

# Appunti di Fisica Tecnica

## Capitolo 16

### Impianti termici ad energia solare

Introduzione .....	1
Energia solare disponibile .....	2
Impianti fotovoltaici - Descrizione.....	6
Introduzione .....	6
Cenni sui materiali semiconduttori .....	6
L'effetto fotovoltaico .....	7
Circuito equivalente di una cella solare.....	12
Efficienza di conversione .....	13
<i>Perdite di energia</i> .....	14
Schema generale di un pannello solare.....	17
Impianti fotovoltaici - Dimensionamento .....	18
Introduzione .....	18
Rendimento istantaneo di un pannello fotovoltaico .....	19
Concetto di "utilizzabilità" .....	21
Parametri caratteristici dei pannelli fotovoltaici.....	22
Esempio applicativo .....	24
Impianti fotovoltaici autonomi .....	26
<i>Elaborazione statistica dei dati climatici</i> .....	27
<i>Modello di simulazione</i> .....	28
<i>Il dimensionamento degli impianti</i> .....	30
Osservazione finale .....	31

## INTRODUZIONE

I primi **impianti termici solari** sono stati costruiti a partire dagli anni cinquanta: in tali impianti, l'energia solare viene prima catturata, poi trasformata in energia termica ed infine portata all'utilizzazione mediante un fluido.

Nel dicembre del 1973 l'utilizzazione dell'energia solare è entrata nei piani energetici di moltissimi paesi: infatti, in tale data ci fu la decisione dei paesi arabi di aumentare il prezzo del petrolio.

Attualmente, per la maggior parte delle applicazioni, il costo dell'energia solare non è competitivo con quello di altre fonti. Tuttavia, c'è da ritenere e da sperare che l'energia solare sarà utilizzata nel futuro in misura sempre maggiore. Questo perché *l'energia solare ha, rispetto alle fonti tradizionali di energia, alcuni pregi fondamentali: è inesauribile, è sicura, non è inquinante, è gratuita.*

## ENERGIA SOLARE DISPONIBILE

Il Sole è una sfera di diametro  $1.39 \cdot 10^6$  km e dista, mediamente<sup>1</sup>, dalla Terra  $1.49 \cdot 10^8$  km. Nella sua parte più interna, il Sole è sede di una reazione nucleare, che porta alla trasformazione dell'idrogeno in elio: questa trasformazione provoca una riduzione di massa ed una corrispondente produzione di energia. Questa produzione di energia genera a sua volta dei gradienti di temperatura, cui consegue una trasmissione di calore dall'interno della massa solare alla sua superficie; dalla superficie, poi, l'energia si trasmette, per irraggiamento termico, nello spazio.

E' stata allora studiata e misurata l'energia raggiante emessa del Sole. Tale studio si è basato sull'attribuire al Sole una emittenza termica unitaria: sotto questa ipotesi, la temperatura solare superficiale è stata valutata di **5762 K**. Dato che l'emittenza termica del Sole non è unitaria, questa non è la *temperatura superficiale effettiva*, per cui si parla di **temperatura superficiale apparente** del Sole.

Sussiste la seguente definizione: si chiama **costante solare** (simbolo:  $G_{CS}$ ) la potenza raggiante solare che incide su una superficie di area unitaria disposta al di fuori dell'atmosfera terrestre e in modo perpendicolare ai raggi solari, quando la distanza Terra-Sole è pari al suo valore medio. Anche il valore di questa costante è stato misurato (usando satelliti artificiali): si è ottenuto il valore di  **$1353 \text{ W/m}^2$**  (corrispondenti a  $1164 \text{ kcal/hm}^2$ ).

Dalle stesse misure ci si è accorti che la costante solare varia al variare della lunghezza d'onda dell'energia irraggiata. E' stato allora ricavato l'andamento della costante solare (indicata questa volta con  $G_{CS,\lambda}$ ) proprio con  $\lambda$ :

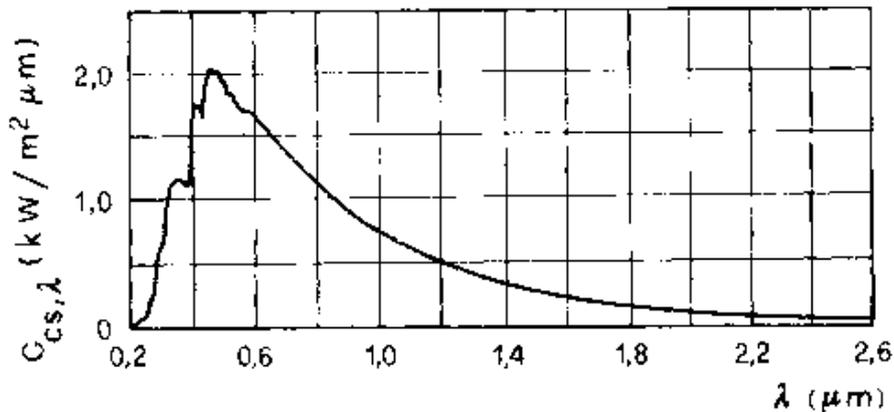


Figura 1 - Diagramma di variazione della costante solare (misurata in  $\text{kW/m}^2 \mu\text{m}$ ) con la lunghezza d'onda (misurata in  $\mu\text{m}$ )

Il diagramma mostra alcuni risultati interessanti:

- in primo luogo, si osserva la presenza di una massimo per  $G_{CS,\lambda}$ , in corrispondenza di  $\lambda=0,48\mu\text{m}$ , ossia nel campo del **visibile**<sup>2</sup>;

<sup>1</sup> "Mediamente" in quanto, come è noto, l'orbita che la Terra percorre intorno al Sole non è circolare, ma ellittica, per cui la distanza Terra-Sole varia nel tempo.

<sup>2</sup> Ricordiamo che il campo del visibile corrisponde a lunghezze d'onda comprese tra  $0,38\mu\text{m}$  e  $0,78\mu\text{m}$

- in secondo luogo, si osserva che  $G_{CS,\lambda}$  assume valori decisamente molto bassi per lunghezze d'onda superiori a  $2.6\mu\text{m}$ ; tradotto in altri termini, ciò significa che la gran parte dell'energia solare (esattamente il 97%) ha una lunghezza d'onda minore di  $2.6\mu\text{m}$ ;
- non solo, ma si osserva anche che l'area sottesa dalla curva di  $G_{CS,\lambda}$  è divisibile in 2 parti esattamente uguali in corrispondenza dell'ascissa  $\lambda=0.73\mu\text{m}$ , il che significa che il 50% dell'energia solare ricade al di sotto di  $\lambda=0.73\mu\text{m}$ , ossia nel campo del visibile.

Diamo adesso un'altra definizione: abbiamo detto prima che  $G_{CS}$  è la potenza raggiante solare che incide su una superficie di area unitaria disposta al di fuori dell'atmosfera terrestre e in modo perpendicolare ai raggi solari, quando la distanza Terra-Sole è pari al suo valore medio. La stessa potenza, valutata però a prescindere dal valore della distanza Terra-Sole, è indicata con  $G_{O,n}$ . In altre parole,  $G_{O,n}$  è la potenza raggiante solare che incide su una superficie di area unitaria disposta al di fuori dell'atmosfera terrestre e in modo perpendicolare ai raggi solari.

Evidentemente, quindi,  $G_{O,n}$  è un quantità che varia nel tempo, proprio perché varia la distanza Terra-Sole. Solo due giorni all'anno (precisamente il 3 aprile ed il 22 ottobre) la suddetta distanza assume il suo valore medio e quindi risulta  $G_{CS}=G_{O,n}$ .

Ad ogni modo, il valore di  $G_{O,n}$  non differisce poi sensibilmente da quello di  $G_{CS}$ : si è infatti calcolato che il rapporto  $G_{O,n}/G_{CS}$ , misurato in tutti i giorni dell'anno, è sempre prossimo all'unità, variando da 0.97 a 1.04.

Adesso, osserviamo che nelle definizioni di  $G_{CS}$  e  $G_{O,n}$  abbiamo specificato che la superficie su cui effettuare la misura deve trovarsi al di fuori dell'atmosfera terrestre. Il motivo è in quello che succede alla potenza raggiante solare quando entra nell'atmosfera terrestre. Consideriamo allora una generica superficie piana ricevente posta sulla Terra; valgono le seguenti considerazioni:

- in primo luogo, la superficie ricevente non potrà essere perpendicolare ai raggi del Sole, a meno che non sia orientabile e possa quindi seguire il Sole; supponendo pure che l'atmosfera sia perfettamente trasparente ai raggi solari e supponendo che i raggi del Sole incidenti sulla superficie formino un angolo  $\theta$  (detto **angolo di incidenza**<sup>3</sup>) con la direzione normale alla superficie stessa; la potenza raggiante solare che incide, per unità di area, sulla superficie si può valutare come  $G_O = G_{O,n} \cos\theta$ . Essendo  $\cos\theta$  non superiore ad 1, si deduce subito che  $G_O$  può tutt'al più uguagliare  $G_{O,n}$ ;
- non solo, perché questo vale solo nell'ipotesi di atmosfera perfettamente trasparente ai raggi solari, il che non è vero per due motivi: l'energia raggiante solare viene in parte assorbita dalle molecole di  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}_2$  ed  $\text{O}_3$ , ed in parte subisce un fenomeno di diffusione da parte delle molecole di  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$  ed  $\text{H}_2\text{O}$ , nonché da parte del pulviscolo atmosferico. Questa diffusione consiste semplicemente nella riflessione dell'energia in tutte le direzioni, il che significa che una parte dell'energia solare di fatto non raggiunga la superficie terrestre, perché viene riflessa indietro. Non solo, perché, sempre a causa della diffusione, la superficie piana di misura viene colpita da energia proveniente da tutte le direzioni: ci sono allora raggi che percorrono cammini più lunghi, nell'atmosfera, e raggi che percorrono cammini più corti, con il risultato di un diverso assorbimento da parte dell'atmosfera stessa.

La massima energia raggiante solare che incide sulla superficie terrestre si ha, nella giornata, a mezzogiorno. Per quanto riguarda l'Italia, il

<sup>3</sup> Il valore dell'angolo di incidenza dipende da vari fattori: tipicamente, dall'orientazione della superficie e dalla posizione del Sole, che a sua volta dipende dalla latitudine del luogo in cui si trova la superficie, dal giorno dell'anno e dall'ora del giorno.

**mezzogiorno del 21 giugno** è il momento in cui l'energia raggiante assume il picco annuale, in quanto si tratta dell'istante in cui il Sole occupa la posizione di minima distanza dallo zenith.

Indichiamo adesso con  $\bar{H}_{o,h}$  l'energia raggiante giornaliera media mensile incidente su superficie orizzontale. Sono state ricavate delle tabelle in cui è riportato  $\bar{H}_{o,h}$ , per una serie di località, in funzione dei mesi dell'anno. La tabella seguente riporta i valori relativi alle città di Napoli e di Mogadiscio (quest'ultima città si trova molto vicina all'equatore), calcolati nell'ipotesi di atmosfera perfettamente trasparente:

		$\bar{H}_{o,h} \cdot 10^{-3} \text{ (kcal/m}^2\text{d)}$												
		Mesi												
Località	Latitudine	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	media
Napoli	40°51'N	3,5	4,7	6,4	8,1	9,4	9,9	9,6	8,0	7,0	5,2	3,7	3,1	6,6
Mogadiscio	2°02'N	8,4	8,7	8,9	8,8	8,4	8,1	8,2	8,5	8,8	8,7	8,4	8,2	8,5

Nella prossima tabella è riportata la stessa quantità (ossia i valori giornalieri medi mensili dell'energia solare incidente su una superficie posta sulla Terra), senza però l'ipotesi di atmosfera perfettamente trasparente (la corrispondente quantità è indicata adesso con  $\bar{H}_h$ ):

		$\bar{H}_h \cdot 10^{-3} \text{ (kcal/m}^2\text{d)}$												
		Mesi												
Località	Latitudine	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	media
Napoli	40°51'N	1,2	1,7	2,3	3,2	4,0	4,4	4,5	3,9	3,0	2,2	1,3	0,97	2,7
Mogadiscio	2°02'N	6,1	6,2	6,1	5,8	5,6	4,9	5,0	5,7	6,1	6,1	5,9	5,7	5,8

Come ci aspettavamo, i valori misurati risultano inferiori a quelli calcolati.

Elaborando, secondo tecniche che non ci interessano, i valori misurati per superficie orizzontale, si è trovato un interessante risultato: *si è trovato che, su una superficie rivolta verso Sud nell'emisfero settentrionale oppure rivolta verso Nord nell'emisfero meridionale, l'energia solare incidente può essere mediamente maggiore che su una superficie orizzontale*. Si è in particolare trovato che l'**inclinazione ottimale**, rispetto all'orizzontale, è  $\phi-10^\circ$  per utilizzazione sull'intero arco dell'anno e  $\phi+10^\circ$  per utilizzazione prevalentemente invernale, avendo indicato con  $\phi$  la **latitudine**.

Per concludere questo discorso sull'energia solare incidente sulla superficie terrestre, dobbiamo precisare che il **coefficiente di trasmissione monocromatico** dell'atmosfera varia al variare della lunghezza d'onda  $\lambda$ . Di conseguenza, la **distribuzione spettrale** dei raggi solari sulla superficie terrestre è diversa da quella extra-atmosfera, illustrata in precedenza (figura 1). Si notano tutte le differenze nel seguente diagramma:

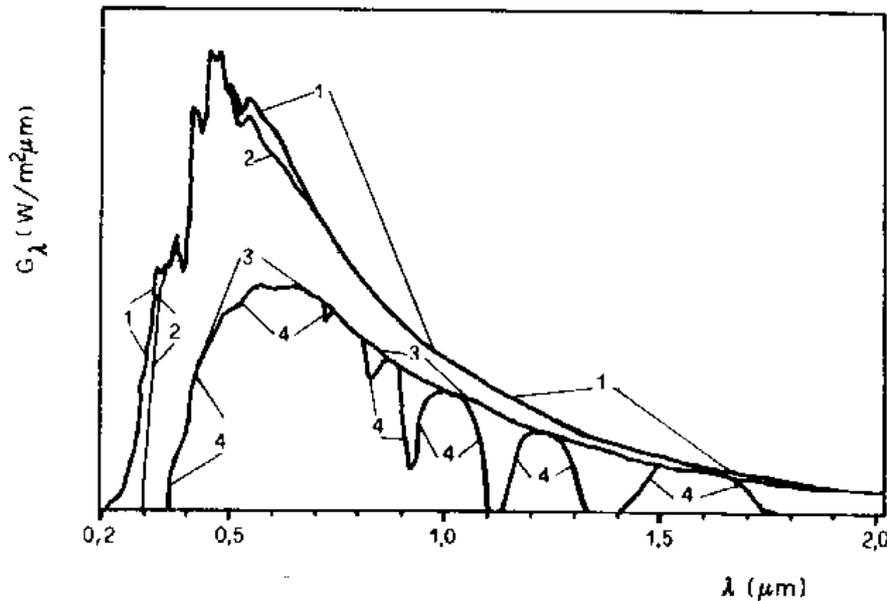


Figura 2 - Esempio di distribuzione spettrale dell'energia solare: (1) al di fuori dell'atmosfera, (2) dopo lo strato di ozono, (3) ipotetica sulla superficie terrestre se non ci fossero  $H_2O$  e  $CO_2$ , (4) effettiva sulla Terra

La curva 1 rappresenta la distribuzione spettrale extra-atmosferica (si tratta cioè del diagramma  $G_{CS,\lambda}$  precedentemente riportato). La curva 2 rappresenta la distribuzione spettrale dopo l'attraversamento dell'**ozono**: a parte due piccoli intervalli di lunghezza d'onda, si nota che le curve 1 e 2 sostanzialmente coincidono.

La curva 3 rappresenta quella che sarebbe la distribuzione spettrale se non ci fosse l'**assorbimento** da parte delle molecole di acqua e anidride carbonica. La curva 4 rappresenta invece la distribuzione spettrale effettiva sulla Terra: si notano non solo le grosse differenze rispetto alla curva 3 (il che testimonia la rilevanza dell'azione dell'acqua e della  $CO_2$ ), ma anche i valori decisamente più bassi rispetto alla curva 1, a testimonianza delle differenze tra quanto accade fuori dell'atmosfera e quanto accade sulla superficie terrestre.

Osservando la curva 4, si nota dunque che l'energia solare, sulla superficie terrestre, ha lunghezza d'onda compresa sostanzialmente tra  $0.3 \mu m$  e  $1.8 \mu m$ .

Segnaliamo inoltre che non sono stati indicati valori sulle ordinate del grafico per il semplice fatto che tali valori dipendono dalla località, dalla posizione del Sole, dalle condizioni atmosferiche e dall'orientamento della superficie ricevente.

## Impianti fotovoltaici - Descrizione

### INTRODUZIONE

E' possibile effettuare la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, senza passare attraverso processi termici, se si sfrutta il cosiddetto **effetto fotovoltaico**: senza scendere sin d'ora nei dettagli, ci limitiamo a dire che questo effetto consiste nella produzione di una corrente elettrica come risultato dell'assorbimento, da parte di opportuni dispositivi (le cosiddette **celle solari**), della **radiazione solare**.

### CENNI SUI MATERIALI SEMICONDUCTORI

Una **cella solare** è costituita, nella sua configurazione più usuale, dalla giunzione tra un materiale semiconduttore drogato di tipo **n** ed un materiale semiconduttore drogato di tipo **p**. Per una appropriata comprensione del funzionamento di una cella solare, conviene allora richiamare le principali caratteristiche dei materiali semiconduttori.

L'**atomo**, secondo il modello teorico proposto dalla *meccanica quantistica*, è composto da un nucleo centrale<sup>4</sup>, avente carica  $+Ze$  (dove  $e$  è la carica elementare, mentre  $Z$  è il numero atomico), e da  $Z$  elettroni in alcuni *stati stazionari*, ai quali corrisponde una ben determinata energia. Si può immaginare, con buona approssimazione, che gli elettroni si muovano intorno al nucleo lungo un numero discreto di orbite consentite, caratterizzate da livelli quantizzati di energia.

*Se più atomi interagiscono tra loro, i livelli discreti di energia consentiti agli elettroni di ciascun atomo si sovrappongono, sino a creare le cosiddette **bande di energia***. La distribuzione degli elettroni tra le varie bande di energia consentita determina le caratteristiche elettriche dei materiali, con differenze di conducibilità comprese tra  $10^7$  e  $10^9$  tra i **buoni conduttori** (quali il rame) e i **buoni isolanti** (quali la mica). *Valori di conducibilità intermedi caratterizzano i materiali definiti come **semiconduttori***, tra i quali spiccano il **germanio**, il **silicio** e l'**arseniuro di gallio**.

In un conduttore esistono un gran numero di elettroni relativamente liberi, tali da servire come **portatori** di carica in una corrente elettrica, mentre negli isolanti a temperatura normale tutti gli elettroni sono strettamente legati agli atomi e non disponibili per la conduzione di corrente elettrica.

Nel caso dei materiali isolanti, tutti gli elettroni sono sistemati in **bande complete**. Inoltre esiste una notevole differenza di energia (detta **gap di banda proibita**) tra le due bande più esterne consentite (la **banda di valenza**, completa, e la **banda di conduzione**, vuota). In condizioni ordinarie, gli elettroni più esterni, che completano la banda di valenza, non riescono ad assorbire, da campi esterni, energia sufficiente a superare la banda proibita ed a passare nella banda di conduzione, la quale, quindi, rimane vuota.

Per i **materiali semiconduttori** la configurazione delle varie bande di energia è simile a quella descritta per gli isolanti. Infatti, esistono due bande più esterne di energia consentita, quella di *conduzione* e quella di *valenza*, separate da una differenza di energia molto minore di quella che si ha negli isolanti: alla temperatura ambiente, si passa da un valore di 10 eV per un buon isolante ad un valore dell'ordine di **1 eV** per un semiconduttore.

<sup>4</sup> Ricordiamo che la massa di un atomo è quasi interamente concentrata nel nucleo, che raccoglie protoni e neutroni

Alla temperatura dello 0 assoluto, i semiconduttori si comportano come materiali isolanti, poiché tutti gli elettroni sono legati agli atomi; al crescere della temperatura, l'energia di tali elettroni aumenta ed un certo numero di essi si libera dai rispettivi atomi, diventando disponibili per la conduzione (ciò spiega la caratteristica dei semiconduttori di avere un valore negativo del coefficiente di variazione della resistenza con la temperatura). In altre parole, *gli elettroni che diventano portatori sono elettroni che passano dalla banda di valenza a quella di conduzione*; ovviamente, per ciascun elettrone che passa nella banda di conduzione si crea una corrispondente lacuna nella banda di valenza: entrambi i portatori contribuiscono alla conduzione. C'è, d'altra parte, una differenza, legata al fatto che la **mobilità** delle lacune, vale a dire la velocità per unità di campo elettrico applicato, è normalmente<sup>5</sup> molto più piccola rispetto a quella degli elettroni, il che comporta evidentemente una differenza nei due tipi di conduzione.

Il **silicio**, secondo elemento per diffusione sulla superficie terrestre, è il materiale semiconduttore più comunemente usato nella fabbricazione delle celle solari; in generale, esso è l'elemento base di tutta l'industria elettronica.

Il silicio appartiene al quarto gruppo della scala periodica degli elementi ed ha un atomo con 14 elettroni disposti su tre orbite: 4 elettroni si trovano sull'orbita più esterna, quella appunto di valenza. Il silicio tende a formare un *reticolo cristallino cubico*, come quello del carbonio nel diamante, nel quale gli atomi sono legati tra loro da quattro legami di valenza, in ognuno dei quali si scambiano due elettroni di valenza: secondo questo modello, ogni atomo è circondato da 8 elettroni nell'orbita più esterna in una condizione stabile, per cui non vi sono cariche libere di muoversi, con la conseguenza che il materiale si presenta con le caratteristiche di un isolante.

*Al crescere della temperatura, qualche legame di valenza si può rompere, lasciando liberi degli elettroni e, nello stesso tempo, delle lacune. Gli elettroni e le lacune libere, sotto l'effetto di un campo elettrico, contribuiscono tutti al flusso di corrente.*

Il fenomeno appena descritto è quello che avviene nei cristalli ideali, nei quali si ha lo stesso numero dei due tipi di portatori di carica, poiché ogni elettrone liberato lascia dietro di sé una lacuna mobile: in questo caso si parla di **semiconduttori intrinseci**.

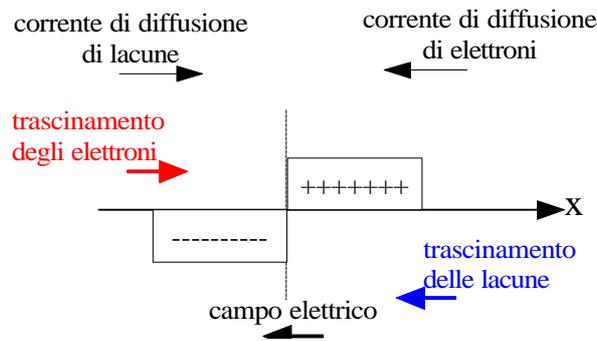
Nel campo di temperature usuali, la presenza nel cristallo di opportune **impurità** produce effetti ben più importanti di quelli appena descritti. Una qualunque imperfezione nel cristallo comporta l'aggiunta di nuovi livelli di energia per gli elettroni, all'interno oppure tra le bande consentite. Infatti, se nei cristalli semiconduttori vengono aggiunti artificialmente opportuni **elementi droganti**, è possibile realizzare nuovi livelli consentiti entro la banda proibita. L'impiego, poi, di opportune impurità permette di ottenere materiali in cui la corrente di conduzione è dovuta prevalentemente a cariche mobili negative (elettroni) o positive (lacune). In questo caso si parla di **semiconduttori estrinseci**, dato che la conduzione è alla presenza di impurità nel materiale semiconduttore.

## L'EFFETTO FOTOVOLTAICO

Come è noto, quando un materiale semiconduttore di tipo "p" viene a trovarsi in contatto con un materiale di tipo "n", si parla di **giunzione pn**. Tale giunzione genera un campo elettrico interno (detto **campo elettrico di built-in**) nei pressi dell'interfaccia tra i due materiali: infatti, a causa della diversa concentrazione di elettroni e lacune nelle due regioni, si origina una *corrente di diffusione* di elettroni verso la regione di tipo p e di lacune verso la regione di tipo n; il movimento di

<sup>5</sup> E' il caso del Silicio

queste cariche lascia atomi ionizzati (gli atomi sono fissi, per cui non possono seguire gli elettroni e le lacune nel loro movimento) e questo produce accumuli di carica, uguali e di segno opposto, sui due lati della giunzione; a questi accumuli di carica corrisponde un campo elettrico (quello appunto detto *di built-in*), diretto ovviamente dalle cariche positive (nella regione di tipo n) verso le cariche negative (nella regione di tipo p); questo campo elettrico genera a sua volta due *correnti di trascinamento*, una di elettroni e una di lacune, dirette in verso opposto alle rispettive correnti di diffusione. In condizioni di equilibrio, le correnti si compensano e la corrente netta attraverso la giunzione è nulla.



Questo campo elettrico interno, dovuto semplicemente al fatto di aver posto in contatto i due materiali semiconduttori, produce il cosiddetto **effetto diodo**: se si applica ai capi della giunzione una tensione con polarità uguali a quelle della tensione di built-in (la cui polarità positiva è nella regione di tipo n), il campo elettrico interno risulta rafforzato, per cui non si ha passaggio di corrente, eccezion fatta per quei pochi elettroni che, eccitati termicamente, riescono a superare la barriera costituita dalla tensione di built-in e dalla tensione esterna; *se, invece, la tensione esterna è applicata con polarità opposte a quelle della tensione di built-in, il campo elettrico interno viene ridotto o annullato e si ha perciò un aumento della corrente, che risulta essere di tipo esponenziale*, descritto dalla nota equazione

$$I_J = I_0 \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$$

dove  $V$  è la tensione esterna applicata e  $I_0$  (**corrente inversa di saturazione**) la corrente che si ottiene nella giunzione in presenza di una forte tensione negativa<sup>6</sup>.

Il comportamento appena descritto è dunque quello della giunzione non illuminata, che si comporta quindi come un normale **diodo**. Adesso supponiamo di disporre la cella in modo che la regione di tipo n (dello spessore di qualche decimo di  $\mu\text{m}$ ) sia esposta alla **radiazione solare**: la regione viene facilmente attraversata dalla luce<sup>7</sup>, la quale raggiunge la sezione di interfaccia con la regione di tipo p; qui, i **fotoni** che compongono la *radiazione luminosa* vengono assorbiti dagli elettroni: alcuni di questi fotoni hanno una energia pari o superiore al gap di banda proibita del semiconduttore, per cui gli elettroni che li assorbono acquistano energia sufficiente per rompere i legami che li legano ai

<sup>6</sup> Ricordiamo che l'eventuale tensione inversa applicata dall'esterno non deve superare il cosiddetto valore di rottura (diverso da diodo a diodo): se questo avviene, infatti, la giunzione subisce il cosiddetto *cedimento* e, nella maggior parte dei casi, diventa inutilizzabile.

<sup>7</sup> Il problema dell'attraversamento della giunzione da parte della luce sarà approfondito in seguito.

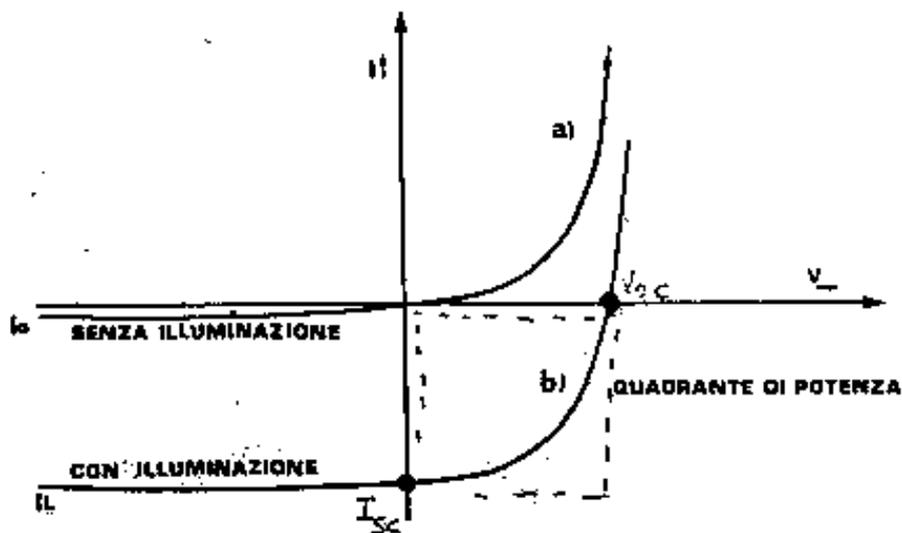
rispettivi atomi e diventare quindi portatori di carica<sup>8</sup>; abbiamo cioè una **generazione stimolata di portatori di carica**, che sono ovviamente elettroni nella banda di conduzione e lacune nella banda di valenza; sotto l'influenza del campo elettrico esistente, tali portatori vengono separati (le lacune vengono accelerate nel verso del campo elettrico, mentre gli elettroni in verso opposto, data la loro carica negativa) e vengono inviati verso le estremità della cella. In corrispondenza di tali estremità ci sono dei **contatti elettrici**<sup>9</sup>: chiudendo allora questi contatti mediante un circuito, si genera una corrente elettrica all'interno del circuito stesso, il che consente il trasferimento di energia al **carico**.

La corrente che così si genera è dunque frutto sia della tensione esterna applicata sia dell'effetto della radiazione solare: la corrente netta attraverso la giunzione è

$$I = I_L - I_j$$

Il verso delle due correnti è ovviamente diverso: la corrente  $I_j$  è quella determinata dalla tensione applicata dall'esterno ed è composta da portatori che si muovono accelerati dal campo elettrico applicato dall'esterno; al contrario, la corrente  $I_L$  è composta da portatori (generati dalla radiazione solare assorbita) che si muovono accelerati dal campo elettrico interno (o di built-in).

Per renderci bene conto di quel che accade, consideriamo il seguente diagramma tensione-corrente:



La curva (a) mostra l'andamento della corrente nella giunzione, in funzione della tensione applicata dall'esterno, in assenza di **illuminazione**. Si nota che, per  $V=0$ , non c'è corrente nella giunzione.

<sup>8</sup> In pratica, un elettrone che rompe il legame con il proprio atomo, acquistando perciò libertà di movimento, è un elettrone che passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione, lasciando chiaramente in banda di valenza un "ammanco" di carica negativa che costituisce appunto una **lacuna**.

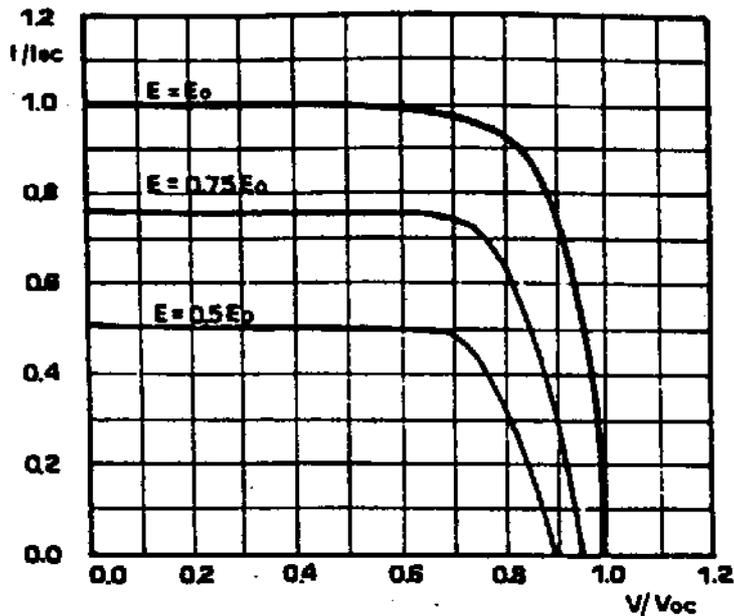
<sup>9</sup> Possiamo subito fare una osservazione: mentre l'estremità inferiore (in corrispondenza della regione di tipo p) è interamente coperta dal proprio contatto elettrico, per l'estremità superiore non si può fare la stessa cosa, perché questo impedirebbe l'esposizione alla radiazione luminosa; allora, il contatto superiore assume la forma di una **griglia**, che, occupando appena il 5% della superficie della cella, lascia la possibilità alla radiazione luminosa di raggiungere la giunzione.

Inoltre, come osserveremo in seguito, l'estremità superiore della cella è anche opportunamente lavorata mediante un trattamento superficiale antiriflesso, che consente il massimo assorbimento, da parte della cella, dell'energia solare incidente.

La curva (b) mostra invece (qualitativamente) quello che accade in presenza di illuminazione: la cosa più evidente è che, in assenza di tensione applicata dall'esterno, c'è una corrente  $I_{SC}$  non nulla (e negativa, ossia diretta dal contatto negativo verso quello positivo) attraverso la giunzione.

Nello studio delle celle solari, non interessano, in realtà, tutti i quadranti di quel grafico, ma solo il cosiddetto **quadrante di potenza**: si tratta cioè del quadrante, sul piano cartesiano, in cui  $V > 0$  ed  $I < 0$ , in quanto tali valori determinano una potenza negativa, ossia una potenza che la cella fornisce al carico.

Il dettaglio sul quadrante di potenza di una cella di silicio monocristallino è allora del tipo seguente:



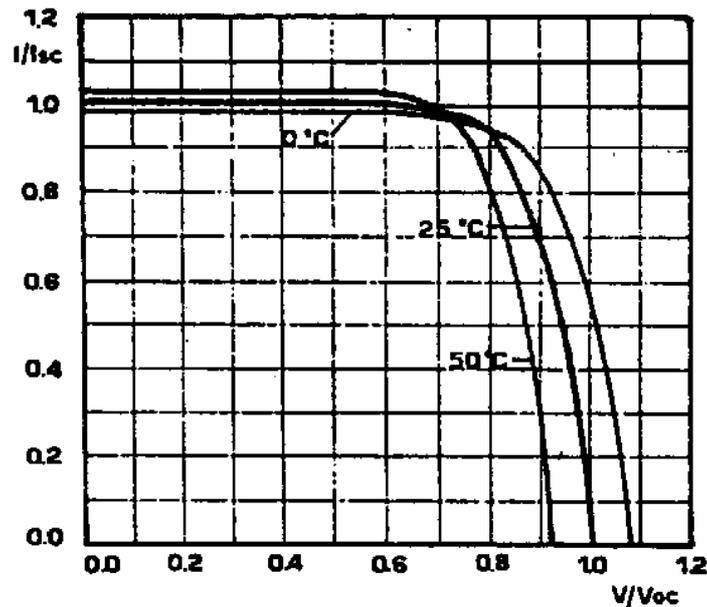
In ascisse è riportata la tensione esterna applicata, normalizzata alla cosiddetta **tensione a circuito aperto**  $V_{OC}$ , ossia la tensione che la giunzione presenta ai suoi capi quando il circuito esterno è interrotto (ossia quando non c'è corrente).

In ordinate è invece riportata la corrente netta attraverso la giunzione, normalizzata alla cosiddetta **corrente di cortocircuito**  $I_{SC}$ , ossia la corrente che circola quando i due terminali della cella sono posti in corto (cioè senza tensione ai capi della cella).

Sono inoltre riportate tre distinte curve, in corrispondenza di diversi valori dell'**intensità E della radiazione solare**<sup>10</sup>: ponendo  $E_0 = 1000(W/m^2)$ , sono stati considerati i valori  $E_0$ ,  $0.75E_0$  e  $0.5E_0$  ed il diagramma mostra valori di corrente crescenti, a parità di tensione applicata, all'aumentare della radiazione. Il fatto che la corrente aumenti all'aumentare dell'intensità della radiazione solare non sorprende: infatti, quanto maggiore è E, tanto maggiore è l'energia assorbita dagli elettroni in corrispondenza della giunzione e quindi tanto maggiore è la quantità di portatori che si rendono disponibili per la conduzione. Questo è il principio di fondo su cui si basa il funzionamento di una cella solare.

Lo stesso diagramma I-V può essere riportato anche in funzione di un altro parametro di grande importanza per le celle solari, vale a dire la temperatura:

<sup>10</sup> Ricordiamo che l'intensità è una potenza per unità di superficie, ossia energia per unità di tempo e superficie



L'influenza della temperatura sul funzionamento della cella è abbastanza complesso. Ci limitiamo perciò ad osservare, in questo diagramma, che un aumento di temperatura (ad esempio da 0°C a 50°C) produce una corrente maggiore per bassi valori di  $V$  (quindi il comportamento della cella sembra migliore), mentre produce una corrente nettamente inferiore per valori maggiori di  $V$ . Infatti, se consideriamo, ad esempio, l'ascissa 1.0, ossia  $V=V_{OC}$ , notiamo che la corrente ottenuta a 0°C è nettamente superiore a quella ottenuta a 50°C. Questo lascia intuire che *un aumento di temperatura di funzionamento della cella deteriora le prestazioni della cella stessa.*

Restando per un attimo alle celle solari in **silicio policristallino**, può valer la pena di elencare le loro principali caratteristiche:

- **efficienza di conversione**<sup>11</sup>: circa il 12%
- **potenza elettrica massima**, per unità di superficie, alla temperatura di funzionamento di 25°C e con irraggiamento  $E_0 = 1000(\text{W}/\text{m}^2)$ :  **$P_{\text{max}}=12 \text{ mW}/\text{cm}^2$** ;
- **tensione a circuito aperto**:  **$V_{OC}=0.58 \text{ V}$** ;
- tensione a circuito aperto in condizioni di massima potenza:  **$V_{\text{max}}=0.46\text{V}$** ;
- **corrente di cortocircuito** (per unità di superficie):  **$I_{SC}=0.027 \text{ A}/\text{cm}^2$** ;
- corrente di cortocircuito (per unità di superficie) in condizioni di massima potenza:  **$I_{\text{max}}=0.026\text{A}/\text{cm}^2$** ;

Osserviamo che i parametri di corrente e di tensione dipendono da una serie di fattori:

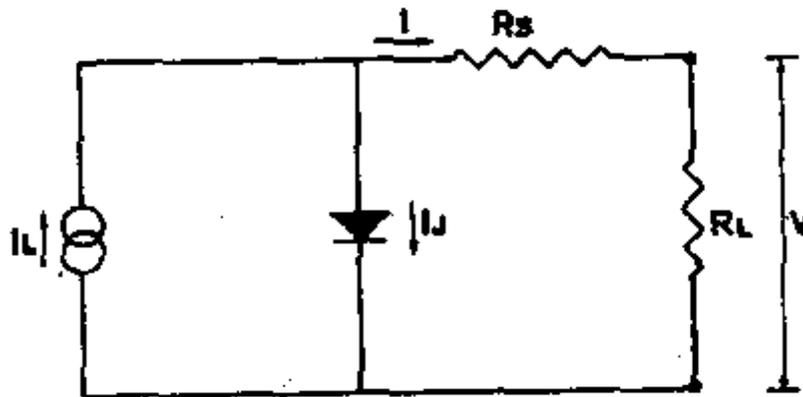
- le correnti di cortocircuito  $I_{\text{max}}$  ed  $I_{SC}$  sono proporzionali all'intensità dell'irraggiamento solare, mentre risultano poco sensibili alle variazioni di temperatura della cella;
- al contrario, le tensione a circuito aperto  $V_{\text{max}}$  e  $V_{OC}$  sono inversamente proporzionali alla temperatura della cella, mentre sono poco sensibili alle variazioni di irraggiamento.

<sup>11</sup> Questo parametro sarà introdotto in seguito, ma è intuitivo capire che si tratta della capacità della cella di convertire l'energia solare incidente in energia elettrica

Inoltre, l'efficienza di conversione dipende a sua volta dalla temperatura di funzionamento della cella: si è stimato che essa si riduce di circa lo 0.05% per ogni grado di aumento della temperatura.

## CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA SOLARE

Il funzionamento di una cella solare può essere schematizzato con il circuito equivalente della figura seguente:



Sono qui presenti, in parallelo, un generatore di corrente, un diodo ed una serie tra due resistenze: la resistenza  $R_L$  rappresenta il carico che la cella solare deve alimentare, mentre la resistenza  $R_S$ , generalmente trascurabile, è dovuta principalmente alla resistenza offerta dal sottile *strato di diffusione*. Il diodo rappresenta il normale comportamento della giunzione in assenza di illuminazione, mentre il generatore di corrente rappresenta la corrente dovuta alla radiazione solare.

Risolvendo facilmente il circuito tramite l'applicazione della LKC, è evidente che la corrente  $I$  erogata al carico è

$$I = I_L - I_j = I_L - I_0 \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$$

Può essere interessante esplicitare, in questa espressione, la tensione  $V$  ai capi della cella (che coincide, trascurando  $R_S$ , con la tensione ai capi del carico):

$$V = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{I_L - I}{I_0} + 1 \right)$$

Se poniamo il carico in condizioni di circuito aperto (vale a dire  $R_L = \infty$  e quindi  $I = 0$ ), la tensione  $V$  è chiaramente quella a circuito aperto:

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

## EFFICIENZA DI CONVERSIONE

Si definisce **efficienza di conversione** di una cella solare il rapporto tra la potenza massima, per unità di superficie, fornita dalla cella stessa e l'intensità solare incidente (vale a dire anche qui potenza per unità di superficie). Analiticamente, abbiamo dunque quanto segue:

$$\eta = \frac{I_{\max} V_{\max}}{E_{\text{sol}}}$$

E' bene ricordare, ai fini della comprensione della formula, che sia al numeratore sia al denominatore abbiamo le dimensioni di una intensità: infatti,  $I_{\max}$  è la corrente (in condizioni di massima potenza) per unità di superficie della cella.

Possiamo fare qualche manipolazione algebrica in modo da evidenziare la dipendenza di  $\eta$  da alcuni parametri importanti. Moltiplicando numeratore e denominatore per il termine  $qV_{\text{OC}}I_{\text{SC}}E_g$ , abbiamo quanto segue:

$$\eta = \frac{I_{\max} V_{\max}}{E_{\text{sol}}} \frac{qV_{\text{OC}}I_{\text{SC}}E_g}{qV_{\text{OC}}I_{\text{SC}}E_g} = \frac{I_{\text{SC}}E_g}{qE_{\text{SOL}}} \left( \frac{V_{\max} I_{\max}}{V_{\text{OC}}I_{\text{SC}}} \right) \left( \frac{qV_{\text{OC}}}{E_g} \right)$$

Il primo termine tra parentesi prende il nome di **fattore di curva** e tiene conto del fatto che la potenza massima (per unità di superficie) fornita dalla cella è inferiore al prodotto  $V_{\text{OC}}I_{\text{SC}}$  tra la tensione massima e la corrente massima (sempre per unità di superficie).

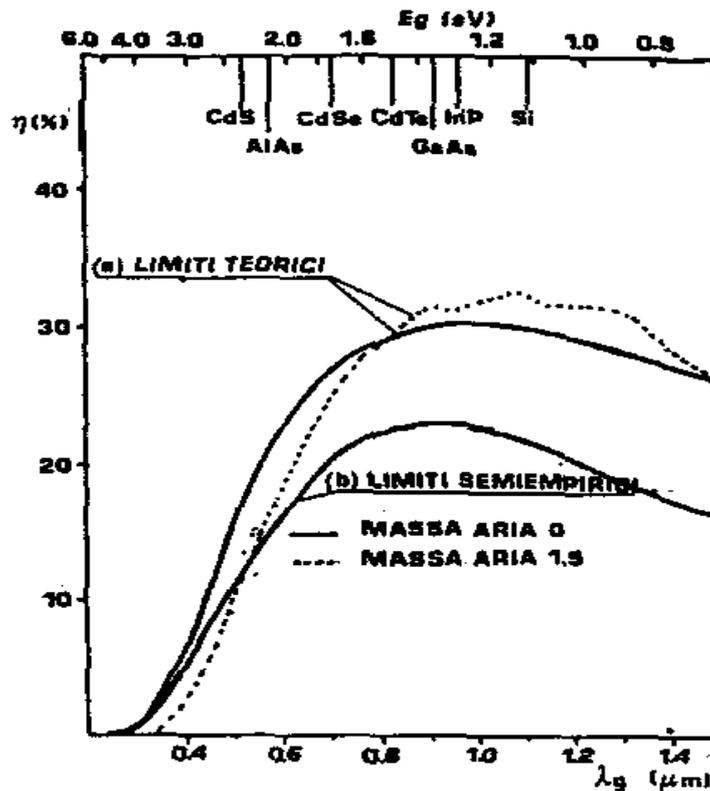
Il secondo termine tra parentesi, invece, si chiama **fattore di tensione**.

Conclusi i dettagli analitici, facciamo adesso qualche considerazione qualitativa.

Mediamente, il valore massimo dell'efficienza di conversione di una cella solare si trova tra il 20% ed il 25%. Questi limiti superiori dipendono da una serie di fattori, tra i quali spiccano il gap di banda proibita, che è una caratteristica del semiconduttore utilizzato, e le caratteristiche della radiazione solare (abbiamo infatti mostrato, in precedenza, la dipendenza della corrente nel diodo, dovuta all'illuminazione, dall'intensità della radiazione solare).

Nella figura seguente sono riportati i limiti teorici dell'efficienza di conversione in funzione proprio del gap di banda proibita  $E_g$  o, ciò che è lo stesso, in funzione della lunghezza d'onda  $\lambda_g$  associata<sup>12</sup> ad  $E_g$ :

<sup>12</sup> E' noto, infatti, che la lunghezza d'onda di una radiazione elettromagnetica è legata alla differenza di energia tra due stati consentiti di un sistema dalla relazione  $\lambda_g = hc/E_g$ , dove  $h$  è la costante di Planck mentre  $c$  è la velocità della luce.



La curva superiore mostra i **limiti teorici**<sup>13</sup> per l'efficienza  $\eta$ , mentre la curva inferiore mostra i **limiti pratici semiempirici**<sup>14</sup>, ricavati cioè, con un metodo semiempirico, tenendo conto di alcune inevitabili perdite nei semiconduttori.

Tra le cose evidenziate dal diagramma, citiamo il fatto che *i valori maggiori di efficienza risultano in corrispondenza di valori di  $E_g$  compresi tra 1.2 eV e 1.4 eV*, per cui i semiconduttori più usati per la realizzazione di celle solari sono appunto quelli aventi questi valori caratteristici di  $E_g$ .

### Perdite di energia

A questo punto, visto che abbiamo fatto cenno alle perdite di energia nei semiconduttori, può essere interessante analizzarle con maggiore dettaglio.

Consideriamo dunque l'energia solare che incide, con una certa intensità  $I_{\text{sol}}$ , sulla superficie della cella:

- in primo luogo, solo il 77% di tale energia viene assorbita dalla cella, in quanto, come abbiamo già osservato, solo i fotoni che hanno energia uguale o superiore al gap di banda proibita  $E_g$  possono essere assorbiti<sup>15</sup>; i rimanenti fotoni, non potendo contribuire alla rottura dei legami atomo-elettrone, vengono semplicemente trasmessi attraverso il semiconduttore;

<sup>13</sup> ricavati da Bolton

<sup>14</sup> ricavati da Wolf

<sup>15</sup> Nel caso del Silicio, quindi, che ha un gap di banda proibita di 1.1 eV (corrispondente ad una lunghezza d'onda 1.122 $\mu\text{m}$ ), solo i fotoni con energia uguale o superiore a 1.1 eV vengono assorbiti.

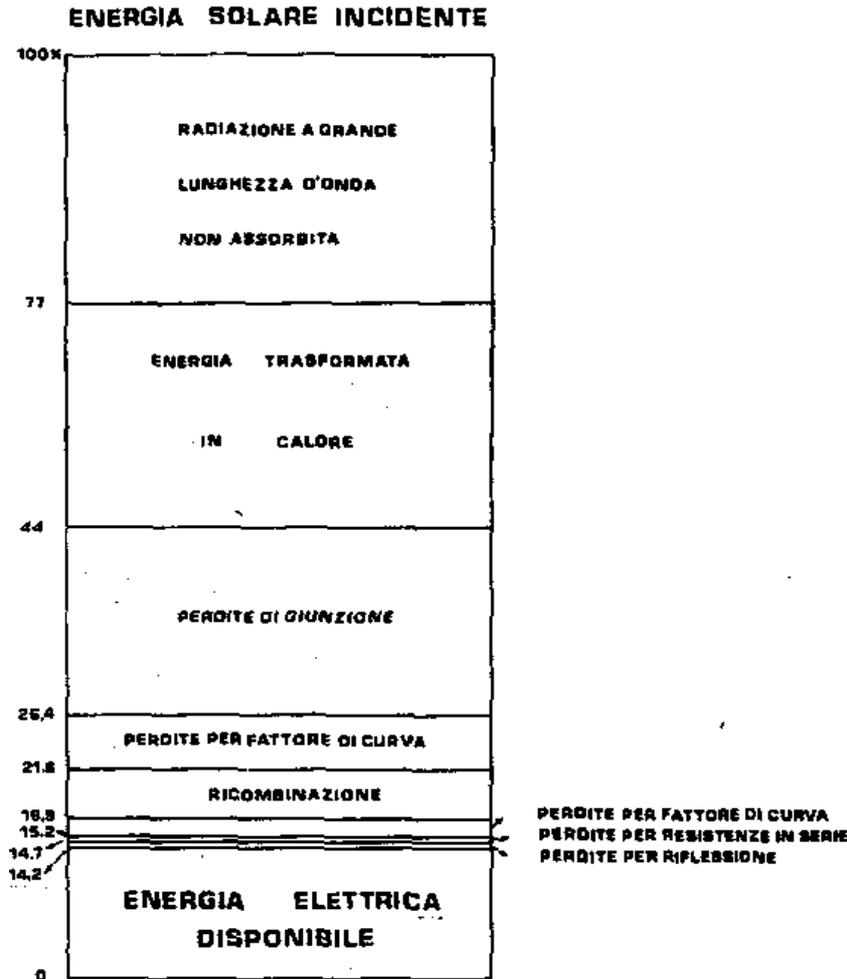
- in secondo luogo, proprio perché i fotoni che vengono assorbiti hanno energia anche superiore ad  $E_g$ , tale energia in più viene dissipata in calore<sup>16</sup> e si stima che tale perdita sia intorno al 43%: il 43% del 77% di energia solare corrisponde al 33% dell'energia solare incidente, per cui resta a questo punto solo il 44% dell'energia solare incidente;
- di questo 44%, se ne perde circa il 38% (pari al 16.7%) in corrispondenza della giunzione; questa perdita si può far dipendere dal cosiddetto **fattore di tensione**, definito come rapporto tra la tensione massica fornita dalla cella ( $V_{OC}$ ) e il gap di banda proibita ( $E_g$ ); resta quindi a disposizione il 27.3% della radiazione solare;
- un ulteriore perdita di energia (circa il 18%) si ottiene perché, in condizioni di massima potenza, la cella fornisce una corrente ( $I_{max}$ ) ed una tensione ( $V_{max}$ ) inferiori ai valori massimi, ossia rispettivamente  $I_{SC}$  (corrente di cortocircuito) e  $V_{OC}$  (tensione a circuito aperto); questa perdita di energia viene collegata ad un parametro, detto **fattore di curva**, definito come rapporto tra la massima potenza erogata dalla cella ( $V_{max}I_{max}$ ) ed il prodotto massima corrente-massima tensione ( $V_{OC}I_{SC}$ ). Resta a questo punto solo il 21.6% della radiazione solare;
- ancora, si ha una perdita del 12% per effetto della *ricombinazione* degli elettroni e delle lacune prima che possano essere separati ed inviati al carico<sup>17</sup>;
- un ulteriore 10% viene dissipato per variazioni del fattore di curva che non corrispondono a quelle ideali;
- c'è poi una perdita del 3% dovuta alla *resistenza superficiale* della cella;
- infine, c'è una perdita del 3% per la riflessione dell'energia in prossimità della estremità superiore della cella.

A conti fatti, l'energia elettrica disponibile è pari appena al **14.2%** dell'energia solare incidente. Questo valore è di gran lunga inferiore ai valori teorici cui si faceva cenno prima.

Il seguente diagramma sintetizza i concetti appena esposti:

<sup>16</sup> determinando così un aumento di temperatura della cella, a meno che non siano previsti opportuni meccanismi di dissipazione

<sup>17</sup> In pratica, una volta passato in banda di conduzione, non è detto che il generico elettrone venga allontanato dal campo elettrico, in quanto potrebbe avvenire ancora prima un ritorno in banda di valenza.



Si possono d'altra parte ottenere alcuni miglioramenti tramite una serie di accorgimenti tecnologici, che descriviamo in breve:

- un primo aumento dell'efficienza di conversione si può ottenere riducendo il *coefficiente di riflessione*<sup>18</sup> della radiazione solare in corrispondenza della faccia superiore della cella: scegliendo un opportuno materiale con cui ricoprire la faccia superiore della cella, si può ottenere una adeguata riduzione della riflessione, riduzione che, tra l'altro, coinvolge frequenze diverse a seconda del materiale scelto;
- un ulteriore miglioramento dell'efficienza si può ottenere ottimizzando l'effetto dell'assorbimento della luce da parte degli elettroni; su questo aspetto val la pena soffermarsi. In primo luogo, una volta che la radiazione solare incide sulla faccia superiore della cella, essa penetra nel semiconduttore e viene in parte assorbita ed in parte dissipata; l'assorbimento, che coinvolge solo i fotoni con energia uguale o superiore al gap di banda proibita, può essere quantificato dal cosiddetto **coefficiente di assorbimento** (simbolo:  $\alpha$ ) infatti, la frazione di energia incidente che viene assorbita è quantificabile come

$$\frac{E_{\text{assorbita}}}{E_{\text{incidente}}} = 1 - e^{-\alpha d}$$

<sup>18</sup> Tale coefficiente, nel caso per esempio del silicio lucidato, raggiunge anche il 30%, il che significa che il 30% della radiazione incidente viene riflessa e non serve perciò a nulla

dove  $d$  è la distanza che la radiazione percorre nel cristallo prima del completo assorbimento. Il caso ideale è quello in cui  $\alpha = \infty$ , nel qual caso tutta l'energia viene assorbita. Nella realtà, però,  $\alpha$  assume sempre un valore finito, dipendente dalla lunghezza d'onda della radiazione: per esempio, nel caso del Silicio alla temperatura di 300°K, si è trovato che  $\alpha$  raggiunge il suo massimo valore (pari a circa  $10^5$ ) in corrispondenza di  $\lambda = 0.4 \mu\text{m}$ ; si è anche trovato, sempre per il silicio, che il 50% dei fotoni di lunghezza d'onda  $0.8 \mu\text{m}$  sia assorbito entro uno spessore di  $7 \mu\text{m}$  dalla superficie.

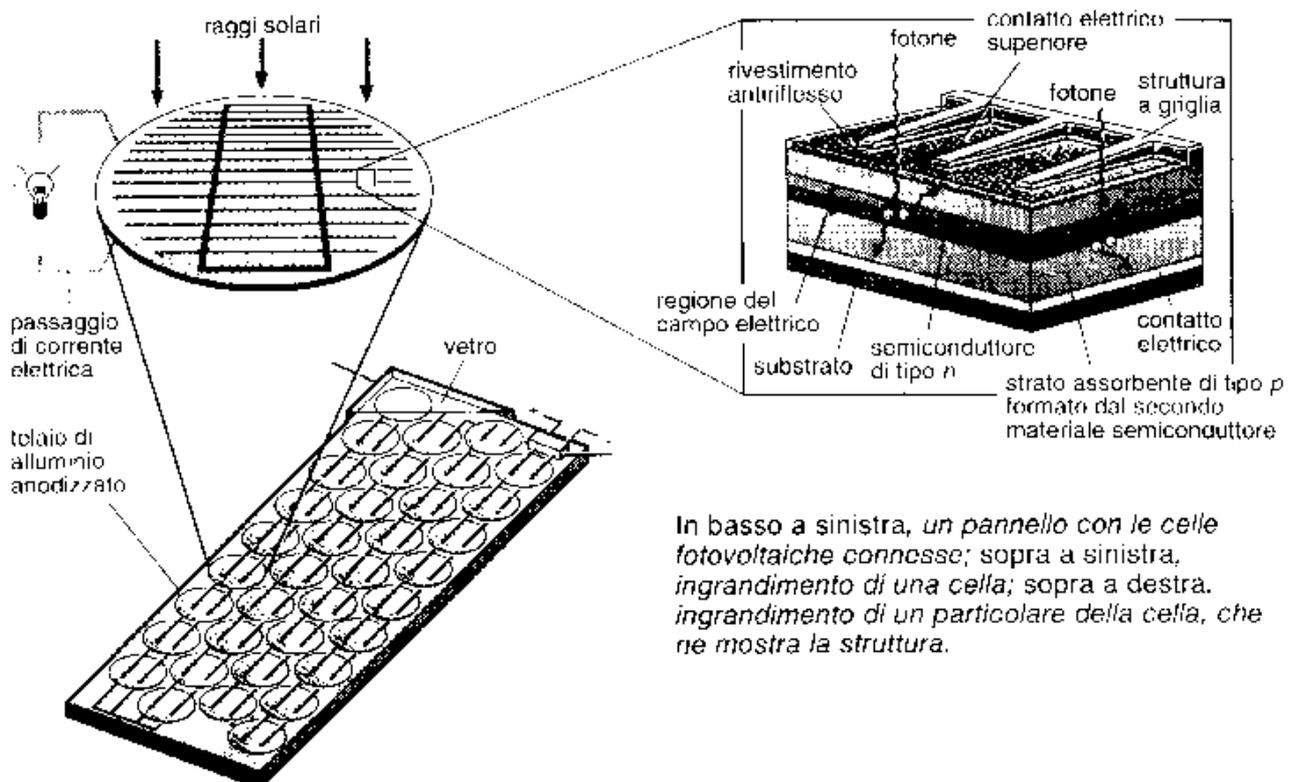
Al crescere di  $\alpha$ , l'assorbimento della luce avviene sempre più vicino alla superficie (cioè per valori di  $d$  sempre più piccoli): allora, una volta stimato il valore di  $\alpha$  e tenendo conto delle lunghezze d'onda di interesse, basta ottimizzare la profondità della giunzione rispetto alla superficie della cella.

Bisogna però tener conto anche di un altro fattore e cioè della *ricombinazione* degli elettroni: infatti, bisogna evitare, il più possibile, che la ricombinazione avvenga prima che gli elettroni vengano separati dal campo elettrico, il che ridurrebbe la corrente disponibile. Il parametro che si usa per caratterizzare la ricombinazione è la cosiddetta **lunghezza di diffusione** degli elettroni, definita come il percorso medio che un elettrone percorre dal momento in cui è passato in banda di conduzione al momento in cui si ricombina. Allora, nota questa lunghezza, si fa in modo da ridurre la profondità della giunzione rispetto ad esso.

Sulla base di queste considerazioni, generalmente si mantiene la giunzione alla profondità di circa  $0.2 \mu\text{m}$ , il che favorisce l'assorbimento e degrada la ricombinazione nella maniera desiderata.

## SCHEMA GENERALE DI UN PANNELLO SOLARE

Prima di proseguire con i nostri discorsi, può essere interessante osservare una semplice schematizzazione di un **pannello solare**, costituito da un insieme (più o meno grande) di celle solari:



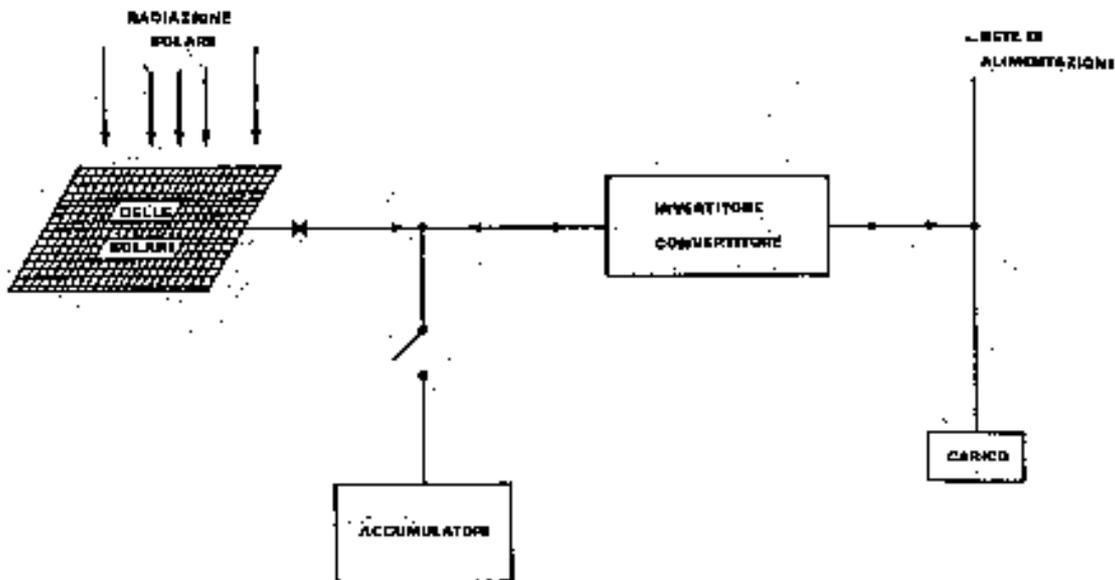
In basso a sinistra, un pannello con le celle fotovoltaiche connesse; sopra a sinistra, ingrandimento di una cella; sopra a destra, ingrandimento di un particolare della cella, che ne mostra la struttura.

# Impianti fotovoltaici - Dimensionamento

## INTRODUZIONE

Per il momento, nel campo degli impianti fotovoltaici, si distinguono essenzialmente le piccole applicazioni, ad esempio per garantire autonomia a centraline di comunicazioni, e le grandissime applicazioni nelle centrali solari per la produzione di elettricità da immettere nella rete. Tuttavia, a breve termine, si ha l'impressione che possano risultare più attraenti (e convenienti) delle applicazioni di dimensione intermedia, da qualche metro quadrato a qualche decina di metri quadrati. Tali applicazioni sono adatte, per esempio, a garantire un buon grado di autonomia, in termini di energia elettrica, ad abitazioni o comunque installazioni in località isolate. Il motivo per cui si tratta di applicazioni attraenti è semplice: in questi casi, gli attuali costi, ancora elevati, di un impianto fotovoltaico risultano accettabili, in quali non vanno confrontati con il costo dell'energia elettrica distribuita in rete, ma con gli oneri (spesso pesantissimi) di allacciamento alla rete, ossia con i costi di impianto, gestione e manutenzione dei gruppi elettrogeni.

In questi paragrafi vogliamo esaminare la questione del dimensionamento dell'impianto nei suoi componenti principali, con particolare attenzione all'*area di captazione* dei pannelli fotovoltaici ed alla capacità dei cosiddetti **accumulatori**. Per capire meglio questo aspetto, consideriamo la figura seguente, nella quale è riportato lo schema di massima di un impianto fotovoltaico:



La parte cruciale dello schema è ovviamente costituita dal **carico**, ossia da ciò cui è destinata l'energia elettrica. Lo scopo che ci si prefigge è quello di far giungere tale energia elettrica dall'impianto fotovoltaico. Tuttavia, laddove non fossero sufficienti le prestazioni del suddetto impianto, è comunque necessario disporre di un collegamento diretto alla **rete di distribuzione**, la quale fornisce notoriamente una corrente alternata ad una prefissata frequenza (in Italia sono 50 Hz, mentre negli USA sono 60 Hz).

Per quanto riguarda, specificamente, l'impianto fotovoltaico, esso converte, secondo i meccanismi esaminati in precedenza, la radiazione solare in energia elettrica e, in particolare, in corrente elettrica continua. Tale corrente continua, prima di poter giungere al carico, deve ovviamente diventare una

corrente alternata alla stessa frequenza della rete di distribuzione, per cui passa attraverso un dispositivo detto convertitore/invertitore, che si comporta nel modo inverso ad un raddrizzatore<sup>19</sup>.

La corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici può anche essere convogliata, anziché al carico, a degli **accumulatori**: in questo modo, quando l'impianto non è in grado di fornire, per conversione dall'energia solare, sufficiente energia elettrica (ad esempio a causa di cattive condizioni atmosferiche), si ricorre all'energia precedentemente raccolta negli accumulatori. Ovviamente, gli accumulatori possono essere caricati solo quando l'energia richiesta dal carico è minore di quella che l'impianto può convertire, per cui il sopravanzo di energia convertita viene conservato per le situazioni di "emergenza".

Un corretto dimensionamento non può prescindere da una scelta adeguata degli accumulatori. E' inoltre chiaro che l'andamento del carico e l'andamento delle condizioni metereologiche influiscono pesantemente sulla correttezza della scelta di accumulatori ed area di captazione.

Nelle moderne **centrali fotovoltaiche**, si cerca evidentemente di raccogliere la massima energia solare possibile. Questo si ottiene, tra le altre cose, usando pannelli mobili, dei quali cioè si faccia variare costantemente l'inclinazione e l'orientazione, in accordo alle considerazioni fatte, all'inizio del capitolo, circa la *radiazione solare giornaliera media mensile*. Ciò non esclude, comunque, che si ricorra anche a **pannelli fissi** (ad esempio quando le risorse economiche non consentono soluzioni troppo complicate): in questo caso, si effettuano accurati studi statistici tramite i quali individuare una inclinazione ed una orientazione ottimali.

Soluzioni molto evolute sono quelle che prevedono l'uso dei cosiddetti **concentratori** (che possono essere lineari, parabolici, puntuali): si tratta cioè di sistemi ottici che concentrano la luce solare sulla superficie di uno o più pannelli. E' chiaro che si tratta di soluzioni costose, ma esse consentono anche sensibili miglioramenti di prestazione degli impianti.

Concludiamo questa introduzione segnalando che, attualmente, la centrale fotovoltaica più potente al mondo produce una potenza elettrica massima di **6.5 MW**.

## RENDIMENTO ISTANTANEO DI UN PANNELLO FOTOVOLTAICO

Un parametro fondamentale di un pannello fotovoltaico è il suo **rendimento di conversione istantaneo**, definito come *rapporto tra la potenza elettrica istantanea utile  $E$ , in uscita dal pannello (supposto di area  $A$ ), e l'intensità della radiazione solare  $I_b$ , incidente sul pannello stesso*:

$$\eta = \frac{E}{AI_{\beta}}$$

Questo rendimento  $\eta$  dipende da numerosi parametri. Chiaramente, prima di ogni altra cosa esso dipende dal tipo di cella. Allora, si procede in questo modo: si esprime  $\eta$  in funzione di un **rendimento di conversione di riferimento** (simbolo:  $\eta_R$ ), specifico per un determinato tipo di cella (che si suppone funzioni alla temperatura  $T_R=0^{\circ}\text{C}$ ), in funzione di una temperatura di riferimento (simbolo:  $T_R$ ) ed in funzione della temperatura effettiva di funzionamento  $T_C$ : per funzionamento a massima potenza, vale la relazione approssimata

$$\eta = \eta_R [1 - \beta(T_C - T_R)]$$

<sup>19</sup> Un raddrizzatore è, in generale, un dispositivo (nel caso più semplice, è un circuito elettrico costituito da un ponte di diodi) che trasforma la corrente alternata in corrente continua.

La presenza della temperatura istantanea di funzionamento  $T_C$  evidenzia una volta di più che  $\eta$  è un parametro istantaneo.

In quella relazione, si tiene conto del fatto che un aumento di temperatura è penalizzante nei confronti della resa. Questo decadimento di prestazioni con l'aumento di  $T_C$  è quantificato dal parametro  $\beta$  : per celle di silicio cristallino, il valore di  $\beta$  è di circa  $0.004 \text{ K}^{-1}$  (ed il valore di  $\eta_R$  è di 0.12).

Per perfezionare quella relazione, si aggiunge normalmente un termine che tenga conto dell'intensità della radiazione solare:

$$\eta = \eta_R \left[ 1 - \beta(T_C - T_R) + \gamma \log_{10} I_\beta \right]$$

In questa espressione,  $\gamma$  è un opportuno coefficiente, di valore generalmente molto piccolo (motivo per cui, spesso, la dipendenza da  $I_\beta$  viene omessa).

Abbiamo già osservato che il parametro fondamentale, in quella espressione, è la temperatura istantanea  $T_C$  della cella. In assenza di fenomeni di accumulo, tale temperatura dipende da una serie di fattori. Per ricavare tale dipendente, si parte dal valutare la potenza elettrica istantanea prodotta dalla cella: questa è data da

$$E = A[\tau\alpha I_\beta - U_C(T_C - T_A)]$$

dove  $I_\beta$  è la già citata intensità della radiazione solare incidente,  $\tau$  è la cosiddetta *trasmissione* del rivestimento protettivo della cella,  $\alpha$  è il già citato *coefficiente di assorbimento* della cella,  $T_A$  la temperatura ambiente e  $U_C$  il *coefficiente globale di dispersione termica*<sup>20</sup>. Ricordando che il coefficiente  $\alpha$  dipende dalla frequenza della radiazione solare, è chiaro che anche  $E$  dipende da tale frequenza

Esplicitando da quella espressione la temperatura  $T_C$ , si ottiene

$$T_C = T_A + \frac{\tau\alpha I_\beta}{U_C} - \frac{E}{U_C A} = T_A + \frac{1}{U_C} \left( \tau\alpha I_\beta - \frac{E}{A} \right)$$

Questa espressione può anche essere semplificata: infatti, ricordando la definizione di *rendimento di conversione* di un pannello solare ( $\eta = E/AI_\beta$ ), possiamo scrivere che

$$T_C = T_A + \frac{1}{U_C} (\tau\alpha I_\beta - \eta I_\beta) = T_A + \frac{1}{U_C} (\tau\alpha - \eta) I_\beta$$

Generalmente, i coefficienti  $\tau$  ed  $\alpha$  sono molto vicini all'unità, mentre  $\eta$  no, per cui esso è in prima approssimazione trascurabile rispetto al prodotto  $\tau\alpha$ : ciò significa che possiamo tranquillamente assumere, per la temperatura di funzionamento della cella, l'espressione

$$T_C \cong T_A + \frac{1}{U_C} \tau\alpha I_\beta$$

<sup>20</sup> Si veda, a questo proposito, il capitolo introduttivo sulla trasmissione del calore.

Sostituendo allora questa espressione in quella del rendimento di conversione, abbiamo che

$$\eta = \eta_R \left[ 1 - \beta \left( T_A + \frac{1}{U_C} \tau \alpha I_\beta - T_R \right) + \gamma \log_{10} I_\beta \right]$$

e questa si può riscrivere come

$$\eta = \eta_R \left[ 1 - \beta (T_A - T_R) + \frac{\beta \tau \alpha}{U_C} I_\beta + \gamma \log_{10} I_\beta \right]$$

Questa espressione consente delle stime accurate del rendimento di conversione istantaneo di un pannello. Con qualche ipotesi semplificativa, è anche possibile l'integrazione nel tempo, al fine di identificare un rendimento medio di conversione.

Date, però, le complessità di calcolo e la necessità di ipotesi semplificative, spesso si adotta una diversa procedura di analisi, di tipo semiempirico, che comporta minori vincoli soprattutto dal punto di vista delle ipotesi. Tale procedura si basa sul concetto di **utilizzabilità**, che sarà l'oggetto dei prossimi paragrafi.

## CONCETTO DI “UTILIZZABILITÀ”

Il concetto di **utilizzabilità** si è rivelato molto fecondo in tutte le valutazioni connesse all'energia messa a disposizione da impianti solari. Esso correla, sostanzialmente, l'esistenza di una **soglia** di radiazione solare nel funzionamento dell'impianto con la distribuzione di frequenza della radiazione stessa. In altre parole, essa verifica i requisiti dell'impianto tramite la definizione di una soglia e studia la radiazione solare in termini statistici.

Diamo allora una descrizione sintetica di come il concetto di utilizzabilità si applica agli impianti fotovoltaici.

Per prima cosa, dobbiamo definire una **soglia** per un impianto fotovoltaico: si tratta, in termini qualitativi, del livello minimo di intensità di radiazione al di sotto del quale non conviene far funzionare l'impianto solare, in quanto le dispersioni superano i guadagni. Da un punto di vista operativo, però, la definizione non è così semplice. Consideriamo, ad esempio, un classico **collettore solare**: per esso, una volta fissata la temperatura del fluido in ingresso, si può definire una *intensità critica della radiazione solare* come quella in corrispondenza della quale l'energia assorbita eguaglia quella perduta. Questa stessa definizione non è applicabile ad un impianto fotovoltaico per il semplice motivo che esso, anche per modesta intensità di radiazione, è sempre in grado di convertire una quota di energia solare in energia elettrica. Si preferisce allora ragionare in altro modo, basandosi sulle esigenze del carico che l'impianto deve servire: al crescere dell'intensità di radiazione, il pannello fotovoltaico mette a disposizione una potenza elettrica crescente; per basse intensità di radiazione, tale potenza elettrica risulta inferiore al carico; poi, quando la radiazione aumenta, la potenza elettrica prodotta eguaglia quella richiesta dal carico: allora, è proprio a quel livello che si stabilisce l'**intensità critica di radiazione** per un impianto fotovoltaico.

Sulla base di questo ragionamento, *si definisce **utilizzabilità oraria** (simbolo:  $f$ ) di un impianto fotovoltaico la frazione di potenza elettrica oraria prodotta che supera il carico*. In pratica, quindi, dato un intervallo di tempo della durata di un'ora, si valuta l'energia prodotta dall'impianto e si indica con  $\phi$  l'eventuale quantità in eccesso rispetto alla richiesta del carico. Chiaramente, quindi,  $\phi$  viene a rappresentare la quantità di energia che, non essendo richiesta dal carico, è destinata agli accumulatori.

Il concetto di utilizzabilità  $\phi$ , come vedremo tra poco, è un concetto puramente statistico ed il motivo è presto detto: facciamo l'ipotesi, tutt'altro che realistica, che il carico sia costante nell'arco della giornata; se vogliamo conoscere in un qualunque mese dell'anno, in una data località, l'utilizzabilità dell'impianto dalle 10 alle 11 del mattino, non possiamo basarci solo sulla radiazione giornaliera media mensile  $\bar{H}$  sulla superficie dei pannelli: infatti, anche se riuscissimo a risalire, da essa, alla media oraria, dalle 10 alle 11, dell'intensità di radiazione in quel mese, dovremmo sempre fare i conti con la **variabilità delle condizioni atmosferiche**. Cerchiamo allora di capire da cosa dipenda questa variabilità.

Studi statistici approfonditi hanno mostrato che la variabilità è connessa ad un unico parametro: è il cosiddetto indice di serenità, definito come rapporto tra la radiazione giornaliera media mensile  $\bar{H}$  su di una superficie orizzontale al suolo ed il corrispondente valore  $\bar{H}_0$  al di fuori dell'atmosfera:

$$\bar{K}_h = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0}$$

Questo parametro, come è intuitivo aspettarsi, assume valori più bassi d'inverno ed in montagna e valori più alti d'estate ed in riviera. Non c'è da meravigliarsi, dato che una delle cause della riduzione della radiazione solare nell'attraversare l'atmosfera è proprio la presenza di nuvole, caratteristico elemento di instabilità meteorologica.

La metodologia di calcolo dell'utilizzabilità oraria si basa su una serie di formule semi-empiriche che non enunciamo. Basti ricordare che i dati meteorologici necessari al calcolo di  $\phi$  sono la radiazione giornaliera media mensile  $\bar{H}$ , il corrispondente valore  $\bar{H}_0$  al di fuori dell'atmosfera e la temperatura diurna media mensile, oltre ovviamente al periodo dell'anno in cui si vogliono fare i calcoli (il che significa conoscere la declinazione e l'angolo di tramonto del sole).

## PARAMETRI CARATTERISTICI DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Noto il valore di  $\phi$ , è necessario servirsi di altri parametri caratteristici dei pannelli fotovoltaici, oltre al rendimento di conversione  $\eta$  e all'area complessiva esposta  $A$ .

In primo luogo, bisogna calcolare l'eccesso  $D_0(\omega)$  di energia elettrica, rispetto al carico, prodotto ad una data ora  $\omega$  mediamente nel mese: questo eccesso, per definizione di utilizzabilità, è valutabile come

$$D_0(\omega) = \phi E(\omega)$$

dove ovviamente  $E(\omega)$  è l'energia elettrica prodotta mediamente, nell'ora considerata, dai pannelli fotovoltaici. In base alla definizione di rendimento di conversione, tale energia è data da

$$E(\omega) = A\eta(\omega)I_\beta$$

dove  $I_\beta$  è da intendersi come energia solare oraria incidente.

E' chiaro che la differenza tra  $E(\omega)$  e  $D_0(\omega)$  rappresenta l'energia oraria inviata effettivamente al carico:

$$E_L(\omega) = E(\omega) - D_0(\omega) = E(\omega) - \phi E(\omega) = (1 - \phi)E(\omega)$$

Noti  $E_L(\omega)$  e  $D_0(\omega)$ , possiamo effettuare una integrazione temporale, nell'arco di 24 ore, per ricavare la media oraria su base giornaliera, rispettivamente, dell'energia elettrica inviata direttamente al carico e dell'eccesso (quindi dell'energia inviata agli accumulatori):

$$\bar{D}_0 = \frac{1}{24} \int_{\omega_{IN}}^{\omega_{FIN}} D_0(\omega) d\omega$$

$$\bar{E}_L = \frac{1}{24} \int_{\omega_{IN}}^{\omega_{FIN}} E_L(\omega) d\omega$$

dove  $\omega_{IN}$  corrisponde all'alba, mentre  $\omega_{FIN}$  al tramonto (in pratica, l'integrale è esteso al periodo di funzionamento dell'impianto di conversione).

Si definisce inoltre **frazione di carico** soddisfatta dai pannelli fotovoltaici, senza ricorso agli accumulatori, il rapporto tra  $\bar{E}_L$  e la media oraria  $\bar{L}$  del carico elettrico su base giornaliera:

$$f_0 = \frac{\bar{E}_L}{\bar{L}} = \frac{\frac{1}{24} \int_{\omega_{IN}}^{\omega_{FIN}} E_L(\omega) d\omega}{\frac{1}{24} \int_{\text{giorno}} L(\omega) d\omega} = \frac{\int_{\omega_{IN}}^{\omega_{FIN}} E_L(\omega) d\omega}{\int_{\text{giorno}} L(\omega) d\omega}$$

Evidentemente, se sostituiamo, in questa definizione, al posto di  $\bar{E}_L$ , direttamente  $\bar{E}$ , otteniamo la **frazione di carico complessiva** del sistema:

$$f = \frac{\bar{E}}{\bar{L}} = \frac{\int_{\omega_{IN}}^{\omega_{FIN}} E(\omega) d\omega}{\int_{\text{giorno}} L(\omega) d\omega}$$

Se  $f < 1$ , ossia se il carico è maggiore dell'energia prodotta dall'impianto, anche con l'aiuto degli accumulatori, è evidente che il carico necessita dell'intervento della rete di distribuzione.

Rimanendo agli accumulatori, è evidente che, se  $f$  è la frazione di carico soddisfatta dal sistema completo (pannelli+accumulatori), mentre  $f_0$  è la frazione di carico soddisfatta dai soli pannelli, la frazione di carico da imputare agli accumulatori è

$$\Delta f_s = f - f_0$$

Dato che la frazione  $f$  non supera l'unità, la quantità  $\Delta f_s$  non può evidentemente superare il valore  $1-f_0$ .

Se gli accumulatori fossero ideali, allora tutto il sovrappiù di energia  $\bar{D}_0$  sarebbe da loro immagazzinato per una utilizzazione successiva, per cui la quota che gli accumulatori potrebbero fornire sarebbe  $\bar{D}_0 / \bar{L}$ . Al contrario, gli accumulatori non sono ideali, ma presentano un

**rendimento di accumulo**<sup>21</sup> (indicato con  $\eta_b$ ) minore di 1, per cui la quota realmente offerta dagli accumulatori è

$$d_0 = \eta_b \frac{\bar{D}_0}{L}$$

Si tratta dunque del limite superiore per la quantità  $\Delta f_s$  prima introdotta.

L'analisi di prestazioni di impianti fotovoltaici ha portato alla seguente equazione empirica per il calcolo di  $\Delta f_s$ :

$$\Delta f_s = \frac{1}{2A} \left\{ d_0 + \Delta f_{\max} + \sqrt{(d_0 + \Delta f_{\max})^2 - 4Ad_0\Delta f_{\max}} \right\}$$

(in questa equazione, A non è l'area captante dei pannelli, che è un dato del problema, ma un parametro caratteristico del problema in esame)

Compare qui un nuovo parametro  $\Delta f_{\max}$ , che è da intendersi come il minimo valore tra la quantità  $1-f_0$  e la quantità  $b_c = B_c / \bar{L}$ , dove  $B_c$  è la capacità degli accumulatori. Il discorso da fare è che, anche se  $d_0$  fosse molto grande, la quantità  $\Delta f_s$  presenta comunque il limite dato da  $1-f_0$ , se la capacità della batteria è ampia, ovvero in  $b_c$ , dato che, una volta caricati gli accumulatori, nessuna ulteriore energia può essere immagazzinata.

L'ultima equazione scritta, al variare del parametro A, è idonea a descrivere impianti fotovoltaici dotati di accumulatori di qualsiasi capacità. Il parametro A, a sua volta, è funzione dei parametri  $f_0$ ,  $b_c$  e  $\bar{K}_h$ . Noti dunque questi parametri, risulta possibile il dimensionamento degli accumulatori.

## ESEMPIO APPLICATIVO

Cerchiamo adesso di chiarire la metodologia appena descritta mediante un esempio applicativo, sviluppato in due mesi dell'anno, gennaio e luglio, per la località di Brindisi.

Per prima cosa, bisogna procurarsi i dati meteorologici relativi ai due mesi considerati ed alla località considerata. Tali dati sono riassunti nella tabella seguente:

Gennaio	Luglio
$\bar{H}_0 = 14666$	$40246 \text{ kJm}^{-2} \text{ d}^{-1}$
$\bar{H} = 4839$	$22035 \text{ kJm}^{-2} \text{ d}^{-1}$
$\bar{K}_b = 0,330$	0,548
$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 0,623$	0,383
$\omega_s = 70,9^\circ$	$109,4^\circ$
$\delta = -20,9^\circ$	$21,2^\circ$
$\bar{T}_d = 9,9^\circ\text{C}$	$26,4^\circ\text{C}$

In secondo luogo, deve anche essere noto l'andamento del carico nella giornata. Per esempio, assumiamo che si tratti di un edificio di civile abitazione che richiede energia elettrica per il

<sup>21</sup> Significa che gli accumulatori non sono mai in grado di restituire tutta l'energia che hanno assorbito

funzionamento dell'impianto di illuminazione artificiale e degli elettrodomestici. E' ovvio che avremo un andamento diverso per una giornata nel mese di gennaio e per una nel mese di marzo, data la differente richiesta di illuminazione artificiale e la minore presenza di persone durante la giornata. Numericamente, queste informazioni possono essere fornite sotto forma di grafico oppure sotto forma di tabella, come nel caso seguente (viene riportata la potenza oraria richiesta dal carico nei due mesi prescelti e per tutte le ore della giornata):

Ora	Gennaio (W)	Luglio (W)
7-8	197	123
8-9	197	123
9-10	152	95
10-11	456	284
11-12	684	426
12-13	608	378
13-14	380	236
14-15	228	142
15-16	152	95
16-17	152	95
17-18	228	142
18-19	456	284
19-20	760	473
20-21	836	520
21-22	608	378
22-23	380	236
23-24	228	142
24-7	129	80
	7605 27378	4732 Wh 17035 kJ

L'ulteriore dato da acquisire è la stima dell'intensità della radiazione media giornaliera mensile, per i due mesi prescelti.

Infine, restano da definire i parametri per i quali si vuole analizzare l'impianto: inclinazione rispetto all'orizzontale (ad esempio  $30^\circ$ ), capacità delle batterie (6 kWh), area dei pannelli fotovoltaici (36 m<sup>2</sup>), caratteristiche fisiche dei pannelli fotovoltaici (ad esempio in silicio monocristallino, per il quale sappiamo che  $\beta=0.004 \text{ K}^{-1}$  e  $\eta_R=0.12$ ).

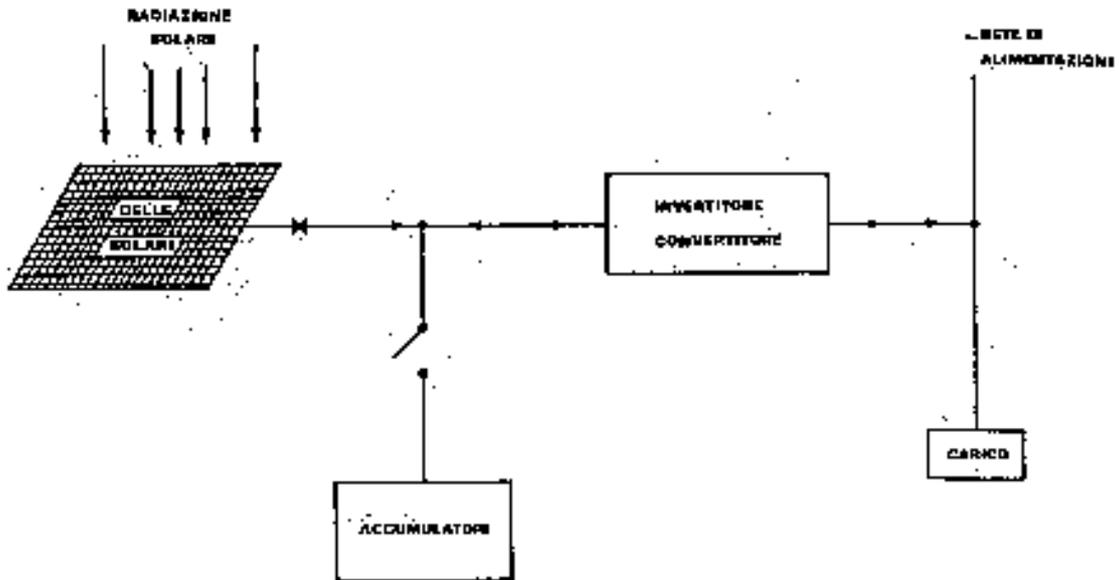
A questo punto, dopo aver calcolato il rendimento dei pannelli fotovoltaici, si determina, attraverso l'andamento del carico, l'utilizzabilità  $\phi$ .

Si calcola adesso l'energia elettrica inviata direttamente al carico  $E_L$  e l'eccesso prodotto  $D_0$ .

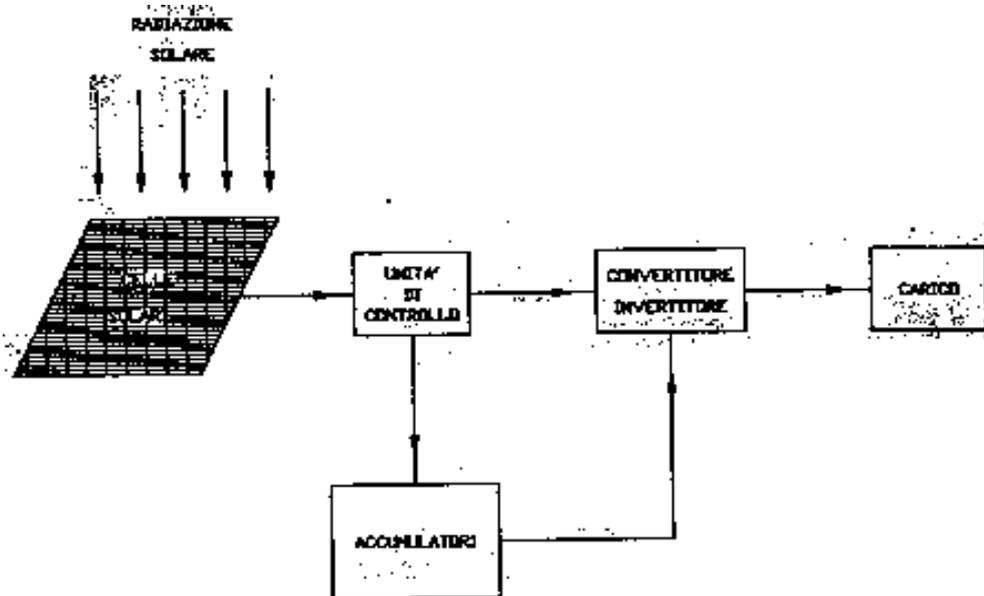
Si è ora in grado di svolgere il calcolo finale: a partire da  $L$ ,  $D_0$  ed  $E_L$  si ottengono i rispettivi valori medi giornalieri  $\bar{L}$ ,  $\bar{D}_0$  ed  $\bar{E}_L$ , da cui si risale alle frazioni di carico  $f$ ,  $f_0$  e  $\Delta f_s$ .

## IMPIANTI FOTOVOLTAICI AUTONOMI

Nei paragrafi precedenti abbiamo sempre fatto riferimento ad uno schema generale, per un impianto fotovoltaico, del tipo seguente:



Il fatto che il carico disponga comunque di un collegamento diretto con la rete di distribuzione elettrica fa sì che si parli, in questo caso, di **impianto connesso alla rete**. Ci sono però altri tipi di impianti, in cui, per motivi di vario tipo, il collegamento alla rete non è possibile: si parla in questo caso di **impianti autonomi**. Uno schema semplificato di un impianto fotovoltaico autonomo è il seguente:



Il parametro fondamentale per il funzionamento di un impianto di questo tipo è l'**affidabilità**: questi impianti, infatti, essendo molto spesso realizzati in zone dove non è possibile altra fornitura di energia, devono essere in grado di alimentare il carico con una prefissata (e bassa) *probabilità di*

*disservizio*. Di conseguenza, il dimensionamento può essere seguito in modo da assicurare un sufficiente grado di affidabilità<sup>22</sup>.

Una possibilità di quantificare l'affidabilità è quello di far riferimento alla **probabilità di guasto** del sistema: bisogna imporre, evidentemente, che questa probabilità sia al di sotto di un limite massimo prefissato.

Generalmente, però, non si segue questa strada. Si lega, invece, l'affidabilità al parametro **LLP**, detto **probabilità di perdita di carico**: si tratta della frazione media mensile del carico che non viene soddisfatta dall'impianto fotovoltaico. In parole povere, si valuta la probabilità che l'energia prodotta dall'impianto non riesca a soddisfare le esigenze del carico.

L'obiettivo principale del dimensionamento di un impianto fotovoltaico autonomo è quello di determinare due parametri: la superficie captante totale richiesta e la capacità di accumulo delle batterie. I valori di questi parametri si ricavano, come vedremo, dal valore del parametro LLP.

Per calcolare l' LLP si procede ad una **simulazione numerica** del funzionamento dell'impianto soggetto alle condizioni climatiche caratteristiche del luogo in cui l'impianto stesso è situato (o si preveda debba essere installato).

### **Elaborazione statistica dei dati climatici**

*La probabilità di perdita di carico è un parametro notevolmente influenzato dalle caratteristiche della radiazione solare. La distribuzione della radiazione solare (vale a dire la ripartizione nel lungo periodo tra intervalli di tempo più o meno limpidi e soleggiati) può essere rappresentata facendo riferimento al già citato parametro adimensionale K, detto **indice di serenità**, definito come rapporto tra il valore medio della radiazione solare al suolo sulla superficie orizzontale ed il corrispondente valore che si avrebbe al di fuori dell'atmosfera.*

Il parametro K ha il pregio fondamentale di essere praticamente indipendente dalla località: infatti, è stato dimostrato che, mentre la distribuzione di frequenza della radiazione solare giornaliera ha caratteristiche dipendenti dalla località considerata (si pensi alle tabelle riportate all'inizio del capitolo), la distribuzione di frequenza dei valori di K ha una validità pressoché globale, dipendente esclusivamente dal valore medio mensile  $\bar{K}$  dell'indice di serenità stesso. Esistono varie leggi per la distribuzione di frequenza dei valori di K.

Il funzionamento degli impianti solari con accumulo dipende non solo dall'intensità e dalla distribuzione di frequenza dell'irraggiamento solare, ma anche dalla **persistenza** della radiazione solare. Questa persistenza, legata alla dipendenza dell'irraggiamento solare attuale da quello che si è verificato nei periodi precedenti, ha notevole importanza nel dimensionamento degli impianti solari quando, per la presenza dei sistemi di accumulo, diventa possibile la fornitura di energia anche in periodi di tempo non necessariamente coincidenti con la captazione o la trasformazione della radiazione solare.

La persistenza della radiazione solare può essere calcolata attraverso l'esame dei dati di irraggiamento solare intesi come serie temporali, per lo studio delle quali si usano i modelli stocastici lineari. Quello principale è il cosiddetto **modello autoregressivo**, che non stiamo qui a descrivere. Ci limitiamo a dire che il parametro principale di tale modello è il cosiddetto **coefficiente di correlazione** (simbolo:  $\phi$ ), che si calcola dai valori dell'irraggiamento solare.

In base alla distribuzione di K e usando il concetto di coefficiente di correlazione<sup>23</sup>, vengono condotte delle particolari **simulazioni di funzionamento degli impianti solari**, basate solo

<sup>22</sup> Ovviamente, il concetto di affidabilità ha poco senso per un impianto fotovoltaico connesso alla rete: infatti, in questo caso, il carico viene comunque servito (dall'impianto o dalla rete) per cui l'affidabilità è sempre e comunque unitaria.

sulla conoscenza, per ogni mese dell'anno, dei valori medi dell'indice di serenità giornaliero, una volta fissato il valore del coefficiente di correlazione.

Le suddette simulazioni vengono generalmente riferite a dati di irraggiamento solare su superficie orizzontale; questo perché sono di difficile reperimento dati relativi a piani inclinati. D'altra parte, come vedremo, i valori relativi alle superfici orizzontali possono condurre a quelli relativi a piani inclinati, che sono quelli che consentono spesso di massimizzare l'energia solare incidente e quindi di massimizzare le prestazioni degli impianti. Il passaggio dai dati per pannelli orizzontali a quelli per pannelli inclinati parte dal presupposto che l'inclinazione della superficie modifica la distribuzione della radiazione solare. In generale, possiamo anzi dire che qualsiasi cambiamento dei parametri (quali l'inclinazione, il periodo dell'anno o il coefficiente di riflessione del suono) che influiscono sul valore del cosiddetto **parametro R** (pari al rapporto tra i valori della radiazione giornaliera media mensile su piano inclinato e quella sul piano orizzontale), influisce nello stesso modo sulla variabilità dei valori giornalieri della radiazione solare: ad un aumento di R corrispondente un aumento della variabilità e viceversa. Quindi, con l'inclinazione del piano di riferimento varia la distribuzione della radiazione solare giornaliera rispetto al piano orizzontale, con la conseguenza di una differente distribuzione dei valori giornalieri dell'indice di serenità.

### **Modello di simulazione**

Nel simulare il funzionamento di un impianto di conversione fotovoltaica autonomo, si considera prima il caso di pannelli orizzontali e, in seguito, i risultati ottenuti vengono estesi al caso di pannelli comunque inclinati, sulla base delle considerazioni fatte nel paragrafo precedente.

Un possibile modello di simulazione è quello di **Klein-Beckmann**; la simulazione dell'impianto viene fatta mese per mese e parte da due ipotesi di fondo:

- in primo luogo, si suppone che l'impianto abbia un rendimento complessivo costante durante tutto il mese;
- in secondo luogo, si suppone una richiesta di energia da parte del carico solo nel periodo notturno; questo rappresenta il caso più svantaggiato possibile<sup>24</sup>, dato che la concentrazione della domanda di energia nel solo periodo notturno richiede una maggiore capacità di accumulo o, a parità di capacità di accumulo, permette di ottenere valori più bassi di LLP.

La simulazione, fatta per un numero sufficientemente grande di giorni, parte dal calcolo giornaliero del parametro adimensionale  $F_C$ , detto **frazione di carico** e definito come rapporto tra l'energia proveniente dalla conversione fotovoltaica ed il carico giornaliero effettivo. Si è trovata, per questo parametro, la seguente espressione:

$$F_C = \frac{AH\eta}{L_{\text{eff}}}$$

dove  $A$  è l'area totale dei pannelli,  $H$  è il valore (proveniente dalle analisi statistiche) dell'irraggiamento solare giornaliero sul piano orientato come i pannelli,  $\eta$  è l'efficienza complessiva del sistema di conversione fotovoltaica (che viene supposta costante) e  $L_{\text{eff}}$  il carico giornaliero effettivo (nel caso sia previsto l'uso di un *inverter*,  $L_{\text{eff}}$  è il carico giornaliero diviso per l'efficienza dello stesso *inverter*).

---

<sup>23</sup> Sinteticamente, possiamo dire che, attraverso le procedure matematiche, è possibile generare valori sintetici della radiazione solare giornaliera che hanno poi la stessa validità dei dati storici.

<sup>24</sup> Il caso migliore sarebbe invece quello di carico costante durante il giorno

Se  $F_C > 1$ , significa che la conversione fornisce più energia di quanta effettivamente ne serva al carico, per cui è possibile l'accumulo: questa è la condizione di funzionamento che sarebbe auspicabile ottenere sempre. Se  $F_C = 1$ , significa che la conversione riesce solo a soddisfare il carico. Se  $F_C < 1$ , significa che la conversione non riesce a soddisfare il carico, per cui bisogna ricorrere agli accumulatori.

L'uso di quella relazione prevede ovviamente che, noti gli altri parametri, venga convenientemente scelta l'area dei pannelli:

$$A = \frac{F_C L_{\text{eff}}}{H\eta}$$

Essendo  $A$  l'area totale di captazione richiesta all'impianto, basta conoscere l'aria del singolo pannello per ricavare quanti pannelli sono necessari.

L'altro aspetto da considerare riguarda poi il dimensionamento delle **batterie di accumulo**. Anche in questo caso, il discorso è di tipo probabilistico, in quanto una assegnata affidabilità richiesta all'impianto corrisponde ad una assegnata **perdita di carica** degli accumulatori: bisogna cioè garantire che, in un numero sufficiente di casi, gli accumulatori possano fornire al carico quella energia che la conversione fotovoltaica non riesce a produrre (sarebbe il caso di  $F_C < 1$ ).

In primo luogo, si effettua un bilancio energetico degli accumulatori per il periodo diurno; se  $B_{\text{max}}$  è la massima capacità degli accumulatori, rapportata al carico  $L_{\text{eff}}$  e se  $B_n$  è l'energia, rapportata sempre a  $L_{\text{eff}}$ , immagazzinata dagli accumulatori durante la notte, l'energia immagazzinata, ancora rapportata a  $L_{\text{eff}}$ , durante il giorno è

$$B_d = \min(F_C + B_n, B_{\text{max}})$$

Il motivo di questa relazione è intuitivo: la massima energia che gli accumulatori possono fornire è pari alla capacità massima  $B_{\text{max}}$ , ma non è detto che gli accumulatori vengano sempre completamente caricati; in caso questo non accada, allora l'energia disponibile è la somma dell'energia accumulata durante la notte e di quella che, essendo risultata in eccesso rispetto al carico, è stata accumulata in precedenti momenti operativi dell'impianto.

Per quanto riguarda, invece, il periodo notturno, si fa generalmente riferimento alla relazione

$$B_n = 1 - B_d$$

Se risulta  $B_d > 1$ , ossia  $B_n < 0$ , è chiaro che l'energia accumulata non è sufficiente a soddisfare il carico, per cui è necessario che una qualche sorgente ausiliaria fornisca l'energia sufficiente a garantire la continuità di funzionamento dell'impianto. La quantità di energia che tale sorgente deve fornire è dunque una ulteriore frazione di carico, che si indica solitamente con **AUX** (che sta appunto per "ausiliario"). D'altra parte, abbiamo già sottolineato che, per un impianto fotovoltaico autonomo, si esclude ogni fornitura di energia ausiliaria: questo fa sì che la frazione di carica AUX venga praticamente a coincidere con la probabilità di perdita di carico LLP.

A questo punto si comprende che il parametro LLP sia fondamentalmente funzione di  $F_C$ , della capacità massima degli accumulatori  $B_{\text{max}}$  e delle caratteristiche della radiazione solare (quindi dell'indice di serenità  $K$ ). Tramite le simulazioni, relative alla località o almeno alla nazione di interesse (ad esempio l'Italia) vengono dunque tracciati dei diagrammi di LLP in funzione di tali parametri. Ad esempio, si tracciano diagrammi di LLP (si traccia in realtà la quantità  $-\log_{10} \text{LLP}$ ) in funzione della frazione di carico, per un assegnato valore di  $K$  e in corrispondenza di diversi valori di  $B_{\text{max}}$ . Si scelgono ovviamente diversi valori di  $K$ , ad esempio valori crescenti da 0.1 a 0.7 con passo di 0.1. Come già sottolineato più volte, tali diagrammi sono riferiti al caso di pannelli orizzontali, ma

bastano semplici considerazioni per ricavare i corrispondenti diagrammi relativi a pannelli inclinati di un qualunque angolo.

### ***Il dimensionamento degli impianti***

Come già accennato, *il dimensionamento degli impianti fotovoltaici viene fatto fissando primariamente il grado di affidabilità del sistema*: trattandosi di un impianto autonomo, privo perciò dell'ausilio della rete di distribuzione, l'affidabilità richiesta deve essere molto alta, il che significa che dovrà essere molto basso il valore della probabilità di perdita di carico LLP.

Nota la località di interesse e note le richieste del carico (che si assumono costanti e presenti solo nel periodo notturno, in modo da mettersi nelle condizioni più svantaggiate), la stima dell'area dei pannelli fotovoltaici e della capacità di accumulo delle batterie viene fatta o per i singoli mesi dell'anno oppure per il mese più svantaggiato.

Intanto, partendo dai valori sperimentali della radiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale  $\bar{H}$  e dell'irraggiamento solare giornaliero medio mensile al di fuori dell'atmosfera  $\bar{H}_0$ , si determina ancora una volta l'indice di serenità medio mensile sul piano orizzontale:

$$\bar{K} = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0}$$

Fissata poi l'inclinazione dei pannelli fotovoltaici, si risale ai valori relativi ai piani inclinati di cui l'impianto fa eventualmente uso. Il modo con cui far questo è semplice: si individua quel particolare valore di  $\bar{K}$  che, dal punto di vista della simulazione, rende equivalente l'impianto fotovoltaico reale a quello teorico con pannelli fotovoltaici orizzontali. Si tratta, dunque, di un valore fittizio dell'indice di nuvolosità, che però consente di usare i grafici teorici per risolvere i casi reali.

Il valore così ricavato di  $\bar{K}$  permette di scegliere il diagramma idoneo (del tipo citato nel paragrafo precedente) da cui calcolare  $B_{\max}$  in funzione dei parametri LLP e  $F_C$ , che sono un dato del problema. Noto  $B_{\max}$ , si può risalire alla capacità di accumulo tramite la relazione

$$C_b = B_{\max} \cdot L_{\text{eff}}$$

dove  $L_{\text{eff}}$  è un altro dato del problema.

Questo discorso mostra una volta di più la dipendenza della capacità di accumulo dalla distribuzione spettrale della radiazione solare. In particolare, è importante, oltre a tale distribuzione, anche la persistenza delle radiazioni solari corrispondenti a ciascuna lunghezza d'onda.

Ovviamente, come già detto prima, dal valore di  $F_C$  si può anche risalire all'area di captazione richiesta, mediante la formula

$$A = \frac{F_C L_{\text{eff}}}{H\eta}$$

## **OSSERVAZIONE FINALE**

Concludiamo l'argomento della conversione fotovoltaica con una osservazione: tutti i discorsi fatti evidenziano quanto il funzionamento di un impianto fotovoltaico sia legata alle condizioni atmosferiche, il che ovviamente non è un gran vantaggio, data l'estrema variabilità delle stesse. Si potrebbe allora pensare di effettuare la conversione fotovoltaica non più sul suolo terrestre, ma nello spazio, trasferendo poi l'energia ricavata dalla conversione tramite la trasmissione a microonde. Indubbiamente, un sistema di questo tipo presenterebbe due grandi vantaggi: non ci sarebbe mai la condizione di buio e non ci sarebbero perdite dovute all'assorbimento ed alla diffusione nell'atmosfera. Si può pensare, allora, di raggiungere, con questo sistema delle efficienze anche dell'ordine del 50÷70% ed esiste effettivamente un programma della NASA in questo senso. Il problema sono ovviamente i costi richiesti per portare in orbita sistemi di conversione con prestazioni sufficienti (non dimentichiamo che tutti i satelliti ricavano energia da processi di conversione fotovoltaica, ma si tratta di quantità di energia estremamente piccole rispetto a quelle che sarebbero richieste dall'utilizzazione sulla Terra).

Autore: **SANDRO PETRIZZELLI**

e-mail: [sandry@iol.it](mailto:sandry@iol.it)

sito personale: <http://users.iol.it/sandry>

succursale: <http://digilander.iol.it/sandry1>