

A radiação solar não chega unicamente sob a forma de luz visível, como vimos anteriormente. Recebemos também radiação não visível para o olho humano.

A gama de radiações visíveis para os nossos olhos abrange valores de comprimentos de onda entre 0,38 e 0,78 μm ($1 \mu\text{m} = 1 \text{ micrómetro}$ ou micra = $1 \times 10^{-6} \text{ m}$).

Comprimentos de onda maiores que os da cor violeta são os dos raios infravermelhos, microondas e as ondas de rádio. Com comprimentos de onda menores que os do violeta estão os ultravioletas, os raios X e raios gama.

Nota: $1 \text{ nm} = 10^{-9} \text{ m}$

1.2.1. Espectro da radiação solar

A energia produzida pelo Sol transmite-se no espaço em forma de radiação electromagnética. Esta radiação é um conjunto contínuo de ondas de diversos comprimentos de onda, dos quais a luz visível é apenas uma pequena parte.

A figura que se segue mostra a distribuição da radiação solar extraterrestre e denomina-se de "espectro da radiação". A distribuição da radiação no espectro solar, em função do comprimento de onda, está representada na tabela seguinte.

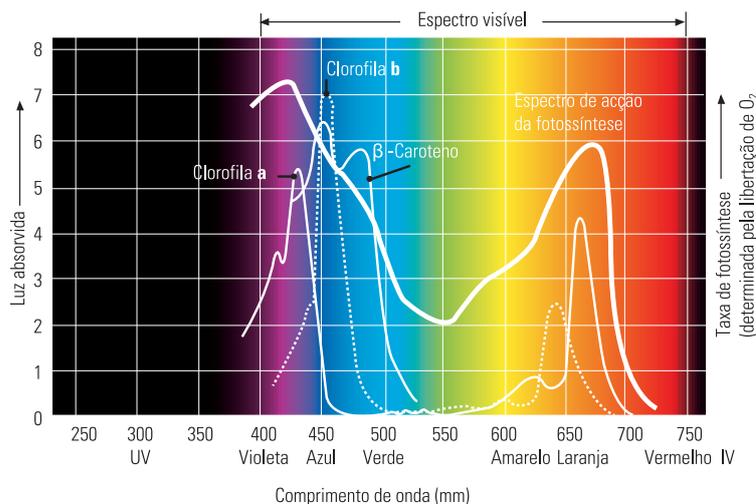


Fig. 3
Ondas do espectro da radiação solar.

Fonte: <http://www.prof2000.pt/users/geologia/testes/quiz.htm>

Recorde

A radiação solar é formada por um conjunto contínuo de ondas denominadas de **espectro**.

Comprimento de onda da banda (μm)	< 0,38 (ultravioleta)	0,38 / 0,78 (espectro radiação visível)	0,78 (infravermelho)
Percentagem de energia na banda	7 %	47,3 %	45,7 %

Tabela 1
Distribuição do espectro da radiação solar que incide na atmosfera extraterrestre.

Fonte: Thekaekara (NASA, 1973)

1.2.2. Massa de ar

Quando a radiação solar atravessa a atmosfera sofre diversas alterações, devido a vários factores, como por exemplo:

- Vapor de água;
- Ar;

- Partículas em suspensão;
- Sujidade;
- etc.

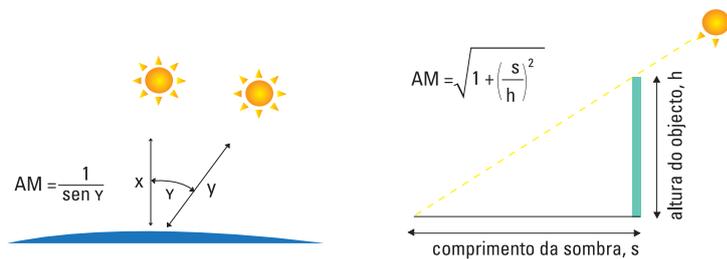
A massa de ar é uma porção individualizada do ar atmosférico que possui nas suas características e propriedades as condições gerais do tempo dos locais onde se formam. O deslocamento da massa de ar é provocado pela diferença de pressão e temperatura entre as diversas áreas da superfície.

A massa de ar tem efeitos na radiação solar. O ângulo de incidência dos raios solares através da atmosfera terrestre faz com que estes possuam um percurso com maior ou menor massa de ar atravessada, mudando esta com a declinação da Terra em relação ao Sol.

Fig. 4

Massa de ar atravessada pela radiação solar.

Fonte: "Sistemas Fotovoltaicos - da Teoria à Prática", Josué Morais



Exercício Resolvido

Calcule o factor de massa de ar (AM) para os seguintes ângulos de altura solar:

- 18,5 °;
- 67 °;
- 88 °.

Resolução:

- $\frac{1}{\text{sen } 14,5^\circ} = \text{AM } 3,99$
- $\frac{1}{\text{sen } 56^\circ} = \text{AM } 1,21$
- $\frac{1}{\text{sen } 79^\circ} = \text{AM } 1,02$

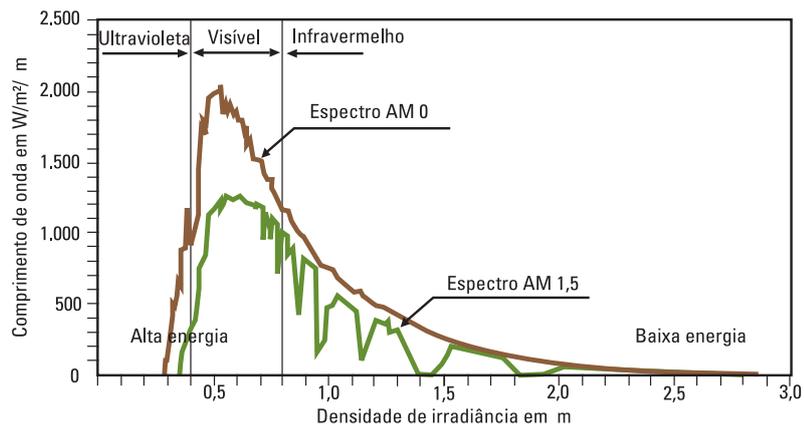
Massa de ar $AM = 1$ se $Y = 0$. Tal corresponde à posição solar no equador ao meio-dia, nos dias de equinócio da Primavera ou do Outono.

Por exemplo, para uma latitude de 39 °N, a altura solar máxima é atingida no dia 21 de Junho, quando $Y = 74,3^\circ$. Equivale a uma Massa de Ar de 1,039. No dia 22 de Dezembro, atinge-se a altura solar mínima $Y = 27,7^\circ$ e, respectivamente, uma Massa de Ar de 2,151. Como média anual para a Europa, utiliza-se uma Massa de Ar de 1,5.

Fig. 5

Espectro solar com uma $AM = 0$ e uma $AM = 1,5$ - comprimento de onda em função da irradiância.

Fonte: "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Miguel Moro Vallina, Paraninfo

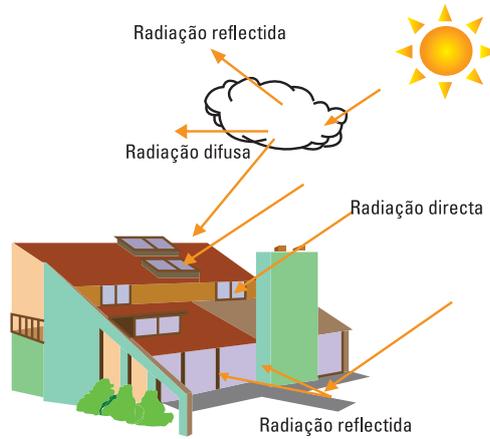


Recorde

Quanto maior for a massa de ar, maior será a trajectória da radiação solar e, conseqüentemente, a sua perda de energia.

Analisando o gráfico anterior, observa-se que as perdas de energia serão maiores para valores mais elevados de massas de ar. Para uma $AM = 5,76$, poderemos ter uma redução de energia que varia entre 51,8 a 85,4 %.

Fig. 6
 Radiação incidente na Terra.
 Fonte: <http://www.raplus.pt/termico3.GIF>



De seguida é apresentada uma tabela de albedos para alguns tipos de superfície.

Tabela 2
 Alguns albedos para certos tipos de superfície.

Fonte: "Sistemas Fotovoltaicos – da Teoria à Prática", José Morais

Superfície	Albedo	Superfície	Albedo
Relva	0,18 a 0,23	Asfalto	0,15
Pastos secos	0,28 a 0,32	Florestas	0,05 a 0,18
Campos lavrados	0,26	Camada de neve fresca	0,80 a 0,90
Pastos (Julho/Agosto)	0,25	Área de urzes e areal	0,10 a 0,25
Terra estéril	0,17	Camada de neve velha	0,45 a 0,70
Pedregulhos	0,18	Superfície água (ys > 45°)	0,05
Cimento liso	0,55	Superfície água (ys > 30°)	0,08
Betão liso	0,30	Superfície água (ys > 10°)	0,22

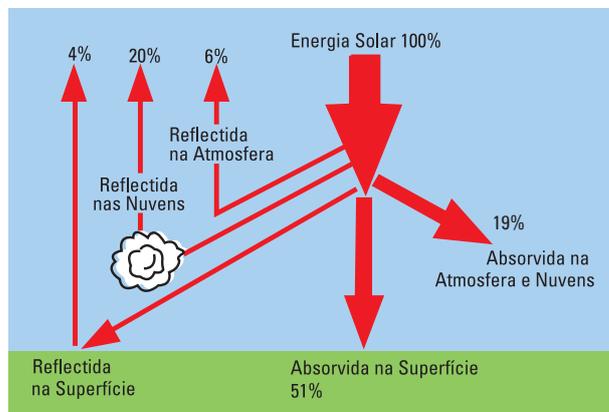
Recorde

A radiação directa é a radiação solar que incide directamente na superfície. A radiação difusa advém da dispersão da radiação ao passar pela atmosfera. A radiação de albedo é a parte da radiação solar reflectida pela superfície terrestre.

Chamamos de *radiação total* à soma global das três radiações:

Radiação total = Radiação directa + Radiação difusa + Radiação de albedo

Fig. 7
 Tipos de radiação incidente na Terra.
 Fonte: <http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/18/30/>



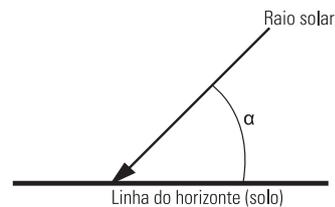
Ângulo de inclinação

É o ângulo formado pelo plano da superfície captadora (por exemplo, um painel fotovoltaico) e a horizontal do ponto que se considera.

Existem diferentes ângulos ideais de inclinação conforme a latitude do local de montagem do sistema de energia solar.

Fig. 30
Inclinação de um módulo fotovoltaico.

Fonte: <http://folhazero.wordpress.com/2008/10/19/trabalhando-com-carta-solar/>



Altura solar

É o ângulo compreendido entre o raio solar e a projecção do mesmo sobre o plano horizontal. A altura do sol (γ_s) pode-se determinar sabendo antecipadamente o valor do ângulo de declinação e o respectivo valor da latitude do local.

Eis as fórmulas de cálculo da altura solar:

$$\gamma_s = 90 - \varphi + \delta_s$$

$$\gamma_s = 90 + \varphi - \delta_s$$

φ – Latitude do lugar

δ_s – Ângulo de declinação solar

γ_s – Altura solar

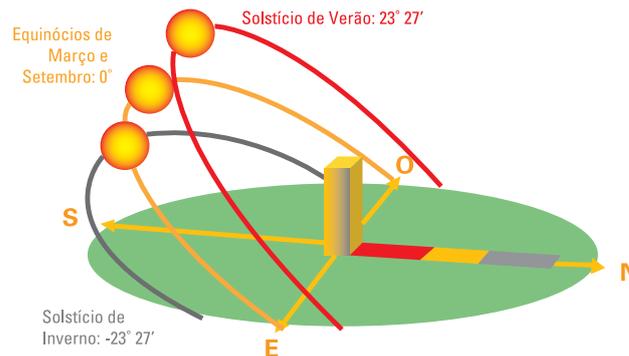
Existe uma fórmula de cálculo para maior precisão:

$$\sin \gamma_s = \sin \varphi \sin \delta_s + \cos \varphi \cos \delta_s \cosh_s$$

h_s : Ângulo horário solar (em graus)

Fig. 31
Variação da altura do Sol.

Fonte: <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia2.pdf>



Recorde

O movimento relativo do Sol no céu representa-se mediante a sua altura em função do horizonte e o seu azimute em função da direcção sul.

De referir que quanto maior for a latitude do lugar, menor será a altura solar, logo, mais oblíquos incidirão os raios solares.

No solstício de Verão, a altura solar será mais elevada do que no solstício de Inverno, visto que a declinação varia entre $-23,45$ e $+23,45$ °. A altura solar determinará o ângulo de inclinação óptimo dos painéis solares e o azimute será determinante na sua orientação.

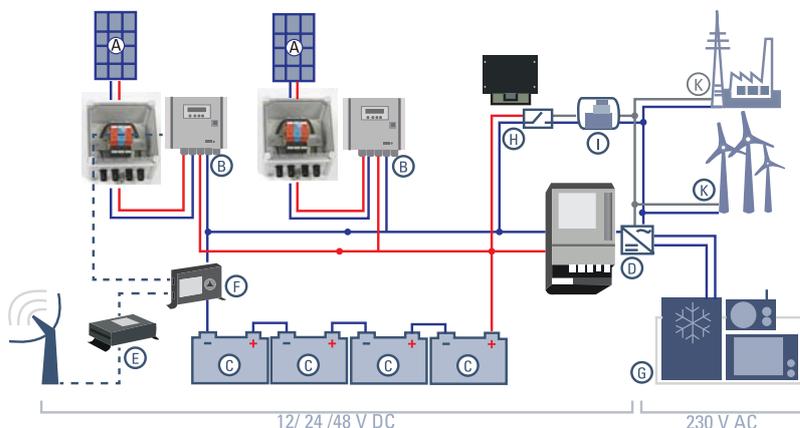


Fig. 90
Sistema híbrido para consumos em rede monofásica.

Fonte: http://www.stecasolar.com/index.php?maincat4a83e5e34411f_014

Legenda:
A – Módulos fotovoltaicos;
B – Controlador solar Steca Power Tarom;
C – Baterias;
D – Inversor sinusoidal Steca HPC;
E – Registador de dados PA Steca Tarcom;
F – Sensor de corrente (shunt) da Steca PA HS200;
G – Consumidores (230 VAC);
H – Controlo remoto Steca PA 15;
I – Gerador diesel;
K – Rede pública de energia edíca.

Actividade Teórico-prática 1

Objectivo: Construir a projecção estereográfica de um dado local.

Programa de simulação: Para poderem construir essa mesma projecção necessitarão de recorrer a um programa de simulação disponível através da seguinte hiperligação:

<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Introdução: A projecção estereográfica difere de local para local. Para a podermos realizar necessitamos de conhecer a latitude e longitude do local e também a zona horária. Ao realizar esta projecção deverá o aluno também especificar as características do gráfico, como por exemplo, as cores das linhas, espessura, os tipos de linhas, etc.

Procedimentos: De seguida explicar-se-á passo a passo como poderão realizar uma projecção estereográfica.

1. Deve-se especificar a localização do lugar através das suas coordenadas geográficas. Caso a localização se encontre no hemisfério Sul ou para oeste do meridiano de Greenwich, é necessário indicar os valores das coordenadas com valores de latitude e longitude negativos.

Step 1—Specify location

Use these values:

Latitude (decimal degrees) 45.00

Longitude (decimal degrees) -120.00

[Important: south latitude and west longitude are given in *negative* degrees. Minutes and seconds must be converted to decimal degrees; e.g., 30 min. = 0.5 deg.]

Look up location with:

US 5-digit ZIP code 97403

Fig. 81
SunChart Program.

Fonte: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

2. Outra informação importante é o fuso horário do lugar em função do UTC (Tempo Universal Coordenado). Esta sigla representa o fuso horário de referência a partir do qual se calculam todas as outras zonas

horárias do mundo. A hora legal de Portugal Continental coincide com o tempo universal coordenado (UTC) no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de Outubro e a 1 hora UTC do último domingo de Março seguinte (hora de Inverno).

A hora legal coincide com o tempo universal coordenado aumentado de sessenta minutos no período compreendido entre a 1 hora UTC do último domingo de Março e a 1 hora UTC do último domingo de Outubro (hora de Verão).

Step 2—Specify time zone

Time zone UTC - 8h (PST)

Fig. 92
SunChart Program.

Fonte: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

3. Aqui deveremos especificar quais os dados que pretendemos apresentar, desde a hora solar bem como as trajectórias entre solstícios de Junho a Dezembro.

Step 3—Choose data to be plotted

Plot dates 30 or 31 days apart, between solstices, December through June

Plot dates 30 or 31 days apart, between solstices, June through December

Plot dates having average solar radiation for December through June

Plot dates having average solar radiation for June through December

Plot only this date (YYYY-MM-DD): 2000-01-01

Plot hours in local solar time

Plot hours in local standard time

Fig. 93
SunChart Program.

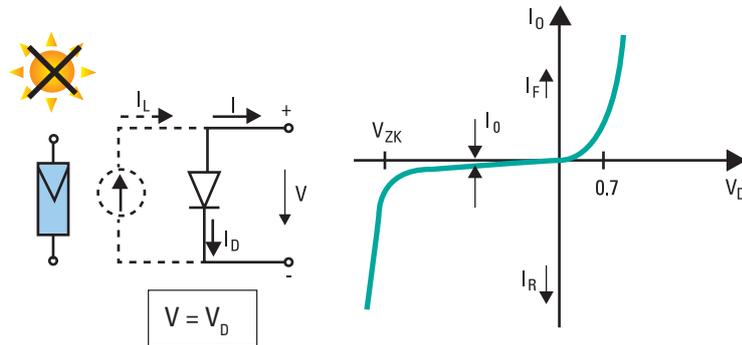
Fonte: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

(Continua)

Fig. 126

- a) Diagrama de circuito equivalente;
- b) Curva característica da célula em total escuridão.

Fonte: FER - Fontes de Energia Renováveis. "Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação, Volume III". Projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente através do programa ALTENER, 2004.



Na expressão que indica qual a variação da intensidade da corrente I_D que se fecha através de um diodo com a diferença de potencial aos terminais deste, V é a equação de Shockley:

$$I_D = I_0 \times \left(e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right)$$

Em que:

- I_0 - É a corrente inversa máxima de saturação do diodo;
- V - É a tensão aos terminais da célula;
- m - É o factor de idealidade do diodo (diodo ideal: $m = 1$; diodo real: $m > 1$);
- V_t - É designado por potencial térmico $V_t = K_t / q$;
- T - É a temperatura absoluta da célula em °K ($0\text{ °C} = 273,16\text{ °K}$);
- q - É a carga eléctrica do electrão ($q = 1,6 \times 10^{-19}\text{ C}$).

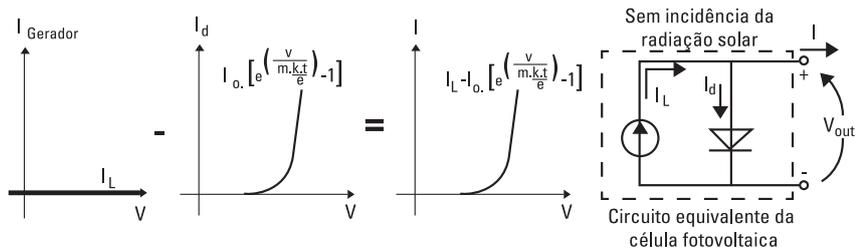
A corrente I que se fecha pela carga é obtida através da equação:

$$I = I_s - I_D = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right)$$

Fig. 127

Deslocamento das curvas I-V de uma célula exposta à obscuridade.

Fonte: "Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas", Almir Ghensev



O valor da corrente de saída da célula é dado por:

$$I_D = I_0 \times \left[e^{\left(\frac{V}{mV_t} \right)} \right]$$

Ao iluminarmos a célula, surgirá uma corrente eléctrica, (I_L), gerada pela absorção dos fotões que será tanto mais elevada quanto maior for a intensidade da radiação solar.

Uma célula fotovoltaica sobre a qual incide radiação solar é apresentada pelo circuito equivalente de um diodo e respectiva curva I-V, representada na figura seguinte.



Exercícios Resolvidos

Exercício 1

Esboce a característica I-V para uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 12 x 12 cm² com os seguintes valores obtidos experimentalmente:

Teste	H (W / m ²)	A (m ²)	θ (°C)	I _{cc} (A)	V _{co} (V)
	450	0,0144	25	1,30	0,58

Tabela 27

Resolução:

A corrente inversa máxima de saturação do diodo pode ser calculada a partir das condições de curto-circuito e de circuito aberto. Assim, a partir da equação $V_{CA} = m \times V_T \times \ln [1 + (I_S/I_0)]$ e tendo em conta a equação $I_{CC} = I_L$, vem:

$$I_0 = 4,4 \times 10^{-10} \text{ A}$$

Nota: $m = 1$ (considerando o diodo ideal);

Tendo em conta a equação:

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \times (e^{\frac{V}{m \times V_T}} - 1)$$

a corrente que se fecha pela carga é dada por:

$$I = 1,28 - 4,4 \times 10^{-10} \times (e^{\frac{V}{m \times V_T}} - 1)$$

A figura seguinte representa a característica I-V da célula fotovoltaica para as condições de referência.

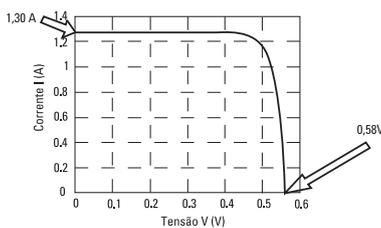


Fig. 130

Curva I-V de uma célula solar fotovoltaica.

Fonte: "Introdução à Energia Fotovoltaica", Rui M.G. Castro

A análise da curva I-V é essencial para a caracterização de um módulo fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que estabelecem a sua qualidade e desempenho.

(Continua)

$$V_{CA} = m \times V_T \times \ln \left(1 + \frac{I_S}{I_0} \right)$$

Nota: $I_S = I_L$

Em resumo, pode-se afirmar que a célula se comporta como um diodo quando escurecida, havendo condução no 1.º quadrante do gráfico apresentado; quando a célula está sob a radiação solar comporta-se como uma fonte de corrente, conduzindo no 4.º quadrante.

As condições nominais de teste STC, normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, e designadas por *condições de referência* são:

Radiação incidente: $H^r = 1000 \text{ W/m}^2$
 Temperatura: $\theta^r = 25 \text{ }^\circ\text{C} \leftrightarrow T^r = 298,16 \text{ K}$

Nota: As grandezas referenciadas pelo índice superior r são consideradas medidas nas condições de referência – STC.

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

$$I_{CC} = I_{CC}^r \frac{G}{G^r}$$

O rendimento nas condições de referência é a relação entre a potência de pico e a potência da radiação incidente:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{AG^r}$$

em que:

A - área da célula. Naturalmente que, para outras condições de funcionamento, será:

$$\eta = \frac{P_{max}}{AG}$$

em que:

G - radiação solar incidente por unidade de superfície.

O quociente entre a potência de pico e o produto V_{CA}^r e I_{CC}^r chama-se *factor de forma*:

$$F_F = \frac{P_{max}^r}{V_{CA}^r I_{CC}^r}$$

Para as células do mesmo tipo, os valores de V_{CA}^r e I_{CC}^r são aproximadamente constantes, mas a forma da curva I-V pode variar de forma considerável. As células em uso comercial apresentam um factor de forma entre 0,7 e 0,85.

Nas condições de referência, o potencial térmico vale:

$$V_T^r = \frac{K_T^r}{q}$$

2.7. Baterias de acumuladores — constituição e princípio de funcionamento

A bateria é um elemento essencial nos sistemas fotovoltaicos, e não só. Permitindo o armazenamento de energia eléctrica, revela-se importantíssima. Se for produzida imensa energia durante o dia, como é que a poderíamos utilizar durante a noite? E se depois de vários dias com energia, não armazenada, o que se faria nos dias seguintes sem sol? Sem dúvida que a bateria é muitíssimo importante neste tipo de situações. A um conjunto de acumuladores ligados em série chamamos de *bateria de acumuladores*.

De seguida é apresentado o símbolo eléctrico de uma bateria.

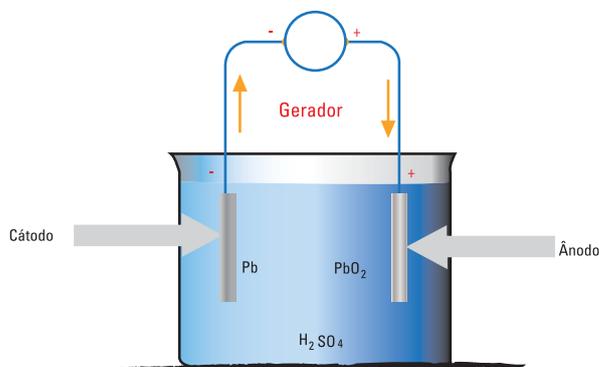
Fig. 136
Símbolos eléctricos representativos de uma bateria.

Fonte: Wikipédia



Fig. 137
Esquema básico de um acumulador de energia eléctrica.

Fonte: http://cepa.if.usp.br/e-fisica/imagens/eletricidade_magnetismo/basico/cap11/fig221.gif



Um acumulador é – de uma forma muito simplista – um vaso com dois eléctrodos interligados por um electrólito. Um *electrólito* é uma substância que, quando dissolvida em água, produz uma solução capaz de conduzir a electricidade.

Os eléctrodos podem ter como materiais constituintes:

- Zinco;
- Cobre;
- Prata;
- Chumbo.

No circuito externo à bateria, a corrente eléctrica é proveniente da circulação dos electrões. No seu interior, a corrente é resultante da circulação dos iões de um eléctrodo para o outro. A descarga da bateria acontece quando a reacção química abrandar, até que a bateria não consiga fornecer corrente eléctrica aos eléctrodos.

As baterias de acumuladores podem ter diversas aplicações, tais como: energia solar, eólica, telecomunicações, etc.

A elevada qualidade das matérias-primas das formulações, dos processos de fabrico e dos componentes constitui uma garantia a nível de:

Tabela 30
Profundidade de descarga
por tipo de bateria

Fonte: Seminários Weidmüller

Tipo de bateria	Profundidade de descarga
Estacionária Pb/ácido	0,6
De arranque Pb/ácido	0,4
Sem manutenção Pb/ácido	0,5
Alcalina Ni/Cd	1

2.7.8.7. Tensão

Nas baterias de chumbo-ácido são definidas quatro importantes tensões na sua operação:

- **Tensão nominal:** O valor de tensão nominal para um elemento ou para a bateria, é definido pelo sistema electroquímico utilizado vezes o número de unidades elementares ligadas em série, sendo que geralmente está impresso na carcaça da bateria. No caso de um elemento de bateria de chumbo-ácido, este valor é de 2,0 V e, no caso de uma bateria de 6 elementos, é de 12,0 V.
- **Tensão de flutuação:** É a tensão que é aplicada ao banco de baterias para evitar a auto-descarga. Nas baterias submetidas à tensão de flutuação correcta circula uma corrente chamada de *corrente de flutuação*, que compensa as perdas devidas às reacções da auto-descarga. A maioria das baterias de chumbo-ácido possui uma tensão de flutuação na ordem de 2,20 a 2,25 V/elemento a uma temperatura ambiente de 25 °C.
- **Tensão de carga:** A tensão de carga é a tensão que se aplica nos casos em que há um conjunto de baterias interligadas em série/paralelo (banco de baterias) com tensões individuais que diferem. A finalidade da carga é a de nivelar individualmente as tensões de cada bateria e também o seu estado de carga.
- **Tensão final de descarga:** É o menor valor de tensão que é permitido a um elemento da bateria chumbo-ácido atingir durante uma descarga. Normalmente, o valor da tensão final de descarga é de 1,75 V/elemento. Se este valor baixar, existe o risco de se danificar a bateria irreversivelmente, devido à sulfatação das placas ou à inversão de polaridade das mesmas, podendo-se até inutilizá-la.

De seguida é apresentada uma bateria com as características mais relevantes do fabricante.

Tabela 31
Bateria.

Fonte: Movitrom Lda

Modelo	Características
 3 TG 12 NH	<ul style="list-style-type: none"> - Bateria monobloco tubular chumbo-ácido; - 12 Volt; - 105 Ah (C 100) 95 Ah (C20) 75 Ah (C5); - Ciclo de vida é 1200; - Dimensão em mm: L308, l174, h220.

Apresentamos agora uma tabela com as tensões mais usuais em baterias de chumbo-ácido.

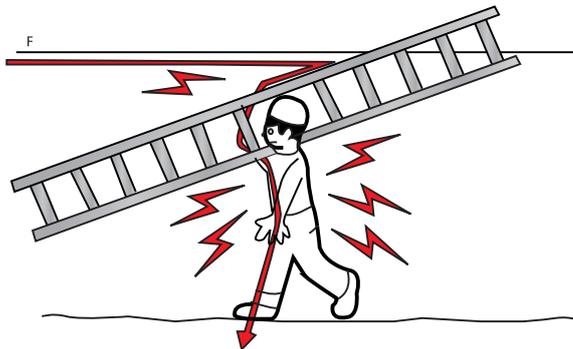


Importante

No dimensionamento de um sistema FV autónomo, o número de dias de autonomia de uma bateria deverá estar compreendido entre 3 e 8.

Fig. 250
Exemplo de um contacto directo.

Fonte: <http://www.prof2000.pt/users/pa/>

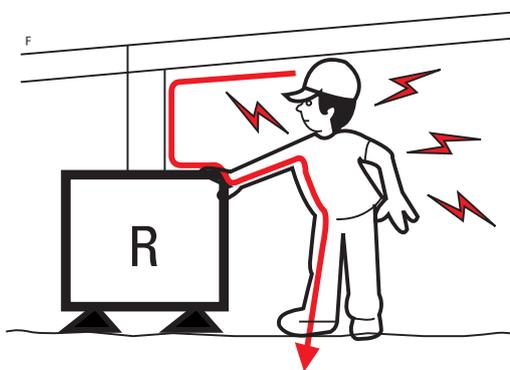


Contacto indirecto

Contacto indirecto dá-se quando o utilizador toca ou empunha "massas" que ficaram acidentalmente sob tensão eléctrica.

Fig. 251
Exemplo de um contacto indirecto.

Fonte: <http://www.prof2000.pt/users/pa/>



A "massa" é qualquer elemento metálico susceptível de ser tocado, em regra isolado das partes activas de um material ou aparelho eléctrico, mas que pode ficar acidentalmente sob tensão em caso de defeito.

Protecção contra contactos directos

Para protecção das pessoas contra os contactos directos, as RTIEBT (Secção 412) preconizam essencialmente medidas preventivas que, em alguns casos, podem ser complementadas pela instalação de dispositivos diferenciais de alta sensibilidade (de 6, 12 ou 30 mA).

Fig. 252
Exemplo de um diferencial de 30 mA.

Fonte: Hager



3.1. Tipos de células fotovoltaicas

Actualmente, os módulos fotovoltaicos de silício apresentam uma vida útil de 25 anos. Um dos desafios que se coloca é o de encontrar novos acessórios e equipamentos que ponham esta fasquia bem acima e com um grau de eficiência bastante elevado.

O processo de fabrico das células e módulos fotovoltaicos está representado nas seguintes figuras:

Fig. 290
Processo de fabrico de módulos fotovoltaicos.
Fonte: <http://www.ltesolar.com/knowledge10.html>

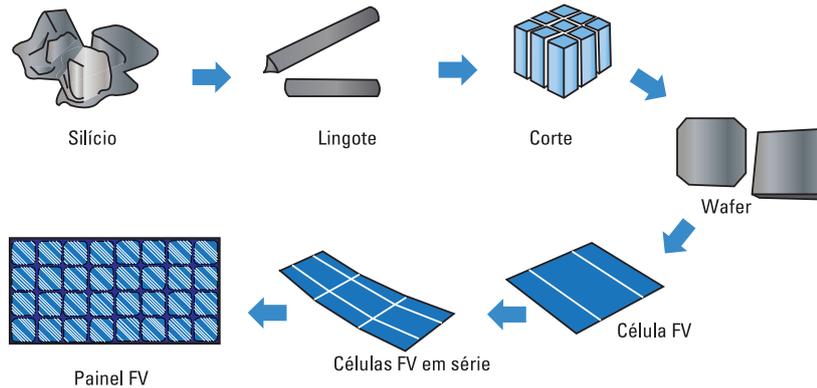
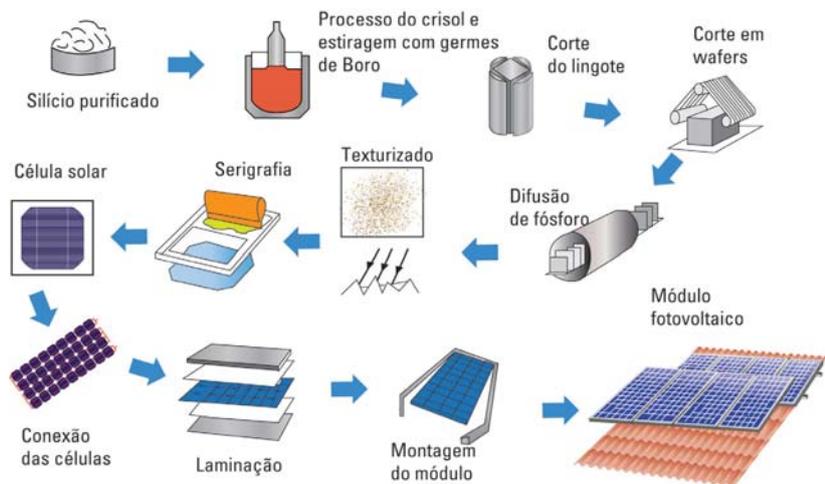


Fig. 291
Processo de fabrico de módulos fotovoltaicos.
Fonte: <http://www.electricidad-gratuita.com/produccion-celda-fv4.html>



Neste momento, no mercado, existem três tipos de células, conforme o método de fabricação:

- **Células de silício monocristalino:** Estas células obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas quadradas finas (0,4-0,5 mm de espessura). A sua eficiência na conversão de luz solar em electricidade situa-se na ordem dos 15 a 18 %.
- **Células de silício policristalino:** Estas células são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal. Forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. A sua eficiência na conversão da luz solar em electricidade é ligeiramente

Sabia que...

Na tecnologia de película fina ou amorfa, o semiconductor é depositado sobre um substrato de baixo custo.



Recorde

A potência máxima (ou P_{MPP} ou potência de pico) de uma célula é a potência que esta é capaz de proporcionar em condições padrão (STC: *Standard Test Conditions*): temperatura da célula de 25 °C e irradiância de 1000 W/m² com um AM de 1,5. Na realidade, é pouco frequente que a célula proporcione a potência de pico, entre outras razões porque, com a radiação do Sol, a temperatura da célula aumenta e com isso a sua eficiência diminui.



Exercício Resolvido

Um módulo da SILIKEN SKL60P6L tem um NOTC de 49 °C. Que temperatura de trabalho alcançarão as suas células com uma radiação solar de 100 W/m² e uma temperatura ambiente de 18 °C?

Resolução:

Com a fórmula enunciada anteriormente, podemos calcular T_c . Assim, vem:

$$T_c = T_A + [(E_m/800) \times (T_{uc} - 20)] = 18 + (1000/800) \times (49 - 20) = 54,25 \text{ °C}$$

Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica:

- **Corrente de curto-circuito (I_{cc} para $U = 0$):** É o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura correspondentes a um valor de tensão nula e, consequentemente, potência nula.
- **Tensão de circuito aberto (U_{oc} com $I = 0$):** É o máximo valor de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e de temperatura, correspondentes a uma circulação de corrente com valor nulo e, consequentemente, potência nula.
- **Potência pico (P_{MPP}):** É o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo.
- **Corrente a máxima potência (I_{MPP}):** É o valor da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e de temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.
- **Tensão a máxima potência (U_{MPP}):** É o valor da tensão que é entregue à carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

De referir que a curva de máxima potência será maior de acordo com a radiação solar ao longo do dia. Por exemplo, às 13.30 h, no Verão, terá o seu valor máximo de potência.

Factores como a intensidade da radiação solar incidente e temperatura ambiente influenciam directamente o desempenho de uma célula fotovoltaica, o que facilmente se consegue observar através da sua característica I-V.

A corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente, ao passo que o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação (ver figura ao lado), sendo esta habitualmente desprezada nos cálculos.

A temperatura é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é avultado. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia eléctrica, mas sim dissipada sob a forma de calor.

Esta é a razão pela qual a temperatura de uma célula é sempre mais elevada em relação à temperatura ambiente. Num sistema com módulos ligados em série e perante baixas temperaturas, o aumento de tensão num módulo poderá ultrapassar a tensão máxima permitida pelos dispositivos a jusante. No Verão, devido ao aumento de temperatura, pode-se verificar uma diminuição na potência produzida de 35 %, sendo que para evitar este fenómeno, os módulos devem ser capazes de dissipar o excesso de calor para o exterior.

Para saber o valor da temperatura da célula, T_c , a partir da temperatura ambiente, T_A , pode utilizar-se a seguinte fórmula:

$$T_c = T_A + \frac{E_m}{800} (T_{uc} - 20)$$

Onde:

- E_m – luminosidade média (em W/m²);
- T_{uc} – temperatura de utilização da célula (°C)

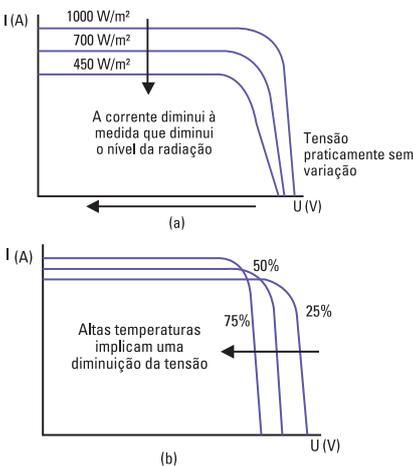


Fig. 295

- a) Efeito da variação da irradiância
- b) Efeito da variação da temperatura.

Fonte: FER - Fontes de Energia Renováveis. "Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projectos e Instalações, Volume III". Projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente através do programa ALTENER, 2004.



Exercício Resolvido

Uma pequena instalação fotovoltaica dispõe de dois módulos ligados em paralelo, em que cada um possui 60 células ligadas em série. Num dado momento, as células proporcionam 4,3 A a uma tensão de 0,5 V. Qual é a potência que a instalação fornece nesse momento?

Resolução:

Sabe-se que:

$$N_{\text{células em série}} = 60$$

$$N_{\text{paralelo}} = 2$$

Logo:

$$P_c = I_c \times U_c = 4,3 \times 0,5 = 2,15 \text{ W}$$

$$P_{\text{Máxima Módulo}} = N_{\text{paralelo}} \times N_{\text{células em série}} \times P_c$$

$$P_{\text{célula}} = 2 \times 60 \times 2,15 = 258 \text{ W}$$

Para o cálculo da intensidade de corrente há que ter em conta o número de células em paralelo:

$$I_{CC \text{ Módulo}} = I_{CC \text{ Célula}} \times N_{\text{células em paralelo}}$$

Para o cálculo da tensão há que ter em conta o número de células em série:

$$V_{CO \text{ Módulo}} = V_{CO \text{ Célula}} \times N_{\text{células em série}}$$

Para o cálculo da potência há que ter em conta o número de células em série e a potência de cada célula. Se ligarmos vários módulos em paralelo, a potência total da instalação será igual à potência dos módulos pelo número de ramos em paralelo.

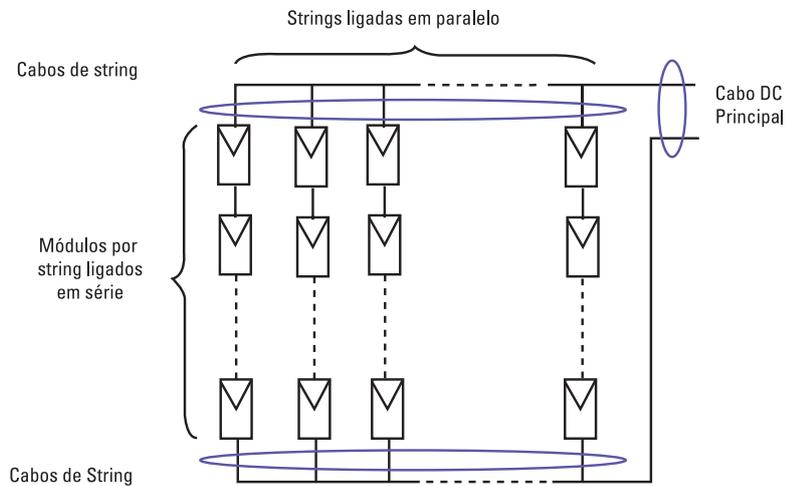
$$P_{\text{Máxima Módulo}} = N_{\text{células em paralelo}} \times N_{\text{células em série}} \times P_c$$

A curva característica do módulo tem a mesma forma que a das células.

Os módulos podem ter diversas configurações, que serão descritas com o decorrer do capítulo. Estes podem ser ligados em série, paralelo ou mista. Com este tipo de configurações podemos obter diferentes valores de tensão ou corrente, permitindo ao projectista dimensionar o seu sistema de acordo com o projecto a implementar.

Ao conjunto total de módulos fotovoltaicos dá-se a designação de gerador fotovoltaico. A um conjunto de módulos em série dá-se o nome de fileira ou *string*, podendo ligar-se várias em paralelo.

Fig. 301
Composição de um gerador fotovoltaico.
Fonte: Tese de Fernando Mapota - INETI



Além dos materiais semi-condutores, a célula fotovoltaica apresenta dois contactos metálicos, em lados opostos, para fechar o circuito eléctrico. O conjunto encontra-se encapsulado entre um vidro e um fundo, essencialmente para evitar a sua degradação com os factores atmosféricos, como o vento, chuva, poeira, vapor, granizo, etc. Assim, manter-se-ão as condições ideais de operação por dezenas e dezenas de anos.

Um módulo fotovoltaico é constituído de células solares associadas electricamente e, regra geral, em série (ver figura 302). A maioria dos módulos con-

3.1.7. Associação de módulos fotovoltaicos em série

Com a associação de módulos em série podemos ter valores de tensão mais elevados, mas a corrente mantém o seu valor.

Quando ligamos vários módulos em série, devemos ter o cuidado de analisar a *datasheet* do fabricante, de forma a verificar qual o valor de tensão máximo permitido para este tipo de associação (dado pelo fabricante). De salientar que normalmente são colocados nos módulos díodos de desvio ou *by-pass* para prevenir eventuais avarias nos módulos, evitando que os sistemas FV bloqueiem.

De referir ainda que nas instalações de microgeração são associados módulos em série de forma a garantir a tensão de arranque do inversor.

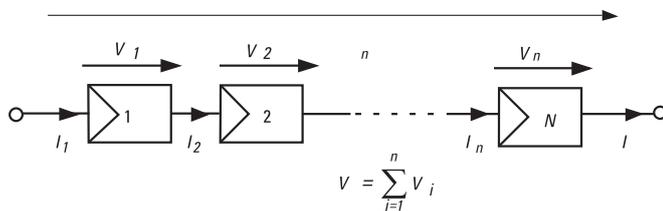


Fig. 306
Associação de módulos em série.

Fonte: "Laboratórios de Energia Solar Fotovoltaica", Manuel Oliveira e Filipe Pereira, Publindústria

Analisando a figura anterior, verifica-se:

$$U_T = U_1 + U_2 + \dots + U_n = n \times U = \dots [V]$$

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n = \dots [A]$$

$$P_{TOTAL} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = \dots [w]$$

$$P_{TOTAL} = U_{TOTAL} \times I_{TOTAL} = \dots [w]$$

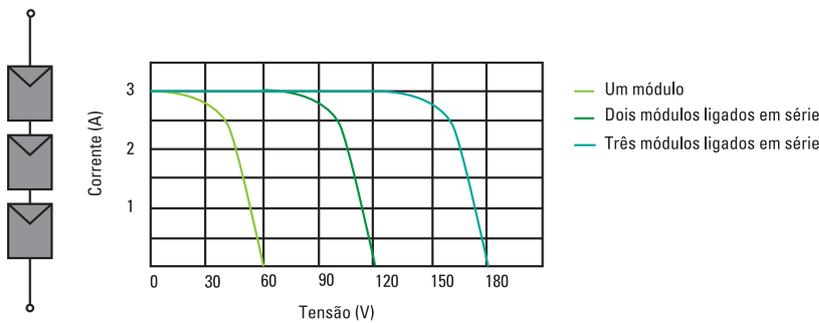


Fig. 307
Ligação em série de três células FV.

Fonte: "Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", Projecto GreenPro

3.1.8. Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo

Com este tipo de associação de módulos, o valor da tensão mantém-se e o valor da corrente aumenta quanto maior for a associação de módulos FV.

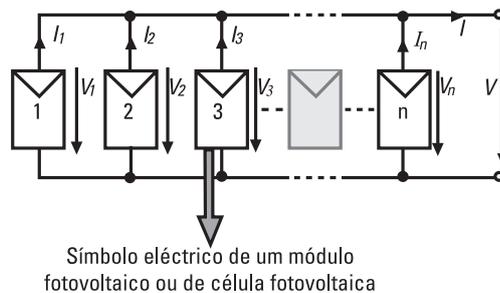


Fig. 308
Associação de módulos em paralelo.

Fonte: "Laboratórios de Energia Solar Fotovoltaica", Manuel Oliveira e Filipe Pereira, Publindústria

Mais adiante serão apresentadas as definições de díodos de fileira e de díodos de desvio ou *by-pass*.

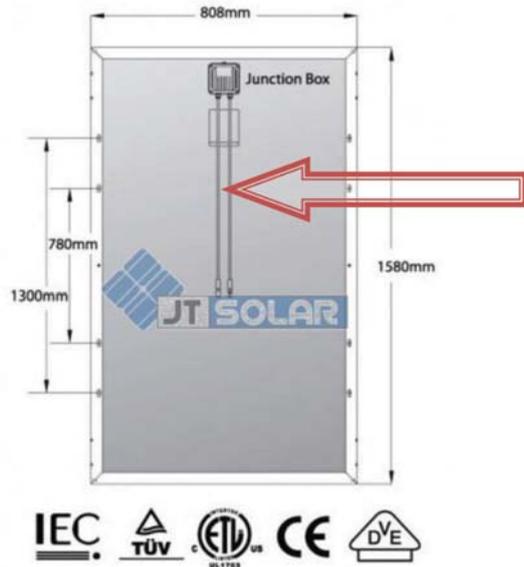


Fig. 313
Cablagem de ligação com conectores especiais para que seja facilitada a ligação do módulo fotovoltaico.

Fonte: <http://www.jtsolar.com.au/solar-modules/solar-modules-ceeg-sst-170w.html>

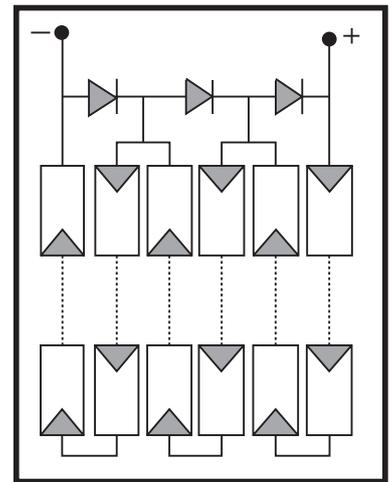


Fig. 314
Ligação eléctrica de um módulo da ISOFOTON.

Fonte: ISOFOTON

Na figura 314 poderemos analisar um módulo da ISOFOTON de 100 W/24 V. O módulo é constituído por 72 células ligadas em série e três díodos de *by-pass*, onde cada um protege um grupo de 24 células, formando três circuitos eléctricos.

De seguida é apresentada a constituição interna de um módulo FV e a ligação eléctrica das células que compõem o mesmo, de vista frontal.

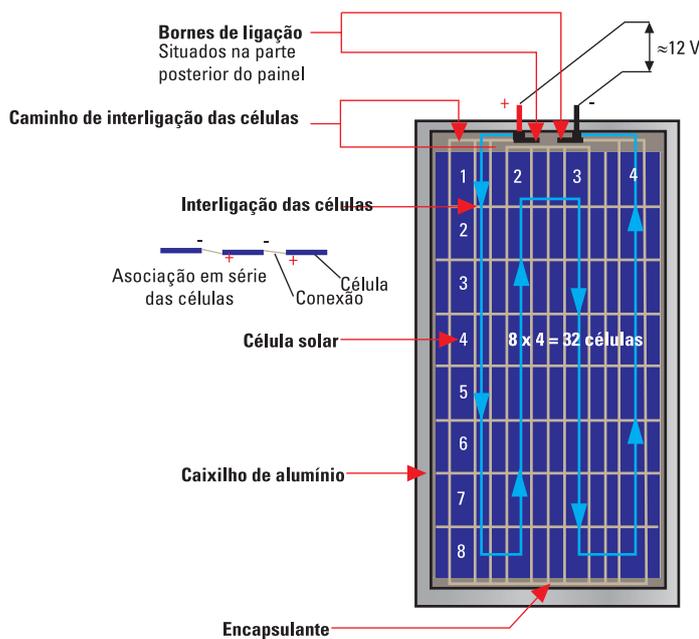


Fig. 315
a) Pormenor da interligação entre células e da constituição de um módulo fotovoltaico.

Fonte: Solenerg

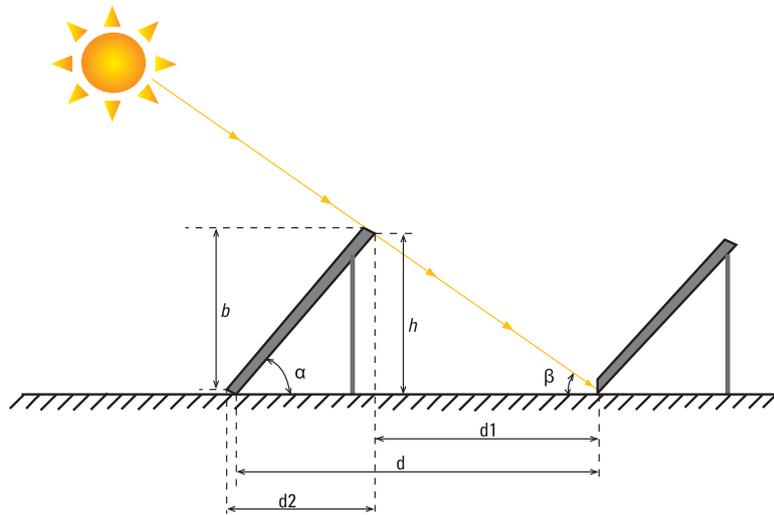
Os efeitos dos sombreamentos estão directamente relacionados com factores como:

- A distância mínima entre fileiras de módulos FV. Os próprios módulos poderão provocar sombreamentos uns nos outros;
- Perdas por orientação e inclinação;
- Perdas por sombreamentos.

Outra situação a ter conta em questões de sombreamento, é, em grandes instalações, a distância a manter entre fileiras de colectores, de modo a que as da frente não provoquem sombreamento nas de trás. Por vezes, tal constitui um problema. Determinadas instalações são limitadas em termos de espaço. Uma das soluções prende-se com a disposição dos colectores numa superfície inclinada.

Para resolver esta questão, deve-se realizar a seguinte montagem, de acordo com a seguinte figura.

Fig. 345
Regra a aplicar em fileiras de painéis quando existem sombreamentos.
Fonte: KleanEnergie4Life, Lda



$$d = b \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right)$$

Onde:

β – Ângulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 22 de Dezembro, que vai determinar a distância máxima entre fileiras para evitar sombreamentos entre elas;

α – Inclinação dos módulos FV;

d – Afastamento entre as fileiras dos módulos FV;

b – Comprimento do módulo FV;

h – Altura.

Antes da montagem de um sistema fotovoltaico, deve ser sempre assegurada a distância entre fileiras de painéis fotovoltaicos, de forma a evitar sombreamentos mútuos, bem como a assegurar uma disposição que evite os sombreamentos de elementos arquitectónicos.

A distância entre fileiras consecutivas de painéis fotovoltaicos, $d(m)$, depende do comprimento do módulo $b(m)$, da inclinação do painel β e do valor mínimo da altura solar que é tolerada no sombreamento α .

Para a obtenção do cálculo das perdas por sombreamento, são calculadas a distância e as dimensões da projecção da sombra pelos objectos. A partir desta informação são calculados o ângulo de azimute e o ângulo de elevação desde o centro dos módulos.

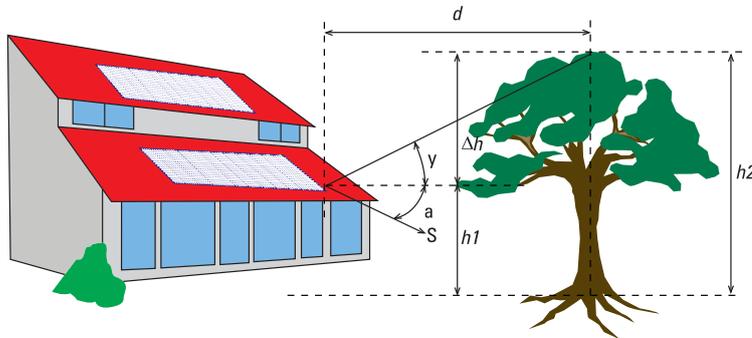


Fig. 351
Determinando o ângulo de elevação e o ângulo de azimute de um objecto.

Fonte: "Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", Projecto GreenPro

O ângulo de elevação γ é calculado a partir da subtracção entre a altura do objecto que projecta a sombra (h_2), a altura do sistema fotovoltaico (h_1), e da distância entre os dois.

$$\tan \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \arctan \left(\frac{h_2 - h_1}{d} \right) = \arctan \left(\frac{\Delta h}{d} \right)$$

É apresentado um pequeno exercício resolvido para uma melhor compreensão do cálculo a utilizar neste tipo de problemas.

- Como vimos anteriormente, para calcular as perdas por sombreamento mede-se primeiro a altura e o azimute do obstáculo, desde o centro do gerador fotovoltaico.
- Transferem-se essas medidas para uma projecção estereográfica.

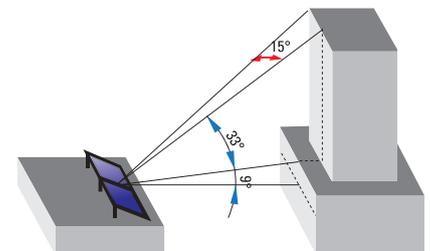


Fig. 352
Obtenção do valor de azimute e da altura do obstáculo.

Fonte: "Contribución Solar Mínima de ACS", FECEA

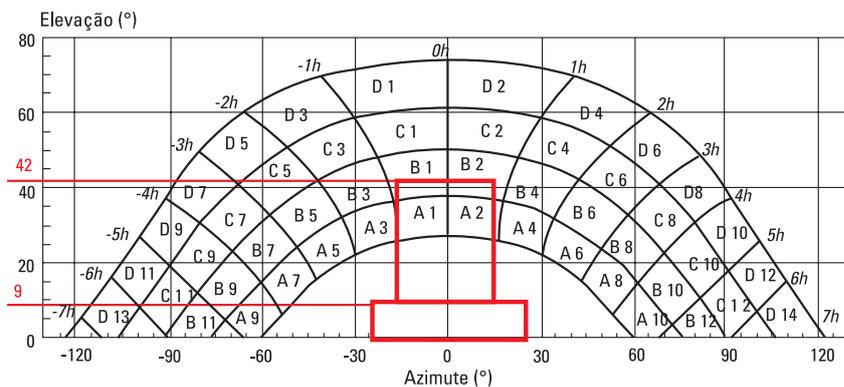


Fig. 353
Diagrama da trajectória do Sol.

Fonte: "Contribución Solar Mínima de ACS", FECEA

- Somam-se as contribuições das porções (assinaladas a vermelho) que estão total ou parcialmente ocultas pelo perfil dos obstáculos representados, obtendo no final a percentagem de perdas por sombreamento para cada porção, sendo que estes valores podem ser obtidos nas tabelas do anexo III, tendo em conta o valor da inclinação e orientação dos módulos (β e α respectivamente).

As tabelas do anexo III referem-se a diferentes superfícies caracterizadas pela sua inclinação e ângulo de orientação (β e α , respectivamente). Deve

Exercícios Resolvidos

(Continuação)



Latitude do lugar	Ângulo no Inverno	Ângulo no Verão
0 a 15 °	15 °	15 °
15 a 25 °	Latitude	Latitude
25 a 30 °	Latitude + 5 °	Latitude - 5 °
30 a 35 °	Latitude + 10 °	Latitude + 10 °
35 a 40 °	Latitude + 15 °	Latitude + 15 °
> 40 °	Latitude + 15 °	Latitude + 20 °

Tabela 74

Inclinações dos módulos FV em função da latitude do lugar da instalação

Agora, poder-se-á calcular a altura da estrutura formada pelos 4 módulos FV. Assim, vem:

$$h = a \times \sin \beta = 1,63 \times \sin 25^\circ = 0,69\text{m}$$

Calculando a distância mínima entre fileiras de módulos FV, temos:

$$d = h \times k = 0,69 \times 1,963 = 1,36\text{m}$$

Na figura 356 são apresentadas as medidas correspondentes à distância entre fileiras de módulos FV da instalação em causa.

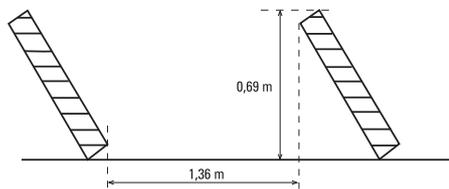


Fig. 356

Distância e altura dos módulos FV.

Exercício 2

Calcule a distância mínima entre a primeira fileira dos módulos fotovoltaicos do exercício anterior, tendo em conta que os objectos que podem provocar sombras são uma série de árvores com uma altura máxima de 3 metros.

Resolução:

Para conhecer o valor da latitude, recorrer-se-á à base de dados do PV-GIS ou ao anexo II deste manual. O valor da latitude é de 40°37'N.

Tomando como referência a tabela 72 e arredondando, obtém-se o valor de 1,963 para o k. O valor da inclinação será de 25 °. Este valor poderá ser obtido consultando a tabela 74.

A altura máxima do objecto é no máximo de 3 metros. Sendo assim, estamos em condições de calcular a distância mínima entre fileiras de módulos FV.

$$d = h \times k = 3 \times 1,963 = 5,89\text{m}$$

Na figura 357 está representada a solução para este exercício, indicando qual a distância entre fileiras do gerador FV e a distância entre a primeira fileira dos objectos que poderiam provocar sombras, neste caso a árvore.

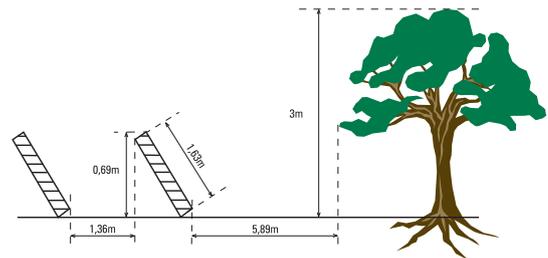


Fig. 357

Distância entre fileiras e a árvore.

Fonte: Adaptado de "Energía Solar Fotovoltaica: Cálculo de una Instalacion Aislada" - Miguel Pareja Aparicio, Marcombo

4.4. Sistemas de múltiplos inversores

O tamanho e número das fileiras são determinados com base na escolha do inversor, tendo em conta a potência de saída do módulo. Quando a potência da instalação FV é elevada, convém utilizar vários inversores de baixa potência a trabalhar em conjunto como unidades de *mestre-escravo*. Quando a radiação solar é reduzida, apenas funcionam os inversores mestres. Com o aumento desta, atinge-se mais rapidamente a potência limite do inversor mestre, sendo então accionado o primeiro inversor escravo.

De modo análogo, o crescente aumento da radiação solar conduz à sucessiva entrada em operação dos restantes inversores escravos. Este conceito permite otimizar a eficiência global do sistema.

Neste contexto, podem ser definidas as seguintes configurações de inversores:

4.12.2. Protecção de sistemas ligados à rede

Neste tipo de sistemas, onde existe uma interligação com o sistema da rede de distribuição, as potências utilizadas são elevadas. Como a estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos é metálica, é aconselhável a ligação dessa mesma estrutura à terra, embora a consulta da norma IEC 60364-7-712 não seja dispensada.

A equipotencialização e a ligação à terra dos módulos FV deve ser garantida, uma vez que na associação destes temos valores de tensão acima dos 120 VDC.

A protecção com o descarregador de sobretensões deve ser garantida, tanto no lado DC como AC, isto é, na caixa ligações dos módulos FV e junto do inversor, caso a distância da caixa ao inversor seja grande.

Na eventualidade de o inversor possuir em ambos os seus lados protecções contra sobretensões no seu interior, é dispensável a utilização do DST no lado AC.

A interligação do terminal principal de terra dos painéis à terra só é possível caso o valor da resistência de terra seja igual ou inferior a 10Ω (tal também será válido para instalações em que já existam captadores de pára-raios no edifício).

De seguida é apresentado um esquema de como realizar a protecção contra sobretensões.

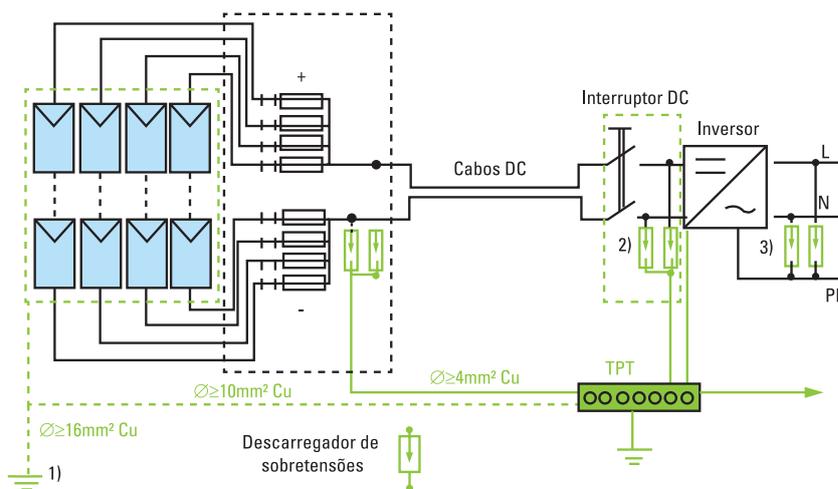


Fig. 377
Esquema geral de um sistema FV ligado à rede.

Fonte: "Protecção de Sistemas Fotovoltaicos", Seminários Weidmüller

4.13. Ligação à terra e equipotencialização

Mesmo uma ligação à terra correcta não impede a corrente de atravessar elementos condutores estranhos à instalação eléctrica: peças metálicas da estrutura de construção, chassis de alumínio, vigas de aço, etc., e é por isso que recorreremos a uma ligação equipotencial. Esta liga entre eles e à terra todas as partes condutoras acessíveis da construção e todas as canalizações de gás, água e aquecimento.

O condutor geral de protecção deve encontrar-se separado dos restantes cabos eléctricos, a fim de evitar descargas de indução provocadas por estes. A sua ligação ao eléctrodo de terra deverá ser efectuada pelo caminho mais curto e, se possível, em linha recta e vertical. Devem-se evitar as ligações que possam vir a gerar correntes de retorno (*loops*).

potências a ligação far-se-á com a rede de média tensão, sendo o próprio transformador de baixa/média tensão que proporcionará esse isolamento.

De seguida é apresentado um inversor central com uma potência de 640 kW com o respectivo diagrama de blocos de ligação eléctrica e as suas características.

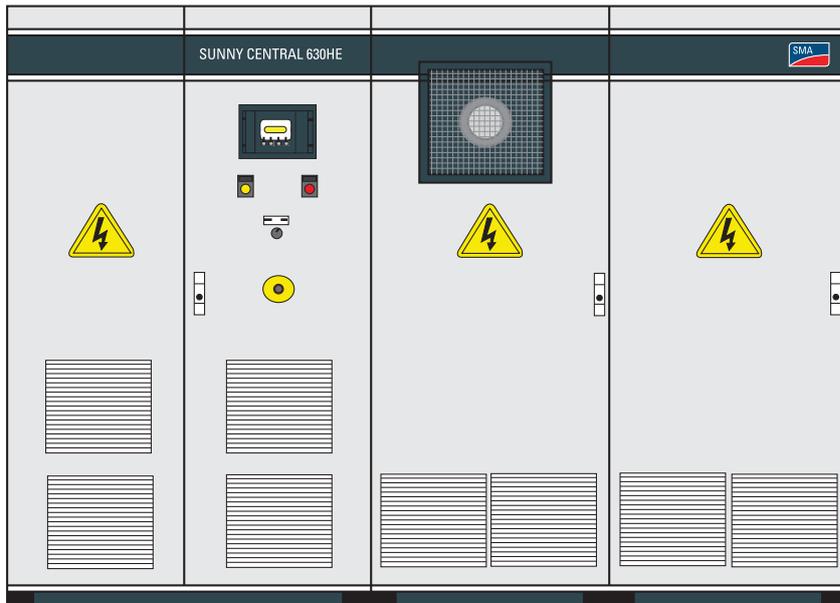


Fig. 399
a) Inversor trifásico SUNNY CENTRAL 630HE da SMA.

Fonte: SMA Ibérica Tecnología Solar, SL

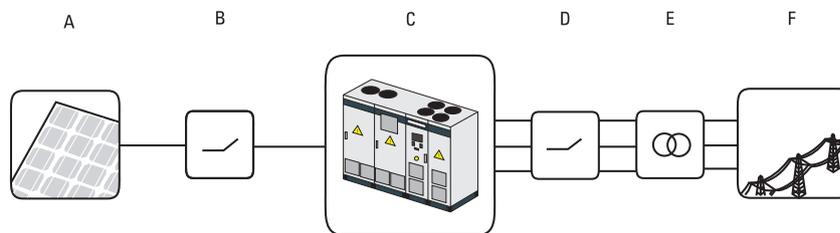


Fig. 399
b) Inversor trifásico SUNNY CENTRAL 630HE da SMA.

Fonte: SMA Ibérica Tecnología Solar, SL

Legenda:
A – Gerador FV;
B – Corte do lado DC;
C – Sunny MiniCentral;
D – Corte do lado AC;
E – Transformador;
F – Rede Pública.



Fig. 400
Vista geral da cabine exterior do inversor SUNNY CENTRAL 630HE da SMA.

Fonte: SMA Ibérica Tecnología Solar, SL

Legenda:
A – Cabina DC;
B – Cabina do inversor;
C – Cabina AC.



Fig. 424
Seguidor solar.

Fonte: KleanEnergie4Life, Lda



Fig. 425
Seguidor de um eixo azimutal, com possibilidade de variar a inclinação manualmente.

Fonte: "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Miguel Moro Vallina, Paraninfo



Fig. 426
Seguidor de dois eixos já instalado.

Fonte: Selfenergy Solutions

Fig. 427
Seguidor solar com dois eixos de rotação: Norte-Sul e Este-Oeste.

Fonte: <http://redc.nrel.gov/solar/pubs/redbook/HTML/interp.html>

5.1. Caracterização dos elementos constituintes

5.1.1. Seguidores solares

A eficiência de um sistema solar está directamente associada com o rendimento que os painéis fotovoltaicos têm, mas não é suficiente possuir excelentes painéis. Para que essa eficiência possa ser melhorada, podemos utilizar equipamentos – denominados *seguidores solares (ou trackers)* – que permitem que o ponto de máxima potência seja sempre atingido.

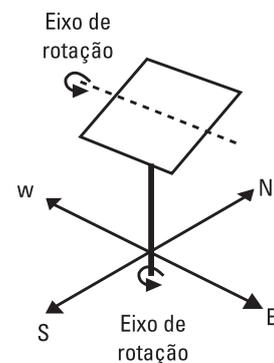
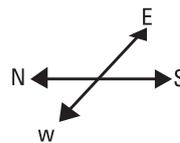
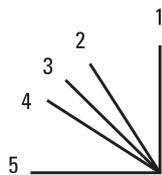
Este equipamento permite uma constante orientação dos painéis segundo a inclinação e ângulo de azimute. O rendimento da instalação é elevado em cerca de 30 % com um seguidor solar em comparação com um sistema fixo.

A única desvantagem deste sistema reside no facto de ser mais dispendioso, mas o retorno de investimento torna-se muito mais rápido em relação ao modelo fixo.

Os seguidores solares podem possuir um ou dois eixos de rotação. Analisemos cada um deles.

- Os sistemas de um eixo podem efectuar o seguimento do Sol ao longo do dia, orientando-se segundo o ângulo de azimute ou zenital, para que os módulos possam estar sempre na perpendicular à radiação solar.
- Os sistemas de dois eixos são os que mantêm sempre uma orientação óptima em relação ao Sol. São mais caros e mais difíceis de instalar, mas têm maiores produções de energia. Estes sistemas seguidores utilizam-se sobretudo em instalações ligadas à rede de média e grande dimensão, em zonas de boa radiação e com bastante área disponível. Neste tipo de sistemas, montam-se as fileiras na sua totalidade para ficarem orientadas segundo o mesmo eixo, ou sobre um mastro.

A maior parte dos sistemas seguidores funciona mediante motores controlados electronicamente. Este controlo calcula com precisão a posição astronómica do Sol e orienta os módulos em direcção a este. Para isso existem sensores que medem a posição no céu através do valor de iluminação máxima. Existe também um sensor de ventos, que, para fortes rajadas, faz com que o seguidor fique com os módulos na horizontal, evitando que o seguidor tenha "tensões" excessivas sobre a sua estrutura.



A força exercida pelo vento pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$F = 0,11 \times V^2 \times S \text{ (kP)}$$

Em que:

V – velocidade do vento em m/s;

S – Superfície do gerador fotovoltaico em m²;

F – Força exercida pelo vento em quilopond (kP)

Nota: 1 kP = 9,81 N.

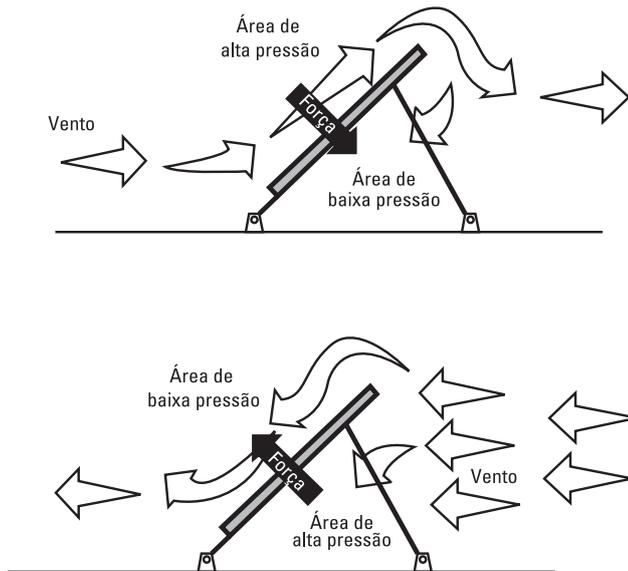


Fig. 431

Esforços causados na estrutura neste caso pelo vento.

Fonte: www.polarpowerinc.com/info/operation20/operation23.htm

Importante



Existem outros factores que podem influenciar a duração da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos. A geada e os ambientes marítimos, por exemplo, afectarão o material de construção da estrutura de suporte, pelo que se deverá ter em conta estes pormenores construtivos na escolha do tipo de estrutura.

Com o intuito de minimizar as forças exercidas no gerador, deverão ser tomados em consideração, na fase de planeamento, os seguintes aspectos:

- O espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não deve ser muito grande. No entanto, deverá ser suficiente para permitir a eficaz ventilação do telhado e evitar que as folhas fiquem presas, podendo dessa forma obstruir o escoamento da chuva;
- As linhas verticais e horizontais do prédio (cumeeira, beiral, empena) não devem ser ultrapassadas. A distância entre o limite do campo fotovoltaico e os extremos do telhado deve ser, no mínimo, cinco vezes superior à altura do campo fotovoltaico;
- A superfície do gerador deve ter a mesma inclinação que o telhado;
- Deve-se deixar um pequeno espaço entre os módulos, de forma a compensar a pressão do vento.

Do lado direito (figura 432) é apresentada uma estrutura de suporte já devidamente montada para um sistema isolado com três módulos fotovoltaicos.

Como foi referido num capítulo anterior, algumas destas estruturas vêm de fábrica com o valor do ângulo de inclinação marcado na haste lateral. Como em Portugal (por exemplo, na zona Norte) trabalha-se com o valor de inclinação de 35 °, esta já vem referenciada na estrutura, como se pode verificar na figura que se segue.



Fig. 432

Estrutura de suporte para três módulos fotovoltaicos.

Fonte: KleanEnergie4Life, Lda

5.2.1. Caracterização técnica detalhada dos principais componentes de uma estrutura de fixação em telhados

Fixação ao telhado

Na superfície do telhado devem ser criados pontos de fixação que recebam os módulos. A escolha do sistema de montagem depende do tipo de cobertura. Existem soluções dependentes das vigas de suporte e outras independentes. As soluções independentes oferecem um maior leque de soluções em termos da colocação no telhado, mas estruturalmente não suportam cargas tão grandes quanto os modelos dependentes.



Fig. 439

Jogo de ganchos para telhas planas com placa de aço inoxidável.

Fonte: Phönix SonnenStrom AG

Ganchos

Estes dispositivos de fixação para telhados têm a forma de um gancho, ultrapassam a cobertura do telhado e são fortemente aparafusados às vigas ou aos ripados (a), b)). Os ganchos de telhado são adequados para todas as coberturas com telhas, telhas betuminosas, ardósias ou telhas planas. O gancho não deve ser pressionado contra a telha. Se for necessário, a cavilha da viga deverá ser calçada com madeira (c)). Deve ser efectuada uma recessão na telha que cobre o gancho, no ponto em que este sobressai da cobertura, usando para o efeito uma rebarbadora (d)).

Fig. 440
Colocação de um gancho de telhado.

Fonte: "Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", Projecto GreenPro.

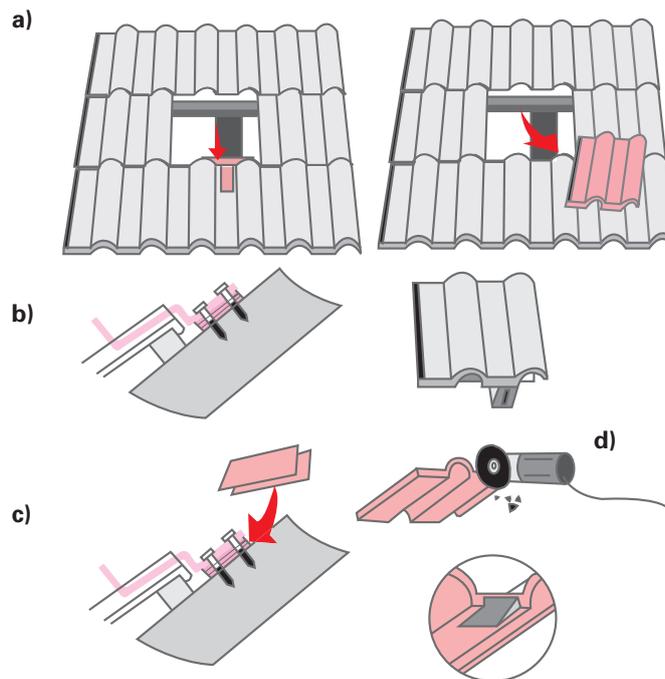


Fig. 441

Grampo de rebordo vertical.

Fonte: "Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação", Projecto GreenPro.

Clips de telhados de rebordo

Nos telhados ondulados usam-se umas pinças especiais, que se fixam firmemente nos rebordos das chapas. Este tipo de montagem de telhado não pode suportar grandes pesos estruturais.

Suporte de montagem com abertura metálica do telhado

Se, por razões estruturais, for necessário fixar o gerador à estrutura de suporte de telhados metálicos, os pontos de penetração deverão ser selados nas placas das coberturas.

Fig. 446

Montagem em telhas.

Fonte: www.smart-powershop.com/product_info.php?language=en&products_id=9

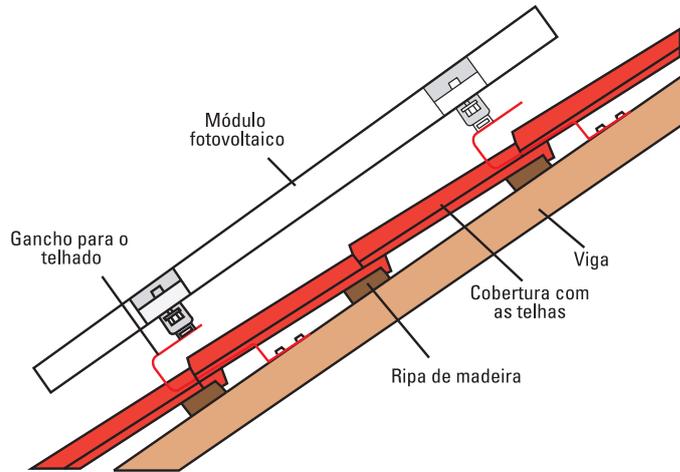


Fig. 447

Montagem em telhas onduladas com feltro.

Fonte: www.smart-powersystems.com/product_info.php?language=en&products_id=9

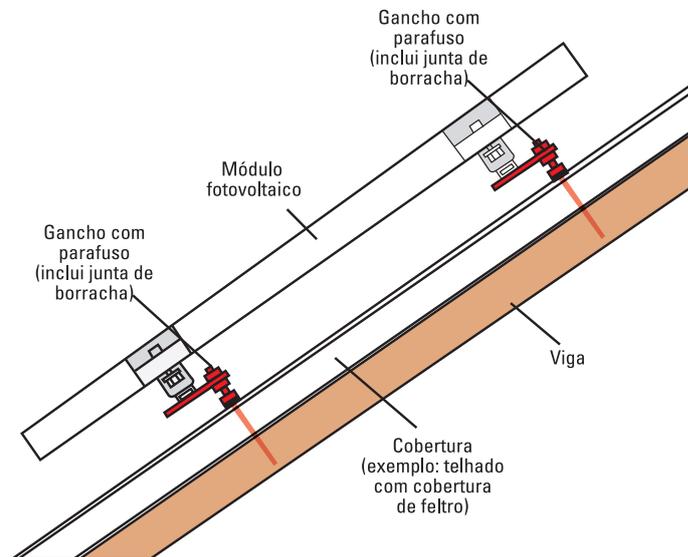
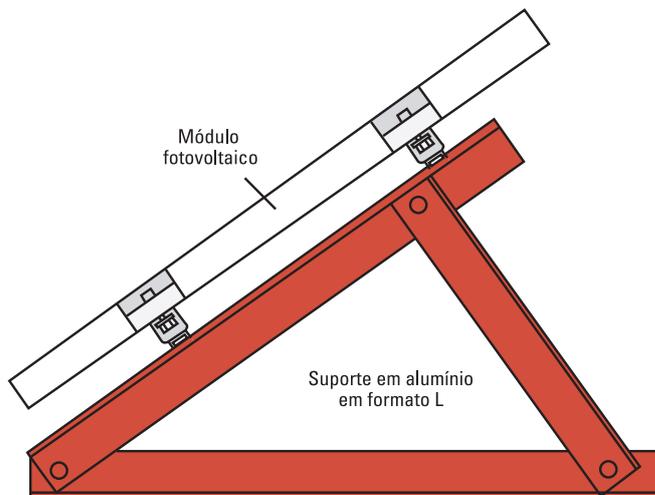


Fig. 448

Montagem em telhado plano.

Fonte: www.smart-powersystems.com/Popup/popup.php?title=Ground%20mount%20Flat%20roof&image=Slices%2FAngelote%20mounting_options_flat_roof_detail_en.jpg



terra (PE), que poderá ou não ser ligado. Caso os módulos tenham classe de isolamento II não é necessária a sua ligação, mas é conveniente conectar a estrutura dos módulos FV à terra.

De seguida é apresentada uma caixa de ligações de um módulo FV e as fichas de ligação deste.

Fig. 451

Caixa de um módulo FV.

Fonte: "Módulos PV – Série LA Instruções de Montagem", Lorentz



Fig. 452

Caixa de ligações de um módulo FV.

Fonte: Weidmüller

Fig. 453

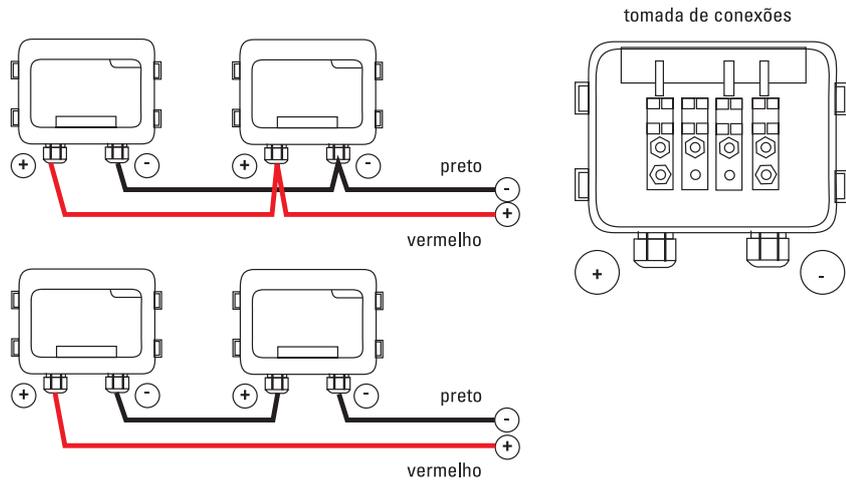
Ficha de ligação Tyco.

Fonte: Tyco Electronics

Fig. 454

Ficha de ligação WM4 macho e fêmea, respectivamente, com encaixe de segurança.

Fonte: Weidmüller



As fichas de ligação do tipo Tyco estão disponíveis para cabos de 2,5, 4 e 6 mm².





Fig. 476
Pormenor do gerador FV.

Fonte: KleanEnergie4Life, Lda

1. Fixação dos ganchos no telhado

A fixação do gerador poderá ser feita recorrendo a um sistema de montagem da Intersol, como mostra a figura que se segue.



Fig. 477
Estrutura de montagem.

Fonte: Intersol

2. Montagem das secções horizontais de fixação dos módulos

As secções horizontais de fixação dos módulos (calhas) são furadas nos pontos onde devem ser aparafusadas às secções verticais (diâmetro mínimo dos parafusos: 6 mm). O comprimento *standard* destas secções é de 4 m. As secções que forem demasiado compridas são cortadas para a dimensão apropriada, enquanto que as demasiado curtas são combinadas com as secções que referimos a seguir, usando fixações especiais (juntas de expansão de aproximadamente 6-7 mm).

Todos os materiais usados para a assemblagem da subestrutura do gerador (secções, ganchos do telhado, etc.), assim como os grampos e outros materiais de fixação, devem ser resistentes à corrosão e conciliáveis com os restantes materiais. O espaçamento entre os ganchos do telhado e as dimensões dos parafusos será escolhido conforme as especificações do fabricante.

4. Encaminhamento dos cabos de fileira pelo telhado

Os cabos deverão ser encaminhados através de tubagem específica que suporte os raios UV e as elevadas temperaturas que se verificam no exterior. Também é possível ligar os cabos do módulo directamente (sem tomadas) às caixas de junção deste, desde que os módulos estejam concebidos para tal.



Fig. 480

Pormenor da tubagem para passagem dos cabos de ligação dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: KleanEnergie4Life, Lda

5. Ligação do gerador à terra

O gerador é de seguida ligado à terra ($16,0 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$) através de condutores que serão ligados ao barramento de terra do edifício. Uma vez que a estrutura de suporte é condutora, é preciso uma ligação equipotencial adicional num ponto adequado da mesma. Esta ligação deve ser mantida tão curta quanto possível.

6. Instalação da canalização eléctrica no interior da casa

Os cabos eléctricos que derivam das fileiras deverão ser encaminhados pelo caminho mais curto possível directamente para a caixa de junção do gerador ou para o inversor. Neste ponto, deve-se ter uma especial atenção para assentar cabos protegidos contra falhas de terra e curtos-circuitos. Dado que estes cabos são condutores activos, devem ser marcados como tal, especialmente se forem encaminhados juntamente com outros cabos no interior da vivenda (frequentemente existem circuitos ou condutas comuns).

Os cabos de fileira são electricamente ligados aos terminais da caixa de junção do gerador (cuidado com as tensões $> 120 \text{ V DC}$). Os descarregadores de sobretensão garantem a protecção adequada, enquanto que o interruptor principal bipolar de corte do lado DC permite o corte em segurança do sistema em carga (por exemplo, para efeitos de manutenção).

Para tensões em DC menores que 50 V , os contactos do interruptor principal DC devem estar espaçados, pelo menos, 5 mm , de forma a permitirem um isolamento seguro. As especificações do fabricante na placa do interruptor devem indicar qual o valor de tensão máxima permitida.

7. Instalação do inversor

O inversor da SMA incorpora um interruptor de corte do lado DC e deverá ser instalado num local apropriado. Neste caso, foi instalado numa garagem tendo em conta a temperatura ambiente, a capacidade de dissipação do calor, a humidade relativa e o ruído. Para efeitos de serviço e manutenção, o inversor foi montado de forma a tornar-se facilmente acessível.

Fig. 487

Baterias já instaladas.

Fonte: www.smart-powersystems.com/Popup/popup.php?title=Sunny+Backup+Installation+for+a+Residential+House+in+Freiburg&image=Bilder%2FArticles%2F54229abfca5649e7003b83dd4755294%2F1241786402.jpg



6.5. Manutenção de sistemas fotovoltaicos

A manutenção regular é essencial para manter a segurança e fiabilidade dos equipamentos que constituem um sistema fotovoltaico, pese embora o facto de estes sistemas serem muito fiáveis e exigirem pouca manutenção. Esta consiste principalmente na limpeza periódica dos módulos e na substituição das baterias. O fabricante dá uma garantia de 20 anos, embora a vida útil dos módulos de silício cristalino esteja estimada em mais de 25.

6.5.1. Tipos de manutenção

Supervisão da instalação

A supervisão consiste em analisar os parâmetros de funcionamento da instalação fotovoltaica de uma forma periódica e terá de ser realizada pelo próprio cliente. Actualmente, nos grandes parques fotovoltaicos, é frequente a utilização de sistemas de supervisão onde são controladas diversas variáveis, tais como: a potência de produção dos módulos, a potência entregue à rede, valores de corrente e tensões de produção.

Fig. 488

Sistema de monitorização instalado junto de um conjunto de inversores.

Fonte: "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Miguel Moro Vallina, Paraninfo



Sabia que...

Os inversores permitem que sejam instalados sistemas de monitorização, através dos quais se poderá transferir informação para o utilizador. Essa informação poderá ser obtida no exterior através de interfaces do tipo RS-232, RS-485, Ethernet, etc.

Manutenção preventiva

A manutenção preventiva define as actividades necessárias para impedir que os equipamentos possam avariar e assim criarem demoras, com as consequentes perdas na produção. Intervenções como lubrificação, calibrações e substituições periódicas habituais, limpezas, verificações e análises dos elementos, fornecerão dados vitais para posterior correcção de paragens no sistema de produção de energia.

Este tipo de manutenção deverá ser realizado por um técnico altamente qualificado para o efeito.

De seguida são apresentadas duas tabelas de manutenção preventiva num sistema fotovoltaico de venda à rede e num sistema fotovoltaico autónomo,

Para otimizar o rendimento de um parque, é necessário contar com um sistema de gestão de produção. A melhoria do rendimento resultará em:

- Otimização de rácios económicos;
- Aumento das margens de benefício;
- Redução do tempo necessário para a recuperação do investimento.

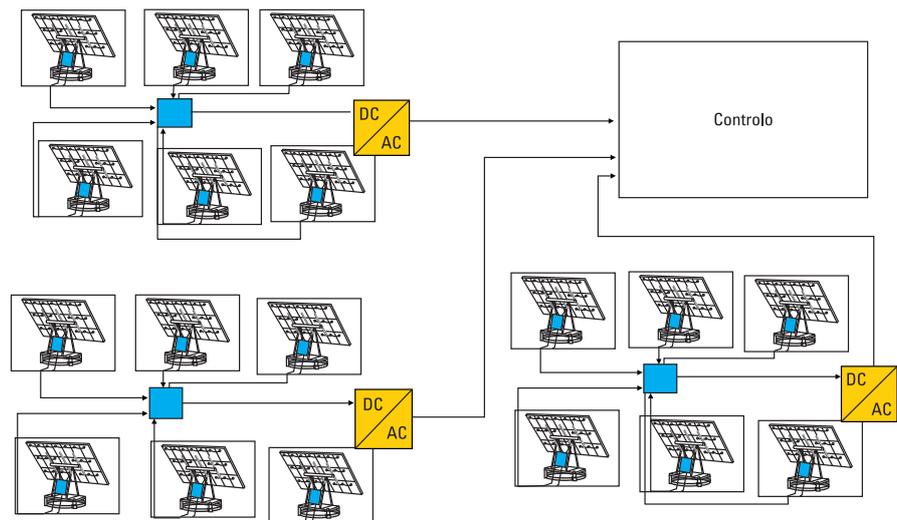
Evitará possíveis conflitos entre investidores num mesmo parque por diferenças de produção durante o mesmo período. Haverá uma diminuição de gastos derivados da manutenção pois esta permite uma localização rápida de avarias e a possibilidade de centralização da manutenção em "Sala de Controlo".

Numa instalação fotovoltaica é possível monitorizar muitos elementos em distintos níveis, como por exemplo:

- Contador de energia;
- Informação dos inversores;
- Caixas de strings de 1.º nível;
- Caixas de strings de 2.º nível;
- Ao nível da string;
- Ao nível do módulo.

Fig. 491
Caixas de strings de primeiro e segundo nível.

Fonte: Weidmüller

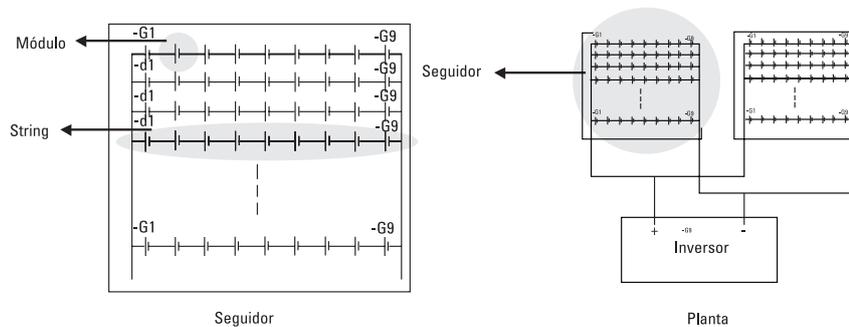


Fundamentos técnicos

Um parque fotovoltaico é um conjunto de geradores de DC (módulo), ligados em série (*string*) e em paralelo (seguidor) ao inversor.

Fig. 492
Parque fotovoltaico.

Fonte: Weidmüller



Sistema de monitorização de strings

Existe no mercado um sistema monitorização de strings da Weidmüller que representa uma solução *standard* e inovadora integrada nas caixas de ligação de strings.

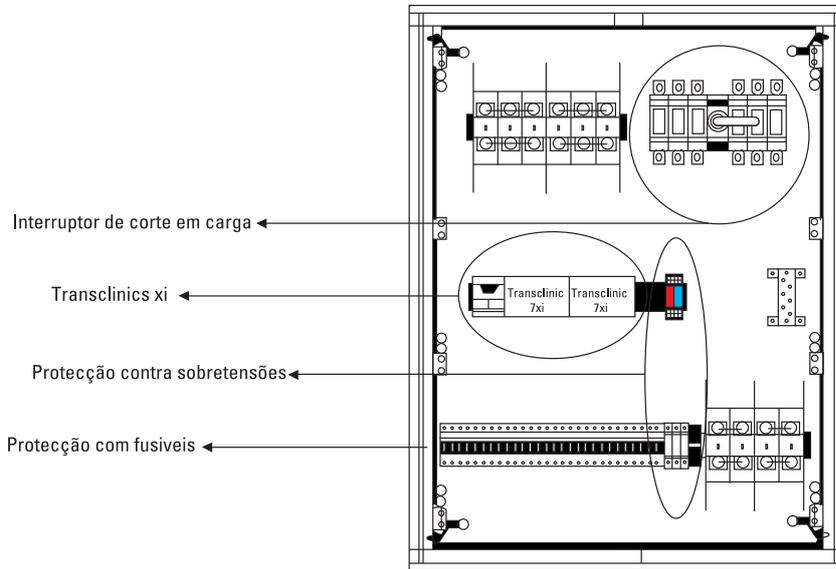


Fig. 498 Sistema de monitorização de strings.

Fonte: Weidmüller

Cada instalação fotovoltaica é diferente e isso requer uma configuração específica que maximize os benefícios. A sombra parcial, os painéis com defeito ou as mudanças de energia podem reduzir consideravelmente a produtividade das instalações, mesmo quando as condições são excelentes.

Instalações fotovoltaicas com inversores descentralizados

Esta tendência, igual à que se verifica noutras aplicações de automação, propõe a descentralização completa da instalação, isto é, a utilização de inversores de baixa potência (5-10 kW) em cada seguidor solar.

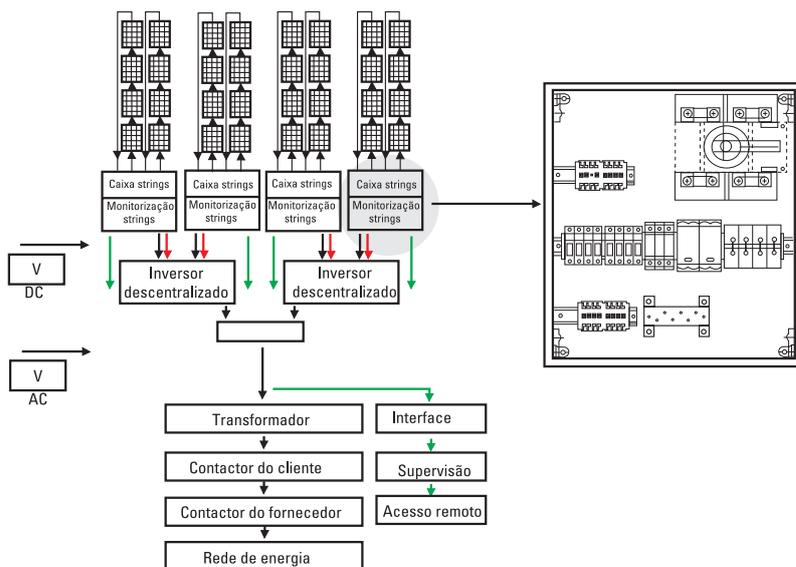


Fig. 499 Instalações fotovoltaicas com inversores descentralizados.

Fonte: Weidmüller