energia

Na Figura 4.60 e Figura 4.61, apresentamos os histogramas com as fracções da contribuição da energia produzida em cada hora do dia para a energia anual produzida por cada uma das centrais. Como as centrais estão orientadas a Sul, verifica-se que é entre as 12:00 e as 13:00, no horário de Inverno, próximo do meio-dia solar, que as centrais produzem mais energia.

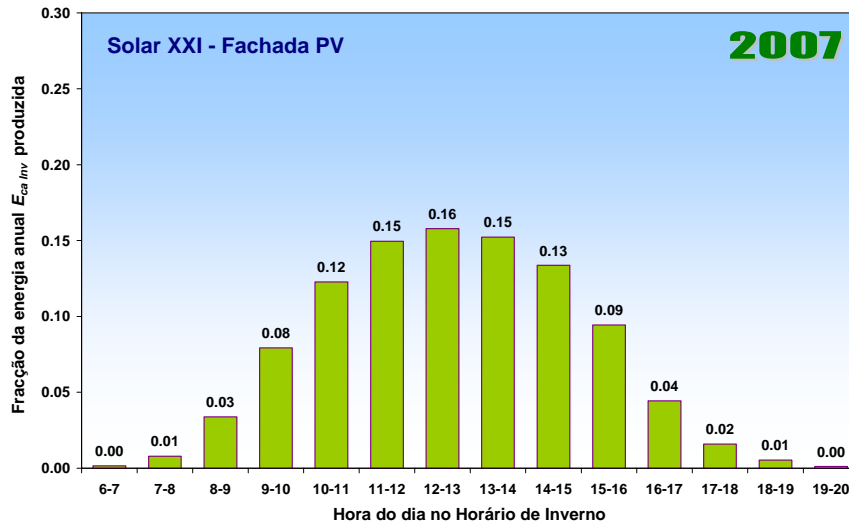


Figura 4.60. Horas do dia em que a energia eléctrica é produzida na fachada

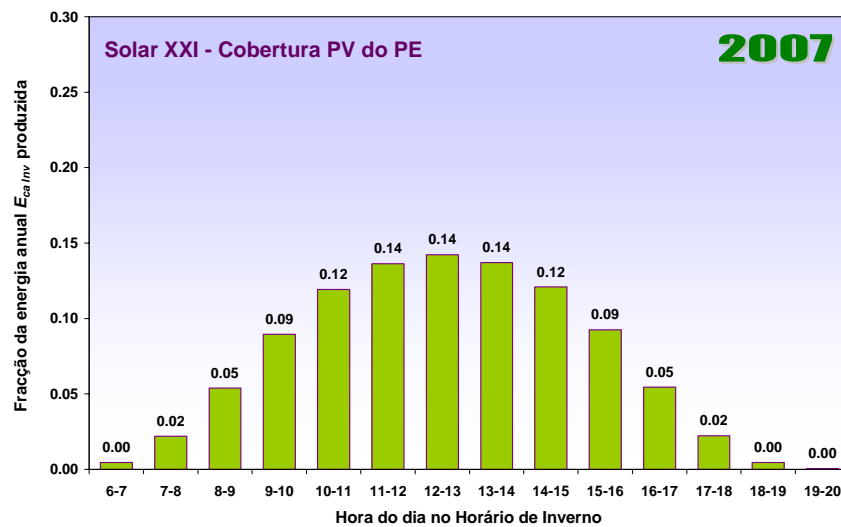


Figura 4.61. Hora do dia em que a energia eléctrica é produzida no parque

Por outro lado, verifica-se que praticamente toda a energia é produzida nas horas de cheia e ponta<sup>59</sup> do diagrama de carga da rede eléctrica nacional. No caso da central PV da Fachada, apenas 1 % da energia é produzida nas horas de vazio e na central PV do Parque, apenas 2 %. Esta característica das centrais PV, permite-lhes beneficiar de tarifas mais atractivas no regime especial, previsto no DL 225/2007.

<sup>59</sup> Na apresentação dos resultados da monitorização, utilizamos sempre o horário de Inverno, porque é aquele em que o meio-dia solar ocorre mais próximo das 12:00 horas. Neste horário, as horas consideradas de cheia e ponta, pelo Anexo II do DL 225/2007, ocorrem sempre no período das 8:00 às 22:00 horas.

## 4.10 Energia eléctrica produzida *versus* consumida no Edifício

### 4.10.1 Médias mensais dos valores diários

Apresentamos na Figura 4.62 e na Figura 4.63, as médias mensais dos valores diários, medidos na monitorização, da energia eléctrica produzida pelas Centrais PV e da energia eléctrica consumida no Edifício Solar XXI, referente aos anos de 2006 e 2007.

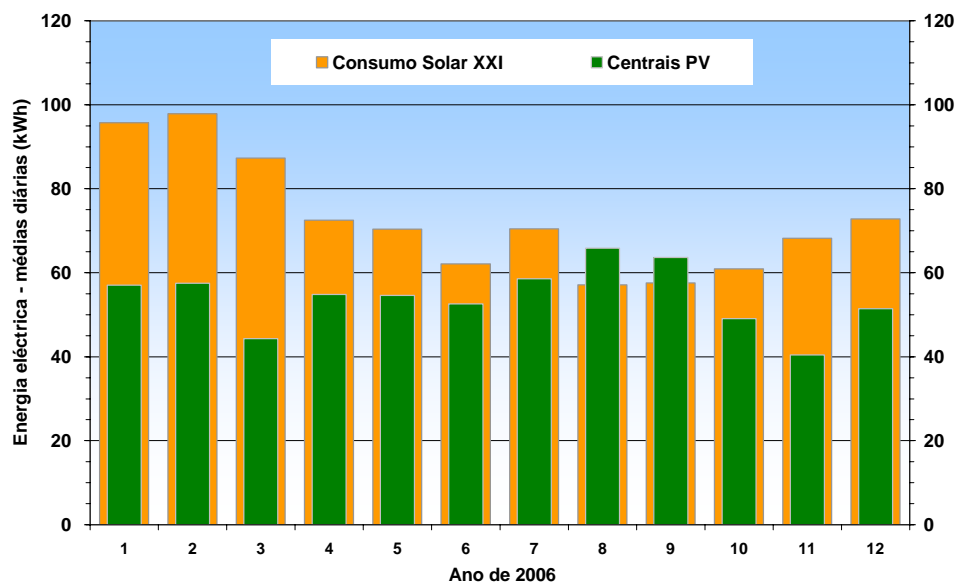


Figura 4.62. Médias mensais dos valores diários da Energia eléctrica consumida pelo Edifício Solar XXI e da energia produzida pelas centrais PV, no ano de 2006

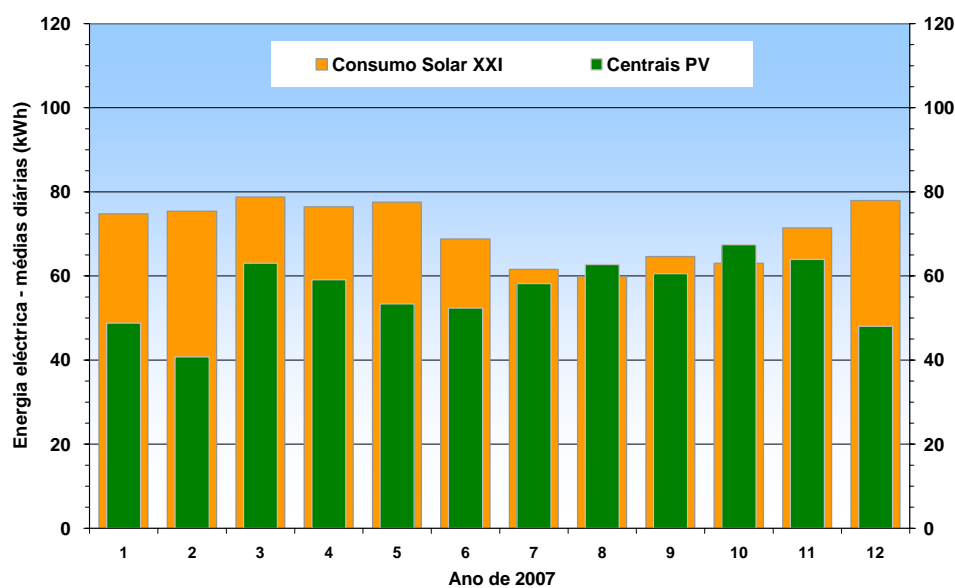


Figura 4.63. Médias mensais dos valores diários da Energia eléctrica consumida pelo Edifício Solar XXI e da energia produzida pelas centrais PV, no ano de 2007

Verifica-se que o consumo médio diário de energia eléctrica é em geral mais elevado nos meses de Inverno, com um valor máximo medido no mês de Fevereiro de 2006, de cerca de 98 kWh, e menos elevado nos meses de Verão, com um valor mínimo de cerca de 57 kWh, no mês de Agosto do mesmo ano.

Nos meses de Agosto e Setembro de 2006 e nos meses de Agosto e Novembro de 2007, verificou-se que a energia eléctrica produzida pelo conjunto das duas Centrais PV instaladas foi superior à energia eléctrica consumida no Edifício.

#### 4.10.2 Diagrama de carga semanal típico face à potência produzida pela Fachada

O diagrama de carga da potência média horária solicitada pelo consumo no Edifício Solar XXI, face à potência produzida pela central PV da Fachada, ao longo de uma semana (Sábado a Sábado), é apresentado na Figura 4.64.

O Edifício apresenta uma potência base solicitada pelo consumo, de cerca de 1.8 kW, que corresponde à potência média verificada no período nocturno e durante o fim de semana, referente aos consumos do bastidor de telecomunicações, sistemas de aquisição de dados, computadores ligados em permanência e sistemas de vigilância. Nos dias úteis, os valores da potência média horária de consumo podem chegar a cerca de 6 kW, e resultam do consumo de diversos equipamentos necessários às actividades desenvolvidas. Para além das lâmpadas na iluminação, outros equipamentos são responsáveis pelo consumo verificado, computadores e respectivos periféricos, ventiladores, secadores de mãos, etc.

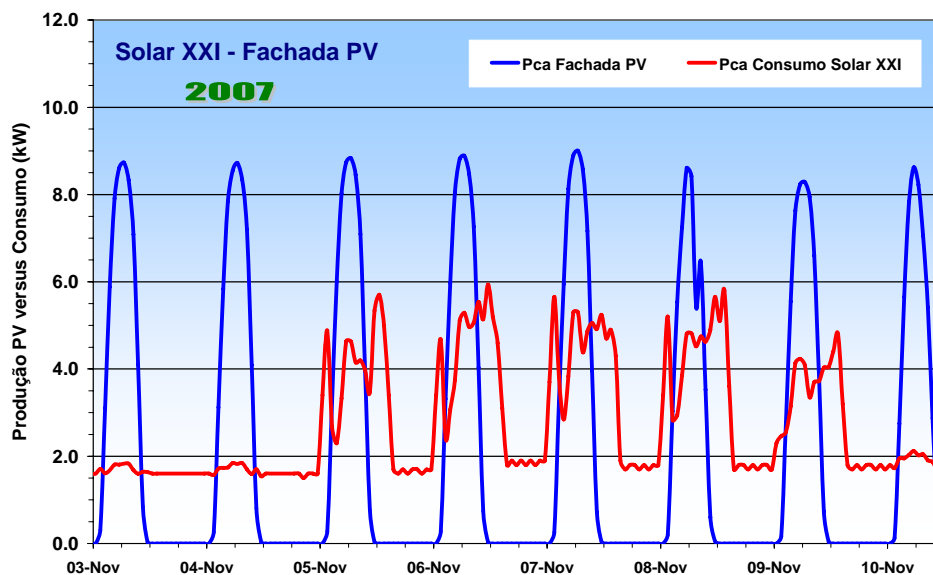


Figura 4.64. Diagrama de carga semanal do Edifício Solar XXI (sábado a sábado)

O balanço de energia num dado intervalo de tempo<sup>60</sup>, é função dos valores instantâneos da potência produzida pela Fachada e da potência solicitada pelo consumo no Edifício.

<sup>60</sup> No balanço de energia, na monitorização, utiliza-se a equação ( 4.54 ) e a energia produzida pela Fachada PV é medida à saída dos inversores, pelo que, as perdas nos cabos, entre os inversores e o barramento do edifício, são contabilizadas como consumo, sendo bem visíveis no gráfico do consumo aos fins-de-semana, Figura 4.64.

Como mostram as curvas apresentadas, relativas à potência média horária solicitada pelo consumo e à potência produzida pela central PV da Fachada, em cada dia ocorre em geral, quer a importação da energia, quer a exportação de energia, para a rede exterior ao Edifício.

#### 4.10.3 Análise dos valores de potência que mais contribuem para o consumo

Foi elaborado também um histograma relativo à contribuição dos valores da potência média horária, para o consumo anual de energia eléctrica no Edifício, verificado no ano de 2007, Figura 4.65.

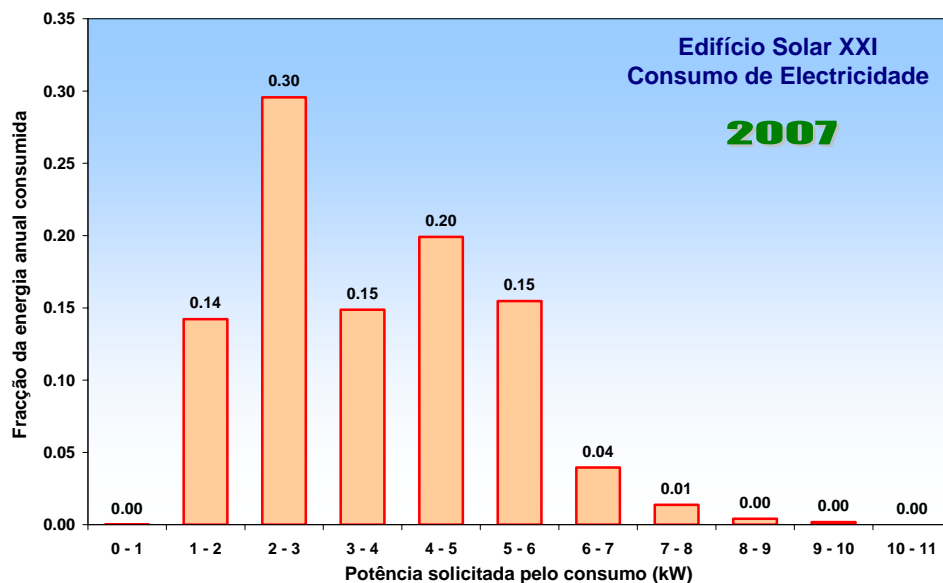


Figura 4.65. Contribuição das potências de consumo para o consumo anual do Edifício Solar XXI

O histograma mostra que, 95 % do consumo de energia eléctrica no edifício se faz a potências médias horárias entre 1 kW e os 6 kW, com cerca de 5 % acima dos 6 kW.

#### 4.10.4 Leituras manuais dos contadores

Da experiência adquirida em monitorizações anteriores, designadamente na Central PV da EDP em Faro, com uma potência pico de 5 kW, entendeu-se proceder também ao registo periódico dos valores dos contadores de energia eléctrica instalados, Figura 4.13, para validação dos resultados obtidos na monitorização em termos de balanços de energia.

A ocupação do Edifício Solar XXI ocorreu no princípio do mês de Janeiro de 2006. A partir de 01-02-2006, foi possível proceder à leitura e registo manual dos valores medidos pelos contadores homologados, da energia eléctrica produzida por cada uma das Centrais PV,  $E_{ca\ PRec}$ , e da energia eléctrica que entrou e saiu do Edifício Solar XXI, respectivamente,  $E_{ca\ in}$  e  $E_{ca\ out}$ .

Procurou-se que os registos, tivessem uma periodicidade semanal, por forma a colmatar uma eventual falha no sistema de aquisição de dados, sendo realizados normalmente às segundas-feiras ao princípio da manhã.

Considerando novamente a equação de balanço da energia eléctrica agora aplicada ao barramento do edifício, com os valores lidos no contador da energia produzida na Fachada, temos que a energia consumida no edifício é dada por

$$E_{ca Ed} = E_{ca PRec} + E_{ca in} - E_{ca out} \quad (4.63)$$

Apresentamos os valores das leituras realizadas nos contadores desde 1 de Fevereiro de 2006 até ao presente (04-08-2008), nos gráficos da Figura 4.66 e da Figura 4.67.

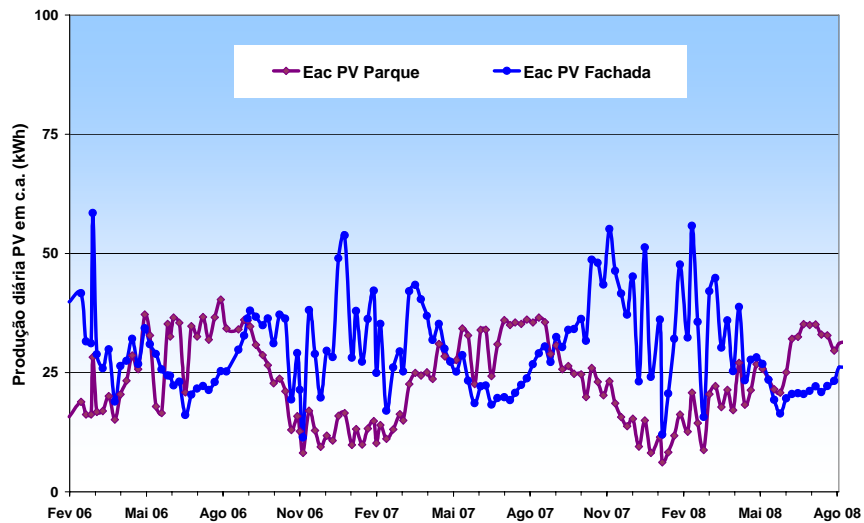


Figura 4.66. Leituras: Valores médios diários da Energia eléctrica produzida pelas centrais PV.

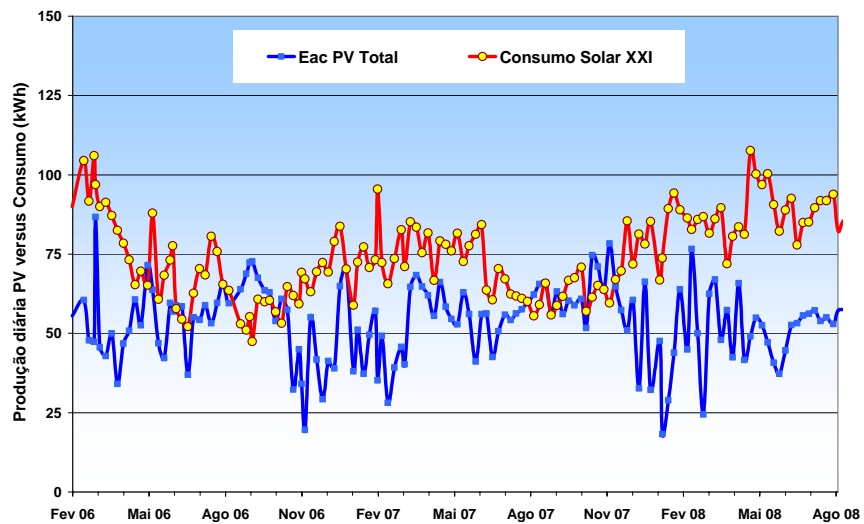


Figura 4.67. Leituras: Valores médios diários da Energia eléctrica, produzida pelas centrais PV e consumida pelo edifício Solar XXI.

As figuras mostram que a central PV do parque, apesar de ter apenas cerca de metade da potência instalada na fachada, produz em geral mais energia no período entre Maio e Agosto de cada ano. Por outro lado a energia produzida pelas duas centrais, ultrapassa no período de férias no Verão a energia consumida no edifício.

Na Tabela 4.15, apresentamos também os valores médios diários calculados a partir das leituras no mesmo período.

Tabela 4.15. Valores médios diários da energia produzida e consumida no Solar XXI (leituras)

Solar XXI – Balanço médio diário de energia						
$E_{ca PRec}$ Parque	$E_{ca PRec}$ Fachada	$E_{ca out}$ Edifício	$E_{ca in}$ Edifício	Consumo Solar XXI	$E_{ca PV}$ Total	$E_{ca PV} /$ Consumo
kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%
23.6	30.0	9.6	54.1	74.6	53.7	72.0

A energia eléctrica média diária dos Sistemas PV entregue à rede foi de **53.7 kWh**, que corresponderam a **23.6 kWh** produzidos no Parque e a **30.0 kWh** produzidos na Fachada.

A entrega da energia eléctrica produzida diariamente pela Fachada PV é efectuada no barramento do quadro geral do Edifício, tendo a energia produzida sido em média de **30.0 kWh**. Atendendo ao consumo de energia verificado no edifício, houve necessidade de importar da rede eléctrica, em média, **54.1 kWh** e foi possível exportar para a rede, em média, **9.6 kWh**.

O Edifício Solar XXI apresentou, com base nestes valores, um consumo médio diário de **74.6 kWh** e, a produção somada das duas centrais PV, representou diariamente, em média, **72 %** da energia eléctrica total consumida no edifício.

#### 4.11 Remuneração das centrais fotovoltaicas instaladas

A Central PV na fachada foi instalada no mês de Maio de 2005, e a central PV do parque em Setembro de 2005. No entanto, o último período para apresentação de Pedidos de atribuição de Pontos de Interligação à rede (PIP's), para se atingirem em termos de potência instalada os objectivos do governo, tinha decorrido em Janeiro de 2005, e ultrapassou largamente as expectativas em número e potência pico, pelo que depois dessa data foram suspensos.

Optou-se então por fazer o licenciamento das instalações a potência nula para a rede, ou seja, o INETI não é remunerado pela energia produzida. Esta situação, é a mais desfavorável em termos de remuneração, pois corresponde a considerar-se que a energia produzida apenas diminui a factura de energia eléctrica, ou seja, corresponde a um benefício de 0.1143 EUR/kWh, a preços actuais (sector doméstico).

#### 4.11.1 Remuneração no regime especial

Como vimos a potência de ligação instalada nas centrais do Edifício Solar XXI ultrapassa a potência permitida aos sistemas instalados ao abrigo do DL 363/2007 da microprodução, que no regime bonificado é de apenas 3.68 kW.

Vamos hipoteticamente considerar, que ainda era possível candidatar as instalações fotovoltaicas do Edifício Solar XXI, a licenciamento ao abrigo do DL 225/2007. Já apresentámos no ponto 3.4.2, Tabela 3.4, os valores da remuneração no regime especial da energia eléctrica produzida por centrais fotovoltaicas convencionais e centrais de microgeração integradas em edifícios (BIPV), ao abrigo do DL 225/2007.

No caso da Fachada do Edifício Solar XXI, a energia produzida pela Central poderia beneficiar da tarifa microgeração em edifícios BIPV, com potência entre 5 kW e 150 kW, ou seja, uma remuneração de 0.354 EUR/kWh.

No caso da central do Parque, havia a possibilidade de ela ser considerada na área edificada ligada ao Solar XXI, e de beneficiar da mesma tarifa. No caso de não ser assim, poderia usufruir da tarifa referente a centrais PV, com potência entre 5 kW e 5 MW, ou seja, uma remuneração de 0.317 EUR/kWh.

#### 4.11.2 A situação do Edifício Solar XXI

No Edifício Solar XXI a energia entregue à rede não é remunerada, porque o licenciamento foi efectuado admitindo o fornecimento de uma potência nula para a rede eléctrica pública.

No entanto, é de realçar que desde o início do Projecto, foi assumido que as centrais PV a instalar no Edifício Solar XXI, faziam parte de um conceito de Edifício a promover.

O Edifício, para além da produção de energia eléctrica por conversão fotovoltaica, integra a utilização da iluminação natural, assim como, diversas técnicas de energia solar térmica activas e passivas, que contribuem para diminuir o consumo de energia eléctrica, associado ao aquecimento, nos meses de Inverno, e ao arrefecimento, nos meses de Verão.

O objectivo principal do projecto era pois “vender” esta ideia de conceito de Edifício, promovendo a multiplicação de edifícios semelhantes e não propriamente a remuneração da energia produzida.

A nossa remuneração, é de facto, o manifesto interesse, em conhecer o projecto Solar XXI e os seus resultados, demonstrado pelas diversas pessoas e entidades que nos contactam e visitam, alunos, técnicos, arquitectos, engenheiros e altas individualidades, nacionais e internacionais, assim como, os prémios já conseguidos.

### 4.12 Síntese

Neste capítulo apresentámos as centrais fotovoltaicas instaladas no Edifício Solar XXI, incluindo os equipamentos instalados e suas características técnicas, as configurações implementadas e o recurso solar existente no local, tendo em vista definir os dados de entrada para o estudo prévio de centrais PV, em que na modelação do funcionamento das centrais se utilizam modelos matemáticos que iremos apresentar e desenvolver no próximo capítulo.

Apresentámos também a monitorização implementada em cada uma das centrais e os principais resultados obtidos nos anos de 2006 e 2007.

Atendendo ao volume de dados e para melhor nos apercebermos das condições médias reais de operação das centrais PV, foram elaborados histogramas a partir dos valores médios horários calculados com os dados registados na monitorização. Analisámos para o ano de 2007, os valores da irradiância, da potência de saída, da temperatura dos módulos e da hora do dia, que mais contribuíram para a energia produzida anualmente.

Os resultados obtidos na monitorização das centrais PV permitiram desde já tirar algumas conclusões importantes relativas ao seu funcionamento.

Na fachada, atendendo ao tipo de montagem implementada, a temperatura dos módulos em funcionamento foi de  $\sim 56\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ou seja, cerca de  $9\text{ }^{\circ}\text{C}$  acima do valor do NOCT dos módulos. Por outro lado, a utilização dos módulos para aquecimento do edifício, com circulação do ar interior pela parte posterior dos módulos, aumenta apenas em cerca de  $+2\text{ }^{\circ}\text{C}$ , a temperatura dos módulos, relativamente à circulação do ar exterior.

Os resultados da monitorização implementada mostram também que a produtividade anual da central PV na Fachada, em termos de energia produzida por unidade de potência pico instalada, foi de **950 kWh/kW**, em 2006, e de **1 004 kWh/kW**, em 2007.

De realçar também que, apesar dos sombreamentos parciais que ocorrem quase diariamente nos módulos, o inversor IG 3, ligado aos módulos mais afectados pelas sombras, produziu apenas  $-1.5\%$  que a média dos três inversores.

Na montagem da Fachada PV foi adoptada uma estratégia, em que os módulos com correntes de curto-circuito mais elevadas foram ligados sequencialmente aos inversores IG 3, IG 2 e IG 1. Seria de esperar um melhor desempenho dos inversores pela ordem indicada. No entanto os resultados que obtivemos não permitiram identificar melhores índices de desempenho dos inversores pela ordem indicada, tendo-se revelado dominantes para o desempenho outros factores, que condicionam a irradiância solar incidente e a temperatura dos módulos (sombreamentos, ângulo do horizonte, abertura / fecho dos registos de circulação do ar, ...).

Na central PV do parque, a temperatura dos módulos em funcionamento foi de  $\sim 42\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ou seja, inferior em cerca de  $3\text{ }^{\circ}\text{C}$  ao valor do NOCT dos módulos. A produtividade anual da central PV no parque foi de **1 368 kWh/kW**, em 2006, e de **1 401 kWh/kW**, em 2007.

O Edifício Solar XXI apresentou, entre 1 de Fevereiro de 2006 e 4 de Agosto de 2008, um consumo médio diário de electricidade de cerca de **75 kWh**. A energia eléctrica produzida pelas duas centrais PV, contribuiu em média para satisfazer cerca de **72 %** da energia eléctrica total consumida no Edifício.

Como mostrámos, as centrais instaladas no Edifício Solar XXI, entregaram à rede eléctrica mais de **98 %** da energia produzida, em horas de cheia e ponta do diagrama de carga nacional. A implementação em larga escala deste tipo de centrais, em edifícios e equipamentos urbanos, pode pois contribuir para diminuir a nossa factura energética nacional associada à importação de combustíveis fósseis para produção de electricidade, para além de, ajudar a satisfazer uma parte dos consumos verificados nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga nacional.



## 5. MODELAÇÃO DE CENTRAIS PV

### 5.1 Descrição do método empregue

O método de simulação implementado, foi pensado como ferramenta de trabalho a utilizar na realização de estudos prévios de Projectos de Centrais Fotovoltaicas. Assim, utiliza como dados de entrada os parâmetros disponíveis que caracterizam os principais componentes das centrais, e que são normalmente fornecidos pelos fabricantes nos catálogos dos equipamentos.

Para fins de simulação, consideram-se as Centrais PV constituídas por Blocos, de uma dada potência pico, sendo cada um deles constituído por conjuntos de módulos em série (“strings”), ligados em paralelo a inversores dotados de seguidores do ponto de máxima potência (MPPT), conforme é apresentado esquematicamente na Figura 5.1.

A potência que é produzida em corrente alternada por cada inversor,  $P_{ca}$ , varia de acordo com a sua curva de rendimento e com a potência,  $P_{cc}$ , que entra para conversão. A potência produzida é função da temperatura dos módulos e da irradiância solar incidente e da tensão de funcionamento dos módulos. O MPPT ajusta a tensão, de modo que, os módulos funcionem em cada instante, no seu ponto de máxima potência.

As “regras da arte”, apresentadas por exemplo em [11], recomendam que as perdas nos cabos não ultrapassem, em condições STC, os 3 %, entre os módulos e os inversores. No modelo, a menos que haja razões que justifiquem outros valores, considera-se que, os cabos e outros acessórios eléctricos utilizados para ligar o conjunto de módulos ao inversor, são dimensionados, de forma que a potência dissipada, em condições STC, não ultrapasse os **2.0 %** da potência pico do conjunto de módulos. Admite-se que se trata de perdas devidas à resistência eléctrica dos cabos e outros acessórios por efeito Joule, e portanto proporcionais ao quadrado da intensidade da corrente eléctrica que os atravessa.

Considera-se que a potência disponibilizada à saída dos inversores é transmitida para o ponto de recepção, admitindo-se também **perdas em linha de 2.0 %** e que a rede eléctrica tem capacidade para receber toda a potência produzida.

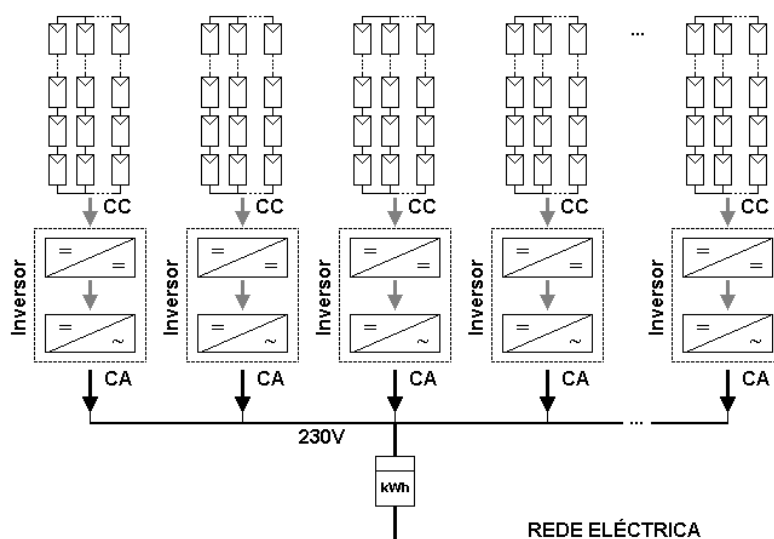


Figura 5.1. Esquema simplificado da Central PV adoptado para fins de simulação

## 5.2 Recurso solar e temperatura ambiente

A irradiância solar disponível para conversão fotovoltaica, varia com a inclinação e orientação dos módulos. No entanto, para um dado local, os dados climatológicos disponíveis resumem-se normalmente, aos valores médios mensais da temperatura ambiente e da irradiância global.

O método implementado no DER necessita, como dados de entrada, das séries horárias dos valores da temperatura ambiente e da irradiância solar directa, difusa e reflectida, no plano dos módulos, obtidos para um ano de referência. Estas séries podem ser calculadas a partir de séries horárias de dados climatológicos da irradiância global e da temperatura ambiente, geradas a partir dos valores médios mensais, para a zona de construção das centrais, para um ano meteorológico de referência (**TRY**), utilizando os métodos e modelos descritos por Aguiar, [2] e [4].

No caso das Centrais do Edifício Solar XXI, os valores das séries horárias de dados climatológicos da irradiância global e da temperatura ambiente, para um ano TRY, estimados para o Concelho de Lisboa, foram já apresentados na Figura 4.3.

### 5.2.1 Séries horárias da irradiância no plano dos módulos das centrais PV

A modelação das centrais PV implementada neste trabalho, utiliza como dados de entrada os valores horários da temperatura ambiente e da irradiância solar no plano dos módulos.

Para um ano TRY, no Concelho de Lisboa, apresentamos os valores horários estimados da irradiância solar,  $G_i$ , no plano dos módulos, para a inclinação de  $90^\circ$  correspondente à Fachada, na Figura 5.2, e para a inclinação de  $15^\circ$  correspondente ao Parque, na Figura 5.3.

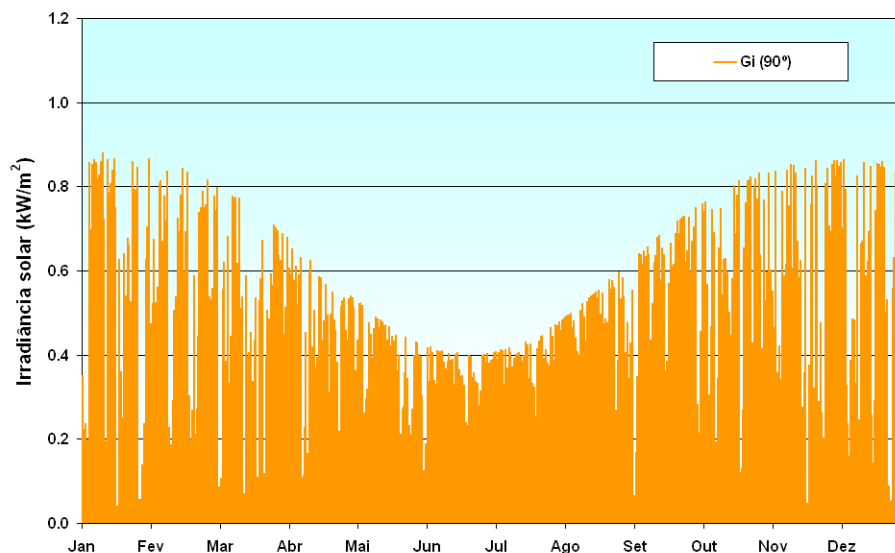


Figura 5.2. Valores horários da irradiância solar nos módulos da Fachada.

Com base nos valores calculados, previa-se no Estudo Prévio que, próximo do meio-dia solar, os valores da irradiância na Fachada, podiam atingir valores máximos, acima de  $800 \text{ Wm}^{-2}$ , entre meados de Outubro e finais de Março, e mínimos, próximo do solstício de Verão, da ordem de  $400 \text{ Wm}^{-2}$ .

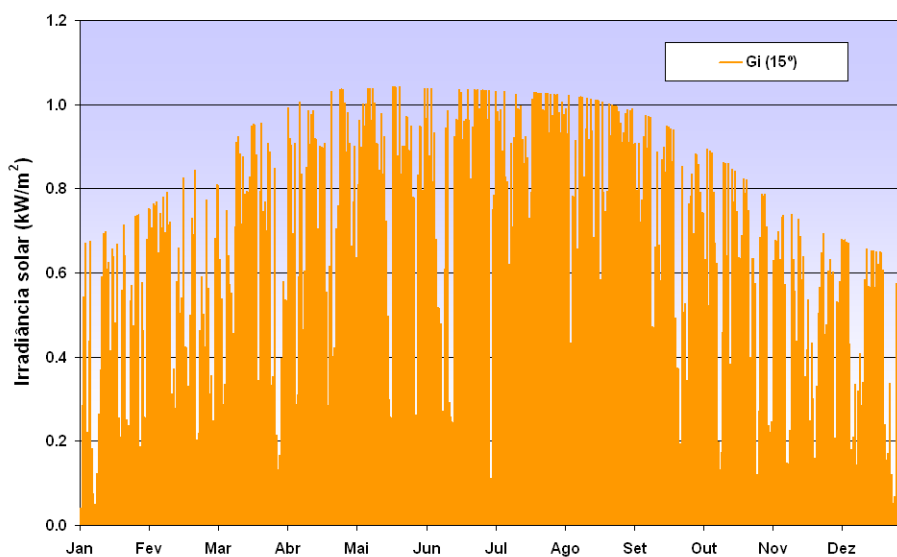


Figura 5.3. Valores horários da irradiância solar nos módulos do Parque a 15°.

No caso do Parque previa-se que, próximo do meio-dia solar os valores da irradiância no plano dos módulos à inclinação de 15°, podiam atingir valores máximos da ordem de  $1\ 030\ \text{Wm}^{-2}$ , entre meados de Abril e meados de Agosto, ocorrendo os valores mínimos no solstício de Inverno.

## 5.3 Modelação dos módulos PV

### 5.3.1 Variação da tensão e da corrente com as condições de funcionamento

A curva característica do conjunto de módulos ligados em série depende dos parâmetros que caracterizam os módulos, da tensão aos terminais, da radiação solar incidente e da temperatura das células. Assim, o ponto de funcionamento de uma série de módulos do gerador fotovoltaico resulta em cada momento da intercepção da curva característica da série  $I(V, G_i, T_{cel})$ , com a tensão  $V$  que lhe é imposta pelo MPPT.

O modelo exige o conhecimento dos parâmetros que influenciam a curva característica, designadamente a resistência série,  $R_s$ , a resistência paralelo,  $R_{sh}$ , e o factor de idealidade,  $n$ , que se admite não variarem com a radiação solar incidente e a temperatura das células, Negro, 1994, [60].

No entanto os fabricantes não fornecem os valores destes parâmetros. Para fins de simulação, os valores de  $R_s$ ,  $R_{sh}$  e  $n$  são ajustados, de modo que os parâmetros característicos obtidos da curva IV, calculada nas condições de referência STC, correspondam aos valores fornecidos pelo fabricante do módulo. Obtendo-se portanto os mesmos valores nominais da corrente de curto circuito,  $I_{sc\ ref}$ , da tensão de circuito aberto,  $V_{oc\ ref}$ , e da tensão e da intensidade da corrente no ponto de máxima potência,  $V_{mp\ ref}$  e  $I_{mp\ ref}$ , Rodrigues, [72].

Conhecidos os valores,  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , a expressão da corrente produzida pelo módulo fotovoltaico em condições normais de funcionamento toma a forma, [60], [45], [20],

$$I(G_i, T_{cel}) = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q(V + R_s I)}{nkT_{cel} N_{cel}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5.64)$$

e a variação relativamente às condições de referência, da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto, podem ser calculadas utilizando as expressões apresentadas no ponto 2.2.7., ( 2.34 ) e ( 2.35 ), que relacionam a sua variação com a temperatura das células e irradiância, em função dos respectivos coeficientes de variação com a temperatura das células,  $\alpha$  e  $\beta$ , indicados pelo fabricantes.

$$I_{sc} = I_{sc \text{ ref}} \cdot \frac{G_i}{G_{i \text{ ref}}} \left[ 1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right]$$

$$V_{oc} = V_{oc \text{ ref}} \cdot \left[ 1 + \beta \cdot (T_{cel} - T_{ref}) \right] + V_{th} \cdot \ln \frac{G_i}{G_{i \text{ ref}}}$$

Admite-se que temperatura de funcionamento das células dentro do módulo,  $T_{cel}$  é aproximadamente igual à temperatura do módulo, calculada pela expressão ( 2.33 ),

$$T_{mod} \cong T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^\circ\text{C}}{800\text{Wm}^{-2}} \cdot G_i$$

### 5.3.2 Determinação dos valores de $R_{sh}$ , $R_s$ e $n$

Abordagem seguida pelo autor, em [72], na determinação dos valores de  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , foi agora revista em termos de formulação, pelo que voltamos aqui a apresentá-la.

A expressão da intensidade da corrente, que define a curva característica de um módulo PV, apresentada na equação ( 5.64 ), pode ser reescrita com a utilização da tensão térmica,  $V_{th}$ , já definida pela equação ( 2.32 ), pelo que temos

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{(V + R_s I)}{V_{th}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5.65)$$

em que

$$V_{th} = \frac{nkT_{cel} N_{cel}}{q}$$

Conhecidas as condições de funcionamento, em termos de irradiância  $G_i$  e de temperatura das células  $T_{cel}$ , a corrente  $I$ , produzida por um módulo com  $N_{cel}$  células em série é uma função da tensão  $V$  e de cinco parâmetros,  $I = I(V, I_L, I_0, R_{sh}, R_s, V_{th})$ , e define a curva característica do módulo nessas condições.

A equação define no entanto a corrente de forma implícita e não tem uma solução analítica conhecida, pelo que temos de recorrer a métodos iterativos para a sua resolução, [60], [72].

Atendendo às definições dadas dos parâmetros característicos, temos que:

- No ponto correspondente à corrente de curto circuito, da curva característica, temos  $I_{sc} = I(0, I_L, I_0, R_{sh}, R_s, V_{th})$ , e obtemos

$$I_L = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_0 \left[ \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_{th}} \right) - 1 \right] \quad (5.66)$$

- No ponto correspondente à tensão de circuito aberto,  $0 = I(V_{oc}, I_L, I_0, R_{sh}, R_s, V_{th})$ , obtemos a corrente de saturação

$$I_0 = \frac{I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp \left( \frac{V_{oc}}{V_{th}} \right) - \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_{th}} \right)} \quad (5.67)$$

- No ponto de potência máxima,  $\frac{d(IV)}{dV} = \frac{dI}{dV}V + I = 0$ , pelo que obtemos a equação

$$\left( \frac{dI}{dV} \right)_{V=V_{mp}} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} \quad (5.68)$$

que resolvida em relação a  $R_s$  conduz a

$$R_s = \frac{V_{th}}{I_{mp}} \cdot \log \left[ \frac{V_{th}}{I_0} \cdot \left( \frac{I_{mp}}{V_{mp} - R_s I_{mp}} - \frac{1}{R_{sh}} \right) \right] - \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \quad (5.69)$$

- Por outro lado, no ponto de potência máxima, temos que,  $I_{mp} = I(V_{mp}, I_L, I_0, R_{sh}, R_s, V_{th})$ , que pode ser resolvida em termos de  $R_{sh}$  obtendo-se

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} - R_s \cdot (I_{sc} - I_{mp})}{I_{sc} - I_{mp} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{V_{th}} \right) - \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_{th}} \right) \right]} \quad (5.70)$$

A resolução analítica do sistema constituído pelas equações ( 5.66 ), ( 5.67 ), ( 5.69 ) e ( 5.70 ), não é conhecida, sendo apenas possível resolver as equações numericamente utilizando métodos iterativos, como já dissemos. Além disso, considerando os parâmetros fornecidos pelos fabricantes, para as condições de referência, desconhecemos cinco parâmetros,  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , e as equações linearmente independentes são apenas quatro, o que obriga a resolver o sistema em função de um dos parâmetros<sup>61</sup>.

Para um dado módulo fotovoltaico, em que o fabricante forneça os respectivos valores STC, da corrente de curto circuito,  $I_{sc\ ref}$ , da tensão de circuito aberto,  $V_{oc\ ref}$ , e da tensão e da intensidade da corrente no ponto de máxima potência,  $V_{mp\ ref}$  e  $I_{mp\ ref}$ , há portanto uma infinidade de curvas características que no plano (V, I) passam nos pontos,  $(0, I_{sc\ ref})$ ,  $(V_{oc\ ref}, 0)$  e  $(V_{mp\ ref}, I_{mp\ ref})$  e que apresentam uma potência máxima neste último ponto.

No entanto, conhecido ou estimado um dos parâmetros  $R_{sh}$ ,  $R_s$  ou  $n$ , os outros dois parâmetros podem ser calculados, ficando a curva característica determinada. O método então implementado, estima o valor dos parâmetros  $R_{sh}$  e  $R_s$ , para sucessivos valores do factor de idealidade  $n$ , optando-se em geral por valores de  $n$  que conduzam a valores típicos dos parâmetros.

Actualmente muitos fabricantes, além dos parâmetros característicos obtidos em condições STC, fornecem nos catálogos os parâmetros característicos obtidos nas condições de funcionamento nominal das células (condições de NOCT), conforme estipulam as normas:

- IEC 61215: 2005, “Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”, [98],
- IEC 61646: 2008, “Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval”, [101].

Nas condições de NOCT, ou seja, para uma irradiância solar  $G_i = 800 \text{ Wm}^{-2}$  e temperatura das células  $T_{cel} = NOCT$ , a curva IV tem de passar no ponto  $(V_{mp\ NOCT}, I_{mp\ NOCT})$  e podemos determinar com exactidão o valor dos três parâmetros,  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ .

No Anexo V - Módulos PV – Valores dos parâmetros característicos, apresenta-se uma lista ordenada, por marca e por tecnologia, de alguns dos módulos actualmente disponíveis no mercado. Na lista são apresentados, os valores nominais dos parâmetros característicos, obtidos nas condições de STC, que constam dos catálogos dos fabricantes, e também, os valores de  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , estimados com base nestes valores, utilizando a metodologia descrita.

Os valores estimados de  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , ajustados em função dos parâmetros característicos, admitidos como constantes, permitem o cálculo das Curvas IV para as diversas condições de funcionamento dos módulos PV, que variam com a temperatura ambiente e a irradiância solar.

Em particular, para dadas condições de funcionamento, permitem estimar na curva IV dos módulos, o ponto onde ocorre a potência máxima, em termos de tensão e corrente, ou seja, o ponto de funcionamento na curva IV imposto por um inversor dotado de MPPT, e a potência produzida entregue ao inversor para conversão em corrente alternada.

---

<sup>61</sup> Notar que na expressão de  $V_{th}$  apenas se desconhece o valor do factor de idealidade  $n$ , uma vez que o número de células é em geral conhecido. Determinar o valor de  $n$ , equivale portanto a determinar o valor de  $V_{th}$ .

### 5.3.3 Valores de $R_{sh}$ , $R_s$ e $n$ , para os módulos das Centrais PV do Ed. Solar XXI

Os parâmetros característicos, os coeficientes de variação com a temperatura, da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto, e o valor do NOCT, dos módulos considerados na modelação das centrais PV da Fachada e do Parque, foram já apresentados, respectivamente na Tabela 4.2 e Tabela 4.6.

Utilizando a metodologia descrita, nos pontos anteriores, foram estimados os valores da resistência paralelo, da resistência série e do factor de idealidade, para os módulos instalados nas centrais PV do Edifício Solar XXI, que apresentamos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Parâmetros STC dos módulos das centrais PV do Ed. Solar XXI e valores utilizados da resistência paralelo, resistência série e do factor de idealidade

Módulo	$N_{cel}$	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$R_{sh}$ ( $\Omega$ )	$R_s$ ( $\Omega$ )	$n$
BP 3160	72	35.1	4.55	44.2	4.85	12 500	0.830	1.0
Kaneka GEA60	100	67.0	0.90	92.0	1.19	360	5.439	3.6

Na Fachada, utiliza-se o módulo BP3160, cujas curvas características, calculadas com o modelo implementado, para uma temperatura ambiente de 20 °C e diversos valores da irradiância, já foram apresentadas na Figura 2.26, do ponto 2.2.7.

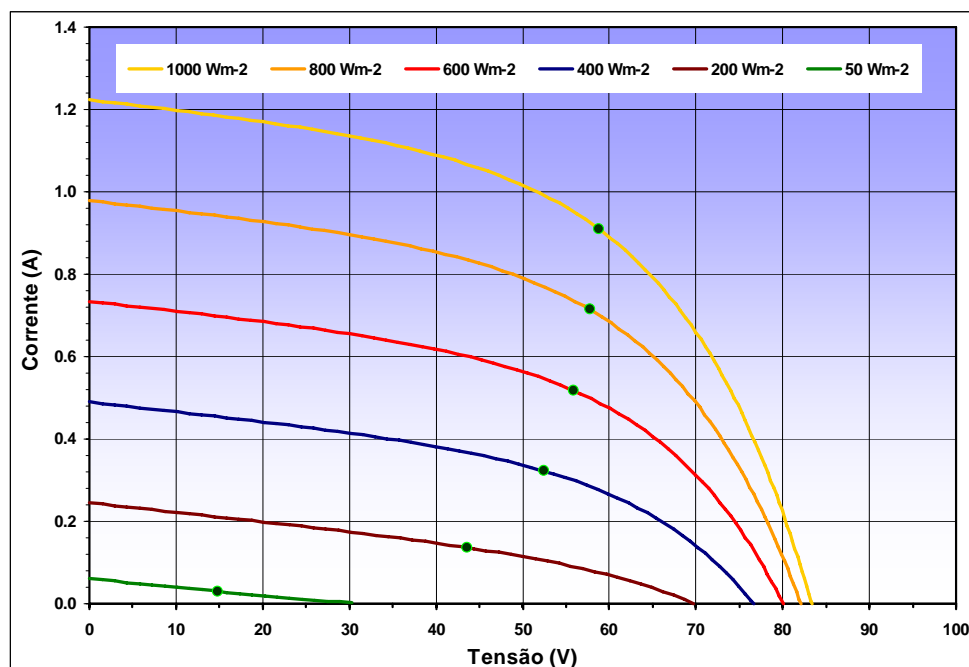


Figura 5.4. Exemplo das curvas características do módulo PV Kaneka GEA60, obtidas com o modelo, para a temperatura ambiente de 25°C a diferentes valores da irradiância solar.

Na Figura 5.4, apresentamos as curvas características do módulo PV Kaneka GEA60, obtidas com o modelo implementado, a diferentes valores da irradiância solar, para uma temperatura ambiente de 25°C. Indicam-se também os pontos onde ocorre a potência máxima na curva, calculados pelo algoritmo implementado do MPPT.

Note-se, a forma quase linear da curva prevista pelo modelo para irradiâncias fracas, para o módulo de silício amorfo Kaneka GEA60.

O método de simulação do funcionamento duma Central baseia-se então na curva característica  $I(V)$  dos módulos fotovoltaicos. Por cada conjunto de séries de módulos (“string”), que se admite serem iguais, o MPPT que integra os inversores varia a tensão de funcionamento por forma a que o conjunto das séries de módulos a que está ligado funcione no ponto de máxima potência da curva  $I(V)$  do conjunto.

O modelo matemático implementado no MPPT através de um algoritmo de procura de máximos num intervalo, faz a procura do valor de tensão onde ocorre a potência máxima na curva  $I(V, G_i, T_{cel})$  para as condições observadas de irradiância incidente nos módulos e de temperatura das células.

Como admitimos que os módulos são todos iguais, ou seja, com os mesmos parâmetros característicos, estamos a admitir implicitamente que, numa série de módulos todos funcionam no seu ponto de potência máxima da curva  $I(V)$ . No entanto, existem sempre perdas devidas aos desfasamentos entre as características dos módulos (“mismatch”) e por outro lado, perdas devidas aos algoritmos de MPPT, integrados nos inversores, que nem sempre conseguem impor aos módulos, a tensão que corresponde ao ponto de potência máxima, na curva característica [7], [27].

Para contabilizar estas perdas, consideram-se no modelo perdas genéricas de **3.0 %** na potência produzida em c.c. pelo conjunto de módulos ligados a cada inversor, correspondentes a uma perda de 1.5 % no MPPT e a 1.5 % por *mismatch* nos módulos<sup>62</sup>.

## 5.4 Modelação do funcionamento dos inversores

Por cada conjunto de séries de módulos, foram considerados inversores idênticos com uma curva de rendimento típica. O rendimento de conversão do inversor,  $\eta_{inv}$ , foi calculado em função da potência normalizada de entrada,  $P_{0in}$ , através do ajuste dos pontos do rendimento típico a várias potências pela expressão,

$$\eta_{inv}(P_{0in}) = \frac{k_0 + k_1 P_{0in} + k_2 P_{0in}^2}{P_{0in}} \quad (5.71)$$

utilizando o método dos mínimos quadrados, em que,  $P_{0in}$  é definido como a razão entre a potência de entrada  $P_{cc}$  e a potência nominal,  $P_{cc\ nom}$ , do inversor.

$$P_{0in} = \frac{P_{cc}}{P_{cc\ nom}} \quad (5.72)$$

<sup>62</sup> Note-se que, embora se considere em termos de modelação que os módulos são todos iguais, a realidade é um pouco diferente, como mostrámos relativamente aos módulos da Fachada na Tabela 4.5.

O ajuste efectuado utiliza um polinómio do 2º grau, em função da potência normalizada de entrada,  $P_{0in}$ , e foi derivado da expressão proposta por Schmid, que utiliza a potência de saída, na expressão do rendimento dos inversores, Schmid et al, [73].

Na Figura 5.5 mostra-se a curva de rendimento dos inversores Fronius IG 40 adoptada na modelação da Central PV da fachada e que, foi ajustada, aos valores de rendimento do inversor fornecidos pelo fabricante. Os pontos representam o rendimento do inversor, para os valores normalizados da potência de entrada que constam da fórmula de cálculo do rendimento europeu. Note-se que, o inversor apresenta um rendimento acima de 94 %, entre cerca de 30 % e 110 % da potência nominal em c.c.

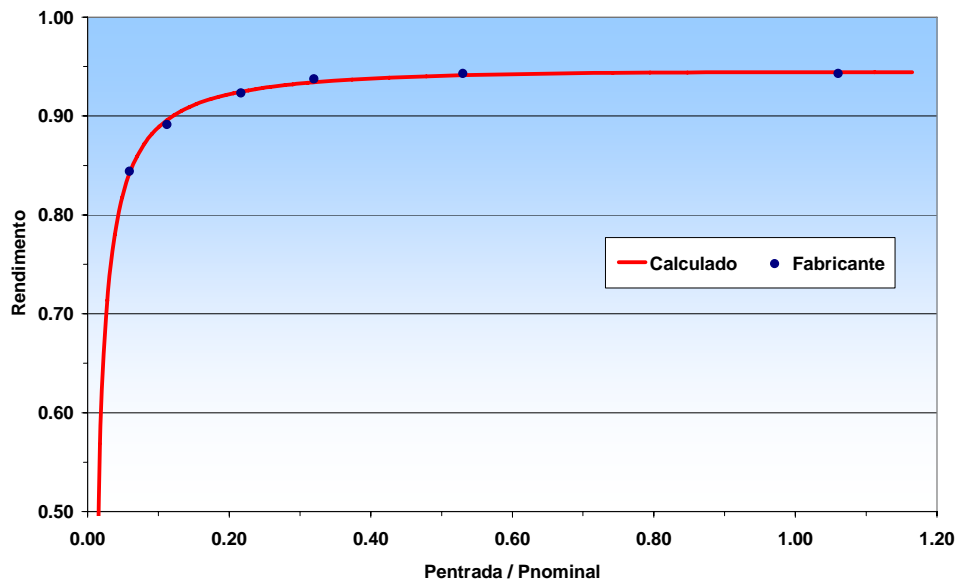


Figura 5.5. Fachada - Curva de rendimento dos inversores Fronius IG40, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada sobre a potência nominal ( $R^2 = 0.995$ ).

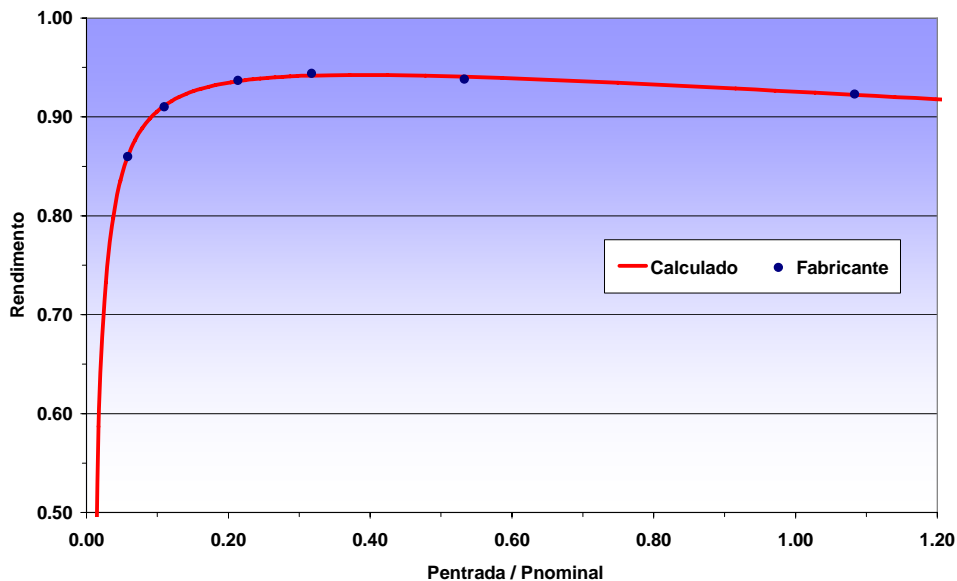


Figura 5.6. Parque - Curva de rendimento dos inversores SolarStoc PS4000HV, ajustada aos valores fornecidos pelo fabricante, em função da potência de entrada sobre a potência nominal ( $R^2 = 0.997$ ).

Na Figura 5.6 mostra-se a curva de rendimento do inversor SolarStoc PS4000HV, adoptada na Central do parque, e que foi ajustada aos valores de rendimento fornecidos pelo fabricante. O rendimento máximo é obtido a cerca de 30 % da potência nominal em c.c., apresentando valores da ordem de 94 % entre os 20 % e os 65 % da potência nominal em c.c.

## 5.5 Modelação dos transformadores (quando existentes)

O modelo desenvolvido prevê a possibilidade da instalação na Central PV de transformadores para elevar a tensão de saída dos inversores para média tensão, utilizados normalmente em centrais que tenham potências pico superiores a 150 kW.

Os transformadores apresentam dois tipos de perdas: perdas no ferro, constantes para qualquer regime de carga, e perdas no cobre, que aumentam com o regime de carga. Em termos de forma, as curvas de rendimento dos transformadores, são semelhantes às curvas já apresentadas para os inversores<sup>63</sup>.

Quando existentes numa dada Central, consideram-se no modelo, transformadores com curvas de rendimento típicas. O rendimento de conversão dos transformadores,  $\eta_{trf}$ , foi também calculado em função da potência normalizada de entrada,  $P_{0in}$ , através do ajuste dos pontos do rendimento típico a várias potências pela expressão,

$$\eta_{trf}(P_{0in}) = \frac{K_0 + P_{0in} + K_2 P_{0in}^2}{P_{0in}} \quad (5.73)$$

utilizando o método dos mínimos quadrados, em que  $P_{0in}$  é definido como a razão entre a potência de entrada  $P_{in}$  e a potência nominal,  $P_{nomT}$ , do transformador.

$$P_{0in} = \frac{P_{in}}{P_{nomT}} \quad (5.74)$$

Na Figura 5.7 mostra-se como exemplo a curva de rendimento adoptada e os pontos ajustados aos valores de rendimento fornecidos por um fabricante.

O ajuste efectuado utiliza um polinómio do 2º grau, em  $P_{0in}$ , potência normalizada de entrada, e foi derivado da expressão do rendimento de transformadores da norma americana IEEE C57.12.00.

<sup>63</sup> Os inversores com isolamento galvânico, como dissemos, integram também um transformador.

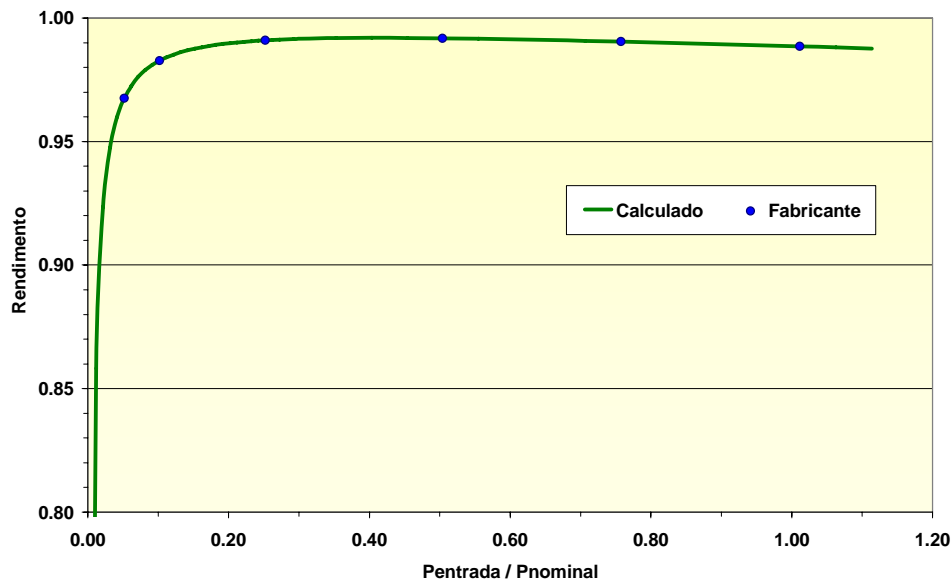


Figura 5.7 Curva de rendimento adoptada para os transformadores, em função da potência de entrada normalizada pela potência nominal (Efacec 36 kV 1600 kVA).

## 5.6 Implementação do modelo

O modelo matemático do funcionamento das centrais PV foi implementado em programas informáticos na linguagem de programação *Quick Basic*. A utilização desta linguagem deve-se a que, por um lado, era uma das linguagens que o autor dominava, e por outro, era mais fácil a transferência dos algoritmos desenvolvidos para o programa SOLTERM, implementado na linguagem *Visual Basic*, no Departamento de Energias Renováveis do INETI.

Basicamente o programa implementa numericamente as expressões apresentadas nos pontos precedentes sendo os dados necessários à modelação, importados de ficheiros individuais, que caracterizam e definem:

- **A central PV**, em termos do local, componentes e configuração a simular. Ou seja, o número de módulos em série e em paralelo por inversor, o número de inversores e o nome dos ficheiros com as características técnicas dos componentes a importar, designadamente: dos módulos, dos inversores, dos transformadores (se existentes); e também o nome do ficheiro com os dados da irradiância e temperatura ambiente para o local da instalação,  
(Exemplo: “CPVP-SIS.DAT”);
- **O local de instalação e ângulo de inclinação**, com os dados horários da irradiância no plano dos módulos e da temperatura ambiente,  
(Exemplo: “LISBOA15.CSV”);
- **Os módulos**, com as características físicas dos módulos, os respectivos parâmetros nominais e os valores estimados de  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ ,  
(Exemplo: “CPVP-MOD.DAT”);
- **O inversor**, com os valores dos parâmetros que o caracterizam em termos de potência e curva de rendimento,  
(Exemplo: “CPVP-INV.DAT”);

- **O transformador**, com os valores dos parâmetros que o caracterizam em termos de potência e curva de rendimento,  
(Exemplo: “CPVP-T15.DAT”).

A metodologia empregue permite simular o mesmo sistema em diferentes locais e inclinações, ou com diferentes componentes, alterando apenas o nome dos ficheiros de dados a importar, no ficheiro “\*SIS.DAT”, relativo à configuração da Central.

O programa exporta os resultados das simulações para ficheiros mensais de valores horários, valores diários e médias mensais dos valores diários.

Os ficheiros de resultados são posteriormente importados para um ficheiro Excel, que já tem definidos os formatos adequados para a apresentação dos resultados em gráficos e em tabelas, com vista à análise do desempenho da central, ou, à sua integração em relatórios.

Apresentamos no *Anexo VII - Código do programa “PV-CPVPE.BAS”*, a título de exemplo, cópia das linhas de código do Programa que foi utilizado no Estudo Prévio da Central PV do Parque de Estacionamento.

## 5.7 Resultados obtidos na modelação: Médias mensais e totais anuais

Como dissemos, logo que foi definida a configuração das centrais PV a instalar, foram realizados Estudos Prévios com a modelação do seu funcionamento, com os equipamentos previstos, usando a metodologia e modelos matemáticos que apresentámos nos pontos precedentes.

Vamos agora apresentar, os resultados obtidos nos Estudos Prévios, com as simulações então efectuadas. A discussão dos resultados obtidos na modelação, face aos resultados obtidos na monitorização das centrais será realizada no Capítulo 6.

Nos resultados dos estudos, apresentam-se as médias mensais e anuais dos valores diários da temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , da temperatura dos módulos (para  $G_i > 20 \text{ Wm}^{-2}$ ),  $T_{mod}$ , da irradiação na horizontal e no plano dos módulos, e dos índices  $Y_A$ ,  $Y_F$  e  $PR$ .

Além da energia eléctrica em c.a. produzida pelas Centrais, por unidade de potência pico, contabilizada à saída dos inversores representado por  $Y_{F Inv}$ , apresenta-se também o *Yield* final calculado com base na energia entregue no ponto de recepção,  $Y_{F PRec}$ , em kWh/kW.

Em termos da energia eléctrica produzida são apresentados nas tabelas seguintes os valores da energia em c.a., calculados, à saída dos inversores,  $E_{ca Inv}$ , e no ponto de recepção,  $E_{ca PRec}$ , admitindo perdas máximas de **2.0 %** nos cabos de ligação, no caso da Fachada, e de **0.1 %**, no caso do Parque, devido à proximidade do ponto de ligação.

### 5.7.1 Resumo dos resultados das simulações

A Central PV da Fachada, é constituída por 76 módulos de silício multicristalino BP3160 e por 3 inversores Fronius IG 40, com as configurações apresentadas no ponto 4.2.1. Os resultados da modelação do funcionamento da Central da Fachada, nas condições que foram descritas nos pontos precedentes, são apresentados na Tabela 5.2

A Central PV do Parque é constituída por 100 módulos de silício amorfo, Kaneka GEA60 e por 2 inversores SolarStoc PS4000HV, com as configurações apresentadas no ponto 4.2.2. Os resultados da modelação do funcionamento da Central são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.2. Fachada - Resumo da simulação efectuada com os Módulos BP 3160. Potência pico total de 12.16 kW.

Central PV na Fachada				Módulos BP 3160				12.16 kW		
Médias mensais dos valores diários				Inclinação 90°, azimute Sul				Energia Mensal		
Mês	$T_{amb}$ (°C)	$T_{mod}$ (°C)	$H_h$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_A$ (kWh/kW)	$Y_{FInv}$ (kWh/kW)	$PR$	$Y_{FPRec}$ (kWh/kW)	$E_{caInv}$ (kWh)	$E_{caPRec}$ (kWh)
1	10.6	23.8	2.04	3.40	3.14	2.90	0.85	2.84	1 092	1 070
2	11.5	24.8	2.88	3.59	3.33	3.08	0.86	3.02	1 048	1 027
3	12.8	24.7	3.82	3.37	3.11	2.87	0.85	2.82	1 084	1 062
4	14.6	25.7	5.19	3.23	2.99	2.76	0.85	2.70	1 005	985
5	17.3	26.9	6.37	2.84	2.59	2.38	0.84	2.34	898	881
6	20.1	29.1	6.89	2.58	2.33	2.14	0.83	2.10	781	765
7	22.4	32.2	7.35	2.91	2.60	2.39	0.82	2.34	900	882
8	22.6	35.2	6.77	3.55	3.13	2.89	0.81	2.83	1 089	1 067
9	21.3	35.4	4.92	3.91	3.44	3.17	0.81	3.11	1 158	1 134
10	17.8	31.9	3.47	3.92	3.51	3.24	0.83	3.18	1 223	1 198
11	13.6	28.1	2.42	3.77	3.44	3.18	0.84	3.12	1 161	1 137
12	11.0	24.8	1.95	3.59	3.33	3.08	0.86	3.02	1 160	1 137
<b>Média diária</b>	<b>16.3</b>	<b>28.6</b>	<b>4.52</b>	<b>3.38</b>	<b>3.08</b>	<b>2.84</b>	<b>0.84</b>	<b>2.78</b>		
<b>Total anual</b>			<b>1 648</b>	<b>1 235</b>	<b>1 123</b>	<b>1 036</b>		<b>1 015</b>	<b>12 598</b>	<b>12 346</b>

Tabela 5.3. Parque - Resumo da simulação efectuada com os módulos Kaneka GEA60, para a inclinação 15° e azimute Sul. Potência pico total 6 kW.

Central PV do Parque				Módulos: Kaneka GEA 60				6.00 kW			
Médias mensais dos valores diários				Inclinação 15°, azimute Sul				Energia Mensal			
Mês	$T_{amb}$ (°C)	$T_{mod}$ (°C)	$H_h$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_A$ (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	$PR$	$Y_{F PRec}$ (kWh/kW)	$E_{ca Inv}$ (kWh)	$E_{ca PRec}$ (kWh)	
1	11.0	21.2	2.01	2.59	1.71	1.57	0.60	1.56	291	291	
2	11.9	24.7	2.92	3.52	2.46	2.26	0.64	2.25	379	379	
3	13.2	26.9	3.91	4.38	3.18	2.92	0.67	2.92	543	543	
4	15.0	31.3	5.36	5.67	4.30	3.95	0.70	3.94	710	710	
5	17.4	34.2	6.47	6.58	5.05	4.63	0.70	4.63	862	861	
6	20.1	37.3	6.82	6.78	5.13	4.70	0.69	4.69	846	845	
7	22.4	40.9	7.12	7.17	5.46	5.01	0.70	5.00	931	930	
8	22.6	40.9	6.45	6.78	5.14	4.72	0.70	4.71	877	877	
9	21.3	37.5	4.80	5.30	3.89	3.57	0.67	3.57	643	642	
10	18.1	32.5	3.41	4.04	2.89	2.66	0.66	2.65	494	494	
11	14.0	25.0	2.32	2.93	1.95	1.79	0.61	1.79	322	322	
12	11.4	21.1	1.84	2.38	1.53	1.40	0.59	1.40	261	261	
<b>Média diária</b>	<b>16.5</b>	<b>31.1</b>	<b>4.46</b>	<b>4.85</b>	<b>3.56</b>	<b>3.27</b>	<b>0.67</b>	<b>3.27</b>			
<b>Total anual</b>			<b>1 628</b>	<b>1 770</b>	<b>1 300</b>	<b>1 193</b>		<b>1 192</b>	<b>7 161</b>	<b>7 153</b>	

### 5.7.2 Central PV da Fachada

O índice de desempenho médio anual, **PR**, obtido à saída dos inversores, na central da fachada foi de **0.84**, variando entre um mínimo de **0.81**, em Agosto e Setembro, e um valor máximo de **0.86**, em Fevereiro e Dezembro.

A produção de energia eléctrica da fachada, expressa em kWh por kW instalado, varia ao longo do ano, como se mostrou na Tabela 5.2 e se ilustra no gráfico da Figura 5.8.

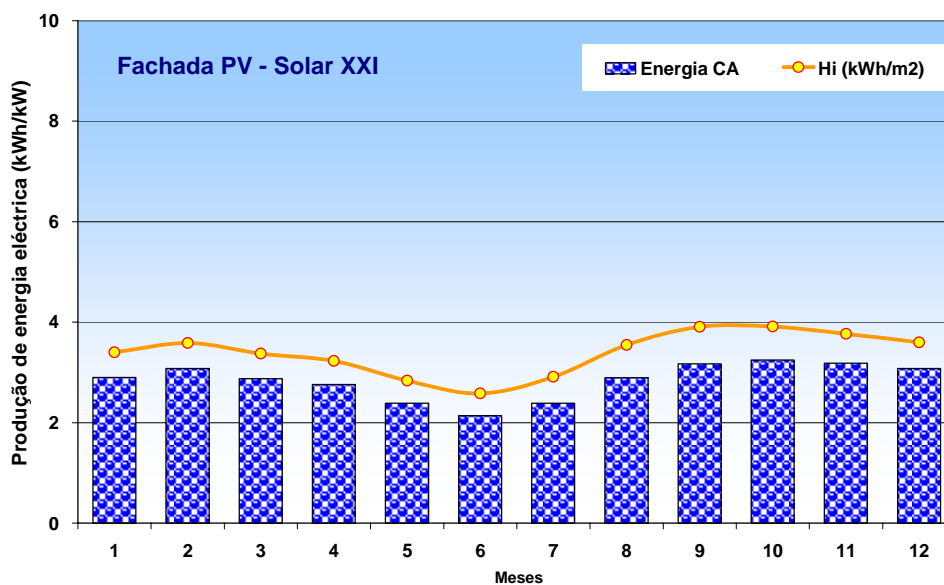


Figura 5.8. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar e da Produção de Energia Eléctrica em c.a., calculada à saída dos Inversores

A análise do gráfico e da tabela mostram que em termos das médias mensais dos valores diários, o modelo previa que a energia eléctrica à saída dos inversores variasse entre um mínimo de **2.14 kWh/kW** em Junho e um máximo de **3.24 kWh/kW** em Outubro, em fase com a disponibilidade irradiação solar média.

### 5.7.3 Central PV do Parque

O índice de desempenho médio anual, **PR**, obtido à saída dos inversores, na central do parque de **0.67**, foi relativamente baixo comparado com o da fachada<sup>64</sup>, variando entre um mínimo de **0.59**, em Dezembro, e um valor máximo de **0.70**, em Abril, Maio, Julho e Agosto.

A análise do gráfico da Figura 5.9 e da Tabela 5.3, mostra que em termos das médias mensais dos valores diários, se previa no estudo prévio que a energia, entregue à saída dos inversores, variasse entre um mínimo de **1.40 kWh/kW** em Dezembro e um máximo de **5.00 kWh/kW** em Julho, em fase com a disponibilidade irradiação solar média.

<sup>64</sup> Nesta fase o baixo valor de PR, foi interpretado como resultado directo da forma das curvas IV, nos módulos de silício amorfo, para valores da irradiação baixos, Figura 5.4. Voltaremos a discutir os valores de PR obtidos e as suas causas no Capítulo 6.

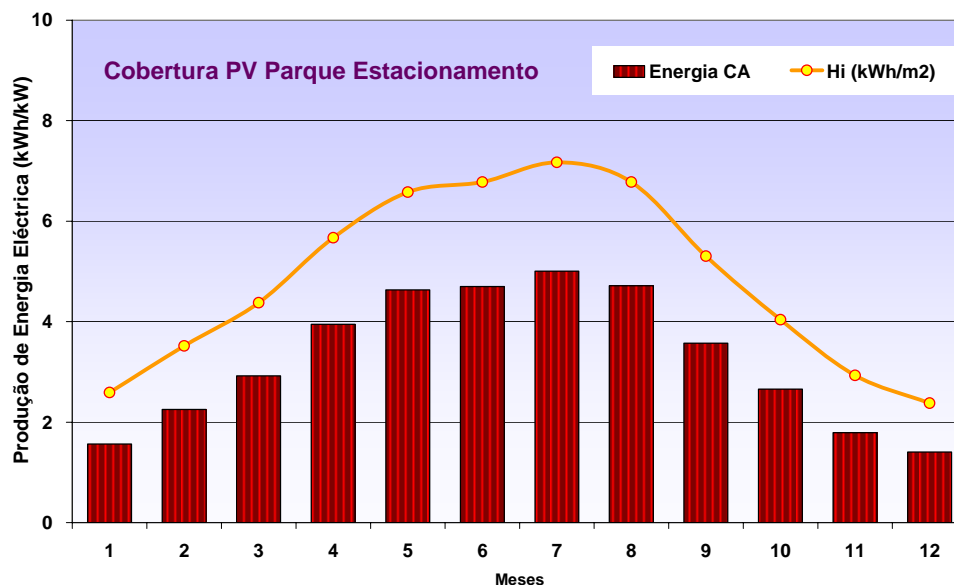


Figura 5.9. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar e da Produção de Energia Eléctrica em c.a., calculada à saída dos Inversores

#### 5.7.4 As centrais face a face

Os resultados das simulações efectuadas foram ainda sintetizados, comparando o desempenho das duas centrais em termos de produtividade, nas tabelas e gráficos seguintes.

Na Tabela 5.4 apresenta-se a produção anual prevista de energia eléctrica entregue à rede, por unidade de potência instalada, que é de **1 015 kWh/kW** na central PV da fachada e de **1 192 kWh/kW** na central PV do parque.

Nas simulações efectuadas, apesar de a central do parque apresentar uma produtividade anual superior à central da fachada, em resultado da inclinação dos módulos mais favorável, o seu índice de desempenho médio anual  $PR$ , de 0.67, é muito inferior ao da Fachada de 0.84, como vimos, traduzindo-se por um pior aproveitamento da irradiação solar disponível.

Tabela 5.4. Centrais PV- Valores da produtividade anual

Modelo	Potência (kW)	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_A$ (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	$Y_{F PRec}$ (kWh/kW)
Central PV					
Fachada	12.16	1 235	1 123	1 036	1 015
Parque	6.00	1 770	1 300	1 193	1 192

Na Tabela 5.5 apresentam-se os valores anuais da Energia eléctrica total em c.a. que se previa vir a ser produzida pelas duas Centrais, calculada à saída dos inversores e entregue à rede no ponto de recepção.

A energia anual que então se previa entregar, no ponto de recepção, era de **12 346 kWh** na fachada e de **7 153 kWh** no parque, ou seja, um total anual de cerca de **19 500 kWh** de energia eléctrica.

Tabela 5.5. Energia produzida anualmente pelas Centrais PV

<b>Modelo</b> <b>Central PV</b>	<b>Potência</b> <b>(kW)</b>	<b>Área</b> <b>(m<sup>2</sup>)</b>	<b><math>E_{ca Inv}</math></b> <b>(kWh)</b>	<b><math>E_{ca PRec}</math></b> <b>(kWh)</b>
<b>Fachada</b>	<b>12.16</b>	<b>95.6</b>	<b>12 598</b>	<b>12 346</b>
<b>Parque</b>	<b>6.00</b>	<b>95.0</b>	<b>7 161</b>	<b>7 153</b>
<b>Total PV</b>	<b>18.16</b>	<b>190.6</b>	<b>19 759</b>	<b>19 499</b>

O gráfico apresentado na Figura 5.10, mostra-nos que se previa que, a produção média diária total das duas centrais, variasse entre um mínimo de cerca de **44 kWh**, em Janeiro, e um máximo de cerca de **63 kWh**, em Agosto.

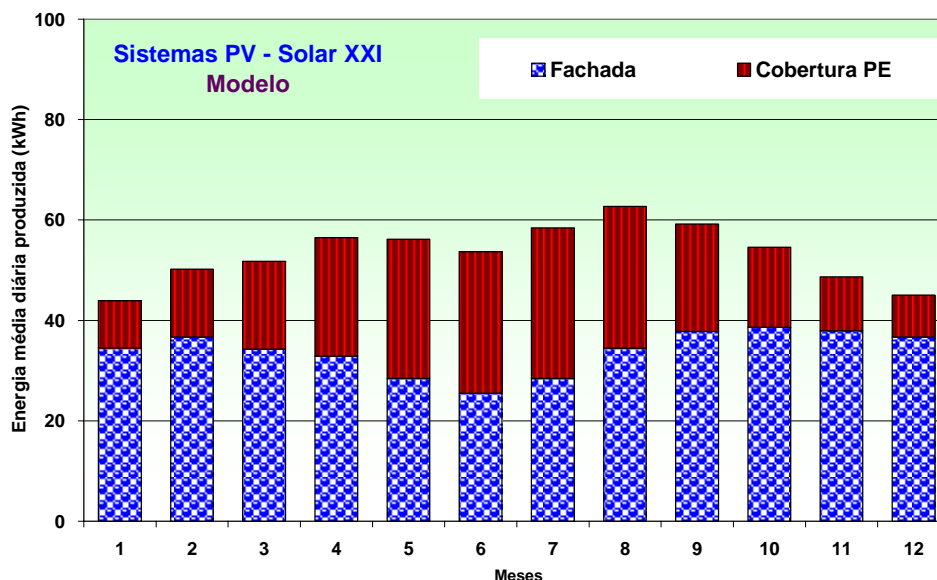


Figura 5.10. Médias mensais dos valores diários da energia produzida pelas duas centrais.

## 5.8 Modelo - Valores diários

A apresentação gráfica da evolução ao longo do ano dos valores diários em cada central da energia produzida por unidade de potência pico instalada e da irradiação solar diária incidente, em termos de  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  respectivamente, é importante porque permite visualizar a o tipo de variabilidade a esperar nos valores diários da energia eléctrica entregue à rede.

Na Figura 5.11, e na Figura 5.12, apresentamos, a variação prevista ao longo do ano da irradiação solar diária, em kWh/m<sup>2</sup>, e da energia entregue na rede à saída dos inversores, em kWh/kW, na Central PV da Fachada e na Central PV do Parque.

A distribuição sazonal da produção diária é diferente nos dois gráficos, sendo maior nos meses de Inverno, na Central da Fachada, e maior no Verão, na Central do Parque, em linha com os

ângulos de incidência dos raios solares, calculados ao meio dia solar e já apresentados na Figura 4.5.

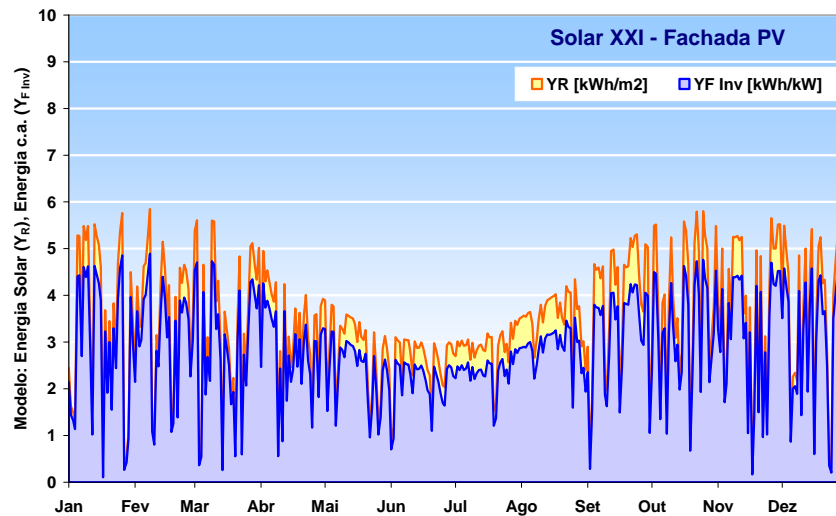


Figura 5.11. Variação dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários ao longo do ano na Fachada.

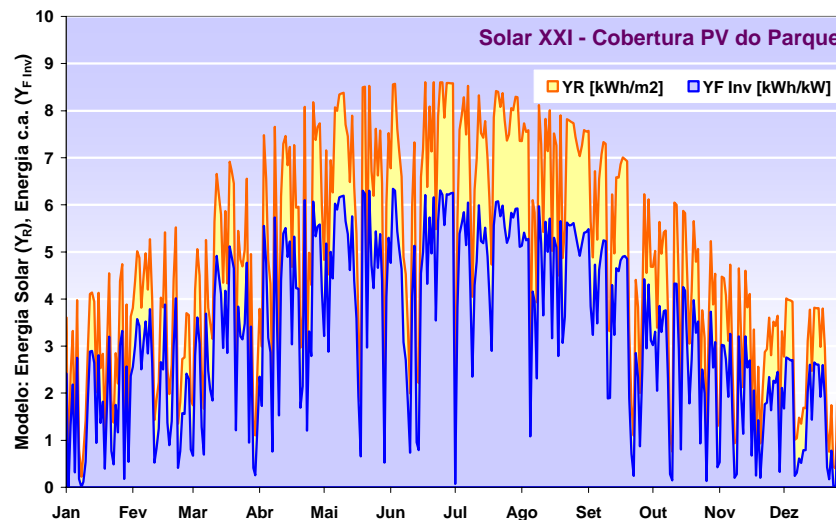


Figura 5.12. Variação dos índices de desempenho  $Y_R$  e  $Y_{F Inv}$  diários ao longo do ano no Parque.

A Central da Fachada apresentava valores de produtividade máxima diária, por unidade de potência pico instalada, de cerca de 4.5 kWh/kW, entre os meses de Novembro e Fevereiro, e mínimos de cerca de 2.5 kWh/kW, nos meses de Junho e Julho.

A Central do Parque apresentava valores de produtividade máxima diária, por unidade de potência pico instalada, nos meses de Maio a Julho, da ordem do 6 kWh/kW, e mínimos no mês de Dezembro de cerca de 2 kWh/kW.

## 5.9 Modelo - Valores horários

Apresentamos aqui apenas uma pequena amostra dos resultados obtidos na modelação matemática das centrais PV do Edifício Solar XXI, em termos de valores horários, da potência produzida pelos módulos em função da irradiância solar média.

A apresentação da evolução ao longo do tempo, das várias grandezas em jogo no desempenho das centrais fotovoltaicas, que variam com as condições de funcionamento, será efectuada no próximo capítulo, em simultâneo com a validação dos modelos utilizados, por comparação com os resultados obtidos na monitorização.

### 5.9.1 Potência produzida em função da irradiância

A representação gráfica dos valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada, índice  $Y_A$ , em função da irradiância solar permite num sistema PV ligado à rede real, avaliar do seu bom funcionamento, uma vez que a energia produzida por conversão fotovoltaica varia em geral quase linearmente com a irradiância.

Se o rendimento dos módulos em funcionamento fosse sempre igual ao seu rendimento nominal, obtido nas condições STC, os pontos nos gráficos, apresentados na Figura 5.13. e na Figura 5.14, estariam distribuídos sobre as rectas indicadas a vermelho.

No entanto, nos módulos em funcionamento normal, a temperatura das células varia com a irradiância, a temperatura ambiente e a velocidade do vento, o que altera as curvas características e o ponto onde ocorre a máxima potência nas curvas. Com o aumento da temperatura das células, diminui a potência produzida e também o rendimento dos módulos.

Quanto maior, o valor da irradiância, maior em geral a diferença entre a temperatura ambiente e a temperatura das células<sup>65</sup>, e em geral, maior a temperatura das células nos módulos, pelo que o rendimento dos módulos diminui e a distribuição dos pontos afasta-se da recta.

No modelo, a dispersão de pontos para um mesmo valor da irradiância, resulta das diferentes temperaturas das células previstas que dependem também da temperatura ambiente.

### *Central PV da Fachada*

Os módulos de silício multicristalino da Fachada, Figura 5.13, são os mais afectados por temperaturas das células fotovoltaicas elevadas, porque apresentam coeficientes de diminuição da potência com a temperatura, de  $-0.50 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ , enquanto que, para os módulos de silício amorfo do parque, o coeficiente é de  $-0.19 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ , como se apresentou na Tabela 2.4.

---

<sup>65</sup> Como já vimos no ponto 4.7.1 e seguintes na monitorização das centrais.

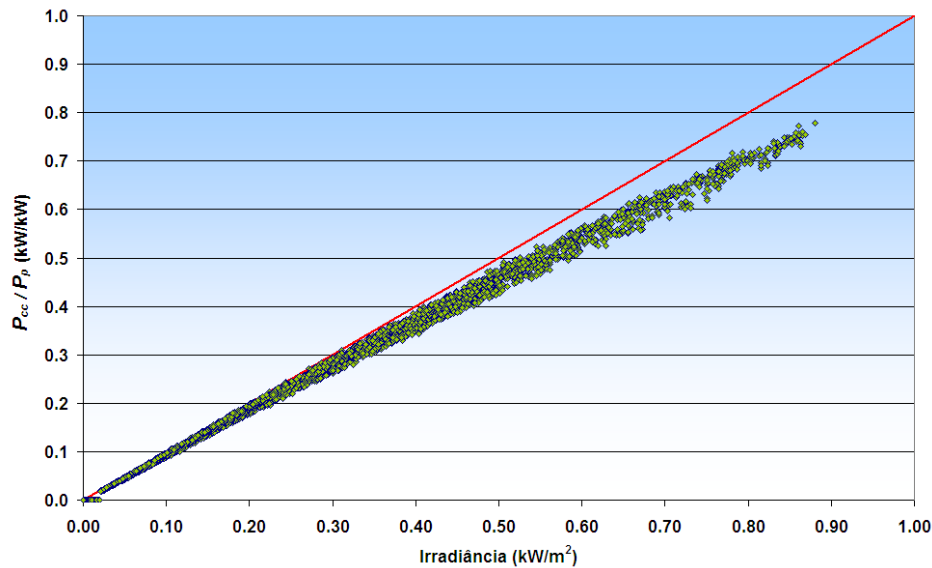


Figura 5.13. Modelo: Valores horários da potência produzida pelos módulos por unidade de potência pico, em função da irradiância solar na fachada (módulos BP3160)

### Central PV do Parque

A modelação efectuada do funcionamento dos módulos do parque, Figura 5.14, previa que os módulos de silício amorfo apresentassem um mau desempenho a baixos valores da irradiância, resultante da forma quase linear das curvas características previstas pelo modelo para os módulos Kaneka GEA60, ver Figura 5.4, o que, como veremos no Capítulo 6, não se veio a verificar experimentalmente nos resultados da monitorização.

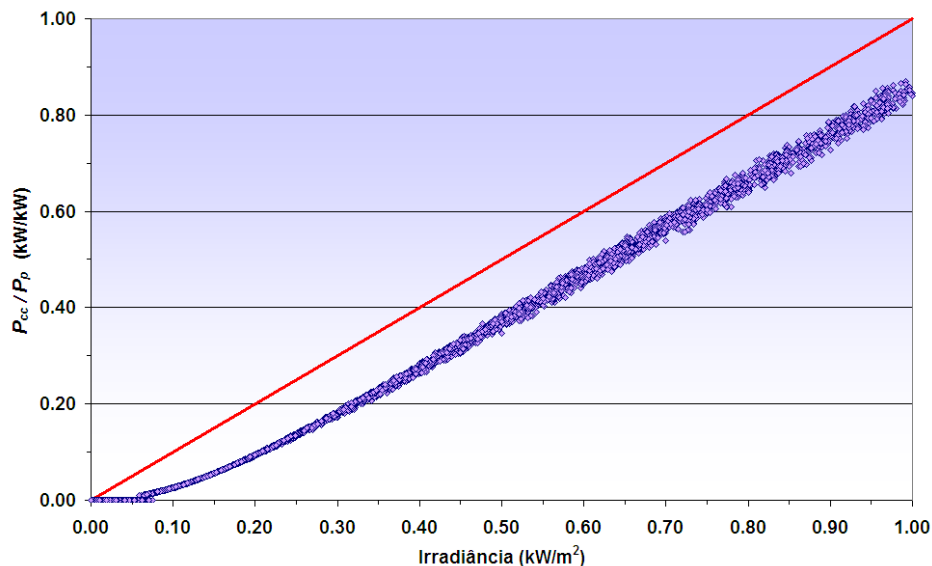


Figura 5.14. Modelo: Valores horários da potência produzida pelos módulos, por unidade de potência pico, em função da irradiância solar no Parque (módulos Kaneka GEA60)

Esta tecnologia, apresenta um coeficiente de diminuição da potência com a temperatura, inferior ao dos módulos de silício cristalino, que conjugado com a forma das curvas

características previstas no modelo, faz com que a distribuição dos valores horários para valores elevados da irradiância seja quase paralela à recta.

## 5.10 Síntese

Apresentou-se neste capítulo a metodologia utilizada na modelação numérica do funcionamento de Centrais PV. A metodologia descrita permitiu a realização de Estudos Prévios das Centrais PV instaladas no Edifício Solar XXI.

Os resultados das modelações previam uma produtividade anual, por unidade de potência pico instalada, de cerca de **1 015 kWh/kW** na central PV da Fachada e de **1 192 kWh/kW** na central PV do Parque, com índices de desempenho médio anual *PR*, respectivamente de **0.84** na Fachada e de **0.67** no Parque.

Como vimos, no capítulo 4, a monitorização das centrais, durante os anos de 2006 e 2007, mostrou que na Fachada as produtividades medidas, são da mesma ordem do previsto, respectivamente **950 kWh/kW** e **1 004 kWh/kW**.

No entanto, os valores medidos da produtividade da Central instalada no Parque foram bastante superiores ao previsto, com produtividades anuais de **1 368 kWh/kW**, em 2006, e de **1 401 kWh/kW**, em 2007.

No próximo capítulo pretendemos investigar quais as razões desta divergência de valores e sugerir, se possível, correcções que permitam melhorar os modelos implementados.



## 6. VALIDAÇÃO DO MODELO COM OS RESULTADOS DA MONITORIZAÇÃO

### 6.1 Central PV da Fachada

#### 6.1.1 Valores mensais medidos versus modelo

Os valores medidos da irradiação solar anual que incidiu na fachada, Tabela 6.1, foram ligeiramente inferiores ao valor médio da irradiação solar incidente de  $1\,235\text{ kWh/m}^2$ , estimado para o ano de referência, sendo cerca de 9.5 % inferior em 2006, e cerca de 3.4 % inferior em 2007. Apesar disso o sistema na fachada produziu respectivamente menos 6.4% em 2006 e menos 1.1% em 2007.

Tabela 6.1. Central PV da Fachada, valores da produtividade anual à saída dos inversores

Central PV $P_p = 12.16\text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F\ Inv}$ (kWh/kW)
<b>Modelo</b>	<b>1 235</b>	<b>1 036</b>
<b>2006</b>	<b>1 118</b>	<b>950</b>
<b>2007</b>	<b>1 193</b>	<b>1 004</b>

Apresentamos na Figura 6.1, as médias mensais dos valores diários da irradiação solar na fachada, medidos desde 1 de Junho de 2005. Os valores medidos distribuem-se acima e abaixo da curva da irradiação média estimada, com excepção dos meses próximos do solstício de Verão, em que os valores medidos da irradiação média diária são sistematicamente inferiores aos valores de irradiação previstos no modelo.

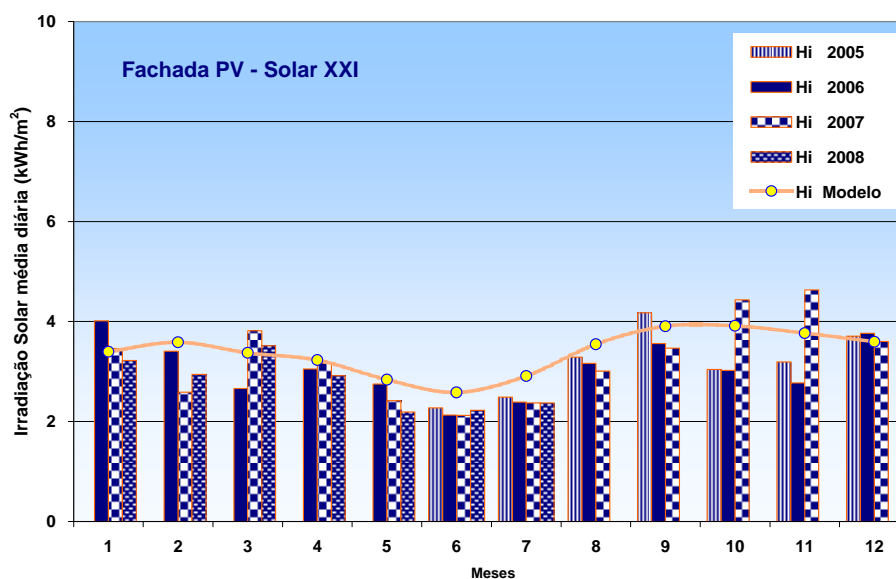


Figura 6.1. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar na fachada, em comparação com os valores da irradiação utilizados no modelo.

Na Figura 6.2, apresentam-se as médias mensais dos valores diários da produção da energia na fachada, medidos desde 1 de Junho de 2005, em comparação com o previsto no modelo.

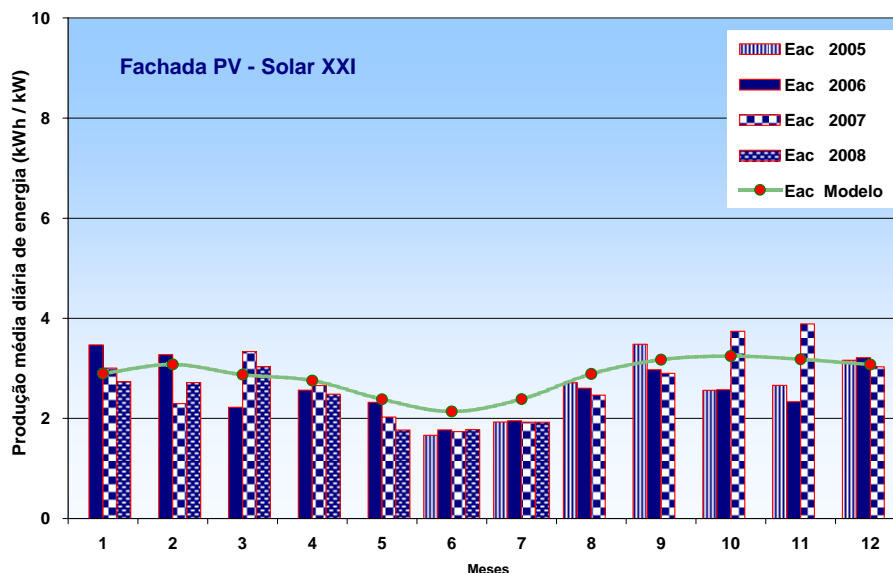


Figura 6.2. Médias mensais dos valores diários da produção de energia eléctrica na fachada em comparação com o previsto no modelo.

Próximo do solstício de Verão, quer os valores medidos da irradiação diária, quer da energia eléctrica produzida, são inferiores aos previstos no modelo, o que significa que neste período existe sistematicamente menos energia solar disponível para conversão e consequentemente, menos energia eléctrica a ser produzida, por razões que importa investigar.

Para os resultados obtidos, contribui provavelmente o facto do Sol no Verão descrever uma trajectória no horizonte entre o nascer e o pôr-do-sol, que é quase tangencial à fachada, o que por um lado aumenta as sombras provocadas pelas estruturas nos módulos e por outro aumenta as perdas por reflexão na superfície dos módulos.

### 6.1.2 Irradiância solar - valores horários medidos versus modelo

Os resultados mensais sugerem que possam ocorrer perdas próximo do solstício de Verão, devidas aos ângulos de incidência dos raios solares, quase tangenciais à superfície dos módulos, pelo que importa analisar os resultados horários obtidos na monitorização e no modelo. Escolheram-se períodos próximos dos solstícios de Verão e de Inverno, em que ocorressem em simultâneo dias de céu limpo, nos valores previstos no modelo e nos valores medidos no ano de 2007.

O sensor utilizado para medir a irradiância na Fachada, é um TRITEC 200, constituído por uma pequena célula fotovoltaica, montada de forma semelhante a uma célula num módulo fotovoltaico. Deste modo, os valores da irradiância medidos pela célula, correspondem aproximadamente aos valores da irradiância que incide nas células dos módulos, porque também ela é afectada pelas perdas devidas aos ângulos de incidência elevados, o que não acontece com os valores estimados pelo modelo.

Apresentam-se na Figura 6.3 os valores médios horários da irradiância na fachada, previstos no modelo e medidos na monitorização, no final de Julho de 2007, que ilustram a situação descrita, com os valores máximos da irradiância previstos pelo modelo  $\sim 470 \text{ Wm}^{-2}$  sistematicamente superiores aos valores máximos medidos,  $\sim 400 \text{ Wm}^{-2}$ .

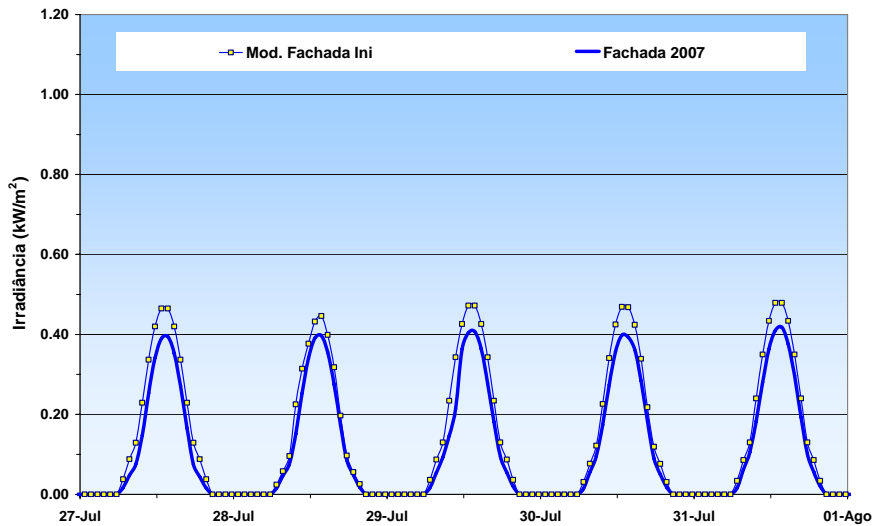


Figura 6.3. Valores médios horários da irradiância na Fachada, em dias de céu limpo, prevista no modelo e medida na monitorização, no final de Julho de 2007.

Próximo do solstício de Inverno, o ângulo de incidência dos raios solares diminui, pelo que, se as perdas detectadas forem devidas a perdas ópticas por reflexão na superfície dos módulos, a diferença entre os valores máximos da irradiância previstos pelo modelo e os valores medidos deve diminuir. Na Figura 6.4, apresentam-se os valores médios horários da irradiância na fachada, previstos no modelo e medidos na monitorização, no final de Novembro de 2007, onde podemos verificar que de facto, nos dias de céu limpo, o modelo prevê valores da mesma ordem dos que foram monitorizados  $\sim 850 \text{ Wm}^{-2}$ .

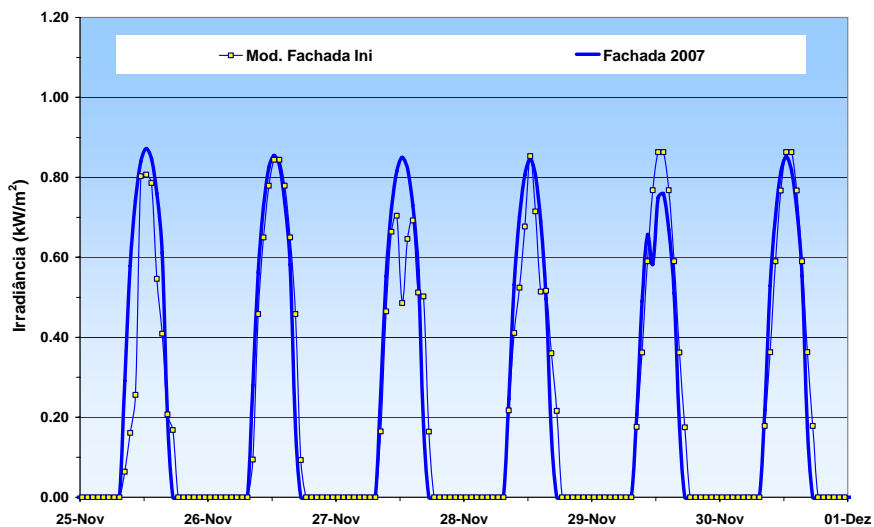


Figura 6.4. Valores médios horários da irradiância na Fachada, prevista no modelo e medida na monitorização, em dias de céu limpo e nublado, no final de Novembro de 2007.

### 6.1.3 Integração no modelo de perdas devidas ao ângulo de incidência

#### *Modelo utilizado*

As perdas por reflexão na superfície dos módulos, para um ângulo de incidência  $\alpha$ , abreviadamente designadas por perdas angulares<sup>66</sup>,  $AL(\alpha)$ , são definidas relativamente à incidência normal da irradiância nos módulos ( $\alpha = 0^\circ$ ), que corresponde às condições de incidência padrão, da obtenção das respectivas características eléctricas.

Seguindo o desenvolvimento apresentado por Martín e Ruiz, 2002, [48], as perdas angulares por reflexão podem ser expressas em termos do chamado factor angular,  $f_{I\alpha}$ , que representa a transmissividade angular relativa para um dado tipo de módulo,

$$AL(\alpha) = 1 - f_{I\alpha} = 1 - \frac{1 - \bar{R}(\alpha)}{1 - \bar{R}(0)} \quad (6.75)$$

onde  $\bar{R}(\alpha)$  representa a reflectividade angular média do módulo, obtida da reflectividade espectral por ponderação pelo espectro AM1.5 e pela respectiva sensibilidade espectral. Os mesmos autores, referem que, o factor angular,  $f_{I\alpha}$ , pode experimentalmente ser determinado num módulo fotovoltaico pelo quociente entre a corrente de curto circuito  $I_{sc}$ , para um ângulo de incidência  $\alpha$ , e a corrente de curto circuito obtida com a incidência normal da irradiância,

$$f_{I\alpha} = \frac{I_{sc}(\alpha)}{I_{sc}(0)} \frac{1}{\cos \alpha} \quad (6.76)$$

Propõem um modelo matemático para o factor angular, válido para várias tecnologias de módulos, mediante ajuste de um parâmetro adimensional  $a_r$ , aos valores experimentais medidos, apresentados na Tabela 6.2,

$$f_{I\alpha} = \frac{1 - \exp(-\cos \alpha / a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (6.77)$$

Tabela 6.2. Parâmetro  $a_r$  no cálculo do factor angular Martín e Ruiz, 2002, [48]

Tecnologia	$a_r$
sc-Si	0.169
mc-Si	0.159
a-Si	0.163

<sup>66</sup>  $AL$  - Angular Losses

### ***Integração das perdas angulares nos modelos das centrais PV***

As células de referência de silício monocristalino utilizadas na monitorização medem a irradiância solar porque a corrente de curto-circuito,  $I_{sc}$ , medida nas células é proporcional à irradiância,

$$G_i = G_{i\ Ref} \cdot \frac{I_{sc}}{I_{sc\ Ref}} = C_{te} \cdot I_{sc} \quad (6.78)$$

A partir desta expressão e da igualdade das expressões ( 6.76 ) e ( 6.77 ) dada por

$$\frac{I_{sc}(\alpha)}{I_{sc}(0)} \frac{1}{\cos \alpha} = \frac{1 - \exp(-\cos \alpha / a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (6.79)$$

podemos converter os valores da irradiância normal, sem perdas angulares  $G_i(0)$ , utilizados inicialmente no modelo, para valores da irradiância incidente nas células e módulos, com as perdas angulares referentes a um ângulo de incidência  $\alpha$ ,  $G_i(\alpha)$ , e vice-versa,

$$G_i(\alpha) = G_i(0) \cdot \cos \alpha \cdot \frac{1 - \exp(-\cos \alpha / a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)} \quad (6.80)$$

O valor do co-seno do ângulo de incidência na superfície dos módulos pode ser calculado a partir da expressão, ( 2.14 ), utilizando as variáveis astronómicas apresentadas na secção 2.1.

### ***Verificação***

Os valores horários da irradiância medida na célula de referência da fachada foram comparados com os valores calculados da irradiância com perdas angulares, a partir dos valores previstos no modelo e utilizando a expressão ( 6.80 ), com o valor de  $a_r = 0.169$ , correspondente à célula sc-Si.

Apresentam-se os respectivos resultados, relativamente aos períodos próximos dos solstícios de Verão e de Inverno, anteriormente analisados no ponto 6.1.2.

A introdução das perdas angulares permite de facto explicar as diferenças entre os valores da irradiância medidos e os previstos no modelo inicial, quando os ângulos de incidência nos módulos são particularmente elevados, próximo do solstício de Verão, Figura 6.5.

Próximo do solstício de Inverno, em que não havia diferenças significativas, entre os valores medidos e previstos, a introdução no modelo das perdas angulares, mantém este resultado, não introduzindo alterações significativas, Figura 6.6.

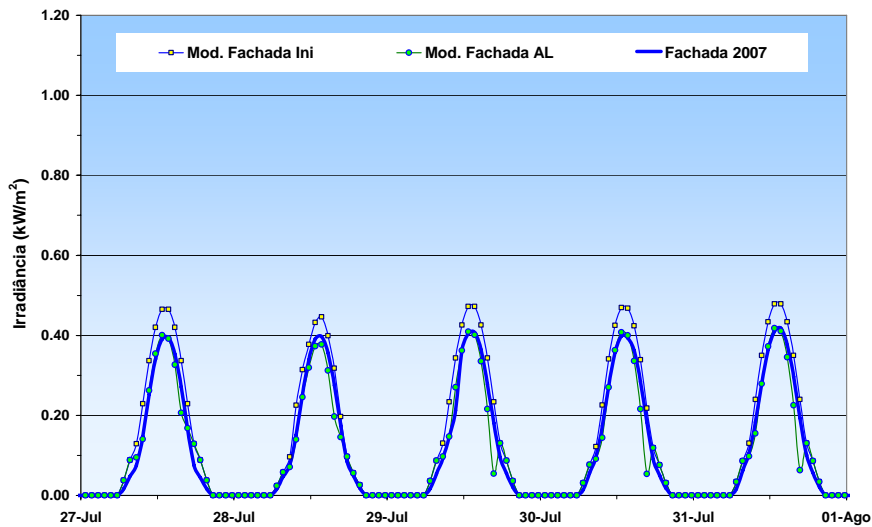


Figura 6.5. Fachada – valores da irradiação em dias de céu limpo, previstos no modelo inicial e no modelo com perdas devidas ao ângulo de incidência, face aos medidos no final de Julho de 2007.

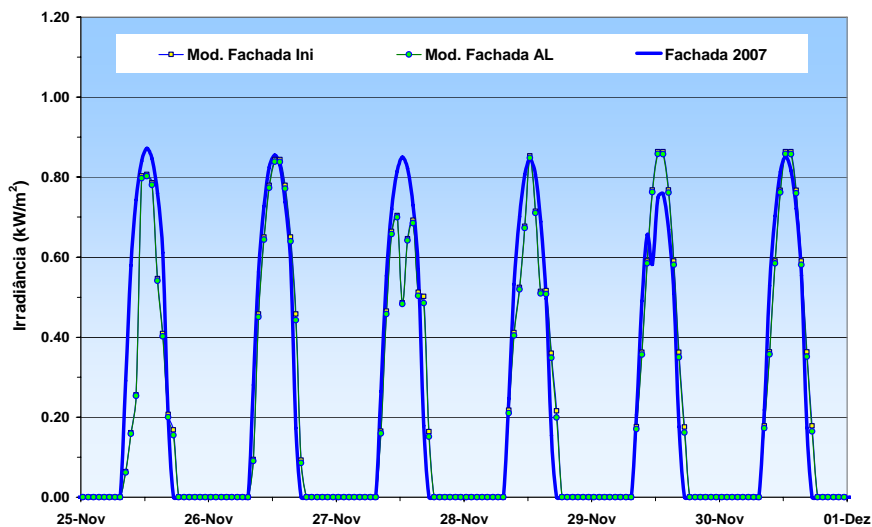


Figura 6.6. Fachada – valores irradiação em dias de céu limpo e nublado, medidos no final de Novembro de 2007, e previstos no modelo inicial e no modelo com perdas devidas ao ângulo de incidência.

Podemos pois concluir que no caso das centrais PV instaladas em fachadas e em geral, nas centrais PV, quando ocorrem ângulos de incidência elevados, devem ser consideradas as perdas angulares resultantes da reflectividade da superfície dos módulos.

## 6.2 Central PV do Parque

### 6.2.1 Valores mensais medidos versus modelo

Os valores medidos da irradiação solar anual no parque foram ligeiramente acima do valor médio previsto no modelo,  $1\,770\text{ kWhm}^{-2}$ , estimado para o ano de referência, sendo superiores em 1.6 % em 2006, e em 0.6 % em 2007, Tabela 6.3.

No entanto, em termos de energia eléctrica produzida, o sistema no Parque produziu respectivamente mais 14.7 % em 2006 e mais 17.4 % em 2007.

Tabela 6.3. Central PV do Parque, irradiação e produtividade anual medida à saída dos inversores

Central PV $P_p = 6.00 \text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)
<b>Modelo</b>	<b>1 770</b>	<b>1 193</b>
<b>2006</b>	<b>1 799</b>	<b>1 368</b>
<b>2007</b>	<b>1 781</b>	<b>1 401</b>

A monitorização da central fotovoltaica instalada no Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI, mostrou que os módulos de silício amorfo tiveram uma produtividade superior ao esperado no modelo, especialmente no Verão, como veremos.

Apresentamos na Figura 6.7, as médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque, medidos desde 1 de Dezembro de 2005, os valores medidos aparentam ser próximos dos valores de irradiação utilizados no modelo na fase do estudo prévio, com as variações implícitas à variabilidade climática, com excepção dos meses de Junho e Julho, próximo do solstício de Verão, que apresentam valores sistematicamente inferiores.

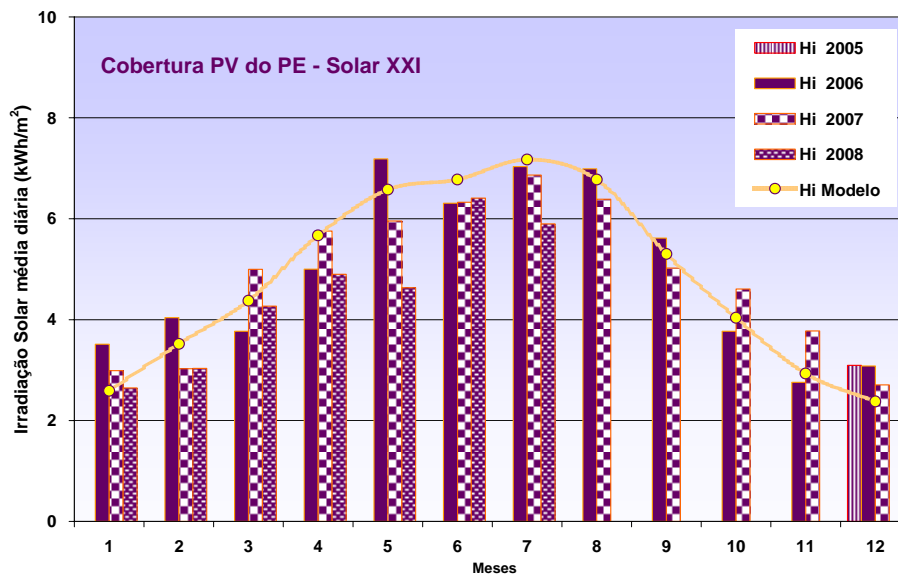


Figura 6.7. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque, em comparação com os valores médios da irradiação utilizados no modelo inicial.

Apresentamos na Figura 6.8 as médias mensais dos valores diários da energia eléctrica produzida pela central PV do parque. No período de Verão, as médias mensais dos valores diários foram superiores ao previsto na modelação, apesar dos respectivos valores medidos da irradiação média diária serem inferiores ao previsto

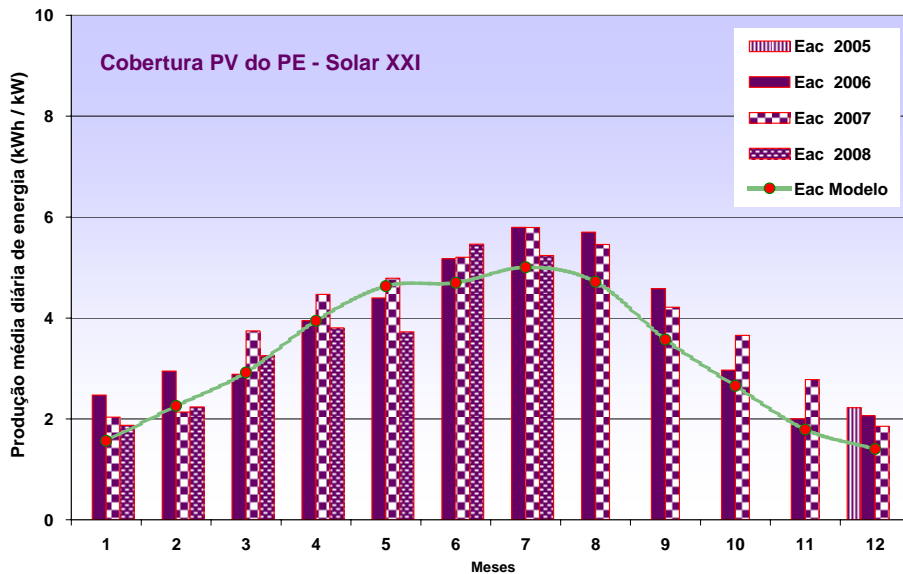


Figura 6.8. Médias mensais dos valores diários da produção da energia no parque em comparação com o previsto no modelo.

### 6.2.2 Irradiância solar - valores horários medidos versus modelo

Os resultados mensais mostram que a irradiação solar medida não condiz com os valores da energia eléctrica produzida pelo que importa analisar os resultados obtidos na monitorização e no modelo a outras escalas de tempo. Escolheram-se aqui também períodos próximos dos solstícios de Verão e de Inverno, Figura 6.9 e Figura 6.10, em que ocorressem em simultâneo dias de céu limpo, nos valores previstos no modelo e nos valores medidos no ano de 2007.

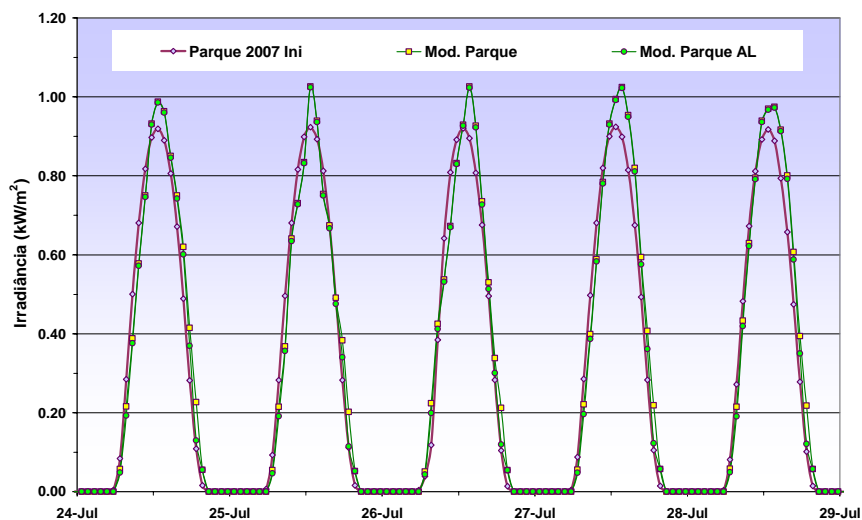


Figura 6.9. Valores médios horários da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização, previstos no modelo e com perdas angulares, no final de Julho de 2007.

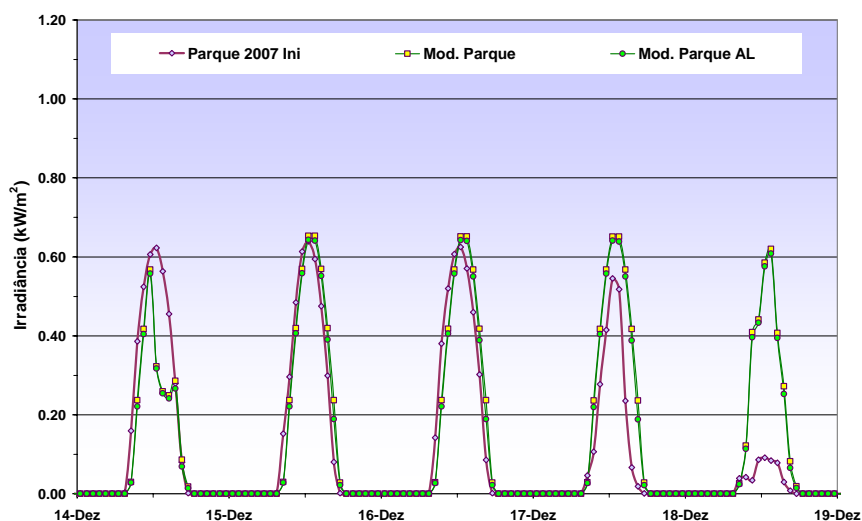


Figura 6.10. Valores médios horários da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo e nublado, medidos na monitorização, previstos no modelo e com perdas angulares em meados Dezembro de 2007.

A Figura 6.9 mostra que próximo do solstício de Verão, por um lado, os valores máximos diários medidos da irradiância, estão abaixo do previsto pelo modelo, e por outro, as perdas angulares são praticamente desprezáveis e não explicam os valores medidos. Na Figura 6.10, observa-se que os valores máximos medidos, embora inferiores, se aproximam dos valores previstos.

Atendendo a estes resultados, houve necessidade de analisar e confirmar os valores medidos da irradiância solar pelos sensores instalados nas centrais, o que foi feito no final de Julho e início de Agosto de 2008.

Os valores que medimos no parque foram os que mais diferiram dos valores previstos, em termos de irradiância e produtividade de energia eléctrica, pelo que começámos por verificar experimentalmente os valores medidos nesta Central.

### 6.3 A medição da irradiância nas centrais PV – verificação

Os resultados medidos no sistema PV instalado no Parque em particular, mostraram diferentes índices de desempenho do sistema ao longo do ano. Uma das explicações para os resultados obtidos, prende-se com o facto de terem sido utilizadas para medir a irradiância células PV de silício monocristalino, que têm sensibilidades espectrais diferentes das dos módulos instalados no parque de silício amorfo, podendo esta característica da tecnologia influenciar os resultados obtidos ao longo do ano.

Atendendo a que o DER dispunha de células de solares de referência, recentemente adquiridas de diferentes tecnologias PV, foi decidido medir a irradiância no plano dos módulos instalados no parque durante alguns dias e ainda no plano dos módulos instalados na fachada, e comparar os valores medidos com a irradiância medida por um piranómetro Kipp&Zonen CM6b<sup>67</sup>.

#### 6.3.1 Instalação experimental no parque

Pretende-se comparar os valores medidos na célula de silício monocristalino, utilizada para medir a irradiância solar no parque, nas condições de irradiância observadas no Verão, com os valores medidos por duas células de referência de diferentes tecnologias PV, com certificados de calibração válidos, e por um piranómetro CM6B utilizado como padrão, Tabela 6.4.

Na montagem experimental realizada no parque, Figura 6.11, montámos uma célula solar de silício monocristalino (sc-Si), de tecnologia idêntica à célula instalada na monitorização, e uma outra célula de silício amorfo (a-Si), de tecnologia idêntica à dos módulos PV do parque.



Figura 6.11. Montagem com as células de referência de silício monocristalino, amorfo (ISET cSi e ISET aSi nos gráficos), piranómetro, e células PV usadas no Parque, na monitorização e no “display”

Utilizou-se para monitorizar os sensores, um sistema de aquisição de dados *DataLogger* “Delta-T”, configurado em modo diferencial, com registos a cada 5 minutos das médias dos valores

<sup>67</sup>Kipp&Zonen CM6b SN: 015026, calibrado no LECS face ao piranómetro padrão do Laboratório.

medidos a cada 30 s. Mediram-se as tensões eléctricas aos terminais dos diferentes sensores da irradiância e das temperaturas das células de referência, que estão dotadas de sensores de temperatura do tipo PT1000.

Tabela 6.4. Sensores de irradiância solar e respectivos valores das constantes de calibração

Sensor	Tipo	Constante Calibração (mV/(kWm <sup>-2</sup> ))	Localização
<b>KZ CM6b SNº 015026</b>	<b>Piranómetro</b>	<b>9.88</b>	<b>Padrão</b>
<b>Tritec Spektrum 200</b>	<b>Célula sc-Si</b>	<b>70.7</b>	Fachada
<b>Tritec Spektrum 300</b>	<b>Célula sc-Si</b>	<b>73.6</b>	Parque
<b>cSi ISET SNº 00644</b>	<b>Célula sc-Si</b>	<b>95.2</b>	PVPM, curvas IV
<b>pSi ISET SNº 00761</b>	<b>Célula mc-Si</b>	<b>108.6</b>	PVPM, curvas IV
<b>aSi ISET SNº A0035</b>	<b>Célula a-Si</b>	<b>108.8</b>	PVPM, curvas IV

O relógio do DataLogger foi acertado com o relógio do sistema de aquisição de dados instalado no parque, que continuou a monitorizar todos parâmetros habituais. Os valores registados foram posteriormente tratados de forma a termos registos a cada 5 minutos das médias dos valores medidos, comparáveis com os valores registados pelo DataLogger.

### 6.3.2 Valores da irradiância medidos nas condições existentes no parque

A irradiância solar foi medida no plano dos módulos do Parque, a uma inclinação de 15°, entre os dias 18 e 22 de Julho de 2008, em que ocorre um ângulo máximo da altura do Sol ao meio-dia solar de cerca de 72°.

Apresentam-se os valores da irradiância medidos pelo piranómetro e pelas células de referência ISET, com as respectivas constantes de calibração de origem, nos dias do mês de Julho em que se fez a comparação, Figura 6.12, e em pormenor para o dia 19, Figura 6.13.

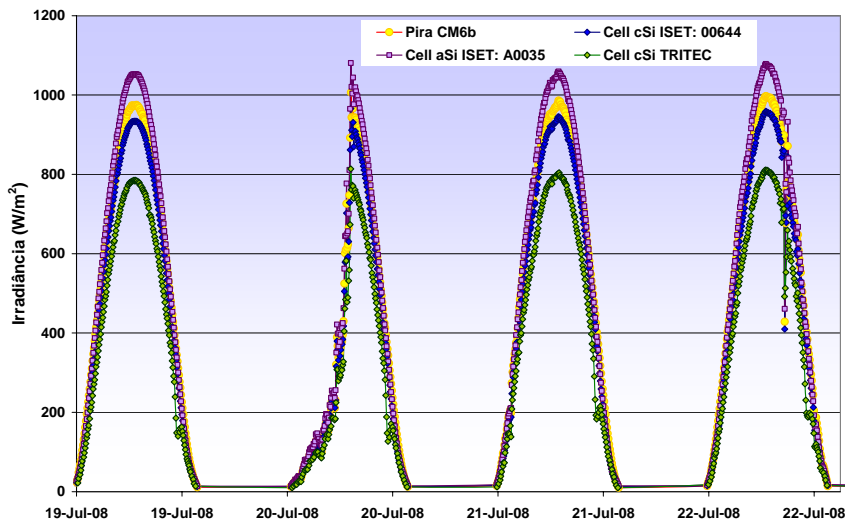


Figura 6.12. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 300 instalada no Parque.

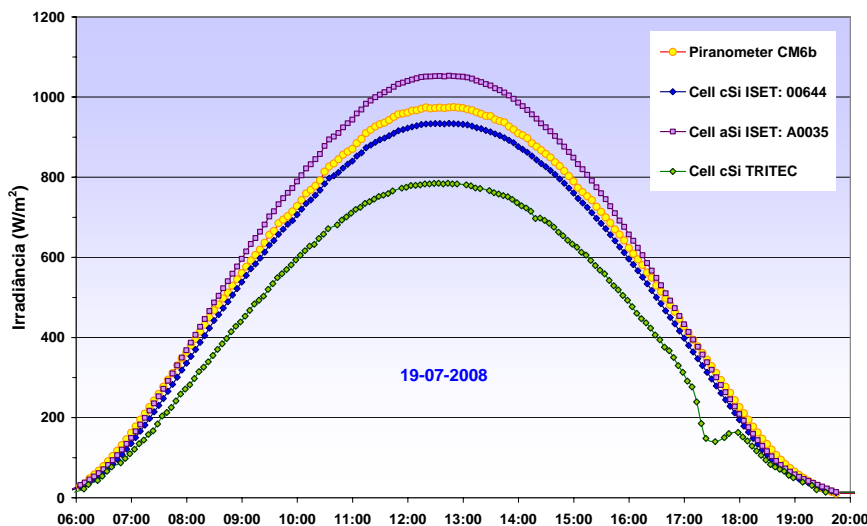


Figura 6.13. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 300 instalada no Parque, em pormenor para o dia 19-07-2008.

Os valores da irradiância medidos pelas células de referência em silício amorfo e monocristalino, aSi ISET e cSi ISET, diferem do valor medido pelo piranómetro usado como padrão, devido às diferentes sensibilidades espectrais da tecnologia de construção dos sensores<sup>68</sup>, já discutidas no ponto 2.3.3, do Capítulo 2.

No entanto, a célula de silício monocristalino TRITEC 300, utilizada no Parque, é construída na mesma tecnologia que a célula cSi ISET, pelo que os valores medidos deveriam ser semelhantes, o que não acontece.

<sup>68</sup> A protuberância, observada no final do dia, na irradiância medida pela célula cSi TRITEC, deve-se à sombra provocada ao final do dia pela montagem das células e piranómetro, sobre o sensor.

### 6.3.3 Rectas de resposta das células solares no Parque

Foram traçadas as rectas que se ajustam aos valores da irradiância medidos pelas células de referência em silício amorfo e monocristalino, aSi ISET e cSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro, que mostramos na Figura 6.14, e medidos pelos sensores com a mesma tecnologia cSi ISET e TRITEC 300, também em função da irradiância medida no piranómetro, que mostramos na Figura 6.15.

Os valores da irradiância medidos pelo sensor **aSi ISET** são cerca de 6.2 % superiores, aos medidos pelo piranómetro, e os do sensor **cSi ISET**, são cerca de 4.4 % inferiores.

Atendendo às diferentes sensibilidades espectrais dos sensores, podemos dizer que os valores medidos pelos sensores ISET estão dentro do esperado, pois a distribuição espectral nos meses de Verão, mais rica em fotões com menores c.d.o., favorece o sensor de silício amorfo.

Este resultado significa que, também a central PV com módulos de silício amorfo é favorecida pela distribuição espectral da irradiância solar semelhante à observada, correspondente a dias típicos de Verão.

Atendendo a que estamos a medir a irradiância no parque com um sensor de silício monocristalino, seria de esperar um aumento combinado do rendimento medido dos módulos de cerca de 11 %, devido à distribuição espectral da irradiância, relativamente às condições utilizadas na calibração das células de referência, com uma distribuição espectral AM1.5.

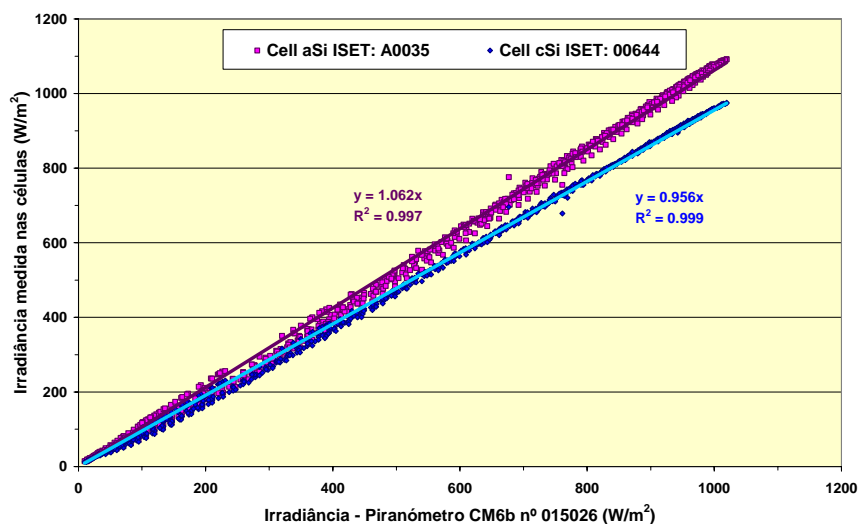


Figura 6.14. Irradiância medida pelas células de referência ISET em de silício amorfo e monocristalino, respectivamente aSi e cSi no gráfico, face à irradiância medida no piranómetro.

Os valores da irradiância medidos pelo sensor **TRITEC 300** instalado no Parque, foram **19.7 %** inferiores aos do piranómetro e **16 %** inferiores aos medidos pela célula de referência cSi ISET, feita com a mesma tecnologia, pelo que as diferenças não podem ser atribuídas exclusivamente à resposta espectral da tecnologia.

A análise visual aos sensores TRITEC 300, instalados nas centrais, ver fotos da Figura 6.11 e Figura 6.16, revela que os resultados se devem a uma diminuição da transmissividade, provocada pelo envelhecimento do material plástico do encapsulamento das células PV, neste sensor, devido à acção da radiação ultravioleta, e ainda à acumulação de alguma poeira<sup>69</sup> que também contribuiu para os resultados verificados.

<sup>69</sup> Os sensores não foram limpos propositadamente, para que as condições fossem idênticas às da monitorização.

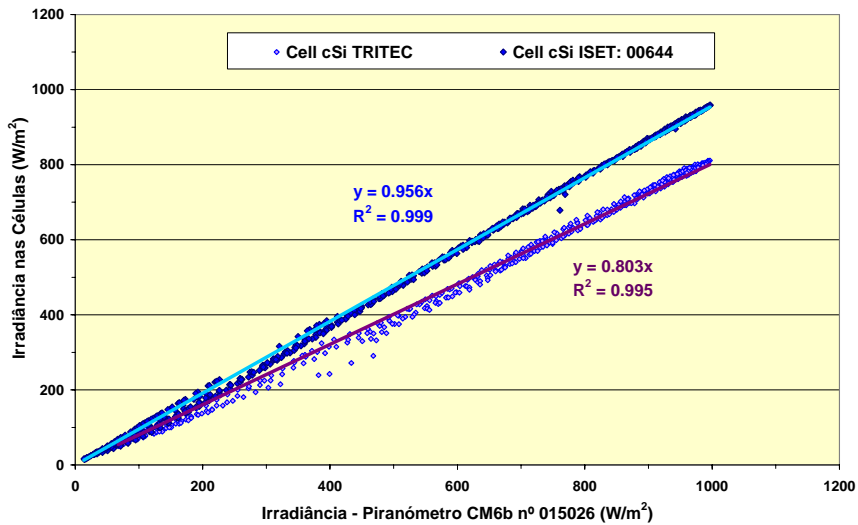


Figura 6.15. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC, instalada no Parque, e cSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro de referência.

Os valores medidos não permitem fazer a calibração do sensor utilizado no Parque, porque o espectro solar não corresponde necessariamente ao espectro AM1.5. No entanto, os resultados obtidos face à célula de referência cSi ISET, irão permitir validar a função de conversão dos valores de irradiância medidos na monitorização para valores corrigidos, que tentaremos obter.

### 6.3.4 Instalação experimental na Fachada

Na fachada, Figura 6.16, montámos a mesma célula solar de silício monocristalino (sc-Si), cSi ISET, de tecnologia idêntica à célula instalada na monitorização, e uma outra célula de silício multicristalino (mc-Si), pSi ISET, de tecnologia idêntica à dos módulos instalados.

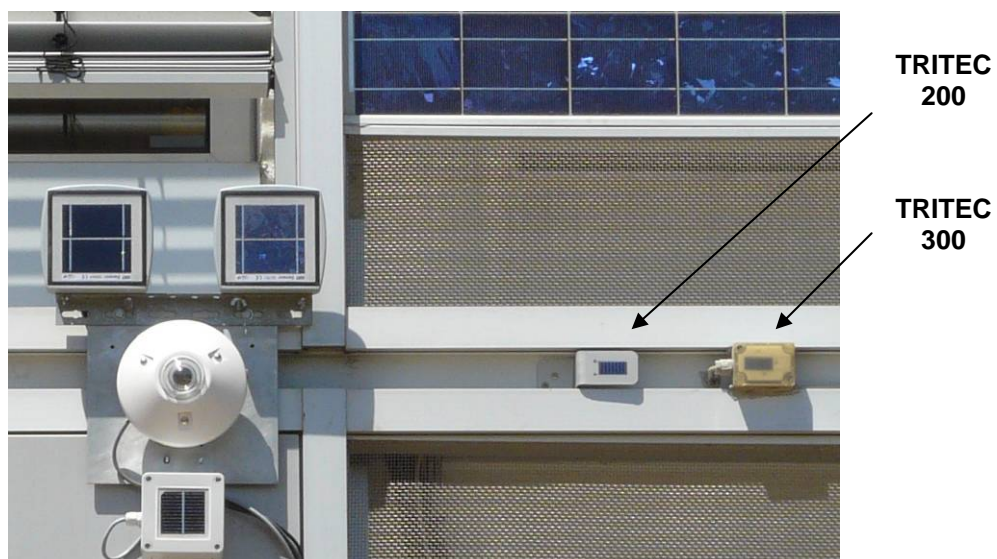


Figura 6.16. Montagem com as células de referência de silício monocristalino e multicristalino, piranómetro, e células PV usadas na fachada, na monitorização e no “display” (idêntica à utilizada na monitorização no parque).

Utilizou-se para monitorizar os sensores, o mesmo sistema de aquisição de dados “Delta-T”, configurado em modo diferencial, para registos a cada 10 minutos das médias dos valores medidos a cada 30 s. O sistema de aquisição de dados da Central da Fachada, continuou a monitorizar todos parâmetros habituais. Os valores das irradiâncias registados pelos dois sistemas de aquisição foram posteriormente tratados e comparados.

De realçar na foto, da Figura 6.16, o envelhecimento sofrido pela célula solar TRITEC 300, utilizada para medir a irradiância na fachada para a apresentação de dados no *display*, face à ausência de envelhecimento da célula TRITEC 200 utilizada na monitorização. A célula TRITEC 200, utiliza um material de encapsulamento do tipo EVA, semelhante ao utilizado nos módulos flexíveis (Novafalon e EVA).

### 6.3.5 Valores da irradiância medidos nas condições da fachada

A irradiância solar foi medida no plano vertical da Fachada, nos dias 02 e 03 de Agosto de 2008. Os valores da irradiância medidos pelo piranómetro e pelas células de referência ISET, com as respectivas constantes de calibração de origem, são apresentados na Figura 6.12.

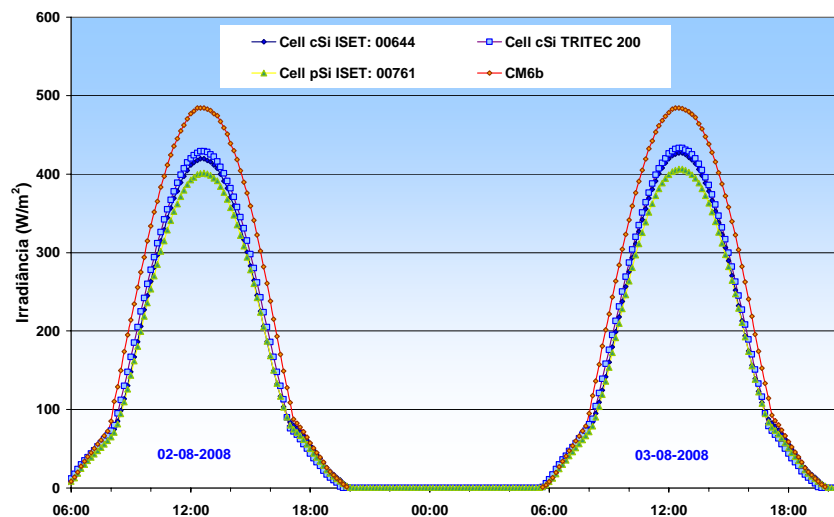


Figura 6.17. Valores da irradiância solar medida pelo piranómetro, células de referência, e pela célula TRITEC 200 instalada na Fachada, para os dias 02-08-2008 e 03-08-2008.

Verifica-se que também nas condições de incidência da radiação solar na fachada, os valores medidos da irradiância pelas células de referência, diferem do valor medido pelo piranómetro. No entanto, na fachada, as células TRITEC 200 e cSi ISET, construídas na mesma tecnologia, sc-Si, apresentam valores medidos muito semelhantes, o que não acontecia no parque.

### 6.3.6 Resposta das células solares na Fachada

Os valores da irradiância medidos pelas células de referência em silício multicristalino e monocristalino, respectivamente pSi ISET e cSi ISET, em função da irradiância medida pelo piranómetro, são apresentadas na Figura 6.18 e os valores registados pelos sensores com a mesma tecnologia cSi ISET e TRITEC 200, na Figura 6.19.

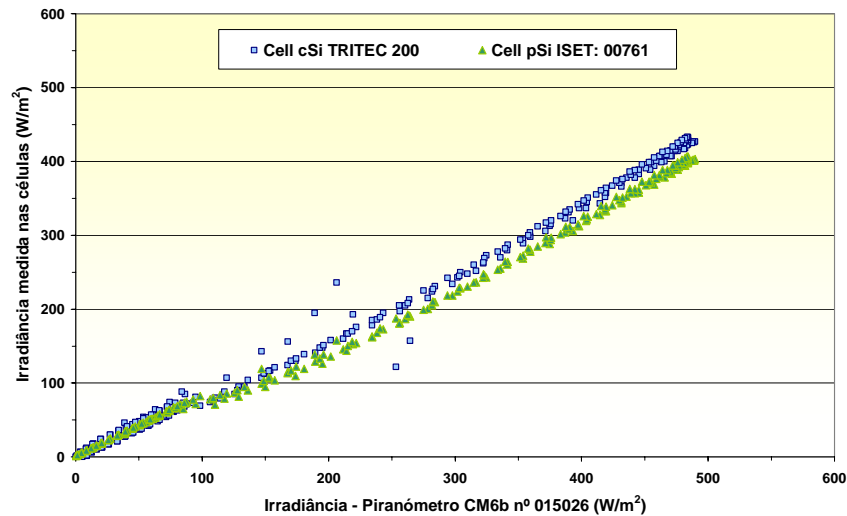


Figura 6.18. Fachada - Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 200 e multicristalino pSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro.

Os resultados mostraram que para valores da irradiância superiores a  $100 \text{ Wm}^{-2}$  os valores medidos foram afectados por perdas angulares devido aos elevados ângulos de incidência, que afectam a componente directa da irradiância. Os valores da irradiância medidos pelas células foram inferiores relativamente ao medido pelo piranómetro, em cerca de 16 % pelo **pSi ISET**, em cerca de 10 % pelo **TRITEC 200** e em cerca de 12 % pelo sensor **cSi ISET**.

Atendendo a que a irradiância na fachada é medida com o sensor de silício monocristalino, **TRITEC 200**, seria de esperar uma diminuição do rendimento medido dos módulos de cerca de 6 %, devido à distribuição espectral da irradiância, relativamente às condições utilizadas na calibração das células de referência, com uma distribuição espectral AM1.5. Este resultado significa que a central PV com módulos de silício multicristalino é penalizada pela distribuição espectral da irradiância solar semelhante à observada, correspondente a dias típicos de Verão.

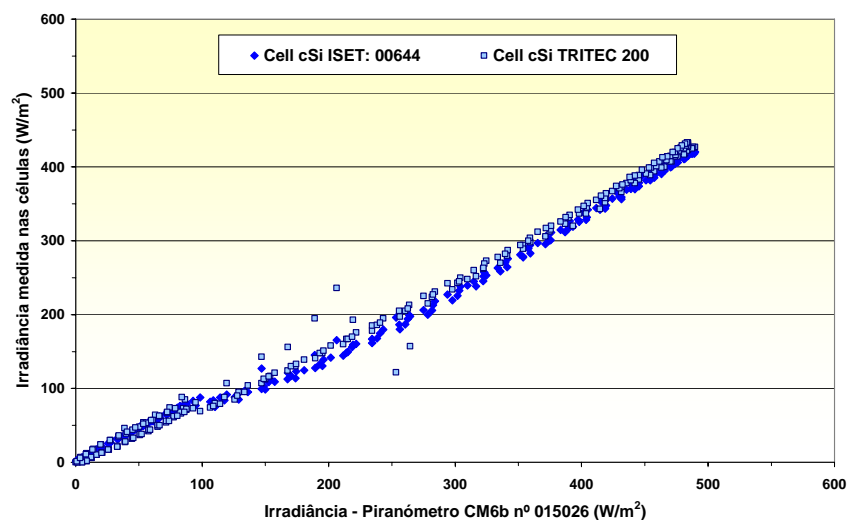


Figura 6.19. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 200, instalada na Fachada, e cSi ISET, em função da irradiância medida no piranómetro de referência.

### 6.3.7 Valores da irradiância medidos no parque, face aos medidos na fachada

Detectado o envelhecimento e acumulação de sujidade na célula do parque, procurou encontrar-se um método de estimar a perda de sensibilidade da célula TRITEC 300, face por exemplo à célula TRITEC 200 instalada na fachada, em que não se observaram quer o envelhecimento quer a acumulação de sujidade.

Por razões astronómicas e geométricas, há dois dias no ano em que ao meio-dia solar a irradiância solar directa é igual nos módulos das duas centrais, Figura 6.20. Atendendo à inclinação dos módulos no Parque, de 15° relativamente à horizontal e de 90° na Fachada, os ângulos de incidência nas duas centrais, são iguais, nos dias 13 de Fevereiro e 01 de Novembro, ( $\alpha = 90^\circ - \theta = 37.5^\circ$ ).

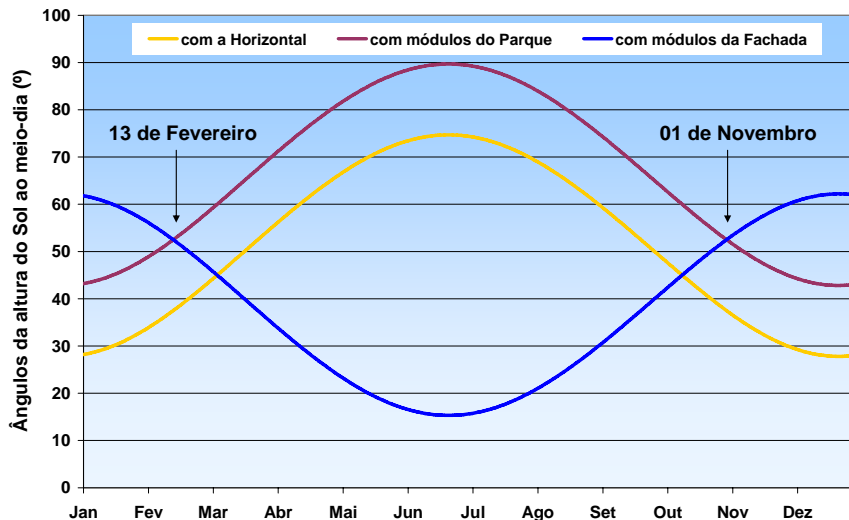


Figura 6.20. Ângulos da altura do Sol ao meio-dia solar verdadeiro, para os módulos da Central do Parque e da Central da Fachada. São indicados os dias em que os ângulos são iguais ( $\theta=52.5^\circ$ ).

Os valores medidos da irradiância nestes dias, Figura 6.21 deveriam ser semelhantes, o que não se verificou por exemplo no dia 1 de Novembro de 2007, em que a célula do Parque mediu um valor máximo da irradiância inferior em 12 %, ao registado na fachada.

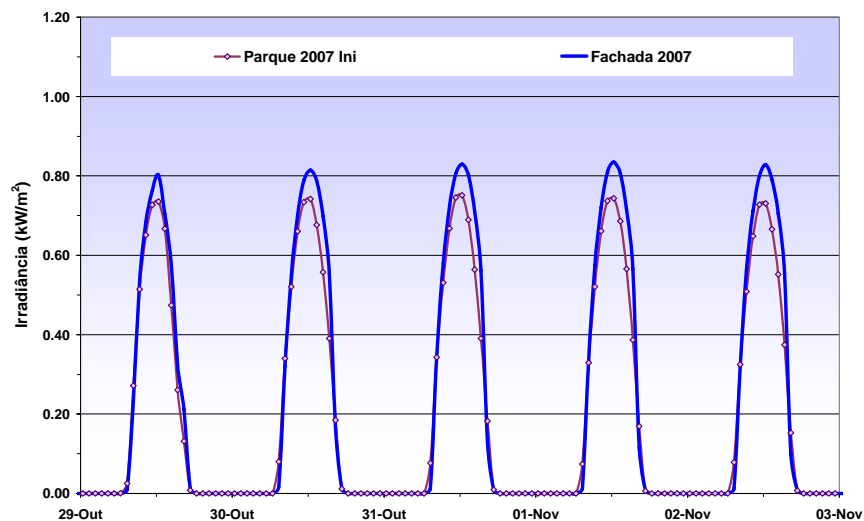


Figura 6.21. Irradiância medida nas células de silício monocristalino TRITEC 300 e TRITEC 200, instaladas respectivamente no Parque e na Fachada.

Apesar de os valores da componente difusa da irradiância serem diferentes, os seus valores são também função do ângulo de incidência, pelo que em dias de céu limpo, nos sucessivos dias 13 de Fevereiro e 01 de Novembro, a razão entre as irradiâncias medidas nos dois sensores de tecnologia semelhante deveria manter-se constante. A razão entre os valores da irradiância medida pelo sensor do parque e os valores medidos na fachada, em torno do meio-dia solar<sup>70</sup>, era inicialmente de 1.0465.

Entre Fevereiro de 2006 e Fevereiro de 2008, foram procurados dias de céu limpo, próximos de 13 de Fevereiro e 1 de Novembro e calculadas as razões entre os valores das irradiâncias. No gráfico da Figura 6.22, são apresentados os respectivos resultados normalizados pelo valor da razão dos valores medidos inicialmente.

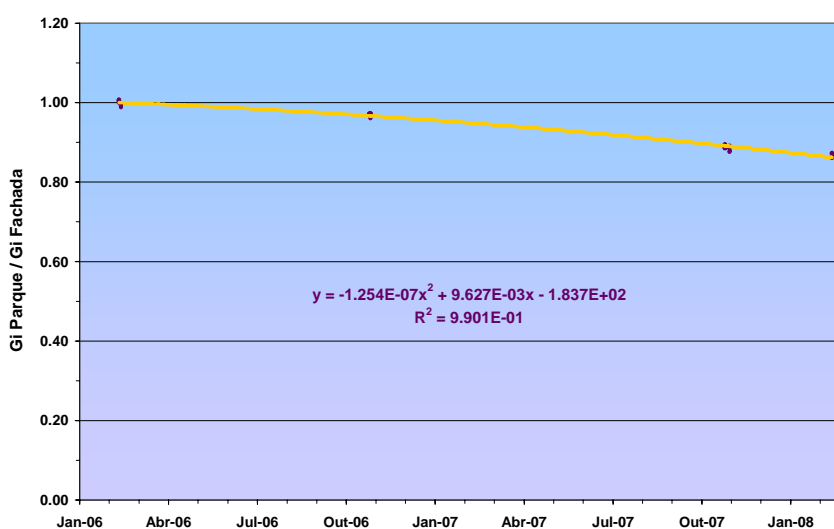


Figura 6.22. Variação da razão entre as irradiâncias medidas no Parque e na Fachada, normalizada pelo valor inicial. Valores medidos, entre Fevereiro de 2006 e Fevereiro de 2008, pelas células TRITEC 300 e TRITEC 200.

Os valores foram posteriormente ajustados pelo método dos mínimos quadrados a um polinómio do 2º grau, cujas constantes são também apresentadas no gráfico. Os valores da razão entre as irradiâncias medidas no Parque e na Fachada, estimados para 1 de Janeiro de 2006, 1 de Janeiro de 2008 e 24 de Julho de 2008, são apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5. Variação da razão entre as irradiâncias medidas no Parque e na Fachada, relativamente aos valores de 13 de Fevereiro de 2006.

Data	Varição
01-01-2006	1.004
01-01-2008	0.875
24-07-2008	0.814

<sup>70</sup> Foram considerados além dos valores em torno do meio-dia solar, também valores de dias de céu limpo próximos dos dias indicados. Em qualquer dos casos, os valores foram corrigidos para o meio-dia solar dos dias referidos, em função dos respectivos valores dos ângulos de incidência.

De referir que, o valor do decréscimo da sensibilidade do sensor TRITEC 300, extrapolado para 24-07-2008, conduz a  $0.814 \times 1.0465 = 0.85$ , ou seja, cerca de **85 %** do valor inicial. Este valor está de acordo com os valores da irradiância medidos a 24 de Julho de 2008, apresentados no ponto 6.3.3, em que se obtiveram valores medidos pela célula TRITEC 300, **84 %** inferiores aos valores medidos pela célula de referência cSi ISET, construída na mesma tecnologia.

O polinómio do 2º grau encontrado e respectivos coeficientes permitiram-nos estimar os valores corrigidos da irradiância solar incidente nos módulos do parque no período da monitorização em análise, referente aos anos de 2006 e 2007.

### 6.3.8 Valores horários corrigidos da irradiância no Parque

Os resultados das correcções implementadas aos valores da irradiância medidos no Parque são apresentados na Figura 6.23, face aos valores medidos na Fachada, num período próximo de 1 de Novembro, quando as irradiâncias máximas medidas ao meio-dia solar devem ser idênticas, o que de facto se verifica.

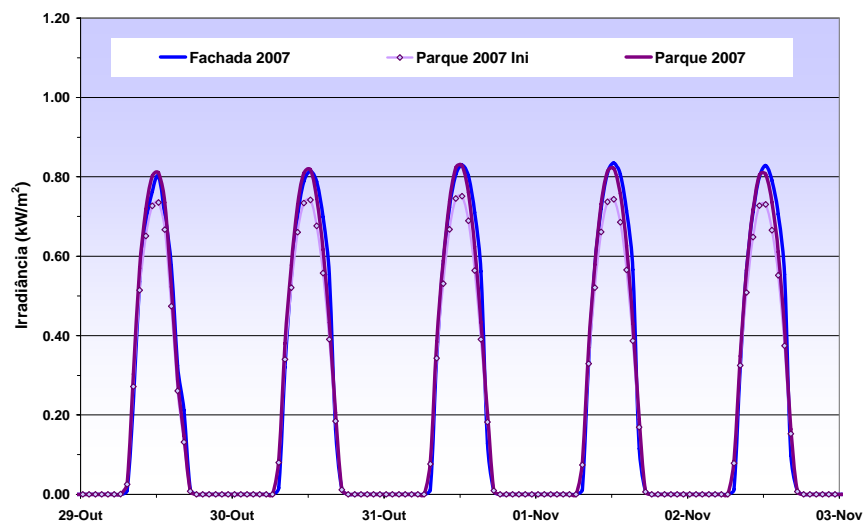


Figura 6.23. Valores horários da irradiância, próximo do dia 1 de Novembro de 2007, medidos na Fachada e inicialmente no Parque e valores corrigidos do Parque.

No entanto, convém referir que não foram aqui integradas eventuais correcções referentes às diferentes sensibilidades espectrais da tecnologia das células solares utilizadas para medir a irradiância, por ir muito para além do âmbito deste trabalho.

Os resultados das correcções implementadas aos valores da irradiância medidos no Parque, face aos valores medidos no dia 24 de Julho de 2008, com as células de referência de diferentes tecnologias são apresentados na Figura 6.24. Os resultados são agora muito semelhantes para as células baseadas na tecnologia de silício monocristalino, a TRITEC 300 corrigida e cSi ISET.

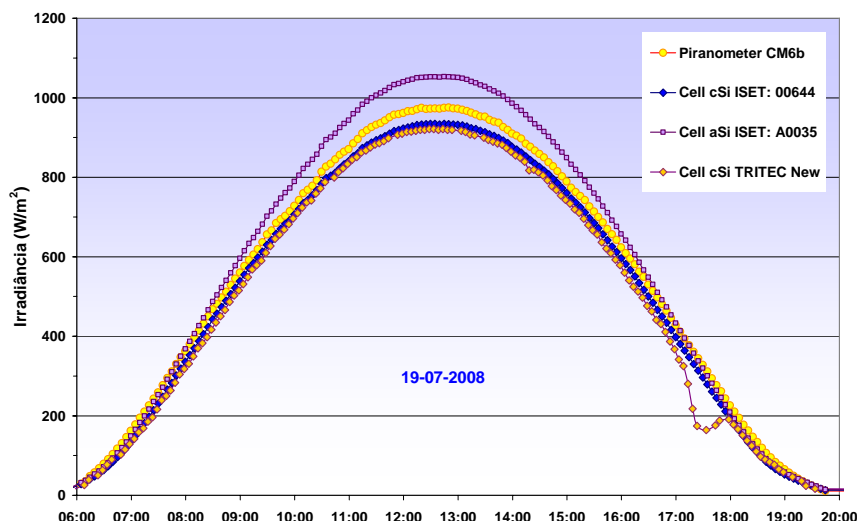


Figura 6.24. Valores médios horários corrigidos da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização face aos previstos no modelo com perdas angulares.

A análise do gráfico, da Figura 6.24, indica-nos também que são de esperar valores medidos da irradiância abaixo do previsto nos modelos, próximo do meio-dia solar, porque os modelos se baseiam em valores da irradiância medidos por piranómetros.

A Figura 6.25, ilustra esta situação no final de Julho de 2007, os valores máximos diários corrigidos da irradiância, em dias de céu limpo, estão ligeiramente abaixo do previsto pelo modelo, embora nos dias 24 de Julho e 28 de Julho sejam muito semelhantes.

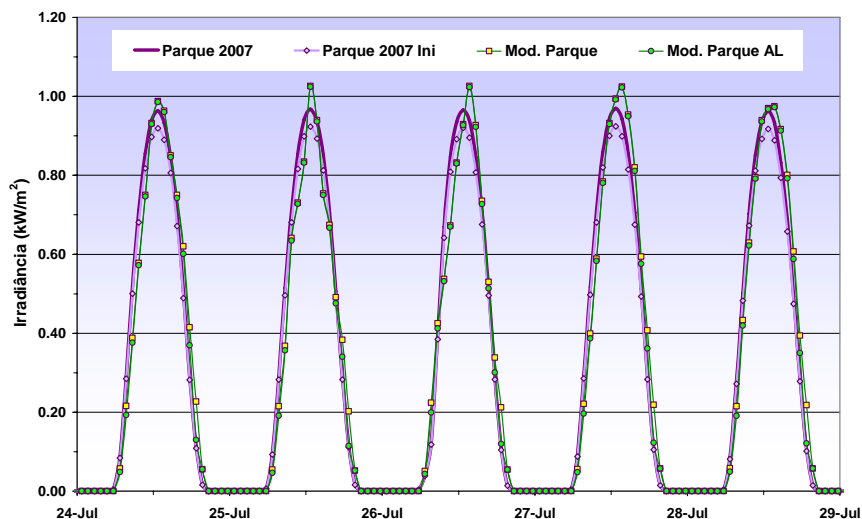


Figura 6.25. Valores médios horários corrigidos da irradiância nos módulos do parque, em dias de céu limpo, medidos na monitorização face aos previstos no modelo com perdas angulares.

Os valores horários da irradiância corrigidos, referentes a 2007, irão ser utilizados como dados de entrada na verificação de resultados final dos modelos implementados.

### 6.3.9 Resultados mensais com a correcção

As médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque corrigidos, em função da perda de sensibilidade da célula de referência, são apresentadas na Figura 6.26, verificando-se que concordam os valores previstos no modelo.

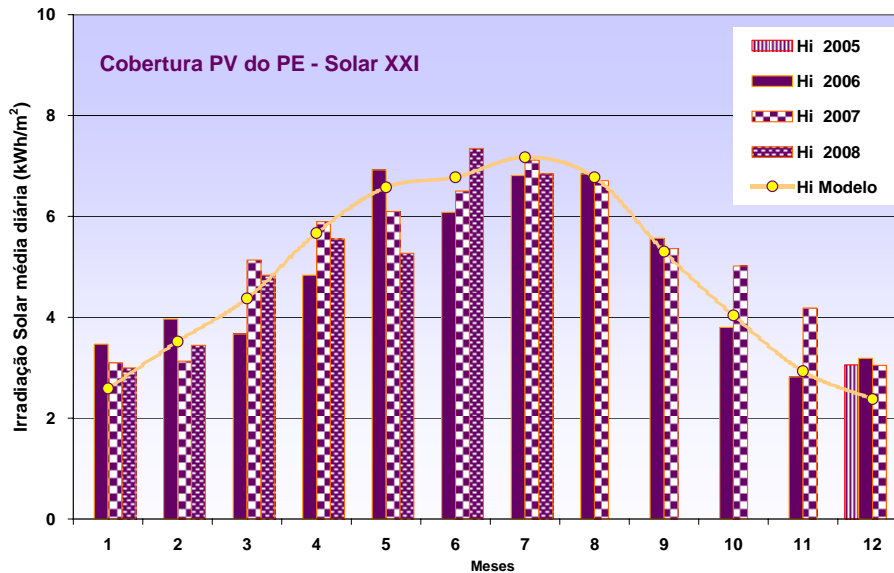


Figura 6.26. Médias mensais dos valores diários da irradiação solar no parque corrigidos, em comparação com o valor de irradiação utilizado no modelo.

As médias mensais dos valores diários da irradiação referente aos meses de Dezembro, estão de acordo com as médias mensais dos valores diários da irradiação solar medidas na Fachada, apresentados na Figura 6.1, sendo em qualquer dos casos superiores ao previsto no modelo, com base nos valores para o ano meteorológico típico (TRY), e que se devem ao facto de se terem verificado invernos pouco rigorosos.

## 6.4 Desempenho dos módulos na Fachada

### 6.4.1 Rendimento dos módulos

Ao longo do dia, o rendimento dos módulos, definido como a razão entre a energia eléctrica produzida em c.c. e a energia solar incidente, dado pela expressão (2.30), varia designadamente em função da temperatura das células, mas também em função da sensibilidade espectral da tecnologia dos módulos.

Vamos analisar a variação do rendimento dos módulos BP3160 instalados na Fachada, com base nos resultados obtidos para os módulos ligados ao inversor IG 2, que como vimos são os menos afectados pela ocorrência de sombras.

Na Figura 6.27, apresentam-se as variações típicas ao longo do dia, dos valores medidos do rendimento, assim como, da temperatura dos módulos (em intervalos de 10 min). Verifica-se que, como era de esperar, os valores máximos do rendimento dos módulos ocorrem durante a manhã, atendendo aos menores valores da temperatura dos módulos.

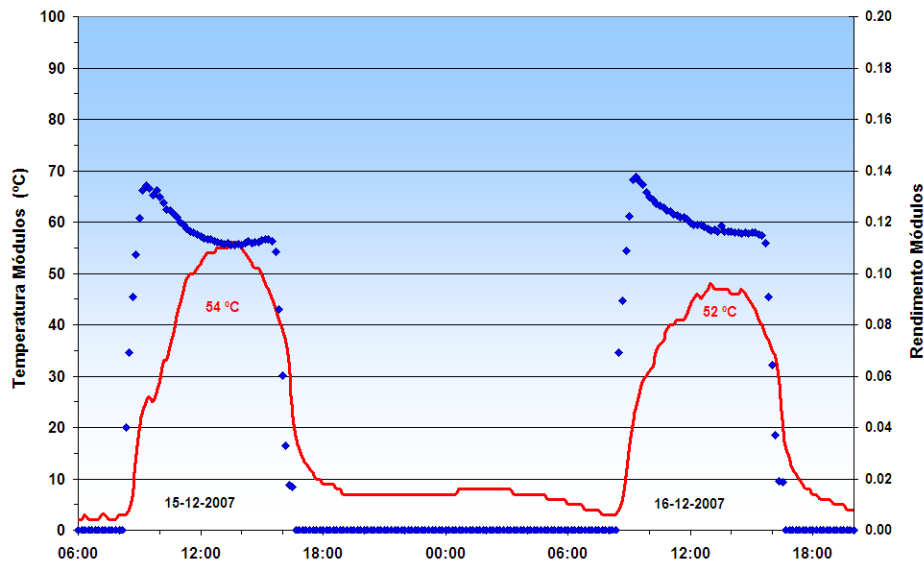


Figura 6.27. Variação ao longo do dia do rendimento dos módulos BP3160 instalados na Fachada.

Na Figura 6.28, apresenta-se a variação do rendimento medido ao longo dos anos, de 2006 e 2007, em que para clarificar os resultados, foram removidos os pontos com valores da irradiância inferior a  $200 \text{ Wm}^{-2}$  e também os pontos que apresentavam um rendimento, relativamente à média dos 120 pontos envolventes, com uma variação superior a 17.5%.

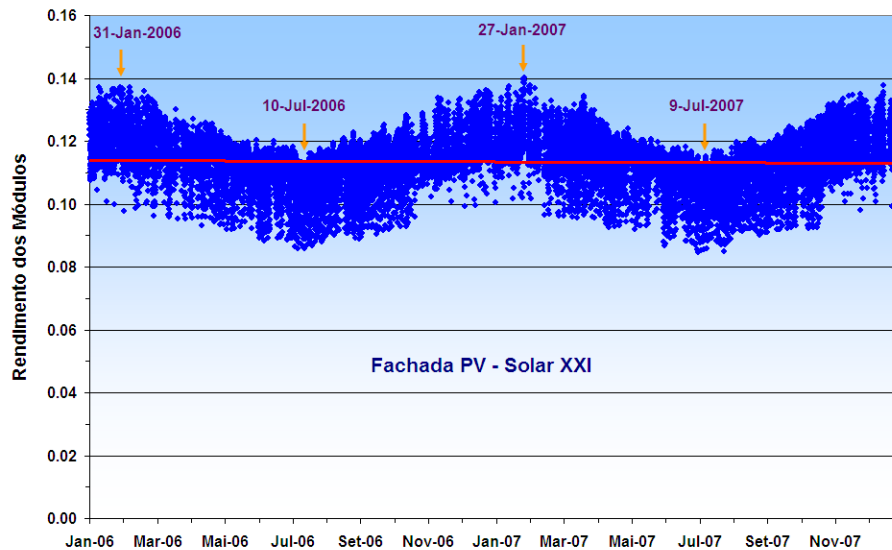


Figura 6.28. Rendimento dos módulos BP3160 instalados na Fachada, anos de 2006 e 2007.

Verifica-se que, como também era de esperar, os valores máximos do rendimento dos módulos na fachada  $\sim 14 \%$ , ocorrem nos períodos de Inverno, no final de Janeiro, enquanto que os valores mínimos ocorrem no Verão, em meados de Julho.

A recta a vermelho no gráfico, obtida por regressão linear dos pontos para dois anos completos mostra que não foi detectada uma diminuição significativa do valor do rendimento nos anos em apreciação.

### 6.4.2 Potência produzida em c.c. versus irradiância na Fachada

Como dissemos na apresentação dos resultados da modelação efectuada das centrais, a representação gráfica dos valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada, índice  $Y_A$ , em função da irradiância solar permite num sistema PV ligado à rede real, avaliar do seu bom funcionamento, uma vez que a energia produzida por conversão fotovoltaica varia quase linearmente com a irradiância.

Apresentam-se na Figura 6.29, Figura 6.30 e Figura 6.31, os resultados obtidos na monitorização da Fachada, para os módulos ligados a cada um dos inversores.

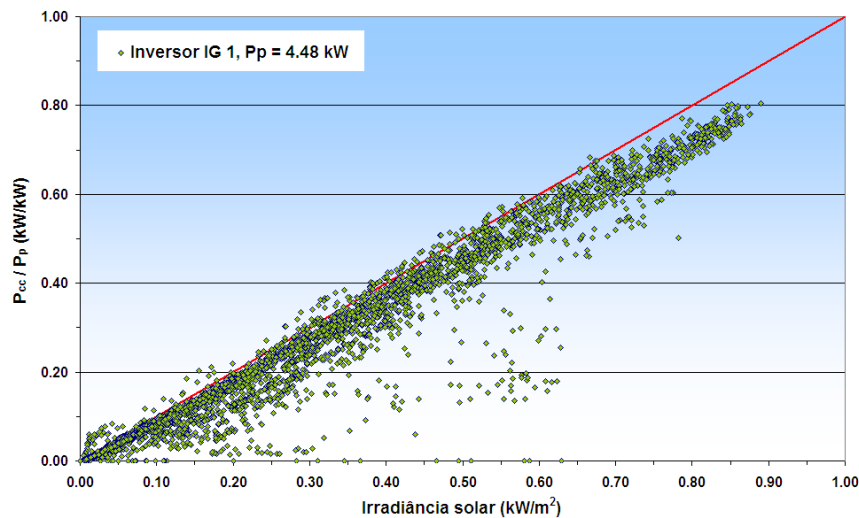


Figura 6.29. Fachada 2007: Inversor IG 1 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada

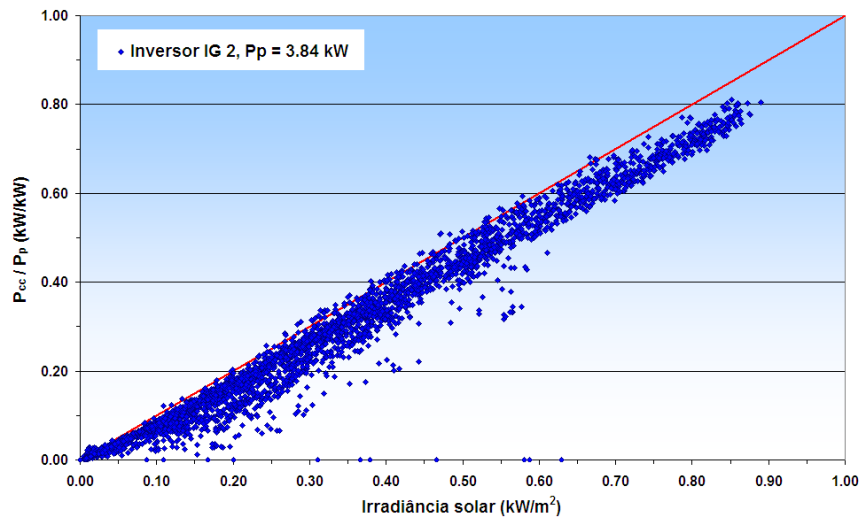


Figura 6.30. Fachada 2007: Inversor IG 2 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada

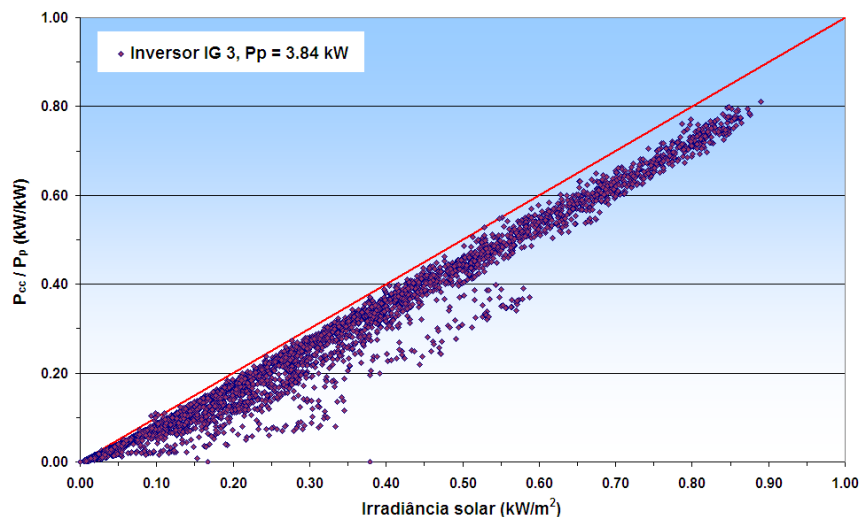


Figura 6.31. Fachada 2007: Inversor IG 3 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada

Os pontos com valores abaixo da distribuição linear devem-se aos casos em que há sombreamento dos módulos, pelo que o rendimento medido é inferior. Os valores com rendimento nulo, correspondem a períodos em que os inversores estiveram desligados da rede, o que aconteceu algumas vezes em 2007, por disparo dos diferenciais do Edifício provocados por fugas à terra na rede eléctrica exterior.

De um modo geral a distribuição dos pontos correspondentes aos valores medidos está de acordo com a distribuição prevista para a fachada no estudo prévio, apresentada na Figura 5.13, com o esperado efeito de diminuição da potência produzida em c.c. para valores elevados da irradiação, devidos ao efeito da temperatura.

## 6.5 Desempenho dos módulos no Parque

### 6.5.1 Rendimento dos módulos Kaneka GEA60

Ao longo do dia, o rendimento dos módulos instalados no parque também varia em função da temperatura das células. Vamos analisar a variação do rendimento dos módulos de silício amorfo Kaneka GEA60 instalados na cobertura PV do Parque de estacionamento. Na Figura 6.32, apresentam-se as variações ao longo do dia, dos valores medidos do rendimento, assim como, da temperatura dos módulos (em intervalos de 10 min). Verifica-se que, os valores máximos do rendimento dos módulos ocorrem ao final da tarde, não estando directamente correlacionados com a temperatura dos módulos.

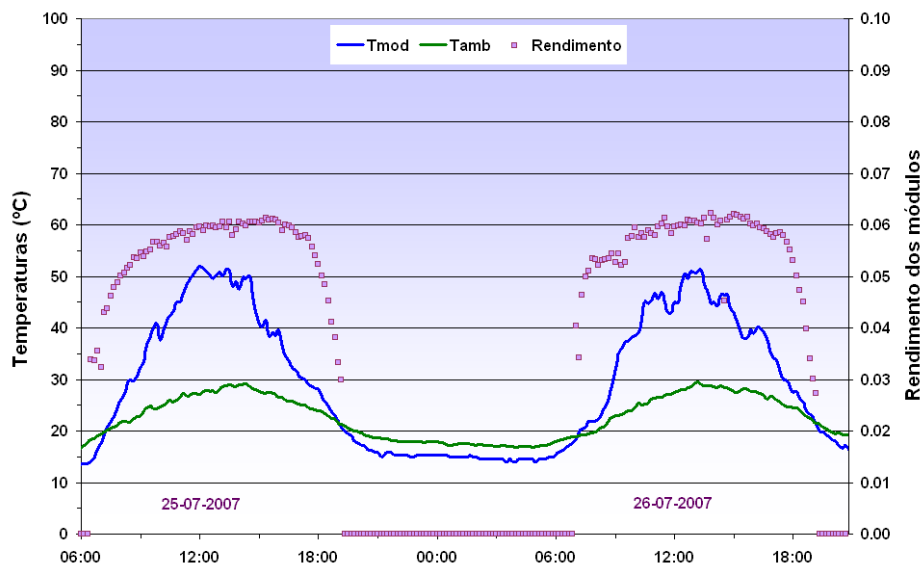


Figura 6.32. Evolução ao longo do dia do rendimento dos módulos Kaneka GEA60, instalados no Parque.

Na Figura 6.33, apresenta-se a variação do rendimento medido ao longo dos anos, de 2006 e 2007, em que para clarificar os resultados, foram removidos os pontos medidos com valores da irradiância inferior a  $300 \text{ Wm}^{-2}$  e também os pontos que apresentavam um rendimento, relativamente à média dos 120 pontos envolventes, com uma variação superior a 15%.

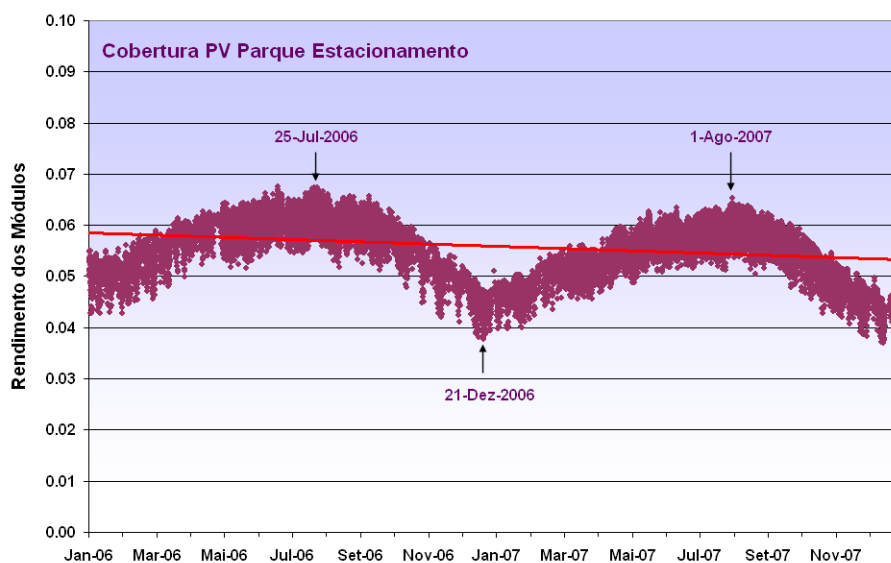


Figura 6.33. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60 instalados no Parque, anos de 2006 e 2007.

Verifica-se que, os valores máximos do rendimento dos módulos de silício amorfo ocorreram no final de Julho de 2006 ~ 6.7 %, enquanto que os valores mínimos ocorreram próximo do solstício de Inverno, no final de Dezembro.

A recta a vermelho no gráfico, obtida por regressão linear dos pontos para os dois anos completos, mostra que houve uma diminuição contínua de cerca de 8 % no rendimento dos módulos neste período.

A análise dos gráficos Figura 6.32 e Figura 6.33, relativos aos rendimentos medidos dos módulos de silício amorfo sugerem que o bom desempenho dos módulos no Verão não pode ser explicado pela temperatura dos módulos, uma vez que os módulos têm um coeficiente de variação da potência com a temperatura negativo, assim como os módulos de silício cristalino. Segundo Nakajima et al., 2004, [58], Carlson e Ganguly, 2000, [41], tinham sugerido que, o bom desempenho dos módulos de silício amorfo no Verão, se devia ao aumento da temperatura dos módulos, que permitiria recuperar parte do rendimento inicial dos módulos, perdido nos primeiros meses de exposição à radiação solar devido ao efeito de Staebler-Wronski, pelo chamado “annealing effect”.

A análise de exaustivos ensaios no exterior a módulos de silício amorfo por Nakajima et al., 2004, [58], permitiram-lhe concluir que o bom desempenho no período de Verão se deve, não só à temperatura dos módulos, com o chamado “annealing effect”, mas principalmente às variações sazonais que afectam o percurso óptico da radiação na atmosfera, designadamente o ângulo da altura do Sol no horizonte e também a composição da atmosfera, designadamente o seu conteúdo em vapor de água.

As variações do percurso óptico alteram a distribuição espectral da radiação solar relativamente ao espectro AM1.5. Os módulos de silício amorfo ao absorverem mais eficazmente os menores c.d.o. do espectro solar, podem ser beneficiados em geral próximo do meio-dia solar e no Verão, quando o Sol descreve uma trajectória mais próxima do zénite local. Por outro lado, são penalizados quando o Sol está mais baixo no horizonte, no Inverno e próximo das horas do nascer e do pôr-do-sol.

Verificou-se também que de facto os máximos do rendimento ocorrem em fase com os meses com valores médios da temperatura ambiente mais elevados, Figura 6.34, que também ocorrem nos meses de Julho, Agosto e Setembro.

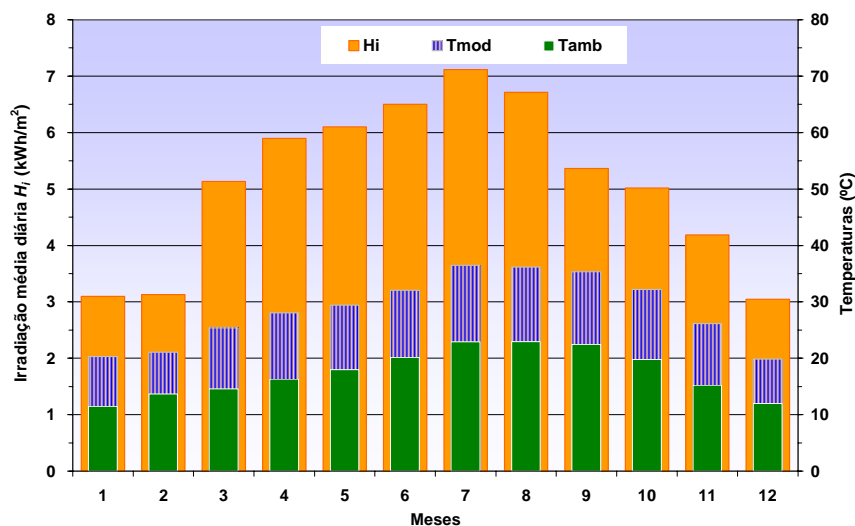


Figura 6.34. Medido no ano de 2007: Valores médios mensais da irradiância diária e das temperaturas ambiente e dos módulos no Parque

Atendendo a que o percurso da radiação na atmosfera é mínimo no solstício do Verão, próximo de 22 Junho, poderia parecer que as razões espectrais relacionadas com o percurso óptico na atmosfera, não são a principal causa dos resultados obtidos, uma vez que os máximos de desempenho ocorrem nos meses de Julho e Agosto. No entanto, o percurso óptico da radiação na atmosfera, depende do percurso geométrico da radiação, mas também da

composição da atmosfera, que pode alterar a distribuição espectral da radiação solar que chega à superfície da Terra. Em particular, o conteúdo em vapor de água da atmosfera, designado habitualmente por água precipitável, varia com a temperatura do ar.

De facto, quando aumenta a temperatura do ar, diminui a humidade relativa o que facilita a evaporação da água líquida existente à superfície da Terra e a evapotranspiração das plantas, contribuindo para aumentar a humidade absoluta do ar e a água precipitável da atmosfera.

O vapor de água apresenta uma banda de absorção no infravermelho próximo, centrada no c.d.o. de 946 nm, que absorve parte da radiação solar entre os 926 nm e 970 nm, Kneizys et al. [42]. O aumento da absorção pelo vapor de água diminui os valores da irradiância solar que chega à superfície da Terra, e os valores medidos, por exemplo, através de piranómetros e células de silício monocristalino.

No entanto, os módulos de silício amorfo, como vimos, absorvem essencialmente os pequenos c.d.o. do espectro solar, entre os 300 nm e os 700 nm e não são afectados pela diminuição da irradiância, resultante da absorção pela banda dos 946 nm do vapor de água, apresentando conseqüentemente um rendimento superior, porque o valor da irradiância total é menor. O rendimento medido é ainda maior, se a irradiância for medida por células de silício monocristalino, como foi o nosso caso, que medem uma irradiância menor, atendendo à respectiva sensibilidade espectral, que apresenta um máximo, precisamente na região do espectro correspondente à banda de absorção 946 nm do vapor de água, ver Figura 2.30.

### 6.5.2 Potência produzida em c.c. versus irradiância no Parque

Apresentam-se na Figura 6.35 e na Figura 6.36, os valores horários da potência produzida em c.c., normalizados pela potência pico instalada, obtidos na monitorização do Parque no ano de 2007, para os módulos Kaneka GEA60 ligados a cada um dos inversores.

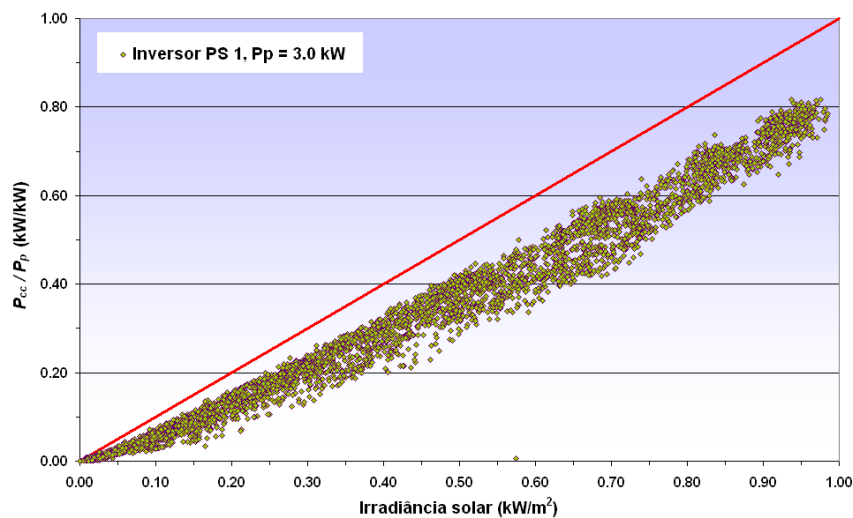


Figura 6.35. Parque 2007: Inversor PS 1 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada.

Para os mesmos valores de irradiância a dispersão dos pontos deve-se aos diferentes valores da temperatura dos módulos verificados e à diferente composição espectral da radiação solar.

Na Figura 6.36, observa-se uma dispersão dos pontos superior à da Figura 6.35, devido à maior exposição dos módulos deste inversor aos ventos dominantes, com variações maiores na

temperatura de funcionamento dos módulos, resultantes do arrefecimento convectivo. Por essa razão os pontos no gráfico da Figura 6.36, aproximam-se também mais da recta a vermelho, que corresponde ao rendimento nominal dos módulos medido nas condições STC.

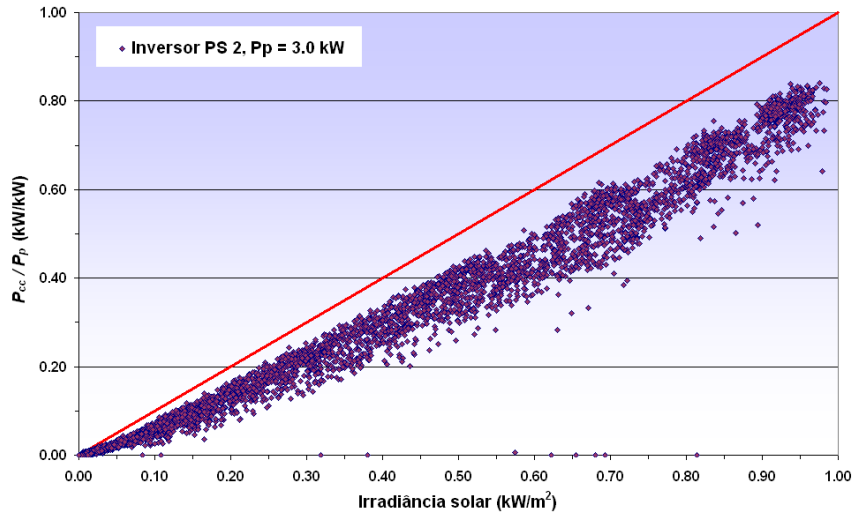


Figura 6.36. Parque 2007: Inversor PS 2 -Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c., normalizada pela potência pico instalada

Relativamente aos valores obtidos para a fachada, os valores do parque caracterizam-se por apresentarem uma menor dispersão dos pontos para baixos valores da irradiância, uma vez que os módulos não são afectados por sombreamentos significativos, e maior para valores elevados, devido ao arrefecimento convectivo. Por outro lado, não é visível a diminuição da potência produzida em c.c., para valores elevados da irradiação, pelo aumento da temperatura dos módulos, porque este efeito é diminuído pelo arrefecimento convectivo.

No entanto, os valores diferem significativamente dos valores produzidos pelo modelo utilizado na fase do estudo prévio, Figura 5.14, não apresentando designadamente a diminuição da potência produzida para irradiações fracas.

## 6.6 Índice de desempenho *PR*

### 6.6.1 Central PV da Fachada

O índice de desempenho, *PR*, está directamente relacionado com os valores do rendimento dos módulos que já discutimos. Apresentamos na Tabela 6.6, os valores dos índices de *PR* médios, discriminados para cada um dos inversores instalados na fachada. O índice de desempenho *PR*, medido na fachada foi em média da ordem de **0.84**, um valor relativamente elevado<sup>71</sup>, mas que está de acordo com o previsto com a utilização do modelo no Estudo Prévio.

A diferença observada entre os valores médios dos inversores, na Tabela 6.6, deve-se à ocorrência de sombras nos módulos da fachada, provocadas pelos edificios e árvores envolventes. Ao longo do dia e do ano, as sombras afectam de forma diferente os módulos da

<sup>71</sup> Os módulos instalados na fachada apresentam potências medidas nas condições STC, superiores às nominais o que conduz a índices de desempenho mais elevados (por serem grandezas normalizadas pela potência pico).

fachada e podem por exemplo não afectar o sensor que mede a irradiância, reflectindo-se esta situação nos valores de *PR* medidos.

Tabela 6.6. Índices de desempenho médio na Fachada

Ano	<i>PR</i> IG 1	<i>PR</i> IG 2	<i>PR</i> IG 3	<i>PR</i> Total	<i>PR</i> Modelo
2006	0.85	0.85	0.83	0.84	0.84
2007	0.84	0.84	0.82	0.83	

Apresentam-se nas Figura 6.37 e na Figura 6.38, os valores diários do índice *PR*, medidos na Fachada. Apesar do efeito das sombras, o inversor IG 1 apresenta valores superiores de *PR* nos meses de Abril a Agosto, resultante da escolha de módulos efectuada.

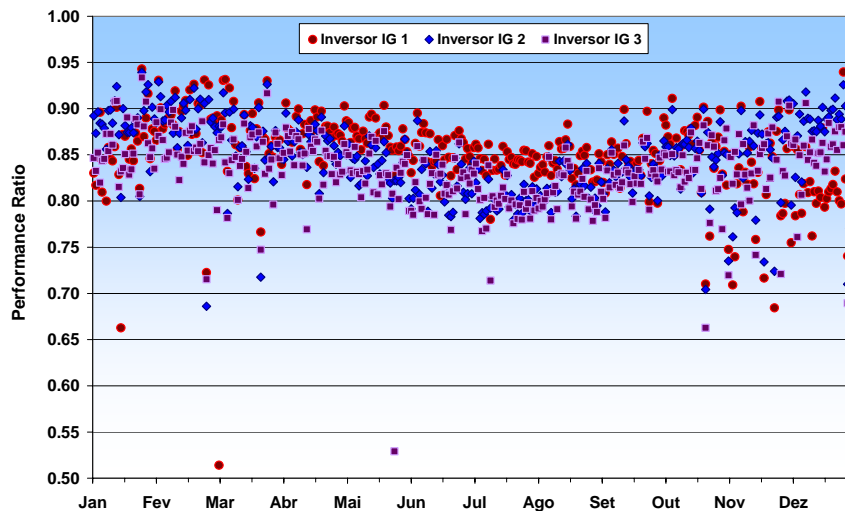


Figura 6.37. Fachada – 2006: Índices de desempenho diários  $PR = Y_{F Inv}/Y_R$  (módulos BP3160)

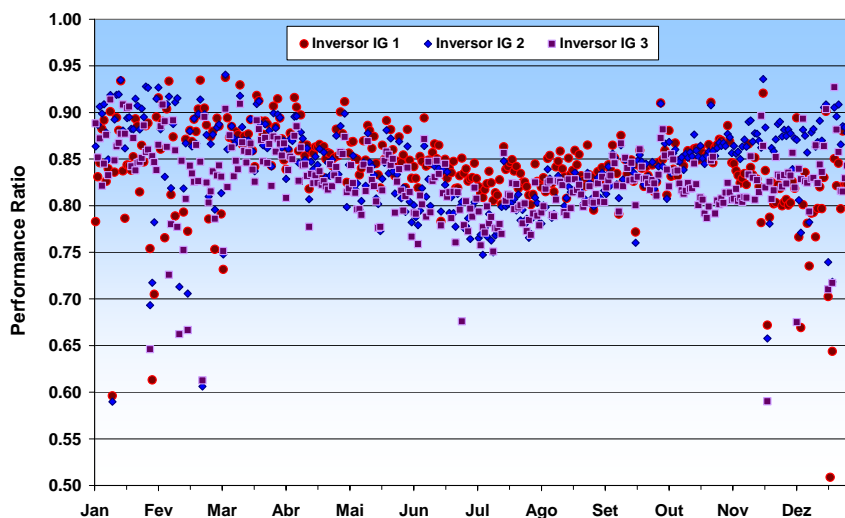


Figura 6.38. Fachada – 2007: Índices de desempenho diários  $PR = Y_{F Inv}/Y_R$  (módulos BP3160)

As sombras sobre os módulos da Fachada penalizam de forma diferente cada um dos inversores e afectam também o cálculo do respectivo índice de desempenho,  $PR$ , sendo os seus efeitos mais notórios quando o Sol descreve uma trajetória mais baixa no horizonte.

A sombra de um pinheiro na parte nascente do Edifício, afecta os módulos ligados ao inversor IG 3, enquanto que a sombra do edifício F e de um choupo próximo, afectam os módulos na parte poente da fachada, que estão ligados ao inversor IG 1.

Em geral os valores máximos do índice de desempenho  $PR$  são atingidos nos períodos mais frios do ano, porque a conversão fotovoltaica nos módulos se faz a uma temperatura das células mais baixa, devido aos menores valores da temperatura ambiente, e os mínimos são atingidos nos meses de Verão, conforme se pode ver na Figura 6.37 e na Figura 6.38.

### 6.6.2 Central PV do Parque

O índice de desempenho,  $PR$ , medido nos inversores instalados no parque, resultante da utilização dos módulos em silício amorfo Kaneka GEA60, apresenta valores mais elevados que o que tínhamos previsto, com um valor médio de **0.75**, ou seja, mais **12 %** que o previsto no Estudo Prévio.

Tabela 6.7. Índices de desempenho médio no Parque (com  $Y_R$  corrigido)

Ano	$Y_R$ (h)	$PR$ PS1	$PR$ PS 2	$PR$ Total	$PR$ Modelo
2006	1 780	0.76	0.75	0.76	0.67
2007	1 877	0.74	0.75	0.75	

Os valores máximos de  $PR$  são atingidos nos períodos mais quentes do ano e os mínimos nos meses de Inverno, conforme se pode ver na Figura 6.39 e na Figura 6.40.

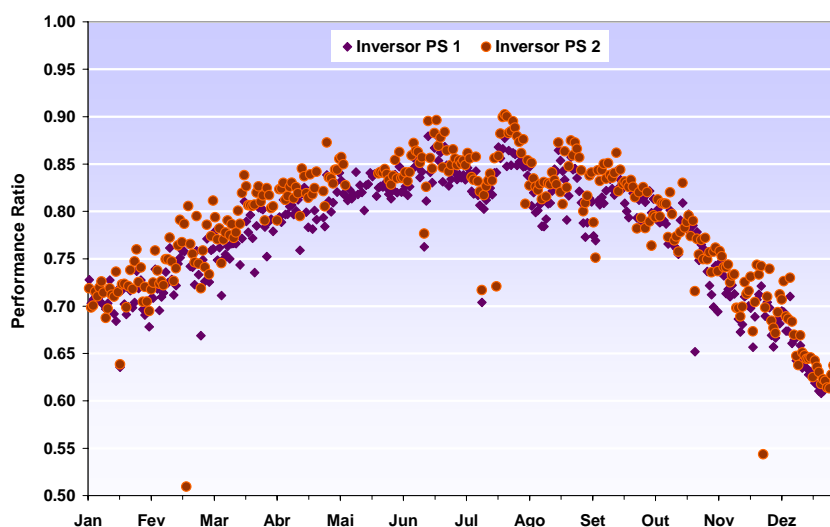


Figura 6.39. Parque – 2006: Índices de desempenho diários  $PR = Y_{F Inv}/Y_R$  (módulos Kaneka GEA60)

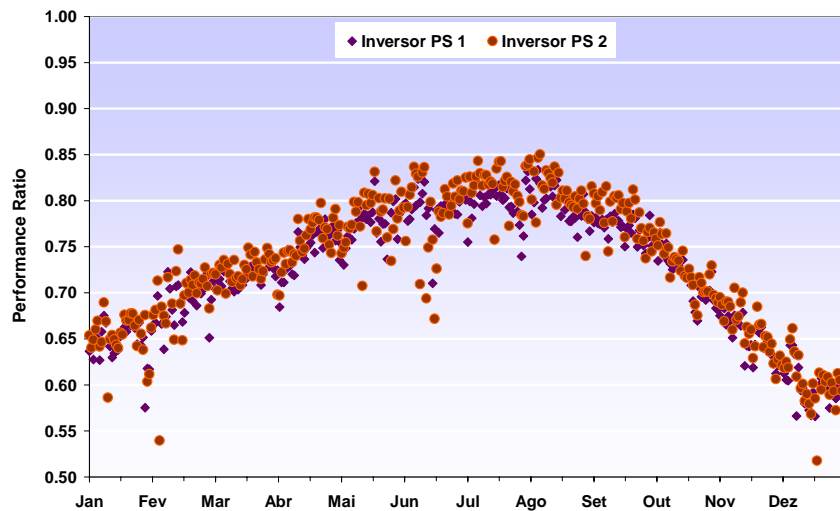


Figura 6.40. Parque – 2007: Índices de desempenho diários  $PR = Y_{F_{Inv}}/Y_R$  (módulos Kaneka GEA60)

Este resultado, mostra que os efeitos no desempenho dos módulos de silício amorfo, das variações que sazonalmente afectam a distribuição espectral da radiação solar se sobrepõem aos efeitos da diminuição do rendimento dos módulos devidos à temperatura, como já se discutiu no ponto 6.5.1 referente ao Rendimento dos módulos Kaneka GEA60.

## 6.7 Rendimento dos Inversores instalados nas Centrais

No modelo proposto para a modelação dos inversores, foram consideradas curvas de rendimento ajustadas, pelo método dos mínimos quadrados, aos valores de rendimento fornecidos pelos fabricantes nos respectivos catálogos. O ajuste efectuado utiliza um polinómio do 2º grau, em função da potência normalizada de entrada, conforme descrevemos no ponto 5.4. Pretendemos agora analisar se os rendimentos então estimados estão de acordo com o rendimento dos inversores obtidos na monitorização, em condições de funcionamento reais nas Centrais PV do Edifício Solar XXI.

### 6.7.1 Inversores na Central PV da Fachada

Na Central PV da Fachada, instalaram-se dois tipos de configuração de módulos-inversores, o inversor IG 1 está ligado a  $4 \times 7$  módulos em série e os inversores IG 2 e IG 3, a  $3 \times 8$  módulos em série, conforme referimos no ponto 4.2.1. Vamos analisar em termos de rendimento, os inversores IG 1 e IG 2, que correspondem a cada uma das configurações dos inversores Fronius IG 40 instalados na Fachada.

Na Figura 6.41 e na Figura 6.42, mostram-se as respectivas curvas de rendimento, obtidas a partir dos valores registados a cada 10 min, no mês de Novembro de 2007. Apresentam-se também nos gráficos a curva de rendimento dos inversores, ajustada aos valores medidos e a curva ajustada aos valores fornecidos pelos fabricantes, utilizada na modelação dos inversores.

Os inversores apresentaram uma dispersão dos valores do rendimento relativamente baixa e as curvas ajustadas aos pontos, pelo método dos mínimos quadrados, indicadas a vermelho nos gráficos, conduziram a valores do rendimento máximo de 96.7 % e do rendimento europeu de

95.6 %. Estes valores do rendimento foram cerca de 2 % superiores aos valores fornecidos pelo fabricante, apresentados na Tabela 4.3.

Os valores dos coeficientes na fórmula de cálculo do rendimento dos inversores, (5.71), utilizados no modelo para os inversores IG 1 e IG 2 e os valores ajustados aos rendimentos medidos, obtidos na monitorização são apresentados na Tabela 6.8.

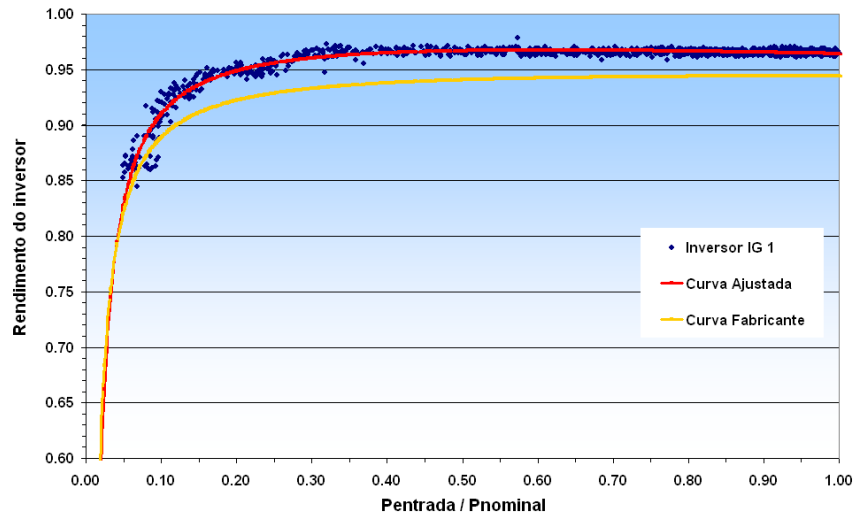


Figura 6.41. Rendimento do Inversor Fronius IG 40, IG 1 – Valores medidos em Novembro de 2007 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante

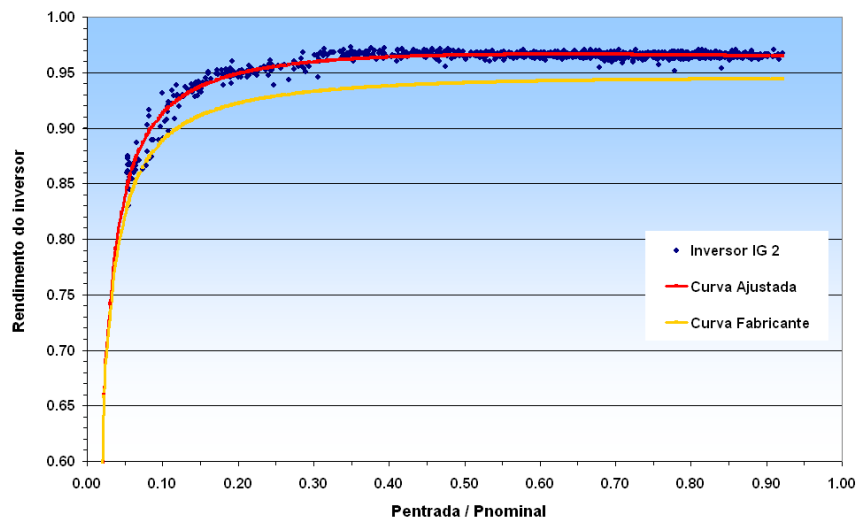


Figura 6.42. Rendimento do Inversor Fronius IG 40, IG 2 – Valores medidos em Novembro de 2007 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante.

Tabela 6.8. Central da Fachada, coeficientes das curvas de rendimento dos inversores IG 1 e IG 2

Parâmetro	Nominal	IG 1	IG 2
$k_0$	-0.00682	-0.0082	-0.0075
$k_1$	0.95752	0.9942	0.9901
$k_2$	-0.00645	-0.0216	-0.0188

### 6.7.2 Inversores na Central PV do Parque

Na Central PV do Parque foram instalados os inversores SolarStoccc PS4000HV, abreviadamente designados neste trabalho por PS 1 e PS 2, que estão ligados a  $10 \times 5$  módulos em série cada um, como referimos no ponto 4.2.2.

Na Figura 6.43 e na Figura 6.44, mostram-se as respectivas curvas de rendimento, obtidas a partir dos valores registados a cada 10 min, no mês de Julho de 2007. Apresentam-se também nos gráficos a curva de rendimento dos inversores, ajustada aos valores medidos e a curva ajustada aos valores fornecidos pelos fabricantes, utilizada na modelação dos inversores.

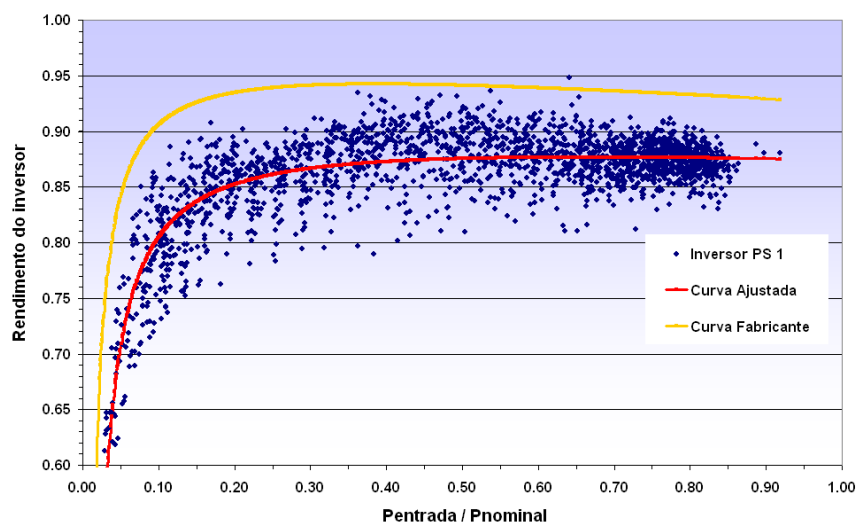


Figura 6.43. Rendimento do Inversor SolarStoccc PS4000HV, PS 1 – Valores medidos em Julho de 2008 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante

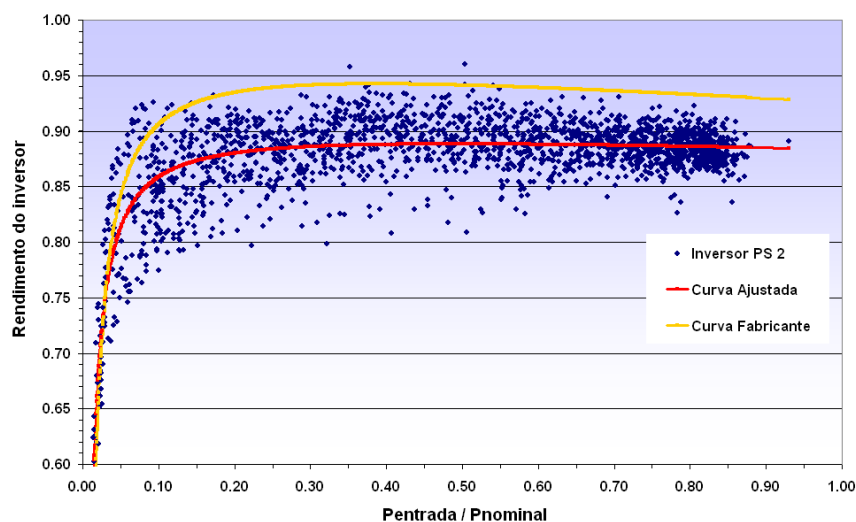


Figura 6.44. Rendimento do Inversor SolarStoccc PS4000HV, PS 1 – Valores medidos em Julho de 2008 e curvas de rendimento ajustadas aos valores medidos e aos valores fornecidos pelo fabricante

Os valores dos coeficientes na fórmula de cálculo do rendimento dos inversores, (5.71), utilizados no modelo, para os inversores PS 1 e PS 2, e os valores dos coeficientes ajustados aos rendimentos medidos, são apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9. Central do Parque, coeficientes das curvas de rendimento dos inversores PS 1 e PS 2

Parâmetro	Nominal	PS 1	PS 2
$k_0$	-0.0067	-0.0100	-0.0047
$k_1$	0.9770	0.9065	0.9074
$k_2$	-0.0447	-0.0223	-0.0192

Os inversores da central do Parque apresentaram uma dispersão dos valores do rendimento maior que a observada nos inversores da fachada, que pode ser originada pelas grandes variações da temperatura no interior do armário eléctrico, exposto à radiação solar, onde estão instalados.

Apesar do armário possuir grelhas de ventilação<sup>72</sup>, o facto de ter uma porta de vidro e de estar exposto à radiação solar directa, contribuem para uma temperatura no interior elevada e também para temperaturas de funcionamento dos inversores elevadas. Por exemplo, no dia 25 de Julho de 2007, em que a temperatura ambiente máxima rondou os 29 °C, a temperatura no interior do inversor PS 1 atingiu os 85 °C, e a temperatura no interior do inversor PS 2, situado a um nível inferior no armário, atingiu os 75 °C.

As curvas ajustadas pelo método dos mínimos quadrados, aos pontos de rendimento medidos indicadas a vermelho nos gráficos, conduziram no inversor PS 1, a valores do rendimento máximo de 87.7 % e do rendimento europeu de 86.2 %, e no inversor PS 2, a valores do rendimento máximo de 88.8 % e do rendimento europeu de 88.2 %. Estes valores foram cerca de 6 % inferiores aos valores fornecidos pelo fabricante, apresentados na Tabela 4.7 e que foram utilizados na modelação.

<sup>72</sup> Actualmente o armário, Figura 4.10, está dotado de um ventilador actuado por um pequeno módulo fotovoltaico, para promover o seu arrefecimento convectivo, assim como, de uma película espelhada colada na porta envidraçada, para diminuir os ganhos directos provenientes da incidência da radiação solar.

## 6.8 Alteração proposta aos modelos implementados (geral)

### 6.8.1 Integração na modelação de perdas devidas ao ângulo de incidência

A análise dos resultados da modelação e da monitorização da central PV da Fachada sugere que, as perdas por reflexão na superfície dos módulos, terão de ser consideradas na modelação das Centrais PV, em particular nas centrais onde ocorram ângulos de incidência elevados.

A partir do modelo apresentado por Martín e Ruiz, 2002, [48], a irradiância disponível para conversão nos módulos PV, considerando as perdas angulares, para um ângulo de incidência  $\alpha$ ,  $G_i(\alpha)$ , deve ser calculada a partir dos valores da irradiância sem perdas,  $G_i(0)$ , pela expressão ( 6.80 ),

$$G_i = G_i(\alpha) = G_i(0) \cdot \cos \alpha \cdot \frac{1 - \exp(-\cos \alpha / a_r)}{1 - \exp(-1/a_r)}$$

O valor do parâmetro adimensional  $a_r$  depende da tecnologia dos módulos da central PV, que apresentamos na Tabela 6.2, e o co-seno do ângulo de incidência na superfície dos módulos, pode ser calculado a partir da expressão, ( 2.14 ), utilizando as variáveis astronómicas apresentadas na secção 2.1.3.

## 6.9 Alterações propostas aos modelos para os módulos de a-Si

### 6.9.1 Variação da resistência paralelo com a irradiância

Na Central PV do Parque verificou-se uma discrepância na potência produzida entre a modelação e a monitorização para baixos valores da irradiância. Autores como De Soto et al., 2006, [17] e Surdir, 1998, [74], sugerem a partir de resultados experimentais que nos módulos fotovoltaicos de a-Si a resistência  $R_{sh}$  varia com a irradiância.

A resistência paralelo nas curvas características dos dispositivos fotovoltaicos, controla o declive das curvas na vizinhança dos pontos da corrente de curto-circuito. Quanto maior a resistência paralelo dum módulo, mais horizontais são as curvas IV próximo do eixo da corrente, pelo que em geral os valores das resistências paralelo das tecnologias de filmes finos baseadas no silício amorfo, apresentam valores desta grandeza inferiores aos dos módulos de silício cristalino.

Segundo De Soto et al., na mesma publicação, os resultados experimentais sugerem que a resistência paralelo varia com a irradiância para todo o tipo de módulos fotovoltaicos, no entanto os seus efeitos são muito mais pronunciados para os módulos que apresentem valores relativamente baixos da resistência paralelo, como é o caso dos de silício amorfo, com uma notória diminuição do declive das curvas características com a diminuição da irradiância.

#### *Modelo de De Soto et al.*

Surdir, [74], citado por De Soto et al., [17], concluiu a partir de dados experimentais, que a resistência paralelo era aproximadamente inversamente proporcional à corrente de curto-circuito (e portanto também à irradiância).

De Soto et al., [17], propõem a utilização da seguinte expressão empírica para dar conta da variação da resistência paralelo,  $R_{sh}$ , relativamente à determinada a partir das condições de referência STC,  $R_{sh\ ref}$ ,

$$R_{sh} = R_{sh\ ref} \cdot \frac{1000\text{Wm}^{-2}}{G_i} \quad (6.81)$$

### Modelo utilizado no software PVSYST

Numa primeira abordagem à variação de  $R_{sh}$  com a irradiância, tinha-se utilizado um modelo semelhante ao apresentado no manual do software PVSYST4.0, [53], com a seguinte formulação,

$$R_{sh} = R_{sh\ ref} + (R_{sh0} - R_{sh\ ref}) \cdot \left[ \exp\left(-c_{rsh} \cdot \frac{G_i}{1000\text{Wm}^{-2}}\right) - \exp(-c_{rsh}) \right] \quad (6.82)$$

em que se utilizaram os valores dos coeficientes propostos no software para o silício amorfo

- ❖  $R_{sh\ ref} = R_{sh}(1000)$
- ❖  $R_{sh0} = R_{sh}(0) = 12 R_{sh\ ref}$
- ❖  $c_{rsh} = 5.5$

### Comparação de resultados entre os dois modelos

As curvas IV obtidas na modelação do módulo Kaneka GEA 60, para vários níveis de irradiância, a uma temperatura ambiente de 20 °C, considerando a variação de  $R_{sh}$  com a irradiância, dos dois modelos referidos são apresentadas na Figura 6.45

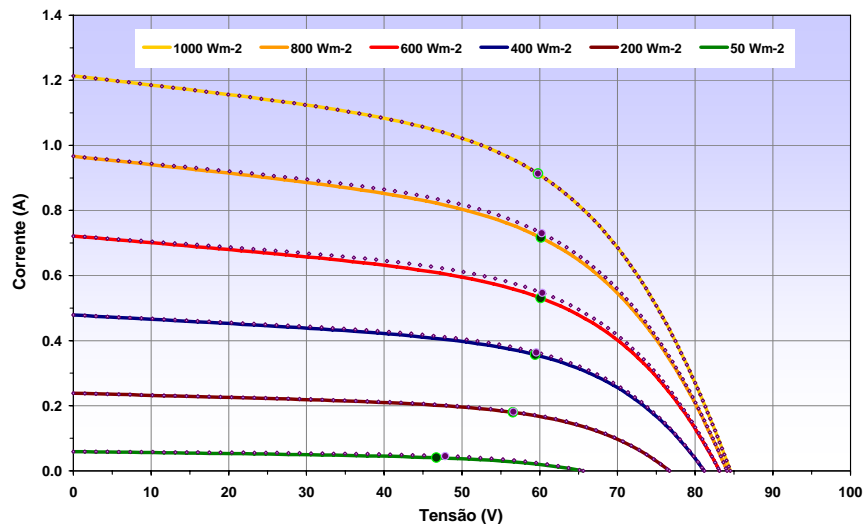


Figura 6.45. Curvas IV obtidas na modelação do módulo Kaneka GEA 60, para uma temperatura ambiente de 20 °C, considerando a variação de  $R_{sh}$  com a irradiância, do modelo semelhante ao PVSYST4.0 [53], linhas a cheio, e do modelo de De Soto [17], indicadas pelos pontos.

Os resultados mostram que os modelos da variação de  $R_{sh}$  com a irradiância conduzem a valores muito semelhantes, embora os valores correspondentes modelo de De Soto apresentem valores da potência, no ponto de potência máxima das curvas que pode chegar a 2 %.

As curvas IV obtidas com as duas formulações, para uma irradiância de  $800 \text{ Wm}^{-2}$ , são comparadas, na Figura 6.46, com os valores experimentais medidos<sup>73</sup> numa das séries de 5 módulos Kaneka GEA 60 da Central PV do Parque.

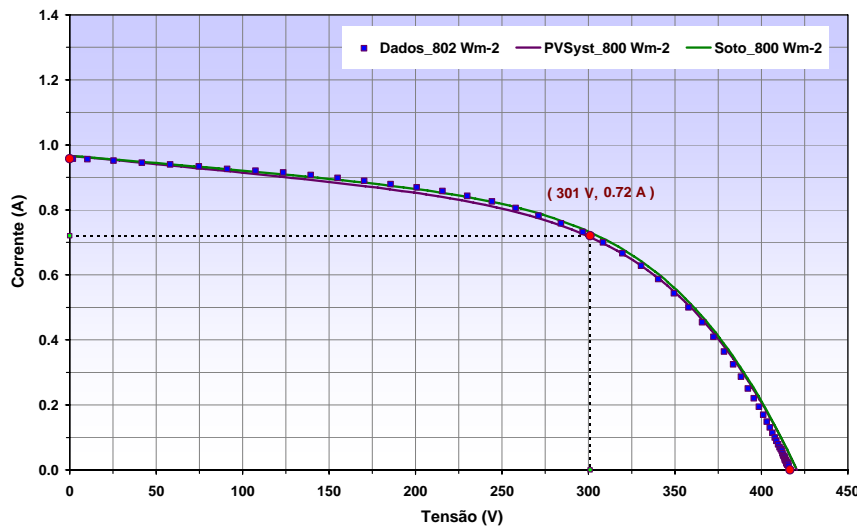


Figura 6.46. Valores medidos com um traçador de curvas IV, de uma série de 5 módulos Kaneka GEA 60, a uma irradiância de cerca de  $800 \text{ Wm}^{-2}$ , com as Curvas IV obtidas na modelação, considerando a variação de  $R_{sh}$  como no software PVSYST [53], e com o modelo de De Soto [17].

Os pontos da curva IV medidos mostram que qualquer dos modelos conduz a bons resultados e pode ser utilizado na modelação, tendo o modelo proposto por De Soto et al. a vantagem de não necessitar de parâmetros adicionais na sua utilização.

### 6.9.2 Integração dos efeitos espectrais em função da massa de ar, $f(AM)$

O factor que multiplica o percurso óptico medido na vertical designa-se por *massa de ar*, como vimos no ponto 2.1.5, e na hipótese de a atmosfera ser constituída por camadas homogéneas e paralelas é dada simplificada pela expressão ( 2.17 ).

A absorção selectiva pelos componentes da atmosfera altera a distribuição espectral da irradiância solar incidente nos módulos. King et al., 1997, [41], citado por Fanney et al., 2006, [24] e De Soto et al., 2006, [17], concluíram a partir de resultados experimentais que, em dias de céu limpo, grande parte dos efeitos da variação espectral da irradiância na corrente produzida por um módulo PV de uma dada tecnologia podem ser calculados em função apenas da massa de ar. A expressão que King et al. utilizam no cálculo de  $AM$ , é a seguinte

$$AM = \frac{p}{p_0} \cdot \frac{1}{\cos \alpha_z + 0.5057 \cdot (96.080 - \alpha_z)^{-1.634}} \quad (6.83)$$

<sup>73</sup> Foi utilizado o Traçador de Curvas IV, “IV Curve Tracer PVPM 6020C” (ensaio a 29/07/2008 11:54 HI).

em que  $\alpha_z$  é o ângulo zenital. No nosso caso, iremos considerar como aproximação que a pressão atmosférica é igual à pressão média ao nível do mar,  $p \approx p_0$ .

A função que desenvolveram,  $f(AM)$ , é um polinómio do quarto grau em  $AM$ , cujos coeficientes foram ajustados por regressão aos valores experimentais para várias tecnologias, e permite calcular os efeitos espectrais em termos da massa de ar para um dado ângulo zenital, relativamente às condições de referência AM1.5, multiplicando os valores da irradiância total incidente nos módulos.

$$f(AM) = \sum_{i=0}^4 a_i \cdot (AM)^i \quad (6.84)$$

A função  $f(AM)$ , multiplica os valores da irradiância total disponível para conversão nos módulos integrando os efeitos espectrais em termos da massa de ar para um dado ângulo zenital, relativamente às condições de referência AM1.5,

$$I_{sc} = I_{sc\ ref} \cdot f(AM) \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{ref})] \quad (6.85)$$

Não sendo fornecidos os coeficientes para o silício amorfo, ver Tabela 6.10, iremos considerar no modelo os parâmetros fornecidos para os módulos de tripla junção de silício amorfo, uma vez que as curvas de resposta para esta tecnologia, relativamente às condições de referência, apresentadas na Figura 6.47, são muito semelhantes às curvas apresentadas na Figura 2.31, [18], para as células de referência<sup>74</sup> de silício amorfo em condições de céu limpo.

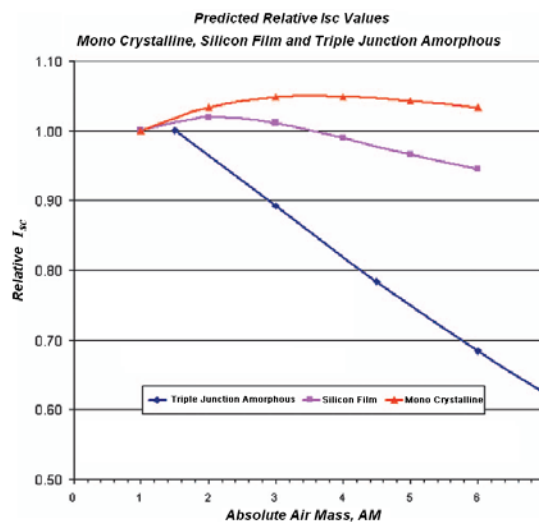


Figura 6.47. Valores da corrente de curto-circuito relativa (normalizada pelo valor STC) para módulos de silício monocristalino, de silício em filme e de silício amorfo de tripla junção, Fanney e al. [24].

<sup>74</sup> A resposta das células solares de referência, utilizadas para medir a irradiância, depende dos respectivos valores da corrente de curto-circuito que variam em função da irradiância e da sua distribuição espectral.

Tabela 6.10. Coeficientes do polinómio do 4º grau, da função  $f(AM)$ , transcritos por De Soto et al., [17].

Tecnologia	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
Monocristalino	9.3582E-01	5.4289E-02	-8.6770E-03	5.2700E-04	-1.1000E-05
Multicristalino	9.1809E-01	8.6257E-02	-2.4459E-02	2.8160E-03	-1.2600E-04
Si Amorfo 3aSi	1.1004E+00	-6.1423E-02	-4.4273E-03	6.3150E-04	-1.9184E-05

### 6.9.3 Recuperação do rendimento inicial com o aumento da temperatura

A monitorização da central fotovoltaica instalada no Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI, mostrou como já dissemos que o rendimento medido dos módulos de silício amorfo aumenta no período do Verão.

Este resultado, é em parte atribuído por vários autores, Nakajima et al., [58], Carlson e Ganguly, [41], ao aumento da temperatura dos módulos, que permitiria recuperar parte do rendimento inicial dos módulos, perdido nos primeiros de exposição à radiação solar devido ao efeito de Staebler-Wronski, pelo chamado “annealing effect”.

Como já referimos o aumento do vapor de água na atmosfera, pode também contribuir para aumentar a corrente de curto-circuito produzida face à irradiância medida, porque a radiação solar em termos de distribuição espectral fica mais rica em fotões de pequeno c.d.o. O conteúdo em vapor de água na atmosfera está em parte também correlacionado com o aumento da temperatura do ar, pelo que existindo mais vapor de água na atmosfera, o arrefecimento radiativo durante a noite é menor e contribui também para o aumento da temperatura média dos módulos, podendo os dois efeitos sobrepor-se, aparecendo correlacionados de alguma forma em ambos os casos com a temperatura dos módulos.

O modelo da corrente de curto circuito produzida por exposição à irradiância solar, que propomos permite integrar este efeito, fazendo variar a corrente de curto circuito gerada, com a temperatura média dos módulos verificada no dia anterior  $T_{m_{d-1}}$ , admitindo um coeficiente de variação da corrente de curto-circuito  $\alpha_T$ , de acordo com a expressão seguinte,

$$I_{sc} = I_{sc\ ref} \cdot f(AM) \cdot \frac{G_i}{G_{i\ ref}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{ref})] \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_{m_{d-1}} - T_{m_{ref}})] \quad (6.86)$$

que integra agora as duas contribuições que afectam a corrente de curto-circuito. Os resultados que iremos apresentar, com a integração da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura média verificada nos módulos de silício amorfo, na secção 6.10, foram obtidos com os seguintes valores dos parâmetros:

- ❖  $\alpha_T = 0.0095 \text{ } ^\circ\text{C}$
- ❖  $T_{m_{ref}} = 24 \text{ } ^\circ\text{C}$

## 6.10 Verificação de Resultados – Central PV do Parque

Atendendo aos problemas detectados na modelação do desempenho da Central PV do Parque, constituída por módulos de silício amorfo, vamos começar por verificar se a introdução dos modelos descritos conduz a bons resultados para a tecnologia de módulos instalada.

Vamos proceder à modelação da Central PV do Parque, utilizando como dados de entrada os valores horários medidos da temperatura ambiente e da irradiância, no ano de 2007, e comparar os respectivos resultados com os resultados obtidos na monitorização.

No modelo dos inversores, consideram-se os valores dos coeficientes na curva do rendimento, obtidos para o inversor PS 2 na monitorização, que apresentámos na Tabela 6.9.

### 6.10.1 Rendimento dos módulos a-Si com as alterações propostas

#### *Variação da resistência paralelo com a irradiância*

Nas curvas IV dos módulos de silício amorfo, verifica-se que o valor da resistência paralelo aumenta com a diminuição do valor da irradiância (aproximando-se do valor ideal,  $R_{sh} = \infty$ ) pelo que, por não necessitar de parâmetros adicionais e conduzir sensivelmente aos mesmos resultados, se utilizou o modelo proposto por De Soto et al.. Apresentamos os resultados obtidos em termos do rendimento medido nos módulos face aos valores obtidos no modelo na Figura 6.48, que mostram que com esta modificação não é ainda suficiente para dar conta das variações de rendimento verificadas experimentalmente na monitorização.

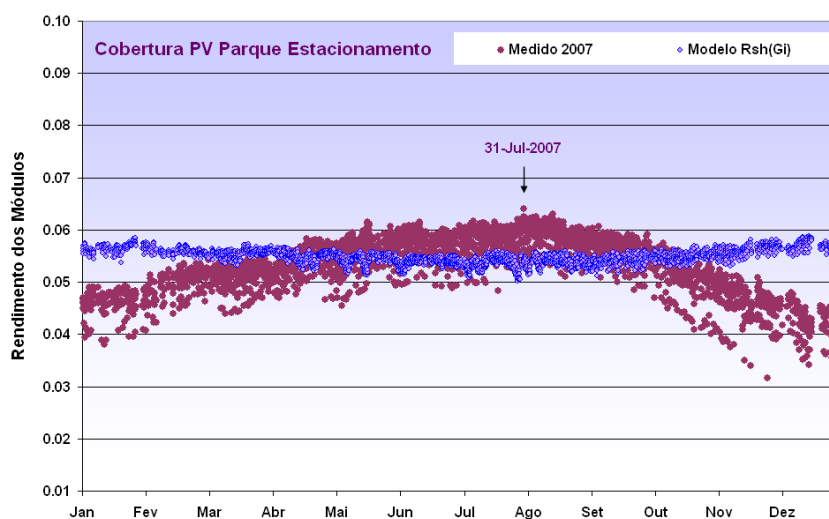


Figura 6.48. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação com  $R_{sh}(G_i)$ .

#### *Integração dos efeitos espectrais $f(AM)$*

Como mostraram King et al., [41], grande parte dos efeitos da variação espectral da irradiância na corrente produzida pelos módulos PV, de uma dada tecnologia, podem ser calculados em introduzindo no seu cálculo de uma função da massa de ar,  $f(AM)$ .

Na Figura 6.49, mostramos os resultados obtidos com a integração da função  $f(AM)$ , na modelação, que considerava apenas a variação de  $R_{sh}(G_i)$  segundo o modelo de De Soto, como descrito no ponto, 6.9.2.

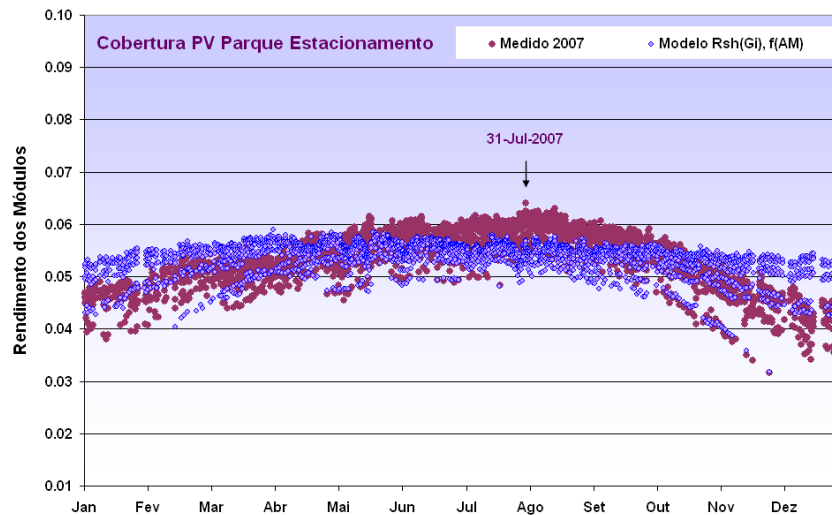


Figura 6.49. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação com  $R_{sh}(G_i)$  e com a integração dos efeitos espectrais com  $f(AM)$ .

Com a integração dos efeitos espectrais na modelação do ano de 2007, verifica-se uma maior concordância com os valores horários medidos, especialmente nas variações do rendimento relacionadas com as variações ao longo do dia da massa de ar. No entanto, as variações do rendimento sazonais, ainda não são satisfatoriamente conseguidas.

### ***Integração da recuperação do rendimento inicial com a temperatura dos módulos***

A modelação final completa dos módulos Kaneka GEA60 em funcionamento na Central PV do Parque integra a variação de  $R_{sh}(G_i)$ , os efeitos espectrais com  $f(AM)$  e a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura média dos módulos verificada no dia anterior. Os resultados obtidos, em termos dos valores do rendimento dos módulos, medidos em 2007 e obtidos, na modelação com os valores de irradiância e temperatura ambiente verificados no mesmo ano, são apresentados na Figura 6.50.

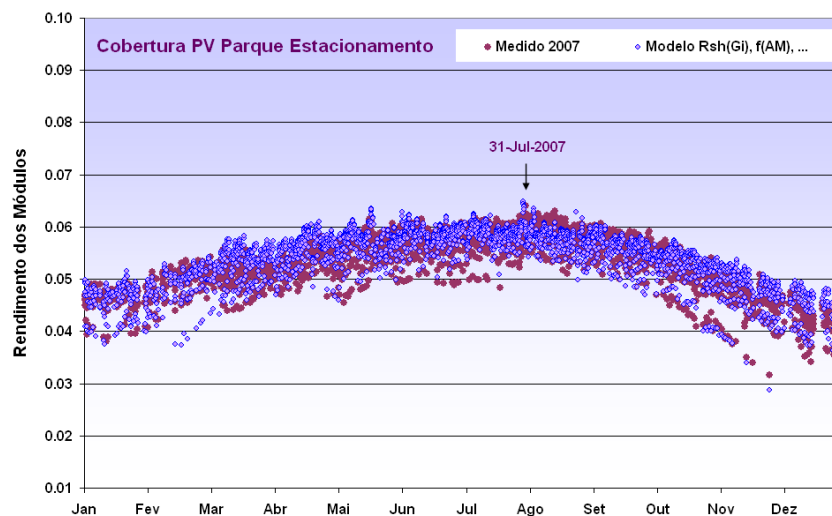


Figura 6.50. Rendimento dos módulos Kaneka GEA60, medido em 2007 e obtido na modelação final, com a variação de  $R_{sh}(G_i)$ , com a integração dos efeitos espectrais  $f(AM)$  e com a variação da corrente de curto circuito com a temperatura dos módulos.

Verifica-se agora uma boa concordância dos resultados da modelação, com os valores horários do rendimento medidos, ao longo de todo o ano.

### 6.10.2 Potência produzida em c.c. versus irradiância no Parque

Apresentamos na Figura 6.51, os valores horários da potência produzida pelos módulos de silício amorfo Kaneka GEA60, normalizada pela potência pico instalada, previstos na modelação quando se considera apenas a variação da resistência paralelo, e na Figura 6.52 a modelação final completa.

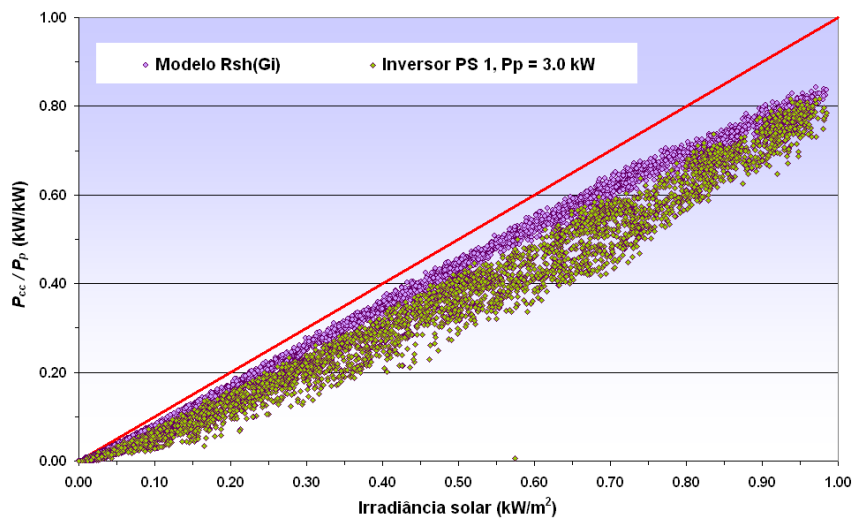


Figura 6.51. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos Kaneka GEA60, valores da modelação com  $R_{sh}(G_i)$  e medidos em 2007.

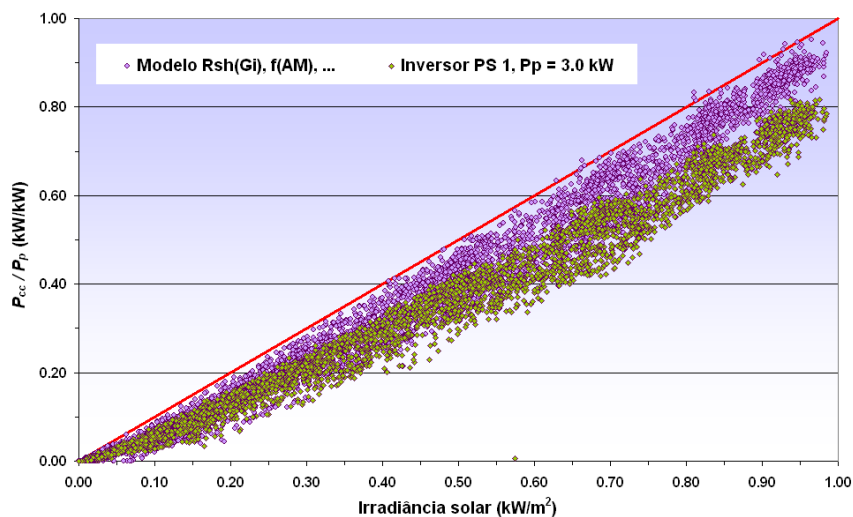


Figura 6.52. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos Kaneka GEA60, valores previstos na modelação final e medidos em 2007.

A integração no modelo dos efeitos espectrais com  $f(AM)$  e da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura média dos módulos, dada pela expressão da corrente de curto-circuito ( 6.86 ), faz com que a quase linearidade entre potência e a irradiância, que resultava da proporcionalidade entre o valor de  $I_{sc}$  e o valor de  $G_i$ , dependa para a tecnologia de módulos de silício amorfo de outros parâmetros, para além da temperatura das células. As alterações propostas, ao aumentarem o número de variáveis que afectam a potência produzida, contribuem inevitavelmente para aumentar a dispersão dos pontos, Figura 6.52, relativamente ao modelo inicial.

### 6.10.3 Comparação dos valores horários medidos na Central PV versus modelação

Atendendo aos bons resultados conseguidos na modelação do rendimento dos módulos de silício amorfo, vamos agora comparar os resultados da modelação proposta, com os resultados da monitorização, em termos de valores médios horários da tensão e da corrente de entrada nos inversores, e da respectiva energia eléctrica entregue à rede em c.a..

#### *Tensão de entrada em c.c. nos inversores*

O bom funcionamento do MPPT, que integra os inversores, está relacionado com a tensão que impõe aos terminais dos módulos. A tensão de funcionamento a que ocorre o ponto de máxima potência numa dada curva característica, varia em particular com a temperatura das células nos módulos, como vimos. Na modelação os valores da temperatura das células nos módulos são estimados, entrando em linha de conta apenas com a temperatura ambiente e a irradiância, pelo que eventuais variações da sua temperatura em condições reais, devidas por exemplo à velocidade do vento, não são contabilizadas.

Os valores médios horários da tensão de entrada nos inversores do Parque, medida em 2007, nos inversores PS 1 e PS 2, e a obtida na modelação, são apresentados na Figura 6.53.

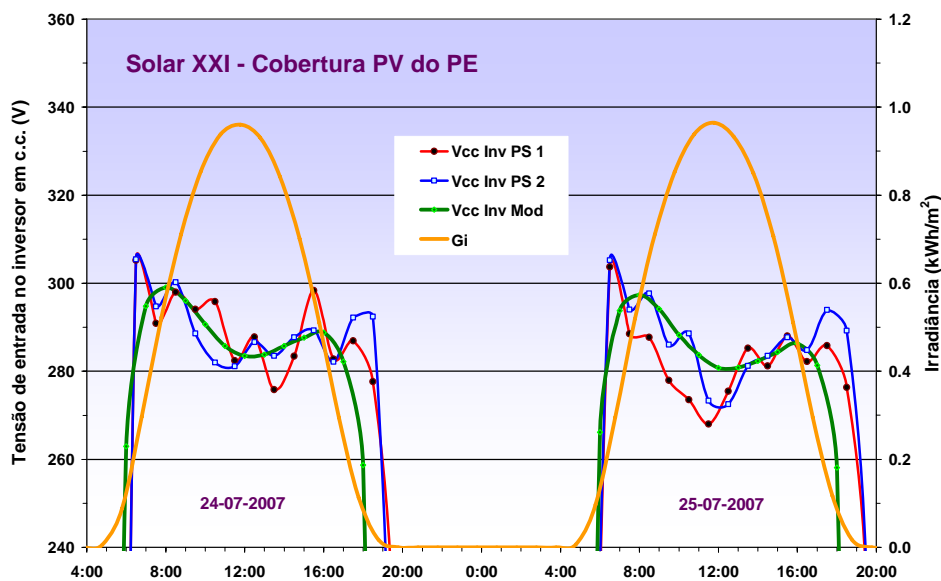


Figura 6.53. Tensão média de entrada nos inversores do Parque, medida em 2007 e obtida na modelação, face aos valores da irradiância.

Apesar das limitações no cálculo da temperatura das células, verifica-se uma boa concordância entre os valores medidos e os modelados, nos dias apresentados de 24 e 25 de Julho de 2007. Em termos de ordem de grandeza, as tensões variaram entre os 270 V e os 290 V, para irradiâncias superiores a  $200 \text{ Wm}^{-2}$ , com variações inferiores a 3 % relativamente ao valor estimado. As variações observadas, são assim aproximadamente da mesma ordem que as verificadas nos valores medidos da tensão de entrada, entre os dois inversores.

**Corrente contínua de entrada inversores**

Atendendo aos resultados obtidos na monitorização, com diferenças significativas de desempenho entre o Verão e o Inverno, apresentamos os resultados obtidos para a corrente de entrada nos inversores do Parque, num mês de Inverno, Janeiro de 2007, Figura 6.54 e num mês de Verão, Julho de 2007, Figura 6.55, face aos resultados obtidos na modelação.

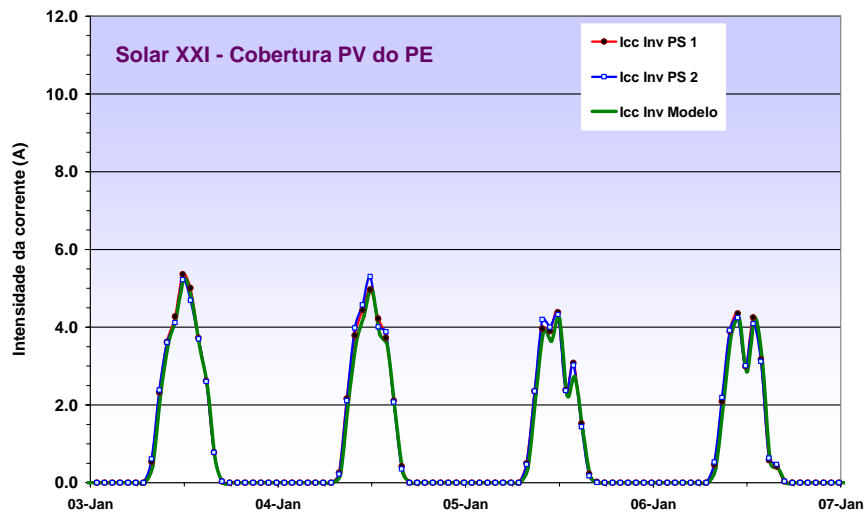


Figura 6.54. Valores médios horários da corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Inverno de 2007 e obtida na modelação.

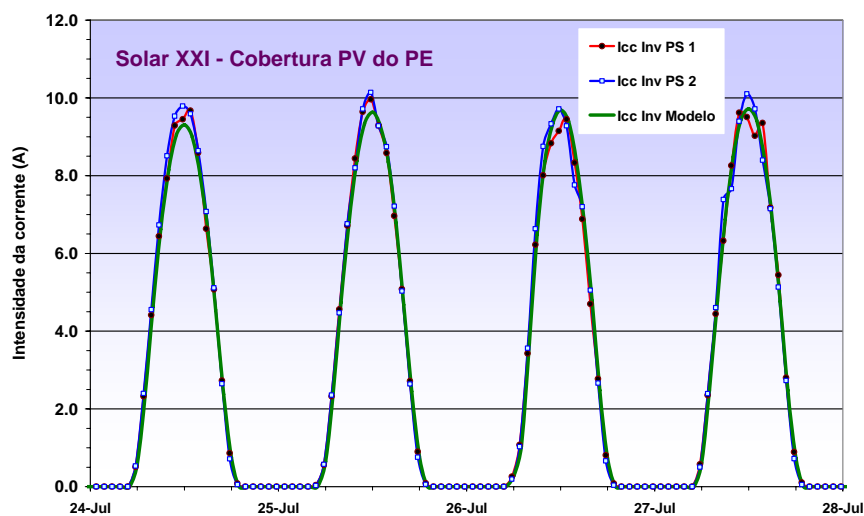


Figura 6.55. Valores médios horários da corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Verão de 2007 e obtida na modelação.

Verifica-se em qualquer dos casos uma boa concordância entre os valores medidos e os valores estimados na modelação, mesmo nos dias de Inverno que apresentaram flutuações na corrente eléctrica produzida devidas à nebulosidade.

**Valores horários dos índices de energia final e de referência**

Na Figura 6.56 e Figura 6.57, apresentamos os valores horários da energia entregue à saída dos inversores instalados no Parque, face aos resultados da modelação, em termos dos respectivos índices de energia final,  $Y_{F inv}$ . Apresentamos também os valores horários da irradiação expressos pelo índice de referência  $Y_R$ .

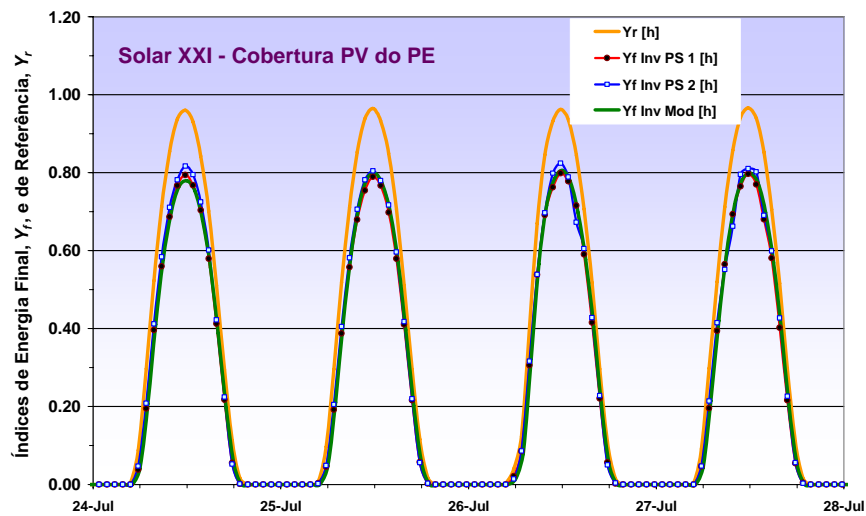


Figura 6.56. Valores horários da irradiação solar, em termos de  $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico,  $Y_{F inv}$ , medidos no final de Julho de 2007 e estimados na modelação.

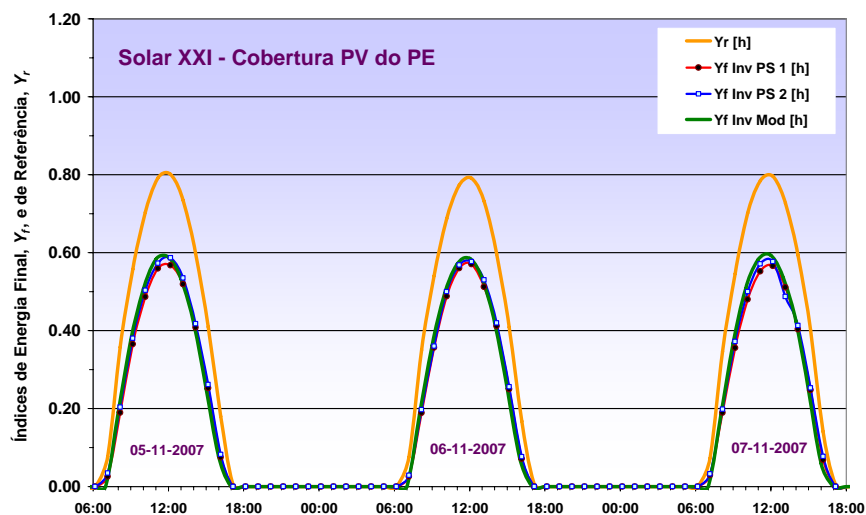


Figura 6.57. Valores horários da irradiação solar, em termos de  $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico,  $Y_{F inv}$ , medidos em Novembro de 2007 e estimados na modelação.

Relativamente a estas grandezas verifica-se também uma boa concordância entre os valores medidos e os valores estimados na modelação, com valores máximos da energia entregue de cerca de 0.80 kWh/kW no final de Julho e de 0.60 kWh/kW no princípio de Novembro.

#### 6.10.4 Valores mensais e anuais medidos em 2007 versus modelo

Atendendo aos resultados já apresentados, é de esperar também, uma boa concordância a nível mensal e anual, entre a monitorização e a modelação. As médias mensais dos valores diários da produção da energia eléctrica na Central PV do parque, em 2007, e os resultados previstos na modelação agora proposta, com os dados de radiação solar e temperatura observados no mesmo ano, são apresentadas na Figura 6.58 e comprovam o que foi dito.

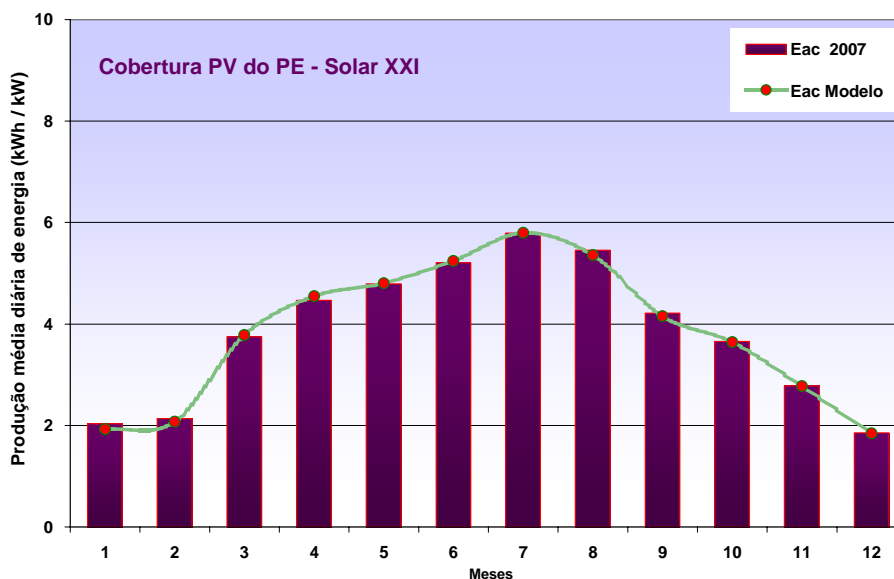


Figura 6.58. Médias mensais dos valores diários da produção da energia no parque em 2007, em comparação com o previsto na modelação proposta.

Como mostramos na Tabela 6.11, em termos de totais anuais, o inversor PS 2 e os respectivos módulos entregaram à rede **1 409 kWh** por cada **kW** de potência pico instalada, no ano de 2007, enquanto que o modelo com os mesmos valores de irradiação e temperatura ambiente prevê um valor de **1 401 kWh** por cada **kW** instalado, ou seja, apenas menos **0.6 %**.

Tabela 6.11. Central do Parque 2007, irradiação anual e índices da produtividade anual

Central PV $P_p = 6.00 \text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_A$ (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	$PR$
<b>2007 (Inv. PS 2)</b>	<b>1 877</b>	<b>1 581</b>	<b>1 409</b>	<b>0.75</b>
<b>Modelo</b>	<b>1 877</b>	<b>1 585</b>	<b>1 401</b>	<b>0.75</b>

Podemos pois concluir que, com as alterações introduzidas, a modelação proposta para os módulos de silício amorfo conduz a muito bons resultados face aos resultados da monitorização da Central PV instalada no parque de estacionamento do Edifício Solar XXI.

## 6.11 Verificação de Resultados – Central PV da Fachada

### 6.11.1 Condições específicas da modelação

Vamos agora verificar os resultados dos modelos descritos para a modelação de Centrais PV, com a modelação do funcionamento da Central PV da Fachada, constituída por módulos de silício multicristalino, utilizando como dados de entrada os valores horários da temperatura ambiente e da irradiância medidos em 2007.

Neste caso específico, em que se utiliza os valores de irradiância medida pela célula de referência TRITEC 200, que tem uma construção semelhante à dos módulos da fachada, não é necessário considerar as perdas angulares na superfície dos módulos, porque estas perdas já estão integradas na irradiância medida pela própria célula.

Atendendo à variabilidade dos parâmetros característicos, fornecidos pelo fabricante dos módulos BP 3160, que apresentámos na Tabela 4.5, iremos utilizar no modelo dos módulos, os valores dos parâmetros STC estimados a partir da curva IV obtida experimentalmente no traçador de curvas PVPM 6020C, em vez dos valores calculados a partir dos dados de catálogo do fabricante.

Na Figura 6.59, apresentamos os pontos da curva obtidos para uma das séries de 8 módulos, ligadas ao inversor IG 2, e a curva IV obtida na modelação, nas mesmas condições para os parâmetros utilizados, que se apresentam na Tabela 6.12.

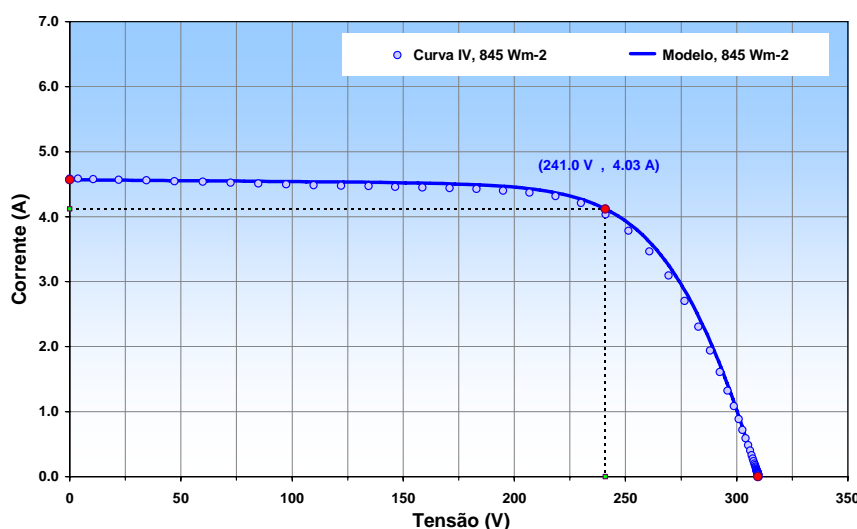


Figura 6.59. Pontos obtidos no traçador de curvas IV para uma série de 8 módulos BP 3160, com a temperatura dos módulos de 56 °C e uma irradiância de 845 Wm<sup>-2</sup>, e curva IV obtida na modelação.

Tabela 6.12. Parâmetros STC dos módulos BP3160 utilizados no modelo final da Central PV da fachada e valores estimados da resistência paralelo, resistência série e do factor de idealidade.

Módulo	$N_{cel}$	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$R_{sh}$ (Ω)	$R_s$ (Ω)	$n$
<b>BP 3160 Modelo</b>	72	35.1	4.87	44.5	5.3	454	0.498	1.3

Para os mesmos parâmetros da Tabela 6.12 e admitindo que nesta tecnologia  $R_{sh}$  não varia com a irradiância, apresentamos na Figura 6.60 as curvas IV a vários níveis de irradiância e para uma temperatura ambiente de 20 °C, obtidas na modelação do módulo BP 3160.

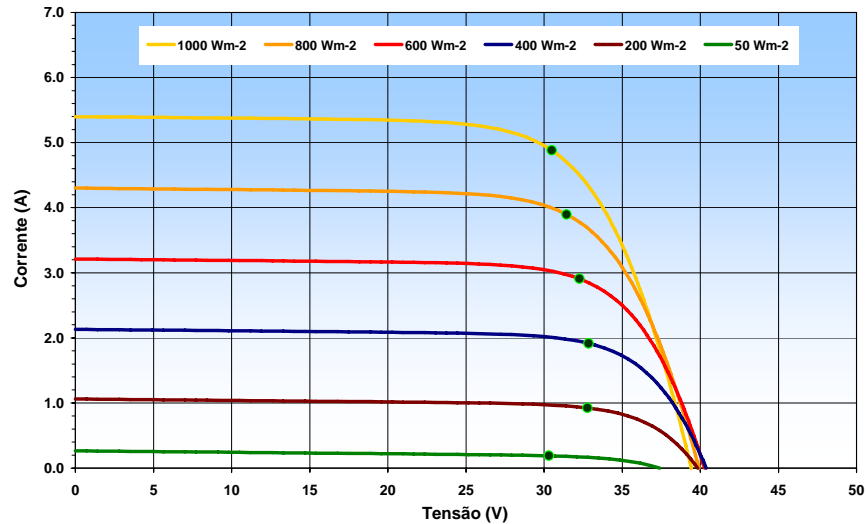


Figura 6.60. Curvas IV obtidas na modelação do funcionamento do módulo BP 3160, para uma temperatura ambiente de 20 °C, considerando  $R_{sh}$  constante com a irradiância.

Na modelação dos módulos da fachada foram ainda considerados os efeitos espectrais, com  $f(AM)$ , por forma a integrarmos na modelação as diferenças de sensibilidade espectral entre a célula de referência construída com base em silício monocristalino e a dos módulos em silício multicristalino.

Na modelação dos inversores, consideram-se os valores dos coeficientes na curva do rendimento obtidos na monitorização para o inversor IG 2, que apresentámos na Tabela 6.8.

### 6.11.2 Rendimento dos módulos sc-Si com as alterações propostas

Os resultados obtidos em termos de rendimento dos módulos, são apresentados na Figura 6.61.

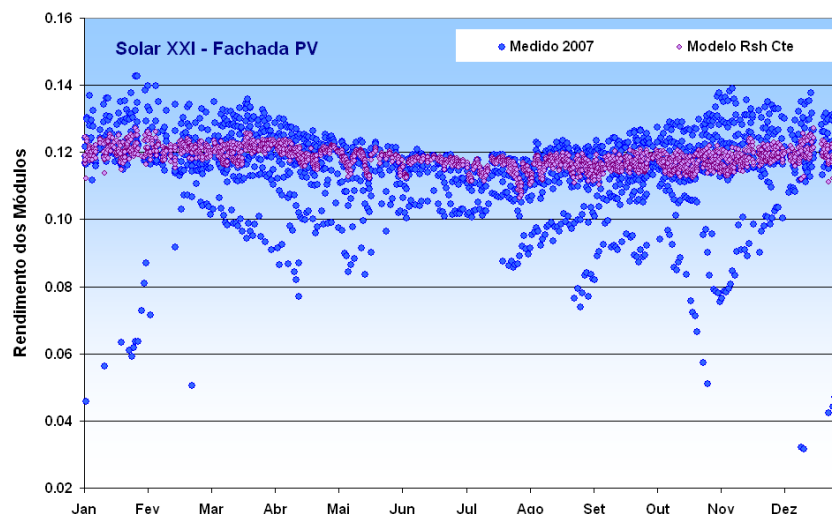


Figura 6.61. Rendimento dos módulos BP 3160, medido em 2007 e obtido na modelação com  $R_{sh}$  constante.

Verifica-se em geral uma boa concordância com os valores médios horários obtidos na monitorização<sup>75</sup>, com um rendimento médio que ronda os 12 %, e que apresenta uma diminuição ligeira no período de Verão devida ao aumento da temperatura de funcionamento dos módulos.

### 6.11.3 Potência produzida em c.c. versus irradiância na Central da Fachada

Apresentamos na Figura 6.62, os valores horários da potência produzida pelos módulos de silício multicristalino BP 3160, normalizada pela potência pico instalada, previstos na modelação

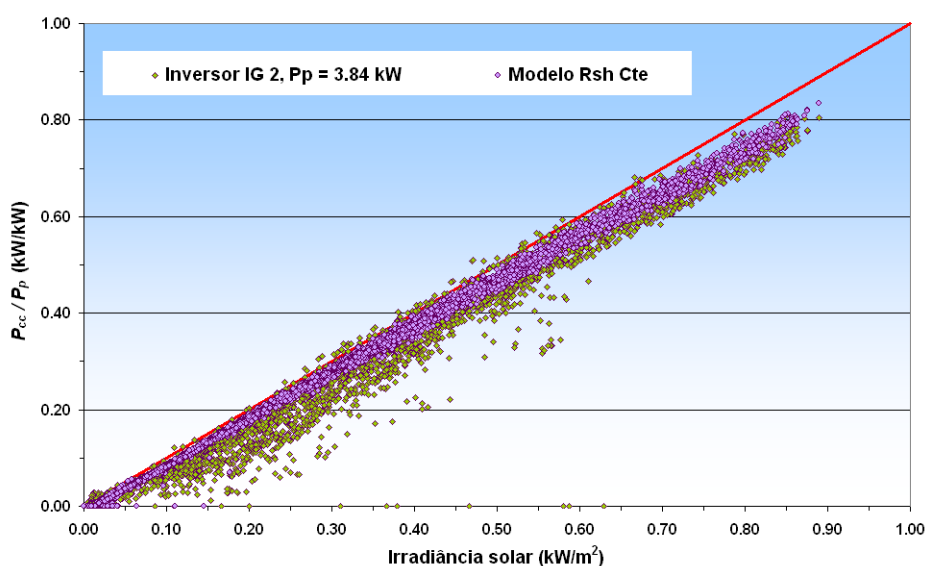


Figura 6.62. Valores horários da potência produzida pelos módulos em c.c. normalizada pela potência pico instalada, módulos BP 3160, valores medidos em 2007 e obtidos na modelação com  $R_{sh}$  constante.

Verifica-se uma boa concordância com os valores medidos, atendendo à variabilidade das condições reais de funcionamento já referidas<sup>76</sup>.

### 6.11.4 Comparação dos valores horários medidos na Central PV versus modelação

Vamos agora comparar os resultados da modelação proposta para centrais PV que utilizam esta tecnologia de módulos com os resultados da monitorização, em termos de valores médios horários da tensão e da corrente de entrada nos inversores, e da respectiva energia eléctrica entregue à rede em c.a.

<sup>75</sup> Os valores de rendimento medidos situados abaixo e acima dos resultados da modelação devem-se, em geral, à existência de sombras sobre os módulos da fachada (não consideradas no modelo) e às diferenças entre a temperatura das células calculada e real.

<sup>76</sup> Não se observa aqui a dispersão de pontos verificada para o caso dos módulos de silício amorfo instalados no Parque, porque os efeitos espectrais são de menor ordem (veja-se por exemplo a Figura 2.31).

**Tensão de entrada em c.c. nos inversores**

Os valores médios horários da tensão de entrada nos inversores da Central PV da Fachada, medidos em 2007, nos inversores IG 1, IG 2 e IG 3, e os valores obtidos na modelação, são apresentados na Figura 6.63 e Figura 6.64.

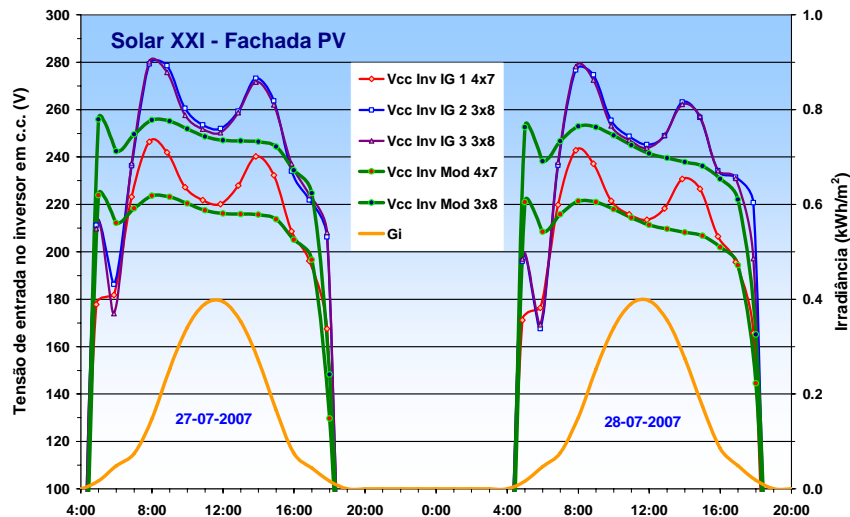


Figura 6.63. Tensão de entrada nos inversores da Fachada, medida em dois dias de Julho de 2007 e obtida na modelação, para as configurações de módulos existentes, face aos valores da irradiância.

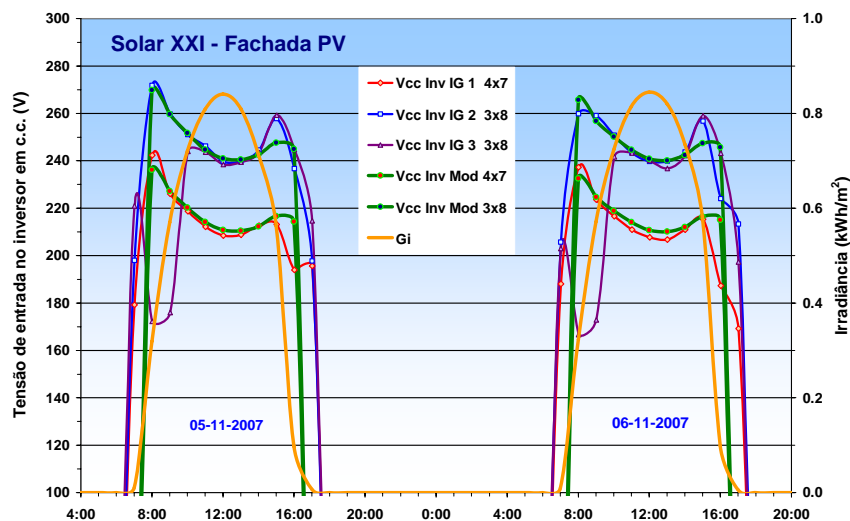


Figura 6.64. Tensão de entrada nos inversores da Fachada, medida em dois dias de Novembro de 2007 e obtida na modelação, para as configurações de módulos existentes, face aos valores da irradiância.

Apresentam-se as tensões calculadas para as duas configurações existentes, 4 ramos em paralelo de 7 módulos em série no inversor IG 1 e 3 ramos em paralelo de 8 módulos em série nos inversores IG 2 e IG 3. Nos dias de Julho, pela manhã os inversores impuseram aos módulos tensões ligeiramente superiores às estimadas. As tensões medidas às 9:00 horas, no dia 25 de Julho, para uma irradiância de  $253 \text{ Wm}^{-2}$ , foram 7 % mais elevadas que o previsto, mas às 10:00 horas, para uma irradiância de  $341 \text{ Wm}^{-2}$ , foram de apenas mais cerca de 2 %. No entanto em Novembro, os valores estimados nos dias de Novembro apresentaram uma concordância excelente com os valores medidos.

Apesar das limitações na modelação no cálculo da temperatura das células e dos efeitos das sombras, que vimos na secção 4.6.1, podemos considerar que se verifica uma boa concordância com os valores da tensão medidos.

**Corrente contínua de entrada inversores**

Atendendo aos resultados obtidos na monitorização com diferenças significativas de desempenho entre o Verão e o Inverno, apresentamos os resultados obtidos para a corrente de entrada nos inversores, nas configurações instaladas, na Figura 6.65, Figura 6.66 e Figura 6.67, face aos resultados obtidos na modelação.

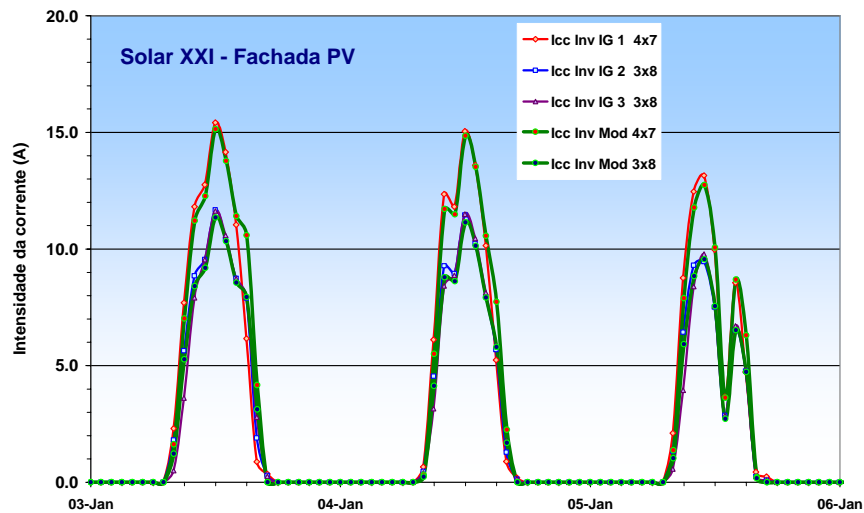


Figura 6.65. Corrente contínua de entrada nos inversores do Parque, medida no Inverno de 2007 e obtida na modelação.

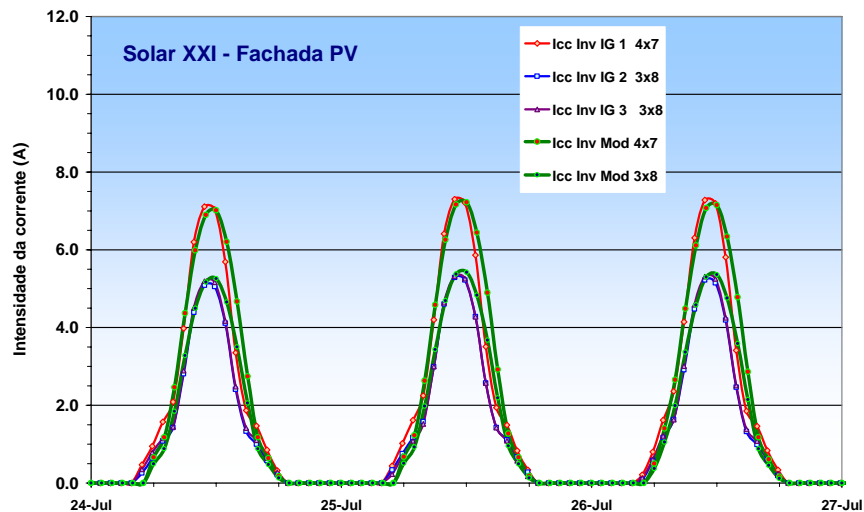


Figura 6.66. Corrente contínua de entrada nos inversores da Fachada, medida no Verão de 2007 e obtida na modelação.

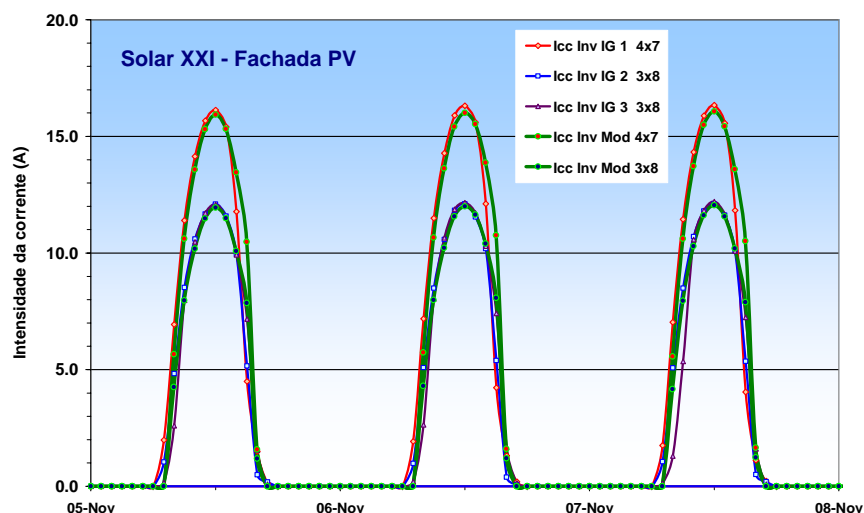


Figura 6.67. Corrente contínua de entrada nos inversores da Fachada, medida em Novembro de 2007 e obtida na modelação.

Nas correntes de entrada, verifica-se em qualquer dos períodos apresentados, uma excelente concordância entre os valores medidos e os valores estimados na modelação, mesmo nos dias de Janeiro que apresentaram flutuações na corrente produzida devidas aos efeitos da nebulosidade. Em Julho, ao meio-dia solar as correntes entrada nos inversores são da ordem de 7.2 A, para o inversor IG 1 e de 5.4 A, para os inversores IG 2 e IG 3 e em Novembro, da ordem de 16 A, para o inversor IG 1, e de 12 A, para os inversores IG 2 e IG 3.

### Valores horários dos índices de energia final e de referência

Na Figura 6.68 e na Figura 6.69, apresentamos os valores horários da energia entregue à saída dos inversores instalados na central PV da Fachada, face aos resultados da modelação, em termos dos respectivos índices de energia final,  $Y_{F inv}$ . Apresentamos também os valores horários da irradiação expressos pelo índice de referência  $Y_R$ .

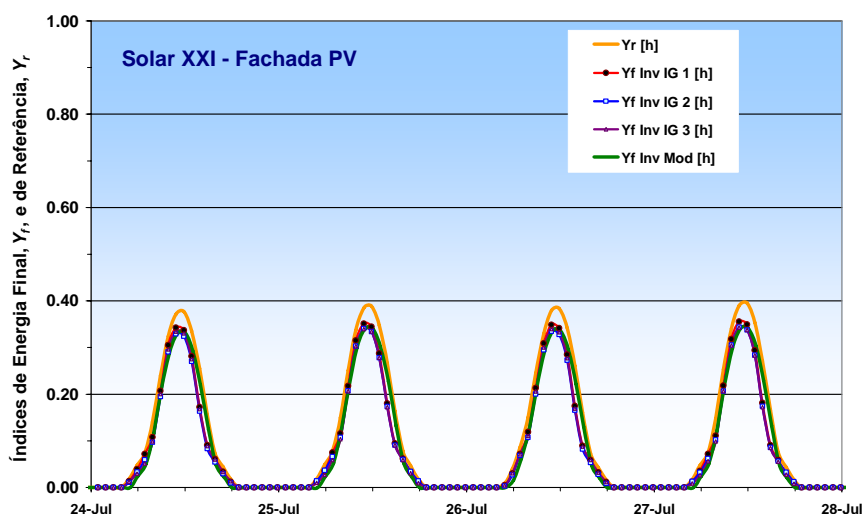


Figura 6.68. Valores horários da irradiação solar, em termos de  $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico,  $Y_{F inv}$ , medidos no final de Julho de 2007 e estimados na modelação.

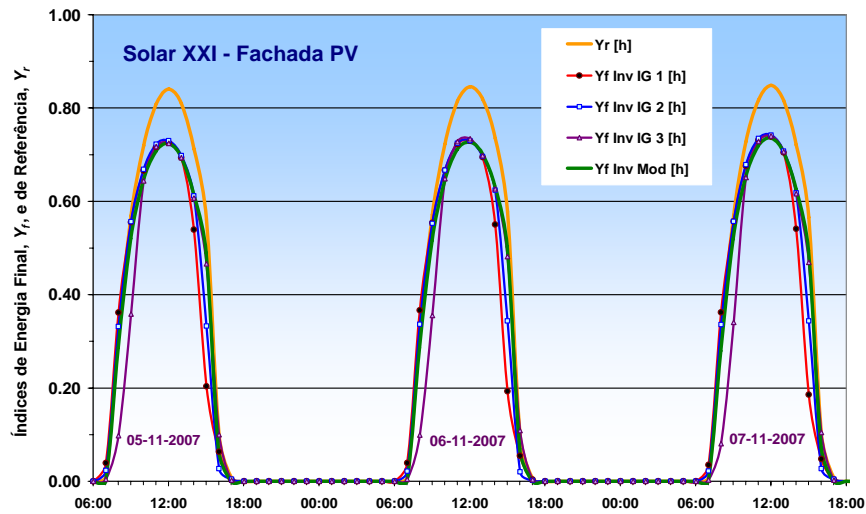


Figura 6.69. Valores horários da irradiação solar, em termos de  $Y_R$ , e da energia entregue em c.a., por unidade de potência pico,  $Y_{F inv}$ , medidos em Novembro de 2007 e estimados na modelação.

Relativamente a estas grandezas verifica-se também uma boa concordância entre os valores medidos e os valores estimados na modelação, com valores máximos da energia entregue à rede de cerca de 0.34 kWh/kW no final de Julho e de 0.73 kWh/kW no princípio de Novembro.

### 6.11.5 Valores mensais e anuais medidos em 2007 versus modelo

Atendendo aos resultados já apresentados é de esperar também uma boa concordância a nível mensal e anual, entre a monitorização e a modelação, que utiliza como dados de entrada os valores da irradiação solar e temperatura ambiente medidos na fachada em 2007.

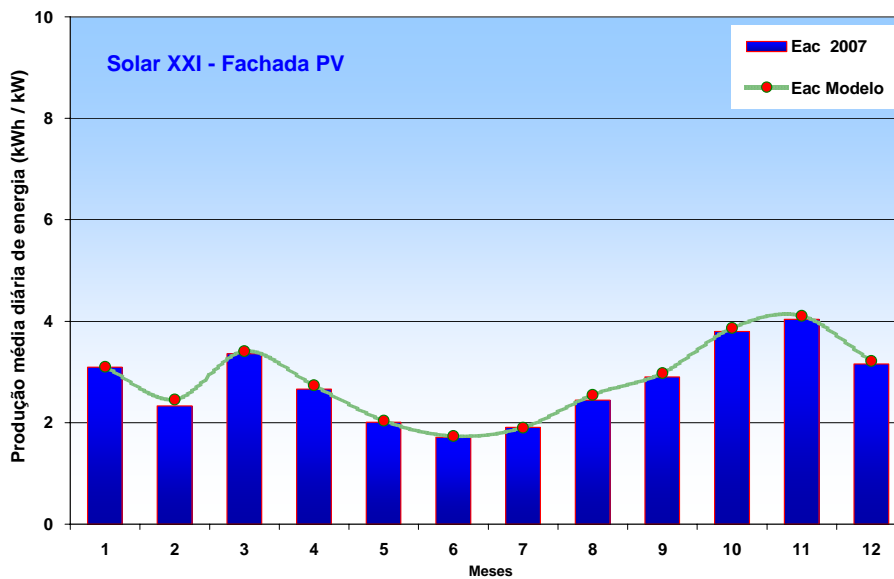


Figura 6.70. Médias mensais dos valores diários da produção da energia na Fachada em 2007, em comparação com o previsto na modelação proposta.

As médias mensais dos valores diários da produção da energia eléctrica e os resultados previstos na modelação proposta, apresentados na Figura 6.70, confirmam o esperado.

Tabela 6.13. Central da Fachada 2007, irradiação anual e índices da produtividade anual

<b>Central PV</b> $P_p = 12.16 \text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_A$ (kWh/kW)	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	$PR$
<b>2007 (Inv. IG 2)</b>	<b>1 193</b>	<b>1 053</b>	<b>1 009</b>	<b>0.85</b>
<b>Modelo</b>	<b>1 193</b>	<b>1 086</b>	<b>1 038</b>	<b>0.87</b>

Em termos de totais anuais, o inversor IG 2, da central PV da fachada, produziu **1 009 kWh** por cada **kW** de potência pico instalada, no ano de 2007, enquanto que no modelo com os mesmos valores de irradiação e temperatura ambiente, obtivemos o valor de **1 038 kWh** por cada **kW** instalado, ou seja, apenas mais **2.8 %**. Esta diferença, entre a monitorização e a modelação, ainda que aceitável, atendendo à incerteza com que habitualmente é medida a irradiação (~3 %), é devida neste caso aos sombreamentos dos módulos da fachada que afectam inevitavelmente o seu desempenho.

Podemos pois concluir que a modelação de centrais PV idênticas à da Fachada do Edifício Solar XXI, constituídas por módulos de silício multicristalino, com as alterações propostas neste capítulo, aos modelos iniciais apresentados no capítulo 5, conduz a muito bons resultados em termos de concordância com os valores medidos no ano de 2007, designadamente da tensão aos terminais dos módulos, das correntes de entrada nos inversores e da energia eléctrica entregue à rede na escalas de tempo, horária, mensal e anual.

## 6.12 Modelação proposta das centrais PV do Ed. Solar XXI para o ano de referência

Atendendo a que a principal utilização das técnicas de modelação que discutimos neste trabalho é a realização de estudos prévios do desempenho de Centrais, importa finalmente avaliar o impacto das alterações propostas à modelação inicial, utilizando como dados de entrada os valores da irradiação e temperatura ambiente, para um ano TRY em Lisboa. Vamos pois, proceder novamente à avaliação do desempenho das centrais PV instaladas no Edifício Solar XXI nestas condições.

### 6.12.1 Central PV da Fachada

Consideram-se as perdas devidas à reflectividade dos módulos de silício multicristalino no cálculo da irradiação incidente nas células e no restante, consideram-se nos modelos os parâmetros descritos no ponto 6.11 de validação do modelo de funcionamento da Central, efectuada com os valores da irradiação e temperatura ambiente medidos no ano de 2007.

Na Figura 6.71, apresentam-se as médias mensais dos valores diários da produção da energia na fachada, medidos desde 1 de Junho de 2005, em comparação com o previsto no modelo para o ano de referência.

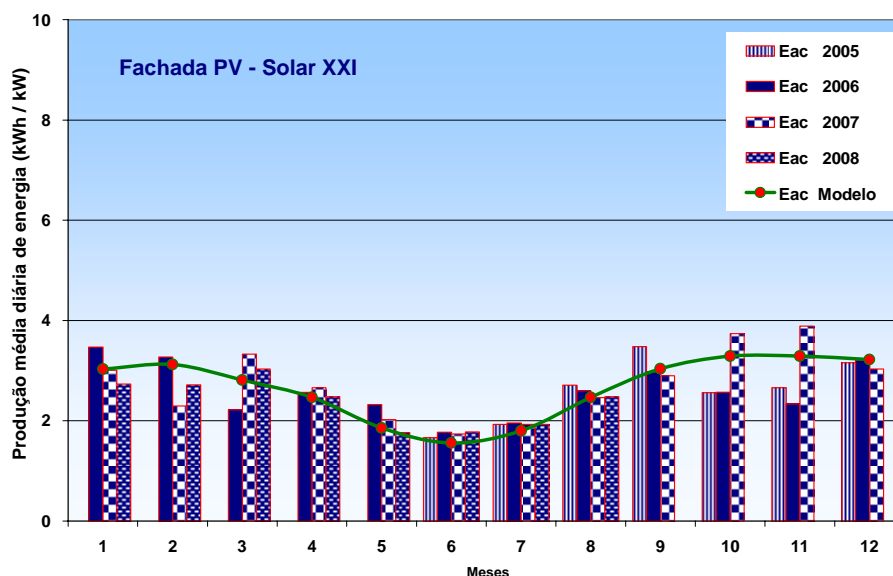


Figura 6.71. Médias mensais dos valores diários da produção da energia previstos pelo Modelo, com os valores TRY, em comparação com os valores medidos na Central PV do parque

A modelação prevê agora, na central da Fachada, uma produtividade anual, por unidade de potência pico, de **971 kWh/kW**, com um índice de desempenho médio anual  $PR$ , de **0.86**.

A Tabela 6.14, sintetiza os resultados anuais, mostrando que o valor medido da irradiação solar na fachada, foi em 2006 praticamente idêntico ao estimado para o ano de referência<sup>77</sup>, sendo 6.8 % superior em 2007. O valor medido da produtividade na fachada, foi em 2006, 2.2 % inferior ao da modelação para o ano de referência, e em 2007, 3.4 % superior.

Tabela 6.14. Central da Fachada, modelação do ano de referência versus anos de 2006 e 2007

<b>Central PV</b> $P_p = 12.16 \text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	$PR$
<b>Modelo</b>	<b>1 117</b>	<b>971</b>	<b>0.86</b>
<b>2006</b>	<b>1 118</b>	<b>950</b>	<b>0.85</b>
<b>2007</b>	<b>1 193</b>	<b>1 004</b>	<b>0.84</b>

Em consequência, obtiveram-se valores ligeiramente inferiores dos índices de desempenho  $PR$  medidos, que se devem sobretudo ao sombreamento verificado nos módulos da fachada.

Com base nos valores apresentados, relativamente ao ano de referência, podemos dizer que a produtividade verificada no ano de 2006 correspondeu provavelmente à de um ano típico, enquanto que a produtividade do ano de 2007, correspondeu à de um ano excepcional.

<sup>77</sup> Os valores apresentados de  $H_i$  correspondem aos valores que seriam medidos por uma célula de referência, ou seja, considerando as perdas angulares devidas à reflectividade dos módulos.

### 6.12.2 Central PV da cobertura PV do Parque

Vamos proceder à modelação da Central PV do Parque, utilizando como dados de entrada os valores horários para um ano de referência e comparar os respectivos resultados com os resultados obtidos na monitorização. Consideraram-se na modelação os mesmos parâmetros que na validação do modelo de funcionamento deste tipo de central, no ponto 6.10.

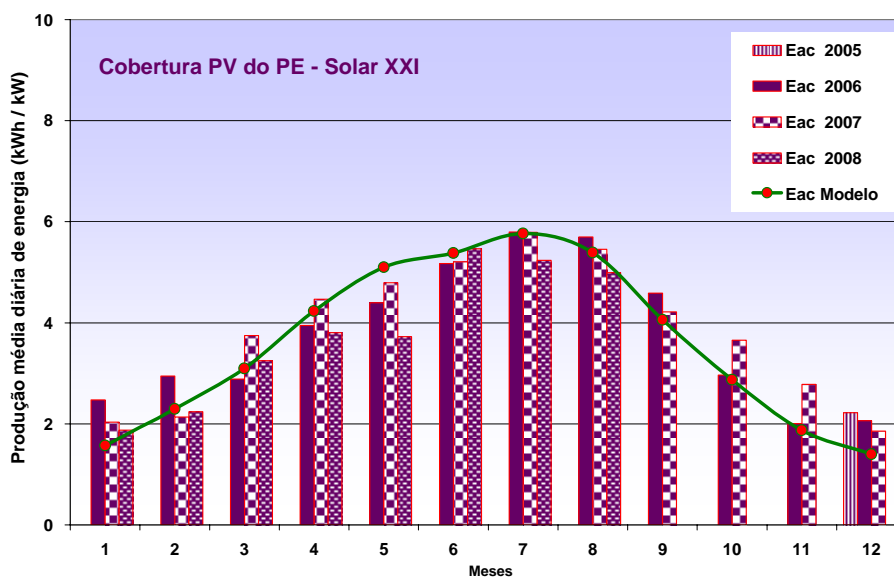


Figura 6.72. Médias mensais dos valores diários da produção da energia previstos pelo Modelo, com os valores TRY, em comparação com os valores medidos na Central PV do parque

A modelação prevê agora uma produtividade anual, por unidade de potência pico instalada, de **1 312 kWh/kW** na central do Parque, com índices de desempenho médio anual *PR*, de **0.74**.

A Tabela 6.15, resume os resultados anuais, mostrando que o valor medido da irradiação solar no parque, foi em 2006 ligeiramente superior ao do modelo para o ano de referência, 0.5 %, sendo 6.0 % superior em 2007.

Tabela 6.15. Central do Parque, modelação do ano de referência versus anos de 2006 e 2007

Central PV $P_p = 12.16 \text{ kW}$	$H_i$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$Y_{F Inv}$ (kWh/kW)	<i>PR</i>
<b>Modelo</b>	<b>1 770</b>	<b>1 312</b>	<b>0.74</b>
<b>2006</b>	<b>1 780</b>	<b>1 368</b>	<b>0.77</b>
<b>2007</b>	<b>1 877</b>	<b>1 401</b>	<b>0.75</b>

Em consequência, o valor medido da produtividade no parque, em 2006, foi 4.3 % superior ao previsto na modelação para o ano de referência, e em 2007, 6.8 % superior.

Como vimos na Figura 6.33, os módulos de silício amorfo do Parque apresentaram um decaimento do rendimento, nos dois anos de monitorização. Este decaimento do rendimento, resultou dos módulos estarem ainda num processo de estabilização das suas características por exposição à radiação solar e também da deposição de alguma sujidade na superfície vidrada do módulo que, ao afectar a sua transparência, diminui a irradiância solar disponível para conversão fotovoltaica. Destes efeitos resultou um valor mais elevado do índice de desempenho *PR*, medido em 2006<sup>78</sup>, de 0.77, relativamente ao medido em 2007, de 0.75, e ao previsto na modelação, de 0.74.

Podemos concluir que, em geral, os modelos dos diversos componentes das centrais PV implementados na modelação das tecnologias de silício multicristalino e amorfo, conduziram a muito bons resultados em comparação com os valores medidos nas centrais PV instaladas na Fachada e no Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI.

### 6.13 Trabalho futuro

A modelação proposta para os módulos de silício amorfo, com base na temperatura média dos módulos é válida para módulos que se encontrem em condições semelhantes às da central PV do Parque. A validade da modelação para módulos de silício amorfo instalados noutras locais ou montados por exemplo em Fachadas terá de ser verificada, com dados experimentais.

Uma linha de investigação a explorar para se continuar o trabalho desenvolvido é a parametrização da contribuição dos efeitos espectrais, no desempenho dos módulos de silício amorfo relativamente aos valores da recuperação do rendimento inicial pelo efeito da temperatura. Para realizar este projecto de investigação seria necessário realizar, para além da monitorização do desempenho dos módulos, medições da distribuição espectral da radiação solar a várias horas do dia e a diferentes dias ano.

Os valores medidos poderiam depois ser cruzados com os valores medidos do conteúdo em vapor de água da atmosfera, que podem ser calculados a partir das sondagens aerológicas realizadas diariamente pelo Instituto de Meteorologia.

Esta linha de investigação tem condições para ser objecto de uma candidatura ao QREN, onde para além do INETI, poderiam colaborar parceiros como por exemplo, o Instituto de Meteorologia, Grupos de Universidades que se dediquem à investigação em silício amorfo, fabricantes de módulos e empresas promotoras de centrais PV.

A nível de modelação, as metodologias apresentadas poderão ser integradas no software SOLTERM comercializado pelo INETI e que integra já, por exemplo, ferramentas que permitem gerar séries horárias de dados para anos de referência, nos vários concelhos do continente, e modelar o efeito de sombras. Consideramos que deve ser desenvolvida uma versão do programa SOLTERM, exclusiva para os sistemas fotovoltaicos, o que permitirá no futuro introduzir novas valências, que a versão actual, vocacionada para os sistemas solares térmicos, ainda não permite.

---

<sup>78</sup> Apesar da avaria do inversor PS 2 em 2006, que foi substituído por um idêntico, (7 de Maio a 21 de Maio). Caso não tivesse ocorrido a avaria, a produção anual de energia eléctrica na central do parque em 2006, seria de cerca da 1 410 kWh/kW (atendendo à produção do inversor PS 1 no mesmo período) e o valor de *PR* de ~0.79.

## 6.14 Síntese

Neste capítulo procedeu-se à comparação entre os resultados obtidos na monitorização das centrais PV do Edifício Solar XXI e os resultados dos estudos prévios de funcionamento das centrais efectuados com base na metodologia de modelação apresentada no capítulo 5.

A verificação de resultados efectuada permitiu por um lado melhorar os modelos iniciais, introduzindo na modelação expressões numéricas para modelar processos inicialmente não contemplados e por outro verificar os resultados obtidos na monitorização e detectar falhas.

Na central da Fachada verificou-se que próximo do solstício de Verão, quer os valores medidos da irradiação diária, quer da energia eléctrica produzida, eram ligeiramente inferiores aos previstos no modelo, devido aos ângulos de incidência elevados, pelo que houve a necessidade de proceder à integração na modelação do cálculo das perdas angulares, utilizando as expressões propostas por Martín e Ruiz, [48].

No Parque, a comparação entre os resultados mensais monitorizados e os valores previstos mostraram que a irradiação solar medida não estava de acordo com os valores previstos no modelo nem com a energia eléctrica produzida. Verificou-se que tal se devia a uma perda de sensibilidade na célula de referência, utilizada para medir a irradiância solar no Parque. Foi implementada uma estratégia que permitiu corrigir os valores medidos. Esta estratégia envolveu, a comparação com os valores medidos experimentalmente por células de referência de diferentes tecnologias e um piranómetro no final de Julho de 2007, e a variação da razão entre os valores da irradiância medidos na fachada e no parque, ao meio-dia solar, nos dias do período de monitorização em que os ângulos de incidência nos módulos da Fachada e do Parque eram iguais.

Os valores do rendimento medidos na Fachada estavam sensivelmente de acordo com o previsto na modelação, apresentando valores máximos nos dias mais frios de Inverno e mínimos no Verão. No caso do Parque verificou-se que, os valores máximos do rendimento dos módulos de silício amorfo medidos ocorreram nos meses de Julho enquanto que os valores mínimos ocorreram próximo do solstício de Inverno, no final de Dezembro, o que não estava de acordo com o previsto.

Para se conseguir modelar o bom desempenho dos módulos de silício amorfo no Verão, reportado também por outros autores, foi necessário integrar na modelação a variação da resistência paralelo dos módulos com a irradiância, seguindo o modelo de De Soto et al. [17], os efeitos espectrais resultantes das variações diárias e sazonais do percurso óptico na atmosfera, integrando a função  $f(AM)$  proposta por King et al., [41], e ainda de uma função que propomos, que considera a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura média dos módulos verificada no dia anterior. Esta função engloba indirectamente efeitos espectrais relacionados com o conteúdo em vapor de água na atmosfera e com a recuperação do rendimento inicial devido ao “annealing effect”.

A validação dos modelos descritos, propostos para a modelação de Centrais PV, foi efectuada utilizando na modelação como dados de entrada os valores horários da temperatura ambiente e da irradiância no plano dos módulos medidos na monitorização das centrais PV do Edifício Solar XXI em 2007.

Os resultados obtidos na modelação do funcionamento da Central PV da Fachada, constituída por módulos de silício multicristalino, e do funcionamento da Central PV do Parque,

constituída por módulos de silício amorfo, foram comparados com os valores medidos na monitorização. A concordância entre os valores médios horários do rendimento dos módulos, da tensão e da corrente de entrada nos inversores, e da energia eléctrica entregue à rede em c.a., foram excelentes, como mostrámos nos gráficos da secção 6.10 e na secção 6.11. Por consequência, a concordância entre os valores médios mensais e os valores anuais modelados e medidos, foi também excelente, com diferenças em termos de valores totais anuais de apenas mais **2.8 %** no caso da modelação da Central PV da Fachada e de apenas menos **0.6 %**, no caso da modelação Central PV do Parque.

A pequena diferença, entre a monitorização e a modelação no caso da fachada, ainda que aceitável, é devida aos sombreamentos dos módulos da fachada que penalizam ligeiramente o seu desempenho.

Apresentámos ainda neste capítulo a modelação do funcionamento das duas centrais com os valores horários da irradiância e da temperatura ambiente para um ano de referência, ou seja, dos resultados de um “estudo prévio” realizado com a modelação das centrais proposta, que comparámos com os resultados da monitorização.

Concluimos que os modelos dos diversos componentes das centrais PV implementados nas modelações efectuadas conduziram a muito bons resultados. No entanto, os resultados obtidos na modelação das centrais PV estão dependentes da qualidade dos parâmetros de entrada. É pois fundamental, para que os métodos de modelação produzam bons resultados, que os fabricantes dos diversos componentes forneçam com maior precisão as características técnicas dos equipamentos que produzem, com especial destaque para os parâmetros característicos dos módulos<sup>79</sup> e para os pontos que definem as curvas de rendimento dos inversores.

Por último, perspectivaram-se possíveis caminhos a seguir para a continuação do trabalho desenvolvido.

---

<sup>79</sup> Ao nível da normalização têm sido efectuados vários esforços no sentido de melhorar os ensaios realizados aos componentes das centrais PV. As recentes 2<sup>as</sup> edições das normas IEC 61215: 2005, [98], para ensaio de módulos de silício cristalino, e IEC 61646: 2008, [101], para ensaio de módulos de filmes finos, são um bom exemplo dos esforços desenvolvidos.



## 7. CONCLUSÕES

Em termos genéricos, a linha de rumo que procurámos seguir na fase introdutória deste trabalho foi de tentar responder às questões que habitualmente nos colocam, relacionadas com as centrais fotovoltaicas, ao nível do recurso solar existente, tecnologias disponíveis, mercado, produtividade, legislação, remuneração da energia, etc.

Assim apresentámos neste trabalho uma panorâmica geral sobre o aproveitamento fotovoltaico da energia solar na produção de energia eléctrica e os componentes das centrais PV e a sua caracterização, abordámos a conversão fotovoltaica da radiação solar, as condições de referência na comparação de dispositivos PV, os efeitos da variação da irradiância e da temperatura.

Abordámos também a temática do mercado mundial dos sistemas PV, que teve em 2007 um crescimento de cerca de 70 % face ao ano anterior e as suas perspectivas de evolução futura. Em seguida falámos do mercado em Portugal, a potência instalada, o quadro legislativo aplicável à produção de energia eléctrica, a remuneração prevista e a evolução no tempo das tarifas. Aqui mostrámos que, por exemplo, nos sistemas com menos de 3.68 kW integrados em edifícios<sup>80</sup>, é economicamente vantajoso optar pela tarifa do regime especial do D.L. 225/2007 face ao D.L. 363/2007.

Foi também apresentado sumariamente, o software que desenvolvemos, que permite calcular o valor da remuneração da energia eléctrica entregue à rede para as diversas centrais renováveis, previstas na actual legislação para o regime especial, pelo DL 225/2007.

Discutimos as questões relacionadas com *payback* energético das centrais PV e os respectivos benefícios ambientais. Mostrámos resultados de estudos que, para os valores da irradiação solar média anual em Portugal, apresentam períodos de retorno energético de cerca de **dois anos** para módulos de silício monocristalino e multicristalino, e inferiores a **um ano** para os módulos de filmes finos.

Em termos de benefícios ambientais, mostrámos também que, por exemplo, as centrais fotovoltaicas instaladas próximo dos centros de consumo, permitem evitar a emissão para a atmosfera de cerca de 833 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, por MWh de energia eléctrica entregue à rede, quando se considera que a central térmica substituída funciona a fuelóleo. Num cenário em que se considere as quotas médias de produção por tipo de central, então as centrais PV referidas permitem evitar a emissão para a atmosfera em média de cerca de 508 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, por cada MWh de energia eléctrica entregue à rede.

Apresentámos as centrais fotovoltaicas instaladas no Edifício Solar XXI, os equipamentos instalados e suas características técnicas, as configurações adoptadas e os esquemas com as respectivas ligações. Descrevemos os equipamentos utilizados na monitorização das centrais PV, a sua localização física e esquemática, as grandezas medidas e os processos implementados de tratamento dos dados registados pelos sistemas de aquisição.

---

<sup>80</sup> Num cenário que considera a taxa da inflação geral de 2.5 %, a taxa de inflação do custo da energia eléctrica de 7.5 % e a taxa de actualização de 2.5 %.

Apresentámos também os resultados da monitorização implementada em cada uma das centrais PV nos anos de 2006 e 2007.

Atendendo ao volume de dados e para melhor nos apercebermos das condições médias reais de operação das centrais PV, foram elaborados histogramas a partir dos valores médios horários calculados com os dados registados na monitorização. Analisámos em particular o ano de 2007, designadamente os valores da irradiância, da potência de saída, da temperatura dos módulos e da hora do dia, que mais contribuíram para a energia produzida anualmente.

Os resultados obtidos na monitorização das centrais PV permitiram tirar algumas conclusões importantes relativas ao seu funcionamento.

Na fachada atendendo ao tipo de montagem implementada, a temperatura dos módulos em funcionamento, definida para uma irradiância de  $800 \text{ Wm}^{-2}$  e uma temperatura ambiente de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , foi de  $\sim 56 \text{ }^\circ\text{C}$ , ou seja, cerca de  $9 \text{ }^\circ\text{C}$  acima do valor do NOCT dos módulos. Por outro lado, verificou-se que a utilização dos módulos para aquecimento do edifício no período de Inverno, com circulação do ar interior pela parte posterior dos módulos, por convecção natural, aumenta apenas em cerca de  $+2 \text{ }^\circ\text{C}$ , a temperatura dos módulos, relativamente à circulação de ar exterior.

Os resultados da monitorização mostraram também que na central PV da Fachada, constituída por módulos de silício multicristalino, com uma potência pico de  $12.16 \text{ kW}$ , a produtividade anual, em termos de energia produzida por unidade de potência pico instalada, foi de **950 kWh/kW**, em 2006, e de **1 004 kWh/kW**, em 2007. De realçar também que, apesar dos sombreamentos parciais que ocorrem nos módulos, o inversor IG 3, ligado aos módulos mais afectados pelas sombras, produziu apenas  $-1.5 \%$  que a média dos três inversores.

Na montagem da central PV da Fachada foi adoptada uma estratégia, em que os módulos com correntes de curto-circuito mais elevadas foram ligados sequencialmente aos inversores IG 3, IG 2 e IG 1. No entanto, os resultados que obtivemos na monitorização não permitiram identificar melhores índices de desempenho dos inversores pela ordem indicada, tendo-se revelado dominantes no desempenho outros factores, que condicionam a irradiância solar incidente e a temperatura dos módulos (sombreamentos, ângulo do horizonte, circulação do ar na parte posterior, ...).

Na central PV do Parque, constituída por módulos de silício amorfo, com uma potência pico de  $6.0 \text{ kW}$ , a temperatura dos módulos em funcionamento foi de  $\sim 42 \text{ }^\circ\text{C}$ , ou seja, inferior em cerca de  $3 \text{ }^\circ\text{C}$  ao valor do NOCT dos módulos, em consequência do arrefecimento convectivo provocado pelo vento. A produtividade anual medida na central PV do parque foi de **1 368 kWh/kW**, em 2006, e de **1 401 kWh/kW**, em 2007.

Foi também analisada a contribuição da energia eléctrica produzida pelas centrais PV para satisfazer o consumo de energia eléctrica no Edifício Solar XXI, entre 1 de Fevereiro de 2006 e 4 de Agosto de 2008. Neste período, a energia eléctrica produzida pelas centrais PV instaladas, contribuiu em média para satisfazer cerca de **72 %** do consumo de energia eléctrica no Edifício, com um consumo médio diário medido de **74.6 kWh**, sendo em média **23.6 kWh** produzidos pela central PV do Parque e **30.0 kWh** produzidos pela central PV da Fachada.

Apresentou-se em seguida a metodologia seguida na modelação matemática do funcionamento de Centrais PV e os modelos utilizados para cada um dos seus principais componentes. A metodologia descrita serviu de base à realização de Estudos Prévios das Centrais PV instaladas no Edifício Solar XXI, realizados logo que foi definida a respectiva configuração.

Os resultados das modelações, com base num ano meteorológico de referência TRY, previam uma produtividade anual, por unidade de potência pico instalada, de cerca de **1 015 kWh/kW** na central PV da Fachada e de **1 192 kWh/kW** na central PV do Parque, com índices de desempenho médio anual *PR*, respectivamente de **0.84** na Fachada e de **0.67** no Parque.

Como vimos, a monitorização das centrais, durante os anos de 2006 e 2007, mostrou que na Fachada as produtividades anuais medidas, são da mesma ordem do previsto, respectivamente **950 kWh/kW** e **1 004 kWh/kW**. No entanto, os valores medidos da produtividade da Central instalada no Parque foram bastante superiores ao previsto, com produtividades anuais de **1 368 kWh/kW**, em 2006, e de **1 401 kWh/kW**, em 2007. Foram investigadas as razões que contribuíram para a divergência de valores, de forma a, identificar eventuais problemas, e se possível introduzir medidas correctivas para a respectiva resolução.

Os resultados obtidos na modelação foram discutidos face aos valores medidos na monitorização das centrais, designadamente em termos de valores anuais, valores mensais, potência produzida em função da irradiância e índices de desempenho.

Na fachada verificou-se por exemplo que próximo do solstício de Verão, quer os valores medidos da irradiação diária, quer da energia eléctrica produzida, eram ligeiramente inferiores aos previstos no modelo, devido aos ângulos de incidência elevados, pelo que houve a necessidade de proceder à integração na modelação do cálculo das perdas angulares devidas à reflectividade dos módulos, utilizando expressões propostas por Martín e Ruiz, [48].

Os valores medidos da irradiação solar anual no parque foram ligeiramente acima do valor médio previsto no modelo,  $1\,770\text{ kWhm}^{-2}$ , estimado para o ano de referência, sendo superiores em 1.6 % em 2006, e em 0.6 % em 2007. No entanto, em termos de energia eléctrica produzida, o sistema no Parque produziu respectivamente mais 14.7 % em 2006 e mais 17.4 % em 2007. A comparação entre os resultados mensais monitorizados e os valores previstos mostraram que a irradiação solar medida não estava de acordo com os valores da energia eléctrica produzida. Verificou-se que tal se devia a uma perda gradual de sensibilidade da célula de referência, utilizada para medir a irradiância solar. Foi implementada uma estratégia que conforme mostramos permitiu corrigir os valores medidos.

Em termos de rendimento dos módulos, verifica-se que, como era de esperar, devido ao efeito da temperatura das células dos módulos, os valores máximos do rendimento dos módulos de silício multicristalino da fachada, ~ 14 %, ocorreram nos períodos de Inverno, no final de Janeiro, enquanto que os valores mínimos ocorreram no Verão, em meados de Julho.

Para os módulos de silício amorfo do parque, inversamente, os valores máximos do rendimento ocorreram no final de Julho de 2006, ~ 6.7 %, enquanto que os valores mínimos ocorreram próximo do solstício de Inverno, no final de Dezembro.

A análise dos resultados, mostra que o bom desempenho dos módulos de silício amorfo no Verão não pode ser explicado pela temperatura dos módulos, uma vez que os módulos têm um coeficiente de variação da potência com a temperatura negativo, tal como os módulos de silício cristalino. Autores como Nakajima et al., [58], sugerem que o bom desempenho dos módulos de silício amorfo no período de Verão se deve, não só à temperatura dos módulos, devido ao chamado “annealing effect”, mas principalmente devido às variações sazonais que afectam o percurso óptico da radiação na atmosfera, designadamente o ângulo da altura do Sol e a composição da atmosfera, em particular o seu conteúdo em vapor de água.

Para se conseguir modelar o bom desempenho dos módulos de silício amorfo no Verão, reportado também por outros autores, foi necessário integrar na modelação a variação da resistência paralelo dos módulos com a irradiância, seguindo o modelo de De Soto et al. [17], os efeitos espectrais resultantes das variações diárias e sazonais do percurso óptico na atmosfera, integrando a função  $f(AM)$  proposta por King et al., [41], e ainda de uma função que propomos, que considera a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura média dos módulos verificada no dia anterior. Esta função engloba indirectamente efeitos espectrais relacionados com o conteúdo em vapor de água na atmosfera e com a recuperação do rendimento inicial devido ao “annealing effect”.

A validação dos modelos com as alterações propostas, na modelação de Centrais PV, foi efectuada utilizando como dados de entrada os valores horários da temperatura ambiente e da irradiância no plano dos módulos, medidos na monitorização das centrais PV do Edifício Solar XXI em 2007.

Os resultados obtidos na modelação do funcionamento da Central PV da Fachada, constituída por módulos de silício multicristalino, e do funcionamento da Central PV do Parque, constituída por módulos de silício amorfo, foram comparados com os valores medidos na monitorização. A concordância entre os valores médios horários do rendimento dos módulos, da tensão e da corrente de entrada nos inversores, e da energia eléctrica entregue à rede em c.a., foram excelentes, como mostrámos.

Por consequência, a concordância entre os valores médios mensais e os valores anuais modelados e medidos, foi também excelente, com diferenças em termos de valores totais anuais de apenas mais **2.8 %** no caso da modelação da Central PV da Fachada e de apenas menos **0.6 %**, no caso da modelação Central PV do Parque. A pequena diferença, entre a monitorização e a modelação no caso da fachada, ainda que aceitável, é devida aos sombreamentos dos módulos da fachada que penalizam ligeiramente o seu desempenho.

Por último, efectuámos a modelação do funcionamento das duas centrais com os valores horários da irradiância e da temperatura ambiente para um ano meteorológico de referência. Os resultados das modelações prevêm agora uma produtividade anual, por unidade de potência pico instalada, de cerca de **971 kWh/kW** na central PV da Fachada e de **1 312 kWh/kW** na central PV do Parque, com índices de desempenho médio anual  $PR$ , respectivamente de **0.86** na Fachada e de **0.74** no Parque.

A produtividade das centrais PV depende dos valores da irradiação verificados. O valor medido da produtividade na fachada, em 2006, foi 2.2 % inferior ao obtido na modelação para o ano de referência, e em 2007, 3.4 % superior. Já o valor medido da produtividade no parque, em 2006, foi 4.3 % superior ao previsto na modelação para o ano de referência, e em 2007, 6.8 % superior.

Os valores anuais medidos do índice  $PR$  nos anos de 2006 e 2007, foram de **0.85** e **0.84**, e **0.77** e **0.75** na central do Parque, em concordância com os valores previstos na modelação.

Em geral podemos concluir que a metodologia de modelação de centrais PV com os modelos dos diversos componentes das centrais PV implementados nas modelações efectuadas conduziram a muito bons resultados.

No entanto, os resultados obtidos na modelação das centrais PV estão dependentes da qualidade dos parâmetros de entrada. É pois fundamental que os fabricantes dos diversos componentes forneçam com maior precisão as características técnicas dos equipamentos que

produzem, com especial destaque para os parâmetros característicos dos módulos e as curvas de rendimento dos inversores.

Em termos de energia eléctrica total entregue à rede pelas Centrais PV do Edifício Solar XXI, no ano de 2006, ela foi de **11 524 kWh** na fachada e de **8 211 kWh** no parque, ou seja um total anual de cerca de **19 735 kWh**. Em 2007, a energia eléctrica total entregue à rede, foi de **12 179 kWh** na fachada e de **8 407 kWh** no parque, ou seja um total anual de **20 586 kWh**.

A energia eléctrica produzida pelas centrais PV, contribuiu em média para satisfazer cerca de **72 %** do consumo de energia eléctrica no Edifício e como mostrámos, mais de **98 %** da energia eléctrica produzida, foi entregue à rede em horas de cheia e ponta do diagrama de carga nacional.

A implementação em larga escala deste tipo de centrais, em edifícios e equipamentos urbanos, pode pois contribuir para diminuir a nossa factura energética nacional associada à importação de combustíveis fósseis para produção de electricidade, para além de, ajudar a satisfazer uma parte dos consumos verificados nas horas de cheia e ponta do diagrama de carga nacional.

No entanto, para lá de 2010 em Portugal, não existem medidas conhecidas de apoio a produtores no regime especial, aplicáveis a novos projectos de centrais fotovoltaicas.

Urge alterar esta situação, que inviabiliza a apresentação de projectos, com integração de centrais PV nos novos edifícios para os mais diversos fins que se pretende actualmente construir. Tal situação, inviabiliza que se aproveitem eficientemente as áreas disponíveis nas coberturas e fachadas dos edifícios, para conversão fotovoltaica da energia solar em energia eléctrica, o que poderia ser conseguido se fosse possível desde já a sua integração logo na fase de projecto.

Aqui fica pois, o nosso testemunho, da contribuição que as centrais fotovoltaicas integradas em edifícios, ou, em equipamentos urbanos, podem dar para satisfazer a procura crescente de energia eléctrica no nosso país e no mundo, testemunho este, que representa também o nosso modesto contributo para alterar o estado das coisas.



## REFERÊNCIAS

### Artigos, livros e comunicações

- [1] Aguiar R., 1998, “CLIMED 1.2 Software”, INETI-DER, Lisboa
- [2] Aguiar R., 1998, “Dados Meteorológicos para Energias Renováveis e URE em Portugal (Projecto P-CLIMA)”, Relatório final do Projecto ALTENER XVII/4.1030/Z/98-92, INETI-DER, Lisboa
- [3] Aguiar R., Carvalho M.J., Mendes J., Costa J., Rodrigues C., Spencer S., 2006, “Solterm 5 - Software de análise de desempenho de sistemas solares compatível com o novo sistema de certificação de edifícios português”, CIES 2006, XIII Congresso Ibérico e VIII Congresso Ibero- Americano de Energia Solar, Lisboa
- [4] Aguiar R., Collares-Pereira, M., 1992, “TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation”, *Sol. Energy* 40 (3), pp. 167–174
- [5] Aguiar, R., Collares-Pereira, M., and Conde, J.P., 1988, “Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices”, *Sol. Energy* 40 (1988) (3), pp. 269–279
- [6] Aguiar, R., Viana, S., Joyce, A., 2002, “Estimativas Instantâneas do Desempenho de Sistemas Solares PV para Portugal Continental”, XI Congresso Ibérico e VI congresso Ibero-Americano de energia solar, Vilamoura
- [7] Alonso M., Chenlo F., 2004, Choosing the right inverter, *Renewable Energy World*, March-April
- [8] Alonso M., Chenlo F., Vela N., Camberlain J., Arroyo R., Martinez F., 2005, “Toledo PV Plant 1 MWp – 10 years of Operation”, *Proceedings of 20th EU PVSE Conference*, 6-10 June, Barcelona
- [9] Alsema, E., De Wild, Fthenakis, V., 2006, “Environmental Impacts of PV Electricity Generation - A Critical Comparison of Energy Supply Option”, 21st European PV Energy Conference, Dresden 2006
- [10] Bradfor, T., Maycock, P., 2007, “PV Market Update - demand grows quickly and supply races to catch up”, *Renewable Energy World*, July/August 2007, Vol.10, nº 4
- [11] BRE, EA Technology, Halcrow Group, SunDog, 2006, “Energy Photovoltaics in Buildings – Guide to the installation of PV systems”, 2<sup>nd</sup> Edition, 2006 (DTI/Pub URN 06/1972)
- [12] Bunea, G.E., Wilson, K.E., Midbrain, Y., Campbell, M.P. and De Custer, D.M., 2006, “Low Light Performance of Mono-Crystalline Silicon Solar Cells”, *IEEE* 2006
- [13] Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente, “Estudo sobre o Sector Eléctrico e o Ambiente - Relatório Síntese”, DCEA/FCT/UNL
- [14] CIEMAT, Serie Ponencias, 2004, “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica”, Editorial CIEMAT, Madrid
- [15] Crommelynck D., Fiche A., LEE III R.B. and Romero J., 1995, "First realisation of the space absolute radiometric reference (SARR) during the ATLAS 2 flight period", *Advances in Space Research*, Vol. 16, nº 8, pp(8)17-(8)23

- [16] Daube, C., 2008, “Aspects of Cost Reduction with Large Area Production of a-Si Based Thin Film Modules”, Proceedings of the 3rd International Workshop Thin Films in the Photovoltaic Industry, EC JRC/IES Ispra, 22/23 November 2007, Editor: Waldau, A.J., EC JRC/IES, Ispra, Italy
- [17] De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A., 2006, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, Solar Energy 80 (2006), pp 78–88
- [18] Degner, T., Ries, M., 2004, “Evaluation of long term performance measurements of PV modules with different technologies”, Proceedings of 19th EU PVSE Conference, 7-11 June, Paris, France
- [19] DGGE, 2007, “Energias Renováveis em Portugal”, publicação DGGE, Outubro de 2007
- [20] Duffie, J.A., and Beckman, W.A., 2006, “Solar Engineering of Thermal Processes” (3rd ed.), John Wiley & Sons Inc., New York (2006).
- [21] EPIA, 2007, “Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020”, Solar Generation IV – 2007, report by The European Photovoltaic Industry Association and Greenpeace
- [22] EPIA, February 2008, “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2012: Facing a sunny future”, report by The European Photovoltaic Industry Association
- [23] ESRA, 1998, “European Solar Radiation Atlas”, K. Scharmer e J. Greif (Eds.), JOULE II Project, DG XVII, CD e Manual, École des Mines de Paris, Paris.
- [24] Fanney, A.H., Davis, M.W., Dougherty, B.P., King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., 2006, “Comparison of Photovoltaic Module Performance Measurements” 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, pp.1113-1116
- [25] Fröhlich, C., 2006, “Solar Irradiance Variability Since 1978 Revision Of The PMOD Composite during Solar Cycle 21”, Space Science Reviews, 125, 53
- [26] Green, M. A., et al, 2008, “Solar Cell Efficiency Tables (Version 31)”, Prog. Photovolt: Res. Appl.; 16:61–67
- [27] Haeberlin, H., Borgia, L., Kaempfer, M., and Zwahlen, U., 2006, “New tests at grid-connected PV inverters: Overview over test results and measured values of the total efficiency  $\eta_{tot}$ ”, in 21nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, Sept. 2006
- [28] Herrmann, W., 2007, “Preconditioning, Measurements and Testing of Thin Film Modules”, Workshop Proceedings of the “2nd International Workshop Thin Films in the Photovoltaic Industry”, 9/10 November 2006, JRC/IES, Ispra, Italy
- [29] Hille, G., Roth, W., Schmidt, H., 1995, “Course book for the seminar “Photovoltaic Systems””, Comett project SUNRISE, Fraunhofer Institut (FhG-ISE), Freiburg
- [30] Hirshman, W.P., Hering, G., Schmela, M., March 2008, “Worldwide market survey - cell & module production 2007: The Q factor, Sharp and the market”, Photon International
- [31] Hoffmann, W., 2004, “A Vision for PV Technology up to 2030 and beyond - An industry view”, RWE SCHOTT Solar GmbH, President of EPIA, Brussels
- [32] Huld, T., Šuri, M., Dunlop, D., 2008, “Comparison of Potential Solar Electricity Output from Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe”, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2008; 16:47–59
- [33] IEA, 2007, “World Energy Outlook 2007”, International Energy Agency
- [34] IEA-PVPS T1, 2007 “Trends in Photovoltaic Applications”, IEA-PVPS T1-16:2007
- [35] IM, 2005, “Acompanhamento da Situação de Seca Meteorológica”, Janeiro de 2005, Lisboa

- [36] Imamura, M.S., Helm, P. e Palz, W., 1992, “Photovoltaic System Technology: European Handbook”, Commission of the European Communities, Luxembourg
- [37] INETI, 2007, SolTerm 5 - Análise de desempenho de sistemas solares térmicos e fotovoltaicos, INETI – Departamento de Energias Renováveis, Lisboa
- [38] Instituto da Água, DGEG, REN, 2007, “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) Memória”, Estudo elaborado pelas empresas Coba e Procel para a REN, com a participação de técnicos do Instituto da Água, DGEG e REN, Novembro 2007, Lisboa
- [39] IPCC, 1995, “Second Assessment Report - Climate Change 1995, Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, known as “SAR” and used for reporting under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) <http://www.ipcc.ch/ipccreports/assessments-reports.htm>
- [40] Joyce, A., Rodrigues, C., Manso, R., 2001, “Modelling a PV System”, Renewable Energy 22, 275-280, Pergamon, Australia
- [41] King D. L., Kratochvil, J. A., Boyson W. E., 1997, “Measuring Solar Spectral and Angle of Incidence Effects on Photovoltaic Modules and Solar Irradiance Sensors” 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, California, pp.1113-1116
- [42] Kneizys, F.X. et al., 1980, "Atmospheric Transmittance/Radiance Computer Code LOWTRAN 5," Air Force Geophysics Laboratory, Environmental Research Paper 697, Massachusetts
- [43] Kurtz, S., 2008 “Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry”, Technical Report NREL/TP-520-43208, July 2008
- [44] Little, R.G., 2008, “Success in Solar Manufacturing – challenges and opportunities”, Renewable Energy World, volume 11, nº 3, May-June 2008
- [45] Lorenzo, E., Araújo, G.L., Cuevas, A., Egido, M., Minano, J., Zilles, R., 1994, “Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems”, PROGNSA, 1994
- [46] Marion, B., 2002, “A method for modelling the current–voltage curve of a 623 PV module for outdoor conditions”, Prog. Photovol: Res. Appl. 10, 624 205–214
- [47] Markvart, T., 1994, “Solar Electricity”, John Wiley & Sons, West Sussex, England.
- [48] Martín, N., Ruiz, J.M. 2002, “A new model for PV modules angular losses under field conditions”, International Journal of Solar Energy 2002; 22(1): 19–31
- [49] Martín, N., Ruiz, J.M. 2001, “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model”, Solar Energy Mat. and Solar Cells; 70: 25–38
- [50] Maycock P., 2007, “Boomer”, PVNews, July 2007
- [51] MEI, 2007, “Energia e Alterações Climáticas – mais investimento melhor ambiente”, Ministério da Economia e Inovação, Lisboa
- [52] Meier, J., 2007, “Introduction to Oerlikon Solar”, Proceedings of the “2nd International Workshop Thin Films in the Photovoltaic Industry”, 9/10 November 2006, EC JRC/IES, Ispra, Italy
- [53] Mermoud, A., 2007, “PVSYST4.0 - Software Manual”, University of Geneva
- [54] Meteonorm, 2008, “Global Radiation Map of World”, web page, [http://www.meteonorm.com/media/maps\\_online](http://www.meteonorm.com/media/maps_online)
- [55] Miguel, A., Bilbao, J., 2005, “Test reference year generation from meteorological and simulated solar radiation data”, Solar Energy 78, (6), (2005), pp. 695-703

- [56] Muneer, T., 1990, “Solar radiation model for Europe”, *Building Services Engineering Research and Technology* 11 4 (1990), pp. 153–163
- [57] Muneer, T., 1997, “Solar radiation and daylight models for the energy efficient design of buildings”, Architectural Press, Oxford
- [58] Nakajima, A., Ichikawa, M., Kondo, M., Yamamoto, K., Yamagishi, H., Tawada, Y., 2004, “Spectral Effects of a Single-Junction Amorphous Silicon Solar Cell on Outdoor Performance”, *Japanese Journal of Applied Physics*, Vol. 43, Issue 5A, pp. 2425-2431
- [59] Narvarte, L., Lorenzo, E., 2008, “Tracking and Ground Cover Ratio”, *Prog. Photovoltaic Res. Appl.* 2008, 16:703–714
- [60] Negro, E., 1994, “PVDIM: PC Program for PV Simulation and Sizing”, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1707-1710, Amsterdam
- [61] NOAA's National Geophysical Data Center (NGDC), 2008, “Total Solar Irradiance”, web page, <http://www.ngdc.noaa.gov/stp/SOLAR/IRRADIANCE/irrad.html>
- [62] Nunes J., Quadrado R., Castro R., Viana S., Rodrigues C. and Joyce A., 2004, “Simulation of Different Bus Configurations in a PV or Hybrid Micro Grid”, *Proceedings of 19th EU PVSE Conference*, 7-11 June, Paris, France.
- [63] O'Regan, B. and Grätzel, M., 1991, “A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO<sub>2</sub> films”, *Nature* **353** (1991), pp. 737–740.
- [64] Page, J.K., 1986, “Prediction of Solar Radiation on Inclined Surfaces”, *Solar Energy R&D in the European Community, Series F, Volume 3, Solar Radiation Data*, Commission of the European Communities, Brussels and Luxembourg.
- [65] PV Platform - Working Group 3, 2007, “A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology”, European Communities, Belgium.
- [66] REE, 2008, “El Sistema Eléctrico Español en el 2007”, Red Eléctrica de España, Madrid, [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [67] REN, 2007, “Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro 2006”, Rede Eléctrica Nacional, Maio de 2007, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [68] REN, 2008, “Dados Técnicos Electricidade - Valores provisórios de 2007”, Rede Eléctrica Nacional, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [69] REN, 2008, “Informação mensal do Sistema electroprodutor – Dezembro 2007”, Rede Eléctrica Nacional, Janeiro 2008, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [70] REN, 2008, “Informação mensal do Sistema electroprodutor – Junho 2008”, Rede Eléctrica Nacional, Julho 2008, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [71] REN, 2008, “Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro 2007”, Rede Eléctrica Nacional, Março 2008, [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [72] Rodrigues, C., 1997, “Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos”, dissertação para a obtenção do grau de mestre em Eng. Mecânica, Instituto Superior Técnico, Lisboa
- [73] Schmid et al, 1992, “Results of the Concerted Action on Power Conditioning and control”, XI EPVC Montreux, Suíça
- [74] Schroder, D. K., 1998, “Semiconductor Material and Device Characterization”, 2<sup>nd</sup> Edition, John Wiley & Sons Inc., New York.
- [75] Serie Ponencias, 2004, “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energia Solar Fotovoltaica”, Editorial CIEMAT, Madrid

- [76] SOHO (ESA & NASA), 2008, “SOHO the Solar & Heliospheric Observatory”, “SOHO” is an ESA/NASA project of international cooperation to study the Sun, <http://soho.esac.esa.int/classroom/classroom.html>
- [77] SOHO (ESA & NASA), 2008, “SOHO/EIT - SOHO the Solar & Heliospheric Observatory”, “SOHO” is an ESA/NASA project of international cooperation to study the Sun, <http://sohowww.nascom.nasa.gov/gallery/images/eitcolor5.html>
- [78] SORCE, Solar Radiation and Climate Experiment, 2008, web page, “Data available from the instruments onboard the SORCE satellite (SIM, SOLSTICE, TIM, and XPS)”, Laboratory for Atmospheric and Space Physics (LASP) at the University of Colorado (CU), <http://lasp.colorado.edu/sorce/index.htm>
- [79] Spencer, J.W., 1971, “Fourier Series Representation of the Position of the Sun”, *Search* **2** (5), 172
- [80] Staebler D. L., Wronski, C. R., 1977, *Appl. Phys. Lett.* 31, 292
- [81] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007, “Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries”, *Solar Energy*, 81, 1295–1305, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [82] Valentini, M., Raducu, A., Sera, D., and Teodorescu R., 2008, "PV Inverter Test Setup for European Efficiency, Static and Dynamic MPPT Efficiency Evaluation”, 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment OPTIM 2008, pp. 433-438
- [83] Wenham, S.R., Green, M.A., Watt, M.E., 1992, “Applied Photovoltaics”, Kensington, Australia.
- [84] Wikipedia.org, 2008, “A PN junction in thermal equilibrium with zero bias voltage applied”, <http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Pn-junction-equilibrium-graphs.png>

## Documentos Normativos

- [85] EN 50438: 2007, “Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks”
- [86] IEC 60364-7-712: 2002, Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- [87] IEC 60891:1987, Amendment 1:1992, “Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) devices”
- [88] IEC 60904-1: 2006, “Photovoltaic devices – Part 1: Measurements of photovoltaic current voltage characteristics”
- [89] IEC 60904-2: 2007, “Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar cells”
- [90] IEC 60904-3: 2008, “Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data”
- [91] IEC 60904-5: 1993, “Photovoltaic devices – Part 5: Determination of equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method”

- [92] IEC 60904-6: 1994, “Photovoltaic devices – Part 6: Requirements for reference solar modules”
- [93] IEC 60904-7: 1998, “Photovoltaic devices – Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device”
- [94] IEC 60904-8: 1998, “Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device”
- [95] IEC 60904-9: 1995, “Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements”
- [96] IEC 60904-10: 1998, “Photovoltaic devices – Part 10: Methods for linearity measurements”
- [97] IEC 61215: 1993, “Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”, 1<sup>st</sup> Edition
- [98] IEC 61215: 2005, “Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”, 2<sup>nd</sup> Edition
- [99] IEC 61345: 1998, “UV test for photovoltaic (PV) modules”
- [100] IEC 61646: 1996, “Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval”, 1<sup>st</sup> Edition
- [101] IEC 61646: 2008, “Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval”, 2<sup>nd</sup> Edition
- [102] IEC 61683: 1999, “Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency”
- [103] IEC 61701: 1995, “Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules”
- [104] IEC 61724, 1998, “Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis”
- [105] IEC 61727, 2004, “Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface”
- [106] IEC 61829: 1995, “Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics”
- [107] IEC/TS 61836: 2007, “Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols”
- [108] “SI Brochure”, 8th edition, 2006, “Bureau International des Poids et Mesures”, disponível em versão electrónica no site [www.bipm.org/en/si/si\\_brochure](http://www.bipm.org/en/si/si_brochure)

# ***ANEXO I – PUBLICAÇÕES E OUTROS DOCUMENTOS***

*com a participação do autor entre  
Agosto 2000-Julho 2008*

- 1. Publicações**
- 2. Relatórios técnicos**



## Publicações

- Joyce, A., **Rodrigues C.**, Manso R., “Modelling a PV System”, *Renewable Energy* 22, 275-280, Pergamon, 2001.
- Joyce, A., Loureiro, D., **Rodrigues, C.**, Castro, S., “Small Reverse Osmosis Units using PV Systems for Water Purification in rural places”, *Desalination*, Volume 137, Tomo 1-3, Maio de 2001, págs. 39-44, , 2001
- R. Schwarz, P. Sanguino, T. Braz, S. Koynov, M. Fernandes, A. Maçarico, M. Vieira, A. Joyce, **C. Rodrigues**, and M. Collares-Pereira, “Material and Device Characterization of Microcrystalline Si Solar Cells Under a 4-Year Outdoor Test”, *PV in Europe - From PV Technology to Energy Solutions Conference and Exhibition*, Rome, 2002
- Vallvé, X., Vosseler, I., Cisneros, E.J., Serrasolses, J., Vázquez, M., Joyce, A., **Rodrigues, C.**, Mitjà, A., Torra, C., Izquierdo, S., Peters, C. “Experiencias y primeros resultados de la electrificación de núcleos rurales en España con Micro-redes eléctricas con Generación Solar híbrida (MGS)”, [CD], XI Congresso Ibérico e VI congresso Ibero-americano de energia solar, Vilamoura, 2002.
- A. Mitjà, C. Torra, S. Izquierdo, C. Peters, X. Vallvé, G. Gafas, I. Vosseler, A. Joyce, **C. Rodrigues**, V. Bleuca, A. Fabre, D. Sauer, S. Will, M. Vázquez, R.G. Muruais “Micro-Redes Eléctricas Con Generación Solar Híbrida – MGS”, XI Congresso Ibérico e VI congresso Ibero-americano de Energia Solar de Vilamoura, 2002.
- Joyce, A., Viana, S., **Rodrigues, C.**, Brucks, W., Mosler, H.J., “Modelação técnico-social de um sistema fotovoltaico autónomo para múltiplos utilizadores”, [CD], XI Congresso Ibérico e VI congresso Ibero-americano de energia solar, Vilamoura, 2002.
- A. Joyce, **C. Rodrigues**, S. Viana, W. Brucks, H.J. Mosler, “Technical and Social Simulation of a PV Micro Grid”, 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, 2003
- **Rodrigues C.**, Joyce, A., “Sistemas Híbridos na Electrificação Rural com Micro-Redes – Principais tipologias e dimensionamento”, *Revista de Energias Renováveis & Ambiente*, nº 53, Sociedade Portuguesa de Energia Solar, Lisboa, 2003
- A. Mitjà, C. Torra, D. Satué, C. Peters, X. Vallvé, I. Vosseler, **C. Rodrigues** e António Joyce, Brochura “MGS – A alternativa sustentável para a electrificação rural”, Edição: ICAEN e INETI, projecto Europeu, NNE5/1999/483, 2003.
- Perujo, R. Kaiser, D.-U. Sauer, H. Wenzl, I. Baring-Gould, N. Wilmot, F. Mattera, P. Lundsager, V. Svoboda, F. Nieuwenhout, A.J. Ruddell, S. Tselepis, **C. Rodrigues**, “Standard Evaluation of Renewable Energy Systems”, Joint conference of 13th PV Science and Engineering conference, 30th IEEE PV Specialists conference and 18th European PV Solar Energy Conference in Osaka, May 11 – 18, 2003
- Sauer, D. U., Kaiser, R., Wenzl H., Baring-Gould I., Wilmot N., Mattera F., Tselepis S., Nieuwenhout F., **Rodrigues C.**, Perujo A., Ruddell A., Lundsager P., and Svoboda V., *Data monitoring and evaluation of renewable energy systems, in particular energy storage*

*systems, and definition of categories of similar use* IEE Powertech 2003 in Bologna, Italy, 23 – 26, June 2003

- R. Kaiser, H. Wenzl, I. Baring-Gould, N. Wilmot, F. Mattera, S. Tselepis, F. Nieuwenhout, **C. Rodrigues**, A. Perujo, A.J. Ruddell, P. Lundsager, H. Bindner, V. Svoboda; Components in renewable energy systems with similar operating conditions - categories of similar usage of lead acid batteries, Proc. STORE conference, Aix-en-Provence, France, 20-21, Oct 2003
- R. Kaiser, H. Wenzl, I. Baring-Gould, N. Wilmot, F. Mattera, S. Tselepis, F. Nieuwenhout, **C. Rodrigues**, A. Perujo, A.J. Ruddell, P. Lundsager, H. Bindner, V. Svoboda; Development of battery lifetime models for energy storage systems in renewable energy systems, Proc. STORE conference, Aix-en-Provence, France, 20-21, Oct 2003
- V. Svoboda, R. Kaiser, H. Wenzl, I. Baring-Gould, N. Wilmot, F. Mattera, A. Jossen, S. Tselepis, F. Nieuwenhout, N. van der Borg, **C. Rodrigues**, A. Perujo, A.J. Ruddell, P. Lundsager, H. Bindner, Classification of off grid renewable energy systems with similar conditions based on battery use profiles, 8th World Renewable Energy Congress WREC, Denver, USA, 29 Aug – 3, Sep 2004
- R. Kaiser, H. Wenzl, I. Baring-Gould, N. Wilmot, F. Mattera, F. Nieuwenhout, N. van der Borg, S. Tselepis, **C. Rodrigues**, A. Perujo, A.J. Ruddell, P. Lundsager, H. Bindner, V. Svoboda, Development of a web based smart design tool to assist in the development of remote area power systems using renewable technology, 8th World Renewable Energy Congress WREC, Denver, USA, 29 Aug – 3, Sep 2004
- H. Wenzl, I. Baring-Gould, H. Bindner, G. Bopp, N. van der Borg, K. Douglas, A. Jossen, R. Kaiser, P. Lundsager, J. Manwell, F. Mattera, F. Nieuwenhout, P. Norgaard, A. Perujo, **C. Rodrigues**, A.J. Ruddell, D.U. Sauer, V. Svoboda, S. Tselepis, N. Wilmot, Which battery is best? Selecting the technically most suitable and economically best battery for a renewable energy system – approach, results, outlook . Solar 2004, 42nd Annual Conference, Perth, Australia, Dec 2004
- C. Mesquita, J. Almeida, R. Castro, S. Viana, **C. Rodrigues**, A. Joyce, “Sistemas Híbridos Fotovoltaico / Eólico para Electrificação de Micro-Redes”, ENER’04, Simpósio sobre Energias Renováveis em Portugal, Figueira da Foz, 2004
- Nunes J., Quadrado R., Castro R., Viana S., **Rodrigues C.**, Joyce A, “Simulation of Different Bus Configurations in a PV or Hybrid Micro Grid”, Proceedings of 19th EU PVSE Conference, 7-11 June, Paris, 2004
- Baring-Gould, E.I.; Wenzl, H.; Kaiser, R.; Wilmot, N.; Mattera, F.; Tselepis, S.; Nieuwenhout, F.; **Rodrigues, C.**; Perujo, A.; Ruddell, A.; Lindsager, P.; Bindner, H.; Cronin, T.; Svoboda, V.; Manwell, J., “Detailed Evaluation of Renewable Energy Power System Operation: A Summary of the European Union Hybrid Power System Component Benchmarking Project”, Conference WINDPOWER 2005, Denver, Colorado, 2005
- V. Svoboda, H. Wenzl, R. Kaiser, A. Jossen, I. Baring-Gould, J. Manwell, P. Lundsager, H. Bindner, T. Cronin, P. Nørgård, A. Ruddell, A. Perujo, K. Douglas, **C. Rodrigues**, A. Joyce, S. Tselepis, N. Borg, F. Nieuwenhout, N. Wilmot, F. Mattera, D. Uwe Sauer, “Operating Conditions of Batteries in Off-Grid Renewable Energy Systems”, Solar Energy Journal, 2006

- **C. Rodrigues**, S. Viana, A. Silva, A. Joyce, H. Gonçalves, “Os Sistemas Fotovoltaicos no Edifício Solar XXI – Resultados”, CIES 2006 – XIII Congresso Ibérico e VIII Congresso Ibero-Americano de Energia Solar, Lisboa, 2006
- S. Viana, **C. Rodrigues**, A. Joyce, “Simulação de uma micro-rede alimentada por um sistema PV híbrido”, CIES 2006 – XIII Congresso Ibérico e VIII Congresso Ibero-Americano de Energia Solar, Lisboa, 2006

## Relatórios técnicos

- “Estudo Prévio de Avaliação do Recurso Solar e Produtibilidade da Central Fotovoltaica de Mato da Cruz (1MWp)”, para a MVV Energie , INETI 2004;
- “Serviços de Consultadoria Técnica “Due Dilligence” para a Central Solar Fotovoltaica de Moura (64MWp)”, para a AMPER Central Solar, S.A., INETI 2005;
- “How to Interpret Graphs and Diagrams in the Standard Evaluation Report (SER)”, Projecto Benchmarking (Deliverable 1.2b, Project ENK6-CT2001-80576), 2005;
- “Estudo Prévio de Avaliação da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica, nas Instalações da LIPOR em Baguim do Monte”, para a MAGNETIC FIELDS, INETI 2005;
- “Estudo Prévio de Avaliação da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica na Fachada do Edifício Solar XXI”, Relatório Interno, INETI 2005;
- C. Rodrigues, J. M. Graça, P. Horta, J. F. Mendes, “Estudo de Potencial de Aplicação de Sistemas Passivos e/ou Activos para aproveitamento de Energias Endógenas de Carácter Renovável”, para a LANIDOR, SA, INETI 2006
- “Estudo Prévio de Avaliação da Utilização da Energia Solar Fotovoltaica no Aterro Sanitário do Planalto Beirão, Concelho de Tondela”, para a MVV Energie, INETI 2007.
- “Avaliação do Recurso Solar e Produtibilidade de uma Central Solar Fotovoltaica a instalar no Parque de Estacionamento P1 do Aeroporto de Faro”, para a Emparque, INETI 2008.
- “Serviços de Consultadoria Técnica “Technical Due Diligence”, relativo a fábrica de células solares fotovoltaicas a instalar em Portugal”, para a Itarion Solar, INETI 2008



# ***ANEXO II - REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA***

***(no Regime Especial <sup>81</sup>)***

***Software elaborado em MS Excel***

- 1. Folha de Entrada**
- 2. Folha de Apresentação de Cálculos**
- 3. Folha Auxiliar**
- 4. Folha de Ajuda**

---


<sup>81</sup> DL 168/1999 de 18 de Maio, com as alterações introduzidas pelos DL 339-C/2001 de 28 de Dezembro, DL 33-A/2005 de 16 de Fevereiro com a Declaração de Rectificação nº 29/2005 de 15 de Abril e DL 225/2007 de 31 de Maio com a Declaração de Rectificação nº 71/2007 de 24 de Julho de 2007







## Folha de Apresentação de Cálculos

TARIFAS DE VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA NAS CENTRAIS RENOVÁVEIS *						
POTdec =	12.0 kW	Potência de referência declarada	12.0	Potência de injeção (kW) = Potência de referência (kW)		
NDMm =	30	Número de dias do mês m				
ECR <sub>pc,m</sub> =	967 kWh	Energia produzida nas horas de ponta e cheia, no mês m		Entre as 8:00 e as 22:00h (na hora de Inverno)		
ECR <sub>v,m</sub> =	20 kWh	Energia produzida nas horas de vazio, no mês m				
ECR <sub>m</sub> =	986 kWh	Energia total produzida, no mês m				
NHPref,m =	82 h	Horas de funcionamento à potência de referência				
POTmed,m =	1.370 kW	Potência média disponibilizada no mês m	0.98	Factor de potência (no cálculo da Potência de injeção atribuída (kW), a partir da Potência aparente (kVA), DL 225/2007).		
<b>1. Coeficiente facultativo - KMH<sub>Om</sub></b>						
KMH <sub>Opc</sub> =	1.250	Modulação de horas de cheia e de ponta:	1.15 para centrais hídricas, 1.25 para outras centrais			
KMH <sub>Ov</sub> =	0.650	Modulação de horas de vazio:	0.80 para centrais hídricas, 0.65 para outras centrais			
KMH <sub>Om</sub> =	1.238	Atenção!... É escolhido o coeficiente mais vantajoso.				
<b>2. Parcela fixa - PF(VRD)<sub>m</sub></b>						
PF(U) <sub>ref</sub> =	5.440 EUR/kW/mês	Valor unitário de referência para os custos de investimento evitados			antes	5.437
COEF <sub>pot,m</sub> =	0.143	Coefficiente de contribuição para a garantia de potência				
POTmed,m =	1.370 kW	Potência média disponibilizada no mês m				
PF(VRD) <sub>m</sub> =	1.063 EUR/Mês					
<b>3. Parcela variável - PV(VRD)<sub>m</sub></b>						
PV(U) <sub>ref</sub> =	0.036 EUR/kWh	Valor unitário de referência para os custos de O&M evitados			antes	0.025
PV(VRD) <sub>m</sub> =	35.507 EUR/Mês					
<b>4. Parcela ambiental - PA(VRD)<sub>m</sub></b>						
ECE(U) <sub>ref</sub> =	0.020 EUR/kg	Custo unitário de referência para as emissões de CO2 evitadas:			antes	0.075
CCR <sub>ref</sub> =	0.370 kg/kWh	Montante unitário das emissões de CO2 da central de referência				
PA(VRD) <sub>m</sub> =	7.299 EUR/mês					
<b>5. Coeficiente Z</b>						
<b>Solar Fotovoltaica - Microgeração em Edifícios</b>		<b>Tipo de central:</b>	<b>DL 225/2007</b>	<b>Z</b>	<b>Limite GWh/MW</b>	<b>Período anos</b>
		- Centrais Eólicas:		4.6	33.0	15
		- Centrais Hídricas:		4.5	52.0	20
	30000	( /MW adicional)	-0.075		52.0	20
		- Centrais Fotovoltaicas :				
					P <sub>p</sub> ≤ 5 kW	52.0
					P <sub>p</sub> > 5 kW	35.0
		- Centrais Solares Termoelétricas				29.3
		(Portaria 15 a 20)				15.0
		- Centrais Fotovoltaicas de Microgeração				55.0
	40.00				5 < P <sub>p</sub> ≤ 150 kW	40.0
		- Biomassa florestal residual				8.2
		- Biomassa animal				7.5
		- Centrais Biogás de RSU, ETAR, ...	3.8			9.2
		- Centrais Gás de Aterro	3.8			7.5
		- Queima Resíduos Sólidos Urbanos indiferenciados				1.0
		- Queima combustíveis derivados				3.8
	4000	- Centrais Energia das Ondas:				28.4
		(Portaria 16 a 22) Demonstração			P ≤ 4MW	16.0
		(Portaria 8 a 16) Pré-Comercial			P ≤ 20MW	8.0
		(Portaria 6 a 10) Comercial				6.0
		- Outros recursos renováveis				4.6
						1.0
Z =	40.00					12
<b>6. Índice de Preço no Consumidor</b>						
				Sem habit. no Continente		
				IPC (base 2002)		
IPC <sub>ref</sub> =	115.50	IPC referente ao mês anterior ao do início de fornecimento de electricidade			102.0	Dez-2002
IPC <sub>m-1</sub> =	115.50	IPC referente ao mês m-1 (Base 2002)			107.0	Dez-2004
					112.5	Dez-2006
					115.5	Dez-2007
COEF(IPC) =	1.000					
<b>7. Perdas evitadas nas redes de T&amp;D</b>						
LEV =	0.035	Perdas evitadas nas redes de transmissão e distribuição	0.035 para centrais P < 5MW, 0.015 para outras centrais			
COEF(T&D) =	1.036					
<b>REMUNERAÇÃO MENSAL</b>						
Tarifa aplicável a uma Central Solar Fotovoltaica - Microgeração em Edifícios						
VRD <sub>m</sub> =	349.47 EUR 70 061.40 PTE		0.354 EUR/kWh 71.03 PTE/kWh	Produção :	986 kWh	
*DL 168/1999 de 18 de Maio, com as alterações introduzidas pelos DL 339-C/2001 de 28 de Dezembro, DL 33-A/2005 de 16 de Fevereiro com a Declaração de Rectificação nº 29/2005 de 15 de Abril e DL 225/2007 de 31 de Maio com a Declaração de Rectificação nº 71/2007 de 24 de Julho.						
				Departamento de Energias Renováveis 2008-08-05 11:31		

## Folha Auxiliar

	Menu Tipo de Central	Valores Guardados		
		POTdec	EnerAnual/POTdec	Echeia/Etotal
		kW	kWh/kW	%
0	Solar Fotovoltaica	10.0	1 557	98.0%
1	Solar Fotovoltaica - Microgeração em Edifícios	12.0	1 000	98.0%
2	Solar Termoeléctrica	5 000.0	2 371	58.3%
3	Eólica	1 000.0	2 371	58.3%
4	Hídrica	1 000.0	2 810	80.0%
5	Combustão de Biomassa Florestal	500.0	4 340	100.0%
6	Combustão de Biomassa Animal	50.0	4 340	100.0%
7	Combustão de Biogás de RSU's e de ETAR's	50.0	4 340	100.0%
8	Combustão de Biogás - Gás de Aterro	50.0	4 340	100.0%
9	Queima de RSU Indiferenciados	500.0	4 340	100.0%
10	Queima combustíveis derivados de RSU	50.0	4 340	100.0%
11	Energia das Ondas - Demonstração	1 000.0	1 750	58.3%
12	Energia das Ondas - Pré-Comerciais	1 000.0	1 750	58.3%
13	Energia das Ondas - Comerciais	1 000.0	1 750	58.3%
14	Outros Recursos Renováveis	50.0	4 340	100.0%
<b>Importante!</b> Não mover as Células dos campos a preencher ou de texto dos Menus				

## Folha de Ajuda

### Procedimentos a efectuar:

- 1 . **Escolher** tipo de central produtora de energia eléctrica
- 2 . **Indicar** potência da central
- 3 . **Indicar** a produtividade média da central em kWh por kW instalado
- 4 . **Indicar** a razão média entre a Energia produzida em horas de ponta/cheia e a Energia total (14h em 24h)
- 5 . **Indicar** os Índices de Preços no Consumidor sem a habitação no continente
- 6 . **No quadro superior é apresentada a Tarifa para a central escolhida e o período de validade previsto**

No quadro, é também indicado qual a melhor opção relativamente à Modulação tarifária (factor KMH0m), tendo em conta os valores de cálculo introduzidos.

### Outros:

Se pretende utilizar os valores inseridos como **Valores Típicos** para o tipo de central escolhida **Clicar** em **Guardar Valores**

Se pretende utilizar futuramente os **Valores Guardados** como Valores Típicos terá de **Gravar a Folha de Cálculo**

No caso de achar necessário os **Valores** e **Texto dos Menus** apresentados na Folha "**Entrada**" podem ser modificados na Folha "**Menus**"

### Códigos:

<b>a modificar</b>	PV	Fotovoltaica
	RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
<b>resultados</b>	ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais

**Constantes DL**

**Importante!** Não mover as Células dos campos a preencher ou de texto dos Menus.

### NOTA:

Os autores, ou o INETI, não se responsabilizam por eventuais perdas que possam decorrer da utilização das informações prestadas ou dos valores calculados nesta folha de cálculo.

Os cálculos apresentados não dispensam a consulta da legislação em vigor e a verificação dos resultados obtidos.

[Carlos.Rodrigues@ineti.pt](mailto:Carlos.Rodrigues@ineti.pt)

Tel: + 351 21 092 46 00 Ext: 43 48

Fax: + 351 21 712 71 95

INETI-DER, Edifício Solar XXI

Estrada do Paço do Lumiar, 22

1649-038 LISBOA

Portugal



# ***ANEXO III - ELEMENTOS TÉCNICOS***

## ***DA CENTRAL PV NA FACHADA***

- 1. Distribuição dos módulos na Fachada**
- 2. Esquema eléctrico Multifilar da Central PV na Fachada**

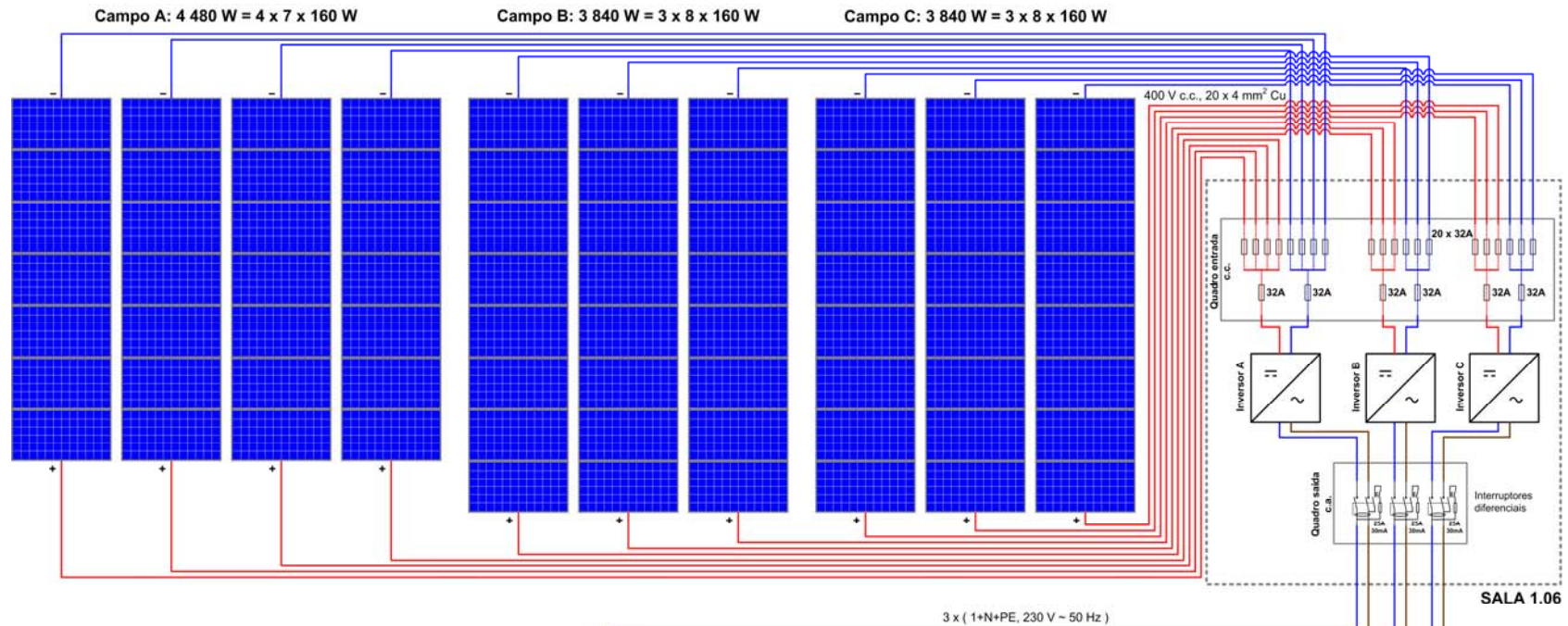


### Módulos BP3160S constituintes da Fachada PV- Números de Série

	1.11	1.15	1.31	1.41	2.11	2.21	2.31	3.11	3.21	3.31
	1.12	1.16	1.32	1.42	2.12	2.22	2.32	3.12	3.22	3.32
	1.13	1.17	1.33	1.43	2.13	2.23	2.33	3.13	3.23	3.33
	1.14	1.21	1.34	1.44	2.14	2.24	2.34	3.14	3.24	3.34
SOLAR XXI		1.22	1.35	1.45	2.15	2.25	2.35	3.15	3.25	3.35
		1.23	1.36	1.46	2.16	2.26	2.36	3.16	3.26	3.36
		1.24	1.26	1.47	2.17	2.27	2.37	3.17	3.27	3.37
		1.25	1.27	1.37	2.18	2.28	2.38	3.18	3.28	3.38

	3 373 059	3 372 768	3 371 783	3 373 180	3 373 168	3 373 301	3 373 266	3 372 223	3 373 279	3 373 227
	3 373 294	3 373 297	3 372 928	3 373 312	3 371 759	3 371 789	3 373 220	3 373 148	3 373 173	3 372 972
	3 373 303	3 371 774	3 373 179	3 373 302	3 373 222	3 372 205	3 373 177	3 373 228	3 372 979	3 372 243
	3 372 219	3 371 773	3 371 758	3 373 212	3 373 174	3 372 241	3 373 263	3 372 905	3 372 918	3 371 764
SOLAR XXI		3 373 304	3 373 300	3 373 310	3 371 761	3 371 771	3 373 202	3 373 265	3 373 067	3 372 224
		3 372 811	3 373 316	3 373 223	3 371 750	3 371 757	3 373 204	3 373 281	3 373 289	3 370 501
		3 372 877	3 373 181	3 373 326	3 373 226	3 373 070	3 373 198	3 373 103	3 373 066	3 372 206
		3 373 102	3 373 146	3 372 803	3 373 065	3 372 925	3 373 203	3 373 225	3 372 974	3 371 769





**Módulos: 76, BP3160 de 160W**

$V_{oc} = 44,2 \text{ V}$        $I_{sc} = 4,80 \text{ A}$   
 $V_{mp} = 35,1 \text{ V}$        $I_{mp} = 4,55 \text{ A}$   
 NOCT = 47 °C  
 $V_{pv \text{ max}} = V_{oc} (-10 \text{ °C}) = 8 \times 49,8 \text{ V} = 398,4 \text{ V}$   
 $I_{pv \text{ max}} = 4 \times I_{sc} \times 1,25 = 24,0 \text{ A}$

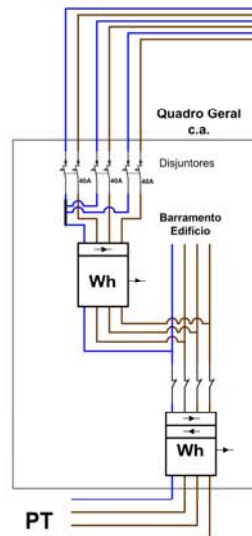
**Inversores: 3, Fronius IG40**

**- Entrada CC:**

$P_{pv} = 3,5 \text{ kW} - 5,5 \text{ kW}$   
 $V_{mp \text{ range}} = 150 \text{ V} - 400 \text{ V}$   
 $V_{pv \text{ max}} = 500 \text{ V}$        $I_{pv \text{ max}} = 29,4 \text{ A}$

**- Saída CA:**

$P_{nom} = 3,5 \text{ kW}$        $P_{max} = 4,1 \text{ kW}$   
 $V_{nom} = 230 \text{ V}$        $I_{max} = 15,2 \text{ A}$



**INETI – Departamento Energias Renováveis**

**Esquema Multifilar: Edifício Solar XXI – Fachada PV**

Projectista: Carlos Rodrigues	Data: 2008-02-13
Escala: N / A	Desenho: 1/1
Material: N / A	PV_Fachada_multi.vsd

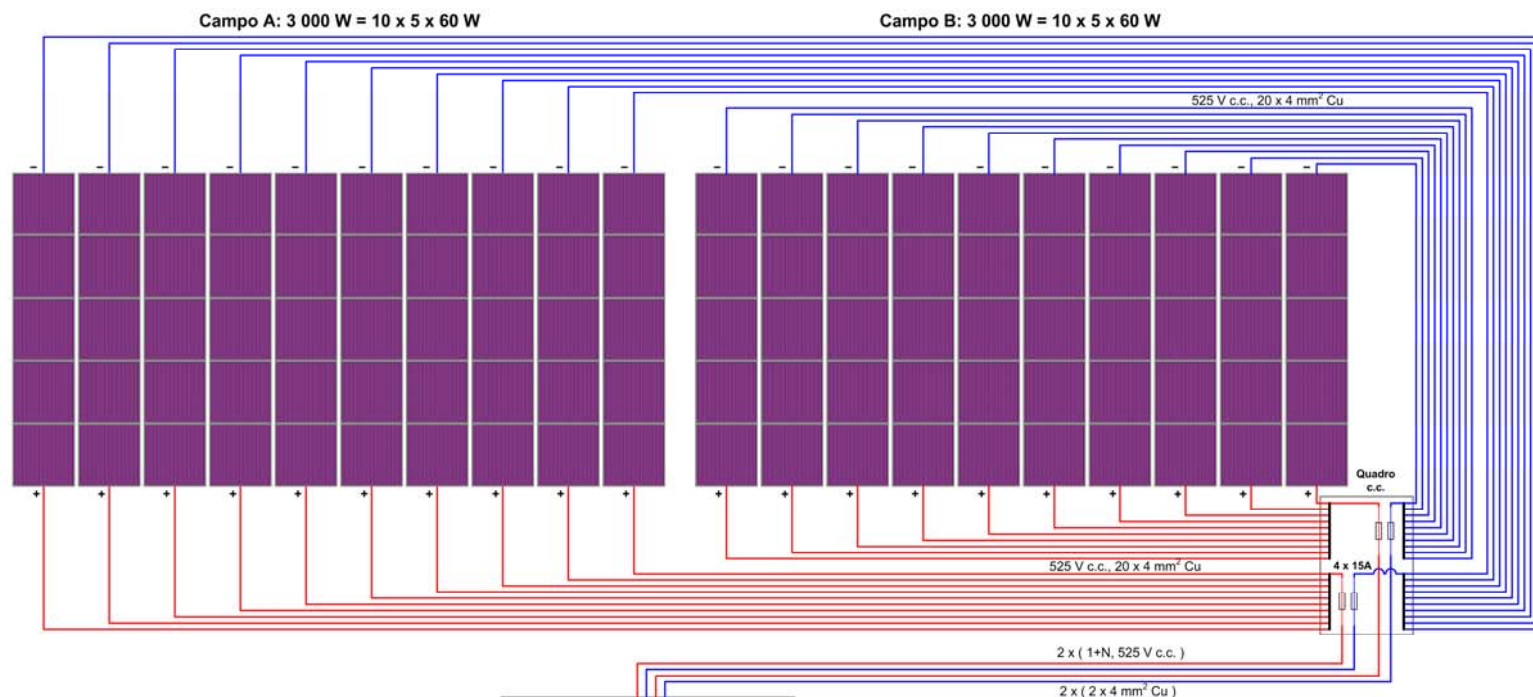


# ***ANEXO IV - ELEMENTOS TÉCNICOS***

## ***DA CENTRAL PV NO PARQUE***

### **1. Esquema eléctrico multifilar da Central PV no Parque de Estacionamento**





**Módulos: 100, Kaneka GEA60 de 60W**

$V_{oc} = 92 \text{ V}$        $I_{sc} = 1,19 \text{ A}$   
 $V_{mp} = 67 \text{ V}$        $I_{mp} = 0,90 \text{ A}$   
 NOCT = 43 °C  
 $V_{pv \text{ max}} = V_{oc \text{ ini}} (-10 \text{ °C}) = 5 \times 96 \text{ V} = 525 \text{ V}$   
 $I_{pv \text{ max}} = 10 \times I_{sc \text{ ini}} \times 1,25 = 15,3 \text{ A}$

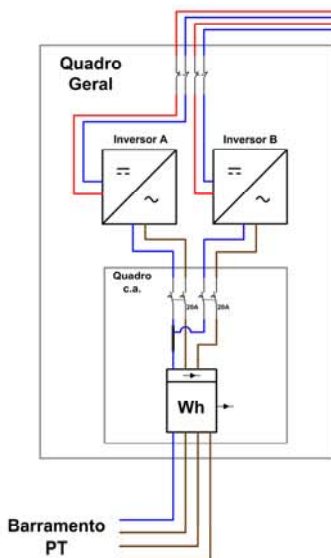
**Inversores: 2, PowerStocck 4000 HV**

**- Entrada CC:**

$P_{pv} = 3,5 \text{ kW} - 3,9 \text{ kW}$   
 $V_{mp \text{ range}} = 200 \text{ V} - 500 \text{ V}$   
 $V_{pv \text{ max}} = 600 \text{ V}$        $I_{pv \text{ max}} = 14 \text{ A}$

**- Saída CA:**

$P_{nom} = 3,3 \text{ kW}$        $P_{max} = 3,6 \text{ kW}$   
 $V_{nom} = 230 \text{ V}$        $I_{max} = 15,5 \text{ A}$



**INETI – Departamento Energias Renováveis**

**Esquema Multifilar: Solar XXI – Cobertura PV do Parque**

Projectista: Carlos Rodrigues

Data: 2008-02-13

Escala: N / A

Desenho: 1/1

Material: N / A

PV\_Parque\_multi.vsd



# ***ANEXO V - MÓDULOS PV – VALORES DOS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS***

1. Módulos ordenados por Marca
2. Módulos ordenados por Tecnologia

As listas de módulos fotovoltaicos incluem:

- Os valores nominais dos parâmetros característicos fornecidos pelos fabricantes<sup>82</sup>.
- Os valores estimados de  $R_{sh}$ ,  $R_s$  e  $n$ , ajustados em função dos parâmetros característicos, que permitem o cálculo das Curvas IV dos módulos PV, para várias condições de funcionamento, de temperatura ambiente e de irradiância solar incidente.

Nota: Os valores devem ser entendidos apenas como exemplo de aplicação da metodologia, a alguns dos módulos existentes no mercado actualmente.

Os módulos individualmente têm valores que variam estatisticamente em torno dos valores nominais fornecidos pelos fabricantes, e em consequência também os resultados obtidos.

---

<sup>82</sup> Por vezes o número células não consta dos catálogos e no caso dos filmes finos, é difícil determinar o seu número a partir das fotos apresentadas, sendo indicados a **vermelho** os números de células não conhecidos.

Nas expressões matemáticas do modelo utilizado, o valor do número de células em série  $N_{cel}$ , multiplica sempre pelo factor de idealidade  $n$ , sendo o ajuste efectuado válido para o produto  $N_{cel} \cdot n$

Por consequência, o valor de  $n$  indicado é válido apenas para o número de células em série indicado.



### Módulos ordenados por Marca

Modulos (Orden. por Marca)	Tecnologia	$P_{mp}$ (W)	$A$ (m <sup>2</sup> )	$V_{pv\ max}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\gamma$ (%/°C)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	$NOCT$ (°C)	$R_{sh}$ ( $\Omega$ )	$R_s$ ( $\Omega$ )	$n$	$N_{cel}$ (Serie)
BP 3160	mc-Si	160	1.259	1 000	35.1	4.55	44.2	4.85	-0.50	0.065	-0.36	47.0	12500	0.830	1.00	72
BP 7175	sc-Si	176	1.258	1 000	36.0	4.90	44.4	5.30	-0.50	0.065	-0.36	47.0	9622	0.484	1.10	72
EPV-42	a-Si	42	0.791	1 000	45.0	0.94	60.0	1.18	-0.19	0.090	-0.28	42.4	204	9.207	1.20	70
Evergreen ES-180	Fita-Si	180	1.494	1 000	25.9	6.95	32.6	7.78	-0.49	0.060	-0.34	45.9	113	0.159	1.60	54
Evergreen ES-200	Fita-Si	200	1.494	1 000	27.5	7.28	33.2	8.25	-0.49	0.060	-0.34	45.9	61	0.011	1.50	54
First Solar FS-270	CdTe	70	0.720	1 000	67.1	1.04	89.0	1.19	-0.25	0.040	-0.25	45.0	952	9.063	1.60	116
First Solar FS-280	CdTe	80	0.720	1 000	71.3	1.12	94.0	1.23	-0.25	0.040	-0.25	45.0	2883	9.023	1.60	116
Isofoton I-150S / 24	sc-Si	151	1.282	760	34.6	4.35	43.2	4.70	-0.50	0.065	-0.36	47.0	454	0.657	1.10	72
Isofoton IS-150 / 12	sc-Si	151	1.256	600	17.3	8.70	21.6	9.30	-0.50	0.065	-0.36	47.0	386	0.165	1.10	36
Isofoton ISF-190	sc-Si	190	1.488	1 000	25.9	7.34	32.4	8.00	-0.48	0.029	-0.39	47.0	129	0.298	1.10	54
Isofoton ISF-200	sc-Si	200	1.491	1 000	25.9	7.72	32.4	8.50	-0.48	0.029	-0.39	47.0	85	0.282	1.10	54
Isofoton IS-220	sc-Si	220	1.675	1 000	46.1	4.77	57.6	5.10	-0.48	0.025	-0.38	47.0	1856	0.817	1.10	96
Kaneka GEA 60	a-Si	60	0.950	530	67.0	0.90	92.0	1.19	-0.19	0.076	-0.31	45.0	360	5.439	3.60	100
Kyocera KC175GT	mc-Si	175	1.277	600	23.6	7.42	29.2	8.09	-0.48	0.039	-0.37	47.0	127	0.199	1.20	48
Kyocera KC200GT	mc-Si	200	1.411	600	26.3	7.61	32.9	8.21	-0.48	0.039	-0.37	47.0	598	0.231	1.30	54
Mitsubishi PV-MF120EC3	mc-Si	120	0.921	780	17.6	6.84	22.0	7.36	-0.48	0.057	-0.35	47.0	309	0.196	1.20	36
Mitsubishi PV-MF130EA2LF	mc-Si	130	1.002	600	19.2	6.79	24.2	7.39	-0.49	0.065	-0.36	47.0	317	0.184	1.40	40
Mitsubishi PV-MF160EB3	mc-Si	160	1.264	780	23.8	6.72	30.2	7.34	-0.48	0.057	-0.35	47.0	303	0.258	1.40	50
Mitsubishi PV-MF165EB3	mc-Si	165	1.264	780	24.2	6.83	30.4	7.36	-0.48	0.057	-0.35	47.0	400	0.289	1.20	50
Sharp NEQ7E3E	mc-Si	167	1.301	1 000	34.6	4.83	43.1	5.37	-0.49	0.053	-0.36	46.0	155	0.484	1.20	72
Sharp NT162E1	mc-Si	162	1.310	1 000	22.8	7.11	28.4	7.92	-0.49	0.053	-0.37	46.0	117	0.087	1.60	48
Sharp NT175E1	sc-Si	175	1.301	1 000	35.4	4.95	44.4	5.40	-0.49	0.053	-0.35	46.0	1851	0.309	1.60	72

Modulos (Orden. por Marca)	Tecnologia	$P_{mp}$ (W)	$A$ (m <sup>2</sup> )	$V_{pv\ max}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\gamma$ (%/°C)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	$NOCT$ (°C)	$R_{sh}$ (Ω)	$R_s$ (Ω)	$n$	$N_{cel}$ (Serie)
Sharp NT180E1	sc-Si	180	1.310	1 000	23.7	7.60	30.0	8.37	-0.49	0.053	-0.37	46.0	216	0.174	1.60	48
Shell Eclipse 80-C	CIS	80	0.860	1 000	33.2	2.41	46.6	2.68	-0.49	0.013	-0.38	47.0	3599	2.784	1.40	90
Shell PowerMax Ultra175	sc-Si	175	1.380	715	35.4	4.95	44.6	5.43	-0.43	0.026	-0.33	45.5	283	0.548	1.30	72
Shell SE160-C	mc-Si	160	1.380	1 000	34.0	4.71	43.1	5.20	-0.50	0.028	-0.34	44.0	383	0.436	1.50	72
SolarWorld SW 150	mc-Si	151	1.142	715	20.1	7.50	24.5	8.10	-0.50	0.080	-0.33	46.0	160	0.123	1.20	40
SolarWorld SW 155	mc-Si	157	1.304	715	34.8	4.50	43.3	4.90	-0.50	0.060	-0.35	46.0	1200	0.302	1.50	72
SolarWorld SW 175	mc-Si	176	1.304	715	36.0	4.90	44.2	5.30	-0.50	0.060	-0.35	46.0	325	0.477	1.10	72
SolarWorld SW 185	sc-Si	184	1.304	715	36.0	5.10	44.5	5.50	-0.50	0.060	-0.35	46.0	380	0.522	1.10	72
SunPower SPR-220	sc-Si	220	1.244	1 000	39.8	5.53	48.3	5.95	-0.38	0.039	-0.28	47.0	395	0.371	1.20	72
SunPower SPR-230	sc-Si	230	1.244	1 000	41.0	5.61	48.7	5.99	-0.38	0.058	-0.27	47.0	573	0.205	1.20	72
Yingli YL160(35)	mc-Si	161	1.277	1 000	35.0	4.60	44.0	4.90	-0.45	0.100	-0.37	46.0	329010	0.698	1.12	72
Yingli YL165(35)	mc-Si	165	1.277	1 000	35.0	4.70	44.0	5.10	-0.45	0.100	-0.37	46.0	434	0.616	1.20	72
Yingli YL170(35)	mc-Si	170	1.277	1 000	35.0	4.86	44.0	5.20	-0.45	0.100	-0.37	46.0	8798	0.601	1.20	72

### Módulos ordenados por Tecnologia e Potência máxima (STC)

Módulos (Orden. por Tecnologia)	Tecnologia	$P_{mp}$ (W)	$A$ (m <sup>2</sup> )	$V_{pv\ max}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\gamma$ (%/°C)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	NOCT (°C)	$R_{sh}$ (Ω)	$R_s$ (Ω)	$n$	$N_{cel}$ (Serie)
EPV-42	a-Si	42	0.791	1 000	45.0	0.94	60.0	1.18	-0.19	0.090	-0.28	42.4	204	9.207	1.20	70
Kaneka GEA 60	a-Si	60	0.950	530	67.0	0.90	92.0	1.19	-0.19	0.076	-0.31	45.0	360	5.439	3.60	100
First Solar FS-270	CdTe	70	0.720	1 000	67.1	1.04	89.0	1.19	-0.25	0.040	-0.25	45.0	952	9.063	1.60	116
First Solar FS-280	CdTe	80	0.720	1 000	71.3	1.12	94.0	1.23	-0.25	0.040	-0.25	45.0	2883	9.023	1.60	116
Shell Eclipse 80-C	CIS	80	0.860	1 000	33.2	2.41	46.6	2.68	-0.49	0.013	-0.38	47.0	3599	2.784	1.40	90
Evergreen ES-180	Fita-Si	180	1.494	1 000	25.9	6.95	32.6	7.78	-0.49	0.060	-0.34	45.9	113	0.159	1.60	54
Evergreen ES-200	Fita-Si	200	1.494	1 000	27.5	7.28	33.2	8.25	-0.49	0.060	-0.34	45.9	61	0.011	1.50	54
Mitsubishi PV-MF120EC3	mc-Si	120	0.921	780	17.6	6.84	22.0	7.36	-0.48	0.057	-0.35	47.0	309	0.196	1.20	36
Mitsubishi PV-MF130EA2LF	mc-Si	130	1.002	600	19.2	6.79	24.2	7.39	-0.49	0.065	-0.36	47.0	317	0.184	1.40	40
SolarWorld SW 150	mc-Si	151	1.142	715	20.1	7.50	24.5	8.10	-0.50	0.080	-0.33	46.0	160	0.123	1.20	40
SolarWorld SW 155	mc-Si	157	1.304	715	34.8	4.50	43.3	4.90	-0.50	0.060	-0.35	46.0	1200	0.302	1.50	72
BP 3160	mc-Si	160	1.259	1 000	35.1	4.55	44.2	4.85	-0.50	0.065	-0.36	47.0	12500	0.830	1.00	72
Mitsubishi PV-MF160EB3	mc-Si	160	1.264	780	23.8	6.72	30.2	7.34	-0.48	0.057	-0.35	47.0	303	0.258	1.40	50
Shell SE160-C	mc-Si	160	1.380	1 000	34.0	4.71	43.1	5.20	-0.50	0.028	-0.34	44.0	383	0.436	1.50	72
Yingli YL160(35)	mc-Si	161	1.277	1 000	35.0	4.60	44.0	4.90	-0.45	0.100	-0.37	46.0	329010	0.698	1.12	72
Sharp NT162E1	mc-Si	162	1.310	1 000	22.8	7.11	28.4	7.92	-0.49	0.053	-0.37	46.0	117	0.087	1.60	48
Yingli YL165(35)	mc-Si	165	1.277	1 000	35.0	4.70	44.0	5.10	-0.45	0.100	-0.37	46.0	434	0.616	1.20	72
Mitsubishi PV-MF165EB3	mc-Si	165	1.264	780	24.2	6.83	30.4	7.36	-0.48	0.057	-0.35	47.0	400	0.289	1.20	50
Sharp NEQ7E3E	mc-Si	167	1.301	1 000	34.6	4.83	43.1	5.37	-0.49	0.053	-0.36	46.0	155	0.484	1.20	72
Yingli YL170(35)	mc-Si	170	1.277	1 000	35.0	4.86	44.0	5.20	-0.45	0.100	-0.37	46.0	8798	0.601	1.20	72
Kyocera KC175GT	mc-Si	175	1.277	600	23.6	7.42	29.2	8.09	-0.48	0.039	-0.37	47.0	127	0.199	1.20	48
SolarWorld SW 175	mc-Si	176	1.304	715	36.0	4.90	44.2	5.30	-0.50	0.060	-0.35	46.0	325	0.477	1.10	72

Módulos (Orden. por Tecnologia)	Tecnologia	$P_{mp}$ (W)	$A$ (m <sup>2</sup> )	$V_{pv\ max}$ (V)	$V_{mp}$ (V)	$I_{mp}$ (A)	$V_{oc}$ (V)	$I_{sc}$ (A)	$\gamma$ (%/°C)	$\alpha$ (%/°C)	$\beta$ (%/°C)	NOCT (°C)	$R_{sh}$ (Ω)	$R_s$ (Ω)	$n$	$N_{cel}$ (Serie)
Kyocera KC200GT	mc-Si	200	1.411	600	26.3	7.61	32.9	8.21	-0.48	0.039	-0.37	47.0	598	0.231	1.30	54
Isofoton I-150S / 24	sc-Si	151	1.282	760	34.6	4.35	43.2	4.70	-0.50	0.065	-0.36	47.0	454	0.657	1.10	72
Isofoton IS-150 / 12	sc-Si	151	1.256	600	17.3	8.70	21.6	9.30	-0.50	0.065	-0.36	47.0	386	0.165	1.10	36
Sharp NT175E1	sc-Si	175	1.301	1 000	35.4	4.95	44.4	5.40	-0.49	0.053	-0.35	46.0	1851	0.309	1.60	72
Shell PowerMax Ultra175	sc-Si	175	1.380	715	35.4	4.95	44.6	5.43	-0.43	0.026	-0.33	45.5	283	0.548	1.30	72
BP 7175	sc-Si	176	1.258	1 000	36.0	4.90	44.4	5.30	-0.50	0.065	-0.36	47.0	9622	0.484	1.10	72
Sharp NT180E1	sc-Si	180	1.310	1 000	23.7	7.60	30.0	8.37	-0.49	0.053	-0.37	46.0	216	0.174	1.60	48
SolarWorld SW 185	sc-Si	184	1.304	715	36.0	5.10	44.5	5.50	-0.50	0.060	-0.35	46.0	380	0.522	1.10	72
Isofoton ISF-190	sc-Si	190	1.488	1 000	25.9	7.34	32.4	8.00	-0.48	0.029	-0.39	47.0	129	0.298	1.10	54
Isofoton ISF-200	sc-Si	200	1.491	1 000	25.9	7.72	32.4	8.50	-0.48	0.029	-0.39	47.0	85	0.282	1.10	54
Isofoton IS-220	sc-Si	220	1.675	1 000	46.1	4.77	57.6	5.10	-0.48	0.025	-0.38	47.0	1856	0.817	1.10	96
SunPower SPR-220	sc-Si	220	1.244	1 000	39.8	5.53	48.3	5.95	-0.38	0.039	-0.28	47.0	395	0.371	1.20	72
SunPower SPR-230	sc-Si	230	1.244	1 000	41.0	5.61	48.7	5.99	-0.38	0.058	-0.27	47.0	573	0.205	1.20	72

# ***ANEXO VI - CENTRAIS LIGADAS À REDE EM PORTUGAL***

## **1. Cronologia**



## Cronologia

(Lista não exaustiva)

<b>Ano</b>	<b>Central</b>	<b>Potência (STC)</b>
1994	EDP em Setúbal .....	10 kW
1996	Telhado fotovoltaico em Rogil - Aljezur .....	2 kW
1998	EDP em Faro .....	5 kW
1998	Estação de Serviço BP na Expo .....	18 kW
2000	11 Estações de Serviço da BP .....	~ 188 kW
2003	Central em Barcelos (COEPTUM) .....	~ 5 kW
2004	3 Escolas em Moura (AMPER) .....	~ 75 kW
2004	Lablec (EDP) .....	3 kW
2005	Fachada Edifício Solar XXI (INETI) .....	~12 kW
2005	Parque Estacionamento (INETI) .....	~ 6 kW
2005	Cobertura PV na Escola Alemã .....	~ 25 kW
2006	Central Lamelas .....	~ 124 kW
2006	Central Valadas .....	~ 100 kW
2007	Central Vila do Bispo .....	~ 100 kW
2007	Central EDIA, Moura .....	~ 63 kW
2007	Central Hércules, Serpa .....	~ 11 000 kW
2007	Central Pão e Água, Mértola .....	~ 756 kW
2007	Central PSIA, Almodôvar .....	~ 2 150 kW
2008	Central de Moura, Amareleja (em fase de conclusão) .....	~ 46 410 kW



# ***ANEXO VII - CÓDIGO DO PROGRAMA “PV-CPVPE.BAS”***

## **1. Linhas de Código do Programa “PV-CPVPE.BAS”**

Apresentam-se nas folhas seguintes, como exemplo, cópia das linhas de código de um dos programas implementados, na linguagem de programação “Quick Basic”. O programa foi utilizado no Estudo Prévio da Central PV do Parque de estacionamento do Edifício Solar XXI.



```
'=====
'@           Simulacao de sistemas PV Grid-connected           -
'@           Inclui transformadores 400V/30kV e 30kV/60kV (se necessário)   -
'@           GRID-MES.PRN, GRID-DIA.PRN e GRID-HOR.PRN           -
'@ INETI/DER, Adaptado ao limite do MPPT do inversor           Julho 2008   -
'=====

DECLARE SUB CIRCUIT ( )
DECLARE SUB DATAsystem (cfile$, Label$, Vsis!, dTilt!, Npvs%, Npvp%, Ninv%, NT30kV%, PpvImax!,
PpvIMin!, VocMax!, MismLoss!, Fpv$, Finv$, Ftrf30$, Ftrf60$)
DECLARE SUB DATAInverter (cfile$, Label$, Pnom!, Ik0!, Ik1!, Ik2!)
DECLARE SUB DATAModule (cfile$, Label$, Ncell%, Area!, VmpRef!, ImpRef!, VocRef!, Iscref!,
Alfa!, Beta!, NOCT%, Rsh!, Rs!, A0!)
DECLARE SUB DATATransformer (cfile$, Label$, Pnom!, Tk0!, Tk1!, Tk2!)
DECLARE SUB ModuloPV (V!, Hi!, Tamb!, Ncel%, VocRef!, Iscref!, Alfa!, Beta!, NOCT%, Rsh!, Rs!,
A0!, Imod!)
DECLARE SUB Inverter (PpvI, Pnom, Invk0, Invk1, Invk2, EtaInv!)
DECLARE SUB Transformer (PinT!, PnomT!, Tk0!, Tk1!, Tk2!, EtaTRF!)
DECLARE FUNCTION Max! (x1!, x0!)
DECLARE FUNCTION Min! (x1!, x0!)

DEFINT N

DIM d AS SINGLE, h AS SINGLE
DIM Gh(24), Gi(24), T(24), Tm(24), U(24)
DIM x(30), y(30)

'=====
'..User-input defaults
'=====
CLEAR
N = 365                               ' Dias a simular

DataDir$ = "C:\QBASIC\central\"       ' Directoria de dados meteorologicos
DevDir$ = "C:\QBASIC\central\"       ' Directoria de dados e resultados

'===== VERIFICAR =====

Fsystem$ = "CPVP-SIS.DAT"             ' <===== Sistema a simular <==
FMeteo$ = "LISBOA"                   ' <===== Meteo File <==

'=====

OPEN DevDir$ + "Grid-Mes.prn" FOR OUTPUT AS #12
OPEN DevDir$ + "Grid-Dia.prn" FOR OUTPUT AS #13
OPEN DevDir$ + "Grid-Hor.prn" FOR OUTPUT AS #14

NMax = 365
OP$ = "ABS"

SCREEN 9
CLS
```



```

LOCATE 24, 30: PRINT " Inversor: "; Linverter$;
PRINT USING ",##### W "; Pnom;

PpicoI = Npvs * Nvpv * Pmpico / 1000           ' por inversor
PpicoT30 = Ninv * PpicoI                       ' por transformador de 30kV
Ppico = NT30kV * PpicoT30                     ' Central

ID$ = FMeteo$ + LTRIM$(STR$(dTilt)) + ".CSV"

MeteoFile$ = DataDir$ + ID$                   ' Meteo File Tamb, U, Gh, Gi

TT = TIMER

'=====
'.. Tensao de Circuito aberto para uma Tcel = -10 ºC

Tcel = -10: Tref = 25

VocTmin = VocRef * (1 + Beta * (Tcel - Tref))

VocMax = VocTmin * Npvs

'..      Consumo Inverter e radiacao solar minima
'
PpvIMin = Pnom * (-Ik1 + SQR(Ik1 ^ 2 - 4 * Ik2 * Ik0)) / 2 / Ik2

'GihMin = PpvIMin / (PmpRef * Npvs * Nvpv * (1 - MismLoss)) ' Irradiancia minima em kWh

'=====
'.. Formatos de Escrita nos ficheiros de dados
'
PRINT #12, "Modulo      , "; Lpv$
PRINT #12, "Pcentral ,"; USING "#####.##, "; Ppico;
PRINT #12, " kWp"
PRINT #12, "VocMax ,"; USING "#####.##, "; VocMax;
PRINT #12, " V"
PRINT #12, "Inclinacao"; USING ", ###.## "; dTilt
PRINT #12, FMeteo$

WRITE #12, "Mes", "Tamb", "Tmod", "Hhm/dia", "Him/dia", "Ya", "Yf inv", "Yf T30kV", "Yf T60"
FdMes$ = " ### , ##.##, ##.##, ##.###, ##.###, ##.#####, ##.#####, ##.#####, ##.#####"

WRITE #13, "DiaJ", "Tamb", "Tmod", "HhDia", "HiDia", "EpvDia", "EacDia", "Ya", "Yf"
FdDia$ = " ### , ##.##, ##.##, ##.###, ##.###,#####.##,#####.##, ##.#####, ##.#####"

WRITE #14, "DiaJ", "Tamb", "Tmod", "Hh(h)", "Hi(h)", "Vmppt", "Pmppt", "Ya PV", "Yf PacI"
FdHor$ = " ###.##### , ##.##, ##.##, ##.###, ##.###, ###.##, ###.##, #.#####, #.#####"

CALL CIRCUIT

```

```

=====
' ..initialize
' ..prepare meteorological Data

      OPEN MeteoFile$ FOR INPUT AS #4

      LINE INPUT #4, place2$

' ..simulation cycles
  Nh = 0
  Ndm = 1
  TmTm = 0
  TaTm = 0
  HiTm = 0
  HhTm = 0
  EpvITm = 0
  EacITm = 0
  EacT30Tm = 0
  EacT60Tm = 0

  NhSmes = 0

  NhSdia = 0
  TmTSdia = 0
  TaTdia = 0
  HiTdia = 0
  HhTdia = 0
  EpvTdia = 0
  EacTdia = 0

  TmTSmes = 0

  H24 = 0

  VmpptMin = VmpRef
  VmpptMax = 0

FOR d = 1 TO N

DiaJ = d

=====
' ..read meteorological data
'
  FOR h = 1 TO 24

    INPUT #4, MES, DIA, Hora, T(h), U(h), Gh(h), Gi(h)

    IF dTilt = 0 THEN Gi(h) = Gh(h)

    Tm(h) = T(h) + (NOCT - 20) / .8 * Gi(h)
    Vmppt = 0
  
```

```

IF DIA = 1 AND H24 = 1 THEN                                ' Medias mensais Val.diarios

    Nd = Ndm - 1
    Him = HiTm / Nd                                        ' Energia incidente (kWh/m2)
    Hhm = HhTm / Nd                                        ' Energia global hor. (kWh/m2)
    Tambm = TaTm / Nd / 24                                ' Temp. ambiente media
    Tmodm = TmTm / Nd / 24                                ' Temp. modulos media
    EpvIm = EpvITm / Nd                                    ' Avg. collected PV (kWh)
    EacIm = EacITm / Nd                                    ' Avg. grid injected Inverter (kWh)
    EacT30m = EacT30Tm / Nd                               ' Avg. Transf.30kV AC injected (kWh)
    EacT60m = EacT60Tm / Nd                               ' Avg. Transf.60kV AC injected (kWh)

    TmodSm = TmTSmes / NhSmes                             ' Temp. modulos media

    PRINT #12, USING FdMes$; MES - 1, Tambm, TmodSm, Hhm, Him, EpvIm / PpicoI, EacIm /
    PpicoI, EacT30m / PpicoT30, EacT60m / Ppico

    LOCATE 18, 67: PRINT USING "##"; MES - 1;
    LOCATE 22, 14: PRINT USING "##.##"; Him;              'Yref kWh/m2
    LOCATE 22, 28: PRINT USING "##.##"; EpvIm / PpicoI;  'Yarray kWh/kWp
    LOCATE 22, 44: PRINT USING "##.##"; EacIm / PpicoI;  'Yf inv kWh/kWp
    LOCATE 22, 60: PRINT USING "##.##"; EacT60m / Ppico; 'Yf Final kWh/kWp

    Ndm = 1
    TmTm = 0
    TaTm = 0
    HiTm = 0
    HhTm = 0
    EpvITm = 0
    EacITm = 0
    EacT30Tm = 0
    EacT60Tm = 0

    NhSmes = 0
    TmTSmes = 0

    H24 = 0

END IF

IF h = 1 AND DiaJ > 1 THEN                                ' Valores diarios

    TambD = TaTdia / 24                                    ' Temp. ambiente media
    TmodD = TmTSdia / NhSdia                               ' Temp. modulos media Gi>20W/m2
    HiD = HiTdia                                           ' Energia diaria incidente (kWh/m2)
    HhD = HhTdia                                           ' Energia diaria Global (kWh/m2)
    EpvD = EpvTdia                                         ' Avg. collected PV (kWh)
    EacD = EacTdia                                         ' Avg. grid injected (kWh)

    PRINT #13, USING FdDia$; DiaJ - 1, TambD, TmodD, HhD, HiD, EpvD, EacD, EpvD / PpicoI,
    EacD / PpicoI

```

```

LOCATE 12, 35: PRINT USING "####.#"; EpvD;
LOCATE 12, 54: PRINT USING "####.#"; EacD;

NhSdia = 0
TmTSdia = 0
TaTdia = 0
HiTdia = 0
HhTdia = 0
EpvTdia = 0
EacTdia = 0

END IF

IF Gi(h) > .02 THEN

    NhSdia = NhSdia + 1           'Horas de funcionamento
    NhSmes = NhSmes + 1
    TmTSdia = TmTSdia + Tm(h)
    TmTSmes = TmTSmes + Tm(h)

'=====
'=====          Ponto de funcionamento do MPPT          =====
'=====

CALL ModuloPV(Voc, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0, 0)

    Imod = Iscref * Gi(h) / 1
    Imppt = Imod

    Vma = Voc * .15
    Vmb = Voc * .95

'# The first 2 experimental endpoints x1 and x2 are determined:

    x1n = Vma + .382 * (Vmb - Vma)
    x2n = Vma + .618 * (Vmb - Vma)

    an1 = Vma
    bn1 = Vmb

'# Loops until the length of the last interval to be less than the tolerance

    Iter = 0
    DO
        Iter = Iter + 1

        CALL ModuloPV(x1n, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs,
A0, Imppt)
        Fx1 = Imppt * x1n

```

```

CALL ModuloPV(X2n, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs,
A0, Imppt)

Fx2 = Imppt * X2n

IF Fx1 <= Fx2 THEN
    an2 = x1n
    bn2 = bn1
    x1n = X2n
    X2n = an2 + .618 * (bn2 - an2)
ELSE
    an2 = an1
    bn2 = X2n
    X2n = x1n
    x1n = an2 + .382 * (bn2 - an2)
END IF
an1 = an2
bn1 = bn2

LOOP UNTIL ABS(bn1 - an1) < .1 OR Iter > 100

'# Error check is performed to ensure the
'# midpoint of the interval within the specified tolerance
'# is the max value for the given function.

mdp = (an1 + bn1) / 2

Imppt = Imod
CALL ModuloPV(an1, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0,
Imppt)
Fan1 = Imppt * an1

Imppt = Imod
CALL ModuloPV(bn1, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0,
Imppt)
Fbn1 = Imppt * bn1

Imppt = Imod
CALL ModuloPV(mdp, Gi(h), T(h), Ncel, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0,
Imppt)
Fmdp = Imppt * mdp

IF (Fan1 > Fbn1) AND (Fan1 > Fmdp) THEN
    Pmppt = Fan1
    Vmppt = an1
    ' pos$ = "left end"

ELSEIF (Fbn1 > Fmdp) AND (Fbn1 > Fan1) THEN
    Pmppt = Fbn1
    Vmppt = bn1
    ' pos$ = "right end"

ELSE

```

```

Pmppt = Fmdp
Vmppt = mdp
' pos$ = "midpoint"

END IF

IF Vmppt > 1 THEN
    VmpptMin = Min(Vmppt, VmpptMin)
    VmpptMax = Max(Vmppt, VmpptMax)
END IF

LOCATE 11, 2: PRINT "Vmp    , Voc    :"; USING "###.#V"; VmpRef, VocRef
LOCATE 13, 2: PRINT "VmpMin, VmpMax:"; USING "###.#V"; VmpptMin, VmpptMax
'
'=====
'=====                               Fim do MPPT                               =====
'=====

Imppt = Pmppt / Vmppt                ' Corrente MPPT
PpvIdc = Pmppt * Npvs * Npvp * (1 - MismLoss)
IpvInv = Imppt * Npvp                ' Corrente PV por inversor
VpvInv = (Vmppt * Npvs - Rw * IpvInv - Vb)
PpvInv = VpvInv * IpvInv * (1 - MismLoss)    ' Total Inverter Pin after Losses

IF PpvInv <= 0 OR VpvInv < VmpImin THEN
    PacInv = 0
    PpvInv = 0
    PpvIdc = 0
ELSE
    CALL Inverter(PpvInv, Pnom, Ik0, Ik1, Ik2, EtaInv)
    PacInv = PpvInv * EtaInv            'Wh Energy AC 1 Inverter
END IF

PpvI = PpvIdc / 1000                  'kWh Energy PV in 1 Inverter
PacI = PacInv / 1000                  'kWh Energy AC out 1 Inverter

IF PpvI / PpicoI / Gi(h) > 1.25 THEN
    LOCATE 5, 5: PRINT USING "Vmppt ###.##    Pmppt ###.##"; Vmppt, Pmppt;
    LOCATE 8, 5: BEEP: BEEP: INPUT "Problema"; xx$
END IF

Pin30T = PacI * Ninv                   'kWh Energy in Transformer 30kVA

IF Pin30T > 0 THEN
    CALL Transformer(Pin30T, P30kV, T30k0, T30k1, T30k2, EtaT30)
    Pac30kV = Pin30T * EtaT30           'kWh Energy out Transformers 30kVA
ELSE
    Pac30kV = 0
END IF

Pin60T = Pac30kV * NT30kV

```

```

IF Pin60T > 0 THEN
    CALL Transformer(Pin60T, P60kV, T60k0, T60k1, T60k2, EtaT60)
    Pac60kV = Pin60T * EtaT60                'kWh Energy out Transformers 60kVA
ELSE
    Pac60kV = 0
END IF

ELSE
    PpvI = 0
    PacI = 0
    Pac30kV = 0
    Pac60kV = 0
    Vmppt = 0
    Pmppt = 0
END IF

PRINT #14, USING FdHor$; DiaJ + h / 24, T(h), Tm(h), Gh(h), Gi(h), Vmppt, Pmppt, PpvI /
PpicoI, PacI / PpicoI

'=====
'                ..counters for system statistics
'=====
Nh = Nh + 1

    TaTm = TaTm + T(h)
    TmTm = TmTm + Tm(h)
    HiTm = HiTm + Gi(h)
    HhTm = HhTm + Gh(h)
    EpvITm = EpvITm + PpvI * 1
    EacITm = EacITm + PacI * 1
    Eact30Tm = Eact30Tm + Pac30kV * 1
    Eact60Tm = Eact60Tm + Pac60kV * 1

    TaTdia = TaTdia + T(h)
    HiTdia = HiTdia + Gi(h)
    HhTdia = HhTdia + Gh(h)
    EpvTdia = EpvTdia + PpvI
    Eactdia = Eactdia + PacI

        LOCATE 5, 33: PRINT USING "####"; d;
        LOCATE 5, 44: PRINT USING "##"; h;
        LOCATE 5, 52: PRINT USING "##"; MES;
        LOCATE 5, 65: PRINT USING "####"; TIMER - TT;

NEXT h
Ndm = Ndm + 1
H24 = 1

'=====
NEXT d

CLOSE #4: CLOSE #5

```

```

Nd = Ndm - 1

TambD = TaTdia / 24          ' Temp. ambiente media
TmodD = TmTSdia / NhSdia    ' Temp. modulos media Gi>10W/m2
HiD = HiTdia                ' Energia diaria incidente (kWh/m2)
HhD = HhTdia                ' Energia diaria Global (kWh/m2)
EpvD = EpvTdia              ' Avg. collected PV (kWh)
EacD = EacTdia              ' Avg. grid injected (kWh)

PRINT #13, USING FdDia$; DiaJ, TambD, TmodD, HhD, HiD, EpvD, EacD, EpvD / PpicoI, EacD / PpicoI

LOCATE 12, 35: PRINT USING "####.#"; EpvD;
LOCATE 12, 54: PRINT USING "####.#"; EacD;

Him = HiTm / Nd             ' Energia incidente (kWh/m2)
Hhm = HhTm / Nd            ' Energia Global (kWh/m2)
Tambm = TaTm / Nd / 24     ' Temp. ambiente media
Tmodm = TmTm / Nd / 24     ' Temp. modulos media
EpvIm = EpvITm / Nd        ' Avg. collected PV in to Inv. (kWh)
EacIm = EacITm / Nd        ' Avg. Inverter AC in to T30kV (kWh)
EacT30m = EacT30Tm / Nd    ' Avg. Transf.30kV AC injected (kWh)
EacT60m = EacT60Tm / Nd    ' Avg. Transf.60kV AC injected (kWh)

TmodSm = TmTSmes / NhSmes  ' Temp. modulos media com Gi>10

PRINT #12, USING FdMes$; MES, Tambm, TmodSm, Hhm, Him, EpvIm / PpicoI, EacIm / PpicoI, EacT30m
/ PpicoT30, EacT60m / Ppico

LOCATE 18, 67: PRINT USING "##"; MES;
LOCATE 22, 14: PRINT USING "##.##"; Him;          'Yref kWh/m2
LOCATE 22, 28: PRINT USING "##.##"; EpvIm / PpicoI; 'Yarray kWh/kWp
LOCATE 22, 44: PRINT USING "##.##"; EacIm / PpicoI; 'Yf inv kWh/kWp
LOCATE 22, 60: PRINT USING "##.##"; EacT60m / Ppico; 'Yf Final kWh/kWp

CLOSE #12: CLOSE #13: CLOSE #14

'PLAY "D"

END

```

```
'====='
```

SUB DATAsystem (cfile\$, Label\$, Vsis, dTilt, Npvs, Npvp, Ninv, NT30kV, PpvImax, VmpImin, VocMax, MismLoss, Fpv\$, Finv\$, Ftrf30\$, Ftrf60\$)

OPEN cfile\$ FOR INPUT AS #17

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, Label\$

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, ID\$, Vsis

INPUT #17, ID\$, dTilt

INPUT #17, ID\$, Npvs

INPUT #17, ID\$, Npvp

INPUT #17, ID\$, Ninv

INPUT #17, ID\$, NT30kV

INPUT #17, ID\$, VocMax

INPUT #17, ID\$, MismLoss

INPUT #17, ID\$, PpvImax

INPUT #17, ID\$, VmpImin

INPUT #17, ID\$, Fpv\$

INPUT #17, ID\$, Finv\$

INPUT #17, ID\$, Ftrf30\$

INPUT #17, ID\$, Ftrf60\$

CLOSE (17)

Fpv\$ = Fpv\$ + ".dat"

Finv\$ = Finv\$ + ".dat"

Ftrf30\$ = Ftrf30\$ + ".DAT"

Ftrf60\$ = Ftrf60\$ + ".DAT"

MismLoss = MismLoss / 100

END SUB

```
'====='
```

SUB DATAInverter (cfile\$, Label\$, Pnom, Ik0, Ik1, Ik2)

DIM ID AS STRING, dummy AS STRING

' Rendimento =  $Ik0/P0in + Ik1 + Ik2 * P0in$  com  $P0in = PpvI/Pnom$

OPEN cfile\$ FOR INPUT AS #17

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, Label\$

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, ID\$, Pnom

INPUT #17, ID\$, Ik0

INPUT #17, ID\$, Ik1

INPUT #17, ID\$, Ik2

CLOSE (17)

END SUB

```
'====='
```

SUB DATATransformer (cfile\$, Label\$, PnomT, Tk0, Tk1, Tk2)

' Rendimento =  $Tk0/P0in+Tk1+Tk2*P0in$  com  $P0in=PinT/PnomT$

DIM ID AS STRING, dummy AS STRING

OPEN cfile\$ FOR INPUT AS #17

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, Label\$

INPUT #17, dummy\$

INPUT #17, ID\$, PnomT

INPUT #17, ID\$, Tk0

INPUT #17, ID\$, Tk1

INPUT #17, ID\$, Tk2

CLOSE (17)

END SUB

```
'====='
```

SUB DATAModule (cfile\$, Label\$, Ncell, Area, VmpRef, ImpRef, VocRef, Iscref, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0)

OPEN cfile\$ FOR INPUT AS #17

INPUT #17, dummy\$, ID\$

INPUT #17, Label\$, ID\$

INPUT #17, dummy\$, ID\$

INPUT #17, ID\$, Ncell

INPUT #17, ID\$, Area

INPUT #17, ID\$, VmpRef

INPUT #17, ID\$, ImpRef

INPUT #17, ID\$, VocRef

INPUT #17, ID\$, Iscref

INPUT #17, ID\$, Alfa

INPUT #17, ID\$, Beta

INPUT #17, ID\$, NOCT

INPUT #17, ID\$, Rsh

INPUT #17, ID\$, Rs

INPUT #17, ID\$, A0

CLOSE (17)

Alfa = Alfa / 100

Beta = Beta / 100

END SUB

```

'=====
SUB Inverter (PpvInv, Pnom, Ik0, Ik1, Ik2, EtaInv)
'=====
'==      Rendimento do inversor em funcao da potencia PV de entrada      =='
'=====

      P0in = PpvInv / Pnom

      EtaInv = Ik0 / P0in + Ik1 + Ik2 * P0in

      IF EtaInv < 0 THEN EtaInv = 0          ' Consumo Inv. maior que Ppvinv

END SUB

'=====
SUB Transformer (PinT, PnomT, Tk0, Tk1, Tk2, EtaTRF)
'=====
'==      Rendimento do transformador em funcao da potencia de entrada      =='
'=====

      P0in = PinT / PnomT

      EtaTRF = Tk0 / P0in + Tk1 + Tk2 * P0in

      IF EtaTRF < 0 THEN EtaTRF = 0          ' Consumo Tranf. > Pin

END SUB

'=====
FUNCTION Max (x1, x0)

      IF x1 > x0 THEN
          Max = x1
      ELSE
          Max = x0
      END IF
END FUNCTION

'=====
FUNCTION Min (x1, x0)

      IF x1 < x0 THEN
          Min = x1
      ELSE
          Min = x0
      END IF

END FUNCTION

```

```

'=====
SUB ModuloPV (V, Hi, Tamb, Ncel, VocRef, IscRef, Alfa, Beta, NOCT, Rsh, Rs, A0, Imod)

'=====
'==      Calcular a corrente PV gerada método iterativo de Newton-Rapson  =='
'=====
' Irradiancia em kW

q = 1.6021E-19
k = 1.3805E-23

HRef = 1
Tref = 25 + 273.15
Tcel = Tamb + 273.15 + (NOCT - 20) / .8 * Hi

Vth = (A0 * Ncel * k * Tcel) / q
Isc = IscRef * Hi / HRef * (1 + Alfa * (Tcel - Tref))

IF Isc > 0 THEN

    Voc = VocRef * (1 + Beta * (Tcel - Tref)) + Vth * LOG(Hi / HRef)
    Ipv = Isc * (1 + Rs / Rsh)
    I0 = (Ipv - Voc / Rsh) / (EXP(Voc / Vth) - 1)

    IF Imod > .001 THEN
        Imod0 = .92 * Imod
        Imod1 = .95 * Imod

        Imod = Imod0
        F1 = Imod - (Ipv - I0 * (EXP((V + Rs * Imod) / Vth) - 1) - (V + Rs * Imod) / Rsh)
        DO
            F0 = F1
            Imod = Imod1
            F1 = Imod - (Ipv - I0 * (EXP((V + Rs * Imod) / Vth) - 1) - (V + Rs * Imod)
/ Rsh)
            IF F1 <> F0 THEN
                Imod = Imod1 - F1 * (Imod1 - Imod0) / (F1 - F0)
                Imod0 = Imod1
                Imod1 = Imod
            END IF
        LOOP UNTIL ABS(F1) < .01
    ELSE
        Imod = 0
        V = Voc
    END IF
ELSE
    Imod = 0
END IF

END SUB

```

