

Universidade do Minho

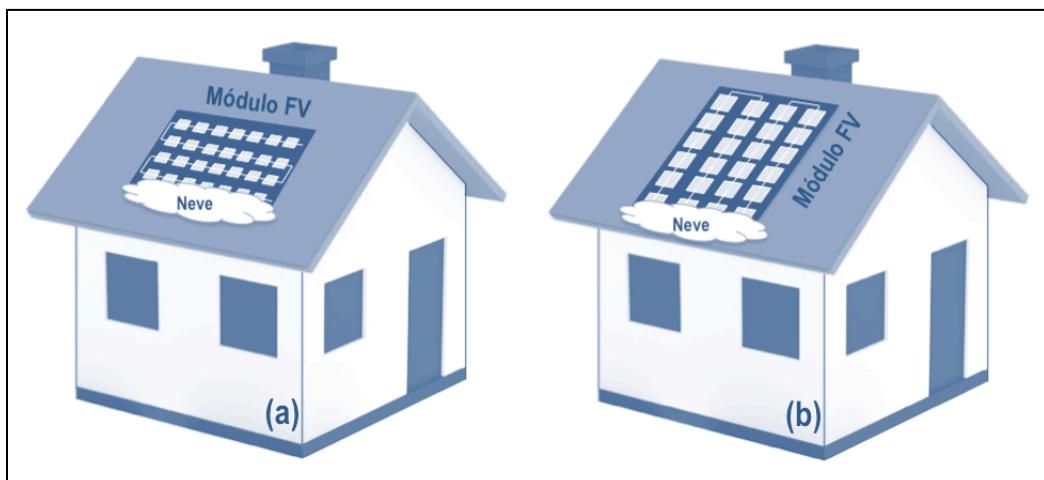
Escola de Ciências
Departamento de Física
Campus de Azurém
4800-058 Guimarães

PROJECTO INTERDISCIPLINAR II

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

(SISTEMAS LIGADOS À REDE E SISTEMAS AUTÓNOMOS)

2º Ano do Mestrado Integrado em Engenharia Têxtil
(2009)



JOAQUIM CARNEIRO

ÍNDICE

1.1. Sistemas Ligados à Rede	3
1.1.1. Regulador MPP e Conversor DC/DC	4
1.1.2. Inversores DC/AC	5
1.1.3. Dimensionamento de Sistemas FV Ligados à Rede.....	7
1.1.3.1. Selecção do módulo fotovoltaico	7
1.1.3.2. Concepção do sistema fotovoltaico	8
1.1.3.3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico	9
1.1.3.4. Dimensionamento das cablagens.....	12
1.1.4. Estimativa da Produção de Energia	14
1.2. Sistemas Autónomos.....	20
1.2.1. Regulador de Carga	21
1.2.2. Baterias de Acumuladores	22
1.2.2.1. Constituição e princípio de funcionamento	23
1.2.2.2. Tipos de baterias de acumuladores	25
1.2.2.3. Características das baterias de acumuladores	26
1.2.2.4. Associação de baterias de acumuladores.....	29
1.2.3. Dimensionamento de Sistemas FV Autónomos para instalações domésticas	30
REFERÊNCIAS	37

1.1. Sistemas Ligados à Rede

Em termos económicos, o desenvolvimento das nações está intimamente ligado ao consumo e ao preço da energia. Na verdade, as oscilações que ocorrem no preço da energia repercutem-se directamente em todos os subsectores das actividades económicas com grande impacto nos cidadãos, como por exemplo os transportes, os bens alimentares ou a saúde. Neste contexto, os países do ocidente terão que saber gerir a longa e árdua transição para um modelo energético menos dependente do petróleo e dos combustíveis fósseis. É com este diagnóstico de crescentes preocupações geoestratégicas, de subida de preços com o petróleo (e todos os seus derivados) e de limitação de emissões de CO₂ (Protocolo de Quioto), que é impreterável a utilização de outras fontes de energia renováveis como por exemplo a energia eólica e solar fotovoltaica.

A União Europeia importa, actualmente, cerca de 50% das suas necessidades energéticas e com o actual ritmo de crescimento a dependência deverá atingir os 70% dentro de 20 a 30 anos. A necessidade de satisfazer o contínuo crescimento da procura de energia no futuro próximo, especialmente no domínio da electricidade, em confronto com a necessária redução das emissões de gases com efeito de estufa, obrigam a um investimento significativo na exploração das fontes endógenas renováveis, como por exemplo a energia solar.

Para *sistemas ligados à rede pública* de distribuição de electricidade, o gerador fotovoltaico entrega à rede a máxima potência que, em cada instante, pode produzir. Entre o módulo e a rede existem equipamentos de regulação e interface que optimizam as condições de geração e adaptam-nas às condições de recepção impostas pela rede. Em termos esquemáticos, a situação pode ser descrita conforme se ilustra na figura 1.1.

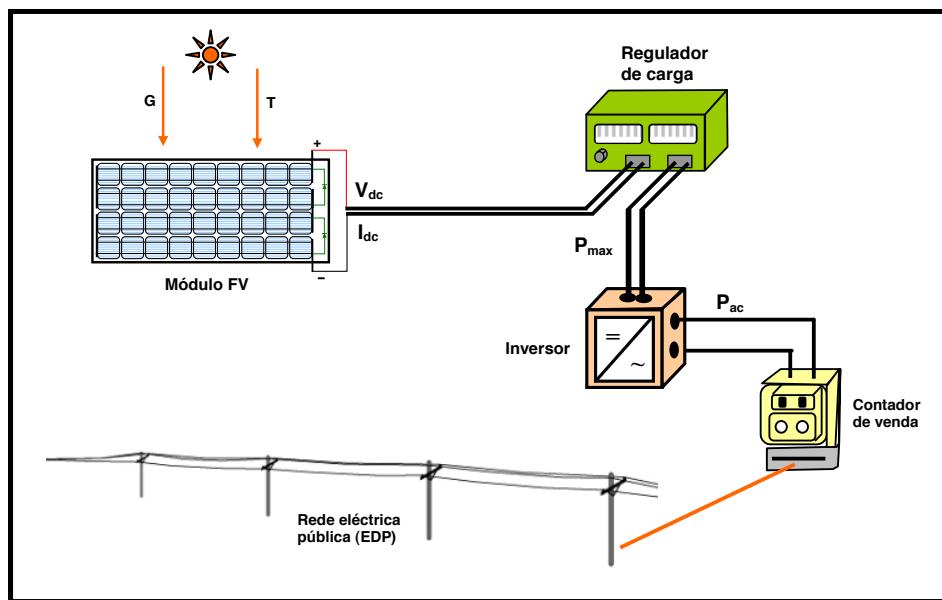


fig. 1.1 – Esquema de um gerador fotovoltaico e dos respectivos equipamentos de interface com a rede eléctrica

No estudo que se segue, irá ser efectuada apenas uma breve descrição dos equipamentos de regulação e interface. O estudo detalhado destes componentes (os circuitos eléctricos e todos os outros parâmetros relativos à sua construção ou montagem) não se insere no âmbito deste trabalho, na medida este estudo tem como principal objectivo propiciar ao leitor um conjunto de informação que o habilite efectuar o dimensionamento do sistema gerador (*potência do sistema fotovoltaico, tensão de saída, corrente de saída número de módulos que integram o sistema, etc.*), e também estimar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico face à intensidade de radiação incidente no local da instalação.

Neste conexo, e atendendo à figura 1.1, apresenta-se em seguida uma descrição sumária relativa aos equipamentos de regulação e interface com a rede eléctrica.

1.1.1. Regulador MPP e Conversor DC/DC

Através da análise da tensão de uma bateria, os reguladores conseguem efectuar o controlo do seu estado de carga. Além disso, o regulador também tem a função de interromper o fornecimento de energia às cargas externas sempre que é atingida profundidade de descarga máxima da bateria. Por outro lado, se a tensão do gerador fotovoltaico baixar, por exemplo devido à diminuição da intensidade da radiação solar, os reguladores poderão não conseguir efectuar de forma adequada o aproveitamento da energia produzida pelo gerador FV. Com efeito, devido à diminuição da tensão do gerador FV, o desvio que ocorre relativamente ao ponto óptimo de funcionamento à máxima potência (MPP – *Maximum Power Point*) ficará fora do alcance do regulador.

A potência máxima de um gerador fotovoltaico (módulo ou painel) varia com as condições ambientais, designadamente com a temperatura e a radiação incidente, tendo uma influência directa na intensidade de corrente e tensão nos terminais do módulo/“painel”. Naturalmente, é desejável que o módulo funcione sempre à máxima potência. Afim de posicionar o gerador fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima, os geradores fotovoltaicos são também equipados com um sistema electrónico que é designado por conversor DC/DC. Com efeito, durante um determinado intervalo de tempo e de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação solar incidente, o sistema percorre a curva característica *corrente - tensão* do gerador fotovoltaico e determina o MPP.

A literatura da especialidade indica um valor que varia entre 90% a 96%, como sendo aquele que corresponde ao rendimento típico dos sistemas reguladores de potência máxima.

Por exemplo, a figura 1.2 representa a curva de potência do módulo *Shell SM 100-12* em função da tensão nos seus terminais.

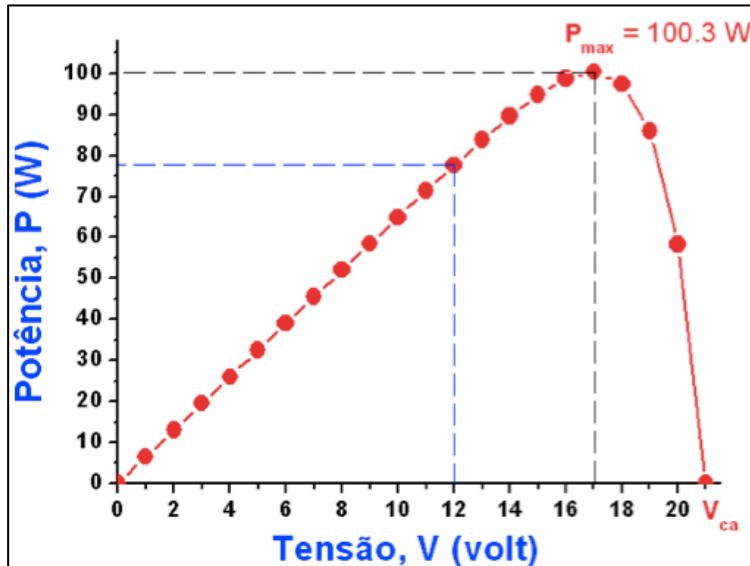


Fig. 1.2 – Curva P - V do módulo *Shell SM 100-12* nas condições STC ($G = G^r$ e $T = T^r$)

Observando-se a figura, pode ser verificado que se o módulo fosse eventualmente ligado de forma directa a uma bateria de 12V, então seria apenas extraído do módulo um valor de potência igual a 77,6 W (e não os 100,3W que correspondem à potência máxima P_{max}).

1.1.2. Inversores DC/AC

Por imperativo de fabrico dos equipamentos eléctricos, é normalmente utilizado a tensão de 230 V (ou 230/400 V), que corresponde à tensão nominal das redes eléctricas de distribuição do espaço Europeu. É importante realçar que apesar de existirem no mercado equipamentos domésticos que são fabricados de modo a funcionarem à tensão de 12 V ou 24 V (televisões, frigoríficos, etc.), a sua utilização pelos consumidores é muito reduzida já que, o seu preço é na maioria dos casos relativamente elevado. Afim de se poder dispor de uma tensão de 230 V (ou 230/400 V), em sistemas fotovoltaicos que produzem energia eléctrica em corrente continua (DC), é necessário inserir no sistema os designados *inversores de corrente*.

A principal função de um inversor de corrente consiste em estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede eléctrica de corrente alternada (AC) ou a carga AC. Neste contexto, 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 ficará ligado.

No estudo que se segue, os símbolos representados na figura 1.3 são utilizados para representar um inversor de corrente DC/AC.

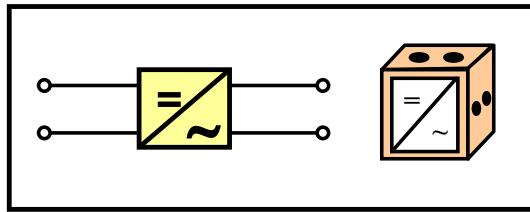


Fig. 1.3 – Símbolos utilizados para representar um inversor DC/AC

Com a utilização dos modernos dispositivos electrónicos, a conversão num sinal de corrente alternada padrão envolve perdas relativamente pequenas. O rendimento do conjunto MPP+inversor é dado pela seguinte expressão:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{(V_{max} \cdot I_{max})_{DC}} \Leftrightarrow \frac{\text{Potência de saída AC}}{\text{Potência de entrada DC}} \quad (1.1)$$

onde P_{AC} representa a potência entregue à rede eléctrica. Um valor normalmente tomado como referência para o conjunto de dispositivos electrónicos de regulação e interface (MPP e inversor), e que irá ser adoptado neste trabalho é $\eta_{inv} = 90\%$.

Os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede e com uma potência instalada até 5 kW_p são normalmente construídos como sistemas monofásicos.

Para sistemas com potências instaladas mais elevadas, a alimentação costuma ser trifásica e é ligada ao sistema de alimentação trifásico. Para esta situação, os inversores centrais trifásicos equipados com tirístores são muito usados. No entanto, é cada vez mais frequente utilizar o conceito de vários inversores monofásicos, que são distribuídos de forma equilibrada entre as três fases. Todos os fabricantes fornecem literatura técnica referente às características dos inversores por si construídos, já que esta informação é muito importante no acto de escolher o tipo de equipamento que melhor se adapta a um determinado sistema fotovoltaico. As figuras 1.4 (a) e 1.4 (b) referem-se respectivamente, a dois exemplos de inversores de baixa e elevada potência.

TIPO	SE 100Ni
Fabricante	SILIKEN Electronics
Potência nominal DC	100 kW
Tensão máxima	450 – 750 V
Dimensão	800 × 800 × 1800 mm
Peso	500 kg

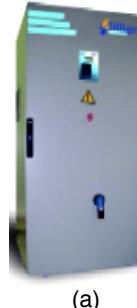


Figura 1.4 (a) - Inversor central – gama de elevada potência

TIPO	Sunny Boy SWR 2000
Fabricante	SMA
Potência nominal DC	1.9 kW
Tensão máxima	125 – 500 V
Dimensão	295 × 434 × 214 mm
Peso	25 kg



Fig. 1.4 (b) - Inversor de fileira de módulos

1.1.3. Dimensionamento de Sistemas FV Ligados à Rede

1.1.3.1. Selecção do módulo fotovoltaico

O primeiro procedimento consiste em efectuar uma visita ao local afim de se escolher a área mais apropriada para a instalação do sistema fotovoltaico. Deve elaborar-se uma ficha de registo de dados relativos às especificações do sistema: orientação, inclinação, área disponível, fenómenos de sombreamento, comprimento dos cabos. Em seguida, a selecção dos módulos fotovoltaicos deve ser efectuada em função do **tipo de material** que constitui as células fotovoltaicas, ou seja, células de silício monocristalino, policristalino ou de filme fino.

As especificações técnicas (obtidas através do catálogo do fabricante) do módulo seleccionado determinam as etapas seguintes conducentes ao dimensionamento do sistema.

Por último, deverá ser determinado o número máximo de módulos que podem ser instalados na área disponível. Este número permitirá estimar de forma aproximada a potência total que é possível instalar na área que se tem ao dispor.

1.1.3.2. Concepção do sistema fotovoltaico

Durante os primeiros anos em que se instalaram sistemas FV, foi habitual configurar a instalação do sistema segundo um conceito designado por *inversor central*, como se mostra esquematicamente na figura 1.5.

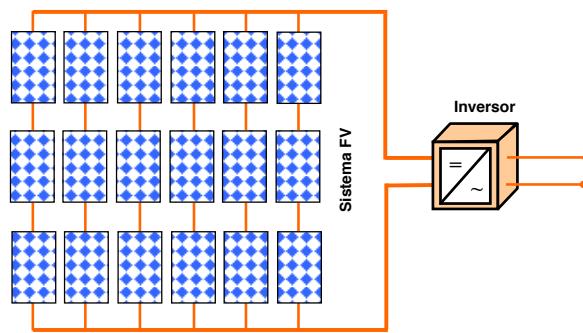


Fig. 1.5 – Configuração do sistema FV com um inversor central

Actualmente, os sistemas fotovoltaicos com potências instaladas de alguns kW não têm um único e poderoso inversor central. Em particular, nos sistemas de média dimensão, existe uma tendência crescente para a instalação de vários inversores de menor potência cuja configuração se designa por *inversores de fileira de módulos* (ver figura 1.6). Nesta configuração, a instalação de um inversor por cada fileira, permite uma melhor adaptação da potência às condições de irradiação solar.

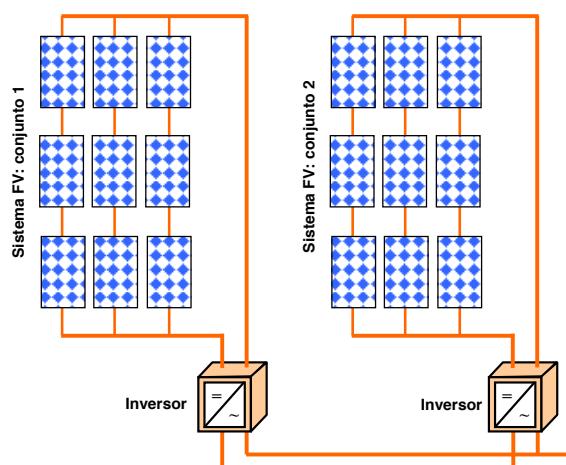


Fig. 1.6 – Configuração do sistema FV com inversores de fileira de módulos

A utilização de inversores de fileira de módulos facilita a instalação de sistemas fotovoltaicos e reduz razoavelmente os seus custos de instalação. Nesta configuração, os inversores são normalmente montados próximo do sistema FV, sendo ligados individualmente a cada conjunto de fileira de módulos. Estes inversores encontram-se disponíveis no mercado para potências que variam entre os 500 e 3000 watts.

1.1.3.3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

As especificações técnicas dos inversores fornecem informação muito importante para o dimensionamento e a instalação dos sistemas fotovoltaicos. A configuração do sistema FV determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores.

Atendendo a que os inversores são fabricados para vários níveis de potência, e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizado uma razão entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de 1:1. Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0.7 \times P_{FV} < P_{\max}^{INV} < 1.2 \times P_{FV} \quad (1.1)$$

onde P_{FV} representa a potência máxima (nominal) do gerador fotovoltaico e P_{\max}^{INV} a potência DC máxima (nominal) do inversor.

Número máximo de módulos por fileira

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos que estão ligados em **série** numa fileira. Atendendo a que a tensão do módulo e por conseguinte, a tensão total do gerador fotovoltaico depende da temperatura, as situações operacionais extremas de Inverno, são determinantes para o dimensionamento.

O número máximo de módulos que é possível ligar em série, N_s é obtido através da seguinte equação:

$$N_s < \frac{V_{\max}^{INV}}{V_{ca(Módulo\ a\ -10^{\circ}C)}} \quad (1.2)$$

onde V_{\max}^{INV} representa a tensão máxima DC no inversor e $V_{ca(Módulo\ a\ -10^{\circ}C)}$ representa a tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de $-10^{\circ}C$. Por vezes o último valor não vem

directamente especificado nas tabelas técnicas dos fabricantes dos módulos, sendo antes fornecido o coeficiente $\frac{dV_{ca}}{dT} = \Delta V$, expresso em (% / °C) ou então em (mV/ °C).

Por exemplo, a tensão de circuito aberto para o módulo *Shell SM 100-12*, tem o valor de 21V. Para este módulo, a tabela técnica disponibilizada pelo fabricante especifica para o coeficiente ΔV o valor (- 0,4% / °C) ou de forma equivalente, o valor (- 76mV/ °C).

As equações 1.3 e 1.4 permitem determinar $V_{ca(Módulo\ a\ -10°C)}$, usando respectivamente ΔV expresso em (% / °C) e em (mV/ °C):

$$V_{ca(Módulo\ a\ -10°C)} = \left(1 - \frac{35\text{ }^{\circ}\text{C} \times \Delta V_{(\%/\text{ }^{\circ}\text{C})}}{100}\right) \times V_{ca(CTS)} \quad (1.3)$$

$$V_{ca(Módulo\ a\ -10°C)} = V_{ca(CTS)} - \frac{35\text{ }^{\circ}\text{C} \times \Delta V_{(mV/\text{ }^{\circ}\text{C})}}{1000} \quad (1.4)$$

Deste modo, a *tensão de trabalho*, U é calculada da seguinte maneira:

$$U = N_S \times V_{ca(Módulo\ a\ -10°C)} \quad (1.5)$$

Número mínimo de módulos por fileira

O número mínimo de módulos ligados em série é determinado para a situação correspondente a um valor de temperatura máxima de 70 °C. Apesar de os módulos poderem atingir temperaturas superiores a esta no Verão, este valor é estimado no pressuposto de que o sistema fotovoltaico se encontre equipado com um sistema de ventilação. O aumento de temperatura provoca uma descida de tensão.

Nestas condições, pretende-se garantir que a tensão instalada nos módulos não seja inferior à tensão mínima do inversor, V_{min}^{INV} . Desta forma, o número mínimo módulos ligados em série, N_S^{min} é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$N_S^{min} > \frac{V_{min}^{INV}}{V_{max(Módulo\ a\ 70°C)}} \quad (6.6)$$

onde V_{max} representa a tensão máxima do módulo em condições de temperatura standard ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$) e $V_{max(Módulo\ a\ -10°C)}$ representa a tensão máxima do módulo à temperatura de 70 °C.

As equações 1.7 e 1.8 permitem determinar $V_{\max(\text{Módulo a } 70^\circ\text{C})}$, usando respectivamente ΔV expresso em $(\% / {}^\circ\text{C})$ e em $(mV / {}^\circ\text{C})$:

$$V_{\max(\text{Módulo a } 70^\circ\text{C})} = \left(1 + \frac{35 {}^\circ\text{C} \times \Delta V_{(\% / {}^\circ\text{C})}}{100}\right) \times V_{\max(\text{CTS})} \quad (1.7)$$

$$V_{\max(\text{Módulo a } 70^\circ\text{C})} = V_{\max(\text{CTS})} + \frac{35 {}^\circ\text{C} \times \Delta V_{(mV / {}^\circ\text{C})}}{1000} \quad (1.8)$$

Número de fileiras em paralelo

Designando por P_{\max}^{INV} a potência máxima DC do inversor, é possível calcular a intensidade de corrente I_{FV} que o sistema fotovoltaico terá que gerar:

$$I_{FV} = \frac{P_{\max}^{INV}}{V_{INV}} \quad (1.9)$$

Neste processo, a corrente I_{FV} representa também a corrente de entrada para o inversor.

O **número máximo de fileiras** ligadas em paralelo N_P resulta do quociente entre a corrente de entrada para o inversor I_{FV} e a corrente que atravessa cada fileira de módulos I_{\max} (note-se que a corrente que atravessa cada fileira de módulos, é igual à corrente máxima de um módulo, conforme a equação 1.3).

$$N_P < \frac{I_{FV}}{I_{\max}} \quad (1.10)$$

De forma a completar o dimensionamento, deve-se calcular a *corrente de trabalho*, I de acordo com a seguinte expressão:

$$I = N_P \times I_{\max} \quad (1.11)$$

Potência do sistema fotovoltaico

Nesta fase, é já possível “desenhar” a configuração do sistema fotovoltaico. O sistema é constituído por um conjunto de N_S módulos ligados em série e por N_P fileiras de módulos ligados em paralelo, perfazendo um número total de módulos igual a $N_S \times N_P$.

Atendendo a que também já se encontram calculados os valores referentes à *tensão de trabalho* e *corrente de trabalho*, a potência do sistema fotovoltaico P_{FV} é calculada da seguinte maneira:

$$P_{FV} = U \times I \quad (1.12)$$

1.1.3.4. Dimensionamento das cablagens

Em primeiro lugar é importante referir que será efectuada uma abordagem muito superficial ao dimensionamento dos cabos eléctricos para sistemas fotovoltaicos. Esta opção justifica-se pelo facto de que o principal objectivo deste trabalho não visa desenvolver o estudo detalhado das instalações eléctricas. Na verdade, com este trabalho pretende-se fundamentalmente efectuar o dimensionamento do sistema gerador, e também estimar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico face à intensidade de radiação solar incidente no local da instalação.

Neste contexto, na instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico, deve-se apenas usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação, uma vez que em corrente continua, as cablagens estão sujeitas à acção de forças de natureza electromagnética (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de Joule. Em primeiro lugar, é necessário distinguir entre os *cabos de fileira*, *cabo principal DC* e *cabo do ramal AC*.

Designam-se por *cabos de fileira*, os condutores que estabelecem a ligação eléctrica entre os módulos individuais do gerador FV e a caixa de junção do gerador.

Estes cabos são normalmente aplicados no exterior. Afim de garantir protecção contra a eventual ocorrência de falhas de terra, bem como a curto-circuitos, os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado num só cabo.

O *cabo principal DC* estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultravioletas. De igual modo, por razões associadas à protecção contra falhas de terra e de curto-circuitos, recomenda-se também que os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado no mesmo cabo. Por razões que decorrem da prevenção da eventual ocorrência de falhas, ou para a execução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para tal, utiliza-se um interruptor principal DC, já que de acordo com a norma **IEC 60364-7-712**, “*Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos*”, é estipulada a necessidade de se instalar de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

O *cabo do ramal AC* é o cabo de ligação de corrente alternada que liga o inversor à rede receptora, através de um equipamento de protecção.

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, é possível efectuar um esquema geral da instalação, onde deverá ser determinado o comprimento aproximado dos cabos referentes a cada tramo da instalação.

A figura 1.7 refere-se por exemplo, à instalação de um sistema FV constituído por um conjunto de $N_S = 3$ módulos ligados em série e $N_P = 3$ fileiras ligadas em paralelo.

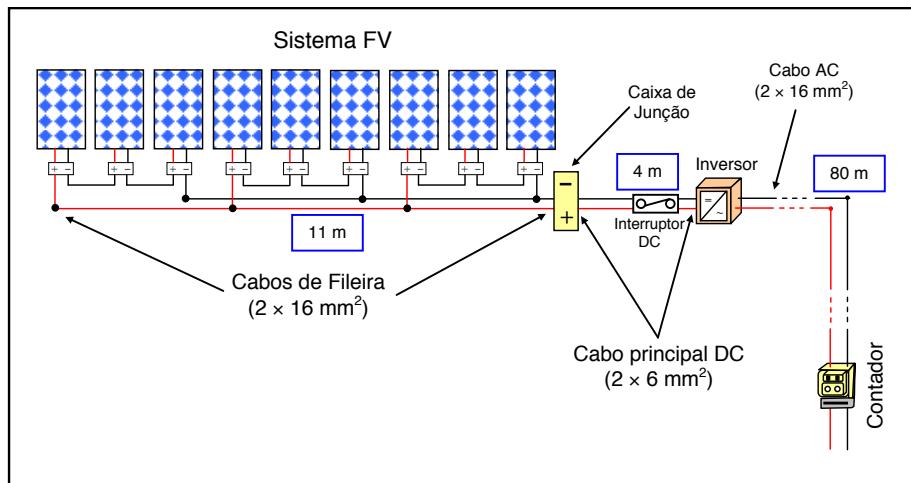


Fig. 1.7 – Exemplo do esquema geral da instalação de um sistema FV

No processo de dimensionamento da secção dos cabos DC, deve também ter-se em consideração a necessidade de se reduzir quanto possível as perdas resistivas. A norma Alemã **VDE 0100 Parte 712 (1998)**, sugere que a queda da tensão máxima admissível, e no circuito condutor não deve ser superior a 3% da tensão de trabalho V_{INV} do sistema. Este critério limita a 3% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico. Para o cálculo do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão de 1.5%. Os parâmetros a considerar para o dimensionamento da secção transversal dos cabos, são apresentados na tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Parâmetros eléctricos para o dimensionamento das cablagens

<i>Parâmetros eléctricos</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Unidade</i>
Comprimento do cabo (<i>condutor positivo+negativo</i>)	L	m
Secção transversal do cabo	S	mm ²
Condutividade eléctrica ($\sigma_{Cu} = 56$)	σ	$m/(\Omega \cdot mm^2)$
Tensão de trabalho DC	$U = V_{INV}$	V
Corrente de trabalho DC	I	A
Queda de tensão (3% DC; 1.5% AC)	e	V
Potência	P	W

A equação que permite calcular a dimensão da secção transversal dos cabos, é escrita da seguinte maneira:

Conhecida a Potência

$$S = \frac{L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U^2} \quad (1.13)$$

Os resultados obtidos devem ser arredondados para o *maior valor aproximado* das secções nominais dos cabos normalizados (1.5; 2.5; 4; 6; 10; 16; 25; 35) mm².

1.1.4. Estimativa da Produção de Energia

A radiação solar incidente é obtida através de medições, que são normalmente realizadas sobre um plano horizontal. No entanto, a literatura da especialidade refere que um plano inclinado fixo que globalmente maximiza a radiação solar absorvida, deve ter uma inclinação aproximadamente igual à latitude do lugar, φ .

Recorrendo-se a ferramentas informáticas que habitualmente estão livremente disponibilizadas na Internet, pode-se obter para um dado local à superfície da Terra uma série de indicadores importantes, tais como:

- ❑ Radiação (global) incidente num plano horizontal (diária e mensal);
- ❑ Ângulo óptimo da inclinação dos painéis FV;
- ❑ Radiação (global) incidente num plano com orientação do ângulo óptimo (diária e mensal);
- ❑ Temperaturas médias diárias e mensais, etc.

A figura 1.8 mostra a variação da radiação global incidente G (w/m²/dia), para um dia do mês de **Janeiro** na cidade de Braga (Latitude: 41°32'33" Norte; longitude: 8°25'14" Oeste). Os valores apresentados, foram obtidos através da utilização do simulador solar “*sunbird*” (do Joint Research Centre - JRC) [1].

Os valores que constam no gráfico da figura 1.8 foram medidos para intervalos de tempo de 15 minutos, considerando painéis orientados a Sul e com uma inclinação óptima correspondente a um ângulo $\beta_{opt} \cong 32.2^\circ$.

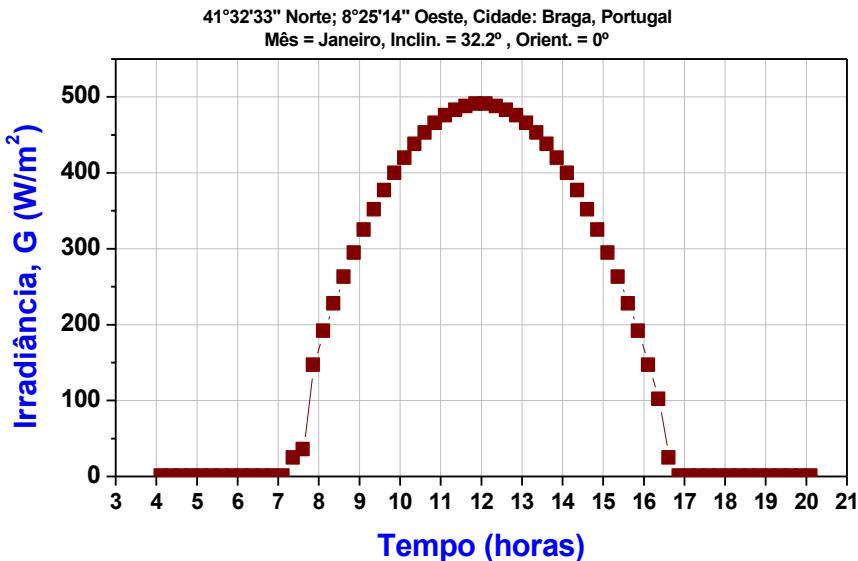


Fig. 1.8 – Radiação solar horária para um dia típico do mês de Janeiro, na cidade de Braga

Para um dia típico deste mês, a **energia** da radiação global incidente E ($\text{Wh}/\text{m}^2/\text{dia}$) corresponde à área subentendida pela curva representada na figura 6.8, e para este caso, corresponde a 3160 $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{dia}$. Repetindo o mesmo procedimento para cada dia de um determinado mês, e para cada um dos diferentes meses, podem ser calculados os valores referentes à energia da radiação solar média mensal. As figuras 1.9 (a) e 1.9 (b) mostram respectivamente, os valores relativos à temperatura média ambiente e à energia da radiação solar média mensal estimados para Braga, através do simulador solar “Sunbird”.

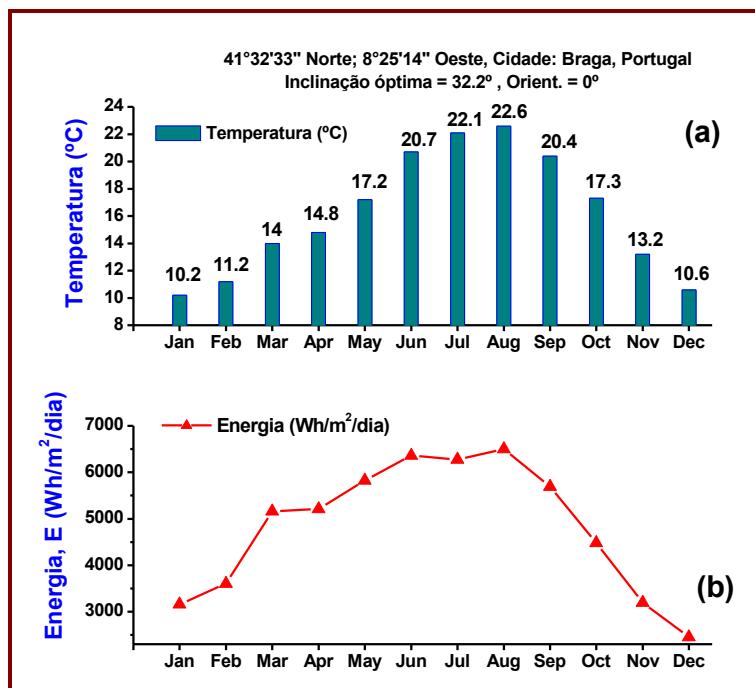


Fig. 1.9 – Variação mensal (a) temperatura ambiente média; (b) energia da radiação solar média

Por exemplo, a figura 1.10 apresenta os valores referentes à temperatura média mensal de um módulo *Shell SM 100-12* estimada para Braga.

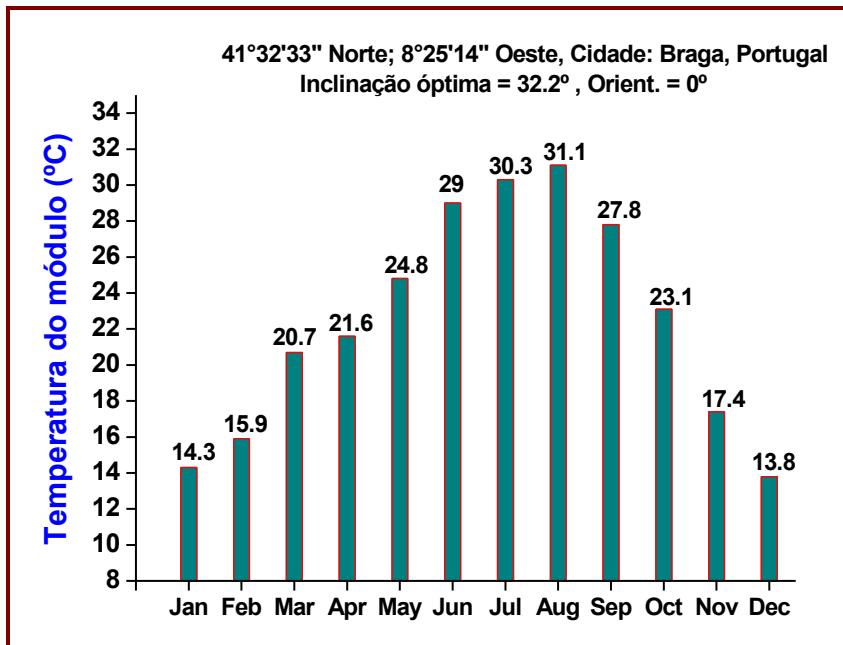


Fig. 1.10 – Temperatura média mensal do módulo *Shell SM 100-12* em Braga

De modo a se avaliar a quantidade de energia que um módulo FV (ou painéis) pode produzir diariamente (dia típico de um determinado mês), é necessário em primeiro lugar distinguir dois conceitos fundamentais: o primeiro, refere-se à *energia idealmente* produzida pelo módulo FV (E_{ideal}), ou seja a energia teoricamente expectável e o segundo, refere-se à energia efectivamente fornecida pelo gerador (E_{real}).

A *energia idealmente* produzida durante um dia por um módulo (ou painéis) FV é obtida a partir da seguinte expressão:

$$E_{ideal}^{dia} = \Delta t \cdot P_{max}(G, T) \quad (1.14)$$

onde Δt corresponde ao intervalo de tempo considerado (para 1 dia corresponde a 24 horas) e $P_{max}(G, T)$ representa a potência máxima do módulo em função da radiação solar incidente e da temperatura do módulo, no intervalo de tempo considerado. Para as condições de funcionamento em que a temperatura e a radiação solar incidente são diferentes das condições *CTS*, o rendimento do módulo FV é obtido através da equação 1.14. Deste modo, explicitando a equação em ordem a P_{max} obtém-se:

$$P_{max} = \eta \cdot A \cdot G \quad (1.15)$$

Por outro lado, os valores reportados na literatura técnica que é fornecida pela maioria dos fabricantes, referem que o rendimento de um módulo, η (de silício cristalino) decresce com o aumento da temperatura (tipicamente $\frac{d\eta}{dT} \approx -0.5\%/\text{°C}$) de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{aligned}\eta(T) &= \eta^r \left[1 + \frac{d\eta}{dT} \cdot (T - T^r) \right] \\ &= \eta^r \left[1 - 0,005 \times (T - 25^\circ\text{C}) \right]\end{aligned}\quad (1.16)$$

onde T corresponde à temperatura do módulo e η^r representa o rendimento do módulo nas condições CTS.

Substituindo a equação 1.16 na equação 1.15 e designado $K_T = [1 - 0,005 \times (T - 25^\circ\text{C})]$ como sendo um factor de correção de temperatura, obtém-se:

$$P_{\max} = \eta^r \cdot K_T \cdot A \cdot G \quad (1.17)$$

Substituindo a equação 1.13 na equação 1.17 e se o resultado produzido for substituído na equação 1.14, obtém-se:

$${}^{dia}E_{ideal} = K_T \cdot \left(\frac{\Delta t \cdot G}{G^r} \right) P_{\max}^r \quad (1.18)$$

Atendendo a que $(\Delta t \cdot G)$ representa a **energia** da radiação global incidente E ($\text{Wh/m}^2/\text{dia}$), a equação 1.18 pode ser reescrita da seguinte forma:

$${}^{dia}E_{ideal} = K_T \cdot \left(\frac{E}{G^r} \right) P_{\max}^r \quad (1.19)$$

Nesta fase é importante introduzir um conceito designado por *número de horas de sol equivalente*, H_s (ou *utilização diária da potência de pico*). Para o efeito, considere-se novamente o valor referente à **energia** da radiação global incidente, E durante um dia típico do mês de Janeiro. Para esse dia, o Sol fornece uma energia $E = 3160 \text{ Wh}$ sobre uma superfície inclinada de $1m^2$. O período entre o pôr e o nascer do Sol para o mês de Janeiro dura aproximadamente *10 horas*, conforme pode ser observado na figura 1.8.

Para efeitos de cálculo energético, esta situação seria equivalente àquela onde o painel recebesse a mesma quantidade de energia, desde que sobre $1m^2$ da sua superfície (inclinada) incidisse uma quantidade de radiação de $1000W$, durante **3,16 horas**.

Deste modo, para se obter o valor relativo a H_s , basta somente dividir o valor da **energia** da radiação global incidente pelo valor da radiação solar incidente nas condições de referência, $G^r = 1000 \text{ W/m}^2$:

$$H_s = \frac{E (\text{Wh/m}^2)}{G^r (\text{W/m}^2)} \quad (1.20)$$

Substituindo a equação 1.20 na equação (1.19) obtém-se a expressão matemática que permite calcular a *energia idealmente* produzida pelo módulo FV durante um dia, em função da radiação solar incidente e da temperatura do módulo:

$${}^{dia} E_{ideal} = K_T \cdot H_s \cdot P_{\max}^r \quad (1.21)$$

Um sistema fotovoltaico é constituído não só por módulos fotovoltaicos mas também por outros componentes (equipamentos de regulação e interface, cablagens, etc.), que no seu conjunto são os principais responsáveis pela redução da quantidade de energia final (representam fontes de perdas adicionais de energia) que pode ser a ser entregue à rede (ou às carga, no caso de sistemas autónomos). Com efeito, mencionou-se que nos inversores modernos, a conversão de corrente continua em corrente alternada envolve perdas relativamente pequenas.

O valor referente ao rendimento do conjunto (MPP+inversor), η_{inv} que é tomado como referência é de 90%. Este valor significa que se deve reduzir pelo factor $\eta_{inv} = 0.90$, a energia produzida pelo sistema FV.

Além disto, quando se efectua o processo de dimensionamento das cablagens é habitual garantir que as perdas de energia sejam limitadas a cerca de 3%. Por isso, também é necessário reduzir pelo factor $F_C = 0.97$ a energia produzida pelo sistema FV.

Neste cenário, a energia (diária) efectivamente fornecida pelo gerador (E_{real}) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$${}^{dia} E_{real} = PR \cdot (K_T \cdot H_s \cdot P_{\max}^r) \quad (1.22)$$

onde PR representa o designado índice de desempenho (do inglês: *performance ratio*) de um sistema FV, o qual depende fundamentalmente do rendimento do inversor e das perdas de energia que ocorrem nas cablagens ($PR = \eta_{inv} \cdot F_C$). A energia média anual que é efectivamente fornecida pelo gerador fotovoltaico, ${}^{Ano} E_{real}$ é calculada através da seguinte equação:

$$^{Ano}E_{real} = PR \cdot \left[\sum_{i=1}^{12} K_{T,i} \times (n_i \cdot Hs_i) \right] \cdot P_{\max}^r \quad (1.23)$$

onde n_i corresponde ao número de dias do mês “ i ” (considerando por exemplo o mês de Abril, $i = 4$ e $n_4 = 30$ dias), H_i corresponde ao número de horas equivalentes de Sol para um determinado dia do mês “ i ” (considerando por exemplo o mês de Janeiro, $Hs_1 = 3,16$ horas para a cidade de Braga) e $K_{T,i}$ representa o factor de correção de temperatura referente à temperatura do módulo para o mês “ i ”. Por exemplo, para o mês de Julho a temperatura média do módulo *Shell SM 100-12* em Braga é de $30,3^{\circ}\text{C}$ (ver figura 1.10). Para este mês, o factor de correção de temperatura é igual a $K_{T,7} = [1 - 0,005 \times (30,3 - 25)] \approx 0,974$.

1.2. Sistemas Autónomos

Um sistema fotovoltaico autónomo é fundamentalmente concebido para alimentar um conjunto de cargas que operam isoladas da rede eléctrica, durante todo o ano. Neste contexto, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo é normalmente efectuado através do conhecimento prévio da intensidade da radiação solar disponível, correspondente ao mês com menor número de horas solares equivalentes. Este tipo de sistemas, para além de integrarem os painéis solares, deve também incluir os seguintes equipamentos:

- As **baterias**: a sua principal função consiste em assegurar a alimentação dos consumos de energia eléctrica nos períodos em que o recurso solar não está disponível (período nocturno);
- O **controlador de carga**: a sua principal função consiste em efectuar a gestão de carga das baterias;
- O **inversor**: para o caso de haver cargas a alimentar em corrente alternada (CA), a sua principal função consiste em converter a tensão contínua em tensão alternada, com a frequência e amplitude da rede

Os sistemas autónomos para alimentação de instalações domésticas ou outras podem ser utilizados de acordo com os seguintes tipos de aproveitamento:

Instalações utilizadas para alimentar cargas de corrente contínua (12 V, 24 V ou 48 V, CC), sendo constituídas pela associação de módulos ou painéis FV, regulador de carga e baterias, conforme mostrado esquematicamente na figura 1.11.

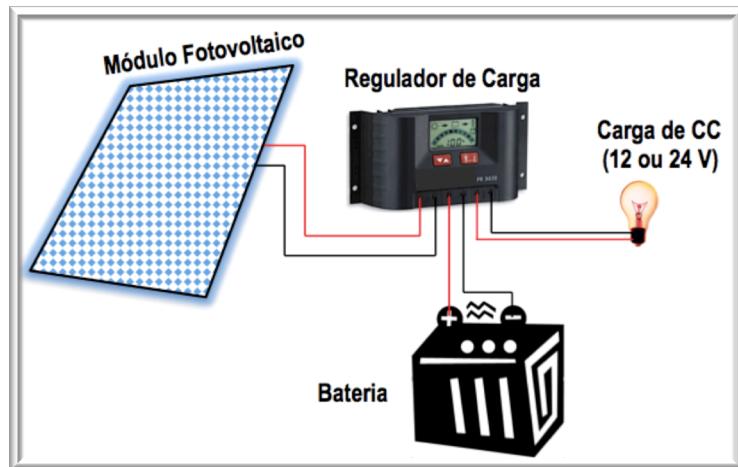


Fig. 1.11 – Sistema autónomo para cargas DC

Nesta situação ***não*** existe a necessidade de se utilizem inversores (sistema muito mais económico e eficiente);

Instalações utilizadas para alimentar cargas de corrente contínua (12 V, 24 V ou 48 V, CC) e cargas de corrente alternada (230 V, 50 Hz), sendo constituídas pela associação de módulos ou painéis FV, reguladores de carga, baterias e inversor, conforme mostrado esquematicamente na figura 1.12.

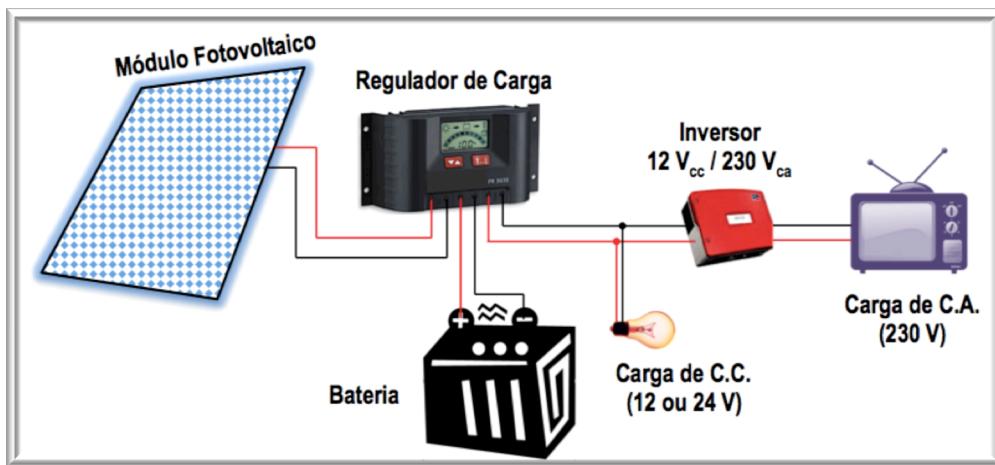


Fig. 1.12 – Sistema autónomo com cargas DC e AC

É importante realçar que para ambas as situações (figura 1.11 e figura 1.12), o conjunto de baterias é colocado em paralelo com o fluxo de energia do sistema. Na verdade, este tipo de configuração encerra algumas vantagens em relação a uma eventual configuração em série. Com efeito, após ficar completamente carregado, o conjunto de baterias pode ser desligado do sistema de modo a que as cargas possam ser somente alimentadas pela energia que é gerada através dos painéis fotovoltaicos.

1.2.1. Regulador de Carga

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos a tensão nos terminais do painel fotovoltaico deverá ser compatível com a tensão nominal da bateria; na verdade, a tensão do painel deve ser superior à tensão da bateria. Com efeito, atendendo a tensão aos terminais do painel FV depende do valor da temperatura, é importante garantir que para temperaturas elevadas a tensão gerada seja suficientemente alta para acautelar o carregamento das baterias. Por outro lado, para valores baixos de temperatura é necessário garantir que a tensão do painel fotovoltaico não supere a tensão de carga da bateria. Deste modo, a utilização de um regulador de carga tem como

principal função a medição da tensão da bateria e, por conseguinte, a sua protecção contra a ocorrência de sobrecargas.

Na eventualidade de a tensão no painel ser superior à tensão da bateria, o regulador de carga evita que a bateria descarregue através do painel, através da utilização de diodos de bloqueio que evitam a passagem de corrente inversa.

Atendendo a que a tensão máxima de carga e também a tensão mínima de descarga da bateria dependem do seu estado de carga (i.e. a sua quantidade de carga eléctrica), o regulador de carga contém um circuito de controlo que avalia em cada instante a tensão, a corrente e também a temperatura da bateria. Estas informações são devidamente processadas de modo a serem gerados sinais de controlo para um circuito de comutação. As principais funções atribuídas aos reguladores de carga das baterias são as seguintes:

- Assegurar o carregamento da bateria;
- Evitar a sobrecarga da bateria;
- Bloquear a corrente inversa entre a bateria e o painel;
- Prevenir a ocorrência de descargas profundas (no caso de baterias chumbo - ácido).

É importante referir que os controladores de carga nem sempre conseguem efectuar da melhor forma o aproveitamento da energia solar disponível. Com efeito, em muitas situações, as perdas de energia podem ser da ordem dos 10% a 40%, dependendo do valor da tensão da bateria, da radiação incidente e da temperatura. Contudo, estas perdas podem ser evitadas através da utilização de um *regulador de potência máxima*, MPP, que tal como foi anteriormente mencionado (ver secção 1.1.1), consiste essencialmente num conversor CC/CC regulado.

1.2.2. Baterias de Acumuladores

No âmbito da utilização de sistemas fotovoltaicos autónomos para a alimentação de instalações domésticas, é normalmente comum acontecer que a produção e o consumo de energia não coincidem tanto ao longo do dia, quanto ao longo do ano.

Neste cenário, o armazenamento de energia eléctrica assume um vector absolutamente incontornável. Neste contexto, as baterias representam uma via pela qual é possível efectuar o armazenamento de energia, já que são capazes de transformar directamente a energia eléctrica em energia potencial química e posteriormente converter, directamente, a energia potencial química em energia eléctrica.

1.2.2.1. Constituição e princípio de funcionamento

Na sua forma mais simples, uma célula electroquímica (acumulador) é constituída por um vaso e internamente por dois eléctrodos interligados por um electrólito, constituindo o circuito interno (figura 1.13).

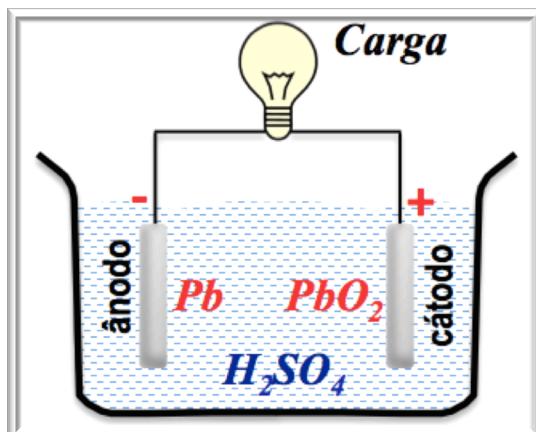
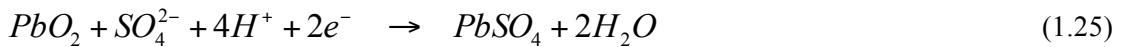


Fig. 1.13 – Esquema simplificado de uma célula electroquímica

Durante o processo de descarga, o eléctrodo negativo - **ânodo** (ex. chumbo - Pb) fornece electrões à carga ligada à bateria, enquanto o eléctrodo positivo (ex. dióxido de chumbo – PbO_2) aceita os electrões provenientes da carga. O electrólito (ex. ácido sulfúrico – H_2SO_4), completa o circuito interno da bateria fornecendo iões a ambos os eléctrodos. No processo de descarga, a reacção química que ocorre no eléctrodo negativo pode ser escrita através da seguinte equação:



O anião que se encontra livre em solução combina-se com o chumbo metálico (eléctrodo negativo), formando-se sulfato de chumbo ($PbSO_4$) com libertação de dois electrões (migram para o eléctrodo positivo, através da carga). Por outro lado, no eléctrodo positivo (**cátodo**), o anião sulfato (SO_4^{2-}) reage com o dióxido de chumbo de modo a formar sulfato de chumbo e água, de acordo com a seguinte equação:



A água que é produzida através desta última reacção química, provoca uma diminuição da concentração de ácido sulfúrico e, por conseguinte, uma diminuição da diferença de potencial da célula electroquímica.

Afim de se conseguir realizar a reacção química inversa (i.e. o carregamento da célula electroquímica), é necessário utilizar-se uma fonte de electrões (corrente). Por esta via, o sulfato

de chumbo presente em ambos os eléctrodos, retornará ao seu estado original (i.e. formando Pb no eléctrodo negativo e PbO_2 no eléctrodo positivo), seguido da formação de H_2SO_4 e consumo de H_2O . Desta forma, a concentração do ácido sulfúrico aumenta, e por conseguinte deverá também obter-se um aumento da diferença de potencial da célula electroquímica.

A figura 1.14 apresenta um esquema simplificado do conjunto de reacções químicas que ocorrem numa bateria de chumbo - ácido.

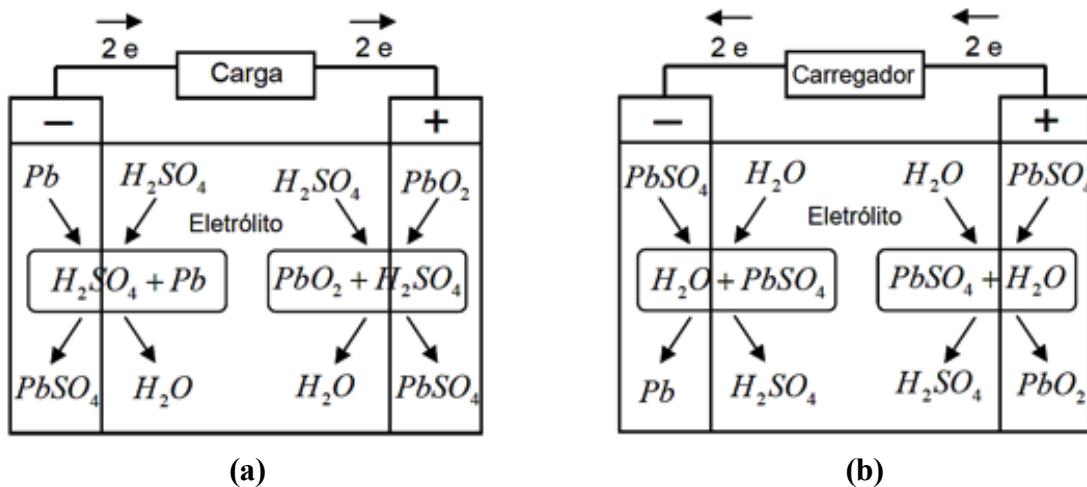


Fig. 1.14 – Diagrama simplificado de um acumulador de chumbo – ácido; (a) processo de descarga; (b) processo de carregamento, (fonte [1])

As baterias comerciais (ver figura 1.15) são normalmente construídas através da associação em série de várias unidades básicas (acumuladores ou células electroquímicas) que têm habitualmente uma diferença de potencial igual a $2V$.

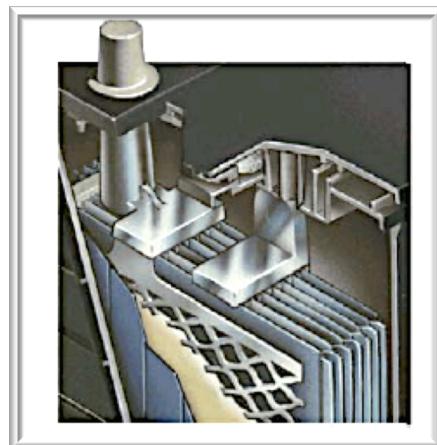


Fig. 1.15 – Disposição de uma célula de uma bateria comercial de chumbo – ácido $2V$ (fonte [2])

1.2.2.2. Tipos de baterias de acumuladores

A escolha apropriada da bateria, assim como a sua capacidade, constitui uma tarefa essencial que visa não só assegurar o apropriado funcionamento do sistema solar fotovoltaico autónomo, mas também garantir que a bateria tenha um longo tempo de vida útil.

As baterias podem ser classificadas em duas categorias diferentes: as primárias e as secundárias. As baterias primárias são aquelas que não podem ser recarregadas, ou seja, uma vez esgotados os reagentes que produzem energia eléctrica, devem ser descartadas. Pelo contrário, as secundárias podem ser recarregadas através da aplicação de uma corrente eléctrica aos seus terminais. Entre os vários tipos de baterias recarregáveis, descrevem-se as duas tecnologias mais utilizadas pelos sistemas fotovoltaicos: as baterias de chumbo – ácido e as de níquel – cádmio.

Baterias de chumbo – ácido (Pb – Ácido)

As baterias de chumbo - ácido desfrutam desta designação, pois são constituídas por uma solução aquosa de ácido sulfúrico. As baterias com tensão nominal igual a $12V$ são constituídas por um conjunto de 6 células electroquímicas (tensão ao terminal de cada célula igual a $1,75V$) associadas em série (de modo a se obter nos terminais da bateria valores de tensão igual a $10,5V$), isoladas entre si e banhadas pela solução de ácido sulfúrico. No mercado existem baterias de chumbo - ácido com tensões nominais de 12 , 24 e $48V$. No entanto a tensão nos terminais da bateria depende do seu estado de carga, baixando durante o processo de descarga e subindo durante o processo de carga.

Baterias de níquel – cádmio (NiCd)

Este tipo de baterias foi muito utilizado em aparelhos domésticos tais como por exemplo, os telemóveis, as máquinas de filmar, os computadores, entre outros.

Apresentam uma estrutura física semelhante às das baterias de chumbo – ácido. No entanto, a célula electroquímica de $NiCd$ é composta por um ânodo metálico de cádmio, um cátodo de óxido de níquel e um electrólito de hidróxido de potássio.

Quando comparadas com as baterias de chumbo – ácido, as de níquel - cádmio, têm como principal vantagem o facto de serem menos afectadas por sobrecargas e também poderem ser totalmente descarregadas. Contudo, a maior desvantagem deste tipo de baterias consiste na redução da capacidade de recarga ao longo da sua vida útil, sendo afectadas pelo designado “efeito de memória”, obrigando por isso à utilização de carregadores com controlo de carga dispendiosos. Outro grande inconveniente das baterias de $NiCd$ é a sua elevada toxicidade. Na verdade, sendo o cádmio um metal muito tóxico, o seu uso tem vindo a ser muito limitado por razões de natureza ambiental.

1.2.2.3. Características das baterias de acumuladores

Durante a fase de selecção e dimensionamento das baterias a utilizar, deve ter-se em atenção as seguintes características:

Capacidade da Bateria

Representa a quantidade carga eléctrica que uma bateria pode fornecer quando for descarregada de forma uniforme, ao longo de um determinado período de tempo. Expressa em Ah, indica também o valor da corrente que teóricamente uma bateria seria capaz de fornecer durante uma hora, em condições de temperatura standard (CTS), de 25°C. A capacidade nominal C corresponde ao produto da intensidade de corrente de descarga constante, I_n e do tempo de descarga, t_n (ou seja, $C_n = I_n \times t_n$). A capacidade de uma bateria depende fortemente do tempo de descarga. Com efeito, para pequenos tempos de descarga (ou seja, elevadas correntes de descarga), a capacidade da bateria diminui. Por outro lado, para elevados tempos de descarga (ou seja, pequenas correntes de descarga), a capacidade da bateria aumenta.

Por este motivo, a capacidade nominal da bateria deve ser sempre especificada em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa, conjuntamente com a respectiva corrente de descarga. Atendendo a que o comportamento das baterias é **não linear**, não basta apenas referenciá-la através do valor da sua capacidade (por exemplo, 2000 Ah). Portanto, se a bateria indicar uma capacidade de 2000 Ah, C100, 25 °C 1,75 V_{corte} significa que a uma temperatura de 25 °C, a bateria poderá fornecer uma corrente $I = (2000 / 100) = 20 A$ durante 100h, após as quais a tensão aos terminais de cada célula electrolítica será de 1,75V.

A tabela 1.2 apresenta os valores característicos típicos de descarga para baterias de chumbo – ácido, relativos ao fabricante UNIPOWER® [3], para uma temperatura ambiente de 25 °C a diferentes tempos de descarga.

Tabela 1.2 - Valores característicos típicos de descarga para baterias de Pb – ácido (Unipower®)

Descarga a 1,75V/célula a 25 °C								
Tempo de descarga (h)	1	2	3	4	5	8	10	20
Capacidade (Ah)	54,6	65,2	73,2	76,8	80	90,4	101	110
Corrente (A)	54,6	32,6	24,4	19,2	16,0	11,3	10,1	5,50

A figura 1.16 representa graficamente a relação entre o tempo de descarga e a capacidade de baterias de ácido – chumbo, fabricadas pela Unipower®.

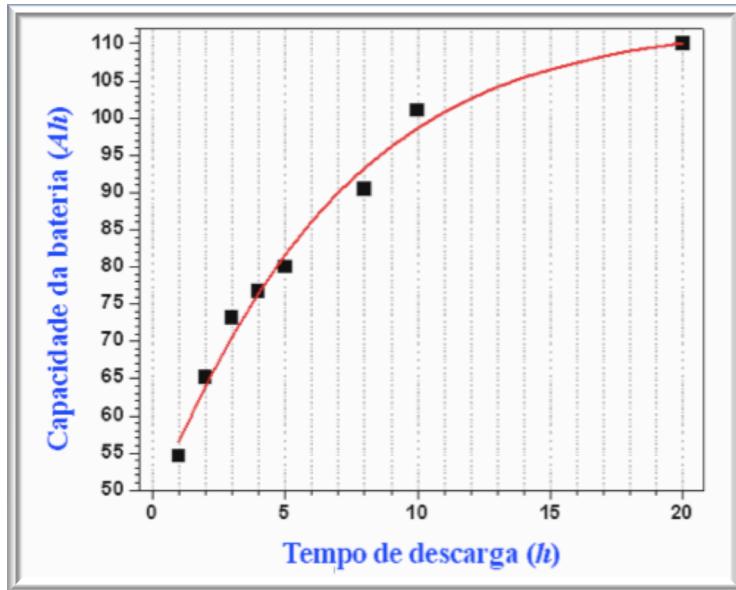


Fig. 1.16 – Relação entre o tempo de descarga e a capacidade de bateria de ácido – chumbo, fabricada pela Unipower®.

Profundidade de Descarga (DOD – Depth of Discharge)

Indica a percentagem da capacidade nominal que é usada antes de se proceder ao recarregamento da bateria. A medida da DOD é relacionada pelos fabricantes com a tensão da bateria. A capacidade é indicada considerando descargas até um determinado nível de tensão da bateria.

- Quanto maior a tensão da bateria maior será a sua profundidade de descarga;
- Quanto menor for o tempo de descarga, mais profunda pode ser essa descarga;
- Quanto mais profunda for a descarga menor será o número de ciclos de carga/descarga que a bateria conseguirá efectuar.

A tabela 1.3 compara os valores típicos de profundidade de descarga entre as baterias estacionárias de *Pb* – ácido e as alcalinas de níquel – cádmio.

Tabela 1.3 – Comparação entre os valores típicos da DOD referentes a baterias de *Pb* – ácido e de *NiCd*

Tipo de bateria	Profundidade de descarga (%)
Estacionária <i>Pb</i> - ácido	60 - 65
Sem manutenção <i>Pb</i> - ácido	50
Alcalina <i>NiCd</i>	100

Tempo de Vida Útil

O tempo de vida útil é avaliado em função do número de ciclos de carga/descarga que a bateria consegue efectuar. Para baterias de Pb – ácido, considera-se que a bateria atingiu o final de vida útil quando a capacidade é reduzida a 80% da capacidade nominal. Normalmente o tempo de vida útil varia com o tempo de descarga, a temperatura de funcionamento e a com a profundidade de descarga. A figura 1.17 representa graficamente a variação do número de ciclos de carga/descarga em função da profundidade de descarga, correspondente à bateria Moura Clean [4], onde existem duas famílias: aquela que opera em regime de flutuação (MF) e outra que opera em regime de ciclos constantes de carga e descarga (MC).

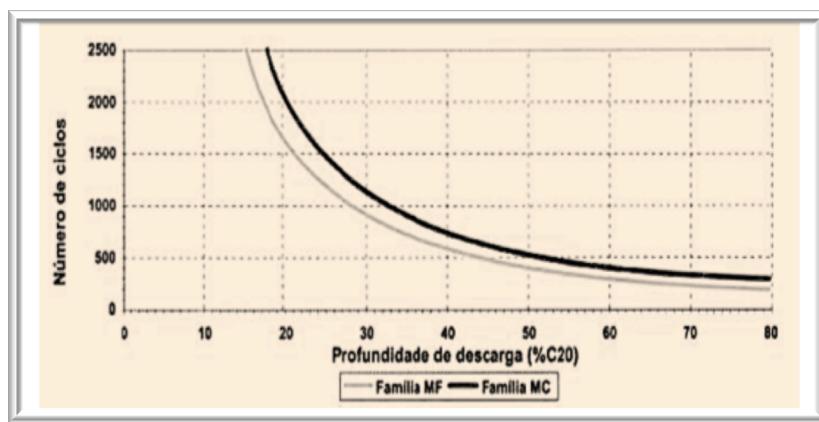


Fig. 1.17 – Relação entre o número de ciclos de carga/descarga e a DOD (fonte [4])

Através da observação da figura 1.17 constata-se que para ambas as famílias, o número de ciclos (e por conseguinte, o tempo de vida útil) é reduzido exponencialmente com o aumento da profundidade de descarga.

Auto Descarga

Corresponde à percentagem de descarga da bateria mesmo quando não está a ser utilizada (normalmente cerca de 3% ao mês). A ocorrência do fenómeno de auto descarga é devido à existência de correntes internas na bateria que prococam uma perda de carga.

Densidade de Energia

É definida como sendo a quantidade de energia armazenada por unidade de volume ou peso. É normalmente medida em Watt – hora por quilograma (Wh/kg).

Eficiência (ou rendimento energético) das Baterias

Corresponde à relação em percentagem (%), entre a energia fornecida na carga e a energia obtida na descarga. Em condições ideais de funcionamento, pode atingir o valor de 95%.

A tabela 1.4 compara os valores típicos da densidade de energia, ciclos de vida e eficiência para as baterias estacionárias de *Pb* – ácido e as alcalinas de níquel – cádmio.

Tabela 1.4 – Comparação das especificações de dois diferentes tipos de baterias

Tipos de bateria	Densidade de Energia (Wh/kg)	Ciclos de Vida	Eficiência (%)
Chumbo - ácido	33	400	65
Alcalina <i>Nice</i>	57	2000	65

1.2.2.4. Associação de baterias de acumuladores

As baterias podem ser associadas (ou seja, ligadas) através de duas diferentes formas: em **série** e em **paralelo**. Se o objectivo consistir em garantir a obtenção de tensões mais elevadas, as baterias devem ser associadas em série. A figura 1.18 mostra esquematicamente um conjunto de 6 baterias associadas em série.

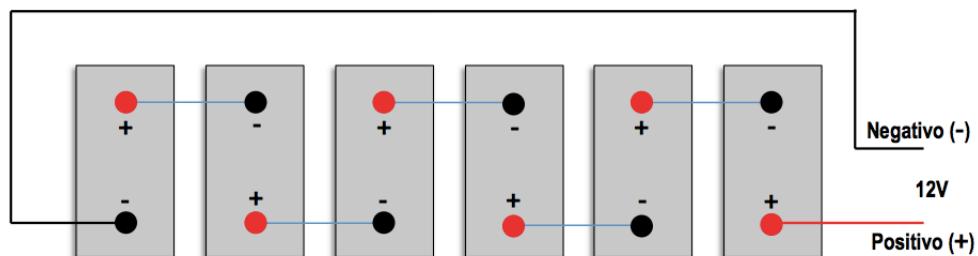


Fig. 1.18 – Representação esquemática de baterias associadas em série

Nas baterias associadas em série, a corrente (capacidade) é mantida e a tensão é incrementada:

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad e \quad V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$$

A figura 1.19 mostra esquematicamente um conjunto de 4 baterias associadas em paralelo.

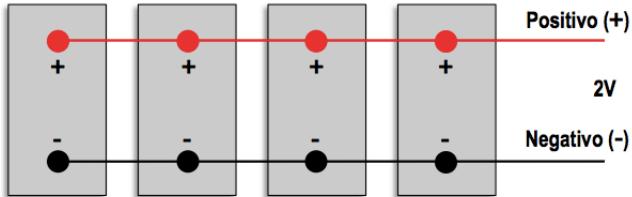


Fig. 1.19 – Representação esquemática de baterias associadas em paralelo

Nas baterias associadas em paralelo, a tensão é mantida e a corrente (capacidade) é incrementada:

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad e \quad I = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n$$

É importante referir que, por razões de segurança, os locais de instalação de baterias de acumuladores devem também ser projectados de forma conveniente, já que é necessário garantir que fiquem localizadas em zonas devidamente arejadas e ventiladas.

1.2.3. Dimensionamento de Sistemas FV Autónomos para instalações domésticas

O dimensionamento de sistemas autónomos para instalações domésticas, pode ser efectuado sem o recurso à utilização de software específico, desde que não contemple um grande número de variáveis. Neste contexto, a aplicação de um conjunto de equações matemáticas simples permite executar o processo de dimensionamento de forma mais ou menos precisa. Contudo, se o sistema tiver algum grau de complexidade, é prudente que seja utilizado um software comercial específico. Por exemplo, esta última situação ocorre quando se pretende dimensionar um sistema FV autónomo para uma moradia familiar, constituída por cerca de 4 a 5 pessoas. O processo de dimensionamento que se desenvolve em seguida, recorre a um dos métodos mais simples, entre os vários que ultimamente têm sido desenvolvidos.

Determinação da energia diária a fornecer aos consumos (Wh)

A primeira tarefa consiste em identificar o número, a potência e o tempo de funcionamento do conjunto de equipamentos que é necessário alimentar. A tabela 1.5 configura um exemplo simples relativo ao procedimento que deverá ser executado para se efectuar o levantamento das necessidades diárias de consumo.

Tabela 1.5 – Equipamentos utilizados e necessidades de consumo

Equipamentos	Número	Horas de uso/dia	Potência (W)	Energia diária (Wh/d)
Lâmpadas de leitura	-	-	-	-
Frigorífico	-	-	-	-
Televisão	-	-	-	-
Computador	-	-	-	-
TOTAIS			$\sum P_i$	W_D

A quantidade total de energia que é necessário prever para garantir a alimentação diária de todos os equipamentos, corresponde ao somatório das energias parciais consumidas pelos diferentes equipamentos utilizados:

$$W_D = \sum_{i=1}^n P_i \times t_i \quad (1.26)$$

onde W_D representa a energia total consumida por dia, P_i indica a potência (W) de um determinado equipamento e t_i corresponde ao seu intervalo de tempo de funcionamento.

Estimativa do factor de perdas

A capacidade que um gerador fotovoltaico tem em alimentar as diversas cargas, está sujeita a algumas perdas inerentes ao sistema. Entre estas, aquelas que têm maior expressão são as que se referem às perdas nas cablagens e as perdas no inversor e regulador de carga:

Perdas nas cablagens = 3%

Perdas no regulador de carga e inversor = 15%

- ⇒ Rendimento (cablagens): $K_{cabo} = 0.97$
- ⇒ Rendimento (regulador+inversor): $K_{reg+inv} = 0.85$
- ⇒ Rendimento total: $K = K_{cabo} \times K_{reg+inv} = 0.97 \times 0.85 = 0.83$

Além destas perdas, existem outros factores que interferem no cálculo do sistema FV. Atendendo a que a radiação solar incidente é muito variável ao longo do ano, é necessário identificar o valor da intensidade da radiação solar incidente (**mês mais desfavorável**) para o qual se deve dimensionar o gerador FV.

Avaliação da radiação solar incidente

A consulta do site (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>) permite a conhecer os valores da intensidade da radiação solar incidente $I(0)$ (**num plano horizontal**) correspondente a cada dia típico dos diferentes meses do ano. Por exemplo, a tabela 1.6 apresenta (para um plano horizontal), os valores médios mensais referentes à radiação solar incidente, $I(0)$, irradiância solar, $G(0)$ e temperatura média do ar, T_a para a cidade de Braga.

Tabela 1.6 – Valores da radiação solar incidente num plano horizontal (**BRAGA**)

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
$I(0)$ [Wh/m ² /dia]	1880	2760	4080	5390	6360	7100	7020	6210	4750	3100	2030	1560
T_a (°C)	8	8,8	11,3	12,8	16	20,1	22,2	21,7	19,6	15,5	11,5	9,3
$G(0)$ [W/m ² /dia]	78,3	115	170	224,6	265	295,8	292,5	258,8	197,9	129,2	84,6	65

Analizando os valores apresentados na tabela 1.6, verifica-se que Dezembro corresponde ao mês onde se regista o valor mais baixo da radiação solar disponível. Neste cenário, o dimensionamento deverá ser realizado para Dezembro, já que este mês representa a situação mais desfavorável. Contudo, corre-se o risco óbvio de sobredimensionamento do gerador fotovoltaico para o mês de Junho (e não só).

Estimativa da radiação solar incidente para uma superfície com inclinação óptima

É possível efectuar o cálculo da radiação solar em superfícies inclinadas, a partir dos valores registados para superfícies horizontais. A inclinação da superfície óptima, β_{opt} é habitualmente tomada como sendo igual à latitude do lugar, φ . Por outro lado, a radiação solar que incide sobre uma superfície com inclinação óptima, $I(\beta_{opt})$ é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$I(\beta_{opt}) = \frac{I(0)}{(1 - 4.46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} \beta_{opt}^2)} \quad (1.27)$$

Estimativa da radiação solar incidente para uma superfície com inclinação qualquer

Devido à exposição ao meio ambiente, a superfície frontal dos módulos fotovoltaicos pode, ao longo do tempo, acumular alguma sujidade (poeiras, compostos orgânicos acumulados, entre outros). Neste cenário, a acção da sujidade assim com o tipo de acabamento da superfície (vidros) dos módulos, contribuem negativamente no que concerne à capacidade que o gerador FV tem em absorver a radiação solar.

A radiação solar que incide sobre uma superfície com inclinação qualquer, $I(\beta, \alpha)$ é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$I(\beta, \alpha) = I(\beta_{opt}) \times [g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3] \quad (1.28)$$

onde $g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}$; $i = 1, 2, 3$; α representa o **azimute** solar (ângulo de desvio em relação à direcção sul) da superfície receptora e β a sua inclinação relativamente à direcção horizontal, conforme esquematizado na figura 1.20.

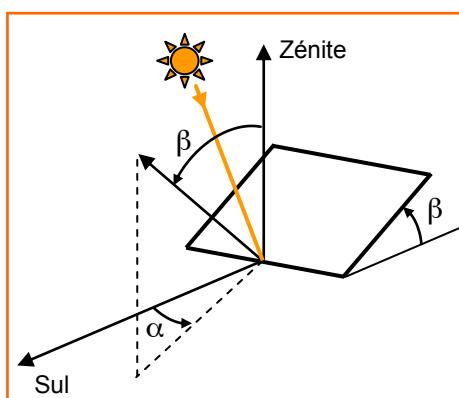


Fig.1.20 – Parâmetros angulares relativos à posição do módulo FV

A tabela 1.7 apresenta os valores dos coeficientes g_i referentes a superfícies com um grau médio de sujidade, que se caracterizam por uma perda de transparência óptica com cerca de 3%.

Tabela 1.7 – Coeficientes para o cálculo da radiação solar incidente sobre uma superfície qualquer

Coeficientes	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	8×10^{-9}	3.8×10^{-7}	-1.218×10^{-4}
g_{2i}	-4.27×10^{-7}	8.2×10^{-6}	2.892×10^{-4}
g_{3i}	-2.5×10^{-5}	-1.034×10^{-4}	0.9314

Para módulos fotovoltaicos orientados a sul, o ângulo azimutal é nulo ($\alpha = 0$). Para esta situação, verifica-se:

$$\alpha = 0 \Rightarrow g_i = g_{i3}$$

$$g_1 = g_{13} = -1.218 \times 10^{-4}$$

$$g_2 = g_{23} = 2.892 \times 10^{-4}$$

$$g_3 = g_{33} = 0.9314$$

Nestas condições, a equação 1.28 pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$I(\beta) = I(\beta_{opt}) \times [-1.218 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 2.892 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt}) + 0.9314] \quad (1.29)$$

Determinação da potência do gerador FV

O gerador FV deverá ter uma potência (P_{FV}) que deverá garantir a satisfação das necessidades de consumo diário de energia que constam na tabela 1.5. Por outro lado, o dimensionamento deverá ser efectuado de modo a considerar o mês mais desfavorável (menor *número de horas de sol equivalentes* à radiação padrão de 1000 W/m^2). Neste sentido, a potência do gerador FV calcula-se de acordo com a seguinte equação:

$$P_{FV} = \frac{W_D}{K_{reg+inv} \times Hs} \quad (1.30)$$

Número de Módulos por Fileira

A associação em série permite obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo. O número de módulos por fileira, N_s é limitado pela tensão da bateria, V_{bat} . Contudo, a tensão máxima do sistema FV deve ser sempre igual ou superior à da bateria, já que o **gerador tem que carregar a bateria**. Deste modo, o número de módulos por fileira é calculado através da seguinte expressão:

$$N_s > \frac{V_{bat}}{V_{max}} \quad (1.31)$$

onde V_{max} corresponde à tensão máxima do módulo medida em condições padrão.

Número de Fileiras em Paralelo

A ligação em paralelo entre módulos individuais é efectuada quando se pretende obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão estipulada do módulo. A corrente total, I_T à saída do gerador fotovoltaico é calculada da seguinte forma:

$$I_T = N_F \times I_{\max} \Rightarrow N_F = \frac{I_T}{I_{\max}}$$

onde N_F representa o número de fileiras ligadas em paralelo e I_{\max} corresponde à corrente máxima do módulo medida em condições padrão. Por outro lado, a potência do gerador FV corresponde ao produto entre a tensão do gerador ($N_s \times V_{\max}$) e a corrente total:

$$P_{FV} = (N_s \cdot V_{\max}) \times I_T$$

↓

$$I_T = \frac{P_{FV}}{N_s \times V_{\max}}$$

Desta forma, o número de módulos por fileira é calculado através da seguinte expressão:

$$N_F = \frac{P_{FV}}{N_s \times V_{\max} \times I_{\max}} \quad (1.32)$$

Capacidade da bateria de acumuladores

A bateria é um dos elementos mais dispendiosos dos actuais sistemas fotovoltaicos. O seu eventual sobredimensionamento incrementa muito os custos de instalação dos sistemas FV. A utilização de baterias subentende que estes equipamentos são utilizados para fornecer a energia que é necessária para satisfazer necessidades diárias de consumo (energia das cargas) na eventualidade de não haver sol (dias de chuva), ou então dias muito nublados. Se fosse possível utilizar-se uma bateria ideal, a sua eficiência, K_{Bat} seria igual a 100% e a profundidade de descarga, K_D seria também igual a 100% (ou seja, seria possível descarregar completamente a bateria sem a danificar). Se esta hipotética bateria ideal fosse utilizada durante **um dia**, então a quantidade de carga eléctrica fornecida (expressa em Ah) da bateria, $W_{(Ah)}$ seria calculada através da seguinte expressão:

$$W_{(Ah)} = \frac{\text{Energia diária de consumo}}{\text{Tensão da bateria}} = \frac{W_D(\text{Wh})}{U} \quad (1.33)$$

Contudo, em situações reais a eficiência da bateria nunca atinge 100% (por exemplo, para baterias de chumbo – ácido, os valores correntes são de 60% a 65%, e a profundidade de descarga máxima de segurança (para não se danificar a bateria) é normalmente de 60%. Por outro lado, o número de dias, N_d cuja probabilidade de uma bateria ser utilizada de modo a substituir totalmente o gerador FV, corresponde normalmente a 3 ou 4 dias – céu encoberto ou chuva. Deste modo, o cálculo da capacidade de uma bateria real, $C_{B(Ah)}$ é efectuado através da seguinte equação:

$$\begin{aligned} C_{(Ah)} &= W_{(Ah)} \times \frac{N_d}{K_{Bat} \times K_D} \\ &\Updownarrow \\ C_{(Ah)} &= \frac{W_D(Ah) \times N_d}{U \times K_{Bat} \times K_D} \end{aligned} \quad (1.34)$$

Seleção do regulador de carga MPP e do inversor

A seleção do regulador de carga MPP é prevista para cumprir o seu valor de corrente máxima DC, $I_{max\ DC}$. Por isso deverá ser limitada pela corrente total, I_T à saída do gerador fotovoltaico:

$$I_{\max\ DC} > I_T \Leftrightarrow I_{\max\ DC} > (N_F \times I_{\max}) \quad (1.35)$$

Por outro lado, na eventualidade de os aparelhos (cargas) a alimentar funcionarem em corrente alternada, o inversor deve ser escolhido de modo a garantir a potência máxima simultânea (soma das potências de cada aparelho), $\sum P_i$ dos equipamentos utilizados. Neste sentido, a potência mínima requerida para o inversor, P_{inv} é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$P_{inv} > \sum P_i \quad (1.36)$$

REFERÊNCIAS

- [1] <http://sunbird.jrc.it/pvgis/apps/pvest.php>
- [2] <http://www.dee.ufc.br/~demercil/Pesquisa/GERAR1000/Docs/Disserta%87%C6o%20-%20Edilson%20Mineiro%20-%20202004.pdf>
- [3] http://www.unicoba.com.br/uploads/Baterias/Datasheet/12V/DATASHEET-UP121000_080909.pdf
- [4] <http://www.dee.ufc.br/~demercil/Pesquisa/GERAR1000/Docs/Disserta%87%C6o%20-%20Edilson%20Mineiro%20-%20202004.pdf>