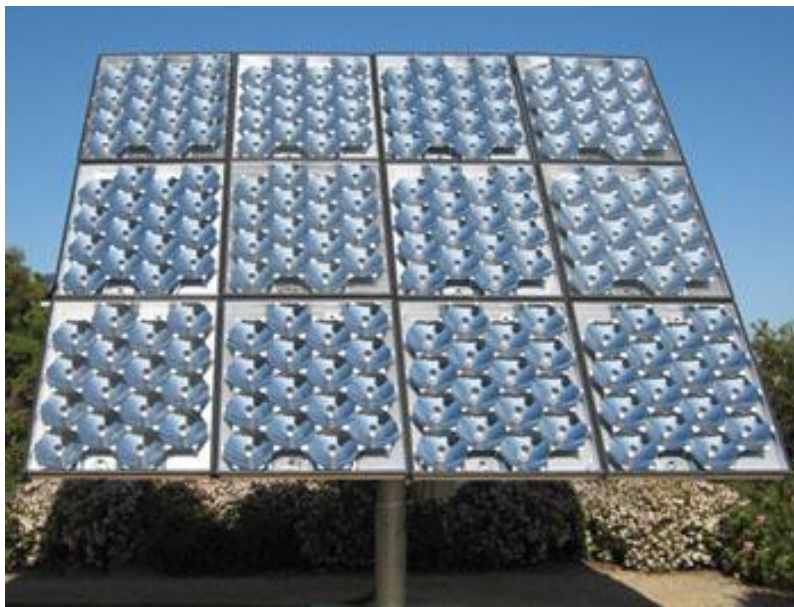


INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Estudo e aplicação de um sistema de Concentração Fotovoltaica (CPV) com utilização de células Multijunção

JOSÉ RAFAEL LOURO SANTOS CORREIA
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na Área de especialização de Energia

Orientador:

Professora Doutora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

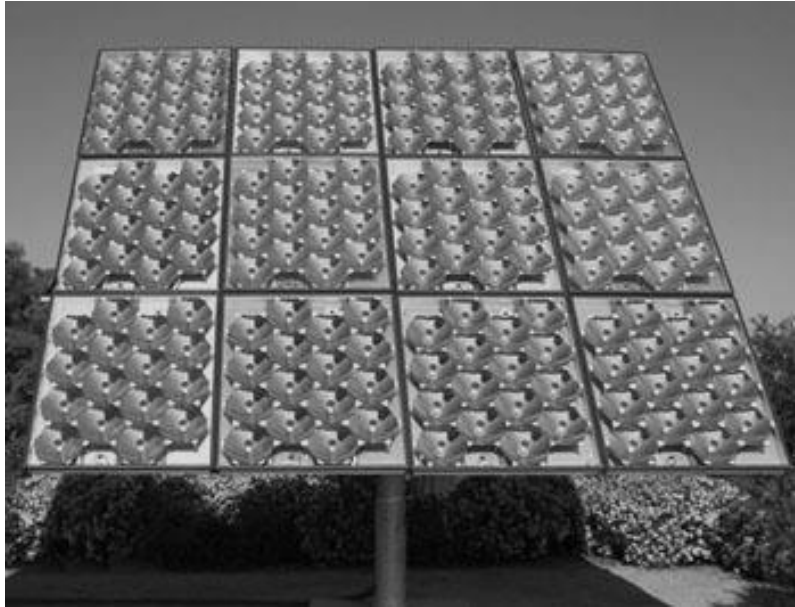
Vogais:

Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Professora Doutora Cristina Inês Camus

Outubro de 2018

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Estudo e aplicação de um sistema de Concentração Fotovoltaica (CPV) com utilização de células Multijunção

JOSÉ RAFAEL LOURO SANTOS CORREIA
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica na Área de especialização de Energia

Orientador:

Professora Doutora Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Professora Doutora Cristina Inês Camus

Outubro de 2018

Agradecimentos

Durante o meu percurso académico, que culmina com a presente dissertação, tive a sorte de contar com pessoas que se revelaram muito importantes. Assim não poderia deixar de manifestar o meu agradecimento, por me terem ajudado na conclusão desta etapa na minha vida.

À minha orientadora, Engenheira Cristina Camus agradeço todos os ensinamentos, a motivação e disponibilidade demonstrados, não só ao longo desta dissertação, mas também ao longo da licenciatura e mestrado.

Gostaria de agradecer aos meus pais, Paula e Jaime, pelos valores que me inculcaram, pelo incentivo e pelas oportunidades que me proporcionaram, fazendo de mim a pessoa que sou hoje. Aos meus irmãos, Ana e Jaime, agradeço toda a paciência e motivação que me deram para a conclusão desta etapa.

Ao meu amigo João Carvalhuço, as palavras de incentivo, nunca me deixando baixar os braços e o companheirismo ao longo destes anos.

Aos colegas e amigos, Jaime Leitão, Válder Baptista, Gonçalo Barata e Miguel Bento que durante a minha licenciatura me ajudaram a superar as dificuldades que se apresentaram e prestaram a sua amizade um obrigado é pouco. Aos colegas e amigos André Monteiro, João Serra e Yannick Pedrosa, agradeço toda a ajuda e incentivo durante o mestrado, que contribuíram para o meu sucesso.

À Patricia Clara, a quem agradeço a compreensão, o encorajamento e companheirismo, sem os quais não teria conseguido completar o presente trabalho.

A todos os docentes com quem, ao longo destes anos, adquiri conhecimentos técnicos e científicos, expresso os meus sinceros agradecimentos.

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo efetuar o estudo da energia produzida por um sistema de concentração fotovoltaico CPV que utiliza módulos com células de multijunção. Estas células permitem aproveitar uma maior amplitude do espectro de radiação solar pela utilização de materiais semicondutores com diferentes larguras de banda. A utilização de lentes para a concentração da radiação solar permite ainda aumentar o fluxo de fótons que atingem a célula, utilizando para a mesma potência uma quantidade de material semicondutor muito menor. Apresenta-se um estudo comparativo entre esta tecnologia e a tecnologia convencional PV com módulos constituídos por células de silício. Conclui-se que a tecnologia CPV, apesar da utilização de células que têm o dobro da eficiência das de silício convencionais, ainda não consegue produzir mais energia por unidade de potência instalada, devido ao sistema de concentração permitir apenas a utilização da radiação direta que é 28% inferior à absorvida pelo sistema PV, no local em estudo. Sendo que as estas perdas, ainda se tem de juntar as perdas resultantes da refração da radiação nas lentes que constituem o concentrador (12-25%).

Palavras-Chave

Energia solar, Células de multijunção, Concentradores fotovoltaicos, Painéis fotovoltaicos.

Abstract

The present work aims to study the energy produced by a CPV photovoltaic concentration system that uses modules with multijunction cells. These cells allow to take advantage of a greater amplitude of the solar radiation spectrum by using semiconductor materials with different bandgaps. The use of lenses for the concentration of solar radiation also allows to increase the flow of photons reaching the cell, using a much smaller amount of semiconductor material for the same power. It's presented a comparative study between this technology and conventional PV technology with modules made of silicon cells. It is concluded that the CPV technology, despite the use of cells which have twice the efficiency of conventional silicon, still cannot produce more energy per unit of installed power, because the concentration system allows only the use of the direct radiation that is 28% lower than that absorbed by the PV system at the study site. To these losses, still must add the losses resulting from the refraction of the radiation in the lenses that constitute the concentrator (12-25%).

Keywords

Solar energy, Multijunction cells, Photovoltaic concentrators, Photovoltaic panels.

Índice de Conteúdos

Agradecimentos.....	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice de Conteúdos.....	ix
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tabelas	xv
Lista de Acrónimos	xvii
Lista de Variáveis	xix
Capítulo 1	1
1 - Introdução	3
1.1 - Motivação.....	3
1.2 - Enquadramento.....	4
1.3 - Objetivos	4
1.4 - Estrutura da dissertação	5
Capítulo 2	7
2 - Estado de arte	9
2.1 - Introdução	9
2.2 - Radiação solar	10
2.2.1 - Tipos de radiação solar	11
2.2.2 - Radiação solar na Europa e em Portugal	12
2.3 - Efeito fotovoltaico	14
2.4 - Tecnologias fotovoltaicas	17
2.4.1 - Tecnologias de 1ª geração	17
2.4.2 - Tecnologias de 2ª Geração	19
2.4.3 - Tecnologias de 3ª Geração	22
2.5 - Sistemas de concentração	25

2.6 -	Sistemas óticos de captação de radiação	26
2.7 -	Sistemas de seguimento	28
2.8 -	Instalações fotovoltaicas	29
2.8.1 -	Centrais PV	30
2.8.2 -	Centrais CPV	32
Capítulo 3	33
3 -	Metodologia e modelos matemáticos	35
3.1 -	Introdução	35
3.2 -	Condições de referência	35
3.3 -	Modelos matemáticos para sistemas fotovoltaicos convencionais	36
3.3.1 -	Modelo de um díodo e três parâmetros	36
3.3.1.1 -	Estabelecimento do modelo	36
3.3.1.2 -	Cálculo da potência de pico	39
3.3.1.3 -	Rendimento.....	39
3.3.1.4 -	Fator de forma.....	40
3.3.1.5 -	Potência elétrica.....	40
3.3.1.6 -	Desenvolvimento do modelo	41
3.3.1.7 -	Variação da curva I-V com a temperatura e com a radiação incidente	42
3.3.1.8 -	Inclusão da influência da temperatura e da radiação incidente no modelo	43
3.3.1.9 -	Cálculo simplificado da potência de saída da célula	45
3.3.2 -	Modelo de um díodo e cinco parâmetros.....	46
3.3.3 -	Comparação dos modelos	48
3.3.4 -	Modelo matemático de aproximação	49
3.4 -	Células de multijunção	50
3.4.1 -	Descrição.....	50

3.4.2 - Estrutura de uma célula de trijunção	52
3.4.3 - Modelo simplificado de células de trijunção.....	53
3.4.4 - Concentradores fotovoltaicos	55
3.5 - Modelo matemático para sistemas fotovoltaicos com células de multijunção	56
3.5.1 - Fator térmico.....	57
3.5.2 - Fator de espectro.....	58
3.5.3 - Potência de saída.....	59
Capítulo 4	61
4 - Aplicação a um caso de estudo.....	63
4.1 - Caso de estudo	63
4.2 - Modelo para sistema PV convencional	64
4.2.1 - Estabelecimento do modelo	64
4.2.1.1 - Parâmetros constantes	64
4.2.1.2 - Parâmetros dependentes da temperatura e irradiância 65	
4.2.2 - Aplicação do modelo	68
4.2.2.1 - Aplicação do modelo de um díodo e três parâmetros e análise de resultados	70
4.2.2.2 - Aplicação do modelo simplificado e análise de resultados 73	
4.2.2.3 - Comparação dos dois modelos.....	76
4.3 - Modelo para sistema CPV.....	77
4.3.1 - Estabelecimento do modelo	77
4.3.1.1 - Temperatura da célula	77
4.3.1.2 - Fator térmico.....	78
4.3.1.3 - Fator de Espectro.....	78
4.3.1.4 - Potência de Saída.....	79

4.3.2 - Aplicação do modelo	79
4.4 - Comparação de resultados entre os sistemas PV convencionais e o CPV	84
4.4.1 - Análise de resultados	84
4.5 - Análise económica	86
Capítulo 5	91
5 - Conclusão e trabalhos futuros.....	93
5.1 - Conclusões	93
5.2 - Trabalhos futuros	95
Referências Bibliográficas	99
Apêndices	103
Apêndice I – Resultados do modelo PV1	105
Apêndice II – Resultados do modelo PV2	109
Apêndice III – Resultados do modelo PV3	113
Apêndice IV – Resultados do modelo CPV1	117
Apêndice V – Resultados do modelo CPV2	119
Apêndice VI – Resultados do modelo CPV3	121
Anexos	125
Anexo A – Matrizes de temperaturas e irradiâncias	125
Anexo B – Catálogos dos painéis PV utilizados	130
Anexo C – Catálogos dos painéis CPV utilizados	133

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Espectro de radiação eletromagnética [6].	10
Figura 2.2 - Mapa do potencial de radiação solar na Europa, adaptado de [7].	12
Figura 2.3 - Mapa do potencial de radiação solar em Portugal, adaptado de [8].	13
Figura 2.4 - Alexandre Edmond Becquerel.	14
Figura 2.5 - Célula, Módulo e Painel Fotovoltaicos [5].	15
Figura 2.6 - Efeito fotovoltaico [11].	16
Figura 2.7 - Painel Fotovoltaico com células de m-Si [12].	18
Figura 2.8 - Painel Fotovoltaico com células de p-Si [12].	18
Figura 2.9 - Painel Fotovoltaico com células de silício amorfo [12].	20
Figura 2.10 - Painel Fotovoltaico com células de Diseleneto de Cobre-Índio-Gálio [12].	21
Figura 2.11 - Painel fotovoltaico com células de Telureto de Cádmio [12].	21
Figura 2.12 - Célula fotovoltaica orgânica [3].	22
Figura 2.13 – Células solares de pontos quânticos [15]	23
Figura 2.14 - Célula solar sensibilizada por corantes [3].	24
Figura 2.15 - Princípio de funcionamento das lentes Fresnel [9].	26
Figura 2.16 - Princípio de funcionamento dos sistemas de reflexão adaptado de [10]	27
Figura 2.17 - Sistema de seguimento solar de um eixo adaptado de [5].	28
Figura 2.18 - Sistema de seguimento solar de dois eixos adaptado de [5].	28
Figura 2.19 - Capacidade de potência instalada em GW dos maiores produtores de energia solar fotovoltaica no mundo [18].	29
Figura 2.20 - Central fotovoltaica de Tengger, China [19].	30
Figura 2.21 - Central fotovoltaica da Amareleja, Beja[22].	31
Figura 2.22 - Central CPV em Évora [14].	32
Figura 3.1 - Modelo de um díodo e três parâmetros adaptado de [17]. .	37

Figura 3.2 - Curvas I-V para uma célula fotovoltaica com variação da radiação em W/m^2 [24].	42
Figura 3.3 - Curvas I-V para uma célula fotovoltaica com variação da temperatura em $^{\circ}C$ [24].	43
Figura 3.4 - Modelo de um díodo e cinco parâmetros, adaptado de [17].	46
Figura 3.5 – Exemplo de uma estrutura de uma célula de multijunção..	53
Figura 3.6 - Modelo de um díodo e três parâmetros aplicado a uma célula de trijunção adaptado de [26].	54
Figura 3.7 - Lente Fresnel [28].	55
Figura 3.8 - Painel seguidor da radiação com espelhos concentradores [9].	56
Figura 4.1 - Local retirado PVGIS	63
Figura 4.2 – Temperatura ambiente em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.	68
Figura 4.3 – Irradiância global em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.	69
Figura 4.4 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos PV, em cada mês.	72
Figura 4.5 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos PV, em cada mês.	75
Figura 4.6 - Valores para o fator de espectro para os solstícios de Verão e Inverno, adaptado de [25].	78
Figura 4.7 - Irradiância global, DNI em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.	80
Figura 4.8 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos CPV, em cada mês.	83
Figura 4.9 - Irradiância incidente direta e irradiância global, em Julho.	85

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 - Rendimento máximo para células de multijunção, em função do número de junções e da concentração (adaptado de [22]).	51
Tabela 4.1 - Tabela resumo das características dos três painéis usados no estudo PV convencional.	69
Tabela 4.2 - Resultados dos três modelos PV para o modelo de um díodo e três parâmetros.	71
Tabela 4.3 - Resultados dos três modelos PV para o modelo aproximado.	74
Tabela 4.4 - Erro relativo entre os modelos PV.	76
Tabela 4.5 - Tabela resumo das características dos três painéis usados no estudo CPV.	80
Tabela 4.6 - Resultados dos três modelos CPV.	82
Tabela 4.7 - Resumo de resultados dos modelos PV3 aproximado e CPV3.	84
Tabela 4.8 - Preço médio aritmético em Portugal [14].	88
Tabela I.1 - Resultados do modelo de um díodo e três parâmetros, PV1.	105
Tabela I.2 - Resultados do modelo aproximado, PV1.	107
Tabela II.3 - Resultados do modelo de um díodo e três parâmetros, PV2.	109
Tabela II.4 - Resultados do modelo aproximado, PV2.	111
Tabela III.5 - Resultados do modelo de um díodo e três parâmetros, PV3.	113
Tabela III.6 - Resultados do modelo aproximado, PV3.	115
Tabela IV.7 - Resultados do modelo, CPV1.	117
Tabela V.8 - Resultados do modelo, CPV2.	119
Tabela VI.9 - Resultados do modelo, CPV3.	121
Tabela A.1 – Matriz das temperaturas ambientes hora a hora, para um ano.	125
Tabela A.2 - Matriz das irradiâncias globais, hora a hora, para um ano.	127

Tabela A.3 - Matriz das irradiâncias globais, hora a hora, para um ano.

..... 128

Lista de Acrónimos

AC	<i>Alternate Current</i>
AM	<i>Air Mass</i>
As	Arsénio
a-Si	Silício Amorfo
Cd	Cádmio
CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre-índio-gálio
CIS	Disseleneto de cobre-índio
CPV	<i>Concentration PhotoVoltaics</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
F	Flúor
H	Hidrogénio
He	Hélio
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
m-Si	Silício Monocristalino
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
Os	Ósmio
PQ's	Pontos Quânticos
p-Si	Silício Policristalino
Pt	Platina
PV	<i>PhotoVoltaics</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
Ru	Ruténio
Si	Silício
SnO ₂	Óxido de Estanho
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TiO ₂	Dióxido de Titânio
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de Variáveis

α_1	Coeficiente específico do concentrador [$^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^{-2}$]
α_2	Coeficiente específico do concentrador [$^{\circ}\text{C}/\text{ms}^{-1}$]
α_p	Coeficiente de temperatura das células [%/K]
ε	Hiato do semicondutor [eV]
$\eta_{\text{célula}}$	Rendimento da célula no valor de concentração operacional
η_{opt}	Rendimento ótico do concentrador
$\eta_{\text{ótico}}$	Rendimento ótico
η^r	Rendimento de uma célula fotovoltaica, em condições STC
θ_a	Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$]
θ_{ar}	Temperatura do ar [$^{\circ}\text{C}$]
θ_c	Temperatura da célula fotovoltaica [$^{\circ}\text{C}$]
θ_c^r	Temperatura da célula fotovoltaica, nas condições de STC [$^{\circ}\text{C}$]
$\mu_{V_{ca}}$	Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [$\text{V}/^{\circ}\text{C}$]
γ	Coeficiente de potência máxima nas condições de concentração operacionais [%/ $^{\circ}\text{C}$]
A	Área da célula fotovoltaica [m^2]
A_{lente}	Área da lente primária [m^2]
b_1	Coeficiente específico do concentrador [$^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^{-2}$]
b_2	Coeficiente específico do concentrador
C_{geo}	Concentração geométrica
D	Constante
dom	Despesas com operação e manutenção anuais
E	Energia anualmente produzida [kWh]
E_a	Energia anual [kWh]
$E_b(\lambda)$	Distribuição normal da DNI
$E_{b,\text{ref}}(\lambda)$	Referência da radiação espectral
E_d	Energia diária [kWh]
E_m	Energia mensal [kWh]

fa	Fator de anuidade
FE	Fator de espectro
FF	Fator de forma
FT	Fator térmico
G	Irradiância incidente [W/m ²]
G ^r	Irradiância incidente, em condições STC [W/m ²]
h _a	Utilização anual da potência instalada [horas]
I	Corrente fornecida à carga [A]
Inv	Investimento
i	Taxa de atualização
I ₀	Intensidade de corrente inversa máxima de saturação do diodo [A]
I _{cc}	Intensidade de corrente de curto-circuito [A]
I _{cc}	Intensidade de corrente de curto-circuito [A]
I _D	Intensidade de corrente do diodo [A]
I _{MP}	Intensidade de corrente de máxima potência [A]
I ₀ ^r	Intensidade de corrente inversa máxima de saturação do diodo, em condições STC [A]
I _{cc} ^r	Intensidade de corrente de curto-circuito, em condições STC [A]
I _{MP} ^r	Intensidade de corrente de máxima potência, em condições STC [A]
I _s	Intensidade de corrente gerada pela irradiância que incide na célula fotovoltaica [A]
K	Constante de <i>Stefan Boltzman</i> [J/K]
m	Fator de idealidade do diodo
n	Número de anos
NOCT	Temperatura normal de operação da célula [°C]
N _s	Número de células ligadas em série
P _{MP}	Ponto de máxima potência [W]
P _p	Potência de pico [W]
p _v	Preço médio variável [€/kWh]
q	Carga elétrica do eletrão [C]

T	Temperatura absoluta da célula [K]
T_c	Temperatura absoluta da célula [K]
T^r	Temperatura absoluta da célula, em condições STC [K]
V	Tensão aos terminais da célula fotovoltaica [V];
V_{ca}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{ca}^r	Tensão de circuito aberto, em condições STC [V]
V_{MP}^r	Tensão de máxima potência, em condições STC [V]
V_T^r	Potencial térmico de referência [V]
V_T	Potencial térmico [V]
W_0	Coeficiente específico do concentrador [m/s]
W_s	Velocidade do vento [m/s]
X	Concentração efetiva

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo apresentam-se as motivações que levaram à elaboração deste trabalho, o seu enquadramento, os objetivos e a estrutura do mesmo.

1 - Introdução

1.1 - Motivação

Num contexto de consciencialização ambiental, existe cada vez mais responsabilidade no que toca a questões ambientais. Deste modo têm de ser reduzidas as emissões de dióxido de carbono, uma forma de o conseguir é incentivando os produtores de energia elétrica a aumentarem a produção da mesma a partir de fontes renováveis ao invés das não renováveis. Uma das formas de produção através de fontes de energia renováveis poderá passar pelo aproveitamento da energia proveniente do Sol.

O Sol é a maior fonte de energia que se conhece e disponibiliza mais energia que todas as outras fontes juntas [1].

Portugal Continental, devido às suas condições climáticas, é um país com enorme potencial para a conversão fotovoltaica, sendo um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar anual, rondando 2200 horas por ano na região Norte e 3000 horas por ano na região Sul. Este aproveitamento pode ser majorado, caso sejam utilizados sistemas de seguimento solar, por forma a otimizar a energia absorvida [1], [2].

Por outro lado, com o avançar dos anos as tecnologias de aproveitamento desta fonte de energia renovável têm-se desenvolvido muito, tais como, novos métodos com melhor capacidade de aproveitamento do comprimento de onda do espectro de radiação solar e a utilização de multijunções e de novos materiais compostos na criação de painéis fotovoltaicos que são as bases do desenvolvimento futuro da energia solar fotovoltaica.

1.2 - Enquadramento

Este trabalho insere-se no âmbito da obtenção de grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Energia no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. No contexto atual das energias renováveis considerou-se importante o estudo das tecnologias mais recentes, tais como as de concentradores solares fotovoltaicos e de células de multijunção para a captação de energia proveniente do Sol. Assim este trabalho irá abordar estas temáticas aplicadas a um caso prático em Portugal, comparando-o com uma aplicação comum de aproveitamento de energia com painéis solares convencionais.

1.3 - Objetivos

No presente trabalho serão estudados os conceitos fundamentais dos sistemas de concentração solar fotovoltaica (CPV) e das células de multijunção. Serão explicados os principais parâmetros dos módulos solares e a influência da temperatura e distribuição espectral na potência de saída dos mesmos.

O principal objetivo será descrever e calcular a energia produzida por um sistema de concentração fotovoltaico CPV que utiliza células de multijunção.

Será simulado o diagrama de produção do sistema CPV e comparado com um sistema fotovoltaico PV convencional.

1.4 - Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em cinco capítulos. O presente capítulo aborda a motivação, o enquadramento e os objetivos da dissertação.

No segundo capítulo é descrito o estado da arte, onde será abordada alguma da história das tecnologias fotovoltaicas e serão apresentadas as maiores centrais fotovoltaicas construídas até à data.

No terceiro capítulo são apresentados os modelos para previsão da energia produzida por sistemas de conversão de energia fotovoltaicos

No quarto capítulo são apresentados os casos de estudo, são analisados e comparados os resultados dos mesmos.

No quinto capítulo apresentam-se as conclusões e as propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado de Arte

Neste capítulo apresenta-se o estado da arte dos sistemas de conversão de energia solar em energia elétrica. Serão apresentadas ainda as maiores centrais solares de produção de energia elétrica.

2 - Estado de arte

2.1 - Introdução

A energia solar fotovoltaica, ocupa um lugar promissor como alternativa aos métodos de obtenção de energia elétrica atuais, como a queima de combustíveis fósseis.

Apesar de todos os seus aspetos positivos, os sistemas fotovoltaicos ainda possuem um custo de investimento mais elevado que os sistemas que utilizam combustíveis fósseis. No entanto, ainda que a energia produzida seja “limpa”, o processo de fabricação das células gera uma grande quantidade de poluentes tóxicos, como o cádmio (Cd) e o arsênio (As).

Para melhorar estes inconvenientes, inúmeros estudos têm sido feitos com o objetivo de reduzir o custo das células solares, concentrando-se principalmente na eficiência das células solares individuais e na redução do custo de produção, ao mesmo tempo visando a utilização de materiais mais abundantes e de menor toxicidade. Com essas propostas, nasce uma nova geração de células solares que engloba tecnologias de 3ª geração [3].

2.2 - Radiação solar

O Sol fornece energia sob forma de radiação, sendo esta muito importante para a vida na Terra. Neste existe a fusão entre núcleos de hidrogénio (H) e núcleos de hélio (He), sendo que durante este processo parte da massa é transformada em energia (reação de fusão). Como a distância entre a Terra e o Sol ainda é considerável, grande parte dessa radiação não atinge a superfície da Terra [4].

Ao passar pela atmosfera metade da radiação que chega à superfície do planeta é absorvida por esta, fazendo com que a radiação que efetivamente dispomos seja menor do que a que chega à superfície da Terra.

O espectro solar que atinge a superfície exterior da atmosfera, no espectro eletromagnético, representado na Figura 2.1, distribui-se pelos comprimentos de onda dentro das regiões dos ultravioletas (7%), da luz visível (47%) e infravermelhos (46%) [5].

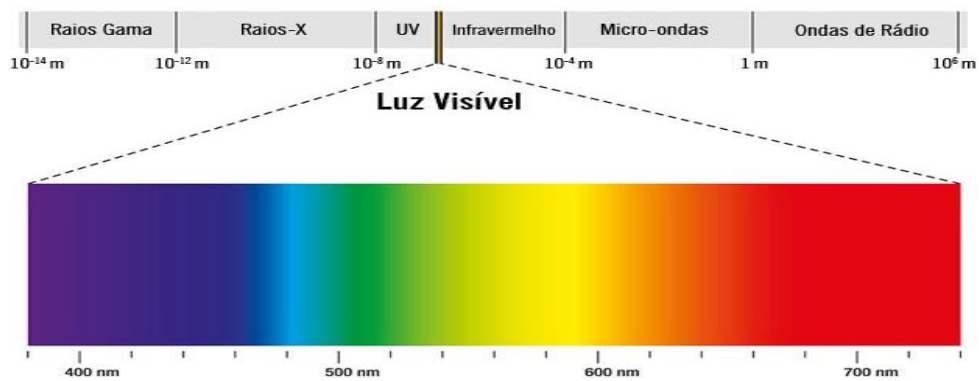


Figura 2.1 - Espectro de radiação eletromagnética [6].

2.2.1 - Tipos de radiação solar

A radiação solar disponível à superfície da Terra divide-se em direta, difusa e refletida. A primeira atinge diretamente a superfície, não sendo refletida por nuvens ou qualquer outro objeto. A segunda, é proveniente da radiação refratada nas nuvens e poeiras em suspensão. Por último a radiação refletida é aquela que resulta da reflexão da radiação em edifícios e objetos circundantes à superfície onde incide a radiação [4].

Devido à inclinação do eixo da terra, o Sol não atinge o planeta sempre com a mesma inclinação para a mesma hora do dia, sendo que o dia do ano influencia a radiação que atinge a Terra.

Este conhecimento permite ter um melhor entendimento da inclinação ideal para colocar um painel fotovoltaico com o objectivo de maximizar a radiação solar que o atinge. Os painéis fotovoltaicos fixos são, normalmente, instalados com uma inclinação igual à da latitude do local.

Nos painéis fotovoltaicos que permitem regular a inclinação as radiações que os atingem serão sempre a direta e a difusa. No caso dos painéis fotovoltaicos fixos dependendo da direção poder-se-á também ter por vezes radiação refletida.

2.2.2 - Radiação solar na Europa e em Portugal

Pela análise da Figura 2.2 o Sul da Europa é o local onde existe uma maior incidência da radiação solar sendo que é nestes países que se torna mais vantajoso a instalação de equipamentos que consigam aproveitar a radiação solar para a geração de energia elétrica e térmica.

Assim, como já referido no subcapítulo 1.1, Portugal é um país com um número de horas de incidência de radiação solar elevado, fazendo com que seja um país favorável ao investimento em tecnologias de aproveitamento deste recurso natural inesgotável. Pode observar-se as regiões de Portugal com maior potencial solar na Figura 2.3.

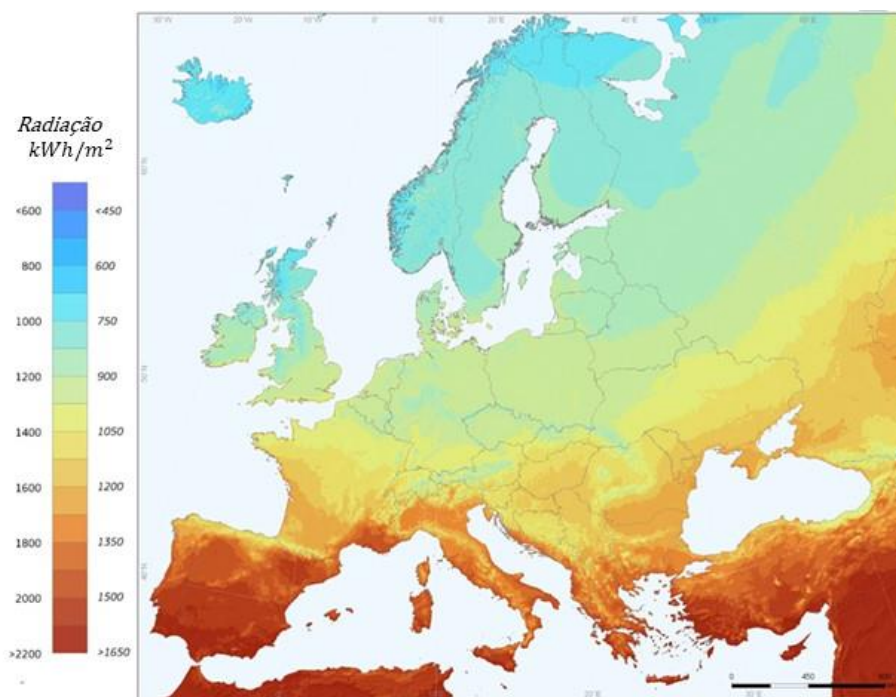


Figura 2.2 - Mapa do potencial de radiação solar na Europa, adaptado de [7].

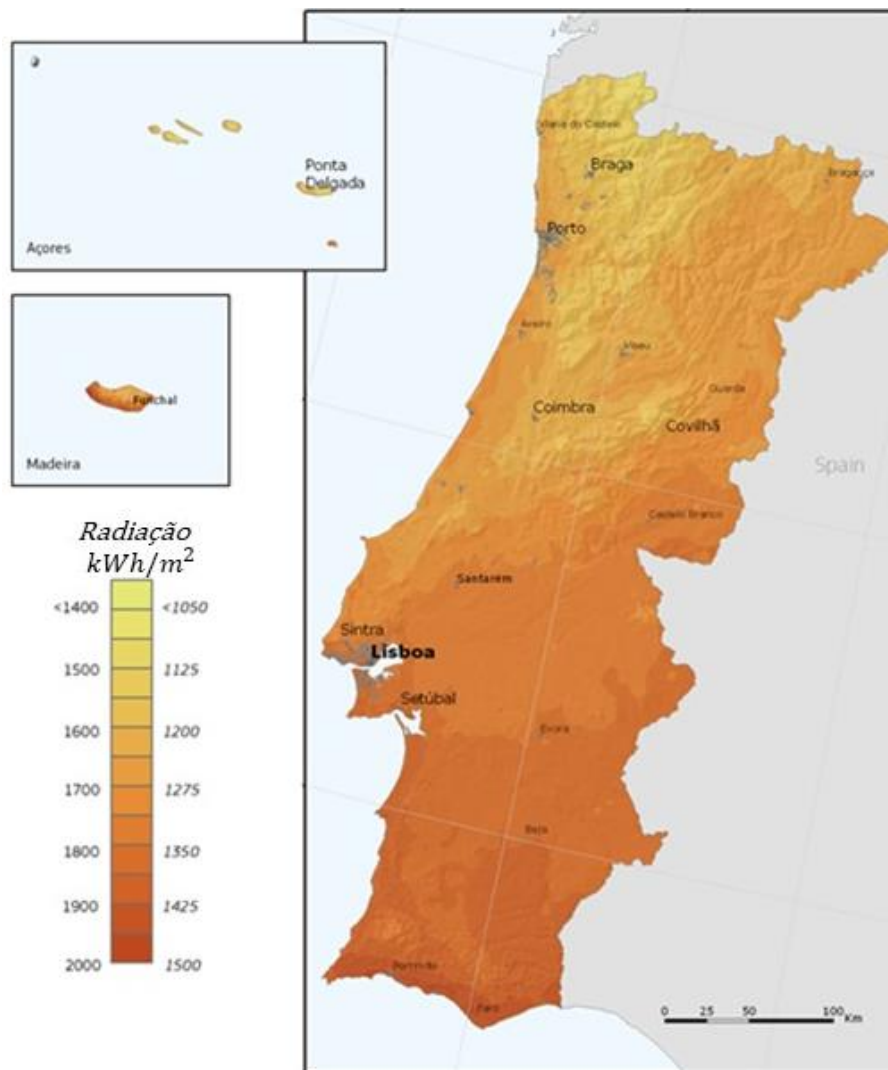


Figura 2.3 - Mapa do potencial de radiação solar em Portugal, adaptado de [8].

Em Portugal as regiões mais a Sul têm valores de radiação superiores, sendo as regiões do Alentejo e Algarve as mais propícias à instalação de parques solares.

2.3 - Efeito fotovoltaico

O processo de conversão de energia solar em energia elétrica chama-se efeito fotovoltaico [2]. O efeito fotovoltaico é um fenómeno experimentado por certos materiais que têm a capacidade de produzir uma corrente elétrica quando são expostos à radiação solar. Esta descoberta remonta a 1839 e foi atribuída ao físico Francês Alexandre Edmond Becquerel [8].



Figura 2.4 - Alexandre Edmond Becquerel.

As células fotovoltaicas são o elemento chave num sistema fotovoltaico pois é nelas que se dá este efeito [9]. Estas são compostas por duas camadas de materiais semicondutores, uma com característica elétrica positiva e outra negativa. Para além destes materiais, as células são ainda compostas por dois contactos metálicos, em lados opostos, que fecham o circuito elétrico. Todo o conjunto está protegido por um vidro e um revestimento, que evita a degradação por fatores atmosféricos, mantém as condições de funcionamento das células e prolonga a vida útil do equipamento [1].

A potência máxima de uma célula não excede os 2W, o que é insuficiente para a maioria das aplicações, quer domésticas, quer industriais. Assim, existe a necessidade de agrupar as células em série e em paralelo formando módulos, de forma a suprir essa dificuldade. O número de células de um módulo é determinado pelas necessidades de tensão e corrente da carga a alimentar. Para

além de se poder associar células para formar módulos, de forma a aumentar a tensão e corrente, é possível agrupar estes módulos de modo a se obter um valor de potência mais elevado, formando assim um painel fotovoltaico, como se observa na Figura 2.5, [5], [10].

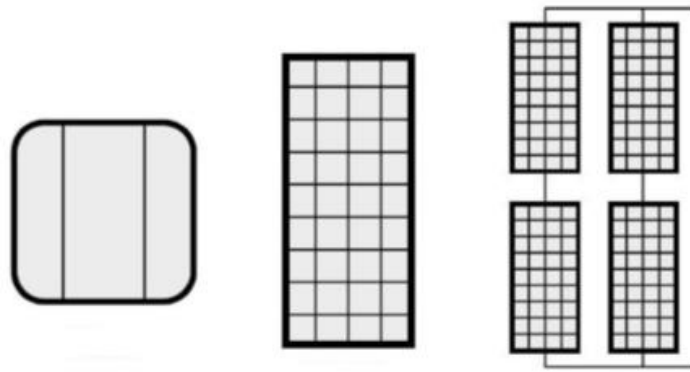


Figura 2.5 - Célula, Módulo e Painel Fotovoltaicos [5].

O efeito fotovoltaico acontece quando uma luz incide sobre dois materiais semicondutores diferentes, que estão em contacto, dando origem a uma diferença de potencial, como se pode observar pela Figura 2.6. Os materiais semicondutores são constituídos por uma banda de condução e uma banda de valência. Na maioria dos semicondutores a banda de condução está vazia e a banda de valência possui eletrões [11].

Para que um eletrão de um material semicondutor saia da sua camada de valência, é necessário que absorva uma determinada quantidade de energia. A essa quantidade de energia que provoca a passagem de um eletrão da camada de valência para a condução dá-se o nome de *band gap* [11].

A luz ao incidir num material semicondutor, um material no qual os eletrões normalmente não são livres para se deslocar de um átomo para o outro, fornece a energia necessária para libertar alguns eletrões da sua condição limitada. Os eletrões livres atravessam a junção entre os dois materiais diferentes mais facilmente numa direção, dando a um lado da junção uma carga negativa e, portanto, uma tensão negativa em relação ao outro lado. O efeito

fotovoltaico pode continuar a fornecer corrente enquanto a luz continuar a incidir sobre os dois materiais [11].

Quando os eletrões na banda de valência adquirem uma energia superior ao *band gap*, estes movimentam-se para a banda de condução, produzindo duas cargas móveis, eletrão e lacuna.

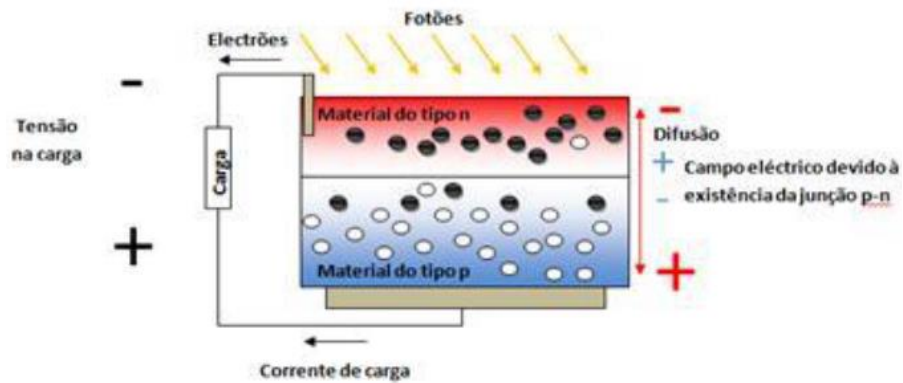


Figura 2.6 - Efeito fotovoltaico [11].

De notar que, os fótons com uma energia menor que o *band gap*, não têm qualquer implicação no processo de conversão de energia, pois não possuem energia suficiente para passar da camada de valência para a de condução.

2.4 - Tecnologias fotovoltaicas

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos por um conjunto de módulos de um ou mais materiais semicondutores, e um sistema de suporte que nos sistemas ligados à rede elétrica inclui inversores DC/AC e que nos sistemas isolados inclui as baterias e reguladores de carga.

O desenvolvimento destes sistemas ao longo do tempo, foi baseado na evolução das células de silício, células estas que estão englobadas nas tecnologias de 1ª geração.

Mais recentemente as tecnologias que usam filmes finos, ganharam mais importância, pelo facto do seu processo de fabrico, reduzir a quantidade de matéria prima de forma significativa, sendo estas consideradas as tecnologias de 2ª geração.

Atualmente estão em fase de investigação as tecnologias de 3ª geração que prometem melhorar significativamente as tecnologias fotovoltaicas do futuro, e serão explicadas no capítulo 2.4.3 [8].

2.4.1 - Tecnologias de 1ª geração

As tecnologias fotovoltaicas convencionais, ou de 1ª geração são compostas pelas células de silício (Si) cristalino. Esta tecnologia está presente em 85% das tecnologias usadas no mundo. As células de silício são divididas em monocristalinas (m-Si), obtidas através do corte de um lingote de um monocristal de silício puro, e policristalinas (p-Si), obtidas através de um lingote de silício com múltiplos cristais.

Nas células m-Si, como se pode observar na Figura 2.7, a estrutura molecular uniforme é ideal para a passagem de eletrões, no entanto, é necessário que o silício passe por um processo de dopagem de modo a criar camadas dos tipos p e n.



Figura 2.7 - Painel Fotovoltaico com células de m-Si [12].

Por outro lado, o p-Si, como se pode observar na Figura 2.8, utiliza processos mais simples e baratos para a criação de células, tendo um nível de pureza mais baixo.



Figura 2.8 - Painel Fotovoltaico com células de p-Si [12].

Estes tipos de células atingiam rendimentos de 12-15% utilizando m-Si e 11-14% utilizando p-Si, tendo sido batidos recordes em laboratório de 24,7% e 20,3%, respetivamente. No presente as células que utilizam m-Si atingem rendimentos de 17-19%.

O princípio de funcionamento destas células de silício, consiste na incidência de um fóton da radiação solar com energia suficiente que atinge um eletrão da banda de valência, movendo este eletrão para a banda de condução, deixando uma lacuna, o qual se comporta como uma carga positiva. Desta forma cria-se um excesso de cargas positivas de um lado da célula e um excesso de cargas negativas do outro, criamos um campo elétrico. Ligando os terminais a uma carga, tem-se uma corrente elétrica a circular [1], [8].

2.4.2 - Tecnologias de 2ª Geração

A segunda geração de tecnologias de células veio responder à necessidade de redução do consumo de silício. O silício é uma substância cara e a sua utilização em células fotovoltaicas representa praticamente metade do custo final de um módulo fotovoltaico, e não menos importante, é o facto de ser um recurso limitado.

Devido aos custos elevados na purificação do silício, a indústria procurou apostar no melhoramento das tecnologias de produção de células fotovoltaicas, bem como nos materiais usados.

Com esta necessidade desenvolveram-se as tecnologias de filmes finos. Estas tecnologias usam maioritariamente silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre-índio (CIS), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

Estes materiais possuem uma ótima absorção da radiação, as suas estruturas podem possuir uma espessura fina, conseguindo-se assim utilizar uma menor quantidade de semicondutor, fazendo com que este tipo de células tenha menores custos de produção que as da 1ª geração. A principal desvantagem é o processo de produção ser prejudicial para o meio ambiente,

que aliado ao baixo rendimento e à curta vida útil, na sua maioria, faz com que estas células sejam pouco atrativas.

O silício amorfo (a-Si), é uma forma de silício sem estrutura cristalina que apresenta defeitos estruturais, que o impedem de ser utilizado em células fotovoltaicas. Contudo através de um processo de hidrogenação, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente, minimizando os defeitos estruturais. A eficiência deste tipo de células de filmes finos é uma desvantagem, estando entre 11 a 12%, diminuindo muito com o tempo de vida para valores na ordem dos 5 a 6%. Pode observar-se um painel com células de silício amorfo na Figura 2.9.

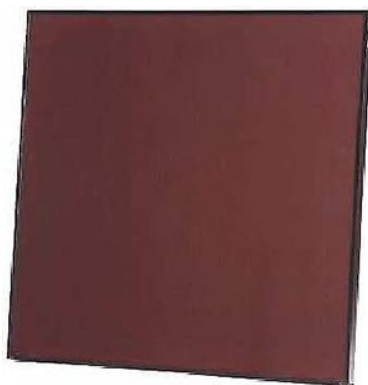


Figura 2.9 - Painel Fotovoltaico com células de silício amorfo [12].

Os painéis constituídos por células de disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS / CIS), como se pode observar na Figura 2.10, considerando todas as tecnologias de filmes finos são as melhores, devido aos seus elementos serem estáveis e terem propriedades semicondutoras que os tornam bons absorventes de radiação solar. Atingindo rendimentos na ordem de 11 a 13%, podendo atingir os 20% em laboratório. Este tipo de células não se degrada com a exposição à luz, possuem uma boa aparência estética e são flexíveis, podendo ser colocadas em janelas, revestimentos e telhados, possuem ainda uma vida útil considerável. A principal desvantagem é o facto de existirem dificuldades na obtenção de uma camada uniforme de deposição ao longo do substrato, que aliado à escassez de índio na natureza, encarecem o produto final.



Figura 2.10 - Painel Fotovoltaico com células de Diseleneto de Cobre-Índio-Gálio [12].

De todas as células com tecnologia de filmes finos, as células de telureto de cádmio (CdTe) são as que mais positivamente se destacam, apresentando rendimentos na ordem dos 10 a 11%, podendo atingir os 16% em laboratório. Pode observar-se um painel com este tipo de células na Figura 2.11. Este tipo de células encontra-se atualmente em fase de desenvolvimento e investigação. A principal desvantagem é o fato de estas células conterem uma substância tóxica, o Cádmio, e a escassez do telúrio. Devido à combinação destes fatores a produção em grande escala deste tipo de células torna-se difícil [3].



Figura 2.11 - Painel fotovoltaico com células de Telureto de Cádmio [12].

2.4.3 - Tecnologias de 3ª Geração

As células fotovoltaicas de terceira geração têm como objetivo principal melhorar a eficiência das tecnologias de aproveitamento de potencial fotovoltaico, utilizando as vantagens da primeira e segunda gerações. Para além do aumento da eficiência, as células desta geração propõem a utilização de materiais diferentes, não tóxicos e abundantes no nosso planeta, podendo assim ser produzidas em grande escala, com um custo inferior. A possível semi transparência, a flexibilidade e o baixo peso, poderão contribuir para a utilização em massa desta tecnologia de células fotovoltaicas.

Dentro desta tecnologia, destacam-se:

- Células orgânicas;
- Células de pontos quânticos;
- Células solares sensibilizadas por corantes;
- Células de tecnologias de conversão ascendente;
- Células de multijunção.

As células orgânicas usam, ao invés de junções p-n, pigmentos orgânicos como doadores e recetores de eletrões e lacunas. A sua eficiência está compreendida entre 7 e 8%. A principal vantagem da utilização destas células é o fato de utilizarem materiais economicamente atrativos e a principal desvantagem é o espaço físico necessário para atingir níveis de potência de saída aceitáveis.



Figura 2.12 - Célula fotovoltaica orgânica [3].

As células solares de pontos quânticos (PQs) (*Quantum Dot Solar Cells*), usam as propriedades dos PQs, para controlar o seu *band gap*. A sua eficiência máxima atingida foi de 13,4%. Através da variação das dimensões dos PQs, a energia absorvida do espectro solar nestas células, pode ser controlada. Também a separação das cargas pode ser otimizada através deste ajuste nas dimensões dos PQs [13],[14].

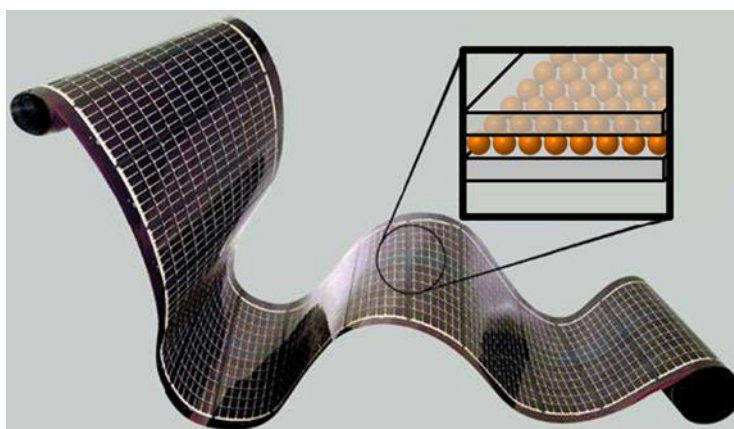


Figura 2.13 – Células solares de pontos quânticos [15]

As células sensibilizadas por corantes (*Dye Sensitized solar cells*), também chamadas de células de Gratzel, pertencem ao grupo das células de filmes finos e têm como mais valia, o baixo custo de produção. Estas células são compostas por um eletrodo de dióxido de titânio (TiO_2), com corante, obtido a partir de um complexo metálico de rutênio (Ru) ou ósmio (Os), sobre um vidro coberto por óxido de estanho (SnO_2), dopado com flúor (F), um eletrólito e um eletrodo de platina (Pt).

O futuro destas células, devido à dificuldade de manter o eletrólito isolado do ar circundante, é uma incógnita, no entanto estas células possuem um custo de produção baixo, e atingiram rendimentos, em laboratório, na ordem dos 13%. Também o fato de serem mecanicamente resistentes faz desta uma tecnologia em que vale a pena apostar [8], [16].



Figura 2.14 - Célula solar sensibilizada por corantes [3].

As células que usam tecnologias de conversão ascendente (*Upconversion of low-energy photons*) são baseadas na junção de dois fótons com elevados comprimentos de onda (menos energéticos e incapazes de gerar um par elétron-lacuna), resultando num fóton com uma energia superior ao *band gap* do material da célula.

A conversão ascendente de fótons com baixa energia ocorre com: a absorção de fótons de baixa energia, seguida pela transferência de energia entre dois íons excitados que leva à emissão de um fóton mais energético [17].

As células solares de multijunção compreendem elementos dos grupos III–V da tabela periódica. Estas células usam concentradores óticos. O uso de várias junções numa célula fotovoltaica permite eficiências que não eram possíveis apenas com uma junção. Estas células são objeto de estudo nesta dissertação e são descritas mais pormenorizadamente no subcapítulo 4.8.

2.5 - Sistemas de concentração

Um sistema fotovoltaico de concentração (CPV – *Concentration PhotoVoltaics*) converte a energia da radiação solar em energia elétrica tal como os sistemas convencionais o fazem. A principal diferença está na inclusão de um sistema ótico nos sistemas CPV que concentra essa radiação em cada célula fotovoltaica. Estes sistemas funcionam como telescópios do Sol na medida em que concentram a radiação solar num único ponto e como tal ampliam a radiação solar que cada célula recebe, podendo assim reduzir a quantidade de células fotovoltaicas presentes num painel, para a mesma potência.

As células fotovoltaicas comuns, funcionam sob condições de radiação solar direta, refletida e difusa, sendo que quanto maior a quantidade de radiação incidente, maior será a potência de saída da célula fotovoltaica.

A quantidade de radiação incidente num dia sem nuvens varia de acordo com a localização e a estação do ano, e é considerada como um "sol", que é definido como 1000 W/m^2 . A relação de concentração pode variar, se a radiação que incide em 100 cm^2 é focada num 1 cm^2 de material fotovoltaico, a relação de concentração será de 100 sóis.

Como a maioria dos sistemas de concentração fotovoltaica (CPV) usa apenas radiação solar direta, nessas instalações existem sempre sistemas de seguimento solar. Apesar de uma maior concentração aumentar a eficiência, a razão de concentração tem de ser otimizada para cada tipo de célula. Quando uma célula é exposta a várias centenas de "sóis", esta poderá deixar de ter o funcionamento pretendido, porque a partir de um limite de concentração solar, a eficiência da célula começa a diminuir devido ao aumento das perdas por efeito de Joule, dentro das células [9].

2.6 - Sistemas óticos de captação de radiação

Os sistemas usados para captação de radiação podem refletir ou refratar a radiação incidente nos mesmos.

Um exemplo de sistema que recorre à refração utiliza lentes *Fresnel*. Esta lente é constituída por uma série de anéis concêntricos, em que cada anel é mais pequeno que o seguinte, direcionando a luz para um ponto central. A Figura 2.15, ilustra o funcionamento destas lentes.

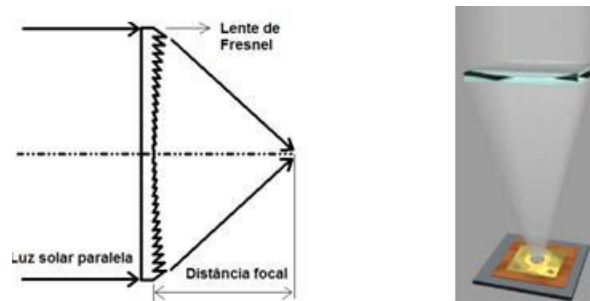


Figura 2.15 - Princípio de funcionamento das lentes Fresnel [9].

No caso dos sistemas que recorrem à reflexão para captar a radiação, são constituídos por um espelho primário e um secundário, Figura 2.16.

O primeiro reflete a radiação incidente para o espelho secundário, mais pequeno, que por sua vez reflete para um prisma de vidro que canaliza a radiação solar para um ponto central. É nestes pontos centrais que estarão as células fotovoltaicas.

Nenhuma lente consegue transmitir 100% da radiação incidente, na melhor das hipóteses transmite cerca de 95%. Além disso, os concentradores não permitem focar a luz solar difusa [9].

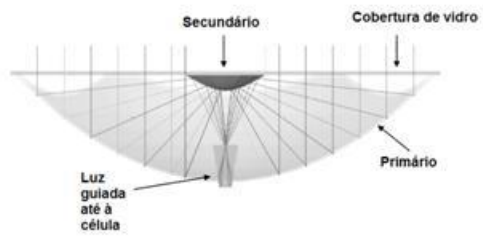


Figura 2.16 - Princípio de funcionamento dos sistemas de reflexão, adaptado de [10].

2.7 - Sistemas de seguimento

Os sistemas de seguimento do Sol podem ser de um ou dois eixos. O sistema de seguimento do Sol de eixo único, como se pode observar na Figura 2.17, é na maioria das vezes realizado com uma montagem em que o mecanismo de seguimento faz girar os coletores na direção E-O, enquanto que o eixo N-S, apenas representado na Figura 2.18, é ajustado manualmente. Como já referido, a inclinação do coletor deve ser igual à latitude do local, de forma a maximizar a absorção da radiação, mas deve ser ajustada periodicamente de acordo com a altura do ano.

Os sistemas de dois eixos, como o da Figura 2.18, seguem o Sol tanto no ângulo de azimute como no angulo de altura, para que os coletores possam estar permanentemente apontados para o Sol [5]. São estes os sistemas usados para a tecnologia CPV, pois esta tecnologia apenas capta a radiação solar direta.

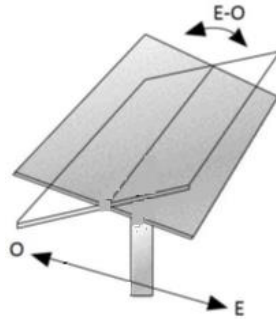


Figura 2.17 - Sistema de seguimento solar de um eixo adaptado de [5].

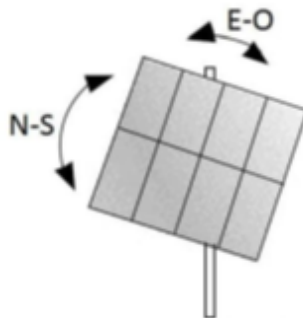


Figura 2.18 - Sistema de seguimento solar de dois eixos adaptado de [5].

2.8 - Instalações fotovoltaicas

No ano de 2017 a potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos no mundo atingiu os 400GW, tendo tido um crescimento de 32% face ao ano anterior. Para este crescimento contribuíram países como a China, os Estados Unidos da América e o Japão, tendo instalado respetivamente potências de 53GW, 11GW e 7GW. Tendo em conta que a capacidade instalada no ano de 2017 foi de 97GW, a China destaca-se por ter instalado mais de 50% desta potência. Este crescimento apenas é superado pelo crescimento de 35% no ano de 2015 [18].

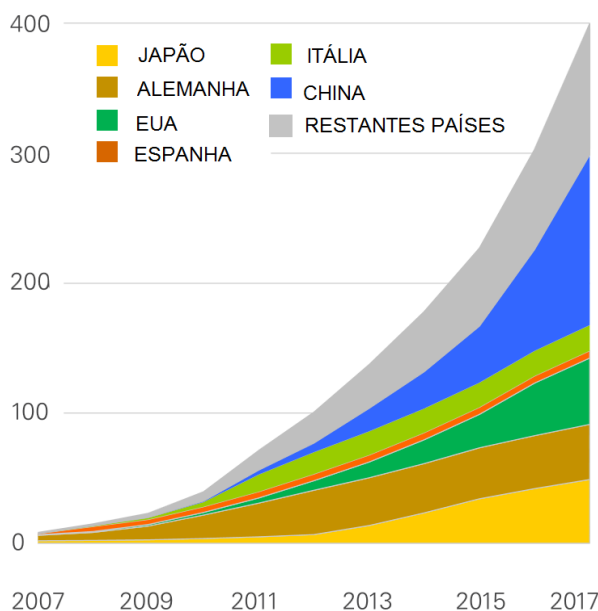


Figura 2.19 - Capacidade de potência instalada em GW dos maiores produtores de energia solar fotovoltaica no mundo [18].

A China como grande impulsionador da energia solar fotovoltaica lidera mundialmente com uma capacidade de potência instalada de 130GW, seguida dos Estados Unidos com 51GW e do Japão com 49GW. O país Europeu com maior capacidade de potência instalada é a Alemanha com 42GW. A Figura 2.19 ilustra a capacidade de potência instalada dos países com maior capacidade de produção de energia com recurso a energia solar fotovoltaica [18].

2.8.1 - Centrais PV

Até à data as maiores centrais de produção de energia recorrendo a painéis fotovoltaicos do mundo são [19]:

- Tengger Desert Solar Park, com uma potência instalada de 1547MW, situada na China, com uma área de 43km².
- *Datong Solar Power Top Runner Base*, com uma potência instalada de 1000MW, situada na China, com uma área de 37km².
- *Kurnool Ultra Mega Solar Park*, com uma potência instalada de 900MW, situada na Índia, com uma área de 25km².



Figura 2.20 - Central fotovoltaica de Tengger, China [19].

A maior central fotovoltaica em Portugal, a central fotovoltaica da Amareleja, situa-se no concelho de Moura, em Beja. Conta com uma potência instalada de 45,8MW, entrou em funcionamento em dezembro de 2008 e conta com uma área de 2,5 km². Esta central é composta por 2520 seguidores solares, cada um com 104 painéis de silício policristalino, totalizando 262 080 painéis [20], [21].

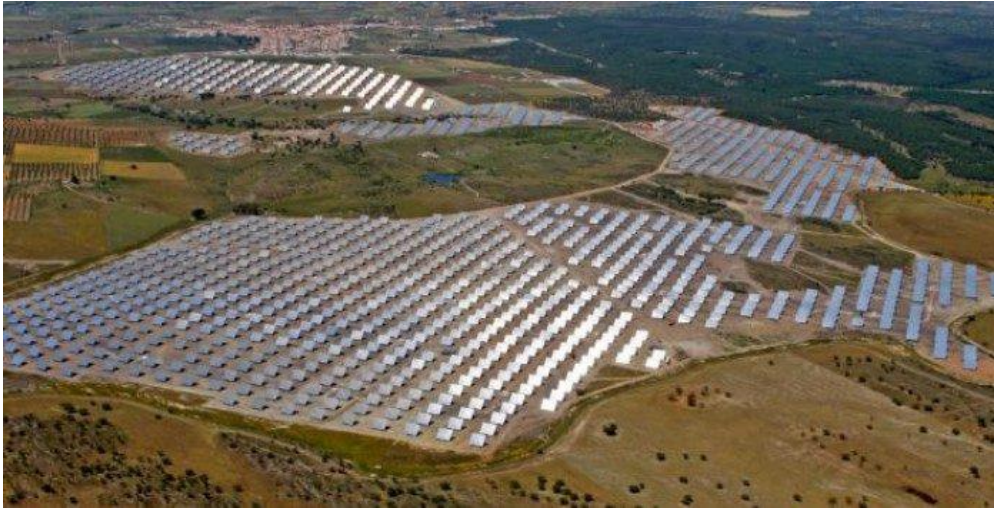


Figura 2.21 - Central fotovoltaica da Amareleja, Beja[22].

2.8.2 - Centrais CPV

A tecnologia CPV, ainda é relativamente recente, desta forma são poucas as centrais que existem no mundo. As maiores centrais CPV que existem no mundo são [14]:

- *Golmud 2*, com uma potência instalada de cerca de 80MW, situada na China.
- *Golmud 1*, com uma potência instalada de cerca de 58MW, situada na China.
- *Touwsrivier*, com uma potência instalada de cerca de 45MW, situada na África do Sul.

Existem duas centrais CPV construídas em Portugal. Estas encontram-se no Sul do país, uma em Alcoutim, Algarve e a outra em Évora, Figura 2.21. A primeira tem uma potência instalada de 1,27MW e a segunda uma potência instalada de 1,2MW.



Figura 2.22 - Central CPV em Évora [14].

Capítulo 3

Metodologia e modelos matemáticos

Neste capítulo são apresentados os modelos matemáticos para a obtenção da energia produzida por cada modelo de conversão de energia. Serão ainda apresentadas as limitações de cada modelo.

3 - Metodologia e modelos matemáticos

3.1 - Introdução

Os conversores fotovoltaicos convertem a energia solar em energia elétrica. No entanto a parte mais importante do conversor solar é a célula fotovoltaica, pois é nela que acontece o efeito fotovoltaico.

Torna-se, portanto, importante modelizar as células fotovoltaicas de modo a prever a potência que estas conseguem ter aos seus terminais, de modo a verificar a viabilidade do uso das mesmas.

Dessa forma, ao longo do tempo foram desenvolvidos modelos matemáticos para calcular a quantidade de energia convertida nestes sistemas. No caso das tecnologias mais antigas, estes modelos já foram testados, tendo obtido resultados satisfatórios quando comparados com casos práticos.

No entanto ainda existe muito para estudar, no que toca a modelos para simular as novas tecnologias fotovoltaicas como as de terceira geração, por serem ainda muito recentes.

3.2 - Condições de referência

A intensidade de corrente gerada por uma célula fotovoltaica depende das condições de irradiância, G , em $[W/m^2]$, e da temperatura ambiente do local, θ_a , em $[^\circ C]$, onde esta se encontra. Para uniformizar as condições em que são medidos os parâmetros característicos de cada célula fotovoltaica, foram definidas condições de referência, *Standard Test Conditions* (STC):

- Temperatura absoluta da célula: $T_r = 25^\circ C = 298,15K$;
- Irradiância incidente: $G_r = 1000W/m^2$;
- Distribuição espectral padrão da radiação solar: AM1,5.

A distribuição espectral da radiação solar, direta e difusa, é medida ao nível do mar, num dia de céu limpo, numa superfície perpendicular aos raios solares e inclinada, em relação ao plano horizontal, com um ângulo de 37° [23].

Desta forma todas as grandezas, no presente trabalho, que apresentem um índice superior de r são consideradas de referência, condições STC.

3.3 - Modelos matemáticos para sistemas fotovoltaicos convencionais

Uma célula fotovoltaica convencional pode ser esquematizada através de modelos matemáticos que a descrevem como um circuito elétrico equivalente. Existem descritos dois modelos para as células fotovoltaicas simples, o modelo de um díodo e três parâmetros e o modelo de um díodo e cinco parâmetros.

3.3.1 - Modelo de um díodo e três parâmetros

3.3.1.1 - Estabelecimento do modelo

O circuito elétrico representado na Figura 3.1, representa o modelo de um díodo e três parâmetros, e está descrito em pormenor em [8] e [16].

A fonte de corrente I_s representa a intensidade de corrente gerada pela irradiância que incide na célula fotovoltaica, esta corrente elétrica é unidirecional e constante para uma dada irradiância incidente, G . A corrente I_D , representa o trânsito de eletrões na junção P-N que é representada por um díodo, e depende da tensão aos terminais da célula, V .

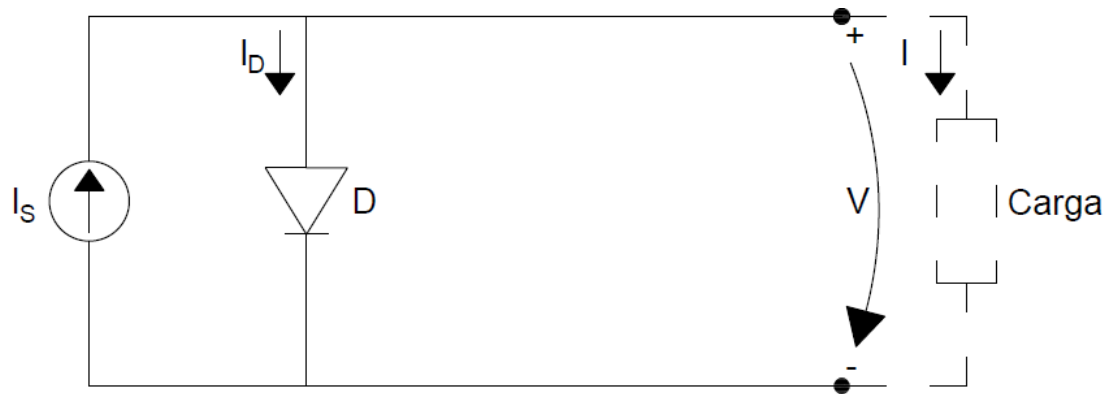


Figura 3.1 - Modelo de um díodo e três parâmetros adaptado de [17].

A intensidade de corrente do díodo I_D , obtém-se através da seguinte equação:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \text{ [A]} \quad (3.1)$$

Em que:

I_0 – Intensidade de corrente inversa máxima de saturação do díodo [A];

V - Tensão aos terminais da célula fotovoltaica [V];

m - Fator de idealidade do díodo (díodo ideal $m=1$, díodo real $m>1$);

V_T - Potencial térmico [V].

O potencial V_T , é dado por:

$$V_T = \frac{K T_c}{q} \text{ [V]} \quad (3.2)$$

Em que:

K - Constante de Stefan Boltzman ($K = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K);

T_c – Temperatura absoluta da célula [K];

q – Carga elétrica do eletrão ($q= 1,6 \times 10^{-19}$ C).

A partir da análise do circuito da Figura 3.1, pode retirar-se que:

$$I = I_S - I_D \text{ [A]} \quad (3.3)$$

Logo, a corrente que é fornecida à carga, I , é dada por:

$$I = I_S - I_0 \left(e^{\frac{mV}{KqT}} - 1 \right) \text{ [A]} \quad (3.4)$$

Existem no entanto dois pontos de operação da célula fotovoltaica que merecem especial atenção, são eles o curto-circuito exterior e o circuito aberto.

No curto-circuito exterior, a tensão da carga é nula, bem como a corrente do diodo, sendo a intensidade de corrente de curto-circuito, I_{cc} , em [A], o valor máximo da corrente de carga, igual à intensidade de corrente gerada no efeito fotovoltaico. Este valor de corrente de curto-circuito é um valor característico das células fotovoltaicas, sendo normalmente fornecido pelo fabricante do painel fotovoltaico nas condições STC.

No circuito aberto, a corrente I é nula, sendo a tensão de circuito aberto, V_{ca} , em [V], igual à tensão aos terminais do circuito. Este valor de tensão é o maior que a célula fotovoltaica pode atingir. Este valor é característico das células, sendo normalmente fornecido pelo fabricante das mesmas, nas condições STC.

A intensidade de corrente inversa de saturação do diodo, I_0 , de acordo com as condições descritas acima, pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{e^{\frac{mV_{ca}}{KqT}} - 1} \text{ [A]} \quad (3.5)$$

Assim, substituindo a expressão na equação (3.4), tendo em conta as condições para o curto-circuito exterior, e considerando:

$$e^{\frac{V_{cc}}{mV_T}} \gg 1 \quad e \quad e^{\frac{V}{mV_T}} \gg 1 \quad (3.6)$$

Têm-se a relação entre a intensidade de corrente e a tensão dada por:

$$I = I_{CC} \left(1 - e^{\frac{V-V_{cc}}{mV_T}} \right) [A] \quad (3.7)$$

3.3.1.2 - Cálculo da potência de pico

A potência máxima, em condições STC, é denominada por potência de pico, *Maximum Power Point* (MPP), e é obtida através da seguinte expressão:

$$P_p = V_{MP}^r I_{MP}^r [W] \quad (3.8)$$

3.3.1.3 - Rendimento

O rendimento de uma célula fotovoltaica, em condições STC, relaciona a potência de pico, a irradiância e a área da célula, sendo dada por:

$$\eta^r = \frac{P_p}{AG^r} \quad (3.9)$$

Em que:

A – Área da célula fotovoltaica [m²].

Para condições de funcionamento diferentes das STC, tem-se:

$$\eta = \frac{P_p}{AG} \quad (3.10)$$

Em que:

G – Irradiância solar incidente na célula fotovoltaica [W/m²].

3.3.1.4 - Fator de forma

O fator de forma, relaciona a potência de pico, a tensão de circuito aberto e intensidade de corrente de curto-circuito em condições STC, podendo ser calculado, através de:

$$FF = \frac{P_p^r}{V_{ca}^r I_{cc}^r} \quad (3.11)$$

Para células do mesmo tipo, os valores de intensidade de corrente de curto-circuito e de tensão de circuito aberto, em condições STC, são aproximadamente iguais, independentemente do fabricante, no entanto as curvas de corrente-tensão, $I - V$, podem variar. Quanto maior for o fator de forma mais favoráveis são as células.

3.3.1.5 - Potência elétrica

A potência elétrica de saída de uma célula fotovoltaica, para uma determinada irradiância e temperatura ambiente, é dada a partir da Lei de Ohm e da equação (3.4), sendo:

$$P = V I = V \left(I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \right) [W] \quad (3.12)$$

Derivando a expressão primeiro em ordem à tensão e igualando a mesma a zero obtém-se:

$$e^{\frac{V}{mV_T}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V}{mV_T} + 1} \quad (3.13)$$

Sendo a solução da equação $V=V_{MP}$, tensão de máxima potência e a correspondente corrente $I=I_{MP}$, corrente de máxima potência, tem-se:

$$V_{MP} = m V_T \ln \left(\frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V_{MP}}{m V_T} + 1} \right) [V] \quad (3.14)$$

$$I_{MP} = I_{cc} - \left(I_0 \left(e^{\frac{V_{MP}}{m V_T}} - 1 \right) \right) [A] \quad (3.15)$$

O ponto de máxima potência é dado pelo produto de V_{MP} por I_{MP} , sendo:

$$P_{MP} = V_{MP} I_{MP} [W] \quad (3.16)$$

3.3.1.6 - Desenvolvimento do modelo

Para obter o modelo, aplica-se a equação (3.4), nas condições de circuito aberto, curto-circuito e ponto de potência máxima. Desta forma, e considerando as condições STC, tem-se:

$$0 = I_S^r - I_0^r \left(e^{\frac{V_{ca}^r}{m V_T^r}} - 1 \right) [A] \quad (3.17)$$

$$I_{cc}^r = I_S^r [A] \quad (3.18)$$

$$I_{MP}^r = I_S^r - I_0^r \left(e^{\frac{V_{MP}^r}{m V_T^r}} - 1 \right) [A] \quad (3.19)$$

Tendo em conta as equações acima, substituindo a equação (3.18) em (3.17) e resolvendo em ordem a I_0^r , obtém-se:

$$I_0^r = \frac{I_{cc}^r}{\frac{V_{ca}^r}{e^{m V_T^r}} - 1} [A] \quad (3.20)$$

Substituindo a equação acima, na equação (3.19), tendo em conta as simplificações usadas na equação (3.4), obtém-se o fator de idealidade do díodo, que é dado por:

$$m = \frac{V_{MP}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln \left(1 - \frac{I_{MP}^r}{I_{cc}^r} \right)} \quad (3.21)$$

O valor obtido para o fator de idealidade é constante, pois é possível de calcular apenas com dados fornecidos pelo fabricante da célula fotovoltaica.

Desta forma, conclui-se que é possível caracterizar o modelo de um díodo e três parâmetros (I_s , I_0 , m) através das equações (3.18), (3.20) e (3.21).

3.3.1.7 - Variação da curva I-V com a temperatura e com a radiação incidente

Até ao presente subcapítulo, foi descrito o comportamento da célula fotovoltaica, quando esta é sujeita às condições de referência. No entanto, a irradiância e a temperatura a que as células fotovoltaicas estão sujeitas, num determinado local, são variáveis no tempo, e o modelo tem de incorporar o efeito dessas variações, nas grandezas elétricas da célula.

Para compreender melhor como se comportam as grandezas da tensão e corrente das células fotovoltaicas, com a influência da temperatura e da radiação, observou-se as seguintes figuras:

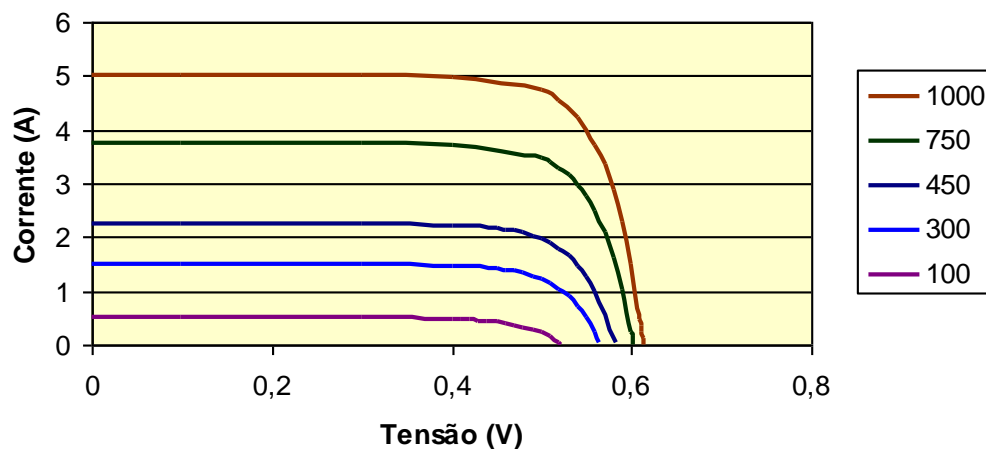


Figura 3.2 - Curvas I-V para uma célula fotovoltaica com variação da radiação em W/m^2 [24].

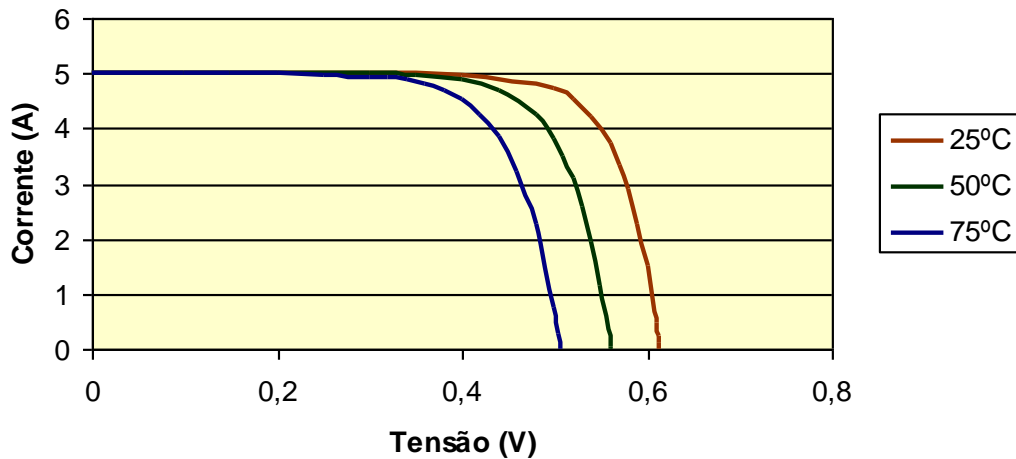


Figura 3.3 - Curvas I-V para uma célula fotovoltaica com variação da temperatura em °C [24].

Nas Figura 3.2 e Figura 3.3, pode observar-se que a potência de saída das células fotovoltaicas é maior quanto maior for a radiação incidente. No entanto com o aumento da temperatura o valor da potência de saída da célula fotovoltaica é menor. A corrente de curto-circuito varia de forma linear com a irradiância incidente e é pouco sensível à variação da temperatura. Em relação à tensão de circuito aberto, esta varia pouco com a irradiância incidente e decresce proporcionalmente com o aumento da temperatura.

3.3.1.8 - Inclusão da influência da temperatura e da radiação incidente no modelo

Para incorporar a influência da temperatura e da radiação no modelo será necessário considerar que:

- O fator de idealidade do díodo, m , é constante;
- A variação da temperatura é incluída na corrente inversa de saturação, I_0 ;
- A variação da irradiância incidente é incluída na corrente de curto-circuito, I_{cc} .

Estes pressupostos são tidos, pois experimentalmente foi provado que a corrente inversa de saturação é sensível à variação da temperatura, enquanto que a corrente de curto-circuito é sensível à variação da irradiância incidente.

Assim sendo, corrente inversa de saturação do díodo, I_0 , é dada por:

$$I_0 = D T_c^3 e^{-\frac{N_s \varepsilon}{m V_T}} [A] \quad (3.22)$$

Em que:

D – Constante

N_s – Número de células ligadas em série, (assume o valor de 1, no presente caso);

ε – Hiato do semicondutor, ($\varepsilon = 1,12$ eV para silício)

O fato da constante D, ser desconhecida não é relevante, uma vez que a corrente inversa de saturação do díodo é conhecida nas condições STC, como apresentado na equação (3.20). Assim, estabeleceu-se uma relação de I_0 como função da temperatura, que se obtém a partir de:

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{-\frac{N_s \varepsilon}{m} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)} [A] \quad (3.23)$$

Admite-se, uma vez que o seu valor é conhecido para as condições STC, que a corrente de curto-circuito é função linear da irradiância incidente e é dada por:

$$I_{cc} = I_{cc}^r \frac{G}{G^r} [A] \quad (3.24)$$

3.3.1.9 - Cálculo simplificado da potência de saída da célula

Determinar a intensidade de corrente gerada em função da tensão de saída aos terminais de uma célula fotovoltaica é muito importante para realizar cálculos como o autoconsumo fotovoltaico, obtendo assim a quantidade de energia que o sistema economiza.

Admitindo, para o modelo de um díodo e três parâmetros, uma lei de variação linear idêntica para a intensidade de máxima potência, pode escrever-se:

$$I_{MP} = I_{MP}^r \frac{G}{G^r} [A] \quad (3.25)$$

Esta expressão permite definir a intensidade de corrente de máxima potência, I_{MP} , em [A], em função da irradiância incidente no local.

A tensão de máxima potência, V_{MP} , em [V], pode ser calculada a partir das equações (3.23), (3.24) e (3.25), obtendo a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} V_{MP} &= m V_T \ln \left(\frac{I_{cc} - I_{MP}}{I_0} \right) = \\ &= m V_T \ln \left(\frac{\frac{G}{G^r} (I_{cc}^r - I_{MP}^r)}{I_0^r \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{-\frac{N_S \varepsilon}{m V_T} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right) [V] \end{aligned} \quad (3.26)$$

O produto das equações (3.25) e (3.26), resulta na potência, em corrente contínua, DC, de saída da célula fotovoltaica, e é dada por:

$$P_{MP} = m V_T \ln \left(\frac{\frac{G}{G^r} (I_{cc}^r - I_{MP}^r)}{I_0^r \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 e^{-\frac{N_S \varepsilon}{m V_T} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T} \right)}} \right) I_{MP}^r \frac{G}{G^r} [W] \quad (3.27)$$

Os resultados obtidos através da expressão, apresentam um erro na ordem dos 2%, relativo à célula real [8].

3.3.2 - Modelo de um díodo e cinco parâmetros

O modelo descrito no subcapítulo anterior, é um modelo mais simplificado que o presente, para representação de uma célula fotovoltaica.

O modelo de um díodo e cinco parâmetros é descrito em pormenor em [8] e [17], e pode ser observado na Figura 3.4.

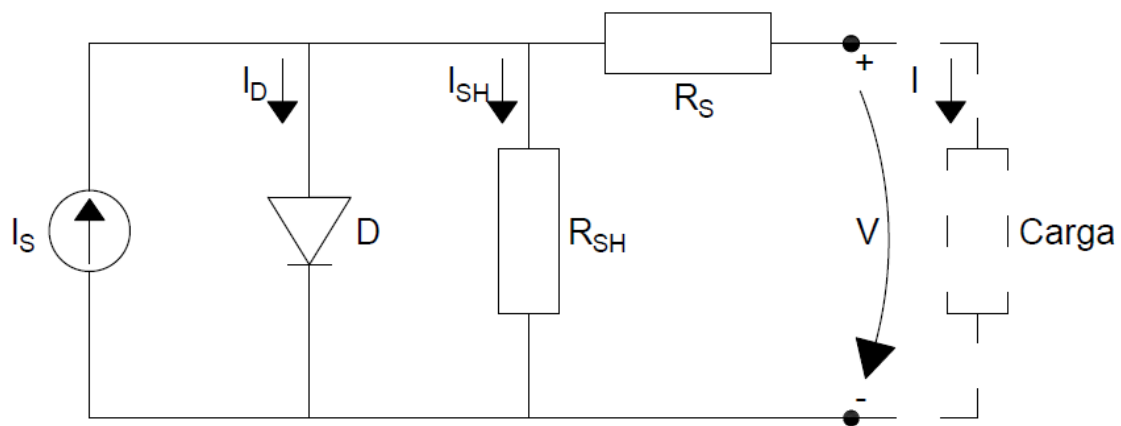


Figura 3.4 - Modelo de um díodo e cinco parâmetros, adaptado de [17].

Nas células fotovoltaicas, é observada uma queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores da célula. No modelo esta queda de tensão é representada por uma resistência R_s . Também existem correntes de fuga, que são representadas através de uma resistência R_{sh} .

Os cinco parâmetros, que descrevem o modelo, são I_s , I_0 , m , R_s e o R_{sh} , relacionando-se com a intensidade de corrente I , através da seguinte expressão:

$$I = I_s - I_D - I_{sh}$$

$$I = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V+R_s I}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} [A] \quad (3.28)$$

Nas condições de referência, STC, têm-se:

$$I = I_s^r - I_0^r \left(e^{\frac{V+R_s I}{mV_T^r}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} [A] \quad (3.29)$$

Assim como no modelo de um díodo e três parâmetros, este modelo recorre aos dados fornecidos pelos fabricantes, desse modo ter-se-á de escrever os parâmetros deste, sendo os parâmetros V_{ca}^r , I_{cc}^r , I_{MP}^r e V^r .

No modelo anterior, incorporou-se as influências da temperatura ambiente e da irradiância incidente, tendo o modelo parâmetros que dependem destas grandezas.

Considerando-se que os parâmetros que dependem de m , R_s e R_{sh} são a intensidade de corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. Estabelece-se assim as seguintes relações:

$$\begin{aligned} I_{cc}(G, T_c) &= \frac{G}{G^r} (I_{cc}^r + \mu_{I_{cc}}(T_c - T_c^r)) [A] \\ V_{ca}(G, T_c) &= V_{ca}^r + \mu_{V_{ca}}(T_c - T_c^r) + mV_T \ln \left(\frac{G}{G^r} \right) [V] \end{aligned} \quad (3.30)$$

Em que:

$\mu_{I_{cc}}$ – Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito [$A/^\circ C$];

$\mu_{V_{ca}}$ – Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [$V/^\circ C$].

Posteriormente de forma a calcular os parâmetros do modelo para as condições desejadas, pode ser estimada a potência de saída da célula fotovoltaica.

O processo de cálculo para o presente modelo, não é igual ao utilizado no modelo de três parâmetros. Assim, no ponto de potência máxima, têm-se:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V = V_{MP}} = - \frac{I_{MP}}{V_{MP}} \quad (3.31)$$

Usando as equações (3.29) e (3.31), pode completar-se um sistema de duas equações a duas incógnitas e assim obter a expressão para o cálculo da corrente, no ponto de potência máximo:

$$I_{MP} = I_{CC} - \frac{V_{MP} + (R_s I_{MP}) - (R_s I_{CC})}{R_{sh}} - \left(I_{CC} - \frac{V_{ca} - (R_s I_{CC})}{R_{sh}} \right) e^{\frac{V_{MP} + (R_s I_{MP}) - V_{ca}}{mV_T}} [A] \quad (3.32)$$

3.3.3 - Comparação dos modelos

Os modelos descritos nos subcapítulos anteriores, um díodo e três parâmetros e um díodo e cinco parâmetros, apresentam diferenças significativas.

As diferenças são o erro médio das estimativas dos modelos, em que o modelo de três parâmetros apresenta um valor menor, e a estimativa de energia estimada, em que o modelo de cinco parâmetros apresenta uma melhor previsão. Para valores em que a radiação é menor, o modelo de três parâmetros apresenta melhores resultados, enquanto para radiações mais elevadas é o outro modelo que obtém melhores resultados [25].

O modelo escolhido para ser implementado no presente trabalho será o modelo de um díodo e três parâmetros.

3.3.4 - Modelo matemático de aproximação

Existe uma forma mais simplificada, de calcular o valor da potência à saída dos terminais de um módulo fotovoltaico [24]. A potência máxima, depende da irradiância, G , em $[W/m^2]$ da temperatura absoluta da célula, T_c , em $[K]$, e do coeficiente de temperatura das células α_p , em $[\%/K]$, fornecido no catálogo do módulo, e é calculada através da seguinte expressão:

$$P_{max} = P_{max}^r \frac{G}{G^r} \left[1 - \frac{\alpha_p}{100} (T_c - T_c^r) \right] [W] \quad (3.33)$$

Este modelo é o mais usado na prática, pois considera-se que a aleatoriedade que existe na irradiância solar estimada é tão elevada que não se torna necessário usar métodos de cálculo tão exatos para o cálculo da potência de saída aos terminais de uma célula fotovoltaica. No entanto este modelo apresenta um erro por excesso de cerca de 2-4% relativamente ao modelo de um díodo e três parâmetros.

3.4 - Células de multijunção

3.4.1 - Descrição

As células solares de multijunção compreendem elementos dos grupos III–V da tabela periódica e são utilizadas majoritariamente em aplicações espaciais, como satélites. Estas células, no entanto, já começam a ser utilizadas em aplicações planetárias, usando concentradores óticos, sendo que o custo das células representa uma pequena parte do custo desses sistemas.

Chamam-se células de multijunção pois utilizam duas ou mais junções p-n, constituídas por materiais semicondutores com diferentes características.

O uso de várias junções numa célula fotovoltaica permite eficiências que não eram possíveis apenas com uma junção. O funcionamento das células solares de multijunção é complexo, mas pode ser compreendido examinando os efeitos que a temperatura tem nas mesmas.

A ideia básica da utilização de células de multijunção é melhorar a eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica, otimizando a absorção de luz e a geração de corrente em cada junção, de forma a encurtar o comprimento de onda.

A Tabela 3.1 mostra as eficiências para conjuntos de células em função do número de junções para diferentes concentrações de radiação.

Tabela 3.1 - Rendimento máximo para células de multijunção, em função do número de junções e da concentração (adaptado de [22]).

Concentração (X)	Número de junções por célula (n)	Eficiência máxima (η)
1	1	31,0
	2	42,9
	3	49,3
	...	-
	∞	68,2
100	1	35,2
	2	48,4
	3	55,6
	...	-
	∞	76,2
46300	1	40,8
	2	55,7
	3	63,9
	...	-
	∞	86,8

Analisando a tabela pode observar-se que para um mesmo valor de concentração, com o aumento das junções tem-se um rendimento maior, podendo este atingir 68,2%. Aumentando os valores de concentração pode obter-se um rendimento, para um número de junções infinitas, de 86,8%.

Ao longo dos anos, com o desenvolvimento ao nível dos materiais, foi possível descobrir novas composições para as junções, como por exemplo SixGe_{1-x} , AlxGa_{1-x} As, InxGa_{1-x} As. No entanto, é necessário considerar que os elementos estão distribuídos uniformemente nas junções.

Um material semiconductor tem várias propriedades diferentes, mas as mais relevantes no desenvolvimento das células de multijunção são a banda de energia e a constante de Lattice.

A banda de energia é a energia necessária para libertar um eletrão da banda de valência, criando um eletrão na banda de valência e um na banda de condução. Neste caso corresponde à energia mínima de um fóton para ser absorvido por um semiconductor.

A constante de Lattice é a dimensão física de uma junção na cristalização do material semiconductor. Numa situação ideal, a constante de Lattice terá de ser igual em todos os constituintes das junções, ou então muito próxima para obter a melhor eficiência.

O objetivo na escolha dos elementos constituintes das células de multijunção, será otimizar a combinação de “band-gap” de cada camada para converter a totalidade de radiação solar. Utilizar metais de baixa resistência para os contactos, também facilitará a obtenção de uma maior eficiência. Existem diversas possibilidades para conectar as diferentes junções p-n, a mais eficiente é a que utiliza uma junção túnel de resistência muito baixa.

3.4.2 - Estrutura de uma célula de trijunção

Como descrito anteriormente, as células fotovoltaicas de multijunção, possuem duas ou mais junções. Pode observar-se na Figura 3.5, uma estrutura típica de uma célula de trijunção.

Para a combinação de junções, a situação ideal é quando todas as sub-células geram a mesma corrente. No entanto, será inevitável que uma das sub-células tenha uma corrente menor. Isto limitará a corrente total da trijunção porque as junções p-n estão ligadas em série.

A tensão total será soma da tensão em cada sub-célula menos as tensões nas junções túnel.

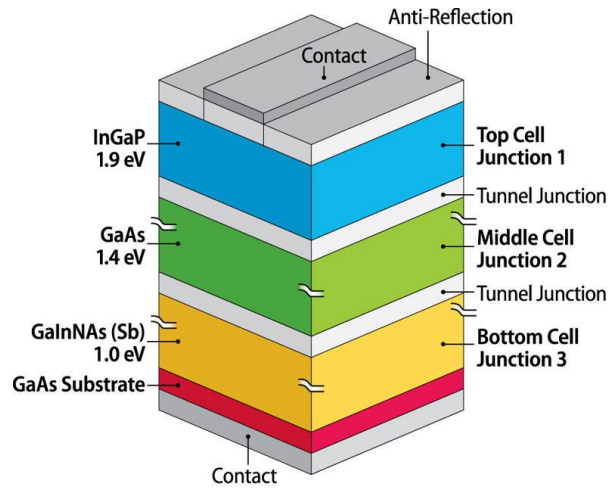


Figura 3.5 – Exemplo de uma estrutura de uma célula de multijunção

A junção p-n com maior *band-gap* será colocada no topo da estrutura, para absorver os fótons mais energéticos. As restantes junções são colocadas por ordem decrescente de *band-gap* para captar fótons menos energéticos (que não foram absorvidos pela camada anterior).

3.4.3 - Modelo simplificado de células de trijunção

Sendo as células de trijunção, a junção de três junções p-n, pode representar-se um circuito equivalente para as mesmas. O circuito equivalente pode ser observado na Figura 3.6. Este é composto pela junção em série do circuito de um diodo e três parâmetros, descrito anteriormente. Também é possível fazer a adaptação do modelo de um diodo e cinco parâmetros.

Pela análise do circuito, pode concluir-se que:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (3.34)$$

Este modelo, como qualquer outro não é ideal, pois, na realidade ter-se-ia de subtrair ao valor de tensão, o valor das tensões de túnel, identificadas na Figura 3.5, onde observamos a estrutura de uma célula de trijunção.

Para se atingirem eficiências máximas, cada junção p-n, tem de funcionar sob condições ótimas em termos de característica I-V. A característica I-V assume valores distintos para cada junção p-n, não sendo igual em todas as junções da célula. Numa célula de multijunção, neste caso constituída por três junções p-n compostas condutoras, a corrente total que circula através da estrutura assume o valor de corrente mais baixo das três junções.

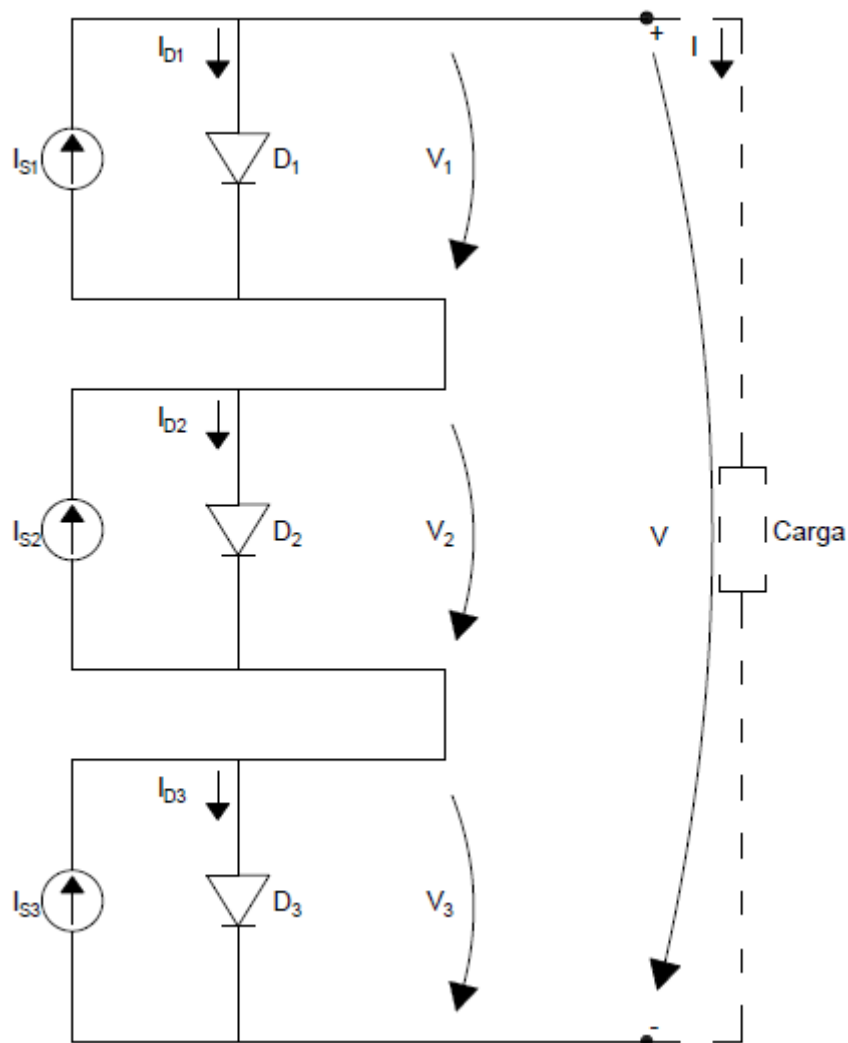


Figura 3.6 - Modelo de um díodo e três parâmetros aplicado a uma célula de trijunção adaptado de [26].

Na fabricação de células deste tipo, apenas estão acessíveis dois terminais da célula, pelo que se torna difícil determinar os parâmetros individuais das células [26], [27].

3.4.4 - Concentradores fotovoltaicos

As células fotovoltaicas convencionais funcionam sob condições de radiação solar direta, indireta ou difusa, sendo que a potência de saída é maior quando maior a quantidade de radiação incidente nas células (supondo que não haja efeitos prejudiciais devido a superaquecimento).

A quantidade de radiação incidente num dia sem nuvens, que varia de acordo com a localização e a estação do ano, é denominada por um "sol", e é definida como 1000 W/m^2 .

A concentração fotovoltaica utiliza lentes ou espelhos para focar a luz solar numa pequena quantidade de material fotovoltaico. Exemplo disso são as lentes *Fresnel*, presentes na Figura 3.7.

A relação de concentração pode variar. Se a radiação que incide em 100 cm^2 é focada em 1 cm^2 do conversor fotovoltaico, então a relação de concentração será de 100 sóis. As razões de concentração comercial são de cerca de 200 a 300 sóis, para sistemas fotovoltaicos comuns.

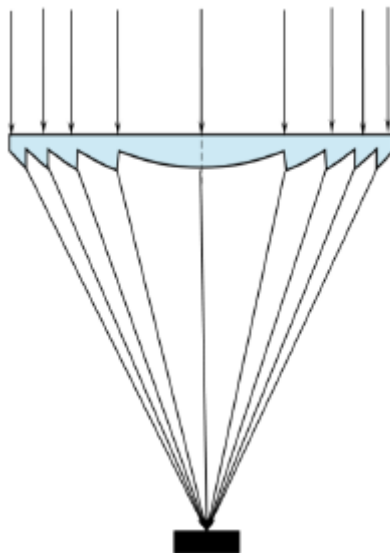


Figura 3.7 - Lente Fresnel [28].

Como a maioria dos sistemas de concentração fotovoltaica usa apenas radiação solar direta, as instalações que usam esta tecnologia costumam usar seguidores, “trackers”, para manter a radiação focada diretamente na célula solar.



Figura 3.8 - Painel seguidor da radiação com espelhos concentradores [9].

Os sistemas fotovoltaicos que utilizam concentradores, por requerem células menores e em menor quantidade, podem permitir que o custo mais elevado de células de junção múltipla não seja um impedimento ao investimento.

O principal objetivo é minimizar o custo da conversão da energia, minimizando a quantidade de materiais semicondutores, apostando nas lentes usadas nos concentradores óticos.

3.5 - Modelo matemático para sistemas fotovoltaicos com células de multijunção

O modelo matemático usado foi descrito em [27] e caracteriza-se por descrever o funcionamento das células de multijunção tendo em conta o fator térmico e o fator de espectro para o cálculo da potência de saída aos terminais de uma célula de multijunção.

3.5.1 - Fator térmico

A temperatura de operação de uma célula solar de multijunção afeta a performance elétrica da mesma. Em condições reais a temperatura da célula não é constante pois é afetada pela radiação direta incidente (DNI), pela temperatura do ar (T_{ar}) e pela velocidade do vento (W_s).

Calculando o fator térmico, FT, pode-se quantificar, com pouca margem de erro, e usando coeficientes lineares, o efeito da temperatura nas células solares de multijunção[27]:

$$FT = 1 - \gamma (\theta_c - \theta_c^r) \quad (3.35)$$

Em que:

γ – Coeficiente de potência máxima nas condições de concentração operacionais [%/°C];

θ_c – Temperatura da célula fotovoltaica [°C];

θ_c^r – Temperatura da célula fotovoltaica nas condições de referência [°C], $\theta_c^r=25^\circ\text{C}$.

Sendo uma tarefa complexa determinar a temperatura de uma célula fotovoltaica num sistema CPV, a comunidade científica tem desenvolvido métodos indiretos para prever a temperatura nestas células.

Exemplo disso é o método baseado em coeficientes lineares e que depende de DNI, T_{ar} e W_s , em que a temperatura da célula fotovoltaica é dada por:

$$\theta_c = \theta_{ar} + (a_1 DNI) + (a_2 W_s) \quad (3.36)$$

Em que:

a_1 e a_2 – Coeficientes específicos do concentrador [°C/Wm⁻²],[°C/ms⁻¹].

Desprezando a velocidade do vento, $W_s=0$, temos.

$$\theta_c = \theta_{ar} + (a_1 DNI) \quad (3.37)$$

Outro método apresenta uma expressão mais sofisticada para o cálculo da temperatura, sendo que este não despreza a velocidade do vento. Este método assume que a temperatura da célula fotovoltaica é proporcional à DNI mas utiliza uma correção exponencial que depende da velocidade do vento.

$$\theta_c = \theta_{ar} + (b_1 DNI \left(e^{\left(\frac{-W_s}{2W_0} \right)} + b_2 \right)) \quad (3.38)$$

Onde:

b_1 e b_2 e W_0 – Coeficientes específicos do concentrador [$^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^{-2}$], [m/s].

3.5.2 - Fator de espectro

A potência de uma célula de multijunção depende não só da temperatura com do tipo de radiação espectral que incide sobre si. A distribuição espectral da radiação é afetada por fatores atmosféricos, como as nuvens e a precipitação e varia de acordo com o decorrer do dia e com a estação do ano.

A variação espectral nas células de multijunção depende do balanço de correntes entre as junções. Sendo assim o fator de espectro, FE, pode ser calculado usando a seguinte expressão:

$$FE = \frac{\min(J_{sc,i} E_b(\lambda)) \int E_{b,ref}(\lambda) d\lambda}{\min(J_{sc,i} E_{b,ref}(\lambda)) \int E_b(\lambda) d\lambda} \quad (3.39)$$

Sendo que a densidade de corrente de curto-circuito em cada i junção no concentrador é dada por:

$$J_{sc,i} = \int E_b(\lambda) \eta_{opt}(\lambda) SR_i(\lambda) d\lambda \quad (3.40)$$

E em que:

$E_b(\lambda)$ – Distribuição normal da DNI;

$E_{b,ref}(\lambda)$ – Referência da radiação espectral;

η_{opt} – Rendimento ótico do concentrador.

Como descrito em [27], os valores de fator de espectro são similares para dias de inverno e de verão. As perdas que o fator de espectro representa, são maiores ao nascer e ao por do Sol, quando temos valores de AM maiores, e são mínimas ao meio dia solar, quando os valores de AM são menores.

Apesar do comportamento do fator de espectro ser similar em dias de verão e inverno, as perdas pelo fator de espectro são maiores no inverno do que no verão. Assim sendo os valores são na ordem dos 0,7 para o inverno e 0,8 para o verão. Esta diferença é explicada pelo facto de os valores de AM serem significativamente maiores no solstício de inverno.

3.5.3 - Potência de saída

A potência de saída de uma célula é um dos parâmetros principais para avaliar um painel fotovoltaico. A potência produzida por uma célula de multijunção em função da DNI é expressa por:

$$P = DNI A X \eta_{célula} [W] \quad (3.41)$$

Em que:

A– Área da célula fotovoltaica [m^2];

X – Concentração efetiva;

$\eta_{célula}$ – Rendimento da célula no valor de concentração operacional.

Sendo a concentração efetiva dada por:

$$X = \eta_{\text{ótico}} C_{\text{geo}} \quad (3.42)$$

Em que:

$\eta_{\text{ótico}}$ — Rendimento ótico;

C_{geo} — Concentração geométrica.

E sendo a concentração geométrica dada por:

$$C_{\text{geo}} = \frac{A_{\text{lente}}}{A} \quad (3.43)$$

Em que:

A_{lente} — Área da lente primária[m²];

Com a base nas expressões acima mencionadas, nota-se que não estão a ser considerados os fatores térmico e de espectro. Assim, usando estes fatores obtém-se, e aplicando as equações (3.42) e (3.43):

$$P = DNI A \eta_{\text{ótico}} \frac{A_{\text{lente}}}{A} \eta_{\text{célula}} FT FE [W] \quad (3.44)$$

Desta forma pode-se concluir que a potência de uma célula fotovoltaica não depende da área da célula, sendo dada por:

$$P = DNI \eta_{\text{ótico}} A_{\text{lente}} \eta_{\text{célula}} FT FE [W] \quad (3.45)$$

Capítulo 4

Aplicação a um caso prático

Neste capítulo são apresentados os casos de estudo. Serão apresentados três casos de estudo para cada modelo. Serão ainda analisados e comparados os casos de estudo.

4 - Aplicação a um caso de estudo

4.1 - Caso de estudo

O presente estudo foi feito tendo por base valores de irradiância incidente e temperatura ambiente para a região de Moura no distrito de Beja, Portugal.

Os dados foram retirados de PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [29], tendo sido consideradas as características indicadas na Figura 4.1.

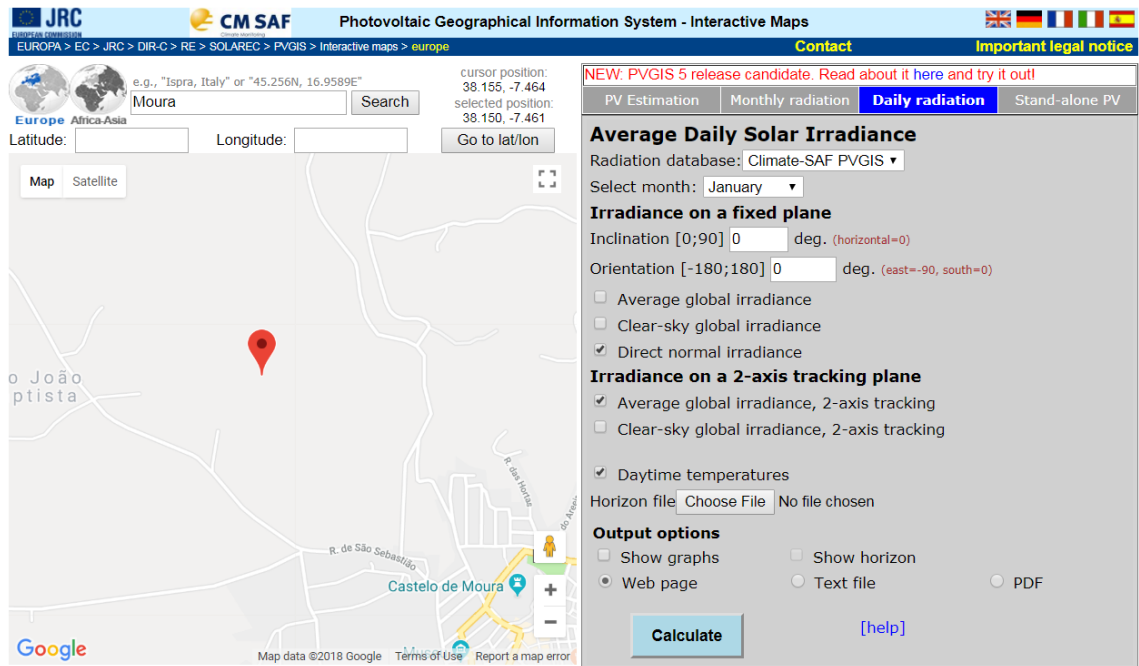


Figura 4.1 - Local retirado PVGIS

Os valores foram retirados para os doze meses do ano, sendo de dados de 2001 a 2012.

Serão construídos, em Excel, e analisados dois modelos, um para um sistema PV convencional, e outro para um sistema de concentração CPV. Serão analisados três módulos fotovoltaicos para cada modelo.

4.2 - Modelo para sistema PV convencional

No presente trabalho usar-se-á o modelo de um díodo e três parâmetros para o cálculo da potência de saída aos terminais de um sistema fotovoltaico, bem como o modelo aproximado. Para tal, apresentam-se seguidamente os cálculos a efetuar.

4.2.1 - Estabelecimento do modelo

Para estabelecer os cálculos para o modelo subdividiu-se os parâmetros a calcular em parâmetros constantes e em parâmetros que dependem da irradiância incidente e da temperatura.

4.2.1.1 - Parâmetros constantes

Os parâmetros descritos, não dependem da temperatura e irradiância em cada hora, do local de estudo. Os parâmetros constantes, podem subdividir-se nos parâmetros constantes para o modelo, e os parâmetros constantes do módulo fotovoltaico escolhido.

Parâmetros constantes para o modelo:

Como parâmetros constantes para o modelo teremos as condições STC, referidas anteriormente em 3.2, e o valor do potencial térmico nas condições STC. O potencial térmico de referência, V_T^r , em [V], pode ser calculado usando a equação (1.2) adaptada às condições de referência, sendo:

$$V_T^r = \frac{K T_c^r}{q} = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot 298,15}{1,6 \times 10^{-19}} = 0,0257 \text{ V}$$

Parâmetros constantes do módulo escolhido:

Os parâmetros constantes a calcular que dependem do módulo escolhido são o fator de idealidade do diodo, m , e o valor da intensidade de corrente inversa de saturação do diodo nas condições de referência, I_0 , em [A].

Para o cálculo de m , recorre-se à equação (3.21), considerando todas as variáveis em condições STC. Este depende do potencial térmico, V_T , bem como da tensão e da corrente no ponto de potência máximo, V_{MP} , e I_{MP} , da tensão de circuito aberto, V_{ca} , e da intensidade de corrente de curto-circuito, I_{cc} . À exceção de V_T , todas os restantes valores são normalmente fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico.

Para o cálculo da intensidade de corrente inversa máxima de saturação do diodo, I_0 , usa-se a equação (3.20) considerando todas as variáveis nas condições STC. Esta depende da tensão de circuito aberto, V_{ca} , e da intensidade de corrente de curto-circuito, I_{cc} . Considera-se ainda o valor do fator de idealidade do diodo, m , e o potencial térmico, V_T enunciados anteriormente.

4.2.1.2 - Parâmetros dependentes da temperatura e irradiância

Os parâmetros descritos, dependem da temperatura e irradiância em cada hora, do local de estudo. Estes serão calculados no modelo, para cada hora do dia, com os respetivos valores de temperatura ambiente e irradiância incidente.

Temperatura absoluta da célula:

A temperatura absoluta da célula, T_c , em [K], depende da temperatura ambiente do local, θ_a , em [°C], da irradiância incidente do local, G , em [W/m²] e da temperatura normal de operação da célula, NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*), em [°C], e é dada por:

$$T_c = \theta_a + \frac{G (NOCT - 20)}{800} + 273,15 [K] \quad (4.1)$$

Potencial térmico:

O potencial térmico, V_T , em [V], é calculado usando a equação (3.2), considerando os valores das constantes de *Stefan Boltzman*, K , e da carga elétrica do eletrão, q , bem como os valores de temperatura da célula fotovoltaica, θ_c , em [°C].

Intensidade de corrente inversa de saturação do díodo:

A intensidade de corrente inversa de saturação do díodo, I_0 , em [A], calcula-se usando a equação (3.23) que depende, da corrente inversa de saturação do díodo em condições STC, em [A], das temperaturas absolutas da célula, T_c e T'_c , em [K], do número de células em série N_s , do fator de idealidade do díodo, m , e dos potenciais térmicos, V_T e V'_T , em [V].

Intensidade de corrente no ponto de potência máxima:

A intensidade de corrente de máxima potência, I_{MP} , em [A], calcula-se usando a equação (3.25), e depende das irradiâncias incidentes, G e G^r , em [W/m²] e da intensidade de corrente máxima nas condições STC, I_{MP} , em [A], fornecida pelo fabricante da célula.

Tensão no ponto de potência máximo:

A tensão no ponto de potência máximo, V_{MP} , em [V], é dado pela equação (3.26). De forma simplificada, pode escrever-se:

$$V_{MP} = m V_T \ln \left(\frac{\frac{G}{G^r} (I_{cc}^r - I_{MP}^r)}{I_0} \right) [V] \quad (4.2)$$

Assim, V_{MP} , depende do fator de idealidade do díodo, m , do potencial térmico, V_T , em [V], das irradiâncias incidentes G e G^r , em [W/m²], da intensidade

de corrente de curto-circuito em condições STC, I_{cc} , em [A], da intensidade de corrente no ponto de potência máximo nas condições STC, I_{MP} , em [A] e da intensidade de corrente inversa de saturação do diodo, I_0 , em [A]. Note-se que para valores nulos de irradiância, V_{MP} é nulo.

Potência máxima:

Usando a equação (3.27), pode calcular-se o valor de potência máximo, P_{MP} , em [W], para um painel fotovoltaico, usando a seguinte expressão simplificada:

$$P_{MP} = I_{MP} V_{MP} \text{ [W]} \quad (4.3)$$

Potência máxima método aproximado:

Recorrendo à equação (3.33), pode-se calcular um valor aproximado para a potência máxima de saída aos terminais de um sistema fotovoltaico. A potência máxima, usando este método, depende da potência máxima nas condições STC, $P_{r_{max}}$, em [W], das irradiâncias incidentes, G e G^r , em [W/m^2], do coeficiente de temperatura, α_p , e das temperaturas absolutas da célula, T_c e T_c^r , em [K].

4.2.2 - Aplicação do modelo

Para a aplicação do modelo PV convencional, como dito anteriormente, foram utilizados valores de irradiância incidente e temperatura ambiente da Região de Moura, Beja, Portugal.

A irradiância incidente considerada foi a global, que engloba a radiação direta e difusa. A radiação refletida não foi contabilizada neste estudo, pois nas imediações do terreno usado não existem superfícies refletoras, e está-se a avaliar um sistema seguidor da radiação solar.

As Figura 4.2 e Figura 4.3 apresentam, respetivamente os valores para os meses de Julho e Dezembro, para as temperaturas ambientes e para as irradiâncias incidentes consideradas, ao longo do dia, para a aplicação dos modelos PV convencionais.

A matriz de temperaturas ambientes e a matriz de irradiâncias incidentes consideradas para a aplicação dos modelos PV convencionais encontram-se no anexo A.

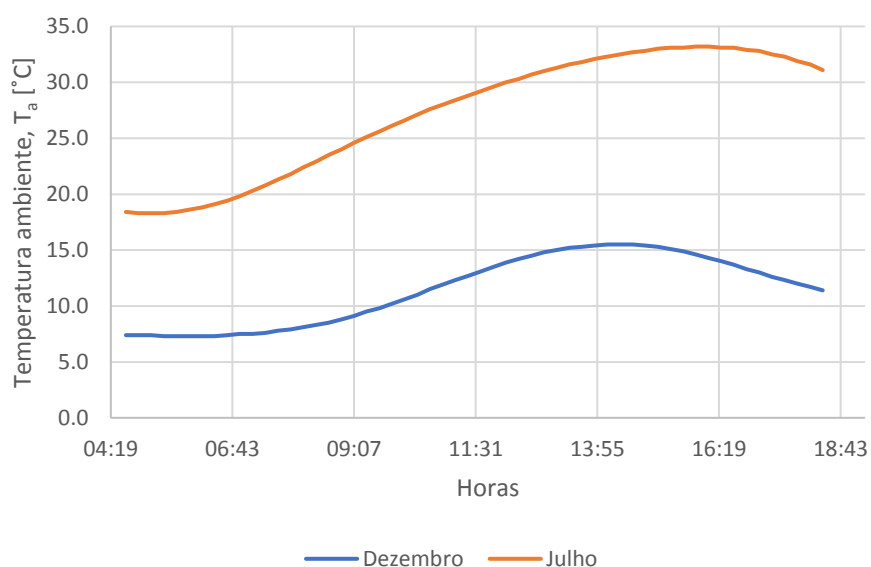


Figura 4.2 – Temperatura ambiente em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.

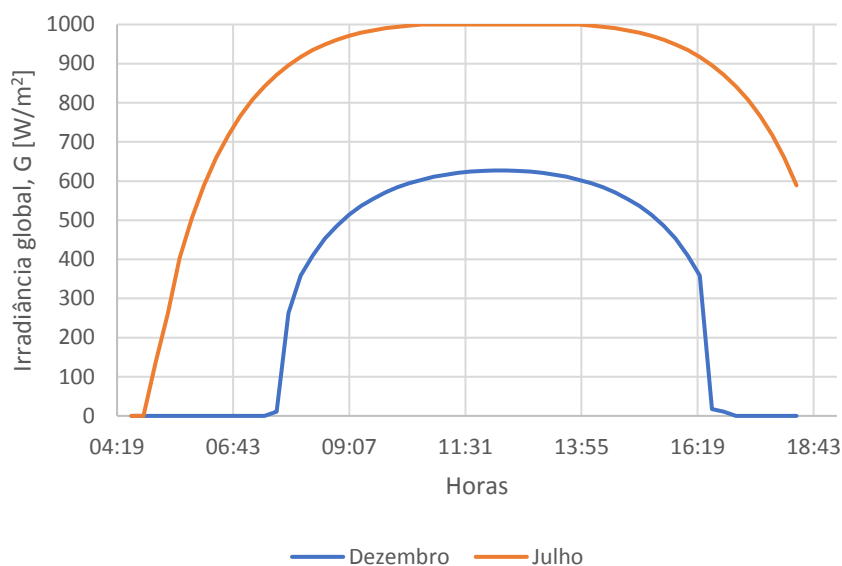


Figura 4.3 – Irradiância global em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.

Os modelos em estudo, serão aplicados a três módulos fotovoltaicos de silício monocristalino diferentes. As características dos catálogos dos três módulos são apresentadas em resumo na Tabela 4.1, e os catálogos dos mesmos são apresentados no anexo B.

Tabela 4.1 - Tabela resumo das características dos três painéis usados no estudo PV convencional.

Modelo PV	PV1	PV2	PV3
Marca	SUNTECH	SUNTECH	ALLMAX
Modelo	STP280-20/Wfb	STP305S-20/Wfm	315
$P_{m\acute{a}x}$ [W]	280	305	315
V'_{MP} [V]	31,5	33,0	33,3
I'_{MP} [A]	8,89	9,25	9,46
V'_{ca} [V]	39,4	40,1	40,5
I'_{cc} [A]	9,41	9,71	10,0
Rendimento (η) [%]	17,1	18,6	19,2
N_s	60 (6x10)	60 (6x10)	60 (6x10)
NOCT [°C]	45 ± 2	45 ± 2	44 ± 2
Coefficiente de temperatura à potência máxima α_p [%/K]	-0,41	-0,40	-0,39
Largura [m]	1,650	1,650	1,650
Comprimento [m]	0,992	0,992	0,992

4.2.2.1 - Aplicação do modelo de um díodo e três parâmetros e análise de resultados

Aplicando as equações enunciadas anteriormente no subcapítulo 4.2.1, obtiveram-se tabelas de resultados para cada parâmetro calculado, para cada um dos módulos escolhidos.

Será calculada também a energia diária produzida pelos módulos fotovoltaicos, E_d , em [kWh], e multiplicada pelo número de dias de cada mês, de forma a apresentar a energia anual, E_a , em [kWh], produzida por cada um. Também se irá calcular a utilização anual da potência instalada, h_a , em [horas], dado pelo quociente da energia produzida anualmente e a potência do módulo, P_{max} . Estabeleceu-se uma relação entre a energia mensal produzida e a energia anual com a área ocupada pelo painel, A , em [m²].

Os resultados obtidos para os três casos de estudo serão apresentados nos apêndices I, II e III.

Para os modelos PV, o resumo de resultados para a aplicação do modelo de um díodo e três parâmetros são os apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resultados dos três modelos PV para o modelo de um díodo e três parâmetros.

		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
PV1	E_d [kWh]	1,3	1,7	2,0	2,1	2,3	2,6	2,8	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
	E_m [kWh]	40,1	47,5	62,9	63,0	72,8	79,3	85,6	79,6	63,5	56,2	44,4	38,2
	$E_{m/A}$ [kWh/m ²]	24,5	29,0	38,4	38,5	44,5	48,4	52,3	48,6	38,8	34,4	27,1	23,3
	E_a [kWh]	733,2											
	h_a [horas]	2618,6											
	$E_{a/A}$ [kWh/m ²]	448,0											
PV2	E_d [kWh]	1,4	1,9	2,2	2,3	2,6	2,9	3,1	2,9	2,4	2,0	1,6	1,4
	E_m [kWh]	44,3	52,4	69,5	69,8	80,8	88,0	95,3	88,6	70,6	62,3	49,1	42,2
	$E_{m/A}$ [kWh/m ²]	27,1	32,0	42,5	42,6	49,3	53,8	58,2	54,1	43,1	38,1	30,0	25,8
	E_a [kWh]	812,8											
	h_a [horas]	2665,0											
	$E_{a/A}$ [kWh/m ²]	496,6											
PV3	E_d [kWh]	1,5	1,9	2,3	2,4	2,7	3,0	3,2	3,0	2,4	2,1	1,7	1,4
	E_m [kWh]	45,8	54,2	71,9	72,2	83,7	91,3	98,9	91,9	73,2	64,6	50,8	43,6
	$E_{m/A}$ [kWh/m ²]	28,0	33,1	44,0	44,1	51,1	55,8	60,4	56,2	44,7	39,4	31,0	26,6
	E_a [kWh]	842,1											
	h_a [horas]	2673,3											
	$E_{a/A}$ [kWh/m ²]	514,5											

Analisando o gráfico da Figura 4.4, pode notar-se que o modelo PV3 é o que apresenta mais energia mensal produzida por unidade de área em todos os meses, seguido do modelo PV2, e por exclusão de partes, o modelo PV1 é o que apresenta um menor valor mensal de energia produzida por unidade de área. Estes resultados já eram esperados, pois o módulo escolhido para o modelo PV3 tem uma potência maior, bem como um rendimento mais elevado que os módulos dos modelos PV2 e PV3, sendo que todos os módulos possuem a mesmas dimensões.

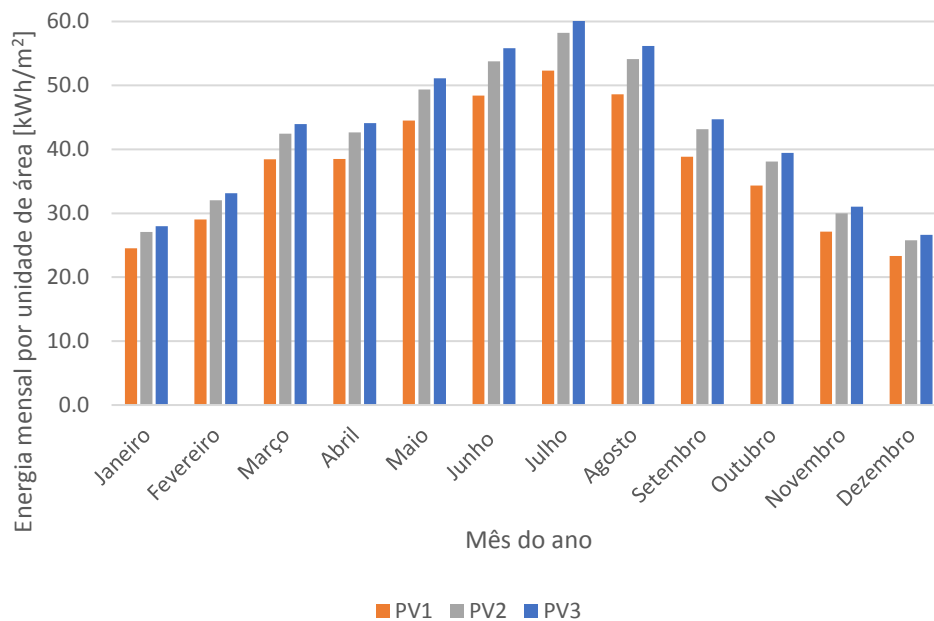


Figura 4.4 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos PV, em cada mês.

Conclui-se assim que o modelo em que a produção de energia é maior é o modelo PV3, como pode ser observado pelos valores de energia anual produzida na Tabela 4.2.

Todos os módulos escolhidos possuem a mesma área, logo o valor de energia produzida por área de módulo é tanto maior quanto maior o valor de energia produzida.

4.2.2.2 - Aplicação do modelo simplificado e análise de resultados

Aplicando a equação enunciada anteriormente no subcapítulo 4.2.1, para o modelo aproximado, obteve-se tabelas de resultados para cada um dos três módulos escolhidos.

Será calculada também a energia diária produzida pelos módulos fotovoltaicos, E_d , em [kWh], e multiplicada pelo número de dias de cada mês, de forma a apresentar a energia anual, E_a , em [kWh], produzida por cada um. Também se irá calcular a utilização anual da potência instalada, h_a , em [horas], dado pelo quociente da energia produzida anualmente e a potência do módulo, P_{max} . Estabeleceu-se uma relação entre a energia mensal produzida e a energia anual com a área ocupada pelo painel, A , em [m²].

Os resultados obtidos para os três casos de estudo serão apresentados nos apêndices I, II e III.

Para os modelos PV, o resumo de resultados para a aplicação do modelo aproximado são os apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Resultados dos três modelos PV para o modelo aproximado.

		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
PV1	E_d [kWh]	1,4	1,8	2,1	2,2	2,5	2,7	2,9	2,7	2,2	1,9	1,6	1,3
	E_m [kWh]	42,4	49,6	65,6	66,1	76,1	82,3	88,6	82,7	66,5	58,9	46,8	40,5
	E_m/A [kWh/m ²]	25,9	30,3	40,1	40,4	46,5	50,3	54,1	50,5	40,6	36,0	28,6	24,7
	E_a [kWh]	766,0											
	h_a [horas]	2735,7											
	E_a/A [kWh/m ²]	468,0											
PV2	E_d [kWh]	1,5	1,9	2,3	2,4	2,7	3,0	3,1	2,9	2,4	2,1	1,7	1,4
	E_m [kWh]	46,2	54,1	71,5	72,1	83,1	89,9	96,9	90,4	72,6	64,3	51,0	44,1
	E_m/A [kWh/m ²]	28,3	33,0	43,7	44,0	50,8	54,9	59,2	55,2	44,4	39,3	31,2	27,0
	E_a [kWh]	836,2											
	h_a [horas]	2741,7											
	E_a/A [kWh/m ²]	510,9											
PV3	E_d [kWh]	1,5	2,0	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3	3,0	2,5	2,2	1,8	1,5
	E_m [kWh]	47,9	56,1	74,2	74,8	86,4	93,6	100,9	94,1	75,5	66,8	52,9	45,7
	E_m/A [kWh/m ²]	29,3	34,3	45,4	45,7	52,8	57,2	61,7	57,5	46,1	40,8	32,3	27,9
	E_a [kWh]	869,0											
	h_a [horas]	2758,8											
	E_a/A [kWh/m ²]	530,9											

Analisando o gráfico da Figura 4.5, pode notar-se que o modelo PV3 é o que apresenta mais energia mensal produzida por unidade de área em todos os meses, seguido do modelo PV2, e por exclusão de partes, o modelo PV1 é o que apresenta um menor valor mensal de energia produzida por unidade de área. Estes resultados já eram esperados, pois o módulo escolhido para o modelo PV3 tem uma potência maior, bem como um rendimento mais elevado que os módulos dos modelos PV2 e PV3, sendo que todos os módulos possuem a mesmas dimensões.

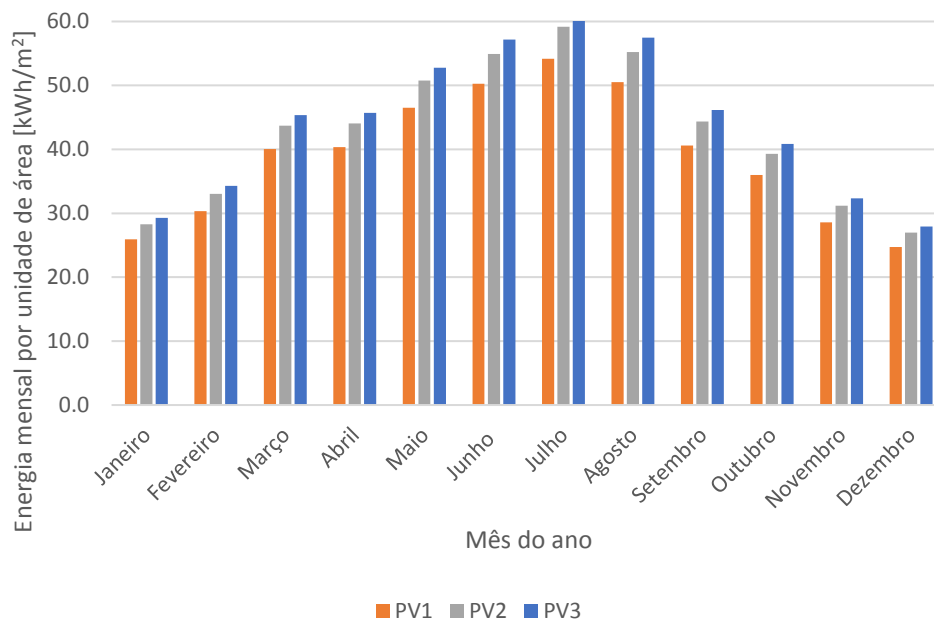


Figura 4.5 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos PV, em cada mês.

Conclui-se assim que o modelo em que a produção de energia é maior é o modelo PV3, como pode ser observado pelos valores de energia anual produzida na Tabela 4.3.

Todos os módulos escolhidos possuem a mesma área, logo o valor de energia produzida por área de módulo é tanto maior quanto maior o valor de energia produzida.

4.2.2.3 - Comparação dos dois modelos

Para analisar a diferença entre os modelos foi calculado o erro relativo do modelo de aproximação em relação ao modelo de um díodo e três parâmetros. O erro foi calculado para as energias mensais anualmente produzidas. Na Tabela 4.4, pode observar-se o erro relativo entre os modelos.

Tabela 4.4 - Erro relativo entre os modelos PV.

	Erro relativo [%]	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
PV1	E_m	5,78	4,39	4,21	4,77	4,51	3,83	3,52	3,89	4,61	4,79	5,32	6,05
	E_a	4,47											
PV2	E_m	4,43	3,22	2,93	3,29	2,88	2,12	1,70	2,02	2,81	3,16	3,88	4,62
	E_a	2,88											
PV3	E_m	4,73	3,48	3,20	3,60	3,20	2,45	2,05	2,38	3,16	3,49	4,18	4,94
	E_a	3,20											

Analisando o valor do erro relativo, pode observar-se que o erro é maior quanto menor é a energia produzida pelo módulo. Desta forma pode concluir-se que o erro entre o modelo de um díodo e três parâmetros e o modelo de aproximação é relativamente pequeno, não ultrapassando os 6%, para a energia mensalmente produzida e não ultrapassando 5% para a energia anualmente produzida pelo respetivo módulo fotovoltaico.

4.3 - Modelo para sistema CPV

O modelo de concentração CPV para o cálculo da potência de saída aos terminais de uma célula fotovoltaica de multijunção, foi descrito no subcapítulo 3.5. Assim, apresentam-se seguidamente os cálculos a efetuar para a obtenção da potência de saída aos terminais de uma célula de trijunção.

4.3.1 - Estabelecimento do modelo

Para estabelecer os cálculos para o modelo terão de ser assumidos alguns parâmetros, na inexistência de dados melhores. Os restantes parâmetros terão de ser calculados recorrendo ao modelo descrito e tendo em conta as características dos módulos escolhidos.

4.3.1.1 - Temperatura da célula

Para o presente modelo será desprezada a velocidade do vento, por não se conhecerem dados do local para esse parâmetro. Dessa forma utiliza-se a equação (3.37), e considera-se o valor de temperatura ambiente do local escolhido para o valor da temperatura do ar, T_{ar} .

Para o coeficiente do concentrador, α_1 , foi considerado o valor de 0,06 °C/Wm⁻² [27]. E para os valores de irradiância incidente DNI foi considerada apenas a irradiância incidente direta.

4.3.1.2 - Fator térmico

Para quantificar o efeito da temperatura na célula de trijunção, calcula-se o valor do fator térmico, com recurso à equação (3.35). O fator térmico depende da temperatura da célula, e da temperatura de referência, θ^r_c , em [°C], 25°C [27].

Para o valor do coeficiente de potência máxima nas condições de concentração operacionais, γ , será considerado o valor do catálogo do módulo fotovoltaico escolhido.

4.3.1.3 - Fator de Espectro

A distribuição espectral da radiação é afetada por fatores atmosféricos, como as nuvens e a precipitação e varia de acordo com o decorrer do dia e com a estação do ano. A variação espectral nas células de multijunção depende do balanço de correntes entre as junções. Assim na falta de dados concretos para a aplicação da equação (3.39), recorreu-se a valores que foram simulados para uma célula de trijunção de GaInP/GaInAs/Ge, para os solstícios de verão e inverno. Os valores a usar no modelo estão presentes na Figura 4.6, tendo sido extrapolados a partir dos dados para um mês típico de verão e inverno.

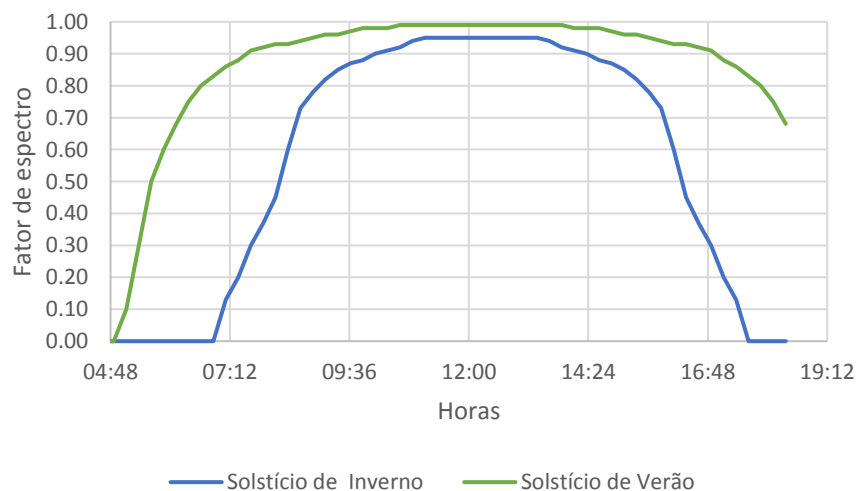


Figura 4.6 - Valores para o fator de espectro para os solstícios de Verão e Inverno, adaptado de [25].

Como descrito no subcapítulo 3.5.2, os valores de fator de espectro são similares para dias de inverno e de verão. As perdas que o fator de espectro representam, são maiores ao nascer e ao pôr do Sol, quando se tem valores de AM maiores, e são mínimas ao meio dia solar, quando os valores de AM são menores.

4.3.1.4 - Potência de Saída

Para calcular a potência de saída aos terminais da célula fotovoltaica de trijunção, usa-se a equação (3.45), considerando o valor da irradiância incidente direta, DNI, o rendimento ótico, η_{opt} , a área da lente, A_{lente} , em $[m^2]$, o rendimento da célula, $\eta_{célula}$, e os fatores térmico e de espectro descritos anteriormente.

4.3.2 - Aplicação do modelo

Para a aplicação do modelo CPV, como dito anteriormente, foram utilizados valores de irradiância incidente e temperatura ambiente da Região de Moura, Beja, Portugal.

A irradiância incidente considerada foi a direta, que engloba apenas a radiação direta, pois os sistemas de concentração, por usarem lentes, apenas captam a irradiância direta.

A Figura 4.7 apresenta os valores para os meses de Julho e Dezembro para as irradiâncias incidentes consideradas, ao longo do dia, para a aplicação dos modelos CPV.

A matriz de temperaturas ambientes e a matriz de irradiâncias incidentes consideradas para a aplicação dos modelos CPV encontram-se no anexo A, sendo que a primeira será a mesma do modelo PV.

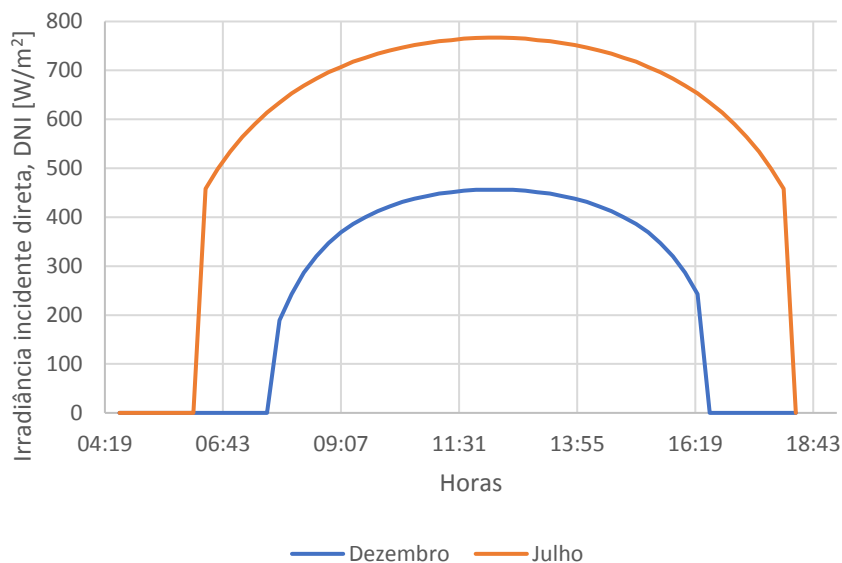


Figura 4.7 - Irradiância global, DNI em função da hora do dia para os meses de Julho e Dezembro.

O modelo em estudo, será aplicado a três módulos fotovoltaicos de trijunção diferentes. As características dos catálogos dos três módulos/painéis são apresentadas em resumo na Tabela 4.5, e os catálogos dos mesmos são apresentados no anexo C.

Tabela 4.5 - Tabela resumo das características dos três painéis usados no estudo CPV.

Modelo PV	CPV1	CPV2	CPV3
Marca	Magpower	AZURSPACE	ArzonSolar
Modelo	TRK220	C3PV	uModule
$P_{\text{máx}}$ [W]	184	400	270
Rendimento da célula ($\eta_{\text{célula}}$) [%]	39	40	40
Rendimento ótico ($\eta_{\text{ótico}}$) [%]	82	88	75
Rendimento do módulo, ($\eta_{\text{módulo}}$) [%]	32	35	30
A_{lente} [m ²]	0,577	1,35	1,104
Número de módulos	120	8	10
Número de células	Desconhecido	60	36
Dimensões do Painel [m x m]	12,62 x 7,3	4,228 x 3,364	2,16 x 5,11
Área útil do painel [m ²]	69,19	10,8	11,04
γ [%/°C]	-0,22	-0,106	-0,14

Aplicando as equações enunciadas anteriormente, obtiveram-se tabelas de resultados para cada parâmetro calculado, para cada um dos módulos escolhidos.

Será calculada também a energia diária produzida pelos módulos fotovoltaicos, E_d , em [kWh], e multiplicada pelo número de dias de cada mês, de forma a apresentar a energia anual, E_a , em [kWh], produzida por cada um. Também se irá calcular a utilização anual da potência instalada, h_a , em [horas], dado pelo quociente da energia produzida anualmente e a potência do módulo, P_{\max} . Estabeleceu-se uma relação entre a energia mensal produzida e a energia anual com a área ocupada pelo painel, A , em [m²].

Os resultados obtidos para os três casos de estudo serão apresentados nos apêndices IV, V e VI.

Para os modelos CPV, o resumo de resultados para a aplicação do modelo são os apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Resultados dos três modelos CPV.

		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
CPV1	E _d [kWh]	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,6	1,8	1,6	1,2	1,0	0,7	0,6
	E _m [kWh]	17,8	22,0	27,9	30,1	37,5	46,6	55,4	49,3	36,3	29,5	21,6	17,4
	E _m /A [kWh/m ²]	23,2	28,7	36,4	39,3	48,8	60,7	72,1	64,2	47,3	38,4	28,1	22,6
	E _a [kWh]	46966,7											
	h _a [horas]	2127,1											
	E _a /A [kWh/m ²]	509,8											
CPV2	E _d [kWh]	1,5	2,0	2,3	2,5	3,0	3,8	4,3	3,9	3,0	2,4	1,8	1,4
	E _m [kWh]	45,0	55,3	69,9	75,2	92,6	114,0	134,4	120,0	89,3	73,1	54,1	43,8
	E _m /A [kWh/m ²]	25,3	31,1	39,3	42,3	52,1	64,1	75,6	67,5	50,3	41,1	30,4	24,7
	E _a [kWh]	7734,3											
	h _a [horas]	2417,0											
	E _a /A [kWh/m ²]	543,8											
CPV3	E _d [kWh]	1,0	1,4	1,6	1,8	2,1	2,7	3,1	2,8	2,1	1,7	1,3	1,0
	E _m [kWh]	31,7	39,0	49,4	53,1	65,6	81,0	95,8	85,4	63,4	51,7	38,2	30,9
	E _m /A [kWh/m ²]	28,7	35,3	44,7	48,1	59,4	73,4	86,8	77,4	57,4	46,9	34,6	28,0
	E _a [kWh]	6850,9											
	h _a [horas]	2537,4											
	E _a /A [kWh/m ²]	620,7											

Analisando o gráfico da Figura 4.8, pode notar-se que o modelo CPV3 é o que apresenta mais energia mensal produzida por unidade de área em todos os meses, seguido do modelo CPV2, e por exclusão de partes, o modelo CPV1 é o que apresenta um menor valor mensal de energia produzida por unidade de área.

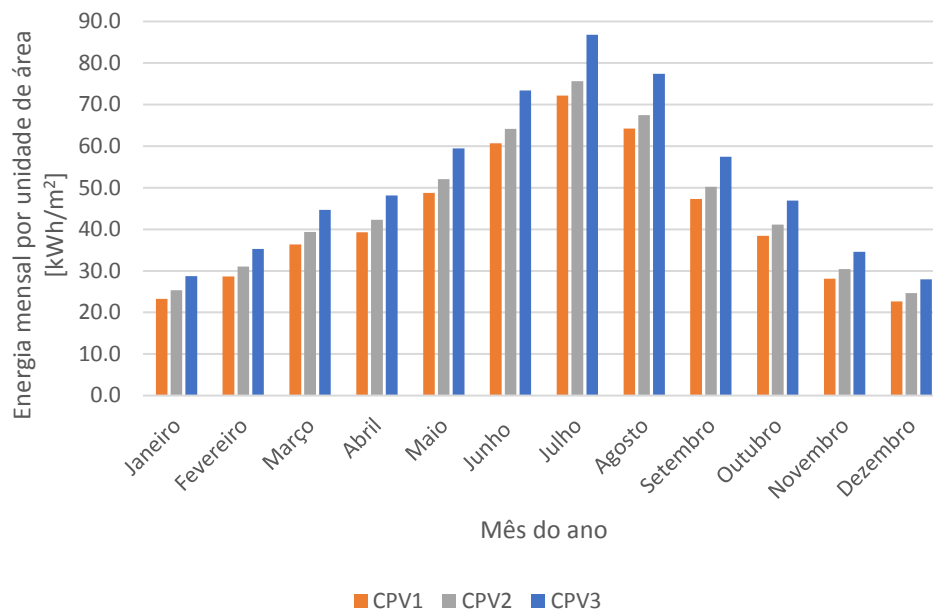


Figura 4.8 - Energia mensal produzida por unidade de área pelos três modelos CPV, em cada mês.

Conclui-se assim que o modelo em que a produção de energia é maior é o modelo CPV3, como pode ser observado pelos valores de energia anual produzida por unidade de área na Tabela 4.6.

4.4 - Comparação de resultados entre os sistemas PV convencionais e o CPV

4.4.1 - Análise de resultados

Tendo em conta que o modelo CPV é um modelo de aproximação, que não inclui as particularidades de corrente e tensão das junções que constituem a célula fotovoltaica, será feita uma comparação dos resultados deste modelo com o modelo PV aproximado.

Assim, analisando os resultados destes modelos, podemos verificar que os modelos PV1 e PV2, bem como o modelo CPV1, possuem valores baixos de energia produzida por unidade de área, por esse motivo não serão considerados nesta análise. Pode verificar-se que os modelos CPV2 e CPV3 possuem uma quantidade de energia produzida por unidade de área superior ao modelo PV. A Tabela 4.7, apresenta um resumo dos resultados obtidos para os modelos.

Tabela 4.7 - Resumo de resultados dos modelos PV3 aproximado e CPV3.

	PV3	CPV3
$P_{\text{instalada}}$ [kW]	0,315	2,700
A_{total} [m ²]	1,637	11,038
$P_{\text{instalada}}/A_{\text{total}}$ [kW/m ²]	0,192	0,245
E_a [kWh]	869,0	6850,9
h_a [horas]	2758,8	2537,4
E_a/A [kWh/m ²]	530,9	620,7
Erro relativo ($P_{\text{instalada}}/A_{\text{total}}$) [%]	+ 21,6%	
Erro relativo (h_a)	- 8,7%	
Erro relativo (E_a/A) [%]	+ 14,5%	

Analisando o valor do número de horas de utilização da potência instalada, verificamos que o modelo CPV apresenta um valor menor.

O modelo do sistema PV utiliza a irradiância global, e o modelo do sistema CPV utiliza apenas a irradiância direta, desta forma como se pode observar na Figura 4.9, esta é uma variável que condiciona o modelo CPV. Assim sendo do ponto de vista número de horas de utilização de potência instalada, prova-se com este estudo que os sistemas PV ainda são os mais vantajosos.

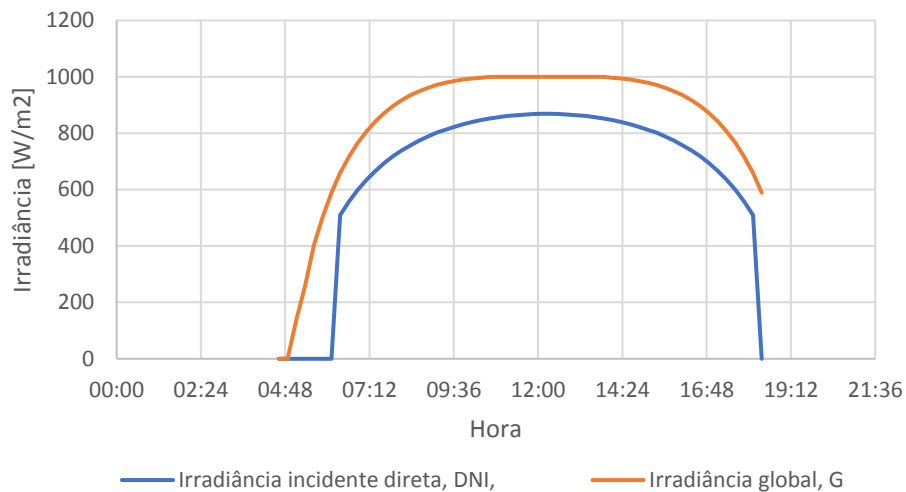


Figura 4.9 - Irradiância incidente direta e irradiância global, em Julho.

A vantagem do sistema CPV em relação ao sistema PV, seria na quantidade de área ocupada, isto é, para a mesma energia produzida o sistema CPV utiliza menos 14,5% de área que o sistema PV.

4.5 - Análise económica

Presentemente, é necessário para avaliar a viabilidade de algo, efetuar uma análise económica. O presente trabalho não aborda esta análise na sua génese. Os sistemas CPV são relativamente recentes, não existindo estudos com os custos dos mesmos.

Para efetuar uma análise económica, meramente especulativa, para comparar as tecnologias PV e CPV, ter-se à de calcular o valor atual líquido, VAL, sendo este dado por:

$$VAL = -Inv + (p_v E - dom) fa \quad (4.4)$$

Em que:

Inv – Investimento;

p_v – Preço médio variável, definido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), [€/kWh];

E – Energia anualmente produzida [kWh];

dom – Despesas com operação e manutenção anuais;

fa – Fator de anuidade.

Sendo o fator de anuidade dado por:

$$fa = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n} \quad (4.5)$$

Em que:

i – Taxa de atualização;

n – Número de anos.

Considerando uma taxa de atualização 5% para os sistemas fotovoltaicos, em Portugal, num período de 20 anos, obtém-se o seguinte valor de fator de atualização:

$$fa = \frac{1}{0,05} - \frac{1}{0,05 * (1 + 0,05)^{20}} = 12,46$$

Considerando que as despesas com operação e manutenção para ambas as tecnologias, PV e CPV, são um por cento do valor do investimento, têm-se:

$$VAL_{PV} = -Inv_{PV} + (p_v E_{PV} - 0,01 Inv_{PV}) fa \quad (4.6)$$

$$VAL_{CPV} = -Inv_{CPV} + (p_v E_{CPV} - 0,01 Inv_{CPV}) fa \quad (4.7)$$

Para determinar o investimento máximo que torna a tecnologia CPV mais vantajosa, igualam-se os valores atuais líquidos das duas tecnologias, igualando as equações (4.6) e (4.7):

$$\begin{aligned} & -Inv_{PV} + (p_v E_{PV} - 0,01 Inv_{PV}) fa \\ & = -Inv_{CPV} + (p_v E_{CPV} - 0,01 Inv_{CPV}) fa \end{aligned} \quad (4.8)$$

Simplificando:

$$\begin{aligned} & Inv_{CPV} - Inv_{PV} + 0,01 fa (Inv_{CPV} - Inv_{PV}) \\ & = p_v fa (E_{CPV} - E_{PV}) \end{aligned} \quad (4.9)$$

E considerando:

$$\Delta Inv = Inv_{CPV} - Inv_{PV} \quad (4.10)$$

$$\Delta E = E_{CPV} - E_{PV} \quad (4.11)$$

Obtém-se a seguinte expressão simplificada:

$$\Delta Inv(1 + 0,01fa) = p_v fa \Delta E \quad (4.12)$$

Em que o fator de anuidade e o preço médio variável são conhecidos.

Para a determinação do preço médio variável, recorreu-se aos dados que a entidade OMIE disponibiliza, os quais estão presentes Tabela 4.8. Assim fez-se uma média dos valores para o preço médio aritmético e obteve-se o valor de 47,59 €/MWh.

Tabela 4.8 - Preço médio aritmético em Portugal [14].

Ano	Preço médio aritmético de Portugal [€/MWh]
2007	52,17
2008	69,98
2009	37,63
2010	37,33
2011	50,45
2012	48,07
2013	43,65
2014	41,86
2015	50,43
2016	39,44
2017	52,48
Valor médio [€/MWh]	47,59

Desta forma, considerando os dois melhores casos práticos obtidos, PV3 e CPV3, irá ser calculada a diferença máxima admissível de investimento entre um sistema CPV e um PV que torna a opção do sistema CPV economicamente mais favorável.

Aplicando a equação (4.12) aos dois modelos, considerando o fator de anuidade e o preço médio calculados anteriormente, bem como a energia por metro quadrado gerada por cada sistema, tem-se:

$$\begin{aligned}\Delta Inv * (1 + 0,01 * 12,46) &= 0,04759 * 12,46 * (620,7 - 530,9) \\ \Delta Inv &= 47,35 \text{ €/m}^2\end{aligned}$$

Conclui-se, portanto, que para a tecnologia CPV ser mais viável que tecnologia PV, a diferença de investimento por metro quadrado não pode ultrapassar os 47,35€/m².

Aplicando a equação (4.12) aos dois modelos, considerando o fator de anuidade e o preço médio calculados anteriormente, mas desta vez a energia por kW de potência instalada por cada sistema, tem-se:

$$\begin{aligned}\Delta Inv * (1 + 0,01 * 12,46) &= 0,4759 * 12,46 * (2537,4 - 2758,8) \\ \Delta I &= -116,74 \text{ €/kW}\end{aligned}$$

Conclui-se, portanto, que para a tecnologia CPV ser mais viável que tecnologia PV, a diferença de investimento por potência instalada terá de ser - 116,74 €/kW, ou seja, tem de ser um investimento 116,74 €/kW menor que o do sistema PV.

Como se observou anteriormente, a tecnologia CPV não apresenta vantagens do ponto de vista energético relativamente à tecnologia PV. Sendo a tecnologia CPV relativamente recente, e conseqüentemente com custos mais elevados que, a já madura, tecnologia PV de primeira geração, os incentivos, do ponto de vista económico, para a sua utilização são praticamente nulos.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas na realização da dissertação. São ainda apresentados trabalhos futuros que poderão ser desenvolvidos.

5 - Conclusão e trabalhos futuros

5.1 - Conclusões

Esta dissertação de mestrado assumiu como objetivo principal calcular a energia produzida por um sistema de concentração solar fotovoltaico CPV que utiliza células de multijunção comparando-o com um sistema solar fotovoltaico PV convencional. Para tal, esta análise apoiou-se num conjunto de modelos matemáticos que procuram representar o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, através de variáveis como a irradiância, a temperatura e as características físicas de cada tipo de células que constituem o módulo e dos sistemas de concentração solar.

Realizou-se em primeiro lugar uma revisão de literatura, apresentando a evolução das diferentes tecnologias solares fotovoltaicas, nomeadamente as de primeira, segunda e terceira gerações. Nos últimos anos tem havido um desenvolvimento de novos materiais a usar nas células fotovoltaicas, procurando aumentar a eficiência das mesmas, como a utilização de células de multijunção. De forma idêntica, houve avanços na composição dos módulos fotovoltaicos de forma a otimizar a eficiência dos mesmos, para isto contribui a utilização de concentradores de forma a aumentar a radiação proveniente do Sol, absorvida pelas células.

O trabalho envolveu o desenvolvimento de dois modelos matemáticos que permitiram calcular a potência de saída de vários tipos de painéis em função das suas características, e das irradiâncias e temperaturas existentes no local de estudo. O primeiro modelo representa o funcionamento dos módulos tradicionais de células de silício e, o segundo modelo procura representar o funcionamento dos módulos de células de trijunção com concentradores da radiação solar.

O presente estudo foi feito tendo por base valores de irradiância incidente e temperatura ambiente para a região de Moura no distrito de Beja, Portugal e utilizando três módulos para cada tipo de tecnologia.

Comparando os resultados obtidos com cada tecnologia, verificou-se que a tecnologia CPV em relação à tecnologia PV ainda não apresenta vantagens a nível de produção de energia elétrica. Comparando os melhores resultados das soluções PV e CPV, verificou-se que a solução PV apresenta melhor utilização da potência instalada em 8,7%, no entanto necessita de uma maior área de terreno (14,5%) para produzir a mesma energia que o sistema CPV.

Apesar da eficiência do módulo CPV (30%) ser superior à eficiência do módulo PV (19,2%), devido à utilização de concentração fotovoltaica e células de trijunção, a energia produzida por unidade de potência instalada no sistema CPV é menor em 8,7%. Isto deve-se ao fato de o sistema CPV apenas utilizar a radiação solar direta, enquanto que o PV utiliza radiação solar direta e difusa, sendo que ambos os sistemas são seguidores da radiação solar.

Estes não eram os resultados esperados à partida para este estudo, pois as eficiências dos sistemas CPV com células de trijunção, são superiores às dos sistemas PV. Para isso contribuiu o fato da radiação solar que cada sistema absorve ser cerca de 28% maior para os sistemas PV. A consideração da radiação direta para os sistemas CPV deve-se ao fato de se estar a usar os concentradores nos módulos fotovoltaicos. Sendo que estes possuem perdas resultantes da refração da radiação nas lentes que os constituem (12-25%).

Finalmente foi efetuada uma análise económica, que compara o melhor modelo de cada tecnologia, de forma a determinar qual o incremento máximo em termos de investimento unitário que tornaria economicamente viável a utilização de um sistema CPV em relação a um PV. Desta forma concluiu-se que ao contrário do que esperava o sistema CPV teria de custar menos 120€/kW.

Sabendo que os módulos para os sistemas CPV utilizam as células de trijunção, compostas por junções de In, Ga e Ge, e lentes *Fresnel* para a concentração da radiação, estima-se que este tipo de módulos seja bastante mais caro que os módulos de m-Si mais eficientes.

Como se pode concluir, a tecnologia CPV representada pelos módulos que existem no mercado ainda não é tecnicamente superior à tecnologia mais usada, PV, sendo que economicamente esta diferença se acentua ainda mais.

5.2 - Trabalhos futuros

De acordo com os resultados obtidos com o estudo realizado nesta dissertação é possível afirmar que para uma análise mais detalhada da tecnologia que utiliza células de trijunção é importante o desenvolvimento de um modelo detalhado que represente com maior precisão a energia produzida por este tipo de células fotovoltaicas, como por exemplo, um modelo semelhante ao utilizado na tecnologia PV de um díodo e três parâmetros.

Como trabalho futuro a aplicação do modelo de um díodo e três parâmetros para um sistema CPV, com a utilização de um módulo real para poder determinar todos os parâmetros presentes no modelo (constantes e dependentes da radiação e temperatura) de forma a validar o mesmo. Assim, poder-se-ia efetuar uma análise técnico-económica com maior precisão.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] J. P. G. Alves, “Requisitos para a Certificação PV,” 2010.
- [2] J. Miguel, T. De Sousa, and D. A. Pereira, “de Engenharia Electrotécnica Funcionamento e Aplicação de Células Fotovoltaicas de Terceira Geração Jorge Miguel Torrado de Sousa Instituto Politécnico de Coimbra Instituto Superior de Engenharia,” 2011.
- [3] L. Cristine and D. O. Sobrinho, “Desenvolvimentos e pesquisas na terceira geração de células fotovoltaicas,” p. 80, 2016.
- [4] J.Carvalho, “Análise da influência do produtor-consumidor doméstico numa rede elétrica inteligente,” 2017.
- [5] F. Nunes, “FER_Cap3.pdf,” 2016.
- [6] T. a Matéria, “Espectro Eletromagnético,” 2017. [Online]. Available: <https://www.todamateria.com.br/espectro-eletromagnetico/>. [Accessed: 23-Apr-2018].
- [7] E. Commission, “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.” [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html.
- [8] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 1ª Edição. IST Press, 2011.
- [9] F. Calaia, “Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas,” p. 135, 2011.
- [10] J. Carneiro, “Módulos Fotovoltaicos Características E Associações,” *Eletromagnetismo B. Univ. Braga. Port.*, pp. 1–18, 2010.
- [11] P. Leite, S. Costa, C. Pinto, J. Catarino, and M. Correia, “Energia Solar,” *Proj. FEUP 2014/2015*, p. 29, 2015.
- [12] “QUAIS SÃO OS TIPOS DE PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO?,” 2015. [Online]. Available: <http://riquezasolar.blogspot.pt/2015/11/quais-sao-os-tipos-de-painel-solar.html>.

- [13] A. J. Nozik, "Quantum dot solar cells," vol. 14, pp. 115–120, 2002.
- [14] "OMIE - Resultados Mercado." [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 04-Sep-2018].
- [15] "Welcome to the Bawendi group at the MIT Department of Chemistry." [Online]. Available: <http://nanocluster.mit.edu/research.php>. [Accessed: 13-Mar-2018].
- [16] H. Hug, M. Bader, P. Mair, and T. Glatzel, "Biophotovoltaics : Natural pigments in dye-sensitized solar cells," *Appl. Energy*, vol. 115, pp. 216–225, 2014.
- [17] R. M. G. Castro, "INTRODUÇÃO À ENERGIA FOTOVOLTAICA Rui M.G. Castro," *Univ. TÉCNICA LISBOA Inst. Super. TÉCNICO DEEC / Secção Energ.*, vol. 2002, no. edição 0, 2002.
- [18] BP Global, "Solar Energy," 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/solar-energy.html>. [Accessed: 06-Sep-2018].
- [19] "Top 5 Largest Solar Power Plants of the World," 2017. [Online]. Available: <https://www.solarinsure.com/largest-solar-power-plants>. [Accessed: 30-Apr-2018].
- [20] E. de Portugal, "Base de dados de fontes renováveis de energia." [Online]. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/?Lang=PT#Tec7>. [Accessed: 30-Apr-2018].
- [21] CÂMARA MUNICIPAL DE MOURA, "Amareleja - tem a maior central fotovoltaica do mundo," 2013. [Online]. Available: <http://www.cm-moura.pt/feirasdeamareleja/CentralFotovoltaica.html>. [Accessed: 30-Apr-2018].
- [22] "A maior central solar do mundo no Alentejo," 2008. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/a-maior-central-solar-do-mundo-no-alentejo/>. [Accessed: 30-Apr-2018].

- [23] D. Myers, "Review of Consensus Standard Spectra for Flat Plate and Concentrating Photovoltaic Performance Review of Consensus Standard Spectra for Flat Plate and Concentrating Photovoltaic Performance," no. September, 2011.
- [24] C. Camus, "ENERGIA FOTOVOLTAICA - Notas de apoio à disciplina." 2017.
- [25] A. Monteiro, "Aplicação de painéis solares em edifícios públicos para auto-consumo fotovoltaico Aplicação de painéis solares em edifícios públicos para auto-consumo fotovoltaico," 2018.
- [26] G. Segev, G. Mittelman, and A. Kribus, "Equivalent circuit models for triple-junction concentrator solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 98, pp. 57–65, 2012.
- [27] E. F. Fern, A. J. Garc, and G. P. Smestad, "High Concentrator Photovoltaics," 2015.
- [28] P. Sharma, "Characterization of High Concentration Photovoltaic Systems Using Multijunction Solar Cells," 2017.
- [29] IET, "Photovoltaic Geographical Information System," 2017. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accessed: 10-Dec-2017].

Apêndices

Apêndice I – Resultados do modelo PV1

Tabela I. 1 -Resultados do modelo de um díodo e três parâmetros, PV1.

Potência máxima, P _{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,1	32,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	34,8	73,0	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	65,0	103,4	100,6	42,6	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	38,8	93,2	125,4	126,6	79,6	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	71,0	113,8	143,8	147,6	114,3	1,4	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	39,3	98,5	130,8	158,7	164,8	138,0	55,5	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	74,9	117,2	144,8	171,2	178,8	156,5	90,9	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	110,7	132,3	156,5	181,5	190,4	171,5	114,9	51,3	0,0	0,0
07:07	0,0	54,9	130,3	144,3	165,9	190,0	199,7	183,2	134,0	86,2	0,0	0,0
07:22	0,0	88,5	145,4	154,0	173,8	197,0	207,5	192,9	149,3	112,9	49,7	0,0
07:37	57,1	113,2	157,3	162,1	180,3	203,0	213,8	200,8	161,4	131,0	80,4	2,2
07:52	84,0	130,4	166,9	169,0	185,6	207,7	219,0	207,0	171,3	145,0	107,0	68,4
08:07	103,3	143,9	174,6	174,4	190,1	211,6	223,2	212,0	179,4	156,1	122,6	94,2
08:22	116,1	154,6	180,9	178,7	193,6	214,6	226,7	216,0	186,0	165,1	134,5	108,1
08:37	126,2	163,4	185,9	182,3	196,5	217,0	229,2	219,3	191,3	172,2	144,0	119,6
08:52	134,4	170,2	189,9	185,3	198,6	218,9	231,3	221,8	195,8	178,3	151,5	128,3
09:07	141,1	176,0	193,3	187,4	200,2	220,3	232,8	223,7	199,1	182,8	157,8	135,5
09:22	146,5	180,9	195,6	189,3	201,6	221,3	233,9	225,1	201,9	186,9	162,9	141,3
09:37	150,7	184,7	197,7	190,6	202,6	221,9	234,6	225,9	204,2	189,9	166,9	145,9
09:52	154,5	187,7	199,4	191,8	203,1	222,2	235,3	226,8	205,8	192,4	170,1	149,8
10:07	157,3	190,1	200,5	192,3	203,4	222,4	235,3	227,0	207,2	194,4	172,9	152,9
10:22	159,7	192,0	201,1	192,8	203,7	222,4	235,3	227,3	208,2	195,9	175,1	155,4
10:37	161,4	193,4	201,8	192,9	203,6	222,5	235,3	227,2	208,6	197,0	176,7	157,1
10:52	162,9	194,5	202,1	193,1	203,5	222,2	234,8	227,0	209,1	197,8	178,0	158,9
11:07	163,8	195,4	202,3	193,2	203,4	222,1	234,2	226,9	209,3	198,4	178,8	159,8
11:22	164,6	195,8	202,2	193,1	203,3	221,7	233,7	226,7	209,4	198,8	179,6	160,8
11:37	165,1	196,2	202,1	192,9	202,9	221,3	233,2	226,1	209,3	198,8	179,9	161,2
11:52	165,3	196,0	202,0	192,9	202,7	220,9	232,6	225,6	209,2	198,8	179,9	161,4
12:07	165,2	196,0	201,7	192,7	202,5	220,6	232,1	225,4	209,1	198,8	179,9	161,3
12:22	165,0	195,7	201,5	192,5	202,1	220,2	231,7	224,9	208,7	198,4	179,7	161,0
12:37	164,5	195,1	201,3	192,3	201,9	219,9	231,1	224,3	208,1	198,0	179,2	160,5
12:52	163,8	194,7	200,8	191,8	201,7	219,6	230,7	223,9	207,7	197,5	178,8	159,8
13:07	162,8	193,7	200,4	191,7	201,6	219,3	230,3	223,5	207,2	196,8	177,8	158,8

Potência máxima, P_{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:22	161,6	192,8	199,9	191,3	201,1	219,1	229,9	222,9	206,5	195,9	176,8	157,4
13:37	160,2	191,3	199,3	190,9	200,8	218,6	229,7	222,1	205,6	194,9	175,4	156,0
13:52	158,3	189,7	198,5	190,4	200,3	218,1	229,3	221,4	204,6	193,6	173,9	153,9
14:07	156,2	187,9	197,4	189,8	200,0	217,4	228,4	220,7	203,6	192,2	171,9	151,8
14:22	153,6	185,6	196,3	188,9	199,2	216,9	227,5	219,6	202,1	190,3	169,4	149,0
14:37	150,6	182,9	194,9	187,9	198,4	216,1	226,5	218,6	200,1	187,9	166,5	145,7
14:52	146,7	179,6	192,8	186,4	197,4	215,1	225,1	217,1	198,1	185,2	163,1	141,7
15:07	142,4	175,7	190,5	184,7	195,9	213,8	223,6	215,4	195,4	182,0	158,9	137,1
15:22	137,1	170,7	187,8	182,6	194,1	212,1	221,7	213,5	192,2	177,8	153,8	131,3
15:37	130,5	165,0	184,2	180,1	192,0	210,4	219,6	210,9	188,6	173,3	147,6	124,2
15:52	122,6	158,3	180,1	176,7	189,4	207,9	216,9	208,0	183,9	167,2	140,3	115,8
16:07	112,8	149,7	175,0	172,9	186,2	205,0	213,8	204,3	178,4	160,2	131,0	104,8
16:22	100,3	139,3	168,7	168,4	182,3	201,7	210,0	200,0	171,9	151,4	119,3	91,2
16:37	4,5	126,3	161,1	162,8	177,7	197,5	205,5	194,8	163,9	140,6	104,3	3,4
16:52	3,0	109,6	151,7	156,1	172,1	192,7	200,2	188,5	154,1	127,0	3,8	2,1
17:07	0,0	4,5	140,2	148,1	165,6	186,7	193,9	180,8	142,4	109,4	2,3	0,0
17:22	0,0	2,7	125,5	138,5	157,9	179,8	186,4	171,6	127,7	4,2	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	106,5	126,8	148,7	171,5	177,4	160,5	109,4	2,6	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	4,6	112,3	137,5	161,7	166,7	146,4	86,5	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	2,5	94,3	124,3	150,0	153,6	129,1	2,6	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	4,8	108,1	136,0	137,7	107,0	1,3	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,3	1,7	2,0	2,1	2,3	2,6	2,8	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
E_m [kWh]	40,1	47,5	62,9	63,0	72,8	79,3	85,6	79,6	63,5	56,2	44,4	38,2
E_m/A [kWh/m ²]	24,5	29,0	38,4	38,5	44,5	48,4	52,3	48,6	38,8	34,4	27,1	23,3
E_a [kWh]	733,2											
h_a [horas]	2618,6											
E_a/A [kWh/m ²]	448,0											

Tabela I. 2 - Resultados do modelo aproximado, PV1.

Potência máxima, P _{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,2	38,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	41,2	81,8	72,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	73,3	112,7	110,1	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	45,3	102,2	134,7	136,0	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	79,3	122,9	152,8	156,7	123,9	2,3	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	45,7	107,2	139,7	167,3	173,4	147,3	63,7	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	83,0	125,9	153,4	179,4	186,9	165,4	100,2	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	119,2	140,9	164,9	189,3	198,0	179,9	124,3	59,0	0,0	0,0
07:07	0,0	62,2	138,7	152,7	174,1	197,6	207,0	191,2	143,3	95,2	0,0	0,0
07:22	0,0	96,8	153,6	162,2	181,7	204,3	214,4	200,6	158,3	122,1	57,0	0,0
07:37	64,6	121,6	165,2	170,2	188,0	210,0	220,4	208,1	170,1	140,1	88,9	3,3
07:52	92,3	138,6	174,5	176,8	193,2	214,5	225,4	214,0	179,8	153,9	115,8	76,3
08:07	111,7	151,9	182,0	182,1	197,5	218,3	229,3	218,8	187,6	164,8	131,3	102,6
08:22	124,6	162,4	188,1	186,3	200,9	221,1	232,7	222,6	194,0	173,5	143,1	116,6
08:37	134,6	170,9	192,9	189,8	203,7	223,5	235,0	225,8	199,1	180,4	152,4	128,1
08:52	142,7	177,5	196,7	192,8	205,8	225,3	237,1	228,2	203,4	186,3	159,8	136,6
09:07	149,3	183,1	200,0	194,8	207,4	226,6	238,5	230,0	206,5	190,6	165,9	143,8
09:22	154,5	187,9	202,3	196,6	208,8	227,6	239,6	231,4	209,3	194,6	170,9	149,6
09:37	158,7	191,5	204,4	197,9	209,8	228,3	240,3	232,2	211,5	197,5	174,8	154,0
09:52	162,4	194,4	206,0	199,1	210,3	228,6	241,0	233,1	213,1	199,9	178,0	157,9
10:07	165,2	196,8	207,1	199,6	210,6	228,8	241,0	233,3	214,5	201,9	180,7	160,9
10:22	167,5	198,7	207,7	200,1	210,9	228,8	241,1	233,6	215,4	203,3	182,8	163,5
10:37	169,2	200,0	208,3	200,3	210,8	228,9	241,1	233,6	215,9	204,4	184,4	165,1
10:52	170,7	201,1	208,7	200,5	210,7	228,7	240,7	233,5	216,3	205,2	185,7	166,9
11:07	171,7	202,0	208,9	200,5	210,7	228,6	240,2	233,4	216,6	205,8	186,5	167,8
11:22	172,5	202,5	208,8	200,5	210,6	228,3	239,8	233,2	216,7	206,2	187,3	168,8
11:37	172,9	202,8	208,8	200,3	210,3	228,0	239,3	232,8	216,6	206,3	187,6	169,3
11:52	173,2	202,7	208,7	200,4	210,1	227,7	238,8	232,3	216,6	206,4	187,6	169,5
12:07	173,1	202,7	208,5	200,2	209,9	227,3	238,4	232,2	216,5	206,3	187,7	169,4
12:22	172,9	202,4	208,3	200,0	209,6	227,0	238,0	231,7	216,2	206,0	187,5	169,2
12:37	172,5	201,9	208,1	199,8	209,5	226,8	237,6	231,2	215,7	205,6	187,1	168,8
12:52	171,8	201,5	207,7	199,4	209,3	226,5	237,2	230,9	215,2	205,2	186,7	168,1
13:07	170,9	200,6	207,3	199,4	209,2	226,3	236,9	230,5	214,8	204,6	185,8	167,2
13:22	169,8	199,7	206,9	198,9	208,8	226,1	236,5	230,0	214,2	203,7	184,8	165,8
13:37	168,4	198,4	206,3	198,6	208,4	225,6	236,3	229,3	213,4	202,7	183,5	164,5
13:52	166,6	196,9	205,5	198,1	208,0	225,2	236,0	228,6	212,4	201,5	182,1	162,4
14:07	164,6	195,1	204,5	197,5	207,7	224,6	235,1	228,0	211,4	200,2	180,1	160,4

Potência máxima, P_{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
14:22	162,1	193,0	203,5	196,8	207,0	224,1	234,3	227,0	210,1	198,4	177,7	157,7
14:37	159,1	190,3	202,1	195,7	206,2	223,3	233,5	226,1	208,2	196,1	174,9	154,4
14:52	155,3	187,2	200,1	194,4	205,3	222,4	232,2	224,6	206,3	193,5	171,6	150,5
15:07	151,1	183,4	197,9	192,7	203,9	221,2	230,7	223,1	203,7	190,4	167,5	146,0
15:22	145,9	178,6	195,3	190,7	202,1	219,7	229,0	221,2	200,7	186,4	162,5	140,3
15:37	139,4	173,1	191,9	188,3	200,1	218,0	227,0	218,9	197,3	182,0	156,5	133,2
15:52	131,5	166,6	187,9	185,1	197,7	215,7	224,5	216,1	192,7	176,1	149,3	124,9
16:07	121,8	158,2	183,0	181,4	194,6	212,9	221,6	212,6	187,5	169,4	140,1	113,8
16:22	109,2	148,0	176,9	177,0	190,9	209,8	218,1	208,5	181,2	160,8	128,6	100,2
16:37	6,4	135,1	169,6	171,6	186,5	205,8	213,7	203,6	173,4	150,2	113,5	5,0
16:52	4,4	118,6	160,4	165,1	181,1	201,2	208,8	197,6	164,0	136,7	5,5	3,2
17:07	0,0	6,5	149,1	157,2	174,8	195,5	202,8	190,3	152,5	119,2	3,5	0,0
17:22	0,0	4,1	134,7	147,8	167,3	188,9	195,6	181,4	138,0	6,2	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	115,8	136,3	158,3	180,9	187,0	170,6	119,8	4,0	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	6,7	121,9	147,3	171,4	176,6	156,8	96,5	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	3,8	103,8	134,2	160,0	163,9	139,8	4,2	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	6,9	118,1	146,2	148,3	117,8	2,2	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,4	1,8	2,1	2,2	2,5	2,7	2,9	2,7	2,2	1,9	1,6	1,3
E_m [kWh]	42,4	49,6	65,6	66,1	76,1	82,3	88,6	82,7	66,5	58,9	46,8	40,5
E_m/A [kWh/m ²]	25,9	30,3	40,1	40,4	46,5	50,3	54,1	50,5	40,6	36,0	28,6	24,7
E_a [kWh]	766,0											
h_a [horas]	2735,7											
E_a/A [kWh/m ²]	468,0											

Apêndice II – Resultados do modelo PV2

Tabela II. 3 - Resultados do modelo de um díodo e três parâmetros, PV2.

Potência máxima, P_{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,2	36,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	39,1	81,4	71,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	72,4	114,8	111,9	47,9	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	43,4	103,4	139,0	140,4	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	78,9	126,1	159,3	163,6	127,0	1,7	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	43,9	109,0	144,7	175,7	182,5	153,1	62,2	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	83,0	129,5	160,0	189,4	198,0	173,5	101,1	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	122,2	146,1	172,9	200,7	210,7	190,0	127,6	57,4	0,0	0,0
07:07	0,0	61,1	143,7	159,3	183,3	210,2	221,1	202,9	148,6	95,8	0,0	0,0
07:22	0,0	97,9	160,3	170,0	192,0	218,0	229,7	213,7	165,4	125,2	55,4	0,0
07:37	63,5	124,9	173,3	178,9	199,2	224,6	236,7	222,4	178,8	145,1	89,2	2,6
07:52	93,0	143,7	183,8	186,5	205,2	229,9	242,6	229,3	189,8	160,5	118,4	75,9
08:07	114,1	158,5	192,4	192,4	210,1	234,3	247,3	235,0	198,7	172,8	135,4	104,1
08:22	128,1	170,2	199,3	197,2	214,1	237,6	251,3	239,4	206,1	182,6	148,5	119,4
08:37	139,2	179,8	204,8	201,3	217,3	240,4	254,1	243,2	212,0	190,5	158,9	132,0
08:52	148,1	187,3	209,2	204,7	219,7	242,6	256,5	246,0	217,0	197,2	167,2	141,5
09:07	155,5	193,6	213,0	207,0	221,6	244,1	258,3	248,2	220,6	202,2	174,1	149,4
09:22	161,4	199,0	215,6	209,1	223,2	245,3	259,6	249,9	223,9	206,8	179,8	155,8
09:37	166,1	203,2	218,0	210,6	224,3	246,1	260,5	250,9	226,4	210,1	184,2	160,8
09:52	170,2	206,5	219,9	211,9	225,0	246,5	261,3	251,9	228,3	212,9	187,8	165,1
10:07	173,3	209,2	221,1	212,6	225,3	246,8	261,4	252,3	229,9	215,2	190,9	168,5
10:22	175,9	211,4	221,8	213,1	225,7	246,8	261,5	252,6	231,0	216,9	193,3	171,4
10:37	177,9	212,9	222,6	213,3	225,6	247,0	261,6	252,6	231,6	218,2	195,1	173,3
10:52	179,5	214,2	223,0	213,6	225,5	246,7	261,1	252,5	232,2	219,1	196,5	175,2
11:07	180,6	215,2	223,2	213,6	225,5	246,6	260,6	252,5	232,5	219,8	197,5	176,3
11:22	181,5	215,8	223,2	213,6	225,4	246,3	260,0	252,2	232,6	220,3	198,3	177,4
11:37	182,0	216,2	223,1	213,4	225,1	245,9	259,5	251,7	232,5	220,4	198,8	177,9
11:52	182,3	216,1	223,1	213,5	224,8	245,5	259,0	251,2	232,5	220,4	198,8	178,1
12:07	182,3	216,0	222,8	213,2	224,6	245,2	258,5	251,1	232,4	220,4	198,9	178,1
12:22	182,0	215,8	222,6	213,0	224,3	244,8	258,1	250,6	232,0	220,0	198,6	177,8
12:37	181,6	215,2	222,3	212,8	224,1	244,6	257,6	249,9	231,4	219,6	198,1	177,3
12:52	180,8	214,7	221,9	212,4	223,9	244,2	257,2	249,6	230,9	219,1	197,7	176,5
13:07	179,8	213,7	221,4	212,3	223,8	244,0	256,8	249,2	230,5	218,4	196,7	175,5

Potência máxima, P_{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:22	178,5	212,7	220,9	211,8	223,3	243,7	256,4	248,6	229,7	217,4	195,5	173,9
13:37	176,9	211,1	220,3	211,4	222,9	243,2	256,1	247,7	228,7	216,2	194,0	172,5
13:52	174,9	209,4	219,4	210,8	222,4	242,7	255,7	247,0	227,6	214,8	192,4	170,2
14:07	172,6	207,3	218,2	210,2	222,1	242,0	254,8	246,2	226,5	213,3	190,1	167,8
14:22	169,7	204,9	217,0	209,3	221,2	241,4	253,8	245,0	224,9	211,2	187,4	164,8
14:37	166,4	201,8	215,4	208,1	220,3	240,5	252,8	243,9	222,8	208,6	184,2	161,1
14:52	162,2	198,3	213,2	206,5	219,3	239,4	251,2	242,2	220,5	205,5	180,4	156,7
15:07	157,4	193,9	210,6	204,7	217,6	238,1	249,5	240,4	217,5	202,0	175,9	151,7
15:22	151,6	188,5	207,6	202,3	215,6	236,2	247,5	238,2	213,9	197,3	170,2	145,3
15:37	144,4	182,2	203,6	199,6	213,3	234,2	245,1	235,5	210,0	192,3	163,4	137,5
15:52	135,6	174,8	199,1	195,8	210,4	231,5	242,1	232,2	204,7	185,6	155,3	128,3
16:07	124,9	165,4	193,5	191,6	206,9	228,3	238,7	228,0	198,7	177,9	145,1	116,1
16:22	111,2	154,0	186,6	186,6	202,6	224,6	234,5	223,3	191,4	168,2	132,3	101,3
16:37	5,3	139,6	178,2	180,5	197,5	220,0	229,4	217,5	182,5	156,2	115,7	4,0
16:52	3,5	121,4	167,8	173,1	191,3	214,5	223,5	210,4	171,7	141,1	4,4	2,5
17:07	0,0	5,3	155,2	164,2	184,1	207,9	216,5	201,9	158,7	121,8	2,7	0,0
17:22	0,0	3,3	139,1	153,7	175,5	200,2	208,2	191,6	142,4	5,0	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	118,2	140,8	165,4	191,0	198,1	179,2	122,2	3,1	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	5,5	124,8	153,0	180,2	186,2	163,6	96,8	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	2,9	105,0	138,3	167,2	171,6	144,4	3,2	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	5,6	120,5	151,6	154,0	119,9	1,6	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,4	1,9	2,2	2,3	2,6	2,9	3,1	2,9	2,4	2,0	1,6	1,4
E_m [kWh]	44,3	52,4	69,5	69,8	80,8	88,0	95,3	88,6	70,6	62,3	49,1	42,2
E_m/A [kWh/m ²]	27,1	32,0	42,5	42,6	49,3	53,8	58,2	54,1	43,1	38,1	30,0	25,8
E_a [kWh]	812,8											
h_a [horas]	2665,0											
E_a/A [kWh/m ²]	496,6											

Tabela II.4 - Resultados do modelo aproximado, PV2.

Potência máxima, P _{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	52,5	42,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	44,9	89,1	79,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	79,8	122,8	120,0	54,5	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	49,3	111,3	146,8	148,2	96,7	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	86,3	133,9	166,6	170,9	135,0	2,5	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	49,8	116,7	152,3	182,5	189,2	160,6	69,3	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	90,4	137,2	167,3	195,7	204,0	180,5	109,2	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	129,8	153,5	179,8	206,6	216,1	196,3	135,5	64,2	0,0	0,0
07:07	0,0	67,7	151,1	166,4	189,9	215,6	225,9	208,7	156,2	103,7	0,0	0,0
07:22	0,0	105,3	167,3	176,8	198,2	223,0	234,1	219,0	172,7	133,1	62,0	0,0
07:37	70,3	132,4	180,0	185,5	205,1	229,3	240,7	227,2	185,6	152,7	96,8	3,6
07:52	100,4	150,9	190,2	192,8	210,8	234,2	246,2	233,7	196,2	167,8	126,1	83,1
08:07	121,6	165,5	198,4	198,5	215,5	238,4	250,5	239,0	204,7	179,7	143,0	111,7
08:22	135,7	176,9	205,1	203,2	219,3	241,5	254,2	243,2	211,7	189,2	155,9	127,0
08:37	146,6	186,2	210,4	207,0	222,4	244,1	256,8	246,7	217,3	196,8	166,1	139,5
08:52	155,4	193,5	214,5	210,3	224,7	246,1	259,1	249,3	222,1	203,2	174,2	148,8
09:07	162,6	199,5	218,1	212,5	226,4	247,6	260,7	251,4	225,5	208,0	180,8	156,7
09:22	168,4	204,8	220,7	214,5	227,9	248,7	261,9	252,9	228,6	212,4	186,3	162,9
09:37	172,9	208,8	222,9	215,9	229,0	249,4	262,7	253,8	231,0	215,6	190,6	167,8
09:52	176,9	211,9	224,7	217,2	229,6	249,8	263,5	254,8	232,8	218,2	194,1	172,0
10:07	180,0	214,5	225,9	217,9	229,9	250,1	263,6	255,1	234,3	220,4	197,0	175,4
10:22	182,5	216,6	226,5	218,3	230,3	250,1	263,6	255,4	235,3	222,0	199,4	178,1
10:37	184,4	218,1	227,3	218,6	230,2	250,2	263,7	255,4	235,9	223,2	201,1	180,0
10:52	186,1	219,3	227,7	218,8	230,2	250,0	263,2	255,3	236,4	224,1	202,5	181,9
11:07	187,1	220,3	227,9	218,9	230,1	249,9	262,7	255,3	236,7	224,8	203,5	183,0
11:22	188,0	220,8	227,8	218,8	230,0	249,5	262,2	255,0	236,8	225,2	204,3	184,0
11:37	188,5	221,2	227,8	218,6	229,7	249,2	261,8	254,6	236,7	225,3	204,7	184,5
11:52	188,8	221,1	227,8	218,7	229,5	248,9	261,3	254,1	236,7	225,3	204,7	184,8
12:07	188,8	221,1	227,5	218,5	229,3	248,5	260,8	254,0	236,6	225,3	204,8	184,7
12:22	188,5	220,8	227,3	218,3	229,0	248,2	260,4	253,5	236,3	225,0	204,5	184,5
12:37	188,1	220,3	227,1	218,1	228,8	248,0	259,9	252,9	235,7	224,6	204,1	184,0
12:52	187,3	219,8	226,6	217,7	228,6	247,6	259,6	252,5	235,3	224,1	203,7	183,2
13:07	186,4	218,8	226,2	217,6	228,5	247,4	259,2	252,2	234,8	223,4	202,7	182,3
13:22	185,1	217,9	225,8	217,2	228,1	247,2	258,8	251,6	234,1	222,5	201,6	180,8
13:37	183,6	216,4	225,1	216,8	227,7	246,7	258,6	250,8	233,2	221,4	200,2	179,4
13:52	181,7	214,7	224,3	216,2	227,3	246,2	258,2	250,1	232,2	220,1	198,6	177,1
14:07	179,4	212,8	223,2	215,6	226,9	245,6	257,3	249,5	231,1	218,6	196,4	174,9

Potência máxima, P_{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
14:22	176,7	210,5	222,1	214,8	226,1	245,0	256,4	248,3	229,6	216,6	193,8	171,9
14:37	173,4	207,6	220,5	213,7	225,3	244,2	255,5	247,3	227,6	214,2	190,8	168,3
14:52	169,3	204,1	218,4	212,2	224,3	243,2	254,1	245,7	225,5	211,3	187,1	164,0
15:07	164,7	200,0	215,9	210,4	222,8	241,9	252,5	244,1	222,6	207,9	182,7	159,1
15:22	159,0	194,8	213,1	208,1	220,8	240,2	250,6	242,1	219,3	203,5	177,3	152,9
15:37	151,9	188,7	209,4	205,6	218,6	238,3	248,4	239,5	215,6	198,7	170,7	145,2
15:52	143,3	181,6	205,0	202,0	215,9	235,8	245,6	236,4	210,6	192,3	162,7	136,1
16:07	132,7	172,5	199,7	198,0	212,6	232,8	242,5	232,6	204,9	184,8	152,7	124,0
16:22	119,0	161,3	193,0	193,2	208,5	229,4	238,6	228,1	197,9	175,5	140,1	109,1
16:37	7,0	147,2	185,0	187,3	203,6	225,0	233,8	222,7	189,4	163,9	123,7	5,4
16:52	4,8	129,2	174,9	180,1	197,7	219,9	228,3	216,0	179,1	149,1	6,0	3,5
17:07	0,0	7,0	162,6	171,5	190,9	213,6	221,8	208,0	166,5	130,0	3,8	0,0
17:22	0,0	4,5	146,8	161,3	182,6	206,3	213,9	198,3	150,6	6,8	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	126,2	148,7	172,8	197,6	204,4	186,4	130,7	4,3	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	7,3	132,9	160,8	187,2	193,0	171,4	105,3	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	4,1	113,1	146,4	174,7	179,1	152,7	4,5	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	7,5	128,8	159,6	162,0	128,6	2,4	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,5	1,9	2,3	2,4	2,7	3,0	3,1	2,9	2,4	2,1	1,7	1,4
E_m [kWh]	46,2	54,1	71,5	72,1	83,1	89,9	96,9	90,4	72,6	64,3	51,0	44,1
E_m/A [kWh/m ²]	28,3	33,0	43,7	44,0	50,8	54,9	59,2	55,2	44,4	39,3	31,2	27,0
E_a [kWh]	836,2											
h_a [horas]	2741,7											
E_a/A [kWh/m ²]	510,9											

Apêndice III – Resultados do modelo PV3

Tabela III. 5 - Resultados do modelo de um diodo e três parâmetros, PV3.

Potência máxima, P_{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,4	37,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	40,1	83,7	73,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	74,5	118,4	115,3	49,2	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	44,5	106,6	143,5	145,0	91,4	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	81,2	130,0	164,6	169,1	131,1	1,7	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	45,0	112,3	149,4	181,7	188,9	158,2	63,9	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	85,4	133,6	165,4	196,0	205,0	179,4	104,2	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	126,0	150,8	178,8	207,8	218,3	196,6	131,6	58,9	0,0	0,0
07:07	0,0	62,7	148,3	164,5	189,7	217,8	229,2	210,2	153,5	98,7	0,0	0,0
07:22	0,0	100,8	165,6	175,7	198,7	225,9	238,2	221,4	171,0	129,1	56,9	0,0
07:37	65,3	128,8	179,1	185,0	206,3	232,9	245,6	230,6	185,0	149,8	91,8	2,6
07:52	95,7	148,3	190,1	192,9	212,5	238,4	251,8	237,8	196,4	165,9	122,1	78,1
08:07	117,6	163,7	199,0	199,1	217,7	243,0	256,7	243,8	205,8	178,6	139,8	107,3
08:22	132,2	175,9	206,3	204,1	221,8	246,5	260,9	248,5	213,5	188,9	153,3	123,1
08:37	143,6	185,9	212,0	208,4	225,2	249,5	263,9	252,4	219,6	197,2	164,2	136,1
08:52	152,9	193,7	216,6	211,9	227,7	251,7	266,4	255,4	224,9	204,2	172,8	146,0
09:07	160,6	200,3	220,5	214,4	229,7	253,4	268,3	257,7	228,8	209,4	180,0	154,3
09:22	166,7	205,9	223,3	216,5	231,4	254,7	269,7	259,5	232,1	214,2	185,9	160,9
09:37	171,6	210,3	225,8	218,1	232,6	255,5	270,7	260,6	234,8	217,7	190,5	166,1
09:52	175,9	213,8	227,8	219,5	233,2	256,0	271,6	261,6	236,8	220,6	194,3	170,6
10:07	179,1	216,6	229,1	220,2	233,6	256,3	271,7	262,0	238,5	223,0	197,5	174,2
10:22	181,9	218,8	229,8	220,8	234,0	256,3	271,8	262,4	239,7	224,8	200,0	177,1
10:37	183,9	220,5	230,6	221,0	233,9	256,5	271,9	262,5	240,3	226,1	201,9	179,1
10:52	185,6	221,8	231,0	221,3	233,9	256,2	271,4	262,3	240,9	227,1	203,4	181,1
11:07	186,8	222,9	231,3	221,3	233,8	256,1	270,8	262,3	241,2	227,9	204,5	182,3
11:22	187,7	223,4	231,2	221,3	233,8	255,7	270,3	262,1	241,4	228,4	205,3	183,4
11:37	188,2	223,9	231,2	221,1	233,4	255,4	269,8	261,6	241,3	228,5	205,8	184,0
11:52	188,6	223,8	231,2	221,2	233,2	255,0	269,2	261,0	241,2	228,5	205,8	184,2
12:07	188,5	223,8	230,9	221,0	233,0	254,6	268,7	260,9	241,1	228,5	205,9	184,2
12:22	188,3	223,5	230,6	220,8	232,6	254,2	268,3	260,4	240,8	228,1	205,6	183,9
12:37	187,8	222,9	230,4	220,5	232,4	254,0	267,8	259,7	240,2	227,7	205,1	183,4
12:52	187,0	222,4	229,9	220,1	232,2	253,6	267,4	259,3	239,7	227,2	204,6	182,5
13:07	185,9	221,3	229,4	220,0	232,1	253,4	267,0	259,0	239,2	226,4	203,6	181,5
13:22	184,6	220,3	228,9	219,5	231,6	253,1	266,5	258,3	238,4	225,4	202,4	179,9

Potência máxima, P_{MP} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:37	182,9	218,6	228,3	219,1	231,2	252,6	266,3	257,4	237,4	224,2	200,9	178,3
13:52	180,8	216,8	227,3	218,4	230,7	252,1	265,9	256,7	236,2	222,7	199,1	175,9
14:07	178,4	214,7	226,1	217,8	230,3	251,3	264,9	255,9	235,0	221,1	196,8	173,5
14:22	175,5	212,1	224,9	216,8	229,4	250,7	263,8	254,6	233,4	218,9	193,9	170,3
14:37	172,0	208,9	223,2	215,6	228,5	249,8	262,8	253,5	231,1	216,2	190,6	166,5
14:52	167,6	205,2	220,8	213,9	227,4	248,6	261,2	251,7	228,7	213,0	186,7	161,9
15:07	162,6	200,7	218,1	212,0	225,7	247,2	259,4	249,8	225,6	209,3	181,9	156,7
15:22	156,6	195,0	215,0	209,5	223,5	245,3	257,3	247,5	221,9	204,4	176,0	150,1
15:37	149,1	188,5	210,9	206,7	221,1	243,2	254,7	244,6	217,7	199,2	168,9	141,9
15:52	140,0	180,8	206,2	202,8	218,1	240,3	251,6	241,1	212,2	192,2	160,5	132,3
16:07	128,8	171,0	200,3	198,4	214,4	236,9	248,0	236,8	205,9	184,1	149,8	119,7
16:22	114,6	159,0	193,0	193,2	209,9	233,1	243,6	231,7	198,3	174,0	136,5	104,3
16:37	5,4	144,1	184,3	186,8	204,6	228,2	238,2	225,7	189,0	161,5	119,3	4,0
16:52	3,5	125,2	173,5	179,0	198,1	222,5	232,0	218,3	177,7	145,8	4,5	2,5
17:07	0,0	5,4	160,3	169,8	190,6	215,6	224,7	209,3	164,1	125,6	2,7	0,0
17:22	0,0	3,3	143,6	158,8	181,6	207,5	215,9	198,6	147,2	5,1	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	121,9	145,4	171,0	197,9	205,4	185,6	126,1	3,1	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	5,5	128,8	158,1	186,5	192,9	169,2	99,8	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	3,0	108,2	142,9	173,0	177,7	149,2	3,2	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	5,7	124,3	156,7	159,2	123,7	1,6	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,5	1,9	2,3	2,4	2,7	3,0	3,2	3,0	2,4	2,1	1,7	1,4
E_m [kWh]	45,8	54,2	71,9	72,2	83,7	91,3	98,9	91,9	73,2	64,6	50,8	43,6
E_m/A [kWh/m ²]	28,0	33,1	44,0	44,1	51,1	55,8	60,4	56,2	44,7	39,4	31,0	26,6
E_a [kWh]	842,1											
h_a [horas]	2673,3											
E_a/A [kWh/m ²]	514,5											

Tabela III.6 - Resultados do modelo aproximado, PV3.

Potência máxima, P _{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,3	43,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	46,3	92,2	81,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	82,5	127,1	124,2	56,3	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	50,9	115,1	152,1	153,6	100,1	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	89,2	138,6	172,8	177,2	139,9	2,6	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	51,4	120,8	157,8	189,3	196,4	166,6	71,7	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	93,4	142,0	173,4	203,2	211,8	187,3	113,0	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	134,3	159,0	186,4	214,5	224,6	203,9	140,4	66,4	0,0	0,0
07:07	0,0	69,9	156,4	172,4	197,0	224,0	234,9	216,8	162,0	107,3	0,0	0,0
07:22	0,0	108,9	173,3	183,3	205,7	231,7	243,4	227,6	179,1	137,8	64,1	0,0
07:37	72,6	136,9	186,5	192,4	212,9	238,3	250,4	236,2	192,6	158,2	100,1	3,7
07:52	103,8	156,2	197,1	200,0	218,9	243,5	256,2	243,1	203,7	174,0	130,5	85,8
08:07	125,8	171,3	205,7	206,0	223,9	247,9	260,8	248,7	212,7	186,4	148,1	115,5
08:22	140,4	183,2	212,7	210,8	227,8	251,2	264,7	253,1	220,0	196,4	161,5	131,4
08:37	151,7	192,9	218,2	214,9	231,1	254,0	267,5	256,8	225,9	204,3	172,0	144,3
08:52	160,9	200,5	222,6	218,3	233,5	256,1	269,9	259,6	230,9	211,0	180,5	154,1
09:07	168,4	206,9	226,4	220,6	235,4	257,7	271,6	261,8	234,5	216,0	187,4	162,2
09:22	174,4	212,3	229,0	222,7	237,0	258,9	272,9	263,4	237,7	220,6	193,2	168,8
09:37	179,2	216,5	231,4	224,2	238,1	259,7	273,8	264,4	240,3	224,0	197,7	173,8
09:52	183,3	219,8	233,3	225,6	238,7	260,1	274,6	265,4	242,2	226,8	201,3	178,2
10:07	186,5	222,6	234,6	226,3	239,1	260,4	274,7	265,8	243,8	229,0	204,4	181,7
10:22	189,2	224,7	235,2	226,8	239,5	260,4	274,8	266,2	244,9	230,7	206,8	184,6
10:37	191,2	226,3	236,0	227,1	239,4	260,6	275,0	266,2	245,5	232,0	208,7	186,5
10:52	192,9	227,6	236,5	227,3	239,4	260,4	274,5	266,1	246,0	232,9	210,1	188,5
11:07	194,0	228,6	236,7	227,4	239,3	260,3	274,0	266,1	246,4	233,7	211,2	189,7
11:22	194,9	229,1	236,7	227,4	239,3	259,9	273,5	265,9	246,5	234,2	212,0	190,8
11:37	195,4	229,6	236,7	227,2	239,0	259,6	273,0	265,4	246,5	234,3	212,5	191,3
11:52	195,8	229,5	236,6	227,2	238,8	259,3	272,5	264,9	246,4	234,3	212,5	191,6
12:07	195,7	229,5	236,3	227,1	238,6	258,9	272,0	264,8	246,3	234,3	212,6	191,6
12:22	195,5	229,2	236,1	226,9	238,3	258,6	271,6	264,3	246,0	234,0	212,3	191,3
12:37	195,1	228,7	235,9	226,7	238,0	258,3	271,1	263,7	245,4	233,5	211,9	190,8
12:52	194,3	228,2	235,5	226,2	237,8	258,0	270,8	263,4	245,0	233,1	211,4	190,0
13:07	193,3	227,2	235,0	226,1	237,7	257,8	270,4	263,0	244,5	232,4	210,4	189,0
13:22	192,0	226,2	234,6	225,7	237,3	257,5	270,0	262,4	243,8	231,4	209,3	187,5
13:37	190,4	224,6	233,9	225,3	236,9	257,1	269,8	261,6	242,8	230,3	207,8	186,0
13:52	188,4	222,9	233,0	224,7	236,5	256,6	269,4	260,9	241,7	228,9	206,2	183,7
14:07	186,0	220,9	231,9	224,1	236,1	255,9	268,5	260,2	240,7	227,3	203,9	181,3

Potência máxima, P_{max} [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
14:22	183,2	218,5	230,7	223,2	235,2	255,3	267,5	259,0	239,1	225,3	201,2	178,2
14:37	179,8	215,4	229,1	222,0	234,4	254,5	266,6	257,9	237,0	222,7	198,0	174,5
14:52	175,5	211,9	226,9	220,4	233,4	253,4	265,1	256,3	234,7	219,7	194,2	170,0
15:07	170,7	207,5	224,3	218,6	231,7	252,1	263,4	254,5	231,7	216,1	189,5	164,9
15:22	164,8	202,0	221,3	216,2	229,7	250,2	261,5	252,4	228,2	211,5	183,9	158,4
15:37	157,4	195,8	217,4	213,5	227,4	248,3	259,1	249,7	224,3	206,5	177,0	150,4
15:52	148,4	188,3	212,9	209,8	224,6	245,6	256,2	246,5	219,1	199,7	168,7	140,9
16:07	137,3	178,8	207,3	205,6	221,1	242,4	252,9	242,4	213,1	191,9	158,3	128,3
16:22	123,2	167,1	200,3	200,6	216,8	238,9	248,7	237,7	205,8	182,1	145,2	112,9
16:37	7,2	152,5	191,9	194,4	211,7	234,3	243,7	232,0	196,9	170,0	128,0	5,6
16:52	4,9	133,7	181,4	186,9	205,5	228,9	238,0	225,0	186,0	154,6	6,2	3,6
17:07	0,0	7,2	168,6	178,0	198,3	222,3	231,0	216,5	172,9	134,7	3,9	0,0
17:22	0,0	4,6	152,1	167,2	189,7	214,7	222,8	206,3	156,3	7,0	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	130,6	154,1	179,4	205,5	212,8	193,9	135,5	4,5	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	7,5	137,7	166,8	194,6	200,8	178,1	109,1	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	4,2	117,1	151,9	181,5	186,2	158,6	4,7	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	7,7	133,5	165,7	168,3	133,4	2,5	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,5	2,0	2,4	2,5	2,8	3,1	3,3	3,0	2,5	2,2	1,8	1,5
E_m [kWh]	47,9	56,1	74,2	74,8	86,4	93,6	100,9	94,1	75,5	66,8	52,9	45,7
E_m/A [kWh/m ²]	29,3	34,3	45,4	45,7	52,8	57,2	61,7	57,5	46,1	40,8	32,3	27,9
E_a [kWh]	869,0											
h_a [horas]	2758,8											
E_a/A [kWh/m ²]	530,9											

Apêndice IV – Resultados do modelo CPV1

Tabela IV.7 - Resultados do modelo, CPV1.

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	4,7	24,3	41,0	66,2	74,3	49,6	16,6	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	10,3	33,1	50,4	77,3	87,4	63,2	28,2	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	20,5	41,2	58,5	86,3	97,9	74,7	39,9	12,3	0,0	0,0
07:07	0,0	6,5	30,9	47,7	65,4	94,9	108,2	84,5	49,9	23,2	0,0	0,0
07:22	0,0	12,6	40,1	54,5	72,1	102,0	116,6	93,9	59,9	34,6	8,3	0,0
07:37	8,8	21,8	50,0	62,0	79,7	110,2	126,2	104,1	70,4	46,7	16,4	0,0
07:52	14,9	30,1	57,0	67,9	85,0	115,5	132,6	111,5	78,8	55,8	24,8	12,7
08:07	22,3	42,4	64,3	73,4	90,2	120,6	138,5	118,5	86,7	65,2	36,8	20,1
08:22	34,1	56,3	72,6	78,9	96,2	124,0	142,3	126,7	94,2	75,2	50,3	31,8
08:37	45,7	68,4	78,9	84,1	101,2	128,3	147,5	133,2	101,5	83,2	62,1	43,4
08:52	52,5	75,6	84,3	89,3	105,6	132,5	152,4	139,4	108,8	89,9	69,3	50,4
09:07	58,3	81,5	88,5	93,2	109,1	136,3	157,0	143,7	114,3	95,4	75,2	56,6
09:22	63,2	86,3	91,2	96,1	111,6	138,7	159,5	147,2	118,4	99,0	80,1	61,6
09:37	67,1	89,8	93,7	98,5	114,5	142,0	163,5	151,2	122,3	102,3	83,4	65,5
09:52	69,8	91,9	95,0	101,0	117,2	145,3	167,3	154,9	125,7	104,5	85,7	68,4
10:07	73,1	94,9	97,3	102,3	118,6	146,9	169,3	156,6	127,7	107,5	88,4	71,8
10:22	75,4	96,5	98,3	103,4	119,9	148,4	171,0	158,2	129,5	108,9	90,2	74,3
10:37	77,4	98,3	99,9	105,3	122,0	151,1	174,0	161,3	132,4	110,8	91,9	76,4
10:52	80,3	101,1	102,1	106,2	123,0	152,1	175,3	162,6	133,6	113,8	94,6	79,1
11:07	82,0	103,0	103,7	106,9	123,7	153,0	176,3	163,6	134,6	115,7	96,5	81,0
11:22	82,6	103,9	104,3	107,4	124,4	153,6	177,1	164,4	135,5	116,6	97,4	81,6
11:37	83,3	104,6	104,8	107,8	124,9	154,3	177,7	165,0	136,0	117,1	97,8	82,3
11:52	83,5	104,9	105,1	108,1	125,1	154,6	178,3	165,6	136,5	117,5	98,3	82,7
12:07	83,8	105,1	105,1	108,3	125,4	154,9	178,7	165,6	136,8	117,8	98,5	82,8
12:22	83,8	105,2	105,2	108,4	125,5	155,0	178,8	165,8	136,9	117,9	98,6	82,8
12:37	83,7	105,1	105,2	108,2	125,3	154,9	178,7	165,9	136,8	117,7	98,4	82,9
12:52	83,5	104,9	105,1	108,0	125,2	154,7	178,4	165,5	136,4	117,4	98,1	82,6
13:07	83,0	104,3	104,7	107,7	124,8	154,1	178,0	165,2	136,0	117,0	97,7	82,0

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:22	82,4	103,6	104,1	107,3	124,2	153,8	177,4	164,6	135,2	116,2	96,9	81,5
13:37	80,8	101,8	102,7	106,7	123,6	152,9	176,6	163,8	134,4	114,5	95,2	79,7
13:52	78,0	99,0	100,5	105,9	122,8	152,1	175,6	162,8	133,4	111,5	92,5	77,1
14:07	76,1	97,4	99,0	104,0	120,7	149,5	172,7	159,8	130,5	109,7	90,9	75,0
14:22	73,8	95,8	98,1	103,0	119,5	148,3	171,2	158,4	128,9	108,3	89,2	72,5
14:37	70,6	92,9	95,9	101,8	118,2	146,8	169,5	156,9	127,0	105,4	86,5	69,1
14:52	67,9	90,8	94,7	99,4	115,6	143,6	165,8	153,4	123,6	103,3	84,2	66,2
15:07	63,9	87,4	92,2	97,0	112,8	140,4	162,0	149,4	119,8	100,0	80,9	62,3
15:22	59,0	82,5	89,5	94,2	110,4	138,1	159,6	146,1	115,7	96,4	76,0	57,3
15:37	53,2	76,6	85,3	90,3	107,0	134,4	155,2	141,8	110,3	90,8	70,1	51,1
15:52	46,3	69,3	80,0	85,1	102,6	130,3	150,4	135,7	103,0	84,2	62,8	43,9
16:07	34,5	57,1	73,6	79,9	97,7	126,0	145,2	129,2	95,7	76,1	50,8	32,2
16:22	22,6	43,0	65,2	74,4	91,6	122,8	141,4	121,0	88,1	66,0	37,2	20,3
16:37	0,0	30,5	57,8	68,9	86,5	117,6	135,6	113,9	80,1	56,5	25,1	0,0
16:52	0,0	22,0	50,7	63,0	81,1	112,4	129,2	106,5	71,6	47,3	0,0	0,0
17:07	0,0	0,0	40,7	55,4	73,4	104,1	119,5	96,1	61,0	35,0	0,0	0,0
17:22	0,0	0,0	31,4	48,4	66,7	96,9	110,9	86,5	50,8	0,0	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	20,8	41,9	59,6	88,2	100,5	76,5	40,7	0,0	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	0,0	33,6	51,4	79,0	89,7	64,8	28,7	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	0,0	24,7	41,8	67,6	76,2	50,9	0,0	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,6	1,8	1,6	1,2	1,0	0,7	0,6
E_m [kWh]	17,8	22,0	27,9	30,1	37,5	46,6	55,4	49,3	36,3	29,5	21,6	17,4
E_m/A [kWh/m ²]	23,2	28,7	36,4	39,3	48,8	60,7	72,1	64,2	47,3	38,4	28,1	22,6
E_a [kWh]	46966,7											
h_a [horas]	2127,1											
E_a/A [kWh/m ²]	509,8											

Apêndice V – Resultados do modelo CPV2

Tabela V. 8 - Resultados do modelo, CPV2.

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	12,3	62,1	103,8	165,7	185,1	124,5	42,5	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	26,5	84,3	127,2	193,2	217,2	157,9	71,5	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	52,4	104,6	147,2	215,0	242,6	185,8	100,8	31,5	0,0	0,0
07:07	0,0	16,9	78,9	120,7	164,2	235,9	267,2	209,6	125,5	59,1	0,0	0,0
07:22	0,0	32,5	101,9	137,8	180,6	253,0	287,4	232,3	150,1	87,6	21,4	0,0
07:37	22,8	55,7	126,8	156,5	199,3	272,8	310,4	256,8	175,8	117,9	42,1	0,0
07:52	38,3	76,9	144,1	170,9	212,3	285,3	325,3	274,5	196,4	140,5	63,3	32,8
08:07	57,1	108,0	162,5	184,4	224,8	297,6	339,1	291,3	215,5	163,6	93,5	51,5
08:22	87,2	143,0	183,0	198,0	239,5	305,3	347,9	310,8	233,8	188,3	127,4	81,4
08:37	116,7	173,4	198,8	210,7	251,4	315,5	360,1	326,3	251,5	207,9	157,2	110,7
08:52	133,8	191,2	212,0	223,4	262,2	325,4	371,6	340,9	268,9	224,1	175,0	128,5
09:07	148,2	205,8	222,2	233,1	270,4	334,3	382,2	351,1	282,1	237,5	189,5	143,9
09:22	160,4	217,7	228,9	239,9	276,3	339,9	387,9	359,1	292,0	246,2	201,5	156,3
09:37	170,1	226,1	234,9	245,9	283,3	347,6	397,2	368,5	301,0	254,2	209,7	166,0
09:52	176,9	231,2	238,0	252,0	289,8	355,4	406,1	377,1	309,3	259,3	215,3	173,1
10:07	185,0	238,5	243,4	255,0	292,9	359,1	410,4	380,8	313,8	266,4	221,8	181,5
10:22	190,6	242,3	245,9	257,5	296,0	362,3	414,2	384,6	317,9	269,8	226,1	187,6
10:37	195,5	246,5	249,6	262,2	301,1	368,7	421,2	391,7	324,9	274,2	230,2	193,0
10:52	202,6	253,4	255,1	264,2	303,2	370,9	424,0	394,5	327,5	281,5	236,8	199,6
11:07	206,8	258,0	258,8	265,8	304,8	373,0	426,3	396,7	329,7	285,9	241,3	204,1
11:22	208,2	260,0	260,3	266,8	306,4	374,2	428,0	398,4	331,8	288,0	243,3	205,6
11:37	209,7	261,6	261,4	267,9	307,5	375,8	429,2	399,6	332,9	289,1	244,3	207,1
11:52	210,3	262,2	261,9	268,4	308,0	376,5	430,4	400,8	334,0	290,1	245,4	208,1
12:07	210,8	262,7	262,0	269,0	308,6	377,1	431,1	400,9	334,6	290,7	245,9	208,2
12:22	210,9	262,8	262,1	269,0	308,7	377,2	431,2	401,1	334,7	290,8	246,0	208,3
12:37	210,5	262,4	262,1	268,6	308,3	376,8	430,9	401,2	334,3	290,4	245,6	208,3
12:52	210,1	262,0	261,7	268,2	307,8	376,4	430,0	400,3	333,4	289,5	244,7	207,5
13:07	208,7	260,6	260,8	267,2	306,8	374,9	429,1	399,4	332,4	288,5	243,7	206,1

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:22	207,3	258,7	259,4	266,3	305,4	373,9	427,6	398,0	330,5	286,6	241,8	204,7
13:37	203,3	254,2	255,8	264,8	303,9	372,0	425,6	396,0	328,5	282,3	237,5	200,3
13:52	196,3	247,4	250,4	262,9	302,0	370,0	423,1	393,5	326,0	275,1	230,9	193,8
14:07	191,5	243,3	246,7	258,3	296,9	363,8	416,4	386,5	319,2	270,7	226,9	188,5
14:22	185,8	239,6	244,5	255,8	294,0	360,7	412,8	383,0	315,3	267,5	222,7	182,5
14:37	177,8	232,4	239,1	252,9	291,0	357,2	408,8	379,5	310,8	260,4	216,2	174,1
14:52	171,1	227,4	236,1	247,0	284,6	349,6	400,1	371,2	302,7	255,5	210,7	166,9
15:07	161,3	219,0	230,1	241,0	277,8	342,0	391,0	361,9	293,7	247,4	202,5	157,2
15:22	149,1	207,1	223,5	234,3	272,0	336,6	385,5	354,0	283,9	238,8	190,5	144,8
15:37	134,5	192,4	213,3	224,7	263,9	327,7	375,0	344,0	270,8	225,4	175,9	129,3
15:52	117,4	174,5	200,1	212,0	253,2	317,9	363,7	329,4	253,3	209,1	158,0	111,4
16:07	87,7	144,0	184,2	199,3	241,3	307,9	351,6	313,9	235,6	189,4	128,1	81,9
16:22	57,5	108,7	163,6	185,7	226,6	300,2	342,8	294,4	217,2	164,5	94,0	51,9
16:37	0,0	77,4	145,1	172,2	214,1	287,9	329,0	277,5	198,0	141,3	63,6	0,0
16:52	0,0	56,1	127,7	157,7	201,1	275,5	314,1	259,8	177,4	118,6	0,0	0,0
17:07	0,0	0,0	102,6	138,8	182,2	255,5	290,9	235,1	151,4	88,1	0,0	0,0
17:22	0,0	0,0	79,5	121,7	165,8	238,3	270,5	212,1	126,7	0,0	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	52,8	105,5	148,6	217,3	245,7	188,0	101,7	0,0	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	0,0	85,0	128,5	195,2	220,0	159,9	72,1	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	0,0	62,6	104,8	167,5	187,5	126,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,5	2,0	2,3	2,5	3,0	3,8	4,3	3,9	3,0	2,4	1,8	1,4
E_m [kWh]	45,0	55,3	69,9	75,2	92,6	114,0	134,4	120,0	89,3	73,1	54,1	43,8
E_m/A [kWh/m ²]	25,3	31,1	39,3	42,3	52,1	64,1	75,6	67,5	50,3	41,1	30,4	24,7
E_a [kWh]	7734,3											
h_a [horas]	2417,0											
E_a/A [kWh/m ²]	543,8											

Apêndice VI – Resultados do modelo CPV3

Tabela VI.9 - Resultados do modelo, CPV3.

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05:52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:22	0,0	0,0	8,6	43,5	73,0	116,9	130,8	87,8	29,8	0,0	0,0	0,0
06:37	0,0	0,0	18,6	59,2	89,6	136,4	153,6	111,6	50,2	0,0	0,0	0,0
06:52	0,0	0,0	36,7	73,5	103,7	152,0	171,7	131,4	71,0	22,1	0,0	0,0
07:07	0,0	11,8	55,4	84,9	115,8	166,8	189,3	148,3	88,5	41,5	0,0	0,0
07:22	0,0	22,7	71,6	97,0	127,4	179,1	203,8	164,6	105,9	61,6	15,0	0,0
07:37	15,9	39,1	89,1	110,2	140,7	193,2	220,3	182,1	124,2	83,0	29,5	0,0
07:52	26,8	53,9	101,4	120,4	150,0	202,2	231,0	194,7	138,8	99,0	44,4	23,0
08:07	40,0	75,8	114,4	130,0	158,9	211,0	240,9	206,7	152,4	115,4	65,7	36,1
08:22	61,1	100,5	128,9	139,6	169,3	216,5	247,3	220,7	165,4	132,9	89,6	57,1
08:37	81,9	121,9	140,0	148,7	177,8	223,9	256,1	231,9	178,1	146,8	110,6	77,7
08:52	93,9	134,5	149,4	157,7	185,6	231,0	264,4	242,3	190,5	158,4	123,2	90,2
09:07	104,1	144,9	156,7	164,6	191,4	237,4	272,0	249,7	199,9	167,9	133,5	101,1
09:22	112,7	153,3	161,4	169,4	195,7	241,5	276,2	255,4	207,0	174,1	142,0	109,8
09:37	119,6	159,3	165,7	173,7	200,6	247,0	282,9	262,3	213,5	179,9	147,8	116,7
09:52	124,4	162,9	167,9	178,0	205,3	252,6	289,3	268,4	219,4	183,5	151,8	121,7
10:07	130,1	168,1	171,8	180,2	207,5	255,3	292,5	271,1	222,8	188,6	156,5	127,7
10:22	134,1	170,8	173,6	182,0	209,8	257,6	295,3	273,9	225,7	191,0	159,5	132,1
10:37	137,6	173,8	176,3	185,4	213,4	262,2	300,4	279,1	230,7	194,2	162,4	135,8
10:52	142,7	178,7	180,2	186,8	215,0	263,8	302,4	281,1	232,6	199,4	167,1	140,5
11:07	145,6	182,1	182,8	188,0	216,1	265,4	304,1	282,7	234,2	202,6	170,4	143,8
11:22	146,7	183,5	183,9	188,7	217,3	266,3	305,4	284,0	235,7	204,1	171,8	144,8
11:37	147,7	184,7	184,7	189,5	218,1	267,5	306,3	284,9	236,6	204,9	172,6	145,9
11:52	148,1	185,1	185,1	189,9	218,5	268,0	307,2	285,8	237,4	205,7	173,3	146,7
12:07	148,5	185,5	185,2	190,3	218,9	268,4	307,7	285,9	237,8	206,1	173,7	146,7
12:22	148,6	185,6	185,2	190,3	219,0	268,5	307,8	286,1	237,9	206,2	173,8	146,8
12:37	148,3	185,3	185,3	190,0	218,7	268,2	307,6	286,2	237,7	205,9	173,5	146,9
12:52	148,0	185,0	185,0	189,7	218,4	268,0	307,0	285,5	237,0	205,2	172,9	146,3
13:07	147,1	184,1	184,3	189,1	217,7	266,9	306,4	284,9	236,3	204,6	172,2	145,3
13:22	146,1	182,7	183,3	188,4	216,7	266,3	305,3	283,9	234,9	203,2	170,9	144,3

Potência de saída, P [W]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
13:37	143,3	179,5	180,8	187,4	215,7	264,8	303,9	282,5	233,6	200,2	167,8	141,2
13:52	138,3	174,7	177,0	186,0	214,3	263,4	302,1	280,7	231,8	195,0	163,1	136,6
14:07	134,9	171,8	174,4	182,7	210,7	259,0	297,3	275,7	226,9	191,9	160,3	132,9
14:22	130,9	169,2	172,8	181,0	208,6	256,8	294,7	273,2	224,1	189,6	157,3	128,6
14:37	125,2	164,1	168,9	178,9	206,5	254,3	291,8	270,7	220,9	184,5	152,6	122,6
14:52	120,5	160,5	166,8	174,7	201,9	248,8	285,6	264,7	215,1	181,0	148,7	117,6
15:07	113,5	154,5	162,5	170,5	197,0	243,4	279,0	258,0	208,6	175,2	142,9	110,7
15:22	104,9	146,1	157,9	165,7	192,9	239,5	275,1	252,4	201,6	169,1	134,4	101,9
15:37	94,7	135,6	150,6	158,8	187,1	233,1	267,5	245,1	192,2	159,5	124,1	91,0
15:52	82,5	123,0	141,2	149,8	179,4	226,1	259,4	234,7	179,8	147,9	111,3	78,3
16:07	61,6	101,4	130,0	140,8	171,0	218,9	250,7	223,5	167,1	133,9	90,2	57,6
16:22	40,3	76,5	115,4	131,1	160,5	213,4	244,3	209,6	154,0	116,3	66,1	36,4
16:37	0,0	54,4	102,3	121,6	151,6	204,6	234,5	197,4	140,3	99,8	44,7	0,0
16:52	0,0	39,4	90,0	111,3	142,3	195,7	223,7	184,8	125,6	83,7	0,0	0,0
17:07	0,0	0,0	72,2	97,9	128,9	181,4	207,1	167,1	107,1	62,1	0,0	0,0
17:22	0,0	0,0	55,9	85,8	117,2	169,1	192,4	150,6	89,5	0,0	0,0	0,0
17:37	0,0	0,0	37,1	74,3	105,0	154,1	174,6	133,5	71,8	0,0	0,0	0,0
17:52	0,0	0,0	0,0	59,8	90,7	138,3	156,2	113,4	50,8	0,0	0,0	0,0
18:07	0,0	0,0	0,0	44,0	73,9	118,6	133,0	89,2	0,0	0,0	0,0	0,0
18:22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
E_d [kWh]	1,0	1,4	1,6	1,8	2,1	2,7	3,1	2,8	2,1	1,7	1,3	1,0
E_m [kWh]	31,7	39,0	49,4	53,1	65,6	81,0	95,8	85,4	63,4	51,7	38,2	30,9
E_m/A [kWh/m ²]	28,7	35,3	44,7	48,1	59,4	73,4	86,8	77,4	57,4	46,9	34,6	28,0
E_a [kWh]	6850,9											
h_a [horas]	2537,4											
E_a/A [kWh/m ²]	620,7											

Anexos

Anexos

Anexo A – Matrizes de temperaturas e irradiâncias

Tabela A.1 – Matriz das temperaturas ambientes hora a hora, para um ano.

Temperatura ambiente, θ_a [°C]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	7,3	6,3	8,3	10,7	13,4	16,5	18,4	18,7	17,2	14,6	10,2	7,4
04:52	7,3	6,2	8,3	10,6	13,3	16,5	18,3	18,6	17,1	14,6	10,1	7,4
05:07	7,2	6,2	8,2	10,6	13,4	16,5	18,3	18,6	17,0	14,6	10,1	7,4
05:22	7,2	6,2	8,2	10,6	13,4	16,6	18,3	18,6	17,0	14,6	10,0	7,3
05:37	7,2	6,2	8,3	10,7	13,5	16,7	18,4	18,6	17,1	14,6	10,1	7,3
05:52	7,2	6,2	8,3	10,9	13,7	16,9	18,6	18,8	17,2	14,7	10,1	7,3
06:07	7,2	6,3	8,5	11,0	14,0	17,2	18,8	19,0	17,3	14,8	10,1	7,3
06:22	7,2	6,3	8,6	11,3	14,3	17,5	19,1	19,2	17,5	15,0	10,2	7,3
06:37	7,3	6,4	8,8	11,6	14,7	17,8	19,4	19,5	17,8	15,2	10,3	7,4
06:52	7,3	6,5	9,1	11,9	15,1	18,2	19,8	19,9	18,1	15,4	10,4	7,5
07:07	7,4	6,7	9,4	12,3	15,6	18,7	20,3	20,4	18,5	15,7	10,6	7,5
07:22	7,4	6,8	9,7	12,8	16,1	19,2	20,8	20,8	18,9	16,0	10,8	7,6
07:37	7,5	7,0	10,0	13,2	16,6	19,7	21,3	21,3	19,3	16,3	11,0	7,8
07:52	7,7	7,2	10,4	13,6	17,2	20,2	21,8	21,9	19,8	16,7	11,2	7,9
08:07	7,8	7,4	10,7	14,1	17,7	20,7	22,4	22,4	20,3	17,0	11,4	8,1
08:22	8,0	7,7	11,1	14,6	18,3	21,2	22,9	23,0	20,7	17,4	11,7	8,3
08:37	8,2	8,0	11,5	15,0	18,8	21,7	23,5	23,5	21,2	17,8	12,0	8,5
08:52	8,4	8,3	11,9	15,5	19,3	22,3	24,0	24,1	21,7	18,2	12,3	8,8
09:07	8,7	8,6	12,3	15,9	19,8	22,7	24,6	24,6	22,2	18,6	12,6	9,1
09:22	9,0	8,9	12,7	16,3	20,3	23,2	25,1	25,1	22,6	18,9	12,9	9,5
09:37	9,3	9,3	13,1	16,7	20,7	23,6	25,6	25,7	23,1	19,3	13,3	9,8
09:52	9,6	9,7	13,4	17,0	21,1	24,1	26,1	26,1	23,5	19,7	13,7	10,2
10:07	10,0	10,1	13,8	17,4	21,5	24,5	26,6	26,6	23,9	20,1	14,0	10,6
10:22	10,3	10,5	14,2	17,7	21,9	24,9	27,1	27,1	24,3	20,5	14,4	11,0
10:37	10,7	10,9	14,5	18,0	22,2	25,2	27,6	27,5	24,7	20,8	14,8	11,5
10:52	11,1	11,3	14,9	18,3	22,5	25,6	28,0	28,0	25,1	21,2	15,1	11,9
11:07	11,5	11,7	15,2	18,5	22,8	25,9	28,4	28,4	25,5	21,5	15,5	12,3
11:22	11,8	12,0	15,5	18,8	23,1	26,2	28,8	28,8	25,8	21,8	15,8	12,7
11:37	12,2	12,4	15,8	19,0	23,4	26,5	29,2	29,2	26,1	22,2	16,2	13,1
11:52	12,5	12,8	16,1	19,2	23,6	26,8	29,6	29,6	26,4	22,4	16,5	13,5
12:07	12,9	13,1	16,4	19,4	23,8	27,1	30,0	29,9	26,7	22,7	16,7	13,9
12:22	13,2	13,4	16,6	19,6	24,1	27,4	30,3	30,3	27,0	23,0	17,0	14,2
12:37	13,4	13,7	16,8	19,8	24,3	27,6	30,7	30,6	27,3	23,2	17,2	14,5

Temperatura ambiente, θ_a [°C]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
12:52	13,7	13,9	17,0	20,0	24,5	27,9	31,0	30,9	27,5	23,4	17,4	14,8
13:07	13,9	14,1	17,2	20,1	24,6	28,1	31,3	31,2	27,7	23,6	17,6	15,0
13:22	14,1	14,3	17,4	20,3	24,8	28,3	31,6	31,5	27,9	23,8	17,7	15,2
13:37	14,3	14,5	17,5	20,4	24,9	28,5	31,8	31,8	28,1	23,9	17,8	15,3
13:52	14,4	14,6	17,6	20,5	25,1	28,7	32,1	32,0	28,2	24,0	17,8	15,4
14:07	14,5	14,7	17,7	20,6	25,2	28,9	32,3	32,2	28,3	24,0	17,9	15,5
14:22	14,5	14,7	17,8	20,7	25,3	29,0	32,5	32,4	28,4	24,0	17,9	15,5
14:37	14,5	14,7	17,8	20,8	25,4	29,1	32,7	32,5	28,5	24,0	17,8	15,5
14:52	14,5	14,7	17,9	20,8	25,4	29,2	32,8	32,7	28,5	23,9	17,7	15,4
15:07	14,4	14,6	17,8	20,8	25,5	29,3	33,0	32,8	28,5	23,8	17,6	15,3
15:22	14,2	14,5	17,8	20,8	25,5	29,4	33,1	32,8	28,5	23,7	17,4	15,1
15:37	14,0	14,3	17,7	20,8	25,5	29,4	33,1	32,9	28,4	23,4	17,2	14,9
15:52	13,8	14,1	17,6	20,8	25,5	29,4	33,2	32,8	28,3	23,2	16,9	14,6
16:07	13,6	13,9	17,5	20,7	25,4	29,4	33,2	32,8	28,2	22,9	16,7	14,3
16:22	13,3	13,7	17,3	20,6	25,3	29,3	33,1	32,7	28,0	22,6	16,4	14,0
16:37	13,0	13,4	17,1	20,5	25,2	29,2	33,1	32,6	27,8	22,3	16,1	13,7
16:52	12,7	13,1	16,9	20,3	25,1	29,1	32,9	32,5	27,6	22,0	15,8	13,3
17:07	12,4	12,8	16,7	20,1	24,9	28,9	32,8	32,3	27,4	21,7	15,5	13,0
17:22	12,1	12,6	16,4	19,9	24,7	28,7	32,5	32,0	27,1	21,3	15,1	12,6
17:37	11,8	12,3	16,2	19,7	24,4	28,4	32,3	31,7	26,8	21,0	14,8	12,3
17:52	11,5	12,0	15,9	19,4	24,1	28,1	31,9	31,4	26,5	20,6	14,5	12,0
18:07	11,2	11,7	15,6	19,1	23,7	27,7	31,6	31,0	26,1	20,3	14,3	11,7
18:22	10,9	11,4	15,2	18,7	23,4	27,3	31,1	30,6	25,8	20,0	14,0	11,4

Tabela A.2 - Matriz das irradiâncias globais, hora a hora, para um ano.

Irradiância global, G [W/m ²]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:07	0	0	0	0	0	170	137	0	0	0	0	0
05:22	0	0	0	0	143	293	261	0	0	0	0	0
05:37	0	0	0	0	258	410	403	178	0	0	0	0
05:52	0	0	0	156	365	496	505	322	0	0	0	0
06:07	0	0	0	277	444	569	589	458	8	0	0	0
06:22	0	0	156	380	510	629	659	552	227	0	0	0
06:37	0	0	288	451	565	680	717	627	364	0	0	0
06:52	0	0	421	509	612	723	766	689	458	208	0	0
07:07	0	212	495	556	651	760	807	739	534	342	0	0
07:22	0	335	553	595	684	791	842	781	596	445	197	0
07:37	221	426	599	628	712	818	871	816	646	516	312	11
07:52	320	490	637	656	736	840	896	845	688	572	412	263
08:07	391	541	668	679	756	859	917	869	723	617	471	358
08:22	439	582	694	698	773	874	935	889	752	654	517	410
08:37	477	616	715	714	787	887	949	906	776	684	554	453
08:52	508	643	732	728	798	898	961	920	797	710	584	486
09:07	534	666	747	738	807	906	971	931	813	730	609	514
09:22	555	686	758	747	815	913	979	940	827	748	630	537
09:37	572	702	768	754	821	918	985	947	839	762	647	555
09:52	587	715	776	760	825	922	991	953	848	774	661	571
10:07	599	726	782	764	828	925	994	957	856	784	673	584
10:22	609	735	786	767	831	927	997	961	862	792	683	595
10:37	617	742	790	769	832	929	1000	963	866	798	691	603
10:52	624	748	793	771	833	930	1000	965	870	803	697	611
11:07	629	753	795	772	834	931	1000	967	873	807	702	616
11:22	633	756	796	773	835	931	1000	968	875	810	706	621
11:37	636	759	797	773	835	931	1000	968	876	812	709	624
11:52	638	760	798	774	835	931	1000	968	877	813	710	626
12:07	639	761	798	774	835	931	1000	969	878	814	711	627
12:22	639	761	798	774	835	931	1000	969	878	814	711	627
12:37	638	760	798	774	835	931	1000	968	877	813	710	626
12:52	636	759	797	773	835	931	1000	968	876	812	709	624
13:07	633	756	796	773	835	931	1000	968	875	810	706	621
13:22	629	753	795	772	834	931	1000	967	873	807	702	616
13:37	624	748	793	771	833	930	1000	965	870	803	697	611
13:52	617	742	790	769	832	929	1000	963	866	798	691	603
14:07	609	735	786	767	831	927	997	961	862	792	683	595

Irradiância global, G [W/m ²]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
14:22	599	726	782	764	828	925	994	957	856	784	673	584
14:37	587	715	776	760	825	922	991	953	848	774	661	571
14:52	572	702	768	754	821	918	985	947	839	762	647	555
15:07	555	686	758	747	815	913	979	940	827	748	630	537
15:22	534	666	747	738	807	906	971	931	813	730	609	514
15:37	508	643	732	728	798	898	961	920	797	710	584	486
15:52	477	616	715	714	787	887	949	906	776	684	554	453
16:07	439	582	694	698	773	874	935	889	752	654	517	410
16:22	391	541	668	679	756	859	917	869	723	617	471	358
16:37	22	490	637	656	736	840	896	845	688	572	412	17
16:52	15	426	599	628	712	818	871	816	646	516	19	11
17:07	0	22	553	595	684	791	842	781	596	445	12	0
17:22	0	14	495	556	651	760	807	739	534	22	0	0
17:37	0	0	421	509	612	723	766	689	458	14	0	0
17:52	0	0	23	451	565	680	717	627	364	0	0	0
18:07	0	0	13	380	510	629	659	552	15	0	0	0
18:22	0	0	0	24	444	569	589	458	8	0	0	0

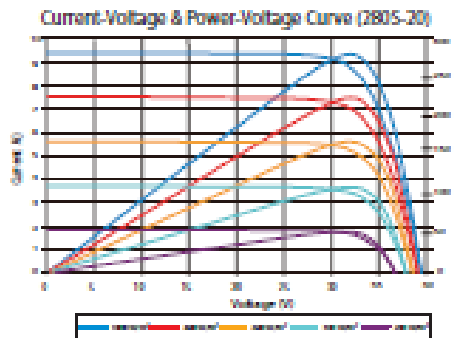
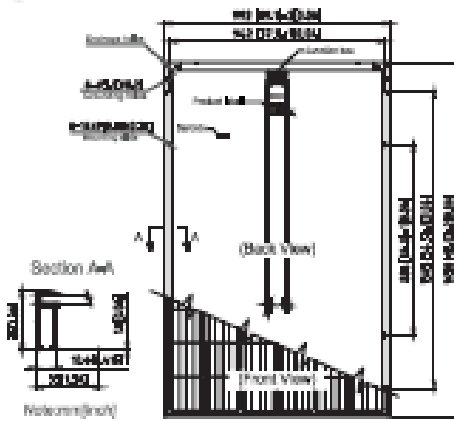
Tabela A.3 - Matriz das irradiâncias globais, hora a hora, para um ano.

Irradiância incidente direta, DNI, [W/m ²]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
04:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:22	0	0	114	243	345	458	509	410	166	0	0	0
06:37	0	0	188	296	385	499	558	473	250	0	0	0
06:52	0	0	258	338	420	534	599	524	324	155	0	0
07:07	0	157	314	372	449	564	635	566	384	235	0	0
07:22	0	230	357	400	474	590	666	602	432	306	152	0
07:37	162	295	391	424	497	614	694	632	472	362	223	0
07:52	220	345	419	445	516	634	718	658	506	406	284	189
08:07	269	385	441	462	533	653	739	681	534	441	333	243
08:22	307	417	460	478	548	669	757	701	558	470	371	287

Irradiância incidente direta, DNI, [W/m ²]												
Hora	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
08:37	337	443	476	491	562	683	774	719	579	494	401	320
08:52	361	465	490	503	573	696	789	734	598	514	425	347
09:07	380	483	502	513	584	707	802	747	613	532	444	369
09:22	396	499	512	522	593	718	813	759	627	546	461	386
09:37	410	512	521	529	601	726	823	770	639	559	474	400
09:52	421	523	528	536	608	734	832	779	649	570	486	412
10:07	430	533	534	542	614	741	840	786	658	579	495	422
10:22	438	541	540	547	620	747	847	793	666	587	504	431
10:37	444	547	545	551	624	752	852	799	673	593	510	438
10:52	450	553	548	555	628	756	857	804	678	599	516	443
11:07	454	557	551	558	631	760	861	808	682	603	520	448
11:22	457	561	554	560	634	762	864	811	686	607	524	451
11:37	460	564	556	562	636	765	866	813	688	609	526	454
11:52	461	565	557	563	637	766	868	815	690	611	528	456
12:07	462	566	557	564	638	767	869	815	691	612	529	456
12:22	462	566	557	564	638	767	869	815	691	612	529	456
12:37	461	565	557	563	637	766	868	815	690	611	528	456
12:52	460	564	556	562	636	765	866	813	688	609	526	454
13:07	457	561	554	560	634	762	864	811	686	607	524	451
13:22	454	557	551	558	631	760	861	808	682	603	520	448
13:37	450	553	548	555	628	756	857	804	678	599	516	443
13:52	444	547	545	551	624	752	852	799	673	593	510	438
14:07	438	541	540	547	620	747	847	793	666	587	504	431
14:22	430	533	534	542	614	741	840	786	658	579	495	422
14:37	421	523	528	536	608	734	832	779	649	570	486	412
14:52	410	512	521	529	601	726	823	770	639	559	474	400
15:07	396	499	512	522	593	718	813	759	627	546	461	386
15:22	380	483	502	513	584	707	802	747	613	532	444	369
15:37	361	465	490	503	573	696	789	734	598	514	425	347
15:52	337	443	476	491	562	683	774	719	579	494	401	320
16:07	307	417	460	478	548	669	757	701	558	470	371	287
16:22	269	385	441	462	533	653	739	681	534	441	333	243
16:37	0	345	419	445	516	634	718	658	506	406	284	0
16:52	0	295	391	424	497	614	694	632	472	362	0	0
17:07	0	0	357	400	474	590	666	602	432	306	0	0
17:22	0	0	314	372	449	564	635	566	384	0	0	0
17:37	0	0	258	338	420	534	599	524	324	0	0	0
17:52	0	0	0	296	385	499	558	473	250	0	0	0
18:07	0	0	0	243	345	458	509	410	0	0	0	0
18:22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Anexo B – Catálogos dos painéis PV utilizados

STP2805 - 20/Wfb
 STP2755 - 20/Wfb
 STP2705 - 20/Wfb



Dealer information



Electrical Characteristics

STC	STP2805-20/ Wfb	STP2755-20/ Wfb	STP2705-20/ Wfb
Maximum Power at STC (Pmax)	280W	275 W	270 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	31.5 V	31.1 V	30.8 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.89A	8.85 A	8.77 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.4V	38.5 V	38.3 V
Short Circuit Current (Isc)	9.41 A	9.34 A	9.28 A
Module Efficiency	17.1%	16.8%	16.5%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC condition: 1000 W/m² irradiance, temperature 25°C, AM 1.5.
 Test in Class III under standard IEC 60891 (2-wire), power measurement uncertainty is within ±1.5%.

NOCT	STP2805-20/ Wfb	STP2755-20/ Wfb	STP2705-20/ Wfb
Maximum Power at NOCT (Pmax)	266.5 W	262.8 W	199.1 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	29.1 V	28.7 V	28.4 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.10 A	7.07 A	7.01 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.3 V	35.5 V	35.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.62 A	7.56 A	7.51 A

NOCT condition: 800 W/m² irradiance, temperature 25°C, AM 1.5, wind speed 1 m/s.
 Test in Class III under standard IEC 60891 (2-wire), power measurement uncertainty is within ±1.5%.

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.060 %/°C

Mechanical Characteristics

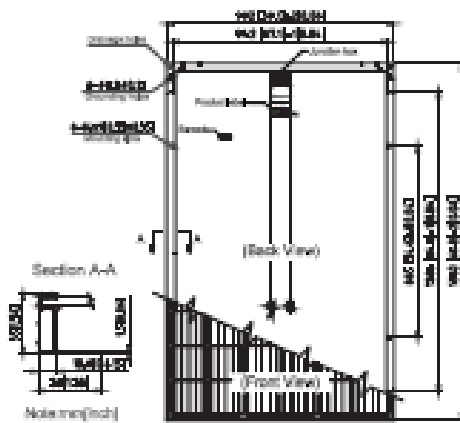
Solar Cell	Monocrystalline silicon 6 inches
No. of Cells	60 (6 X 10)
Dimensions	1650 X 992 X 35mm (64.96 X 39.1 X 1.4 inches)
Weight	18.3 kgs (40.3 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connection	MDF compatible

Packing Configuration

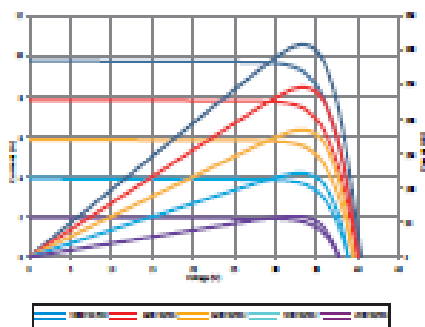
Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard IEC 61215. Color differences of the module relative to the figures as well as illustrations after the module arrival do not impact their proper functioning as possible and do not constitute a deviation from the specifications.

HyPro STP305S - 20/Wfm STP300S - 20/Wfm STP295S - 20/Wfm



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (305S-20)



Dealer Information



Information on how to install and operate this product is available in the installation instructions. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard IEC 60904. Color differences of the modules relative to the figures as well as deviations after the modules which do not impact their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specifications.

Electrical Characteristics

STC	STP305S-20/ Wfm	STP300S-20/ Wfm	STP295S-20/ Wfm
Maximum Power at STC (P _{max})	305 W	300 W	295 W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	33.0 V	32.6 V	32.2 V
Optimum Operating Current (I _{mp})	9.25 A	9.21 A	9.17 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	40.1 V	39.9 V	39.8 V
Short Circuit Current (I _{sc})	9.71 A	9.65 A	9.59 A
Module Efficiency	18.0%	18.3%	18.0%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: irradiance 1000 W/m², ambient temperature 25 °C, AM 1.5, 10 m/s wind speed
 Note: Data MA value includes IEC 60904 standard, power measurement uncertainty level is ± 1%

NOCT	STP305S-20/ Wfm	STP300S-20/ Wfm	STP295S-20/ Wfm
Maximum Power at NOCT (P _{max})	225.3 W	221.7 W	218.3 W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	30.4 V	30.2 V	30.0 V
Optimum Operating Current (I _{mp})	7.41 A	7.35 A	7.29 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	36.9 V	36.8 V	36.7 V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.86 A	7.81 A	7.76 A

NOCT: irradiance 800 W/m², ambient temperature 35 °C, AM 1.5, wind speed 1 m/s
 Note: Data MA value includes IEC 60904 standard, power measurement uncertainty level is ± 1%

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.40 %/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24 %/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.060 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 6 inches
No. of Cells	60 (6 x 10)
Dimensions	1650 x 992 x 35mm (64.96 x 39.1 x 1.4 inches)
Weight	18.3 kgs (40.3 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connections	MC4 compatible

Packing Configuration

Container	30' BP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840

Anexo C – Catálogos dos painéis CPV utilizados



Universal CPV Module – uModule™

The most efficient and powerful PV module in the world

uModule Electrical Specifications

Rated Power CSTC ¹	2.7 kW
Rated Power CSOC ²	2.3 kW
Module Efficiency ³	30%
Rated Voltage (Vmp CSOC)	475 VDC
Rated Current (Imp CSOC)	4.9 A
Open Circuit Voltage (Voc CSOC)	540 VDC
Short Circuit Current (Isc CSOC)	5.4 A
Temp Coefficient of Power	-0.14%/°C

uModule Physical Specifications

Weight	630 lbs / 285 kg
Frontal Area	120 ft ² / 11.2 m ²
Outer Dimensions	85.0" x 201" x 12.2" 2.16m x 5.11m x 0.31m
Ground Interface	Buried or flanged pedestal
Service and Upgrade	Lens and Plates are removable & upgradable

Environmental Specifications

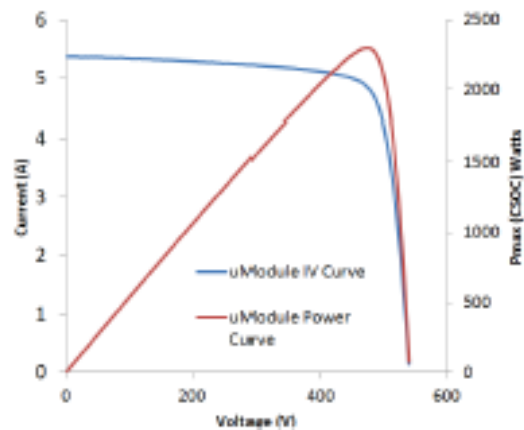
Max survival wnd speed	90 mph / 40 m/s stowed
Max operating wnd speed	40 mph / 18 m/s direct
Temperature range	-40°F / -40°C to 140°F / 60°C
Impact resistance	Hail 1.0" (2.5cm) at 90 mph (40 m/s)

Transport and Packing Specifications

Modules per 20' / 40' container	7x / 14x
Required dunnage	Standard pallet with disposable support

- 1- CSTC is 1000 W/m², 25 °C cell temperature
- 2- CSOC is 900 W/m², 20 °C ambient temperature, 2 m/s wind
- 3- CSOC Aperture efficiency
- 4- IEC testing currently in process

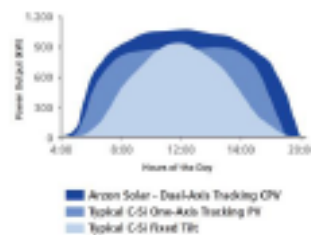
I-V Curve



Warranty and Certifications

Workmanship	3 year limited product warranty
Performance	25 year limited power warranty
Certifications	IEC62108 ⁴

Benefits and Features



uModule with Dual Axis tracking provides 20-40% more energy than fixed tilt or single axis tracking c-Si solar



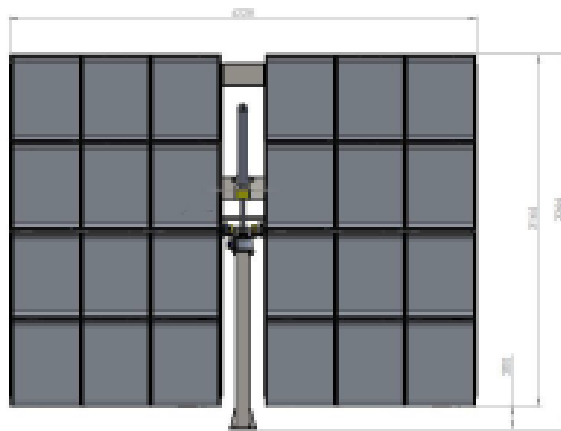
uModule is logistically flexible, fitting into standard international 20' / 40' shipping containers to service global opportunities

Concentrator Photovoltaic (C3PV) System

ELECTRICAL SPECIFICATION

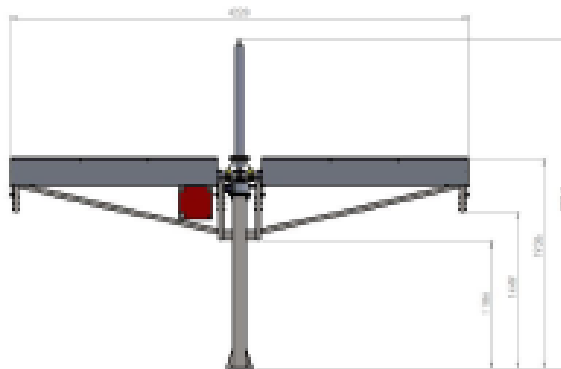
Specifications	STC	NOCT
DNI (W/m ²)	1000	850
Cell Temperature (°C)	25	70
Ambient Temperature Range (°C)	-20 to +60	
Continuous Module Temperature (°C)	-20 to +110	
Peak Power Output; Pmax (kWp)	3.2	2.6
Maximum Power Voltage; Vmpp (V)	332.4	305.0
Maximum Power Current; Impp (A)	9.63	8.48
Open Circuit Voltage; Voc (V)	378.0	355.0
Short Circuit Current; Isc (A)	10.6	8.5
DC Efficiency (%)	30.0	28.3
Max. Operational Wind Speed (m/s)	≤ 20	
Safety Position Wind Speed (m/s)	≥ 20	
Max. Survival Wind Speed (m/s)	≤ 40	

AZUR SPACE C3PV System is configured with 8 modules each containing 60 high-efficiency multi-junction solar cell receivers. A reliable tracker structure provides safe operation whereas extremely accurate dual-axis-tracking element maintains focus on the sun in all weather conditions allowing for maximum power output. The system is designed for ease assembly, installation and maintenance.



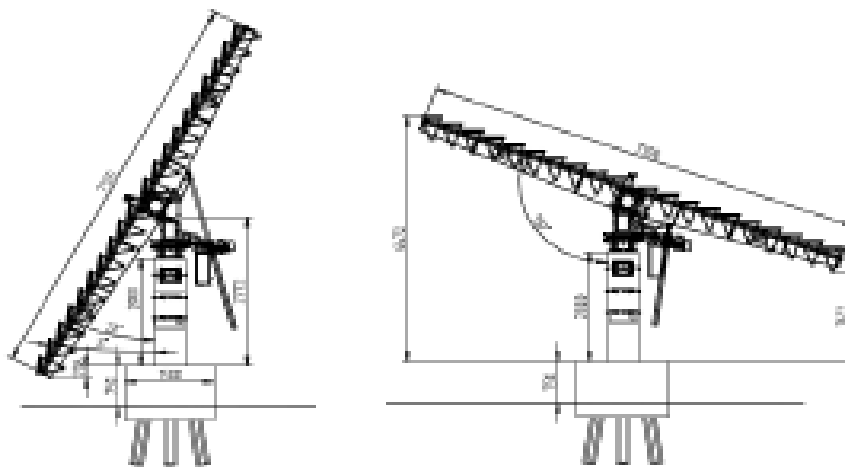
MECHANICAL SPECIFICATION

Specification	
Total Width (m)	4.228
Total Height (m)	3.354
Total Module Area (m ²)	10.8
Total Weight (kg)	500
Concentration ratio	744
Cells per System	480
Modules per System	8



CERTIFICATIONS

- Conforming to IEC 62108
- CE certified
- DIN EN ISO 9001; 14001; 18001



Module Characteristics	
Maximum Power (P _{max})*	184 W
Max Power Voltage (V _{mp})	16,15 V
Max Power Current (I _{mp})	11,39 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	18,59 V
Short Circuit Current (I _{sc})	12,16 A
Cell Efficiency	39%
Concentration Ratio	800 X
Module Efficiency	32%
Output Power Tolerance	+/- 5%
Max System Voltage	1000 V
Temperature Coefficients	
Power	-0,22%/°C
Voltage	-0,03 V/°C
Current	+8 μA/°C
Tracker Characteristics	
Number of Modules	120
Active Area	69,19 m ²
Dimensions (L x W)	12,62 m x 7,30 m
Weight of Panels (Power Units)	1680 kg
Weight of Tracker (structure)	1563 kg
Azimuth Angles	0° -> 360°
Elevation Angles	3° -> 70°
Maximum Height	6,78 m
Acceptance Angle	+/- 1,9°
Wind Resistance	140 km/h
Warranty	
Power Output (95% of minimum Power)	20 Years
Certifications	
Full Compliant Qualification	IEC 62108
Certifications	UL, TÜV & CDC **

* IEC 62108-1 (Draft) - Concentrated Standard Operation Conditions: 1000W/m² DNI, 25°C cell temperature
** In process