

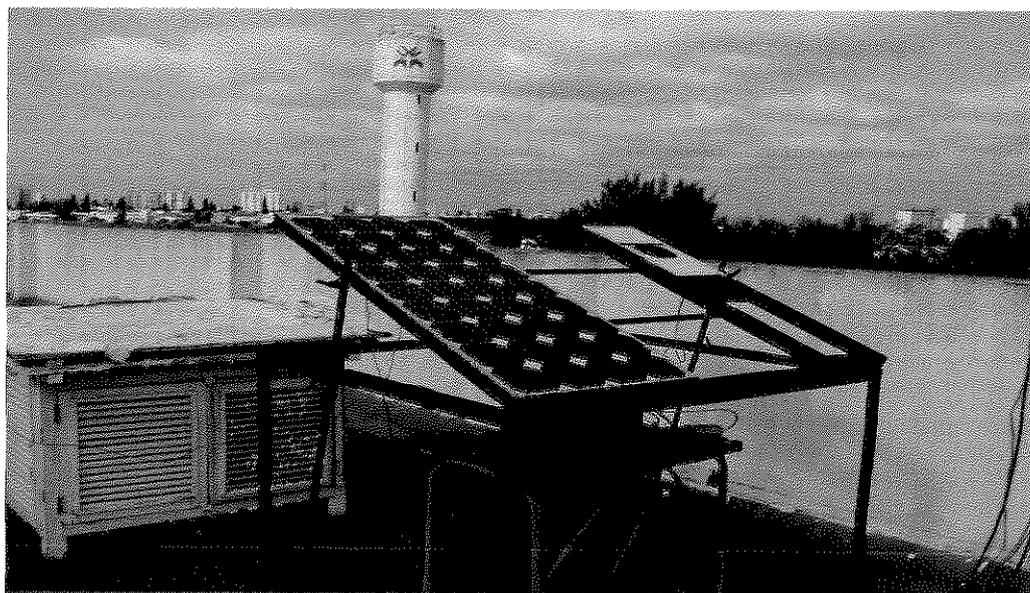


**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**  
**FACULDADE DE CIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE FÍSICA**

Curso de Física Aplicada  
Trabalho Licenciatura

**TEMA**

**METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS**



Candidato

Tsamba, Isac Inácio

Maputo, Dezembro de 2008



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**  
**FACULDADE DE CIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE FÍSICA**

Curso de Física Aplicada  
Trabalho Licenciatura

**TEMA**  
**METODOLOGIA PARA O DIMENSIONAMENTO DE**  
**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS**

Candidato  
Tsamba, Isac Inácio

Supervisor  
Dr. Luís Chea

Maputo, Dezembro de 2008



## DECLARAÇÃO DE HONRA

Declaro por minha honra que este trabalho foi realizado com base no material que se faz referência ao longo do mesmo e que não foi submetido à nenhum outro grau que não seja o indicado, para trabalhos de licenciatura em Física Aplicada, na Universidade Eduardo Mondlane.

Autor

*Isaac Inácio Tsamba*

( Tsamba, Isac Inácio )

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho primeiramente aos meus pais, Inácio Tsamba e Sara Tsamba. Aos meus irmãos Celestino Tsamba, Celeste Tsamba, Manuela Tsamba, ao meu tio Armando Tsamba e a toda família Tsamba

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu supervisor Dr. Luís Chea, pelo apoio incondicional durante a realização deste trabalho, no que concerne ao fornecimento de material de pesquisa, bem como nas grandes sugestões para a melhoria deste trabalho.

A todos os professores do Departamento de Física, em especial aos que contribuíram para a minha formação: Prof.Dr. Chongo Cuamba, Prof. Dr. Vladimir Burdeynyi, Prof. Dr. Tchernych, Prof. Dr. Rogério Uthui e outros.

Aos meus pais Inácio Tsamba e Sara Tsamba, pelo apoio incondicional sempre prestado, em prol da minha formação.

Aos meus colegas da turma de física aplicada que ingressou em 2005, e ao Manuel Cuambe. Finalmente agradeço à todos que directa ou indirectamente contribuíram para a minha formação.

**EU AGRADEÇO À DEUS**

## SÍMBOLOS

- $O_3$  – Ozono;
- $CO_2$  – Dióxido de carbono;
- $H_2O$  - Molécula de água;
- $Pb$  – Chumbo ;
- $PbSO_4$  – Sulfato de Chumbo;
- $\lambda$  – Comprimento de onda;
- $AC$  – Corrente alternada;
- $DC$  – Corrente contínua;
- $T$  – Temperatura;
- $AM$  - Massa de ar;
- $k$  – constante de *Boltzman*  $1.38.10^{-23} J/K$ ;
- $m$  – factor de idealidade do díodo;
- $\theta_z$  – Ângulo de *zenite*;
- $I$  – Radiação solar global;
- $I_b$  – Radiação solar directa;
- $I_d$  – Radiação solar difusa;
- $E_g$  – Largura da banda proibida;
- Si - Silício;
- P – Fósforo;
- B - Boro;
- $V_{oc}$  – Voltagem de circuito aberto;
- $I_{sc}$  – Corrente de curto circuito;
- $P_{max}$  – Potência máxima;
- $V_{max}$  – Voltagem de potência máxima;
- $I_{max}$  – Corrente de potência máxima;
- $I_s$  – Corrente de saturação;
- $FF$  – Factor de forma (*fill factor*);
- $R_s$  – Resistência em série;
- $R_{SH}$  – Resistência de desvio;
- $\eta$  – Rendimento;

## **Resumo**

Em Moçambique, os sistemas fotovoltaicos autónomos estão cada vez mais a ganhar terreno, como fonte de energia alternativa importante, para superar o baixo de nível de fornecimento de energia eléctrica em zonas rurais. No presente trabalho, foi discutida a influência da temperatura e irradiância, no desempenho das células solares e foi determinado um método para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo para uma casa. O estudo foi feito através de um módulo solar, e uma célula solar de tecnologia equivalente, montados no terraço do Departamento de Física, Faculdade de Ciências da Universidade Eduardo Mondlane. Durante a realização da parte experimental do trabalho, mediu-se a temperatura do ar e do módulo bem como a irradiância, durante um período de 2 ( dois ) meses, em 9 dias úteis. Com base nas análises estatísticas feitas, foi mostrado que a corrente de curto-circuito, decresce com a diminuição da irradiância, e a voltagem de circuito aberto, diminui com o aumento da temperatura no módulo, o rendimento decresce, ao longo do dia, em períodos de intensa radiação solar e com o aumento da temperatura no módulo. Para se fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico calculou-se o número de dias de autonomia, a partir do número de horas diárias de insolação plena, obtidas através das médias dos componentes da radiação solar, fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia, correspondentes a um período de 30 anos.



## ÍNDICE

<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>- 3 -</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS .....</b>	<b>- 4 -</b>
<b>1. INTRODUÇÃO E OBJECTIVOS .....</b>	<b>- 5 -</b>
<b>2. REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>- 7 -</b>
2.1. O sol como fonte de energia .....	- 7 -
2.1.1. Interação da radiação solar com a atmosfera terrestre .....	- 8 -
2.2. Princípios de funcionamento de uma célula solar .....	- 9 -
2.2.1. Circuito equivalente estendido ( modelo de um díodo ).....	- 12 -
2.2.2. Parâmetros eléctricos das células solares .....	- 13 -
2.2.2.1. Dependência com a temperatura .....	- 16 -
2.3. O módulo solar.....	- 17 -
2.3.1. Ligação em série das células solares .....	- 17 -
2.3.2. Ligação em paralelo de células solares .....	- 18 -
2.4. Componentes do sistema fotovoltaico autónomo .....	- 19 -
2.4.1. O gerador fotovoltaico.....	- 20 -
2.4.2. Acumuladores de carga.....	- 20 -
2.4.2.1 Constituição e funcionamento das baterias de ácido-chumbo .....	- 21 -
2.4.2.2. Desempenho e características das baterias de ácido-chumbo .....	- 23 -
2.4.2.3 Carga e descarga .....	- 25 -
2.4.2.4. Efeitos do envelhecimento .....	- 26 -
2.4.2.5. Manutenção e segurança das baterias .....	- 27 -
2.4.3. Controladores de carga .....	- 27 -
2.4.3.1 Controladores série .....	- 28 -
2.4.3.2. Controladores de shunt ( ligação em paralelo ) .....	- 29 -
2.4.3.3. Protecção por depleção.....	- 29 -
2.4.3.4 Controladores de carga MPP .....	- 30 -
2.4.4. Caixa de junção geral, díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis e fios de ligação .....	- 31 -
2.4.5 Inversores.....	- 33 -
2.5. Definição da autonomia do sistema .....	- 35 -
<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>- 36 -</b>
3.1 Material e métodos.....	- 36 -
3.1.2 Material .....	- 36 -
3.1.3. Método .....	- 37 -
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>- 44 -</b>
4.1 Efeito Da Irradiância E Temperatura Nas Características Eléctricas Do Módulo Fotovoltaico ..	44 -
4.2. Modelo De Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Autónomo.....	- 47 -
<b>5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>- 54 -</b>
5.1. Conclusões .....	- 54 -
5.2. Recomendações .....	- 55 -
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>- 56 -</b>
<b>7. ANEXOS .....</b>	<b>- 57 -</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Processo de fusão termonuclear no núcleo do sol.....	- 7 -
Figura 2. Distribuição espectral da radiação solar. ....	- 7 -
Figura 3. Dependência da massa de ar com a variação do ângulo <i>zenital</i> .....	- 8 -
Figura 4. Estrutura cristalina do silício e processo de auto condução.....	- 10 -
Figura 5. Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo <i>n</i> e <i>p</i> .....	- 11 -
Figura 6. Criação da barreira de potencial numa região de transição <i>pn</i> , através da difusão dos electrões e lacunas.....	- 11 -
Figura 7. Processo de surgimento de electricidade num material semiconductor .....	- 12 -
Figura 8. Circuito equivalente de uma célula solar.....	- 13 -
Figura 9. Variação da curva I - V com a irradiância a uma temperatura constante.....	- 14 -
Figura 10. Curva corrente - tensão característica de uma célula solar de silício cristalino com o ponto de potência máxima (MPP) .....	- 15 -
Figura 11. Variação da curva I - V com a temperatura a uma irradiância constante.....	- 17 -
Figura 12. ligação em série de N células solares .....	- 18 -
Figura 13. ligação em paralelo de n células solares.....	- 19 -
Figura 14. Princípio de um sistema fotovoltaico autónomo.....	- 20 -
Figura 15. Processo de carga e descarga de uma bateria de ácido-chumbo.....	- 22 -
Figura 16. Ciclo de vida útil das baterias de ácido chumbo. Dependência do número de dias ciclos da profundidade de descarga .....	- 23 -
Figura 17. Baterias usadas nos sistemas fotovoltaicos .....	- 23 -
Figura 18. Relação entre o tempo de descarga e o regime da descarga para as baterias de ácido chumbo.....	- 24 -
Figura 19. Dependência térmica da tensão máxima de carga de uma bateria de ácido chumbo. ....	- 25 -
Figura 20. Princípio de um controlador de carga série .....	- 29 -
Figura 21. Princípio de um controlador de carga shunt.....	- 29 -
Figura 22. Princípio de um controlador de carga MPP.....	- 31 -
Figura 23. Díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador... ..	- 32 -
Figura 24. Símbolo do esquema usado como sendo o símbolo eléctrico do inversor .....	- 33 -
Figura 25. princípio de funcionamento de inversor sinusoidal .....	- 35 -
Figura 26. Arranjo experimental para o estudo das características eléctricas do módulo solar.. ..	- 37 -
Figura 27. Variação da curva I-V do módulo solar com a irradiância a uma temperatura fixa de 24.1°C.....	- 44 -
Figura 28. Dependência da curva P-V do módulo solar com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C.....	- 45 -
Figura 29. Variação da curva I-V do módulo solar com a temperatura a uma irradiância de 897.5 W/m <sup>2</sup> .....	- 45 -
Figura 30. Dependência do ponto de potência máxima com a temperatura a uma irradiância fixa de 897.5 W/m <sup>2</sup> . ....	- 46 -
Figura 31. Variação do rendimento e potência máxima ao longo do dia. ....	- 47 -
Figura 32. Variação mensal das componentes da radiação solar no período de 1977-2006.....	- 48 -
Figura 33. Variação da corrente de curto-circuito com o ângulo de inclinação.....	- 52 -



Figura A. Variação da irradiância e potência máxima ao longo do dia. ....	- 58 -
Figura B. Variação da corrente de curto circuito com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C. ....	- 58 -
Figura C. Variação da voltagem de circuito aberto com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C. ....	- 59 -
Figura D. Variação do ponto de potência máxima com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C. ....	- 59 -
Figura E. Variação do rendimento com a irradiância à uma temperatura fixa de 31.1°C. ....	- 60 -
Figura F. Variação da corrente de curto-circuito com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m <sup>2</sup> . ....	- 60 -
Figura G. Variação da voltagem de circuito aberto com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m <sup>2</sup> . ....	- 61 -
Figura H. Variação do rendimento do módulo com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m <sup>2</sup> . ....	- 61 -
Figura I. Variação da energia incidente com um ângulo de inclinação do plano. ....	- 65 -

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Médias mensais da radiação solar directa, difusa e global em kW/m <sup>2</sup> /dia. ....	- 49 -
Tabela 2. Dependência da corrente de curto circuito com a inclinação do módulo. ....	- 52 -
Tabela I. Dados correspondentes ao dia 02-09-08 para a temperatura fixa de 24.1°C. ....	- 58 -
Tabela II. Dados correspondentes ao dia 14-09-08, para uma irradiância fixa de 897.5 kW/m <sup>2</sup> . ....	- 60 -
Tabela III. Dados da radiação global do período de 1977 à 2006 em kWh/m <sup>2</sup> por dia. ....	- 62 -
Tabela IV. Dados da radiação difusa do período de 1977 à 2006 em kWh/m <sup>2</sup> por dia. ....	- 63 -
Tabela V. Dados da radiação directa do período de 1977 à 2006 em kWh/m <sup>2</sup> por dia. ....	- 64 -
Tabela VI. Variação da quantidade de energia incidente em kWh/m <sup>2</sup> , com a inclinação do plano. ....	- 65 -
Tabela VII. Potência dos sistemas fotovoltaicos instalados em Moçambique até 2008. ....	- 66 -
Tabela VIII. Dados obtidos no dia 2-09-08. ....	- 69 -
Tabela IX. Dados obtidos no dia 14-09-08. ....	- 69 -



## 1. INTRODUÇÃO E OBJECTIVOS

Todas as formas de energia existentes na terra têm sua origem no sol. Os raios solares que chegam até o nosso planeta representam uma fonte de energia inesgotável, além de ser uma fonte energética não poluente. Os tipos de energia predominantemente utilizados na terra são limitados. De acordo com a evolução da exploração das reservas de petróleo e de gás natural, é previsto que as reservas se esgotem nas três primeiras décadas deste século XXI. Mesmo no caso de serem descobertos novos depósitos, apenas se prolongará a dependência da energia fóssil por mais algumas décadas<sup>[6]</sup>.

A conversão directa de energia solar em energia eléctrica é realizada nas células solares através do efeito fotovoltaico, que consiste na geração de uma diferença de potencial eléctrico através da radiação. O efeito fotovoltaico ocorre quando fotões da luz solar incidem sobre átomos, provocando a emissão de electrões, gerando corrente eléctrica. Este processo não depende da quantidade de calor, pelo contrário, o rendimento da célula solar cai quando sua temperatura aumenta<sup>[7]</sup>.

A energia fotovoltaica é fornecida por módulos fotovoltaicos, que geram electricidade a partir das células fotovoltaicas ou solares que sob a incidência da radiação solar geram energia eléctrica. A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é geralmente armazenada em bancos de bateria, para que seja usada em período de baixa radiação e durante a noite<sup>[11]</sup>.

A energia solar é a solução ideal para áreas afastadas e ainda não electrificadas, especialmente num país como Moçambique onde se encontram bons índices de insolação em quaisquer partes do território com uma média de cerca de 5.7 kWh por dia<sup>[1]</sup>.

Em Moçambique, o uso da energia solar fotovoltaica é já uma realidade. Em algumas zonas deste vasto país, já se destacam instalações de sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas caracterizados pela captação de energia para o consumo próprio, e que não estão ligados a rede convencional de energia eléctrica. Estes sistemas disponibilizam autonomia energética mesmo em períodos sem insolação. Neste contexto, destacam-se algumas instituições como o FUNAE (Fundo Nacional de



Energia) que tem como objectivo a electrificação de zonas rurais fornecendo energia eléctrica à postos de saúde, escolas e residências <sup>[5]</sup>.

Segundo dados fornecidos pelo Ministério da Energia, Moçambique possui uma potência de energia fotovoltaica instalada de 661.357 kW, sendo as províncias de Nampula e Inhambane as que possuem maior potência instalada, com mais de 108 kW, veja tabela VII nos anexos .

Assim o estudo do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos é de extrema importância, uma vez que apresenta as principais análises e cálculos que devem ser efectuadas para a execução mais precisa de um projecto fotovoltaico, evitando-se deste modo, excessos de gastos.

Este trabalho têm como objectivo a determinação de um modelo para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo, estudar as configurações básicas de um sistema fotovoltaico autónomo, determinar do número de dias de autonomia de um sistema fotovoltaico autónomo, estudar a influencia da radiação e temperatura sobre as características eléctricas dos módulos fotovoltaicos e estudar a influência de inclinação do módulo na quantidade de energia captada por este .



## 2. REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1. O Sol Como Fonte De Energia

O Sol é uma esfera de gases incandescentes, composta principalmente por átomos de hidrogénio e hélio. A energia cinética destes corresponde a milhões de graus no centro da estrela, e vai diminuindo até uma superfície mais ou menos definida (fotosfera) onde a energia dos átomos equivale (em média) a uns 5770 graus Kelvin<sup>[4]</sup>. No centro do sol, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O sol é assim um enorme rector de fusão.

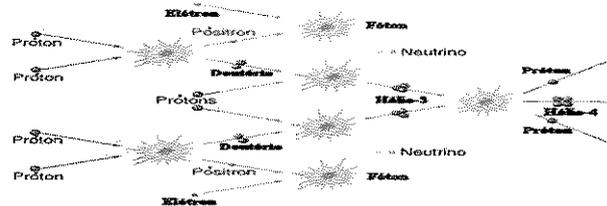


Figura 1. Processo de fusão termonuclear no núcleo do sol<sup>[9]</sup>.

A radiação solar chega em todos os comprimentos de onda ou frequências, na faixa que vai de 0.25  $\mu\text{m}$  à 3  $\mu\text{m}$ . A intensidade máxima se verifica na região de comprimento de onda de 0.48  $\mu\text{m}$  à 0,55  $\mu\text{m}$ . Irradiância é a potência por unidade de área (medida em  $\text{W}/\text{m}^2$ ). A figura 2, mostra a radiação solar fora da atmosfera, quando a massa de ar é zero, ou  $\text{AM} = 0$ , e na superfície terrestre  $\text{AM} = 1.5$ . A radiação solar fora de atmosfera, massa de ar zero, é essencialmente constante, e é referida como sendo a constante solar, com um valor de  $1.367 \text{ kW}/\text{m}^2$ <sup>[11]</sup>.

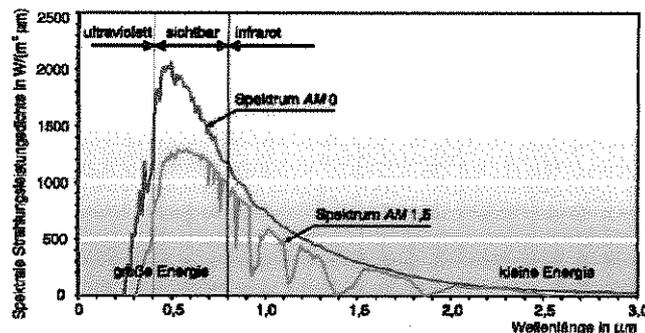


Figura 2. Distribuição espectral da radiação solar<sup>[4]</sup>.



### 2.1.1. Interação Da Radiação Solar Com A Atmosfera Terrestre

O ar puro (uma mistura de oxigénio e nitrogénio) não absorve radiação solar, mas é capaz de espalhar radiação com comprimentos de onda menores do que  $1 \mu\text{m}$  (dispersão *Rayleigh*). Este espalhamento verifica-se principalmente no espectro visível, e podemos observá-la a olho nu. O ar captura uma parte dessa energia e a espalha, principalmente no azul. Dessa forma, recebemos luz com esse comprimento de onda predominante como radiação difusa do céu, por esta razão ele é azulado durante o período diurno. Por outro lado, quando o sol se encontra perto do horizonte os raios directos que chegam a nossos olhos atravessaram uma massa de ar ( $AM$ ) maior, e a dispersão aumenta sua intensidade, a maior atenuação no azul faz com que a luz do sol seja avermelhada no espectro visível<sup>[4]</sup>. Este efeito se acentua quando há poeira em suspensão na atmosfera. Os gases absorventes existentes na atmosfera são ozono ( $\text{O}_3$ ), vapores de água  $\text{H}_2\text{O}$ , dióxido de carbono  $\text{CO}_2$ , nuvens e aerossóis<sup>[11]</sup>.

A irradiância solar depende do ângulo *zenital*  $\theta$ . Este ângulo é calculado a partir da linha que une entre si os centros do Sol e da Terra, passando pelo ponto de observação e a normal ao plano contendo a linha do horizonte de uma base horizontal. Devido a trajectória do sol, o ângulo *zenital* muda durante o dia e também durante o ano e com a altitude e longitude do ponto de observação.

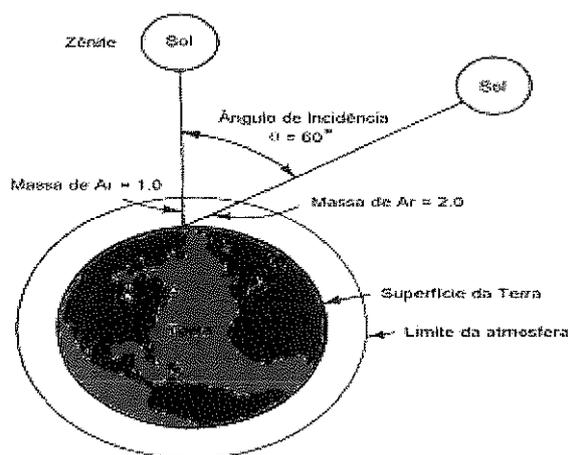


Figura 3. Dependência da massa de ar com a variação do ângulo *zenital*



A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do sol é perpendicular a superfície da terra. Se o ângulo de incidência solar é mais elevado, o percurso através da atmosfera é mais longo. Nesta segunda posição, leva a uma maior absorção e difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância. A massa de ar ( factor  $AM$  ), indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um determinado local, num determinado momento<sup>[7]</sup>. A relação entre o ângulo *zenital* e a massa de ar ( $AM$ ), é definida do seguinte modo:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (2.1)$$

Neste contexto,  $AM = 1$ , quando  $\theta = 0$ . Isto corresponde a posição solar no equador ao meio dia, no início da primavera ou do Outono<sup>[7]</sup>.

A quantidade total da energia que atinge a superfície terrestre obtém-se somando as componentes da radiação solar directa  $I_b$  e difusa  $I_d$ , a soma dessas duas componentes chama-se radiação global.

$$I = I_d + I_b \quad (2.2)$$

## 2.2. Princípios De Funcionamento De Uma Célula Solar

A seguir vamos descrever o principio de funcionamento de uma célula solar feita de silício pelo facto deste ser mais frequentemente usado para a fabricação de células solares. Isto deve-se ao facto de o silício ser o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre depois do oxigénio.

Os átomos de silício formam uma rede cristalina estável. Cada átomo de silício detém quatro electrões de valência na sua última camada. Para atingir uma configuração estável de electrões, dois electrões de átomos vizinhos formam um par de ligações de electrões. Através do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração semelhante à do gás nobre o árgon (Ar). No modelo de bandas, a banda de valência fica completamente preenchida e banda de condução fica vazia. Fornecendo energia suficiente por incidência da luz ou calor, um electrão sai da banda de valência para a banda de condução.



O electrão pode então mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, na rede cristalina. Este processo é designado por condução intrínseca ou auto condução <sup>[10]</sup>.

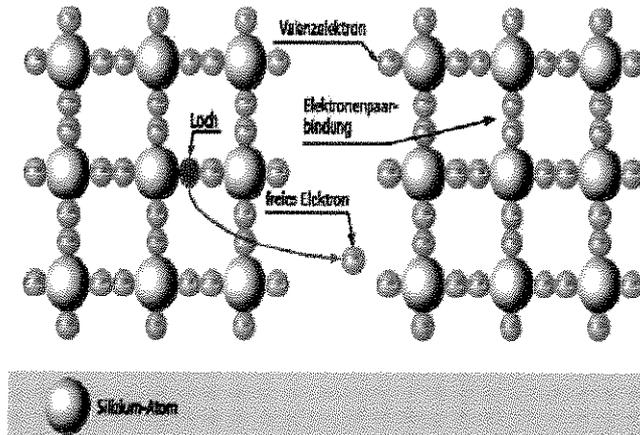


Figura 4. Estrutura cristalina do silício e processo de auto condução<sup>[4]</sup>.

A auto condução não pode ser utilizada para gerar energia. Para que o material de silício funcione como um gerador de energia, a rede cristalina é dopada com átomos impuros. Estes átomos possuem um electrão a mais ( fósforo ), ou um electrão a menos ( boro ), do que o silício na camada externa de valência. Por este motivo, os átomos impuros causam defeitos no interior da rede cristalina. Se a rede cristalina for adicionado fósforo ( P ), impureza *n*, fica um electrão livre por cada átomo de fósforo introduzido. Este electrão pode mover-se livremente dentro do cristal e por isso transportar carga eléctrica. Com o boro ( B ), impureza do tipo *p*, fica disponível uma lacuna por cada átomo de boro introduzido. Os electrões dos átomos vizinhos de silício podem preencher esta lacuna, resultando na produção de uma nova lacuna noutro lugar. O mecanismo de condução resultante da presença de átomos impuros, é chamado de condução extrínseca <sup>[10]</sup>.

Contudo, se virmos individualmente a matéria de impureza *p* ou *n*, as cargas livres não tem uma direcção definida durante o seu movimento.

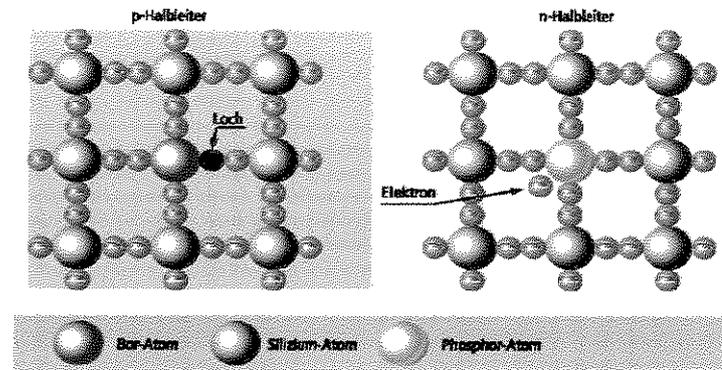


Figura 5. Condução extrínseca com silício dopado com impurezas do tipo  $n$  e  $p$ <sup>[4]</sup>.

Se juntarmos as camadas dos semicondutores  $n$  e  $p$  impuros, produziremos uma região de transição  $pn$ . Isto leva à difusão dos electrões que estão na superfície do semiconductor  $n$  para o semiconductor  $p$  na junção. Cria-se assim uma nova área com poucos portadores de carga, designada por barreira de potencial. Na área  $n$  da região de transição, os átomos dopantes positivos são reemitidos para trás, acontecendo de modo semelhante com os negativos na área  $p$ . É criado um campo eléctrico que se mantém contrário ao movimento dos portadores de carga<sup>[10]</sup>. Por esta razão a difusão não se mantém infinitamente.

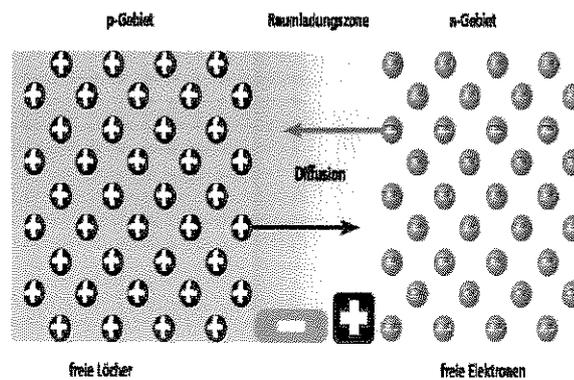


Figura 6. Criação da barreira de potencial numa região de transição  $pn$ , através da difusão dos electrões e lacunas<sup>[4]</sup>.

Se uma junção semicondutora  $pn$  ( célula solar ) é exposta à luz, os fótons são absorvidos pelos electrões. As ligações entre electrões são quebradas por este fornecimento de energia. Os electrões libertados são conduzidos através do campo eléctrico para a área  $n$ . As lacunas assim criadas seguem na direcção contrária para a área  $p$ . Todo este processo é denominado por efeito fotovoltaico, e foi



descoberto pelo físico *Bequerel* em 1839<sup>[11]</sup>. A difusão dos portadores de carga até aos contactos eléctricos, produz tensão na fronteira da célula solar. Se não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar. Se o circuito eléctrico estiver fechado, a electricidade pode fluir. Contudo, alguns electrões que não alcançam os contactos são recombinados. A recombinação consiste no processo de unir um electrão livre e uma lacuna<sup>[7]</sup>.

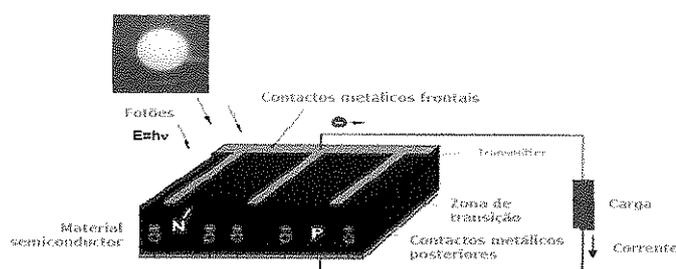


Figura 7. Processo de surgimento de electricidade num material semiconductor<sup>[4]</sup>.

### 2.2.1. Circuito Equivalente Estendido ( Modelo De Um Díodo )

Uma célula solar fotovoltaica é um díodo de área larga. Ela consiste da junção de um semiconductor dopado com impurezas do tipo *n* e outro do tipo *p*. Tipicamente, uma célula solar quando não está sujeita a acção de alguma radiação ela funciona como se fosse um díodo. O circuito equivalente de um díodo estendido descreve as características eléctricas de uma célula solar de maneira mais exacta, do que um circuito equivalente simples, especialmente quando uma grande gama de condições de operação estão a ser investigadas. O transporte de carga numa célula solar real provoca a queda de tensão durante o seu percurso através da junção semicondutora para os contactos externos. Uma resistência em série  $R_S$  descreve a queda tensão. Uma resistência adicional em paralelo  $R_{SH}$  descreve a corrente de curto circuito numa célula solar. A figura 8 mostra o circuito equivalente de uma célula solar.

A resistência em série  $R_S$  de uma célula real é da ordem de poucos *milliohms* ( $m\Omega$ ), a resistência em paralelo  $R_{SH}$  é usualmente maior que  $10 \Omega$ <sup>[7]</sup>.

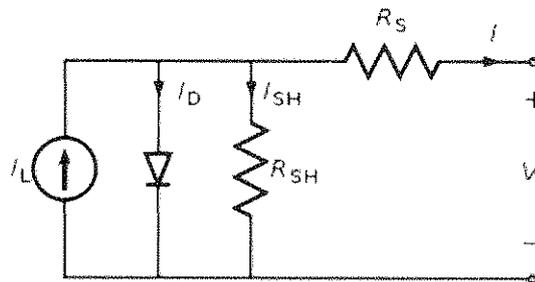


Figura 8. Circuito equivalente de uma célula solar.

A lei de nodos de *Kirchhoff* dá-nos :

$$I = I_L - I_D - I_{SH} \quad (2.3)$$

Com

$$I_{SH} = \frac{V_D}{R_{SH}} = \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.4)$$

De onde obtêm-se a equação da curva da característica  $I - V$  de um circuito equivalente estendido de uma célula solar:

$$I = I_{fc} - I_S \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I \cdot R_S}{m \cdot V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (2.5)$$

Onde  $I$  é corrente de saída,  $I_L$  é a corrente produzida pelo gerador,  $I_D$  e  $I_{SH}$  é a corrente que passa pelo diodo e pela resistência de *shunt* respectivamente,  $I_{fc}$  é a fotocorrente,  $V_T$  é a voltagem térmica e  $m$  é o factor de idealidade do diodo.

### 2.2.2. Parâmetros Eléctricos Das Células Solares

A voltagem de uma célula solar é igual a zero, no caso em que, a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  é aproximadamente igual a foto corrente  $I_{fc}$ . Já que a fotocorrente é proporcional a irradiância  $E$ , a corrente de curto-circuito também vai depender da irradiância.

$$I_{SC} \approx I_{fc} = c_o \cdot E \quad (2.6)$$



A corrente de curto-circuito cresce com aumento da temperatura. O valor standardizado da temperatura para a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  é usualmente  $T = 25^{\circ}\text{C}$ . O coeficiente térmico  $\alpha_{ISC}$  da corrente de curto-circuito permite estimar o seu valor para diferentes temperaturas<sup>[10]</sup>:

$$I_{SC}(T_2) = I_{SC}(T_1) \cdot [1 + \alpha_{ISC} \cdot (T_2 - T_1)] \quad (2.7)$$

Para as células de silício, o coeficiente de térmico da corrente do curto-circuito é normalmente entre  $\alpha_{ISC} = +10^{-3} / ^{\circ}\text{C}$  e  $\alpha_{ISC} = +10^{-4} / ^{\circ}\text{C}$ <sup>[10]</sup>.

Se a corrente da célula é igual a zero, a célula solar está operando em circuito aberto. A voltagem da célula torna-se na voltagem de circuito aberto  $V_{OC}$ . A equação I – V do circuito equivalente estendido (modelo de um diodo), veja a equação (3.2.6), dá-nos  $V_{OC}$  quando a corrente  $I$  for zero:

$$V_{OC} = m \cdot V_T \cdot \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S} + 1\right) \quad (2.8)$$

Já que a corrente de curto circuito  $I_{SC}$  é proporcional a irradiância  $E$ , a dependência da voltagem de circuito aberto será:

$$V_{OC} \sim \ln(E) \quad (2.9)$$

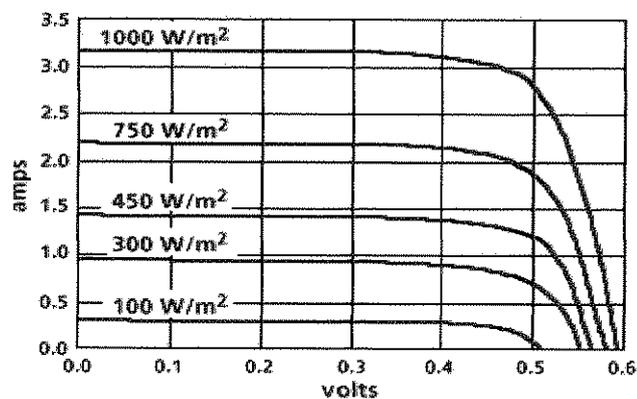


Figura 9. Variação da curva I - V com a irradiância a uma temperatura constante.

O coeficiente de térmico  $\alpha_{OC}$  para a voltagem de circuito aberto é obtido de maneira similar ao da corrente de curto circuito. Para células solares de silício, o coeficiente de térmico está entre  $\alpha_{VOC} = -3.10^{-3} / ^{\circ}\text{C}$  e  $\alpha_{VOC} = -5.10^{-3} / ^{\circ}\text{C}$ <sup>[10]</sup>. Em outras palavras, a voltagem de circuito aberto diminui



rapidamente com aumento da temperatura do que a corrente de curto circuito aumenta ( veja figura 11 ) com a temperatura.

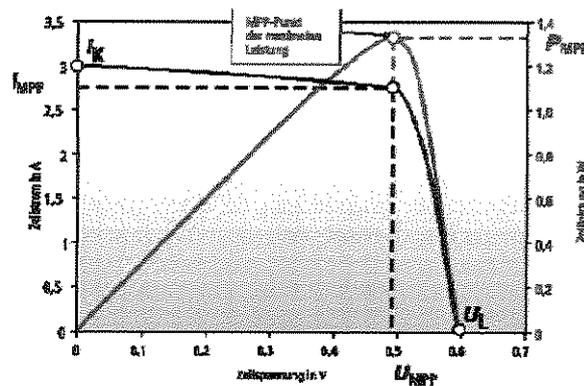


Figura 10. Curvas corrente - tensão e potência-tensão de uma célula solar de silício cristalino <sup>141</sup>.

A célula solar gera um máximo de potência numa certa voltagem. A figura 10, mostra a característica corrente-voltagem bem como a característica potência-voltagem. Esta figura mostra claramente que a curva de potência possui um ponto de máxima potência. Este ponto é chamado ponto de potência máxima (MPP).

A voltagem no MPP,  $V_{MPP}$ , é menor que a voltagem de circuito aberto  $V_{OC}$ , e a corrente  $I_{MPP}$  é mais baixa que a corrente de curto circuito  $I_{SC}$ . A corrente e voltagem MPP têm a mesma relação com a irradiância e temperatura como a corrente de curto circuito e a voltagem de circuito aberto. A potência máxima  $P_{MPP}$  é dada por:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} < V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (2.10)$$

Já que o coeficiente de temperatura da voltagem é mais alto do que o da corrente, o coeficiente da temperatura  $\alpha_{PMPP}$  da potência do MPP é negativo. Para as células solares de silício o  $\alpha_{PMPP}$  está entre  $-3 \cdot 10^{-3} / ^\circ C$  e  $-6 \cdot 10^{-3} / ^\circ C$  <sup>[10]</sup>.

Com o objectivo de tornar possíveis as comparações entre as células ou os módulos solares, a potência MPP é medida sob condições standardizadas ( $E = 1000 W/m^2$ ,  $T = 25^\circ C$ ,  $AM 1.5$ ). A potência gerada pelos módulos solares sob condições reais é usualmente menor.

Outro parâmetro é o factor de preenchimento o chamado *fill factor* ( $FF$ ) que é dado por:



$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.11)$$

O factor de preenchimento é um critério de qualidade das células solares que descreve como a curva I – V completa o rectângulo de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ . O valor é sempre menor que 1 e é usualmente entre 0.75 e 0.85<sup>[7]</sup>.

O rendimento ou eficiência de conversão da energia da luz solar, de uma célula solar  $\eta$ , em energia eléctrica, é definido por:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{E \cdot A} \quad (2.12)$$

### 2.2.2.1. Dependência Com A Temperatura

As características eléctricas das células solares variam com a mudança da temperatura. Assumindo uma temperatura fixa de 25°C, a voltagem térmica pode ser dada por:

$$V_T = \frac{k \cdot T}{e} \quad (2.13)$$

Onde  $k$  é a constante de Boltzman e  $e$  é a carga do electrão

A dependência da corrente de saturação  $I_{S1}$  e  $I_{S2}$ , com a temperatura, é dada pela seguinte equação para células de silício<sup>[4]</sup>.

$$I_{S1} = C_{S1} \cdot T^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{k \cdot T}\right) \quad (2.14)$$

$$I_{S2} = C_{S2} \cdot T^{5/2} \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{2 \cdot k \cdot T}\right) \quad (2.15)$$

Onde  $C_{S1}$  e  $C_{S2}$  são constantes e  $E_g$  é a largura da banda proibida.



O crescimento da corrente de saturação com o aumento da temperatura explica o decréscimo da voltagem de circuito aberto. A dependência das resistências em série  $R_S$ , a resistência em paralelo  $R_{SH}$  e o factor do díodo com a temperatura pode ser ignorada nestas equações.

Nestas equações ignorou-se a dependência da largura da banda proibida com a temperatura, por não ser um factor significativo para a corrente de saturação. No entanto, esta dependência da temperatura é significativa para a fotocorrente  $I_{fc}$ . Devido a diminuição da banda proibida com aumento da temperatura, os fótons com pouca energia pode elevar-se dentro da banda de valência, que aumenta a fotocorrente<sup>[10]</sup>. Usando os coeficientes  $C_1$  e  $C_2$ , a dependência da fotocorrente com a temperatura é dada por:

$$I_{fc}(T) = (C_1 + C_2 \cdot T) \cdot E_g \quad (3.2.17)$$

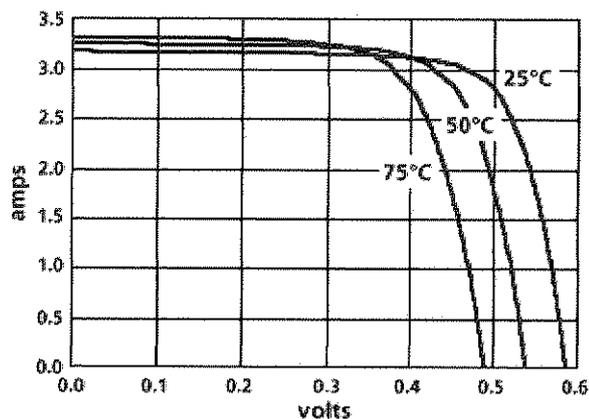


Figura 11. Variação da curva I - V com a temperatura a uma irradiância constante

## 2.3. O Módulo Solar

### 2.3.1. Ligação Em Série Das Células Solares

As células solares normalmente não operam individualmente devido a sua baixa voltagem. Em módulos fotovoltaicos, as células solares são muitas vezes ligados em série. Uma ligação desses módulos em série, paralelo ou série – paralelo resulta num sistema fotovoltaico.

Muitos módulos são projectados para poderem carregar uma bateria de 12 V e apresentam entre 30 a 40 células, em série<sup>[10]</sup>.



A corrente  $I_i$ , através de todas as células  $i$  de uma ligação em série de  $n$  células idênticas, de acordo com a lei de *Kirchoff* ( veja figura 12 ).

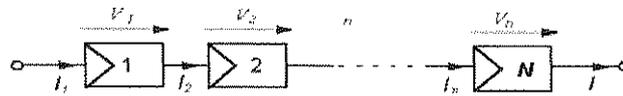


Figura 12. Ligação em série de N células solares <sup>[10]</sup>.

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.16)$$

As voltagens das células  $V_i$  são adicionadas para obter toda a voltagem do módulo  $V$ :

$$V = \sum_{i=1}^n V_i \quad (2.17)$$

### 2.3.2. Ligação Em Paralelo De Células Solares

Uma ligação em paralelo de células solares é também possível. As ligações em paralelo são menos usadas em relação as ligações em série devido a que o aumento da corrente associada resulta em altas perdas de transmissão <sup>[4]</sup>.

Ligação em paralelo de células solares é mostrado na figura 13, todas as células tem a mesma voltagem  $V$ .

Uma ligação em paralelo de células é significadamente menos susceptível a sombra parcial, e os problemas associados com a danificação das células são menos prováveis.

Grandes geradores solares as vezes usam módulos com ligação de cadeias de células solares em paralelo de múltiplas células solares ligadas em série. De qualquer modo, um díodo de passagem em paralelo deve também assegurar a protecção das células para esses módulos <sup>[10]</sup>.

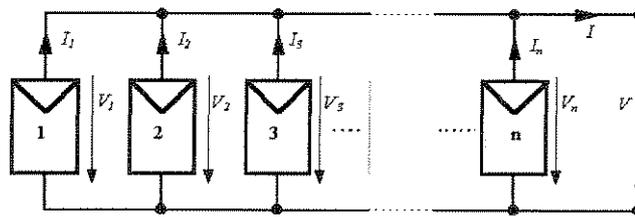


Figura 13. Ligação em paralelo de  $n$  células solares<sup>[10]</sup>.

As correntes produzidas por cada célula  $I_i$  são adicionadas para obter a corrente total  $I$ , que é dada por:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.18)$$

$$I = \sum_{i=1}^n I_i \quad (2.19)$$

## 2.4. Componentes Do Sistema Fotovoltaico Autónomo

Os sistemas fotovoltaicos autónomos caracterizam-se pelo facto de não estarem ligados a rede convencional de energia eléctrica. Na maioria das aplicações os sistemas fotovoltaicos autónomos, estão ligados a uma grande gama de resistências, pelo que para fazer o estudo da viabilidade do sistema torna-se um exercício complexo. O alto custo dos componentes do sistema fotovoltaico faz com que seja necessário um criterioso dimensionamento destes componentes para que se evitem excessos.

O desenho de um sistema fotovoltaico depende assim da potência requerida pela instalação, características climáticas do local e o equipamento a ser abastecido pelo sistema<sup>[11]</sup>. A figura 14, mostra um esquema típico de um sistema fotovoltaico autónomo.

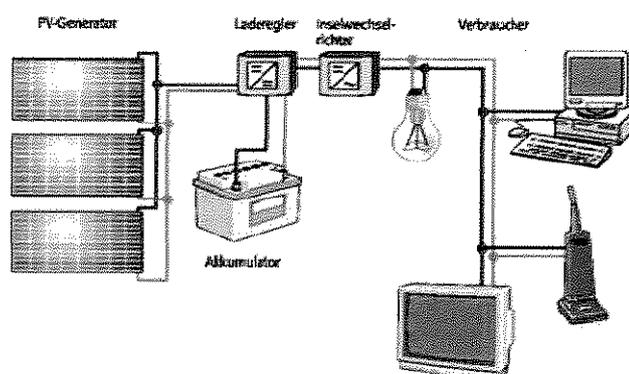


Figura 14. Princípio de um sistema fotovoltaico autónomo<sup>[4]</sup>.

### 2.4.1. O Gerador Fotovoltaico

Nos sistemas fotovoltaicos autónomos, os módulos solares são usados para carregar o banco de baterias. O módulo solar é um conjunto de células, mais frequentemente de células de silício cristalino. Uma célula de silício cristalino, gera uma voltagem máxima de 600 mV, por isso para obter uma voltagem desejável as células são ligadas em série. Usualmente cerca de 36 células ligadas em série são usadas para carregar um sistema com voltagem nominal de 12 V. Em condições de pico solar ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ), a corrente máxima fornecida por uma célula é aproximadamente  $30\text{mA}/\text{cm}^2$ . Por isso as células solares são ligadas em série para obter a voltagem desejada. O arranjo de células é encapsulado em um módulo para a sua sustentação mecânica, protecção contra a humidade e dissipação de calor. O módulo é construído de forma laminada e a tecnologia actualmente empregada garante uma vida útil superior a 20 anos. A parte frontal é normalmente de vidro temperado e anti-reflexivo. A camada seguinte, que cobre os contactos eléctricos e as células, protegendo-as dos raios ultravioleta, é de acetato de vinil etileno. Na região posterior temos outra camada de vidro bem como os pontos de inter conexão eléctrica. Todo o conjunto é apoiado em uma moldura de alumínio para facilitar a fixação dos módulos nas estruturas de suporte<sup>[11]</sup>.

### 2.4.2. Acumuladores De Carga

O armazenamento de energia é um factor essencial para o aproveitamento da energia solar nos sistemas autónomos, dado que a produção de energia e o consumo não coincidem, quer ao longo do



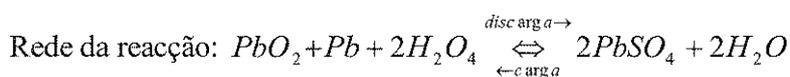
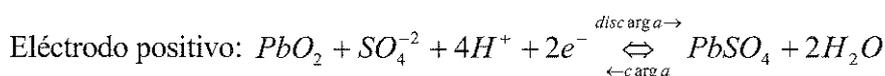
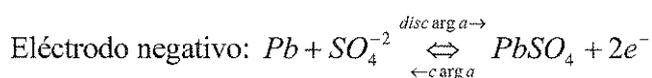
dia quer ao longo do ano. A energia solar produzida durante o dia, não é normalmente, utilizada antes do início da noite, sendo por este motivo necessário armazená-la. Os períodos de dias sucessivos sem sol também devem ser tidos em conta.

Existem vários tipos de baterias disponíveis para o uso em sistemas fotovoltaicos autónomos, como por exemplo, as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio, zinco-bromo, zinco-cloro, magnésio lítio, níquel-hidrogénio ou baterias *redox*. Mas actualmente as baterias mais usadas são de ácido-chumbo<sup>[11]</sup>.

### 2.4.2.1 Constituição E Funcionamento Das Baterias De Ácido-Chumbo

As baterias de ácido-chumbo são constituídas por várias células individuais, cada uma destas com uma tensão nominal de 2 V. Quando são montadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série ( por ex. 6 células para um bloco de 12 V ).

Uma bateria consiste basicamente num recipiente que contém duas placas de diferente polaridade ( positiva e negativa ), isoladas por separadores e imersas num electrólito de ácido sulfúrico diluído (  $H_2SO_4$  ). As placas actuam como eléctrodos e consistem fundamentalmente em grelhas de chumbo que tem a função de reter a matéria activa e conduzir a corrente eléctrica. A matéria activa é porosa e, na realidade armazena a energia. A sua estrutura esponjosa fornece suficiente área superficial para a reacção electroquímica. Com a bateria carregada, a massa activa no eléctrodo negativo é feita de chumbo (  $Pb$  ), e no eléctrodo positivo de dióxido de chumbo (  $PbO_2$  )<sup>[4]</sup>.



Durante a descarga da bateria de ácido-chumbo, o material do eléctrodo e o electrólito reagem e formam o sulfato de chumbo (  $PbSO_4$  ). Esta reacção liberta electrões que podem ser usados como energia. O electrólito é assim consumido quando a bateria se descarrega. Isto reduz a concentração do ácido tornando o electrólito mais aquoso<sup>[10]</sup>.



No processo de carga deve ser fornecida energia à bateria, o  $PbSO_4$  no eléctrodo transforma-se em  $Pb$  e  $PbSO_2$  novamente.

A eficiência de carga é a razão entre descarga e a carga. Para a eficiência de carga, uma distinção é feita entre a eficiência *coulombica* ( $Ah$ )  $\eta_{Ah}$  e a eficiência de voltagem ( $Wh$ )  $\eta_{Wh}$ . A eficiência  $Ah$  é calculada com base em integrais de correntes, a eficiência  $Wh$  considera a corrente e voltagem durante os períodos de descarga e carga necessários para obter o mesmo nível de carga. O produto entre a eficiência coulombica e de voltagem nos dá a eficiência energética. A eficiência *coulombica* nas baterias de ácido-chumbo está entre 80 à 90 por cento, a eficiência de voltagem é 10 por cento mais baixa<sup>[11]</sup>.

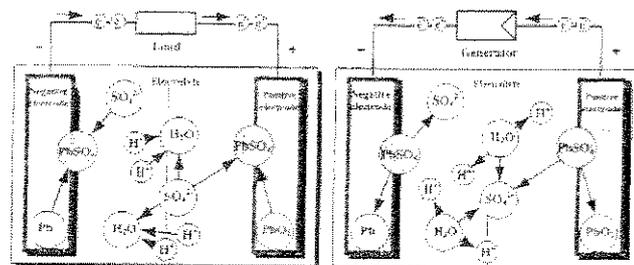


Figura 15. Processo de carga e descarga de uma bateria de ácido-chumbo<sup>[10]</sup>.

Quando o gerador fotovoltaico recarrega a bateria, com uma tensão superior à tensão dos terminais da bateria, os electrões circulam na direcção contrária ( do pólo positivo para o pólo negativo ). Verifica-se então a inversão da reacção química que ocorreu durante a descarga. O processo não é completamente reversível. Pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se dissolvem (sulfatação). Como resultado deste processo de carga e descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade é maior quanto maior for a profundidade da descarga. Se for utilizada apenas uma parte da bateria, então a diminuição é relativamente pequena, pelo que a vida da bateria, isto é, o seu número de dias cíclicos, aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas.

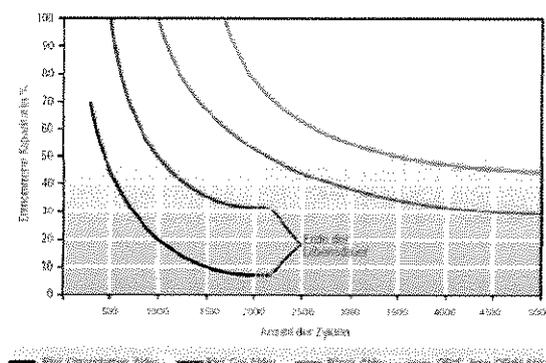


Figura 16. Ciclo de vida útil das baterias de ácido chumbo. Dependência do número de dias ciclos da profundidade de descarga<sup>[4]</sup>.

A vida útil de uma bateria vem definida para o ponto a partir do qual, completamente carregada, a bateria tem apenas 80% da sua capacidade nominal. Depois deste ponto a bateria pode continuar a ser usada, mas a sua capacidade reduz-se continuamente e o risco de uma súbita falha aumenta consideravelmente, particularmente em resultado de um curto circuito<sup>[4]</sup>.

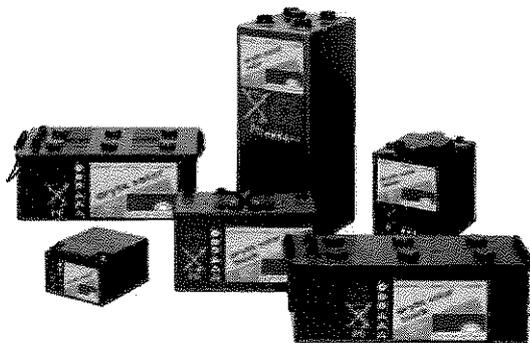


Figura 17. Baterias usadas nos sistemas fotovoltaicos<sup>[4]</sup>.

#### 2.4.2.2. Desempenho E Características Das Baterias De Ácido-Chumbo

A capacidade  $C$  de uma bateria, é a quantidade de energia que a bateria pode fornecer até ficar completamente descarregada, em determinadas condições de descargas. A capacidade nominal da bateria é o produto da descarga constante  $I_n$  e o tempo de descarga  $t_n$ .

A geometria e o número de células ligadas em paralelo, determinam a capacidade nominal da bateria.



Contudo, este valor não é constante, pois depende da temperatura, da tensão final da descarga e acima de tudo da corrente de descarga. Com uma reduzida corrente de descarga, o sulfato deposita-se lentamente nas placas. Esta lenta deposição permite uma maior penetração da matéria activa, da que ocorre para uma elevada descarga.

Com elevadas correntes de descarga, as moléculas de sulfato que se depositam no início do processo bloqueiam a rápida penetração das restantes moléculas. Consequentemente, é possível descarregar uma maior quantidade de energia de uma bateria quando a descarga é feita lentamente, com reduzidas correntes, do que para uma descarga rápida, com elevadas correntes. Por este motivo, a capacidade nominal da bateria  $C_n$  tem de ser sempre especificada juntamente com a respectiva corrente de descarga, ou em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa.

Se a energia total de uma bateria for descarregada em 10 horas, fluirá uma maior corrente do que aquela que se verifica para uma descarga total com duração de 100 horas. A figura abaixo mostra um exemplo típico desta relação: para uma descarga de 100 horas, a bateria tem uma capacidade de 100 Ah, podendo ser descarregada durante 100 horas com uma corrente de 1 A. Se a mesma bateria for descarregada por uma intensidade de corrente de 8 A, a tensão final de descarga é atingida ao fim de 10 horas pelo que apenas pode fornecer 80 Ah. Assim, a capacidade da bateria é de 80 Ah<sup>[4]</sup>.

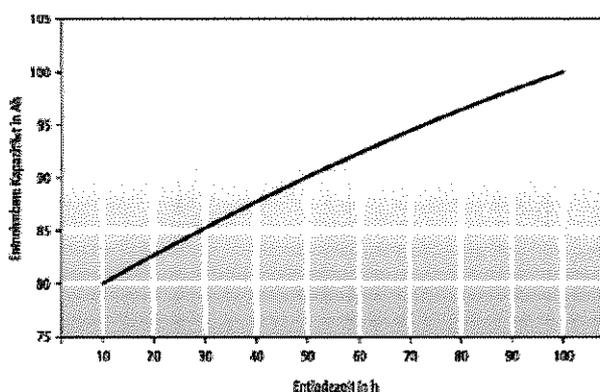


Figura 18. Relação entre o tempo de descarga e o regime da descarga para as baterias de ácido-chumbo<sup>[4]</sup>.



### 2.4.2.3 Carga E Descarga

Durante o processo de carga a tensão na bateria cresce gradualmente. Atingido um certo valor da tensão, começa a formação de um gás ( a água divide-se em hidrogénio e oxigénio ). A mistura gasosa oxigénio-hidrogénio libertada é altamente explosiva. Perto da tensão de gaseificação, o fabricante define o valor máximo da tensão de carga para cada bateria, onde se deve interromper o processo de carga. Esta função é desempenhada pelo regulador de carga, por forma a que a bateria não sofra qualquer dano pela falta de fluido ou por excessiva concentração de ácido, reduzindo desta forma o risco de concentração da mistura gasosa oxigénio-hidrogénio. Uma vez que tensão máxima de carga depende da temperatura, o controlador de carga necessita também de medir e incorporar o nível de temperaturas das baterias no seu algoritmo de carga.

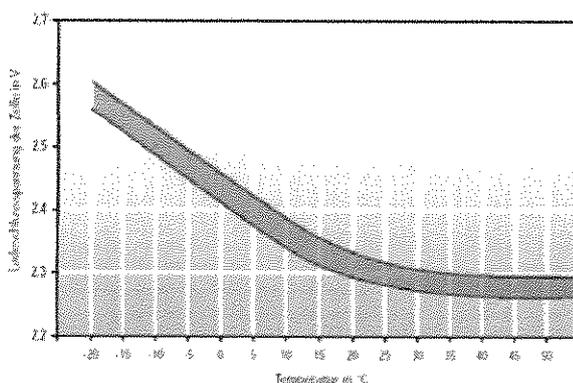


Figura 19. Dependência térmica da tensão máxima de carga de uma bateria de ácido-chumbo<sup>[4]</sup>.

Conforme representado na figura 19, a tensão máxima de uma bateria a 20°C situa-se entre 2,3 V e 2.35 V por célula. Este valor diminui para temperaturas acima de 40°C e aumenta para temperaturas menores que 0°C. O estado de envelhecimento da bateria também influi neste valor. Normalmente é atingido mais rapidamente nas baterias velhas do que nas baterias novas. Os controladores de carga inteligentes são desenvolvidos tendo em atenção estes factores<sup>[11]</sup>.

Apesar da formação de gás e da perda de fluido, é desejável alguma gaseificação ocasional do electrólito, uma vez que as bolhas ascendentes de gás provocam a diluição do ácido. Este processo permite aumentar o tempo de serviço e o desempenho da bateria. Para além disso, implica certas exigências em termos de manutenção ( a água perdida deve ser reposta ) e da instalação em espaços fechados.



À medida que a bateria fica descarregada a tensão à saída modifica-se. Depois de uma brusca redução inicial, devido às perdas *Ohmicas*, decresce continuamente, diminuindo com maior intensidade no fim do processo de descarga, até ser atingida a tensão mínima de descarga. Se a bateria continuar a ser descarregada, e a tensão decair abaixo da tensão mínima de descarga, a concentração de ácido sofrerá uma forte redução, dando lugar a um processo de sulfatação. Por este motivo deverão ser evitadas, em qualquer circunstância, profundas descargas<sup>[4]</sup>.

#### 2.4.2.4. Efeitos Do Envelhecimento

O maior inconveniente das baterias de ácido-chumbo é o seu período de vida útil. Para 100 a 800 ciclos completos, funcionam entre 3 a 8 anos. As baterias estacionárias atingem maior período de vida útil, que vai de 10 a 15 anos. Esta duração está associada aos vários processos reversíveis ou irreversíveis de envelhecimento, tais como:

- Estratificação do ácido ( reversível ): dado que a maior concentração de ácido, este cai para o fundo, prevalece uma maior densidade na parte inferior da célula. Isto conduz ao aparecimento de uma diferença de potencial e assim uma descarga na parte inferior. Uma ocasional carga de equalização ( gaseificação), durante os intervalos de manutenção, ajuda a diluir o ácido do electrólito.

- Corrosão ( irreversível ): a corrosão no terminal positivo da grelha de chumbo é provocada pelo elevado potencial positivo. Isto leva ao aumento da resistividade eléctrica da grelha e ocorre com maior intensidade quando a tensão da célula supera 2,4 V ou abaixo de 2,0 V. A extensa área de corrosão, que vai desde o condutor positivo até aos eléctrodos, pode ocasionar um curto circuito.

- Sedimentação ( irreversível ): a variação do volume durante os processos de carga e de descarga, provoca o desprendimento da matéria activa. Com a formação de gás no electrólito, este fica solto e acaba caindo no fundo do recipiente da bateria, constituindo um foco de sedimentação. Se o espaço entre as placas e o fundo da bateria for demasiado pequeno, poderá então ocorrer um curto-circuito entre as placas.

- Secagem ( irreversível ): se ocorrer a gaseificação do electrólito durante a carga da bateria e a água perdida não for restabelecida ( água destilada ) em tempo devido, a bateria ficará seca e não mais voltará a funcionar<sup>[4]</sup>.



#### **2.4.2.5. Manutenção E Segurança Das Baterias**

Para garantir um longo período de vida de serviço e uma elevada fiabilidade no fornecimento de energia, o banco de baterias deverá ser alvo de manutenções semestrais. Este trabalho de manutenção compreende o seguinte:

- Manter limpos os topos das baterias para evitar possíveis curto-circuitos resultante da acumulação de pó húmido e de sujidade;
- Conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;
- Conferir o nível de electrólito. Se necessário abrir as cápsulas de ventilação e repor o nível máximo do electrólito com água destilada;
- Medir as tensões do bloco de cada célula, assim como a densidade do ácido das células;
- Promover uma carga total intensiva a 2,4 V por célula, mantendo a gaseificação do electrólito por várias horas ( carga de equalização ), por forma a misturar a solução electrolítica;

Deve também ser conduzido um exame visual. Os resultados das manutenções regulares permitem determinar com facilidade o envelhecimento da bateria e detectar as falhas de células individuais.

As baterias representam a maior fonte de perigo nos sistemas autónomos. As medidas de segurança são necessárias, quer no que respeita à segurança eléctrica e ao manuseamento do corrosivo ácido sulfúrico, quer pela concentração de gases explosivos ( gás oxi-hidrogénico ). O ácido sulfúrico é perigoso para os seres humanos e para o meio ambiente, podendo provocar queimaduras de elevado grau no contacto com a pele. Os órgãos respiratórios e os olhos deverão merecer uma especial atenção<sup>[4]</sup>.

As baterias gastas não podem ser colocadas junto do lixo doméstico, devido ao facto de o chumbo ser o elemento mais nefasto em termos ambientais, nas baterias de ácido chumbo.

#### **2.4.3. Controladores De Carga**

O controlador de carga mede a tensão da bateria e protege-a contra a possibilidade de sobrecargas. Este processo pode ser do seguinte modo:



1. Desligar o gerador fotovoltaico quando é ultrapassada a tensão máxima de carga, conforme acontece nos controladores série, ou
2. Estabelecimento de um curto-circuito no gerador fotovoltaico através de um controlador “shunt” ou
3. Ajuste da tensão através de um controlador de carga MPP.

Para baixos níveis de radiação, a tensão fotovoltaica é inferior à tensão da bateria, o que leva à descarga da bateria através do gerador. Para prevenir esta situação, são utilizadas díodos de bloqueio do gerador, normalmente integrados no controlador de carga.

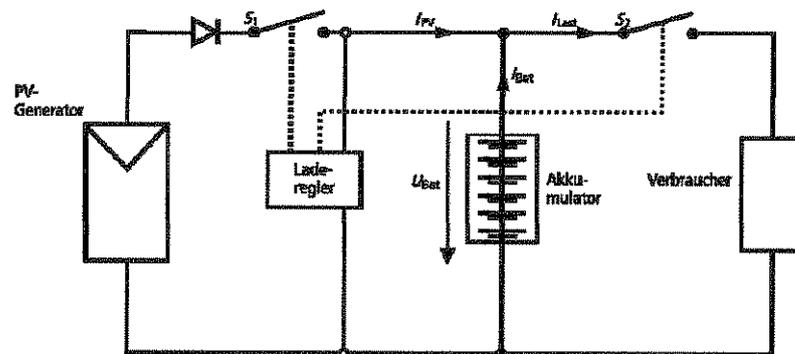
O perfeito funcionamento das baterias ao longo do seu período de vida útil, requer que os controladores de carga operem de uma forma flexível. A tensão máxima de carga e mínima de descarga, dependem do estado de carga da bateria.

As principais tarefas de um controlador de carga moderno são as seguintes:

1. Informação do estado da carga e optimização da carga da bateria;
2. Protecção contra sobrecargas;
3. Protecção contra descargas profundas das baterias;

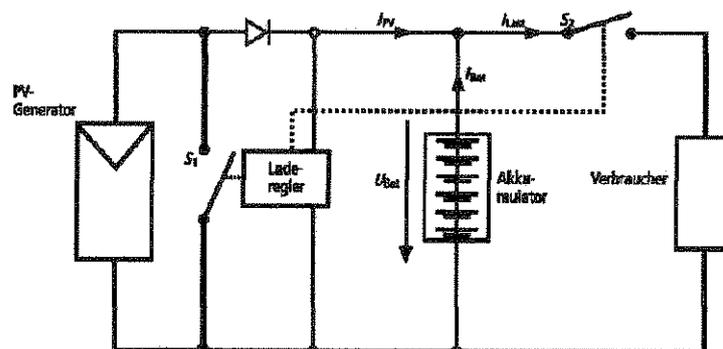
#### **2.4.3.1 Controladores Série**

Quando se atinge a tensão máxima de carga, o controlador série interrompe a entrega de potência do módulo, através de um relé ou de um semiconductor *SI*, voltando a fechar o circuito após uma determinada redução da tensão. Estas constantes comutações “*on-off*” criam oscilações da tensão perto da tensão máxima de carga, bem como perdas permanentes de energia. Tendo em conta estas desvantagens, foram desenvolvidos os controladores de carga de regulação constante<sup>[4]</sup>.

Figura 20. Princípio de um controlador de carga série<sup>[4]</sup>

### 2.4.3.2. Controladores De Shunt ( Ligação Em Paralelo )

Um controlador “shunt” reduz continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. Neste caso, como o gerador continua a gerar energia, a corrente regulada  $w$  é curto-circuitada através de um elemento “shunt” ( elemento controlado ). A energia não aproveitada é assim dissipada sob forma de calor. Os módulos podem tomar a corrente de curto circuito sem qualquer problema, limitando-se a sofrer um ligeiro aquecimento adicional. Este método é ideal para a bateria, uma vez que a carga da bateria é feita de forma eficiente e em total segurança<sup>[4]</sup>.

Figura 21. Princípio de um controlador de carga shunt<sup>[4]</sup>

### 2.4.3.3. Protecção Por Depleção

A protecção por depleção, é baseada em relés que provocam o isolamento entre as cargas e as baterias, encontra-se geralmente integrada com a maioria dos controladores de carga. Esta



protecção só será útil, se existir um prévio comando de corte antes de ser atingida a situação extrema de corte. Neste caso, torna-se importante prever um botão de *reset* ( reinicialização ). Por exemplo, se a tensão da bateria descer para valores inferiores em relação a tensão mínima de descarga ( devido a uma elevada corrente que se manifesta durante um breve momento ex: arranque de um frigorífico ), e em resultado as cargas forem deslastradas pelo controlador, após um certo período a tensão na bateria é suficiente para alimentar pequenas cargas ( por exemplo, uma lâmpada ) por mais algumas horas, sem que a tensão da bateria volte a descer para valores críticos. Assim, nas situações de descarga da bateria, o botão de reinicialização permite manter a alimentação de pequenas cargas.

Os controladores de carga modernos possuem um sensor de temperatura que mede a temperatura ambiente. Normalmente, o controlador de carga é localizado próximo a bateria, pelo que a temperatura a que estão ambos submetidos é praticamente igual. Apenas na eventualidade da bateria se encontrar fortemente carregada, poderá a temperatura da bateria ser superior à do controlador de carga.

Esta eventualidade pode ser sempre evitada através do correcto dimensionamento das baterias. Um sensor externo de temperatura montado na bateria, pode ser também de utilidade nestes casos. Os dispositivos de visualização permitem fornecer informação sobre os principais parâmetros eléctricos das baterias, tais como o estado de carga, a tensão e a corrente de carga, podendo ser integrados vários dispositivos.

Os controladores de carga apenas podem suportar determinados limites de corrente, quer no lado do gerador, quer no lado da carga. Para proteger sensíveis componentes electrónicos, o controlador é equipado com um fusível. Geralmente são mantidos os mesmos valores limites para a corrente máxima do módulo e a corrente máxima da carga, o que significa que é escolhido um fusível comum para ambas as correntes<sup>[4]</sup>.

#### **2.4.3.4 Controladores De Carga MPP**

Dado que a tensão da bateria determina o ponto operacional da curva do gerador fotovoltaico, e que por esse motivo o gerador fotovoltaico raramente funciona no ponto MPP, os controladores de carga “*shunt*” e série nem sempre conseguem fazer o melhor aproveitamento da energia solar



disponível. As perdas de energia podem elevar-se à valores situados entre 10% e 40%, dependendo da tensão da bateria, da irradiância e da temperatura. Isto pode ser evitado utilizando um sistema de rastreio MPP, que consiste essencialmente num conversor DC/DC regulado. A regulação é executada pelos rastreados MPP, que em cada minuto varre a curva característica I – V do gerador fotovoltaico e determina o ponto MPP. O conversor DC/DC é então regulado de modo a tomar a máxima potência disponível do gerador fotovoltaico, ajustando por outro lado o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria.

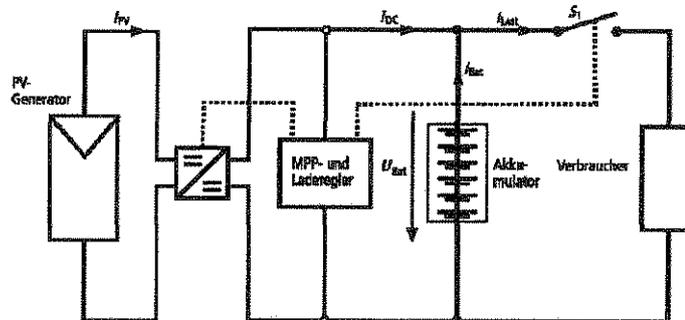


Figura 212. Princípio de um controlador de carga MPP<sup>[4]</sup>

A eficiência do conversor DC/DC varia entre 90 a 96%. Por razões de eficiência, a utilização de um rastreador MPP apenas faz sentido para geradores com potências superiores a 200 W. Para geradores de baixa potência, as perdas de conversão são geralmente maiores do que os ganhos obtidos com o controlador MPP. Devido à maior complexidade do circuito electrónico, o preço do controlador de carga MPP acaba por ser superior. Isto significa que, por razões económicas, os controladores de carga MPP são utilizados com maior frequência para potências fotovoltaicas superiores a 500W<sup>[4]</sup>.

#### 2.4.4. Caixa De Junção Geral, Díodos De Bloqueio Das Fileiras, Fusíveis E Fios De Ligação

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa geral do gerador. Para além destes cabos são ainda ligados o cabo principal DC e, caso seja necessário, o condutor de ligação equipotencial.



A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte e, se necessário, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Frequentemente é também instalado um eléctrodo de terra para proteger o equipamento contra descargas eléctricas. Esta é a principal razão pela qual a ligação equipotencial ou o condutor de terra é ligado a caixa de junção geral. Por vezes, também é alojado o interruptor principal *DC*.

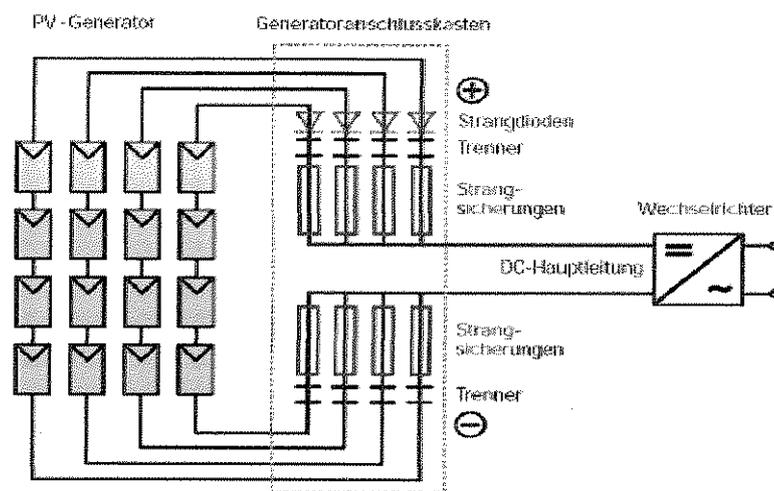


Figura 23. Díodos de bloqueio das fileiras, fusíveis de fileira e caixas de junção do gerador<sup>[4]</sup>

Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas. Eles devem ser concebidos para funcionar em DC.

Para garantir o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, podem ser ligados díodos de bloqueio em série com cada fileira. No caso de decorrer curto circuito ou sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Na ausência de díodos de bloqueio nas fileiras, uma corrente fluiria no sentido inverso através da fileira afectada. A tensão de bloqueio destes díodos deverá ser igual ao dobro da tensão máxima de circuito aberto da fileira fotovoltaica.

Durante a operação do sistema fotovoltaico, os díodos de bloqueio das fileiras estão directamente polarizados. Isto permite que a corrente da fileira flua através dos díodos de bloqueio das fileiras. A circulação de corrente provoca perdas de aproximadamente 0.5-1.0 V. Por este motivo, nos sistemas sombreados, a produção energética para sistemas que usam díodos de bloqueio, não é substancialmente maior em relação à dos sistemas que não possuem díodos de bloqueio. As perdas



devido às correntes inversas são compensadas pelas perdas originadas pelas quedas da tensão nos terminais do díodos.

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, são intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores activos ( positivos e negativos )<sup>[4]</sup>.

### 2.4.5. Inversores

O inversor estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC ou a carga AC. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico DC do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico AC, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado.

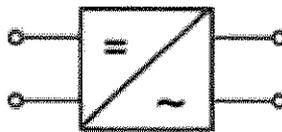


Figura 24. Símbolo do esquema usado como sendo o símbolo eléctrico do inversor<sup>[4]</sup>

Também é conhecido como conversor DC/AC. Com a utilização de diapositivos electrónicos modernos, a conversão num sinal de corrente alternada envolve perdas relativamente pequenas.

Dependendo da aplicação, existe uma distinção entre os inversores utilizados nos sistemas com ligação a rede ( inversores de rede ) e nos sistemas autónomos ( inversores autónomos ).

Num sistema fotovoltaico autónomo, o armazenamento de energia nos acumuladores e o fornecimento de energia para o consumo é feito sob a forma de um sinal contínuo. Os inversores autónomos são utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos AC convencionais de 220 V, 50 Hz, a partir da rede DC.

Um inversor autónomo deve poder alimentar uma vasta gama de equipamentos eléctricos, nomeadamente ferramentas e máquinas eléctricas, electrodomésticos e diapositivos electrónicos de comunicação.

Podem-se distinguir as seguintes características num bom inversor autónomo:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;



- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Protecção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em *stand-by* ( espera ), com detecção automática da presença de uma carga;
- Protecção contra curto-circuitos no lado de saída;
- Elevada compatibilidade electromagnética ( boa supressão );
- Baixo conteúdo harmónico;
- Protecção contra sobretensões.

Existem dois tipos de inversores, o inversor sinusoidal e o inversor trapezoidal.

Os inversores de onda sinusoidal satisfazem a maior parte dos requisitos atrás citados. Estes dispositivos são baseados no princípio de modulação por largura de impulso, sendo adequados mesmo para operação de equipamento electrónico sensível. Quando comparados com os inversores trapezoidais, os inversores de onda sinusoidal são mais caros, devido à sua maior complexidade<sup>[11]</sup>. Dependendo do desempenho do sistema e do nível de tensão, são utilizados os seguintes componentes semicondutores:

*MOSFET* ( transístor de potência por efeito de campo óxido metal )

Transístores de junção bipolar

*GTO* ( Tirístor com bloqueio assistido pela porta, até 1 kHz )

*IGBT* ( transístor bipolar de porta isolada )

A aplicação do princípio de modulação por largura de impulso por estes dispositivos, permite uma boa reprodução da onda sinusoidal.

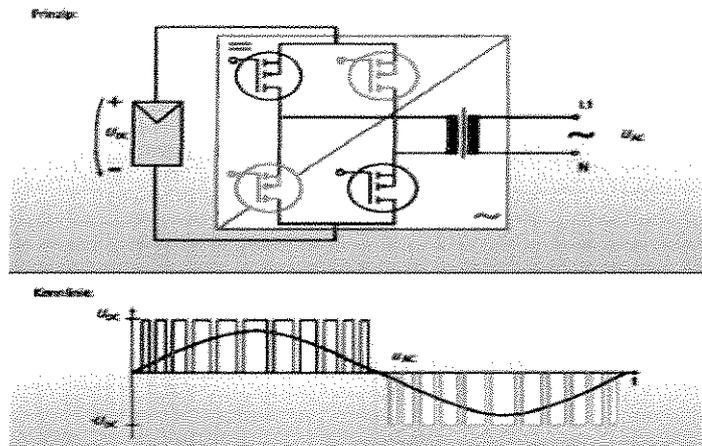


Figura 25. princípio de funcionamento de inversor sinusoidal<sup>[4]</sup>

Através da comutação instantânea do estado dos dispositivos electrónicos a uma frequência em torno dos 10 – 100 kHz, formam-se impulsos, cuja respectiva duração e espaçamento corresponde a uma onda sinusoidal. Assim, após a filtragem do sinal por um filtro passa-baixo, forma-se um sinal eléctrico com um conteúdo harmónico de baixa frequência e de pequena amplitude<sup>[4]</sup>.

## 2.5. Definição Da Autonomia Do Sistema

O outro parâmetro importante que deve ser estabelecido é o tempo de autonomia, que é o tempo em que o sistema pode funcionar sem a presença de insolação. Ou seja, o tempo em que o sistema pode funcionar normalmente sem que haja insolação suficiente para carregar as baterias. Este valor depende muito do clima da região e é um parâmetro que dá a confiabilidade do sistema. A autonomia de um sistema também vai depender das especificidades do próprio sistema isto é da carga que se pretende fornecer energia. Em regiões de clima mais estável costuma-se trabalhar com autonomia do sistema para 3 ( três ) dias, aumentando-a para regiões mais instáveis ou para instalações mais críticas<sup>[11]</sup>.



### 3. Metodologia

#### 3.1 Material e métodos

##### 3.1.2 Material

A parte experimental deste trabalho foi feita com auxílio do seguinte material:

- Dois módulos fotovoltaicos, um do tipo BP 580<sub>F</sub>, com 36 células ligadas em série e 125 mm de células pseudo-enquadradas de silício monocristalino com uma área de 0.53m<sup>2</sup> e outro módulo fotovoltaico da *Siemens*, modelo CA 9301, usado como amostra para colheita de dados;
- Uma unidade programável ( *Datalogger*, CR23X ), para a leitura e processamento da informação oferecida pelos sensores ( programados para medir a temperatura do ar ambiente e a temperatura do módulo ), para a medição da voltagem e da corrente de saída do módulo bem como para a medição da irradiância incidente;
- Uma célula única de silício monocristalino, considerada como célula de tecnologia equivalente (CTV) do tipo BP Solar 32452S, com constante de calibração igual a 30.0mv/(1000 W/m<sup>2</sup> ), usada para medir a irradiância incidente no módulo, uma vez que foi colocada sob as mesmas condições em que o módulo se encontrava;
- Um circuito electrónico de 8 ( oito ) portas transístores ( 8 gates ), que funcionam como uma grande resistência, obstruindo a passagem da corrente, deste modo obteremos a voltagem de circuito aberto  $V_{OC}$ , e como uma pequena resistência, permitindo a passagem da corrente e deste modo obteremos a corrente do curto circuito  $I_{SC}$ .
- Um multímetro digital para a verificação e controle de corrente no esquema montado;
- 4 ( quatro ) grampos de crocodilo, para conectar os sensores e os fios de ligação do módulo e da célula única com o *datalogger*;
- Um *Laptop* com o programa do *datalogger* instalado, para poder activar o *datalogger* de modo que inicie com as medições e depois para fazer o colecta de dados do *datalogger*.
- Fios de ligação.



### 3.1.3. Método

O método usado para a verificação da influência da irradiância e temperatura nos parâmetros eléctricos dos módulos solares é semelhante ao utilizado no trabalho de licenciatura da dr. Elma Marisa Da Conceição.

Durante 9 (nove) dias (de 26 de Agosto à 23 de Setembro), foram realizadas medições ao longo do dia dos seguintes parâmetros:

- Irradiância;
- Temperatura (do módulo e do ar ambiente)
- Voltagem e corrente eléctrica do módulo;

O esquema usado para fazer as medições é dado pela figura 26:

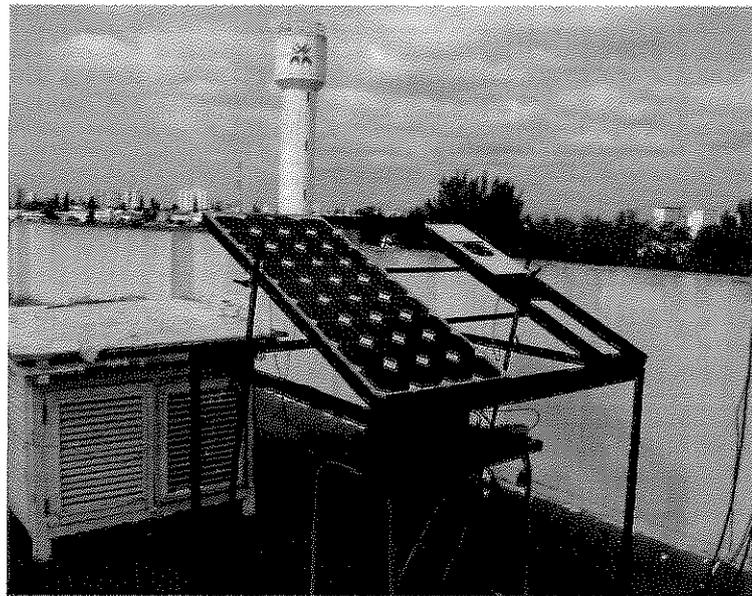


Figura 26. Arranjo experimental para o estudo das características eléctricas do módulo solar.

- **Medição Da Irradiância**

A irradiância foi medida através de uma célula solar de tecnologia equivalente (BP Solar), com uma calibração  $30.0\text{mv}/(1000\text{W}/\text{m}^2)$ , protegida por uma moldura de alumínio com caixa de conexões no lado posterior, dentro da qual está fixada um resistência de precisão de aproximadamente 0.5% e cujo valor é  $\Omega$  (formada por duas resistências em paralelo de  $0.02 \Omega$ ,



para evitar o aquecimento excessivo pela corrente que a célula fornece, aproximadamente 5 A a uma irradiância de  $1000\text{W/m}^2$ ).

Assim a voltagem lida na saída da célula é convertida em irradiância de acordo com a constante de calibração.

Esta célula é colocada no mesmo plano do módulo solar que se pretende estudar, de forma que tanto a célula como o módulo estejam nas mesmas condições quanto a irradiância incidente. As medições da irradiância foram feitas num plano virado para o Norte, com inclinação de cerca de  $26^\circ$  que é a latitude de Maputo, a uma altura média de 1.25 m relativamente a base.

Para o estudo do efeito da irradiância à temperatura constante, foram seleccionadas as curvas I-V para as quais a temperatura do módulo é aproximadamente igual para diferentes valores da irradiância.

- **Medição Da Temperatura E Do Ar Ambiente**

Para medir a temperatura do módulo e do ar ambiente foram utilizados dois termopares de Cobre e *Constantano acoplados ao datalogger*.

As voltagens termoeléctricas da junção do termopar no ponto de medição ( módulo e ar ) e nos pontos de referência ( cobertura frontal do *datalogger* ) são medidas e comparadas. A diferença de potencial, entre estes dois pontos, indica a temperatura do ponto de medição.

Para o estudo do efeito da temperatura à irradiância constante, foram seleccionadas as curvas I-V para as quais a irradiância incidente é a mesma para diferentes temperaturas.

- **Medição Da Voltagem E Da Corrente**

A voltagem e a corrente são medidas através do *datalogger* CR23X, com auxílio de um circuito electrónico de 8 ( oito ) portas transístores. Quando o circuito electrónico esta fechado, obtêm-se a voltagem de circuito aberto  $V_{OC}$ , uma vez que o *datalogger* não permite na sua entrada voltagens superiores a 5.5 V, um divisor de voltagem 1:10 é ligado entre o módulo e o *datalogger*, e quando o circuito electrónico esta aberto obtêm-se a corrente do curto circuito  $I_{SC}$ . Estas medições foram feitas num espaço de 30 ( trinta ) em 30 ( trinta ) segundos.



## Dimensionamento Do Sistema Fotovoltaico

- **Determinação Da Energia Total Requerida Pelas Cargas**

Nesta etapa se levanta o consumo médio diário de energia eléctrica, ou seja, define-se a curva de carga tanto em tempos diários quanto sazonais. Esta determinação é complexa, pois depende do futuro uso do sistema, vinculado a hábitos e rotinas dos usuários, difíceis de determinar e altamente variáveis ao longo do tempo. O produto final dessa etapa é fazer a divisão dos equipamentos que serão ligados, pelas suas potências eléctricas, tensões ( corrente alternada ou contínua ) e o tempo diário em que ficarão ligados.

Com estes dados pode-se estimar o consumo diário de cada aparelho. Este consumo pode ser apresentado em Watt-hora ou em Ampere-hora.

Para as cargas que funcionam em corrente alternada, dado que a energia fornecida é em corrente contínua, é necessário intercalar um inversor. Assim, para determinar o consumo das cargas que funcionam à corrente alternada será necessário ter em conta a eficiência do inversor.

Por fim é necessário adicionar o número de Ah das cargas de corrente alternada ao das cargas de corrente contínua, dividir pelo factor de eficiência dos fios de ligação e o factor de eficiência da bateria para obter a carga média total corrigida diária, semanal ou mensal.

As cargas de corrente alternada irão determinar o tamanho do inversor. As potências das cargas serão necessárias para determinar a dimensão dos fios para as cargas. A corrente total da carga será comparada com a corrente total dos módulos fotovoltaicos.

$$E_{cc} = \sum P_c \cdot t \cdot n_c ; \quad E_{ca} = \frac{\sum P_a \cdot t \cdot n_a}{\varepsilon_i} ; \quad E_c = E_{cc} + E_{ca}$$

Onde:

$E_{cc}$  e  $E_{ca}$  é a quantidade de energia requerida pelas cargas de corrente contínua e corrente alternada respectivamente (Wh);

$P_c$  e  $P_a$  é a potência das cargas de corrente contínua e corrente alternada respectivamente (W);

$n_c$  e  $n_a$  é o número de cargas iguais;

$t$  é o tempo de uso de cada carga semanalmente (s);

$E_c$  é a carga total (Wh);

$\varepsilon_i$  é a eficiência do conversor (0.85 ou 85%);



Para se obter a média diária total de carga usada diariamente divide-se a carga total pelo número de dias da semana:

$$\langle E_{cd} \rangle = \frac{E_c}{7 \cdot \varepsilon_b \cdot \varepsilon_f}$$

Onde:

$\langle E_{cd} \rangle$  é a carga média diária total corrigida ( Wh/dia ) ;

$\varepsilon_b$  e  $\varepsilon_f$  é o factor de eficiência da bateria ( 0.85 ou 85%) e do fio de ligação (0.98 ou 98%), respectivamente;

Para se obter a carga total em ampere hora por dia dividi-se a carga total pela voltagem da bateria usada:

$$\langle E_{cdc} \rangle = \frac{E_{cd}}{V_b}$$

Onde:

$E_{cdc}$  é a carga média diária total de Ampere-hora, corrigido, por dia;

$V_b$  é a voltagem da bateria;

#### • Determinação Da Autonomia De Um Sistema Fotovoltaico

Para a determinação do número de dias de autonomia do sistema foram usados dados da radiação solar global disponíveis no Instituto Nacional de Meteorologia ( INAM ) referentes aos últimos 30 ( trinta ) anos para a estação de Maputo localizada a latitude de 25°58' e longitude de 32°36' . Os dados fornecidos pelo INAM eram os valores mensais acumulados por mês referentes ao período que vai desde 1977 à 2006, expressos em Cal/cm<sup>2</sup>, por isso foi necessário convertê-los para unidade de energia diária disponível, em kWh/m<sup>2</sup>/dia, usando a seguinte formula:

$$E = \frac{4.1855 \cdot E_a \cdot 10}{3600 \cdot M}$$

Onde:

$E$  é a energia disponível diariamente em kWh/m<sup>2</sup>/dia;

$E_a$  é a energia acumulada em Cal/cm<sup>2</sup>;



$M$  é o número de dias referentes a cada mês;

Usando esta fórmula obtêm-se os dados de energia diária para cada mês do ano do período considerado. O tratamento feito a seguir foi o cálculo das médias mensais e da média global para esta região, tendo sido prestado atenção para os meses em que a estação por algum motivo não esteve a medir, usando as seguintes fórmulas para o cálculo dessas médias:

$$\langle E_m \rangle = \frac{\sum_{i=1}^{30} E_i}{D} \quad \langle E_g \rangle = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_m}{12}$$

Onde:

$\langle E_m \rangle$  é a média mensal em  $\text{kwh/m}^2/\text{dia}$ ;

$D$  é o número de meses em que a estação esteve a medir;

$\langle E_g \rangle$  é a média global da região;

Usando estas fórmulas obtêm-se o valor médio diário da quantidade de energia disponível para a região.

Para o cálculo do número de dias de autonomia divide-se o valor médio da energia disponível dessa região pela energia total requerida pelas cargas:

$$N = \frac{\langle E_g \rangle}{\langle E_{cd} \rangle}$$

Onde:

$N$  é o número de dias de autonomia;

#### • Dimensionamento Do Banco De Bateria

A escolha das baterias a serem usadas deve depender da sua profundidade de descarga. Existe um ciclo de carga e descarga que acontece diariamente, ou seja, a energia gerada durante o dia é armazenada na bateria e é fornecida pela mesma durante a noite, descarregando-se. O outro tipo de descarga acontece esporadicamente durante períodos prolongados de nebulosidade quando a bateria atinge níveis de descarga mais elevados.



Um valor usado para esta profundidade de descarga para ciclos diários com baterias de ácido-chumbo está em torno de 20%. Para ciclos esporádicos podem ser utilizados ciclos mais profundos da ordem de 40%.

O dimensionamento das baterias deve ter em conta as perdas sobre condições de baixa temperatura, alta velocidade de descarga ou alta velocidade de carga. O tamanho da bateria é assim determinado a partir de:

$$Ah_t = \left( \frac{Ah}{dia} \right) \cdot \left( \frac{N}{D_{ch} \cdot D_T \cdot (descarga)} \right)$$

Onde:

$Ah/dia$  representa a carga corrigida nas baterias em Ampere-hora;

$N$  representa o número de dias de autonomia;

$D_{ch}$  é o factor *carga/descarga* e *descarga* é a profundidade de descarga expressa como uma fracção (0.6 ou 60%).

O factor de temperatura  $D_T$ , é um factor relevante para regiões com clima de temperaturas baixas, para a nossa região não é significante.

As baterias podem ser ligadas em série ou em paralelo dependendo da finalidade que se pretende atingir, se forem necessárias mais do que 4 ( quatro ) baterias em paralelo, é geralmente melhor usar baterias de alta capacidade para reduzir o número de baterias em paralelo, para fornecer ao sistema um melhor balanço de correntes das baterias.

#### • Dimensionamento Do Gerador Fotovoltaico

O dimensionamento do gerador fotovoltaico está vinculado basicamente a dois parâmetros: aos níveis de energia solar incidente e ao consumo de electricidade previsto. Quanto mais ensolarado é o local menor área de captação de energia necessária. Quanto maior o consumo de energia maior área de captação será necessária. Deve-se iniciar por escolher o tipo de módulo que será utilizado. A escolha do módulo fotovoltaico, deve levar em conta custos, eficiência, qualidade de fabricação, garantia, vida útil esperada, níveis de degradação do desempenho com o envelhecimento.



O próximo passo é determinar a quantidade de energia que cada módulo vai produzir quando instalado na inclinação escolhida. Para se definir o número de módulos necessários é preciso acrescentar ao consumo previsto às perdas devido ao uso do inversor, as perdas nos ciclos de carga e descarga das baterias e perdas gerais nos fios de ligação, disjuntores e de mais equipamentos. A quantidade de energia produzida pelos módulos no mês mais crítico deverá ser suficiente para atender as cargas e as perdas.

Para a verificação da influência da inclinação do módulo, na quantidade de energia captada, foi usado o módulo da *Siemens CA93011*, que foi colocado sucessivamente na posição horizontal,  $26^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $60^\circ$  e  $90^\circ$  de inclinação. Em seguida, a dependência da corrente de curto-circuito em cada posição, foi comparada com os resultados da simulação da quantidade de energia solar captada num plano colocado em Maputo e com as mesmas inclinações. O software usado foi o *Meteotest*, um produto da *Meteonorm*.



## 4. Resultados E Discussão.

### 4.1 Efeito Da Irradiância E Temperatura Nas Características Eléctricas Do Módulo Fotovoltaico

Para se verificar o efeito da irradiância sobre as características eléctricas do módulo solar, foram calculadas as médias da irradiância e temperatura em cada período de 30 ( trinta ) segundos e fixados os períodos do dia em que o módulo apresentava a mesma temperatura ou a mesma irradiância.

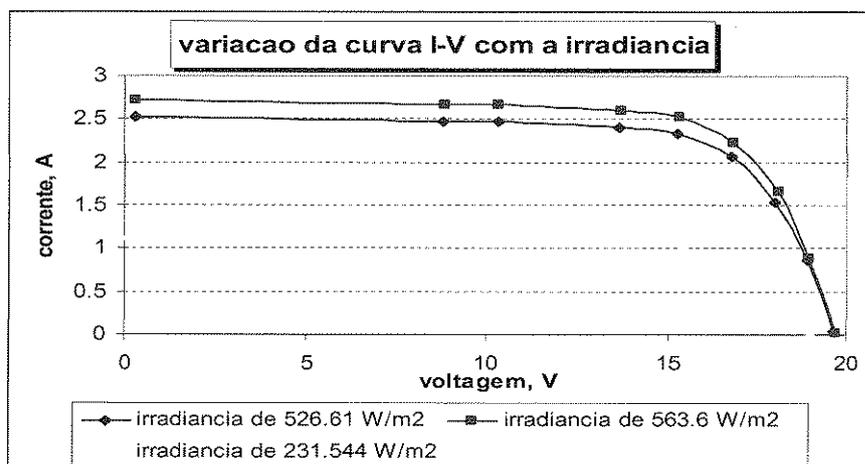


Figura 27. Variação da curva I-V do módulo solar com a irradiância a uma temperatura fixa de 24.1°C.

A figura 27, ilustra a característica Volt-Ampérica, I-V, medida para diferentes valores de irradiância. A corrente de curto-circuito cresce linearmente com a irradiância, tal como confirma a figura B nos anexos. O aumento da irradiância provoca um ligeiro aumento da voltagem de circuito aberto, tal como confirma a figura C nos anexos. O decrescimento da corrente de curto circuito com a diminuição da irradiância, provoca a diminuição da área sob a curva, e conseqüente diminuição da potência máxima, tal como mostra a figura 28 e D, nos anexos.

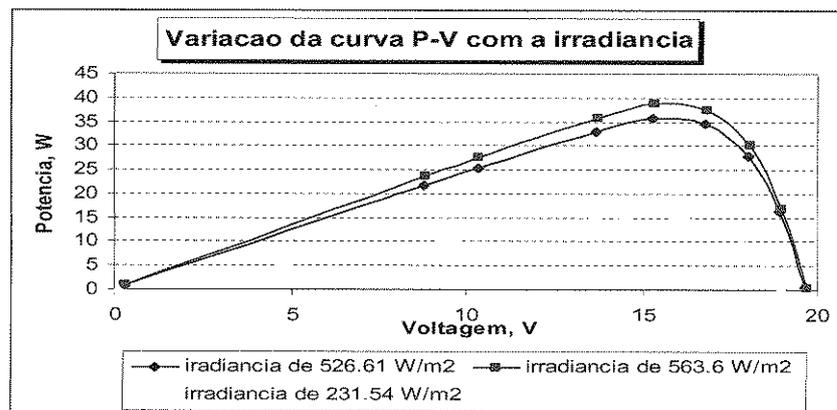


Figura 28. Dependência da curva P-V do módulo solar com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C.

Na figura B nos anexos, observa-se uma regressão linear positiva da corrente de curto-circuito  $I_{sc}$  em relação à irradiância, o que vai de acordo com o referido na literatura, que a corrente de curto-circuito cresce linearmente com o aumento da irradiância. Para a corrente de curto circuito foi encontrado um coeficiente de linearidade de 0.9986 (99.86%). Para o ponto de potência máxima, veja figura D nos anexos, também foi encontrado uma regressão linear positiva, com um coeficiente de linearidade de 0.9991 (99.91%). Figura A

O rendimento apresenta uma regressão linear negativa em relação a irradiância, isto significa que o rendimento do módulo diminui com o aumento da irradiância, veja figura E nos anexos, isto deve-se ao aumento das perdas resistivas originadas pelo aumento da corrente de curto circuito.

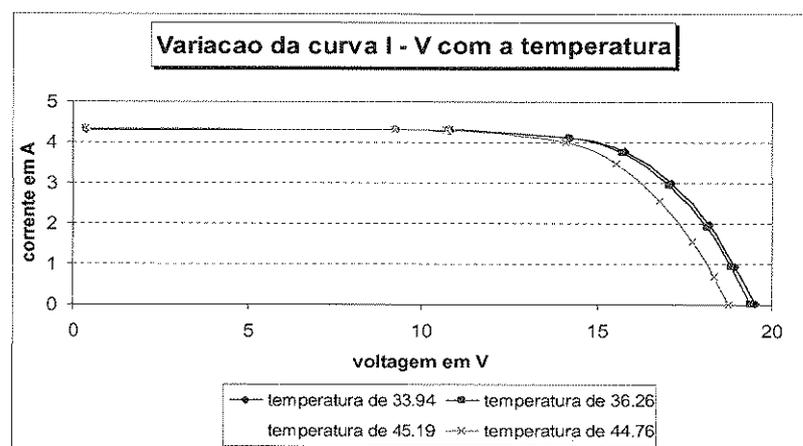


Figura 29. Variação da curva I-V do módulo solar com a temperatura a uma irradiância de 897.5 W/m<sup>2</sup>



A figura 29, ilustra a característica volt-ampérica, I-V, medida para diferentes temperaturas. Com efeito, o aumento da temperatura provoca, um ligeiro aumento da corrente de curto-circuito e uma redução drástica da voltagem de circuito aberto, devido principalmente ao aumento da taxa de recombinação, o que faz com que parte dos portadores de carga não sejam colectados nos terminais.

A redução do valor de  $V_{OC}$ , provoca diminuição do valor da potência máxima  $P_{max}$ , veja figura 30.

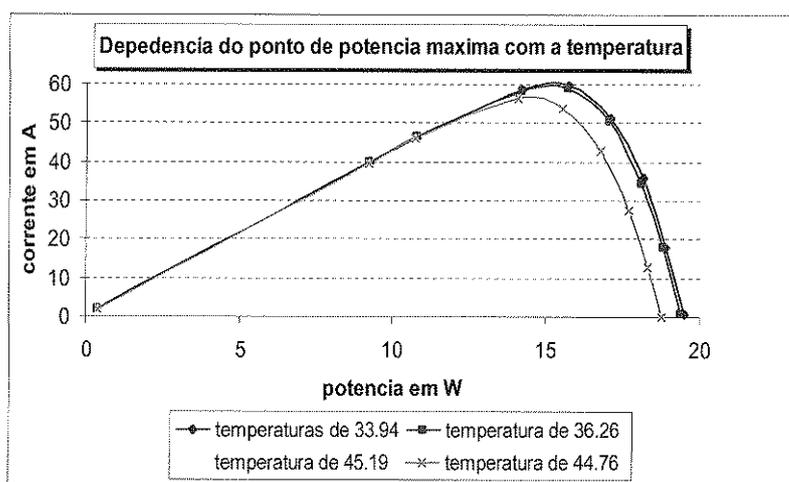


Figura 30. Dependência do ponto de potência máxima com a temperatura a uma irradiância fixa de  $897.5 \text{ W/m}^2$ .

A figura F, nos anexos, mostra uma curva de regressão linear positiva da corrente de curto circuito com a temperatura, o que explica o ligeiro aumento da corrente de curto circuito com o aumento da temperatura, tal facto foi descrito na literatura como sendo devido ao aumento da fotocorrente, o coeficiente de linearidade é de 0.5997 ( 59.97% ). O coeficiente de térmico da corrente de curto-circuito é da ordem de  $3.10^{-3}/^{\circ}\text{C}$ . A figura G, nos anexos, mostra uma regressão linear negativa da voltagem de circuito aberto em relação a temperatura do módulo, o que explica o decrescimento desta com o aumento da temperatura, o coeficiente de linearidade é de 0.9982 (99.82%). O coeficiente térmico da voltagem de circuito aberto é da ordem de  $-6.10^{-2}/^{\circ}\text{C}$ . Comparando os coeficientes térmicos da corrente de curto-circuito e da voltagem térmica, vê-se que o coeficiente térmico da voltagem de circuito aberto em módulo é maior, o que explica o facto desta diminuir mais, em relação ao aumento da corrente de curto-circuito. O rendimento do módulo diminui em



períodos de intensa insolação, tal como mostra a figura 31, no período que vai das 11.00hrs às 13.00hrs, e o seu valor ao longo do dia varia entre 11.8% e 12.9%, veja as tabelas VIII, IX, nos anexos. A potência máxima e a radiação incidente variam do mesmo modo ao longo do dia, o que indica uma forte correlação entre estas duas grandezas, como ilustra a figura A no anexos. A figura H, nos anexos, mostra uma curva de regressão linear negativa do rendimento com a temperatura, o que explica o decréscimo do rendimento com a temperatura, o seu coeficiente de linearidade é de 0.9852 ( 98.52% ). O rendimento diminui com a temperatura, devido ao aumento de taxas de recombinação que vai provocar uma grande diminuição da voltagem de circuito aberto.

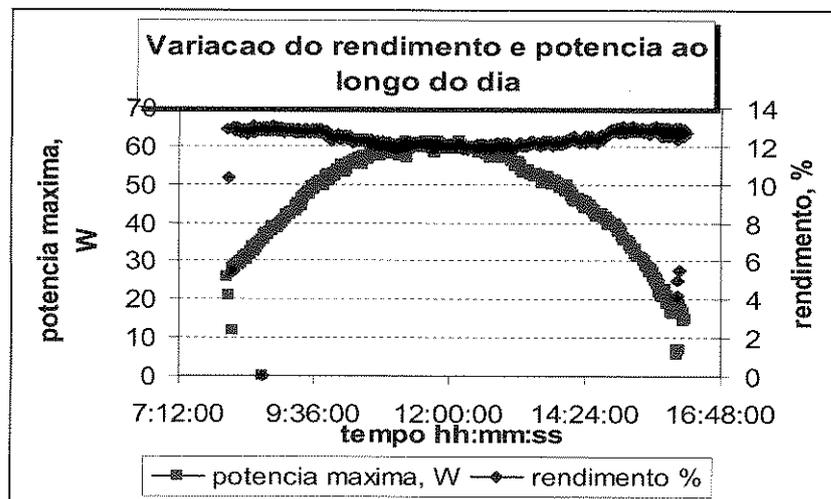


Figura 31. Variação do rendimento e potência máxima ao longo do dia.

## 4.2. Modelo De Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Autónomo

### Determinação do número de horas de sol pleno.

Nesta etapa determinou-se as médias dos dados da radiação solar, e determinou-se o número de horas de insolação plena. Esta informação será usada posteriormente para a determinação da autonomia energética do sistema. Os valores médios referentes à cada mês, nos diferentes anos, para cada componente da radiação solar podem ser vistos nas tabelas III, IV, V, nos anexos. A tabela 1 mostra as médias globais para cada componente da radiação solar.

Tabela 1. Médias mensais da radiação solar directa, difusa e global em kW/m<sup>2</sup>/dia.

mês	Radiação difusa	Radiação directa	Radiação global
Janeiro	2.4	4.33	6.73
Fevereiro	2.24	4.136	6.53
Março	1.98	3.7	5.70
Abril	1.56	3.35	4.89
Maio	1.59	2.573	4.15
Junho	1.05	2.71	3.75
Julho	1.14	2.73	3.86
Agosto	1.44	3.01	4.42
Setembro	1.86	3.172	5.04
Outubro	2.21	3.2701	5.48
Novembro	2.48	3.389	5.91
Dezembro	2.54	4.2	6.75
Média global	1.87	3.40	5.27
Desvio padrão	0.517	0.622	1.087

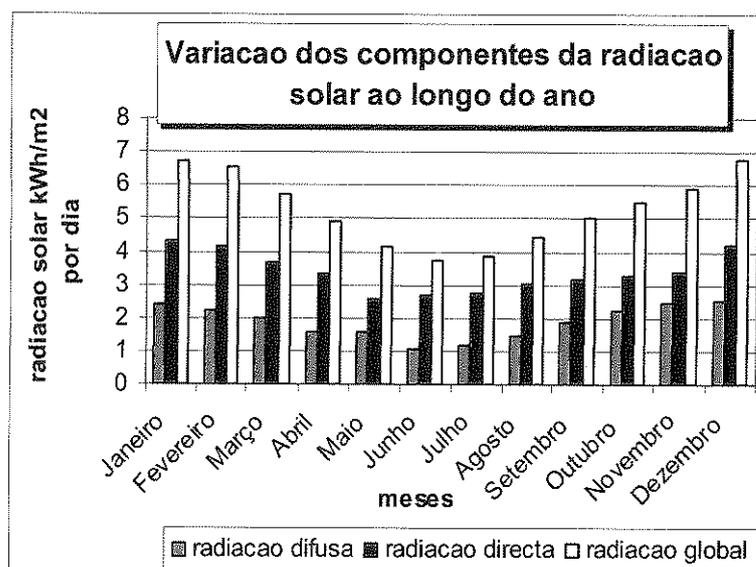


Figura 32. Variação mensal das componentes da radiação solar no período de 1977-2006

Os valores médios mensais obtidos neste período, possuem um desvio padrão, em relação a média, pequeno, isto mostra um comportamento estável da radiação solar ao longo do ano. Estes valores tem uma tendência de crescimento do inverno para o verão.



O valor médio obtido da radiação solar global obtido para a estação de Maputo é de  $5.3 \text{ kWh/m}^2$  por dia. O que significa que o período diário de sol pleno é de 5.3 horas por dia.

### Determinação Da Quantidade De Energia Requerida Pela Carga.

Nesta etapa levanta-se o consumo médio diário de energia eléctrica. Para tal é necessário a separação das cargas eléctricas AC e DC. O seguinte exemplo ilustra o levantamento de cargas para um sistema fotovoltaico para uma casa.

#### 1. Separação das cargas AC e DC

Descrição da carga AC alimentada por um inversor	número	potência	*	Hrs/semana	Wh/semana
microondas	1	800		3.5	2800
TV/DVD 19"	1	40		28	1120
lâmpadas	4	20		40	3200
rádio	1	50		24	1200
				total Wh/semana	8320
				total Wh/dia	1188.571

#### 2. A potência DC em watt por semana.

Divida o total do passo 1 por 0.9 que é eficiência do conversor para corrigir as perdas ocorridas no inversor.

$$8320 / 0.9 = 9244.44$$

#### 3. Voltagem de entrada no inversor; usualmente 12 ou 24 volts.

$$12$$

#### 4. Divida a linha 2 pela linha 3. Este é número total de amp hora por semana usado pelas cargas AC.

$$9244.444 / 12 = 770.3704$$



## 5. Liste todas as cargas DC

Descrição da carga DC	número	potência	*	Hrs/semana	Wh/semana
lâmpadas fluorescentes	4	15		42	2520
computador <i>Lap top</i>	1	50		28	1400
Cd áudio	1	15		30	450
				total Wh/semana	4370
				total Wh/dia	624.2857

## 6. Voltagem do sistema DC. Usualmente 12 ou 24 volts.

12

## 7. Para determinar o total em amp horas por semana usado pelas cargas DC, divida a linha 5 pela linha 6.

$$4370 / 12 = 364.1667$$

## 8. Para determinar o número de total amp hora por semana usado pelas cargas AC introduza linha 4.

770.3704

## 9. Adicione as linhas 7 e 8, divida o resultado pelo factor de eficiência da bateria e do fios de ligação este e o total corrigido amp hora por semana usado por todas cargas.

$$364.1667 + 770.3704 = 1134.537 / 0.98 * 0.85 = 1361.989$$

## 10. Divida a linha 9 por 7 dias para obter a média total amp hora por dia.

$$1361.989 / 7 = 194.5699$$

**Obtenção do número de dias de autonomia**

## 1. Introduza a média da radiação global incidente sobre a região em kW por dia.

5.3

## 2. Introduza o número da carga total necessária pelas cargas AC e DC em Wh por dia e some.

$$1188.571 + 624.2857 = 1812.857$$

## 3. Divida a linha 1 pela linha 2 e arredonde o valor obtido por excesso.

$$5.3 / 1.812857 = 3$$

O número de dias de autonomia é obtido pela razão entre a quantidade de energia disponível diariamente, pela quantidade de carga que se pretende abastecer energeticamente. Neste exemplo o número de dias de autonomia encontrado é de 3 ( três ) dias, isto significa que a energia diária disponível nesta região é suficiente para abastecer esta carga durante estes dias.



### **Dimensionamento Do Banco De Baterias.**

1. Introduza o amp-hora diário requerido. ( a partir da secção do dimensionamento da carga, linha 10 )  
 $194.5699$
2. Introduza o número de radiação solar global disponível na região em kWh por dia.  
 $5.3$
3. Introduza o número de dias de autonomia.  
 $3$
4. Multiplique o amp- hora requerido pelo número de dias de autonomia. Esta e a quantidade de amp-hora que o sistema ira precisar armazenar.  
 $194.5699 * 3 = 583.7097$
5. Introduza a profundidade de descarga da bateria escolhida ( esta informação é dada pelo fabricante) isto da a o factor de segurança que o banco de bateria poderá suportar ( exemplo se o limite de descarga e 20%, use 0.2 ) este número não pode exceder 0.8.  
 $0.6$
6. Divida o amp hora ( linha 4 ) do armazenamento necessário pela profundidade de descarga (linha 5).  
 $583.7097 / 0.6 = 972.8495$
7. Introduza o amp hopra da bateria escolhida.  
 $360$  (Trojan L16 ; 12V, 360AH)
8. Divida a capacidade total da bateria necessária pelo amp hora da bateria escolhida e arredonde por excesso ou por defeito. Este é o número de baterias ligadas em paralelo que serão necessárias.  
 $972.8495 / 360 = 3$
- 9.Divida a voltagem nominal do sistema ( 12 ou 24 V ) pela voltagem da bateria e arredonde por defeito ao número maior próximo ( este é o número de baterias ligadas em serie necessárias ).  
 $12 / 12 = 1$
- 10.Multiplique o número de baterias em paralelo pelo número de baterias em serie. Este e o número de baterias requerido.  
 $3 * 1 = 3$

### **Dimensionamento Do Gerador Fotovoltaico**

#### **Inclinação dos módulos solares**

A escolha do ângulo de inclinação do módulo é de importância crucial, pois dela depende a quantidade de energia captada pelo módulo solar. Para o estudo da dependência da quantidade de energia em relação à inclinação, usou-se o módulo da *Siemens CA3011*.



Tabela 2. Dependência da corrente de curto circuito com a inclinação do módulo.

Inclinação do módulo	Corrente de curto-circuito $I_{SC}$ em A
0°	3.17
26°	3.04
30°	2.99
60°	2.04
90°	0.75

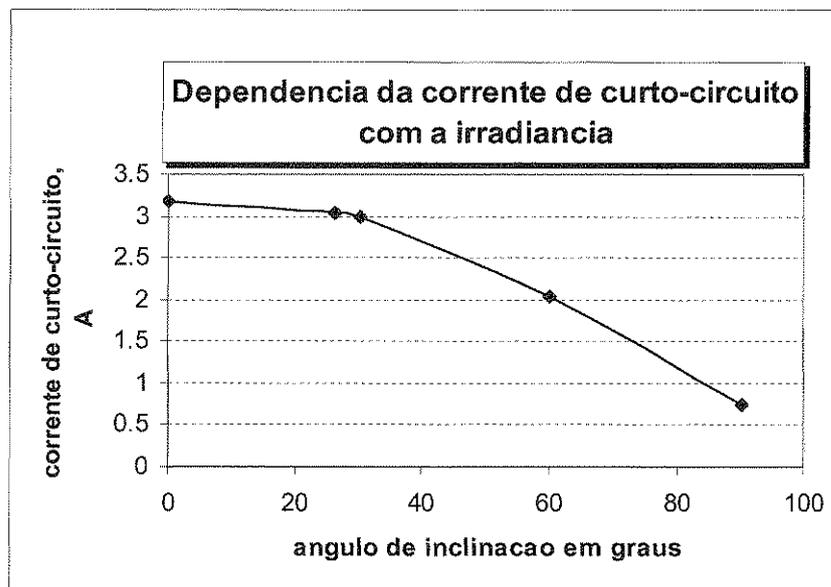


Figura 33. Variação da corrente de curto-circuito com o ângulo de inclinação.



A figura 33, ilustra claramente que a posição que nos dá maior valor de corrente de curto-circuito, é a horizontal, mas esta posição não é cómoda para o módulo, devido ao facto do módulo nesta posição acumular facilmente poeiras e fezes de animais, que dificilmente se escoam. Assim sendo, a posição correspondente à maior a corrente de curto-circuito é a de 26°. Os dados obtidos a partir da simulação, veja tabela IV nos anexos, mostram a dependência da quantidade de energia incidente, sobre um plano, colocado nas mesmas condições, tal como se explica acima.

A simulação feita mostrou que o ângulo óptimo de inclinação para Maputo está entre 26° e 30°. Embora os resultados da medição não tenham coberto todo ano, pode-se concluir que existe, boa correlação com os simulados.

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico, seguem-se os procedimentos abaixo indicados:

1. Introduza a energia média em amp hora por dia a partir da secção do dimensionamento da carga, linha10

$$194.5699$$

2. Multiplique a linha 1 por 1.2 para compensar as perdas a partir da bateria durante a carga/descarga

$$194.5699 * 1.2 = 233.4839$$

3. Introduza o valor da radiação solar global média dessa região.

$$5.3$$

4. Divida a linha 2 pela linha 3. Esse é o total de amp que os módulos devem fornecer.

$$233.4839 / 5.3 = 44.05356$$

5. Introduza a amperagem óptima ou de pico do módulo solar usado. Fornecido pelo fabricante

$$7.1 \text{ (astropwer AP1206;120watt,16.9V,7.1amp)} \quad 16.9$$

6. Determine o número total de módulos solares requeridos em paralelo, divida a linha 4 pela linha 5.

$$44.05356 / 7.1 = 6.204727$$

7. Arredonde por excesso ao número inteiro próximo

$$7$$

8. Introduza o número de módulos requeridos para abastecer a bateria.

$$1$$

9. Para determinar o número de módulos total requeridos, multiplique a linha 7 pela linha 8

$$7 * 1 = 7$$



## 5. Conclusões E Recomendações

### 5.1. Conclusões

As características eléctricas dos módulos solares, dependem da irradiância e temperatura. A corrente de curto-circuito decresce com a diminuição do valor da irradiância. A voltagem de circuito aberto depende fortemente da temperatura, diminuindo com o crescimento desta. O rendimento do módulo ao longo do dia, decresce em períodos maior insolação, apesar de haver maior energia disponível, as perdas resistivas serão maiores devido ao crescimento da corrente de curto-circuito. A irradiância tem uma correlação linear positiva muito forte com a  $P_{max}$  e o rendimento tem uma correlação linear negativa muito forte com a irradiância, a  $P_{max}$  e com a temperatura do módulo. O rendimento do módulo varia entre 11.8% à 12.9%, e diminui bastante em períodos de maior insolação e com o aumento da temperatura do módulo.

Um dimensionamento de um sistema fotovoltaico requer cálculos criteriosos de modo a que se evitem excessos. As médias dos dados das componentes da radiação solar obtidas coincidem com os resultados apresentados no trabalho realizado por (Cuamba, et al), 5.3kwh/m<sup>2</sup> por dia, apesar de terem sido realizados períodos diferentes, o que significa que para períodos de 30 anos a radiação solar tem o mesmo comportamento.

A fiabilidade de um sistema fotovoltaico depende do número de dias de autonomia. A partir das análises feitas verificou-se que o número de dias de autonomia depende da quantidade de energia disponível nessa região, e da quantidade de carga que se pretende abastecer energeticamente.

A escolha dos equipamentos a usar no sistema fotovoltaico tem de ser feita de maneira criteriosa.

As baterias usadas na maioria dos sistemas fotovoltaicos são de ácido-chumbo, o primeiro carregamento destas baterias é muito importante, pois se não for atingida a carga máxima a bateria não mais voltará a atingir este valor, com estas baterias deve se evitar atingir níveis de descargas muito profundas, pelo que o valor de descarga máxima recomendado pelo fabricante deve ser respeitado, é necessário ter muito cuidado no manuseio com as baterias pois o ácido sulfúrico é fatal para os seres humanos.

O controlador de carga é essencial, pois controla a carga na bateria e evita que hajam sobrecargas na bateria.



Para um sistema fotovoltaico, que possui cargas AC, o inversor a escolher deve ter uma potência igual à requerida pelas cargas AC.

A inclinação do módulo solar desempenha um papel importante na quantidade de energia que incide sobre ele, pelo que para regiões localizadas no hemisfério sul, os módulos devem estar virados para o norte geográfico, num ângulo de inclinação óptimo para esse local, aproximadamente  $26^\circ$  para Maputo.

## 5.2. Recomendações

Recomenda-se que para o estudo das características eléctricas do módulo e a sua dependência com a temperatura e irradiância, tome-se em conta a influência da velocidade do vento, o que não foi possível neste trabalho devido à inoperância do equipamento de medição da velocidade do vento, no período em que decorreram estas medições. Também recomenda-se o uso de mais termopares (pelo menos 3 termopares), espalhados pelo módulo para que se possa medir a temperatura média do módulo.

A metodologia usada neste trabalho para determinação da autonomia energética de um sistema fotovoltaico autónomo, pode ser usada para outras regiões do País, desde que se tome em conta o valor da radiação solar global média dessa região, inclinação óptima dos módulos e a quantidade de carga que se pretende abastecer energeticamente.



## 6. Referências Bibliográficas

- [1] Cuamba, B.C., Chenene, M.L., Mahumane, G., Quissico, D.Z., Lovseth, J., O'Keefe, P. (2006). A solar energy resources assessment in Mozambique. *Journal of Energy in Southern Africa.* 17: 76-85
- [2] Da Conceição, Elma M. ( 2008 ). *Estudo do comportamento dos módulos solares em condições locais de funcionamento.* Trabalho de Licenciatura em Energias Renováveis.Faculdade de Ciências-Universidade Eduardo Mondlane, Maputo.
- [3] Duffie, J.A and Beckman, W.A., (2006). *Solar engineering for thermal processes* . Solar energy laboratory. University of Wisconsin, Madison
- [4] *Energia Fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projecto e instalação.* Acedido no dia 25 de Outubro de 2008. <http://www.scribd.com/doc/2535571/Energia-fotovoltaico>
- [5] Fundo Nacional de energia (2008) *Moçambique aposta nas energias renováveis.* Acedido em 3 de Outubro de 2008 em <http://www.funae.co.mz/funae>.
- [6] *Futuro da Energia.* Acedido no dia 02 de Novembro de 2008 em [http://www.interfacehs.sp.senac.br/images/artigos/49\\_pdf](http://www.interfacehs.sp.senac.br/images/artigos/49_pdf).
- [7] Green, Martin A. (1998). *Solar cells. Operating principles, technology and systems applications.* University of New South Wales, Australia.
- [8] *Introducao\_a\_Energia\_Fotovoltaica.pdf* . Acedido no dia 2 de Novembro de 2008 em <http://www.troquedeenergia.com>
- [9] *Nuclear fission.* Acedido no dia 03 de Setembro de 2008. <http://www.atomicarchive.com/Fission/Fission1.shtml>
- [10] Quashing, V.(2006). *Understanding Renewable energy Systems.* London. Sterling, VA
- [11] Wenham, S. R., Green M.A., and Watt M.E (2006). *Applied photovoltaics.* Centre for Photovoltaic Devices and Systems. University of New South Wales, Australia.



## **7. ANEXOS**

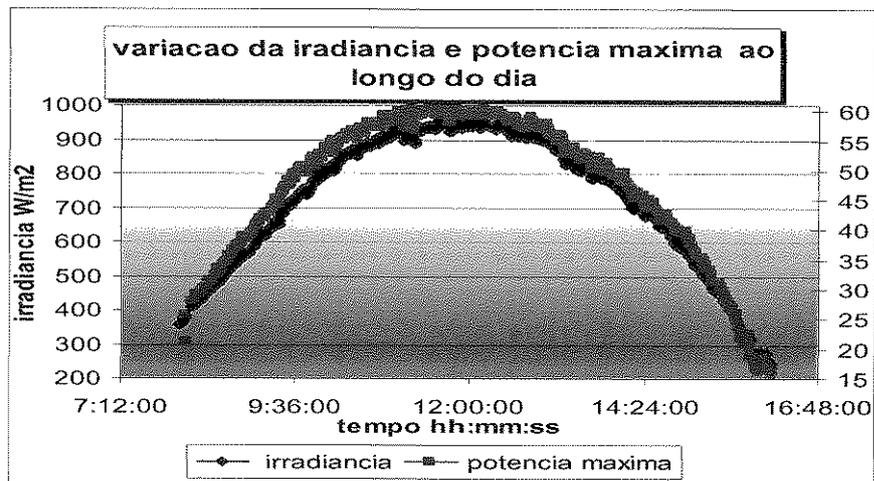


Figura A. Variação da irradiância e potência máxima ao longo do dia.

Tabela I. Dados correspondentes ao dia 0.2-09-08 para a temperatura fixa de 24.1°C

tempo	V <sub>oc</sub>	I <sub>sc</sub>	<E>, W/m <sup>2</sup>	<t <sub>ar</sub> >, C	<T <sub>mod</sub> >, C	P, max, W	n, %
8:42:30	19.66	2.528	526.6111	20.64111	24.1688889	35.61768	12.76144
8:43:00	19.65	2.528	527.0333	20.53333	24.1644444	35.59437	12.74287
8:43:30	19.66	2.528	528.8556	20.70444	24.0733333	36.09828	12.87875
8:52:00	19.68	2.659	556.1556	20.71556	24.01	37.71784	12.79601
8:52:30	19.71	2.692	562.7	20.53	24.1233333	38.83008	13.02014
8:53:00	19.71	2.725	563.6	20.68333	24.0955556	38.77952	12.98242
16:03:00	19.08	1.149	250.4778	23.58222	24.1388889	16.32285	12.29563
16:08:30	19.06	1.214	245.4889	23.30222	24.1422222	16.68348	12.82268
16:09:00	18.98	1.149	231.5444	23.42667	24.1911111	15.66018	12.76105

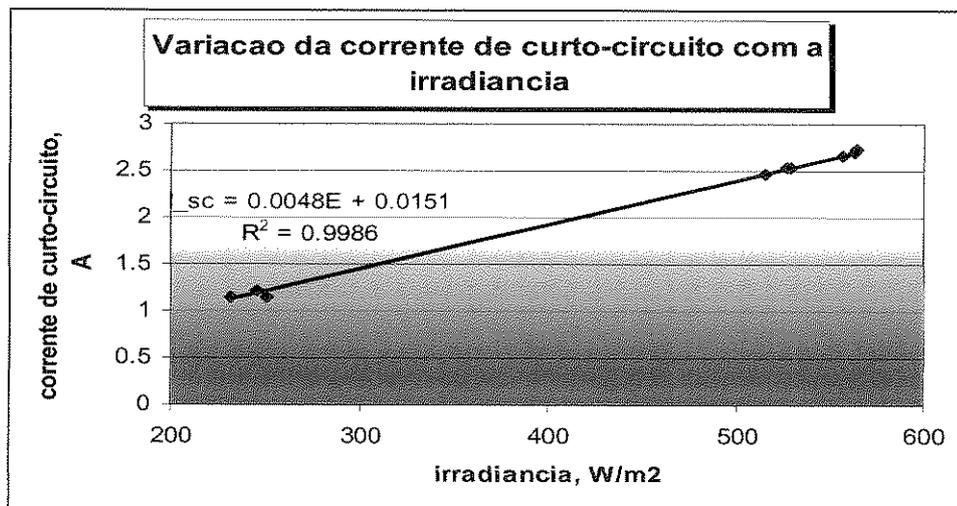


Figura B. Variação da corrente de curto circuito com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C.

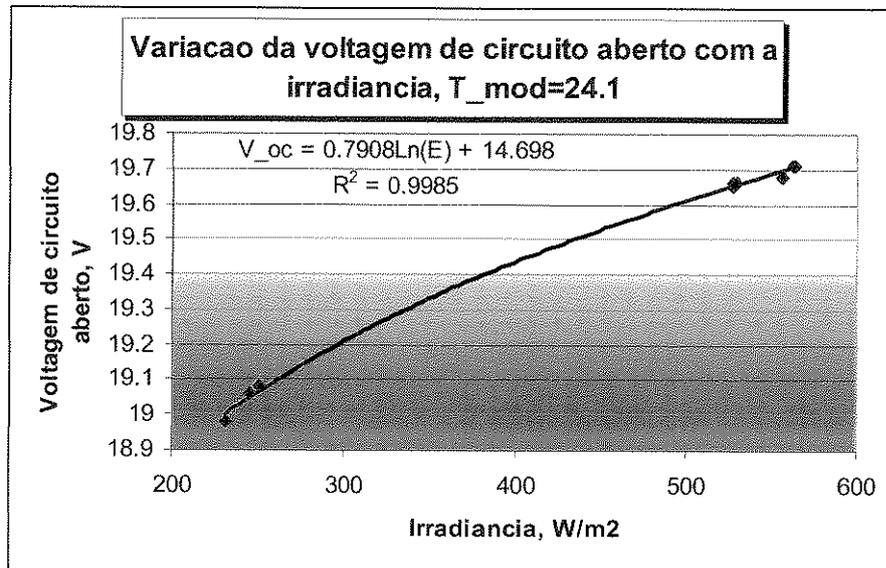


Figura C. Variação da voltagem de circuito aberto com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C.

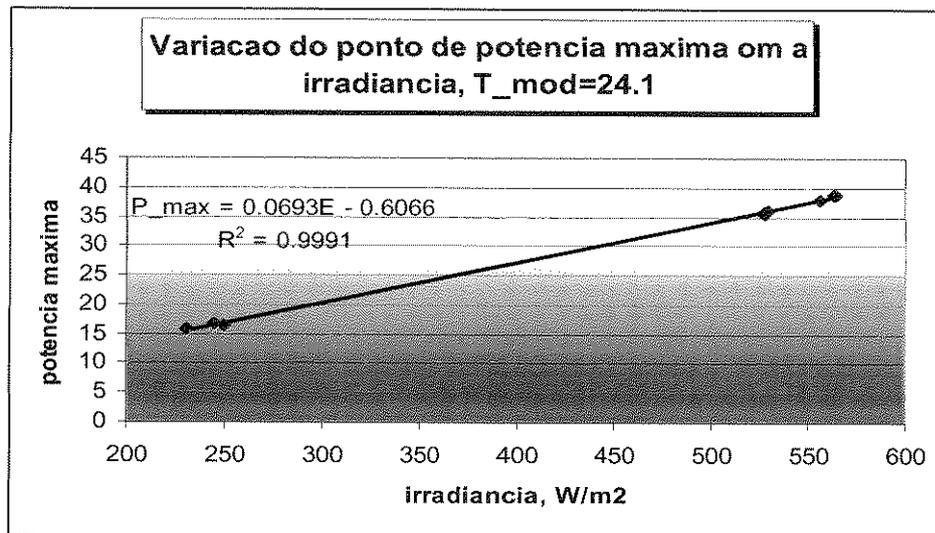


Figura D. Variação do ponto de potência máxima com a irradiância à uma temperatura fixa de 24.1°C.

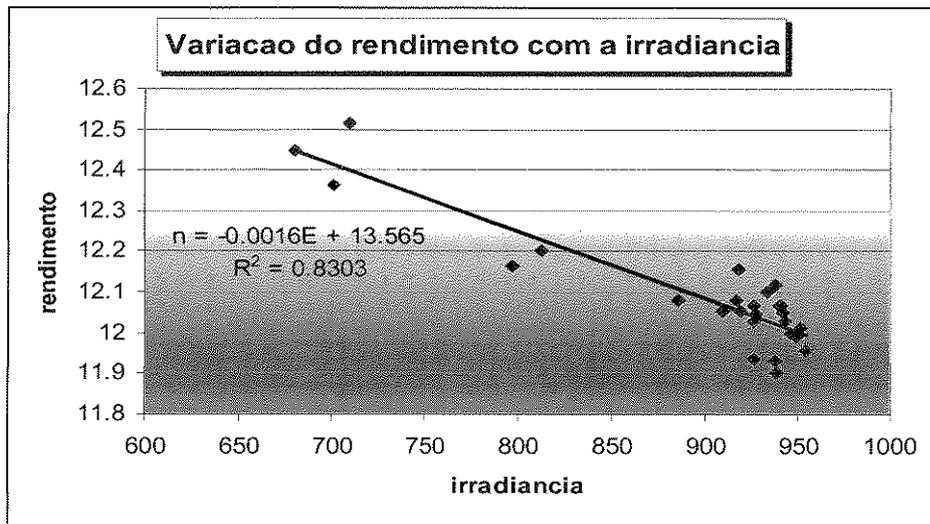


Figura E. Variação do rendimento com a irradiância à uma temperatura fixa de 31.1°C

Tabela II. Dados correspondentes ao dia 14-09-08, para uma irradiância fixa de 897.5 kW/m<sup>2</sup>.

tempo	tensão Voc, V	corrente, Isc A	BP_solar, W/m2	<T_ar>, C	<T_cel>,C	Pmax,W	n, %
10:02:30	19.51	4.301	897.3333	33.94	1.660186	59.494	12.5096
10:05:00	19.38	4.333	899.7778	36.26222	1.676871	58.82424	12.33517
10:05:30	19.38	4.333	899.5556	35.98111	1.698536	58.60998	12.29328
13:24:00	18.76	4.363	897	45.19111	1.767015	56.48233	11.88076
13:24:30	18.77	4.331	895.4444	44.91	1.728069	56.4423	11.89297
13:26:00	18.81	4.363	896.5556	44.45333	1.753926	56.48233	11.88665
13:27:00	18.81	4.347	895.1111	44.00889	1.721412	56.48233	11.90583
13:28:30	18.76	4.331	895.4444	44.76333	1.697752	56.40227	11.88453

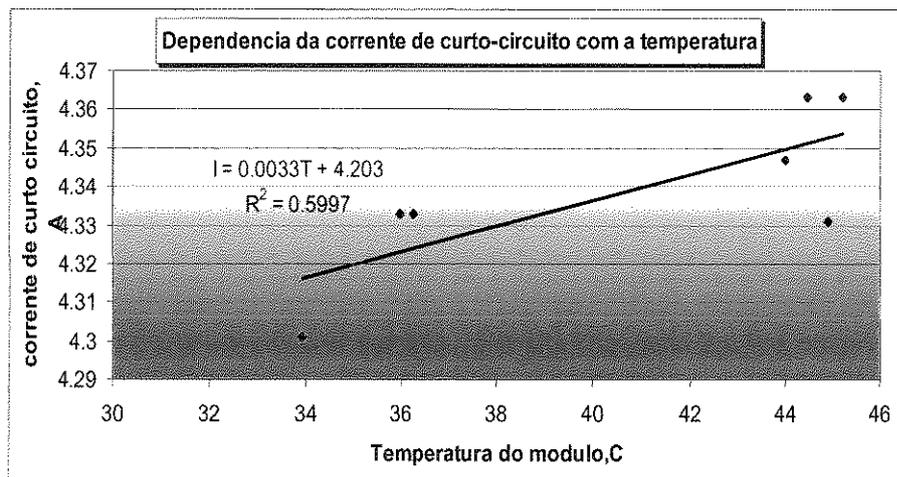


Figura F. Variação da corrente de curto-circuito com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m<sup>2</sup>.

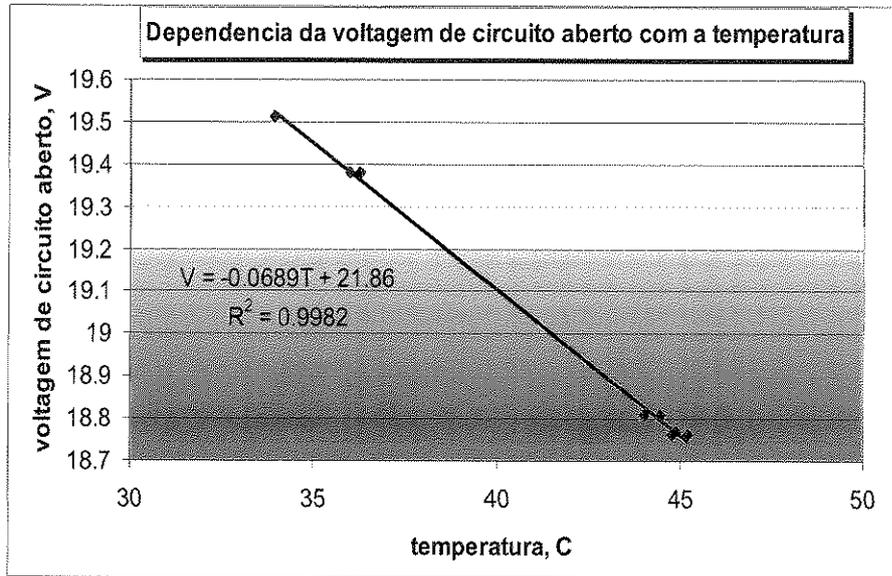


Figura G. Variação da voltagem de circuito aberto com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m<sup>2</sup>.

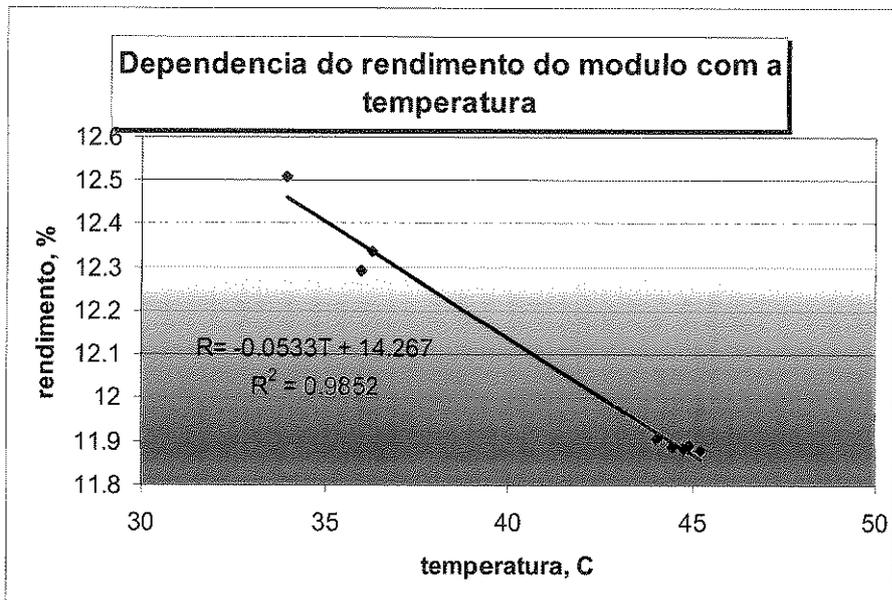


Figura H Variação do rendimento do módulo com a temperatura à uma irradiância fixa de 897.5 kW/m<sup>2</sup>.

Tabela III . Dados da radiação global do período de 1977 à 2006 em kWh/m<sup>2</sup> por dia.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
1977	6.09	---	4.40	4.71	---	3.55	3.65	3.75	---	5.40	6.55	6.75
1978	5.85	5.77	5.63	5.03	4.20	3.81	4.20	3.61	5.28	4.59	6.36	7.20
1979	7.11	7.40	5.89	5.60	4.81	4.62	4.66	4.66	5.31	5.37	4.99	7.22
1980	7.23	---	5.49	4.67	3.86	3.80	3.63	4.39	4.37	5.80	5.06	6.95
1981	6.03	5.74	5.19	4.59	3.57	3.52	3.69	3.50	4.25	5.54	5.66	6.30
1982	6.24	6.41	5.74	4.30	3.86	3.55	3.10	4.60	4.35	5.75	6.04	6.86
1983	6.96	6.51	5.35	5.05	3.85	3.58	3.67	4.51	5.60	5.96	5.00	7.63
1984	6.77	6.73	5.38	4.70	3.83	3.78	3.81	4.83	4.75	4.88	5.96	7.35
1985	7.54	7.61	5.98	5.65	4.21	4.12	4.26	5.01	5.52	6.88	6.98	7.09
1986	7.50	7.09	6.65	5.28	4.80	4.02	4.38	5.00	5.48	6.13	6.23	7.57
1987	7.02	7.47	6.39	5.09	4.35	3.84	4.06	4.42	4.64	5.89	5.38	5.98
1988	7.10	7.69	5.59	4.84	4.58	3.79	4.27	4.70	5.24	4.69	6.65	6.02
1989	7.20	6.27	6.30	4.85	4.24	3.58	3.97	4.51	5.69	6.35	5.88	6.58
1990	6.72	6.12	5.91	4.87	4.25	3.89	3.71	4.63	4.47	5.79	6.49	6.05
1991	7.32	6.43	5.37	5.70	4.54	3.93	3.97	4.50	4.74	6.26	7.08	7.27
1992	7.12	7.73	6.53	5.30	4.66	3.97	3.93	4.82	5.10	5.97	6.64	6.87
1993	8.09	6.38	6.35	5.26	4.40	3.85	3.87	4.65	5.83	5.12	5.96	7.18
1994	6.80	6.99	6.23	5.11	4.21	3.68	4.00	4.42	5.23	5.70	6.10	6.81
1995	7.15	6.58	5.50	4.55	3.95	3.73	3.84	4.33	5.37	5.55	5.34	6.45
1996	6.14	6.32	5.59	4.80	3.67	3.73	3.50	3.94	5.09	5.71	5.81	6.93
1997	6.58	5.91	5.20	4.94	3.86	3.55	3.52	4.49	4.68	4.83	5.25	6.12
1998	6.21	6.48	5.65	4.66	4.17	3.72	3.55	4.51	4.86	4.73	6.08	6.89
1999	6.56	5.86	5.90	4.50	3.77	3.68	3.51	4.48	4.78	5.49	4.81	5.85
2000	5.86	5.32	5.00	4.54	4.12	3.55	3.94	4.90	4.60	4.38	5.62	6.90
2001	6.87	5.80	5.83	4.68	4.14	3.85	3.73	3.95	4.76	5.11	5.62	6.20
2002	6.82	6.39	6.22	4.85	4.35	3.69	3.84	4.04	5.25	5.46	6.51	6.61
2003	6.61	6.88	6.04	5.15	3.90	3.20	4.07	4.98	5.01	5.18	5.87	6.61
2004	6.36	5.89	5.08	4.68	4.28	3.80	3.61	4.41	5.20	5.18	5.87	6.61
2005	6.29	6.85	5.39	4.38	4.09	3.59	3.83	3.85	5.33	5.24	5.97	---
2006	5.70	6.26	5.11	4.51	3.80	3.50	3.97	4.32	5.32	5.57	5.41	6.85
Média Mensal	6.73	6.53	5.70	4.89	4.15	3.75	3.86	4.42	5.04	5.48	5.91	6.75
Média Global	5.27											
Desvio padrão	1.087											

Tabela IV. Dados da radiação difusa do período de 1977 à 2006 em kWh/m<sup>2</sup> por dia

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1977	2.03	---	2.10	1.41	---	0.99	1.06	1.28	---	---	---	---
1978	1.58	1.22	1.02	0.78	0.69	0.55	0.69	---	1.06	1.57	---	---
1979	2.47	2.04	1.80	1.57	1.23	0.91	1.01	1.31	1.98	2.10	2.05	2.30
1980	1.98	---	2.02	1.33	1.15	0.88	1.16	1.34	2.25	2.53	2.50	2.15
1981	2.46	2.29	2.05	1.43	1.21	0.95	1.16	1.39	1.92	2.35	2.54	2.85
1982	2.74	2.04	1.82	1.85	1.26	1.05	1.08	1.35	1.85	2.32	2.68	2.64
1983	2.51	2.59	2.27	1.79	1.36	1.14	1.42	1.46	1.80	2.25	2.44	2.50
1984	2.47	2.24	2.13	1.60	11.29	1.10	1.31	1.55	2.08	2.27	2.70	2.46
1985	2.23	2.01	1.99	1.60	1.40	1.07	1.39	1.47	2.11	2.04	2.39	2.58
1986	2.49	2.31	1.88	1.79	1.19	1.00	1.09	1.49	1.90	2.30	2.46	2.26
1987	2.56	1.98	2.05	1.48	1.14	1.02	1.19	1.33	1.73	2.36	3.18	2.87
1988	2.51	2.13	2.12	1.84	1.13	0.98	1.16	1.45	1.73	2.20	2.57	2.82
1989	2.38	2.63	1.89	1.58	1.21	1.01	1.06	1.20	1.56	2.16	2.67	2.51
1990	2.30	2.73	1.89	1.42	1.20	1.00	1.22	1.31	1.62	2.37	2.15	2.79
1991	2.31	2.39	2.29	1.23	1.15	1.02	0.85	1.25	2.27	2.51	2.59	2.63
1992	2.91	2.31	2.21	1.43	1.30	1.23	1.24	1.74	2.27	2.71	2.79	2.60
1993	2.55	2.59	2.12	1.73	1.35	1.13	1.36	1.54	1.88	2.54	2.59	2.66
1994	2.35	2.24	1.82	1.62	1.26	1.10	1.14	1.46	1.86	2.18	2.45	2.41
1995	2.48	2.25	2.09	1.71	1.39	1.12	1.25	1.44	1.93	2.33	2.28	2.69
1996	2.54	2.21	2.04	1.66	1.39	1.02	1.17	1.45	2.04	2.24	2.56	2.31
1997	2.23	2.31	2.24	1.44	1.30	0.89	1.31	1.48	2.07	2.25	2.15	2.67
1998	2.66	2.33	1.94	1.52	1.18	1.03	1.18	1.50	1.93	1.79	2.20	2.87
1999	2.24	2.25	---	---	---	---	---	1.40	2.07	2.21	2.54	2.85
2000	2.71	2.70	2.47	1.82	1.41	1.35	1.23	2.27	2.49	2.71	3.20	3.36
2001	3.24	3.16	2.71	2.19	1.73	1.65	1.60	1.84	1.61	2.13	3.48	2.20
2002	2.29	1.94	1.63	1.56	1.11	1.02	1.01	1.43	1.66	1.98	1.92	2.14
2003	1.97	2.04	1.58	1.45	1.31	1.25	0.98	1.09	1.58	1.97	2.17	2.16
2004	2.20	2.27	1.81	1.40	0.99	0.93	1.01	1.41	1.50	1.91	1.91	2.01
2005	2.21	1.53	1.73	1.32	1.08	0.97	0.99	1.37	1.67	1.96	2.23	---
2006	2.44	2.00	1.84	1.57	1.10	0.97	0.82	1.17	1.62	1.99	1.97	2.16
médias diárias mensais	2.40	2.24	1.98	1.56	1.59	1.05	1.14	1.44	1.86	2.21	2.48	2.54
média global	1.87											
Desvio padrão	0.517											

Tabela V. Dados da radiação directa do período de 1977 à 2006 em kWh/m<sup>2</sup> por dia

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Agos	Set	Out	Nov	Dez
1977	4.06	---	2.29	3.3	---	2.56	2.59	2.47	---	---	---	---
1978	4.27	4.55	4.61	4.25	3.513	3.26	3.51	---	4.221	3.0195	--	--
1979	4.64	5.354	4.08	4.03	3.579	3.7	3.66	3.35	3.336	3.2685	2.941	4.91
1980	5.24	---	3.47	3.35	2.709	2.91	2.47	3.05	2.123	3.2756	2.553	4.79
1981	3.57	3.448	3.14	3.16	2.361	2.57	2.53	2.12	2.322	3.1958	3.12	3.45
1982	3.5	4.374	3.92	2.45	2.604	2.5	2.02	3.25	2.502	3.4324	3.367	4.23
1983	4.45	3.926	3.08	3.26	2.488	2.44	2.25	3.05	3.798	3.7103	2.557	5.13
1984	4.3	4.491	3.25	3.11	-7.46	2.68	2.49	3.28	2.674	2.6103	3.253	4.9
1985	5.32	6.282	3.99	4.05	2.815	3.05	2.87	3.55	3.41	4.8418	4.59	4.51
1986	5.01	4.789	4.77	3.5	3.615	3.02	3.29	3.51	3.579	3.8303	3.763	5.31
1987	4.46	5.488	4.34	3.61	3.211	2.82	2.86	3.09	2.914	3.5273	2.198	3.1
1988	4.58	5.559	3.46	3	3.447	2.81	3.11	3.25	3.508	2.4817	4.085	3.2
1989	4.82	3.635	4.42	3.27	3.031	2.57	2.91	3.31	4.132	4.1949	3.216	4.07
1990	4.42	3.391	4.02	3.45	3.047	2.89	2.48	3.31	2.85	3.4227	4.335	3.27
1991	5.01	4.039	3.08	4.47	3.387	2.92	3.13	3.25	2.474	3.7489	4.482	4.64
1992	4.21	5.416	4.32	3.87	3.366	2.74	2.69	3.09	2.834	3.2539	3.847	4.27
1993	5.54	3.787	4.23	3.53	3.047	2.72	2.51	3.11	3.944	2.5747	3.363	4.51
1994	4.45	4.748	4.41	3.49	2.941	2.58	2.87	2.96	3.376	3.5145	3.648	4.4
1995	4.67	4.33	3.4	2.84	2.563	2.62	2.59	2.89	3.447	3.216	3.064	3.76
1996	3.6	4.111	3.55	3.14	2.279	2.71	2.33	2.49	3.045	3.4688	3.249	4.62
1997	4.35	3.601	2.96	3.49	2.552	2.66	2.21	3.01	2.606	2.5792	3.103	3.45
1998	3.55	4.147	3.71	3.14	2.99	2.69	2.37	3.01	2.933	2.9332	3.883	4.02
1999	4.32	3.613	---	---	---	---	---	3.08	2.715	3.2775	2.276	3
2000	3.14	2.615	2.54	2.72	2.712	2.19	2.71	2.63	2.109	1.6716	2.422	3.54
2001	3.63	2.64	3.11	2.49	2.401	2.2	2.13	2.11	3.153	2.9737	2.139	4
2002	4.53	4.457	4.59	3.29	3.241	2.67	2.83	2.61	3.598	3.4767	4.586	4.47
2003	4.64	4.84	4.47	3.7	2.587	1.95	3.09	3.9	3.435	3.2033	3.698	4.45
2004	4.17	3.627	3.27	3.28	3.296	2.88	2.6	3	3.699	3.2666	3.96	4.6
2005	4.07	5.321	3.66	3.05	3.017	2.62	2.83	2.49	3.666	3.282	3.745	---
2006	3.26	4.26	3.27	2.93	2.706	2.53	3.15	3.16	3.579	3.5813	3.435	4.69
Média Mensal	4.33	4.316	3.7	3.35	2.573	2.71	2.73	3.01	3.172	3.2701	3.389	4.2
Média Global	3.40											
Desvio padrão	0.622											

Tabela VI. Variação da quantidade de energia incidente em kWh/m<sup>2</sup>, com a inclinação do plano.

Mes/incl	0	10	20	26	30	40	50	60	70	80	90
Janeiro	211	208	201	194	188	171	152	129	105	80	58
Fevereiro	182	184	182	179	175	165	150	132	112	89	66
Marco	179	188	194	195	194	190	181	167	149	128	105
Abril	143	158	170	175	177	180	178	171	160	145	127
Mai	126	147	164	172	176	184	187	185	179	167	151
Junho	112	135	154	164	169	180	186	186	182	172	158
Julho	120	141	159	167	172	181	186	185	179	169	154
Agosto	138	156	170	176	179	184	184	179	170	156	138
Setembro	156	160	166	168	169	167	161	152	138	122	103
Outubro	172	176	176	174	172	164	153	137	119	99	77
Novembro	177	176	170	165	161	149	133	115	96	76	57
Dezembro	208	204	194	186	180	163	142	119	95	71	51

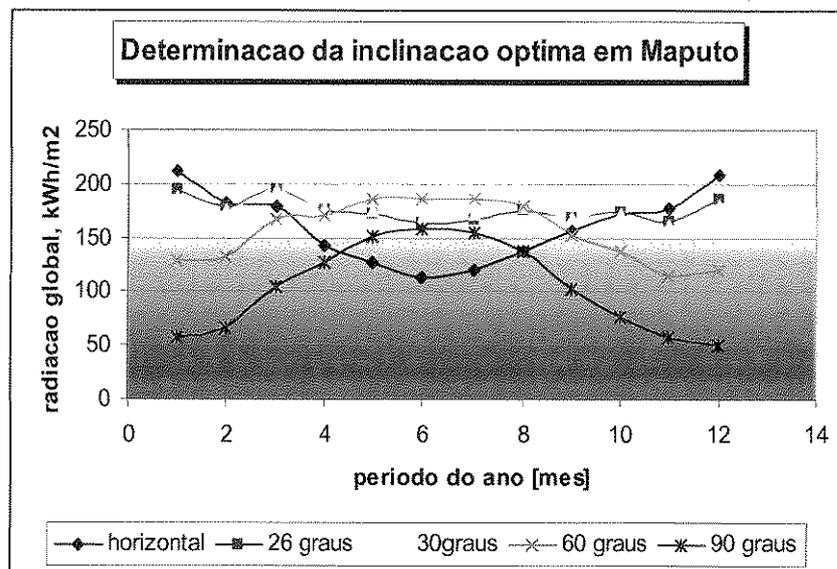


Figura I. Variação da energia incidente com um ângulo de inclinação do plano.



Tabela VII. Potência dos sistemas fotovoltaicos instalados em Moçambique até 2008

Potência dos sistemas fotovoltaicos instalados ate 2008	
Província	Potência instalada
Maputo	21,190 Kw
Gaza	104,845 kW
Inhambane	108,075 kW
Sofala	60,995 kW
Manica	20,645 kW
Tete	14,050 kW
Zambezia	81,125 kW
Cabo Delgado	52,64 kW
Niassa	88,890 kW
Nampula	108,902 Kw
Potência Total	661,357 Kw

Tabela VIII. Dados obtidos no dia 2-09-08.

período	< E >, W	< T_ar >, C	< T_mod >, C	< P_max >, W	< n >, %
9.00hrs	490.946	20.094	23.654	33.217	12.74653
10.00hrs	697.188	22.378	26.385	46.952	12.71483
11.00hrs	869.492	24.007	28.517	56.480	12.26085
12.00hrs	935.050	25.586	30.607	59.710	12.04882
13.00hrs	924.98	26.973	32.018	58.819	11.99859
14.00hrs	825.267	28.0401	32.605	52.877	12.09157
15.00hrs	668.099	27.699	31.448	44.013	12.44387
16.00hrs	416.461	24.747	27.0275	28.276	12.79928

Tabela IX. Dados obtidos no dia 14-09-08

período	< E >, W	< T_ar >, C	< T_mod >, C	< P_max >, W	< n >, %
10.00hrs	848.571	23.9475	32.73376	56.665	12.6019
11.00hrs	950.179	25.7187	36.52813	61.402	12.195
12.00hrs	1011.697	27.7484	40.98821	63.790	11.896
13.00hrs	987.088	29.905	43.0933	61.742	11.801
14.00hrs	879.630	29.504	41.66977	56.295	12.085
15.00hrs	712.362	25.887	33.0864	47.752	12.659
16.00hrs	481.824	25.667	25.33369	33.158	12.982



## Fórmulas importantes

### Declinação:

$$\delta = 23.45 \sin(360(284 + n)/365) \quad (\text{em graus}) \quad (1)$$

Onde: n = dia do ano

### Altitude solar:

$$\alpha_s = \arcsin(\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\lambda) + \sin(\delta)\sin(\lambda)) \quad (2)$$

### Azimute solar:

$$\gamma_s = \arccos\left(\frac{\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\lambda) - \sin(\delta)\cos(\lambda)}{\cos(\alpha_s)}\right) * \omega / |\omega| \quad \omega \neq 0 \quad (3)$$

$$\gamma_s = \arccos\left(\frac{\cos(\delta)\sin(\lambda) - \sin(\delta)\cos(\lambda)}{\cos(\alpha_s)}\right) \quad \omega = 0 \quad (4)$$

### Ângulo de incidência:

$$\theta = \arccos(\cos(\alpha_s)\sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma) + \sin(\alpha_s)\cos(\beta)) \quad (5)$$

### Cálculos da irradiação

$$I_b = I_{b,n} \cos(\theta) \quad (6)$$

$$I_{d,h} = I_h - I_{b,h} \quad (7)$$

$$I_{b,h} = I_{b,h} \cos(\theta_z) \quad (8)$$

Onde:

$I_b$  é a irradiação directa na superfície inclinada;

$I_{b,n}$  é a irradiação directa numa superfície normal ao sol;

$\theta$  é o ângulo de incidência numa superfície inclinada;

$I_{d,h}$  é a irradiação difusa numa superfície horizontal;

$I_{b,h}$  é a irradiação directa numa superfície horizontal;

$I_h$  é irradiação global numa superfície horizontal;

$\theta_z$  é o ângulo de incidência numa superfície horizontal ( ângulo de *zenite*);

**Irradiação difusa****Modelo isotrópico**

$$I_d = I_{d,h} (1 + \cos(\beta)) / 2 \quad (9)$$

Onde:

$I_d$  é a irradiação difusa numa superfície inclinada ( $\text{W/m}^2$ );

$\beta$  é a inclinação da superfície ( a partir da horizontal )

$I_{o,n}$  é a irradiação numa superfície normal ao sol fora da atmosfera (  $\text{W/m}^2$  )

**Irradiação reflectida pela superfície**

$$I_g = \rho_g I_h (1 - \cos(\beta)) / 2 \quad (10)$$

$\rho_g$  é a reflectividade da superfície

**Irradiação total numa superfície**

$$I = I_b + I_d + I_g \quad (11)$$