

## **2. I Componenti degli impianti fotovoltaici**

### **Premessa**

In questo capitolo tratteremo la parte teorica riguardante i blocchi che compongono qualunque impianto fotovoltaico.

### **2.1 Il Campo Fotovoltaico (Array)**

#### **2.1.1 Cella fotovoltaica**

La cella è l'elemento base che compone il pannello fotovoltaico; si tratta di un dispositivo allo stato solido in grado di convertire l'energia solare (non monocromatica) in energia elettrica, con un rendimento compreso tra il 10 e 15% (soltanto alcuni campioni di laboratorio superano il 20 %). Le celle fotovoltaiche, dette anche celle solari, presentano rispetto alle altre fonti di energie alternative i seguenti vantaggi :-

1. Non hanno nessuna parte in movimento (quindi elevata affidabilità e poca manutenzione).
2. Producono energia pregiata (energia elettrica).
3. Rendimenti elevati (se riferiti ad un processo convenzionale che sfrutti l'energia solare e produca energia elettrica).
4. Di facile trasporto e montaggio.

Detti vantaggi rendono i sistemi fotovoltaici molto attrattivi rispetto alle altre fonti alternative; purtroppo rispetto all'energia tradizionale hanno l'unico svantaggio, quello del costo non ancora competitivo.

#### **2.1.2 Caratteristiche Elettriche**

Una cella fotovoltaica è un diodo a semiconduttore con opportune caratteristiche geometriche, polarizzato direttamente da una tensione

(foto-tensione) dovuta ai fotoni incidenti su di essa che generano paia di elettroni-lacune.

Il comportamento elettrico di una cella può essere rappresentato con un circuito elettrico equivalente come in figura 2.1.

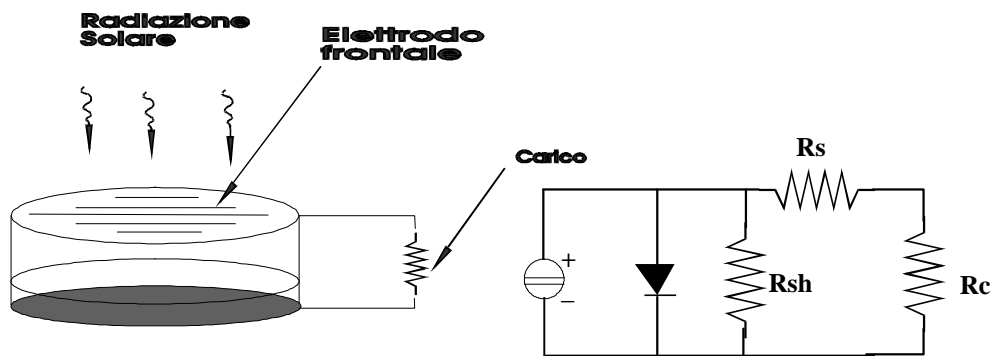


Figura 2.1

- I** : generatore ideale di corrente che rappresenta la corrente che si avrebbe dalla cella (per effetto fotovoltaico) se non ci fossero le perdite interne; essa e' proporzionale alla superficie della cella esposta alle radiazioni solari.
- D** : il diodo che sta a rappresentare l'effetto rettificante della cella, essendo formata da una giunzione P-N.
- Rsh** : resistenza in parallelo o di "shunt", essa rappresenta quelle perdite dovute a tutte le correnti di dispersione (leakage) che si hanno all'interno della cella.
- Rs** : resistenza in serie, che rappresenta l'insieme delle resistenze dovute sia al materiale proprio della cella che alla resistenza di contatto catodo-semiconduttore.
- Rc** : resistenza del carico, rappresenta un generico utente collegato alla cella

È da notare però che esistono casi in cui l'uso del circuito equivalente sopra indicato, per la rappresentazione delle celle fotovoltaiche, non e' corretto.

L'equazione caratteristica di una cella fotovoltaica è data da :-

$$I = I_{ph} - I_d \quad \text{eq. 2-1}$$

I due termini  $I_{ph}$  e  $I_d$  rappresentano rispettivamente : la corrente generata per effetto della luce e la corrente che riesce ad attraversare la giunzione della cella.

Senza entrare nel dettaglio, qui riportiamo il risultato finale della deduzione che è dato da :

$$I = I_{ph} - I_o \left[ e^{\left( \frac{q(V+R_s I)}{A k_b T} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

dove

$I_o$  (A) : corrente di saturazione inversa del diodo; e' una costante che dipende dalle caratteristiche dei due semi-conduttori che formano la giunzione e dalla temperatura.

$T$  (K°) : la temperatura assoluta

$I_{ph}$  (A) : foto-corrente dovuta alle radiazioni luminosa

$q$  (C) : carica dell'elettrone

$R_s$  ( $\Omega$ ): resistenza in serie

$R_{sh}$  ( $\Omega$ ): resistenza in parallelo o di shunt

$K_b$  (J/K°) : costante di Boltzman dei gas

$A$  : fattore ideale

$V$  (V) : tensione della cella

Le celle in condizioni di oscuramento non sono degli elementi attivi, quindi si comportano come normali diodi a giunzione. L'equazione che governa il loro comportamento, in questo caso, è data dall'equazione seguente :-

$$I_d = I_o \left[ e^{\left( \frac{q(V+R_s I)}{A k_b T} \right)} - 1 \right] \quad \text{eq. 2-2}$$

Bisogna notare, come l'equazione equazione 1.2 è quella di un normale diodo. Anche se una cella oscurata dal punto di vista elettrico può essere scambiata per un diodo, non è consigliabile farla lavorare in tal modo.

Esistono diversi modelli con cui si rappresenta una cella fotovoltaica; quello illustrato precedentemente è uno tra i modelli più utilizzati.

### **2.1.3 Pannello**

In genere, per necessita' pratiche, le celle fotovoltaiche vengono assemblate e incapsulate a gruppi in unico contenitore ermetico, in modo

da formare i cosiddetti moduli fv. Tale struttura è l'elemento base per la realizzazione di un campo fotovoltaico. All'interno di tale elemento le celle sono collegate in serie, una configurazione che permette di controllare la tensione ai morsetti del modulo.

In commercio esistono diversi tipi di pannelli realizzati con diverse tecniche, le loro caratteristiche vengono riferite a condizione di NOCT (Nominal Operating Cell Temperature :  $I=800 \text{ W/m}^2$  ,  $T=20 \text{ }^\circ\text{C}$  ,  $v=1 \text{ m/s}$ , circuito aperto). I pannelli fotovoltaici, non avendo nessuna parte in movimento, teoricamente la loro vita dovrebbe essere infinita, purtroppo nella realtà i moduli oggi disponibili hanno una vita che non supera quasi mai i 20-30 anni.

Di norma, essendo i moduli l'elemento base nella progettazione degli impianti fv, le case costruttrici mettono a disposizione i loro dati di tecnici rilevati in condizione di NOCT. Dunque, è da notare che una buona interpretazione di tali dati dipende l'esito del dimensionamento di un impianto fv.

In fine, i singoli moduli, per formare il campo fotovoltaico, vengono collegati in serie e/o in parallelo, a secondo dei valori di tensione e corrente richiesti dall'utente.

#### **2.1.4 Principio di funzionamento**

Il meccanismo con cui le celle fotovoltaiche generano energia elettrica convertendo le radiazioni solari, si basa principalmente sull'effetto foto elettrico. Per poter meglio comprendere il fenomeno, ossia come interagiscono radiazione luminosa e celle fotovoltaiche, sarà necessario analizzare il comportamento elettrico dei semiconduttori.

È già noto che il materiale esistente in natura può essere classificato, in base alle proprietà elettriche di conduzione, in due categorie : conduttori e isolanti. Recentemente si è visto che i semiconduttori formavano una terza categoria, essi manifestano delle proprietà elettriche intermedie a quelle delle altre due categorie.

In effetti però, i semiconduttori allo stato di purezza assoluta (semiconduttori intrinseci ) presentano in genere una elevata resistività. Tale proprietà elettrica può essere modificata mediante l'introduzione , a concentrazione controllata, di opportune impurità (drogaggio) nel materiale. I semiconduttori di questo tipo prendono il nome di semiconduttori estrinseci. La concentrazione massima di drogante è legata all'uso a cui è destinato il semiconduttore.

A secondo del tipo di impurità utilizzato nel drogaggio, il semiconduttore può essere di due tipi : tipi p, il drogante utilizzato è un elemento tetravalente (boro, gallio ecc.), tali impurità rendono disponibili portatori

di carica positivi noti come impurità accettori; tipo n, il drogante in questo caso è un elemento pentavalente (Antimonio).

Ora, ponendo a stretto contatto un semiconduttore di tipo p con un semiconduttore drogato di tipo n si ottiene una giunzione p-n. Va notato che dicendo stretto contatto si intende che deve essere garantita la continuità cristallina.

In pratica, una cella solare è formata da una lamina di silicio di tipo p con sopra un sottile strato di silicio di tipo n, lo strato di tipo n deve avere uno spessore tale da permettere alle radiazioni incidenti sulla superficie della cella di penetrare nel cristallo per una profondità sufficiente a creare coppie di lacune-elettroni in prossimità della giunzione p-n (0,5 micron).

Supponiamo che un fotone di luce dotato di una certa energia penetri nella cella fino a raggiungere la giunzione, in questa regione del cristallo il fotone incontra un atomo del silicio, secondo la teoria quantistica, il fotone viene assorbito da un elettrone di legame per cui si ha il trasferimento di un quanto di energia a un singolo elettrone bivalenza.

Come è noto, ad un fotone di frequenza  $f$  è associata una energia  $E = hf$  dove  $h$  è la costante di Planck. Ora, se il fotone possiede energia sufficiente (ossia  $hf > E_g$ , l'energia del fotone è superiore all'energia della banda proibita), l'elettrone viene rimosso dalla sua propria funzione normale di legame fra due atomi adiacenti del cristallo e diventa così libero di muoversi all'interno del cristallo come elettrone di conduzione (il livello energetico dell'elettrone si trova in banda di conduzione), mentre nel contempo si crea una buca nel legame del cristallo ossia una lacuna.

Dunque, tenendo presente che in prossimità della giunzione o sullo strato di svuotamento si ha un campo elettrico che tende a spingere gli elettroni verso il lato n e le lacune verso il lato p, per cui le nuove coppie lacune-elettroni, generati dalla luce in prossimità della giunzione, saranno separate dal campo elettrico (riducendo così la casualità di movimento dei portatori di carica), avendo di conseguenza un flusso netto di elettroni dal cristallo di tipo p verso quello di tipo n e un flusso di lacune nel senso opposto.

Si può concludere osservando come da un dispositivo del genere è possibile far fluire una corrente in un circuito che sia in contatto elettrico con la superficie anteriore e con quella posteriore della cella. Gli elettroni raccolti nello strato di tipo n possono ritornare nello strato di tipo p, per ricombinarsi con le lacune attraverso il circuito esterno.

In definitiva, un fotone incidente sulla superficie di una cella crea normalmente una coppia lacune-elettroni, ad esempio nel materiale n, si possono determinare le seguenti situazioni :-

- A) L'assorbimento avviene nella zona di svuotamento (giunzione); in questo caso l'elettrone viene spinto dal campo elettrico ivi esistente, verso il materiale n e la lacuna verso il materiale p. Si ricordi infatti che il campo elettrico di giunzione è diretto da n verso p e quindi favorisce il passaggio di lacune da n a p e quello degli elettroni da p a n.
- B) L'assorbimento avviene in prossimità della zona di svuotamento, ad esempio nel materiale n. In questo caso, si ha che se la lacuna raggiunge, per diffusione, la zona di carica spaziale viene immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale p. Si osservi che le cariche p generate nel materiale n tendono sempre a diffondere verso la giunzione. Infatti nello strato n, la presenza del campo elettrico, del verso indicato precedentemente, fa sì che esista un gradiente di concentrazione delle cariche positive nel senso che la loro concentrazione diminuisce man mano che si avvicina alla giunzione al punto che, in corrispondenza di questa, la loro concentrazione è estremamente ridotta. Il campo elettrico infatti le porta immediatamente via nel materiale p. In conseguenza di tale gradiente, la carica p si muove verso la giunzione e viene da questa spinta verso il materiale p.
- C) Se la generazione avviene lontano dalla zona di giunzione le cariche, generalmente, si ricombinano dopo un tempo pari alla loro vita media.

Riassumendo, nei casi a) e b) si ha un contributo alla potenza elettrica ai morsetti del dispositivo dovuto all'accumulo di elettroni nel materiale n e di lacune nel materiale p, nel caso c) non si ha, in genere, alcun effetto utile.

La corrente che scorre nel circuito esterno è una misura della rapidità con cui si formano le coppie elettroni-lacune, rapidità che è funzione dell'intensità della luce incidente e del numero di elettroni e di lacune che si ricombinano.

### **2.1.5 Curva caratteristica**

In laboratorio, per ottenere la curva caratteristica delle celle si utilizza come fonte luminosa una lampada speciale che simula lo spettro del sole. L'utilizzo di una batteria a tensione variabile come carico ci permette di simulare un carico variabile, i dati registrati dall'esperimento vengono poi riportati su un grafico (vedi figura 3.2), la curva risultante è " la curva caratteristica della cella".

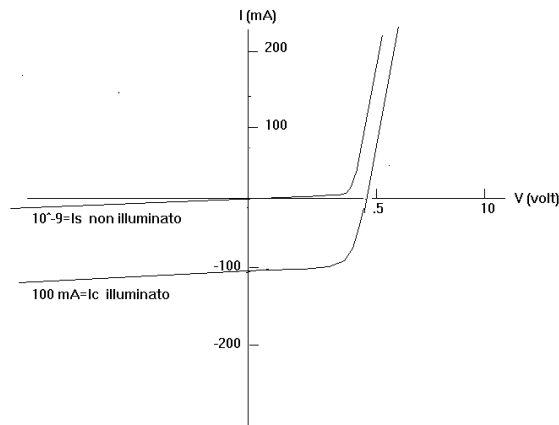


Figura 2.2

La curva nel grafico e quella che determina il comportamento della cella in qualsiasi situazione, tale comportamento può essere spiegato come segue :-

Le celle essendo in sostanza formate da una giunzione p-n, esse hanno caratteristiche V-I molto simili al diodo convenzionale. Ecco perché in molte rappresentazione circuitali la cella viene rappresentata come un normale diodo.

In genere, trovandosi la parte interessata della caratteristica, utile per i calcoli, sotto l'asse delle ascisse e di normale uso ribaltare la caratteristica rispetto all'asse delle tensioni.

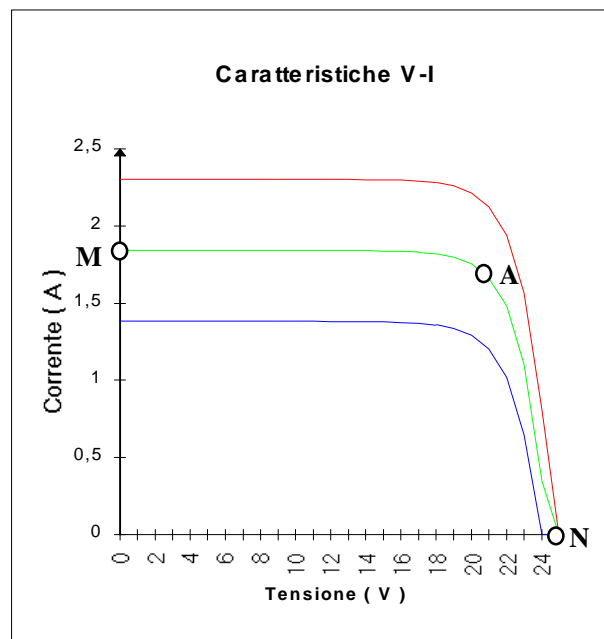


Figura 2.3

Osservando la curva caratteristica, essa passa per tre punti significativi. ossia :

- **Punto M (  $I_{cc}$  )** : situazione di corto circuito, in questa situazione si ha  $V=0$  e  $I=I_{cc}$ , dove  $I_{cc}$  è la corrente erogata dalla cella quando a questa viene applicato un carico con resistenza nulla.
- **Punto N (  $V_{oc}$  )** : situazione di circuito aperto, in questa situazione si ha  $V=V_{oc}$  e  $I=0$ , dove  $V_{oc}$  è la tensione ai morsetti della cella quando a questa viene applicato un carico a resistenza infinita (aperto).
- **Punto A (  $P_{max}$  )** : situazione di massima potenza ossia il punto in cui il prodotto tensione corrente della cella è massimo, in questa situazione si ha  $P=P_{max}$ . E' importante osservare che la potenza erogata dalla cella è data dal prodotto  $I \times V$ , per cui le curve a potenza costante sono delle iperbole nel piano I-V, l'iperbole a potenza massima è quella che interseca la caratteristica V-I solo per un punto. Tale punto non è altro che il punto di massima potenza. In altri termini, la potenza erogabile da una cella è massima in corrispondenza del ginocchio della curva, essa è caratterizzata dal rettangolo che ha l'area massima tra tutti i rettangoli inscritti all'interno della caratteristica.

Per ultimo, ricordiamo che negli altri quadranti, in cui esiste la curva, la cella non è più attiva per cui, come abbiamo già visto, viene considerata un diodo. Una tensione importante in queste zone e' la tensione di BREAK-DOWN, ossia la tensione inversa oltre il quale la cella si danneggia.

### **2.1.6 Tensione a circuito aperto**

Nella condizione di circuito aperto, la tensione ai morsetti della cella  $V_{oc}$  è espressa analiticamente da :-

$$V_{oc} = \frac{A k_b T}{q} \ln \left( \frac{I_{ph} + I_o}{I_o} \right)$$

La tensione a circuito aperto corrisponde alla caduta di tensione attraverso la giunzione p-n, quando questa è attraversata dalla corrente generata dalle radiazioni (foto-corrente  $I_{ph}$ ).



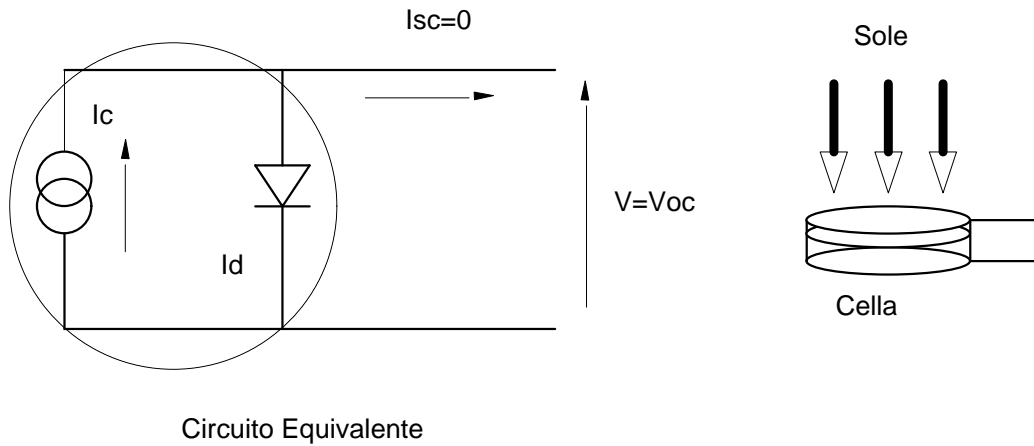


Figura 2.4

La tensione  $V_{oc}$  cresce logaritmicamente al crescere dell'intensità della radiazione, viceversa decresce linearmente al crescere della temperatura della cella (vedi figura 3.5)

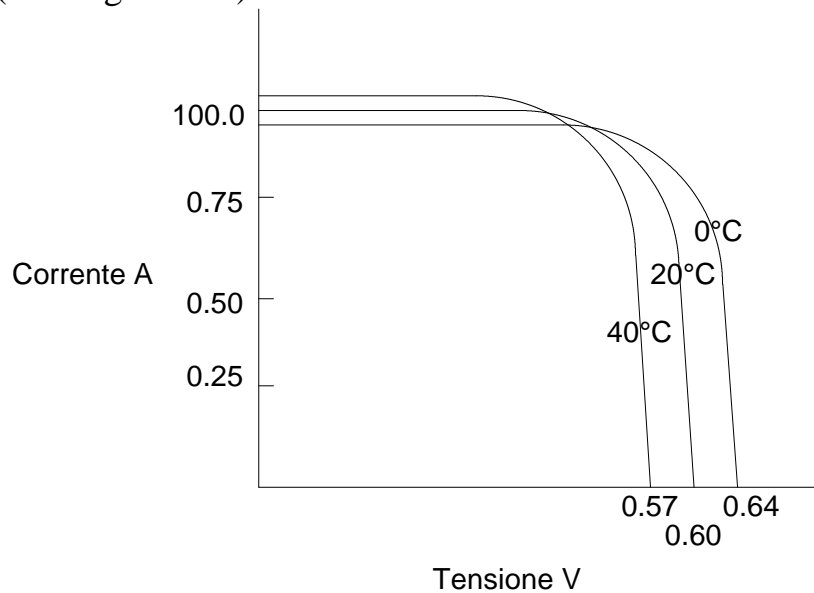


Figura 2.5

L'effetto della temperatura, così spiccato sulla cella, è dovuto all'aumento esponenziale della corrente di saturazione all'aumentare della temperatura.

### 2.1.7 Corrente di corto circuito

La corrente di corto circuito dipende da diversi fattori; una equazione che indica il comportamento della  $I_{cc}$  al variare degli altri parametri è data da:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_o \left[ e^{\left( \frac{qR_s I_{sc}}{AkbT} \right)} - 1 \right] - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad \text{eq. 2-3}$$

In condizioni di corto circuito con una insolazione normale, la resistenza in serie è trascurabile, quindi la corrente di corto circuito diventa proporzionale alla intensità della radiazione solare  $E_e$  (W/mq).

$$I_{cc} = I_{ph} = kE_e \quad \text{eq. 2-4}$$

dove  $K$  è un parametro costante ( $E_e$ , intensità dell'insolazione W/m<sup>2</sup>).

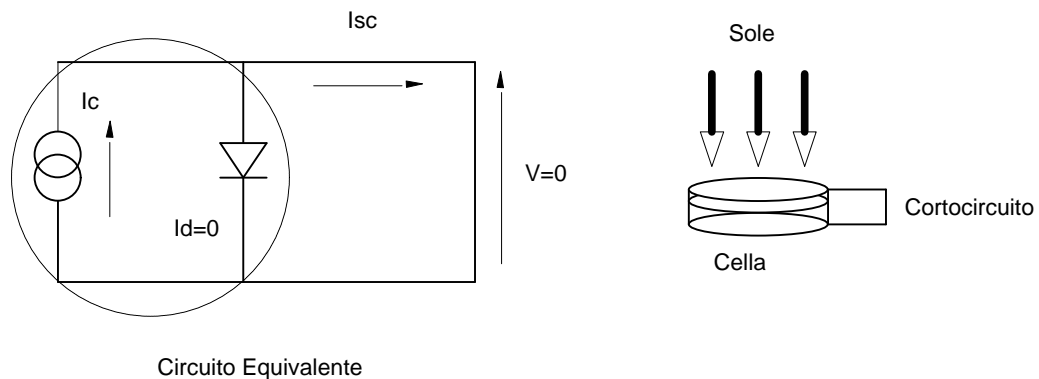


Figura 2.6

### 2.1.8 Condizioni di massima potenza

Consideriamo la curva caratteristica di una cella ad una data intensità di radiazione e una data temperatura. Se ai morsetti della cella viene connessa una resistenza variabile, il punto di funzionamento (o di lavoro) sarà determinato dall'intersezione della caratteristica della cella con quella del carico. Per un carico resistivo, la caratteristica è data da una retta passante per l'origine ed inclinata di  $1/R$ . Dunque, le condizioni di funzionamento sono le seguenti :

1. la potenza erogata al carico dipende dal valore della resistenza.
2. la massima potenza si ottiene per  $R=R_{max}$  nel punto A, dove la caratteristica della cella è tangente all'iperbole a potenza

$$\text{costante del tipo : } R_{max} = \frac{V_{max}}{I_{max}}$$

Per quanto riguarda il punto di funzionamento (la corrente e tensione di funzionamento) la curva caratteristica è suddivisibile in tre zone :

1. zona del ginocchio ( N-P), in cui sia la tensione che la corrente di funzionamento dipendono dall'intersezione delle due caratteristiche.
2. zona M-N, in cui la cella impone una corrente quasi uguale a quella di cortocircuito per si comporta come un generatore di corrente ( $I=I_{cc}$ ).

3. zona P-S, in la cella impone al circuito una tensione, in questa zona la cella si comporta come un generatore di tensione ( $V=V_{oc}$ ).

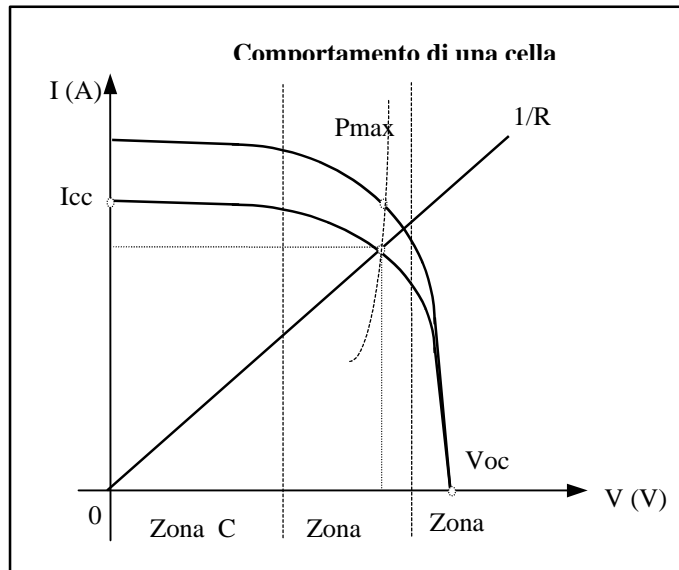


Figura 2.7

Come abbiamo visto già prima, nel caso di un carico resistivo, il punto di funzionamento è determinato dall'intersezione delle due caratteristiche generatore (cella) e carico (resistenza). Gli accumulatori elettrochimici, come le batterie, sono carichi a tensione costante, dove invece una pompa rotativa (con volano) è un carico a corrente costante.

### 2.1.9 Analisi parametrica della cella fv

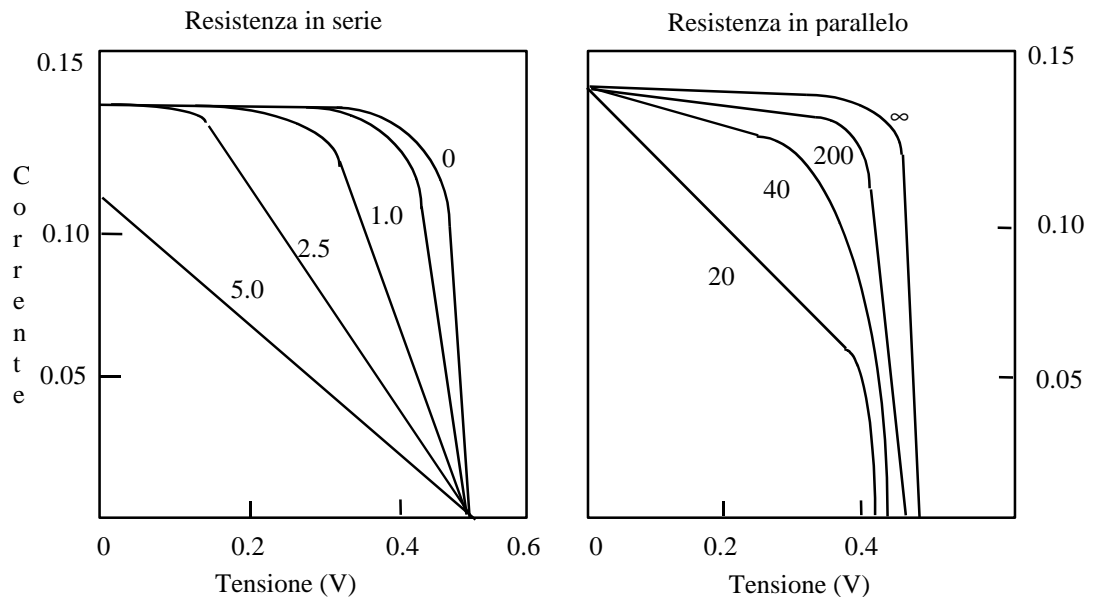
I parametri che governano il comportamento elettrico di una cella solare, e dunque di un pannello, possono essere raggruppati in due categorie :

#### 2.1.9.1 Parametri interni

**Resistenza di Shunt (  $R_{sh}$  )** : questa resistenza è dovuta alle perdite (leakage) di corrente nella giunzione, essa dipende quasi esclusivamente dal metodo utilizzato per realizzare la giunzione. Osservando la fig , si nota come la variazione della  $R_{sh}$  causi un aumento dell'inclinazione della curva I-V in prossimità del punto  $I=I_{cc}$ . Approssimativamente, la tangente del tratto di curva tra il ginocchio della ed il punto di corto circuito dipende dalla  $R_{sh}$ , perciò valori elevati di  $R_{sh}$  al limite infinito la curva tende a diventare orizzontale.

**Resistenza in serie (  $R_s$  )** : Essa rappresenta la resistenza di contatto tra la griglia metallica e la superficie del cristallo. Nella figura si osserva come la curva I-V varia al variare della  $R_s$ , un effetto importante in

questo caso e' che la variazione di  $R_s$ , in prossimità della  $V_{oc}$ , porta ad una diminuzione dell'inclinazione della curva. Si osservi anche qui, che la tangente del tratto di curva tra il ginocchio ed il punto  $V_{oc}$ , dipende dalla  $R_s$  ossia elevati valori di  $R_s$  tendendo a rettificare la curva in quel tratto.



**Figura 2.8**

In effetti, la resistenza in serie  $R_s$  è data dalla somma di altre piccole resistenze dovute a vari fattori, tra cui :

- La  $R_1$  di contatto tra il metallo e il semiconduttore di tipo p.
- La  $R_2$ , dovuta alla massa del semiconduttore di tipo p.
- La  $R_3$ , dovuta alla resistenza nella regione della giunzione (contatto tra i due cristalli p ed n).
- La  $R_4$  di contatto tra il metallo e la superficie del semiconduttore di tipo n.
- La  $R_5$ , dovuta alla resistenza proprio della griglia.

Tra le diverse resistenze sopra citate le più importanti sono la  $R_1$  e la  $R_3$ .

### **2.1.9.2 Parametri esterni**

**Radiazione solare :** L'intensità della radiazione solare ( $W/m^2$ ) che una cella riceve, ossia la densità dell'energia luminosa, dipende da vari fattori, tra cui :

- l'angolo di incidenza, ossia l'angolo tra la normale alla superficie della cella e i raggi solari.
- Densità dell'atmosfera. ( AMO, AM1 ecc.).

- Caratteristica della superficie (riflessione).

Come abbiamo già constatato in precedenza la foto-corrente  $I_{ph}$  è quasi proporzionale all'intensità delle radiazioni, dove invece la  $I_d$  non è influenzata minimamente. In figura 3.9 sono riportate le caratteristiche della cella al variare dell'intensità della radiazione.

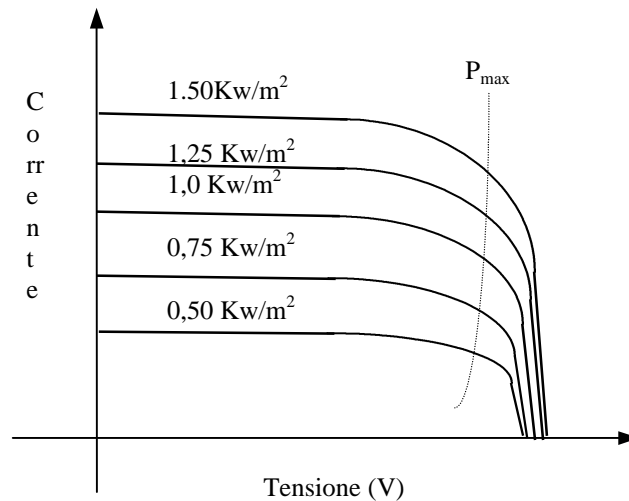


Figura 2.9

E' da osservare nel grafico, che facendo variare l'intensità delle radiazioni incidenti, mantenendo costante tutti gli altri parametri, e in particolare la temperatura, la caratteristica I-V varia in modo che ogni punto della curva viene traslato verso l'alto.

Riassumendo, gli effetti dell'intensità della radiazione sugli altri parametri possono essere raggruppati nei seguenti punti :

- A bassi valori dell'intensità,  $I_{cc}$  rimane praticamente proporzionale all'intensità della luce. Tale rapporto è dell'ordine di 30 mA/cm<sup>2</sup>, quando l'intensità della radiazione solare è di 1 Kw/m<sup>2</sup> (per una cella al silicio a  $T = 25$  °C).
- $V_{oc}$  varia leggermente al variare dell'intensità della luce, ed è indipendente dall'area della cella. Esso dipende esclusivamente del materiale costituente la cella. (circa 590 mV per 1 Kw/m<sup>2</sup> e  $T=25$  xC).

Qui di seguito riportiamo le diverse equazioni da utilizzare ai vari livelli di intensità luminosa.

**Tabella N° 1.5**

(Riassunto dell'influenza dell'irradiazione sulle caratteristiche della cella)

<b>Livello insolazione</b>	<b>Formula da utilizzare</b>
<b>Alto</b> (dove X e' il fattore di concentrazione)	$I_{sc} = KE - I_o \left[ e^{\left( \frac{qR_{sc}}{Ak_bT} \right) - 1} \right]$ $V_{oc} = \frac{Ak_bT}{q} \left[ \ln \left( \frac{KE_e}{I_o} \right) + \ln X \right]$
<b>Medio</b>	$I_{sc} = I_{ph} = kE_e$ $V_{oc} = \frac{Ak_bT}{q} \ln \left( \frac{KE_e}{I_o} \right)$
<b>Basso</b>	$KE_e - I_o \left[ \exp \left( \frac{qV_{oc}}{Ak_bT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} = 0$
<b>Rendimento massimo</b> (al livello di irradiazione medio abbiamo una variazione logaritmica del $\eta$ )	$\eta(X, E_e) = \frac{FF(X, E_e) V_{oc}(X, E_e) I_{sc}(X, E_e)}{E_e}$

**La temperatura della cella :** La temperatura e' uno dei fattori che influenza negativamente le caratteristiche elettriche di una cella, al punto tale che se non considerata, in fase di progettazione, potrebbe compromettere il buon funzionamento dell'impianto. Gli effetti prodotti dalla temperatura sulla caratteristica di una cella, possono essere riassunti nei seguenti punti :-

**a)** all'aumentare della temperatura la  $I_{ph}$  aumenta leggermente ( 0,1 % C<sup>-1</sup> o 0,03 mA/Cm<sup>2</sup>), tale effetto è spiegabile considerando che all'aumentare della temperatura si ha una diminuzione dell'ampiezza di banda proibita  $E_g$ , di conseguenza, altri elettroni potranno passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione. Una formula indicativa di come varia  $E_g$  al variare della temperatura è la seguente:-

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{aT^2}{T+b}$$

dove

$E_g(T), E_g(0)$  = energia della banda proibita alle temperature T e zero rispettivamente.

a,b = parametri dipendenti dal tipo di materiale (vedi Tabella 1.2).

**Tabella 1.2**

Materiale	$E_g(0)$ ( eV )	a ( $10^{-4}$ eV/K ° )	b ( K° )
Silicio	1.16	7	1100
GaAs	1.52	5.8	300

Altri parametri che crescono all'aumentare della temperatura sono:  $V_{oc}$  (crescita lineare);  $I_o$  (crescita esponenziale). Essendo la  $I_o$  formata esclusivamente da portatori minoritari, l'effetto dell'eccitazione termica e' data da:

$$I_o = A_o T^3 e^{-\frac{E_g}{k_b T}}$$

I diversi mutamenti di forma che la variazione di temperatura produce sulla curva I-V di una cella sono classificabili come segue:

1. Innalzamento graduale della curva lungo l'asse delle correnti, quindi si avrà un leggero aumento della corrente di corto circuito  $I_{cc}$ .
2. Traslazione (shifting) della curva verso tensioni sempre più alte.
3. Variazione della forma della curva nella zona del ginocchio. Variazione dovuta proprio alla corrente di saturazione inversa che aumenta all'aumentare della temperatura.

Concludendo, qui di seguito riportiamo le tipiche variazioni che subiscono i parametri dipendenti dalla temperatura.

- $V_{oc}$  decresce di 2 mV/°C dai 20 °C a 100 °C.
- $P_{max}$  decresce di 0.35 % C<sup>-1</sup>, quindi una decrescita del rendimento massimo. Tale rendimento, in generale, viene espresso come segue :

$$h(X, E_e, T) = h(E_e, T_o) [1 - B_o(T - T_o)] \left[ 1 + \frac{k_b T \ln X}{q V_{oc}(E_e, T_o)} \right]$$

eq. 2-5

### 2.1.10 Il Rendimento (efficienza)

In generale, il rendimento di una cella è definito come il rapporto tra la potenza elettrica erogata dalla cella e la potenza luminosa incidente su di essa, ossia :

$$h = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{AE_e} \quad \text{eq. 2-6}$$

dove

- h = il rendimento della cella.
- $P_{out}$  (W) = Potenza elettrica erogata dalla cella.
- $P_{in}$  (W) = Potenza luminosa incidente.
- A (mq) = Area utile.
- $E_e$  (W/m<sup>2</sup>) = Intensità' delle radiazioni incidenti.

Come è noto il rendimento di una cella commerciale è tipicamente compresa fra il 10 % e il 15 %, solo certi campioni di laboratorio hanno raggiunto la soglia del 20 % con costi ovviamente molto elevati.

Normalmente, le case costruttrici forniscono, tra i dati di targa, il rendimento massimo della cella, ossia il rendimento che si avrebbe se la cella, in condizioni particolari (NTOC), venisse collegata ad un carico ottimizzato. Il rendimento massimo di una cella dipende strettamente dai seguenti fattori :-

- Proprietà del materiale
- Configurazione della griglia
- Caratteristica della giunzione
- Distribuzione spettrale delle radiazioni
- Dimensione della cella
- Area utile della superficie esposta della cella
- Temperatura della cella
- Rivestimento antiriflesso
- Escursione della temperatura
- Struttura superficiale della cella ( ruvidità )
- Altri fattori dell'ambiente circostante.

Gran parte dell'energia luminosa che raggiunge una cella viene persa ancor prima che essa possa essere convertita in elettricità, le cause sono molteplici. Qui di seguito riporteremo le cause più importanti della classificate in diverse categorie.

### **2.1.11 Riflessione delle radiazioni**

Come e' noto, non tutte le radiazioni incidenti su una cella penetrano al suo interno, infatti in parte vengono riflessi sulla superficie della cella e in parte intercettati dell'elettrodo frontale. Normalmente il silicio non trattato riflette circa il 36 % della radiazione solare, per cui per ridurre la



percentuale riflessa si ricorre a diversi tipi di trattamento. I metodi più utilizzati per il trattamento delle superficie captante sono :

**Utilizzare, sulla superficie della cella, un rivestimento anti-riflesso :**

In questo trattamento, la cella viene rivestita con un materiale che ha un indice di rifrazione intermedio all'aria e ad al silicio. Tale sistemazione permettere al materiale di fungere da un lato da protezione alla cella, e dall'altro raccorda in modo meno brusco l'indice di rifrazione del silicio con quello dell'aria. Un buon rivestimento anti-riflesso può essere uno strato di mono-ossido di silicio (SiO) o di pentossido di titanio (TiO<sub>5</sub>).

**Opacizzazione della superficie:** Questo metodo consiste nel rendere ruvida la superficie della cella, per esempio realizzando sulla superficie della cella delle micro-piramidi, di conseguenza, per la particolare configurazione superficiale, le radiazioni riflesse da una micropiramide vanno a incidere su un'altra micropiramide vicina alla prima, evitando così di perdere tutta la parte riflessa delle radiazioni. L'effetto risultante è quello di una maggiore probabilità di assorbimento. In pratica, il metodo dell'opacizzazione ha come conseguenza un recupero del 15% dell'energia che normalmente viene riflessa.

**Fotoni con energia inadeguata per produrre coppie di lacune -**

**elettroni:** Come è noto dalla fisica quantistica, non tutta l'energia posseduta dai fotoni che penetrano in una cella può essere convertita in energia potenziale. Per cui tali fotoni non produrranno coppie di lacune ed elettroni. I fotoni non utilizzabili da una cella fotovoltaica possono essere suddivisi in :

- A) Fotoni che attraversano trasversalmente la cella senza cedere energia .
- B) Fotoni assorbiti che però non hanno sufficiente energia per rompere il legame. Purtroppo, sono proprio questi fotoni che contribuiscono ad aumentare la temperatura della cella.

Oltre ai fotoni cosiddetti "sotto soglia" ( $h\nu < E_g$ ) in un fascio di luce ne esistono anche quelli sopra soglia. Questi pur nascendo con energia  $h\nu$ , dissipa l'eccesso di energia  $h\nu - E_g$  rapidamente in effetti termici e quindi in modo non utile al fine della conversione fotovoltaica.

L'energia occorrente per rimuovere un elettrone dallo stato di legame in un cristallo e portarlo a disposizione per la conduzione è nota come "banda proibita". La banda proibita varia sensibilmente da un semiconduttore all'altro e viene espresso in "eV". Il silicio che è il materiale più usato per la produzione di celle fotovoltaiche, ha una banda

proibita pari a 1.12 eV. Tale energia corrisponde ad una lunghezza d'onda di 1.11 micrometri ( $c=lv$ ), per cui solo il 75% circa dello spettro solare risulta utile al fine della creazione di coppie di lacune - elettroni. Dunque, un altro limite di conversione è dato dalla non monocromaticità dello spettro solare. In media circa il 4.2 % dell'energia dei fotoni sopra soglia va dissipata, in definitiva, solo il 55 % dell'energia resta utile per la conversione in energia elettrica. Il rendimento teorico è data da :

$$\eta_{\max} = \frac{IV_p}{(1 + IV_p) \left( \frac{fV_p}{E_n} \right)} \quad \text{eq. 2-7}$$

dove

- $\eta$  = Il rendimento massimo
- $V_p$  = Tensione alla massima potenza
- $I$  = Intensità radiazioni solari
- $\phi$  = Flusso fotonico

### Altre cause di perdite secondarie

- Perdite dovute alle resistenza interna della cella stessa (ossia al corpo della cella, Bulk ).
- Auto-oscuramento (self-shading): oscuramento dovuto alla griglia metallica di raccoglimento dei portatori.
- Degradazione delle prestazioni della cella: sono degradazioni che subiscono le celle durante un lungo tempo di funzionamento in cui la temperatura di lavoro della cella non e' ottima.
- Carico non ottimizzato: In genere, per ottenere il massimo rendimento di una cella bisogna utilizzare un carico che permetta alla cella di funzionare in prossimità del ginocchio della caratteristica I-V (matched load condition).

Concludendo, il rendimento di una buona cella al silicio è composto dai seguenti fattori :

Tabella 2.1

Rendimento di penetrazione ( $\eta_p$ )	0.86
Rendimento quantistico ( $\eta_q$ )	0.44
Rendimento di ricombinazione ( $\eta_c$ )	0.80
Fattore $qV_{oc}/E_g$	0.62
Fill-factor (FF)	0.75
Rendimento complessivo ( $\eta_g$ )	0.14

Un altro parametro importante è il fill factor (fattore di riempimento), che non è altro che rapporto tra la potenza massima effettiva e il prodotto  $V_{oc}I_{cc}$  ossia :

$$FF = \frac{I_{max} V_{max}}{V_{oc} I_{cc}}$$

eq. 2-8

Il FF e' un parametro che determina la forma della curva caratteristi I-V. Per una buona cella si hanno valori superiori al 0.75, purtroppo si ritiene che in futuro tale valore non possa essere migliorato.

### **2.1.12 Collegamento delle celle**

In generale, l'aspetto più importante del collegamento si presenta quando si deve realizzare un campo con elementi non perfettamente identici (come succede del resto nella realtà). Un errato collegamento e/o una insufficiente protezione potrebbero portare al collasso di tutto il sistema, specialmente nei casi in cui all'impianto viene richiesto il massimo della potenza. Per evitare un rischio del genere bisogna analizzare attentamente, in fase di progettazione, tutte le precauzioni da adottare perché, durante il funzionamento dell'impianto, non si verifichino situazioni critiche. D'altro canto, il collegamento di piccoli generatori non identici (celle) provoca la riduzione del rendimento globale del sistema.

L'elemento base con cui si realizza un campo fotovoltaico è rappresentato dal modulo, infatti, le celle fotovoltaiche vengono collegate ed assemblate all'interno di tale elemento al fine di realizzare un elemento pratico e modulare. Le configurazioni dei collegamenti possibili sono varie (parallelo, serie, misto), la scelta di uno di essi viene determinata dalle caratteristiche richieste ai morsetti del campo (utente). Il collegamento delle celle, dei moduli, uniti in un campo fotovoltaico, con caratteristiche e condizioni non identiche, rappresenta una importante problema nell'ambito della progettazione degli impianti fotovoltaici.

#### **2.1.12.1 Collegamento in serie**

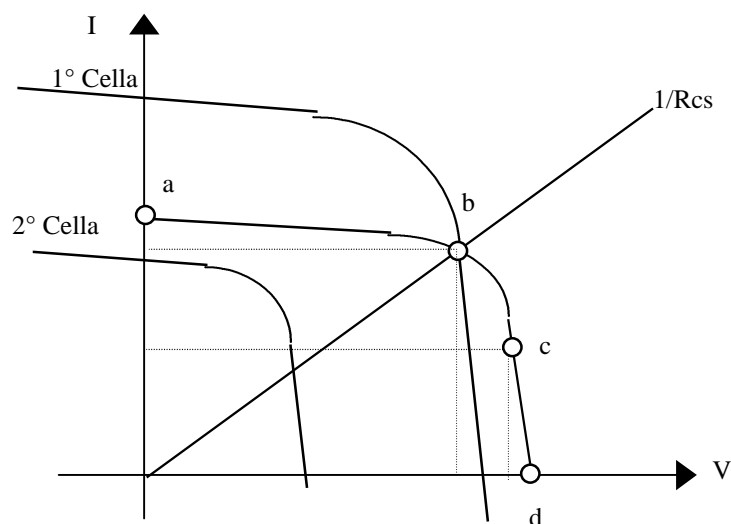
Consideriamo un circuito formato da due celle collegate in serie ad un carico R, ovviamente la corrente circolante nelle due celle è la stessa, dove invece la tensione sul carico è data dalla somma delle due tensioni. Quindi, si può dedurre logicamente che la caratteristica I-V globale delle due celle in serie è data da un caratteristica in cui ogni punto ha come valore di tensione, la somma delle tensioni che separatamente le due celle erogano (riferito ad uno stesso valore di corrente).

Comunque, prevedere il comportamento di un gruppo di celle collegate in serie non è così semplicemente. Tenendo conto che in realtà le celle non sono mai perfettamente identiche, in certe situazioni si trovano ad operare in condizioni di funzionamento diverso da cella a cella (ombra) e quindi per ottenere la caratteristica globale sarà necessario studiare le diverse casistiche.

**Celle identiche :** Considerando delle celle perfettamente identiche (caso ideale)

collegate in serie, si ha che la tensione risultante è data da :  $V = V_1 + V_2 + \dots = NV_1$  per  $I > 0$ . E in particolare nel caso di circuito aperto, essendo le celle identiche, si ha :  $V_{oc} = NV_{oc1} = NV_{oc2} \dots$  per  $I = 0$ . Dove invece nella situazione di corto circuito, avremo  $I_{sc} = I_{sc1} = I_{sc2} \dots$  con le rispettive tensioni nulle ossia  $V = V_1 = V_2 = V_3 \dots$

**Celle non identiche :** Il problema delle celle non perfettamente identiche sorge quando, si considerano che comunque sia perfezionato il processo di fabbricazione, si produrranno sempre delle celle con caratteristiche leggermente diverse. In particolare, l'esperienza ci informa che le celle fabbricate dagli stessi macchinari nelle medesime condizioni, aventi le stesse dimensioni, tuttavia non sono esattamente identiche. Per cui ci sarà sempre una differenza, se anche piccola, nelle caratteristiche elettriche delle celle, per es. la  $I_{cc}$  delle celle appartenente allo stesso lotto varia almeno di qualche percento.



Serie di due celle non

**Figura 2.10**

Facendo riferimento alla figura, la caratteristica di un generatore formato da due celle non identiche collegate in serie, può essere ricavata graficamente, ossia sommando per uno stesso valore di corrente i due valori di tensioni delle due celle. Analizzando le diverse situazione nel grafico si osserva che:

- Nel punto "d": si ha la condizione di circuito aperto della serie in cui la tensione globale  $V$  è uguale alla somma delle tensioni a vuoto delle due celle ( $I=0$ ).
- Nel punto "c", ambe due le celle sono dei generatori di potenza:  $V=V_1+V_2$ , la potenza generata da ciascuna cella è positiva.
- Nel punto "b": si è in corrispondenza della situazione di corto circuito della cella 2, per cui tale cella non riceverà né erogherà energia al circuito:  $V=V_1$ ,  $V_2=0$ . Si noti tuttavia che la retta di carico per  $R=R_{cr}$  interseca la caratteristica globale nel punto in questione. Per valori di  $R < R_{cr}$  la cella 2 funziona da carico e non più da generatore. La tensione ai suoi capi si è invertita di segno mentre la corrente non ha cambiato segno. In tal caso la cella contro polarizzata può assorbire una potenza considerevole ed il riscaldamento che in essa avrà luogo può danneggiare non solo il materiale plastico utilizzato per inglobarla ma anche la cella stessa. Perciò, se la tensione fornita dalla celle in serie è sufficientemente elevata, la cella contro polarizzata può raggiungere la tensione di rottura inversa (Breakdown). Tale tensione varia per le celle commerciali tra 20-50 V. Considerato che ogni cella può fornire una tensione pari a 0.5 V, saranno quindi necessarie dalle 40 alle 100 celle in serie perché avvenga il fenomeno di breakdown nella cella contro polarizzata.
- Il punto "a": esso corrisponde alla situazione di corto circuito dell'insieme delle due celle, ossia siamo nella situazione in cui la tensione positiva erogata dalla prima celle si contrappone alla tensione inversa generata della seconda cella, per cui si ha:  $V=V_1+V_2=0 \rightarrow V_1=-V_2$
- In linea di massima, la tensione da adottare nel caso di collegamento in serie di diversi elementi: celle, moduli e stringhe, è quella corrispondente all'intersezione tra la retta  $1/R_{cs}$  e la corrente di corto circuito dell'elemento con il rendimento più basso di tutto il gruppo. Tale sistemazione permette di evitare surriscaldamenti e perdite sull'elemento più debole della serie.

In definitiva, il comportamento di una serie di celle può essere sintetizzato come segue :

- le tensione a circuito aperto e' data dalla somma delle tensioni delle singole celle.
- la corrente a corto circuito e' praticamente coincidente con la corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa.
- La potenza erogata dalla serie e' data "n" volte quella erogata dalla cella con potenza minima.

Da qui si comprende, dunque, che e' inutile collegare celle buone all'interno di una serie in prevalenza realizzata con celle cattive. Ciò indica chiaramente l'esigenza di selezionare le celle in gruppi omogenei prima di montarle in serie.

Altre possibili cause che portano a diversificare le celle di uno stesso modulo sono :

**1- la quantità di luce che riceve ogni cella:** Un effetto molto importante legato a questo fenomeno e' il cosiddetto effetto del "Hot spot" dovuto all'oscuramento di una o più celle appartenenti ad un unico pannello. Nel funzionamento reale di un pannello può succedere che per cause diverse venga oscurata una cella. Per studiare il fenomeno supponiamo di avere "n" celle identiche collegate in serie all'interno di un pannello. Per cui avremo come visto già in precedenza che si avrà  $I_{cc}=I_{cci}$ ,  $V_{oc}=nV_{oci}$ . Al momento in cui una cella viene oscurata, succede che la corrente del circuito di tutta la serie si ridurrà drasticamente fino a raggiungere il valore della  $I_o$  e così di conseguenza la potenza erogata assumerà valori molto bassi (trascurabili). Tale situazione avrà come possibili stati finali i seguenti :

- I. se la cella viene sottoposta a contro polarizzazioni che non la portino in regime di breakdown, ogni qualvolta che essa verrà nuovamente illuminata, il modulo ritornerà a funzionare normalmente senza nessun cambiamento.
- II. II se si invece la contro polarizzazione e' tanto elevate tale da portate la cella oscurata in regime di breakdown, la cella per il surriscaldamento verrà danneggiata definitivamente. Il danno subito dalla cella potrà essere di due tipi :
  - Cortocircuito della cella, in questo caso il modulo continuerà' ad erogare una potenza pari a  $n-1/nxpcella$ .

- 2. Fuori servizio della cella, in questo caso la potenza erogata dal modulo è nulla, la cella danneggiata si comporterà come un nodo aperto.

Di norma, si fissa come limite superiore del surriscaldamento della cella oscurata a 100 °C. Quindi, la massima potenza dissipata su una cella oscurata non deve mai superare, per il buon funzionamento del modulo, la  $P_{max}$  ossia :

$$P_{max} = K_t A (T_{max} - T_a) (T_c - T_a) \quad \text{eq. 2-9}$$

dove

$P_{max}$  : potenza massima dissipabile per un cella (W)

$K_t$  : conduttività termica specifica della cella ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ )

$T_a$  : temperatura ambiente (25 °C).

$T_c$  : temperatura della cella

$A$  : area della cella ( $m^2$ )

$T_{max}$  : temperatura massima ammissibile per surriscaldamento.

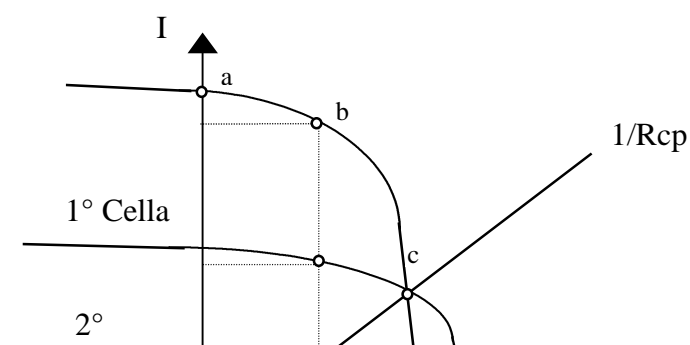
2- l'area attiva di ogni cella.

3- la presenza di polvere sull'involucro del pannello non uniforme.

### 2.1.12.2 Collegamento in parallelo

**Celle identiche** : Consideriamo il caso di due celle identiche collegate in parallelo ad un carico R. La tensione del circuito è la stessa su i due diodi, la corrente risultante è data invece dalla somma delle due correnti nei due rami, per cui si ha :  $I = I_1 + I_2$  ;  $V = V_1 = V_2$ . Per cui facendo l'ipotesi della identità delle due celle si avranno l'uguaglianza delle seguenti caratteristiche : curva I-v, corrente di corto circuito  $I_{cc}$ , tensione di circuito aperto  $V_{oc}$  per cui si avrà :  $I = 2I_1 = 2I_2$  ;  $V = V_1 = V_2$ . La caratteristica globale del parallelo è ottenibile sia analiticamente che graficamente, per cui essendo la tensione ai capi delle due celle la stessa sarà sufficiente sommare per ogni valore di tensione i valori delle correnti nelle due celle.

**Celle non identiche** : In pratica non succede mai di avere a che fare con celle perfettamente identiche, per cui le problematiche di un determinato tipo di collegamento devono essere considerate sotto tale aspetto.



**Figura 2.11**

Facendo riferimento alla figura si osserva che esistono diverse situazioni di funzionamento del parallelo, analizzando le diverse situazioni di funzionamento avremo :

1. nel punto 'a' si è nella situazione in cui i morsetti del parallelo sono corto circuitati, di conseguenza risulta :  $I_{cc}=I_{cc1}+I_{cc2}$  per  $V=0$ .
2. per qualunque punto compreso tra i punti 'a' ed 'c', le due celle funzionano da generatori erogando una potenza positiva (se anche in misura diversa).
3. nel punto 'c', si è in corrispondenza di una situazione critica in cui la cella debole (quello con il minor rendimento) è nella situazione di cortocircuito, non eroga ne assorbe energia. Per cui si ha :  $V=V_2$   $I=I_1$ . In corrispondenza di tale situazione si ha una resistenza di carico cosiddetta "critica" ( $R_{cr}$ ), oltre al quale la cella debole inizia ad assorbire energia e dunque a fungere da carico. Per cui normalmente, si cerca nel dimensionare circuiti di una certa potenza di non oltre passare tale resistenza.
4. il punto 'd' corrisponde alla situazione di circuito aperto del parallelo. Quindi in questo caso tutta la potenza generata dalla cella con potenza maggiore viene dissipata nella seconda cella di minor potenza.

In generale, le situazioni appena citate valgono anche per i grandi impianti in cui gli elementi del campo (moduli) sono collegati in parallelo. Nella situazione in cui il carico supera la " $R_{cr}$ ", l'elemento che ha il minor rendimento si troverà ad assorbire tutta la potenza erogata dagli altri elementi. Per cui ogni volta che si supera l'impedenza critica ( $1/R_{cr}$ ) corrispondente al numero utilizzato di elementi nel circuito, si avrà un surriscaldamento del elemento debole e di conseguenza, in certi casi, il danneggiamento definitivo dell'elemento stesso. Dunque, per prevenire situazioni non favorevoli del tipo sopra descritto le case costruttrici utilizzano dei diodi di protezione collegati in parallelo all'elemento da proteggere.



Le perdite dovute ai diodi di protezione, nei grandi impianti fotovoltaici non sono trascurabili. Quindi è necessario studiare un metodo con cui minimizzare i diodi di protezione, tenendo conto dell'impedenza critica.

### 2.1.12.3 Collegamento misto

Oltre alle configurazioni normali (parallelo - serie) esistono anche altre configurazioni cosiddette "miste", la scelta di un determinato tipo di collegamento è determinato dalle specifiche richieste dell'utente ossia: dall'affidabilità richiesta, dalle caratteristiche elettriche dell'utente ( $I_n, V_n$ ), dalla compatibilità di tale configurazione con gli elementi dell'impianto (standard disponibili) ecc.

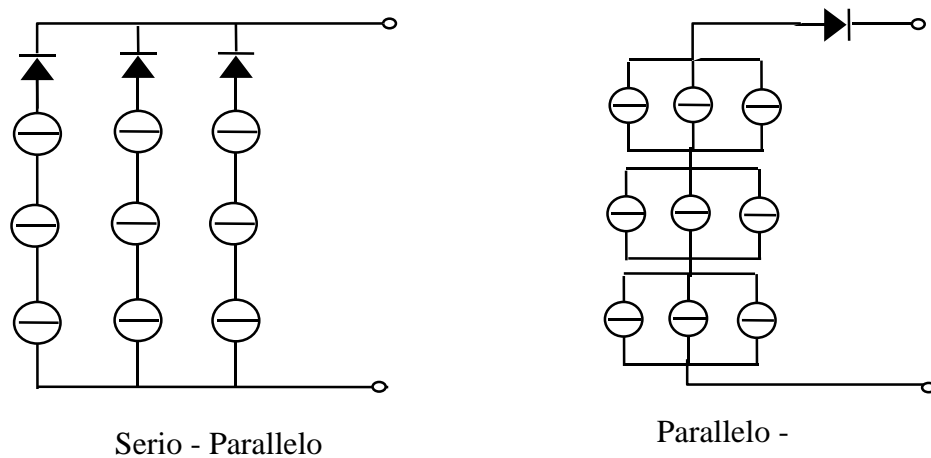


Figura 2.12

Facendo riferimento alla figura si vede che le configurazioni elementari miste sono:

**configurazione parallelo - serie:** Come indicato in figura, il collegamento è costituito da paralleli celle-cella collegati a loro volta in serie. In questa configurazione è necessario realizzare un pannello diverso da quelli standar. Dunque, si perde una caratteristica importante del sistema. Un guasto di una cella non porta l'interruzione di tutto il sistema, per cui nel caso in cui la cella guasta andasse in corto circuito la configurazione continuerà a funzionare senza la potenza delle due celle del parallelo guasto. Invece in caso di guasto di una cella in cui si produce un'apertura, la configurazione continuerà a funzionare con tutte le celle ad eccezione di quella guasta.

Supponiamo che, in un campo fotovoltaico con un numero di celle molto elevato (migliaia), avvenga un oscuramento di una cella. La prima rottura riduce di  $1/n$  la corrente del parallelo a cui la cella oscurata appartiene, di conseguenza riduce la corrente di tutti gli altri pannelli in serie con quello contenente la cella oscurata.

Un secondo oscuramento, per avere effetto deve avvenire nello stesso parallelo, mentre non ha praticamente alcun effetto se accade in un altro

parallelo di celle. Se  $m$  è il numero totale dei paralleli in serie fra di loro vi è quindi una probabilità di  $m-1/m$  (una probabilità assai prossima ad uno se  $m \gg 1$ ) che la seconda rottura non sia efficace.

**configurazione serio - parallelo** : Questa configurazione è la più utilizzata per la sua praticità per quanto riguarda la realizzazione del sistema (vedi figura). Esso è formato dal collegamento in parallelo di diverse serie di celle. Per piccoli impianti tale configurazione presenta qualche svantaggio ossia basta che nella serie vada fuori servizio una cella per mettere fuori uso tutte le celle del ramo a cui essa appartiene, riducendo così la potenza erogata dal campo. Qualora una cella venga oscurata può accadere che la tensione inversa che su questa si stabilisce sia superiore a quella massima sopportabile dalla cella stessa. Per evitare che un oscuramento accidentale si trasformi in una rottura definitiva, le celle, a gruppi, vengono protette con un diodo (come abbiamo già accennato).

D'altronde la presente configurazione presenta il vantaggio di conservare la compatibilità del sistema ( si utilizzano moduli standard ).

Per quanto riguarda l'affidabilità di impianti di grande potenza realizzati con la configurazione s-p vale la stessa formula del p-s a differenza che  $n$  rappresenta il numero delle serie di celle.

In fine è da notare che, le configurazioni più complesse non sono altre che la ripetizioni in ordine diverso del parallelo e della serie.

### **2.1.13 Protezione ed affidabilità**

In generale, l'aspetto della affidabilità assume una certa importanza quando si considerano impianti fotovoltaico che producono una potenza superiore al KW. Infatti, tale problema nei piccoli impianti, essendo le correnti in gioco molto piccola, viene risolto con i diodi di protezione.

Come abbiamo già accennato, per motivi illustrati in precedenza, nelle diverse configurazioni di collegamento si utilizzano i diodi (di by-pass e di blocco) per proteggere le celle da eventuali contro polarizzazioni che potrebbero danneggiarle. D'altro canto, è impensabile proteggere ogni cella singolarmente, considerando che in un impianto fotovoltaico di una certa potenza il numero di celle raggiunge le migliaia. Quindi di norma si utilizza proteggere con un unico diodo un certo numero di celle. Il passo che devono avere questi diodi è dell'ordine di alcune decine di celle. Normalmente, i pannelli che si trovano in commercio sono costituiti da un numero di celle che va dalle 36 alle 40 celle/modulo. Per cui in pratica, il diodo di protezione viene collegato in parallelo a ciascun pannello.

Il diodo di blocco ha la funzione di evitare la circolazione inversa della corrente nel campo quando questo, collegato a delle batterie, non produce più potenza.

#### **2.1.14 Prove sui pannelli (controllo delle prestazioni)**

In genere, per verificare la performance è la qualità dei moduli fotovoltaici si eseguono una serie di prove. Esistono diversi metodi proposti con cui verificare le caratteristiche dei pannelli. Diverse commissioni si sono interessate a definire una serie di test di laboratorio atti ad individuare la qualità e le prestazioni dei moduli fotovoltaici.

Qui di seguito riportiamo le prove da attuare in base alla commissione CEE del 1981 (Krebs, CeC-Spec. 501-Agosto 1981).

- **Esame visivo** : Il primo passo della prova consiste nel eseguire un controllo visivo (con sorgente luminosa almeno da 1000 lux) sul modulo, ciò è importante per la ricerca di guasti nei moduli. Nei punti sospetti l'esame visivo deve essere fatto con un ingrandimento compreso tra 8-40 volte.
- **Resistenza dei cavi del modulo alla trazione** : Si prevede che i morsetti dei pannelli siano sottoposti a sollecitazioni di trazione. Questo test serve per verificare la resistenza dei morsetti del modulo quando questo viene sottoposto ad una sollecitazione di trazione, durante l'assemblaggio. La prova consiste nel sottoporre i cavi ad una forza di trazione progressivamente crescente fino a un certo valore (1-40 N in base alla sezione del cavo), tale valore viene mantenuto per 10 minuti
- **Resistenza alla flessione** : cioè una prova di montaggio con angolo di deformazione di 1.2 gradi. Con questa prova si cerca di verificare la resistenza del modulo ad una minima flessione.
- **Resistenza dell'isolamento elettrico del modulo** :
  1. **procedura 1**: viene applicata una tensione di 100 volt tra i terminali in corto circuito e l'involucro metallico del modulo. La resistenza di isolamento deve risultare di 100 mohm dopo un'applicazione di un minuto. Questo tipo di prova viene eseguito sui sistemi che hanno una tensione di operazione maggiore di 50 volt.
  2. **procedura 2** : qui viene utilizzato un ohmetro per cui il terminale negativo viene collegato ai terminali del modulo in corto circuito e il terminale positivo alla carcassa del modulo, la corrente non deve superare i 50 microA. Dunque la tensione viene aumentata di 500 V/s (DC) fino al valore massimo di 100 volt positivo rispetto alla tensione massima ammissibile dal sistema, tale situazione viene

mantenuta per una minuto. Non ci dovranno essere segni di perdite o scarica nel dielettrico.

- Misura delle caratteristiche elettriche nelle condizione nominale di temperatura: Il rilevamento della caratteristica I-V della cella viene eseguita nelle seguenti situazioni : Insolazione  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambientale  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , velocità del vento  $1 \text{ m/s}$ , il modulo deve essere orientato perpendicolarmente alla sorgente luminosa. La temperatura risultante della cella in tale situazione è la cosiddetta condizione di “NOCT”.
- Resistenza all'effetto "hot spot": questa prova non è richiesta se la casa costruttrice ha adottato dei diodi di by-pass per ogni serie di 12 celle. L'obiettivo di questa prova e' quello di verificare la resistenza del modula agli effetti del hot spot ossia che non succedano fusione di saldature o deterioramento degli inglobanti.
- Inizialmente si sceglie la cella con un'altra resistenza shunt ed a questa viene applicata una tensione pari a  $V=N \times V_{av}$  . Il livello di illuminazione e la potenza del generatore vengono regolate in modo da garantire in situazione di corto circuito  $I=I_{av}$  ( $V_{av}$ ,  $I_{av}$  solo le tensione e la corrente che mediamente erogano le celle del modulo in condizioni nominali ). Portandola ad una temperatura NOCT, la cella viene mantenuta in tale condizione per 60 minuti. Il test viene ripetuto per 50 volte. Il modulo viene corto circuitato sotto una illuminazione di  $1000 \text{ W/mq}$  ed una delle sue celle ad basso valore di  $R_{sh}$  viene ombreggiata del 10 % per 60 minuti, la stessa prova viene ripetuta prendendo un'altra cella ad alto  $R_{sh}$ . Alla fine delle prova non deve risultare nessun tipo di danneggiamento, la caratteristica V-I del modulo può cambiare al massimo del 5% dal suo valore iniziale.
- Resistenza ai cicli di temperatura ed all'umidità: Consiste nel sotto porre i pannelli a ripetuti cicli termici tra  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $+80 \text{ }^\circ\text{C}$  per sollecitare fenomeni di delaminazione e penetrazione di umidità. Per l'umidità invece, il modulo viene tenuto in un ambiente molto umido ( $\geq 93 \text{ \% RH}$ ) a  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  per 48 ore, viene trasferisce in un ambiente in cui la temperatura viene abbassata a  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$  ad ritmo di  $3 \text{ }^\circ\text{C/min}$ , quindi raggiunti i  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$  viene mantenuto tale temperatura per 60 minuti, poi la temperatura verrà riportata a quella ambientale ad un ritmo di  $1 \text{ }^\circ\text{C/min}$ . Il modula dopo tale prova non dovrà presentare nessun segno di danneggiamento.
- Resistenza meccanica all'azione della grandine: consiste nel bombardare con palline di ghiaccio del diametro di  $25 \text{ mm}$  con una velocità di impatto di  $23 \text{ m/s}$  il vetro superiore per simulare grandinate.

- Resistenza ai raggi ultravioletti: consiste nel sottoporre i pannelli a dosi elevate di radiazioni ultraviolette che generalmente sono la causa di ingiallimento delle plastiche inglobanti.
- Resistenza alla salinità: Questa prova ci dà delle indicazioni della resistenza del modulo all'atmosfera salina. Il modulo viene posto in un ambiente con  $T=35\pm 2$  °C in cui si ha una deposizione di sale sul modulo di 10-50 gr/m<sup>2</sup> al giorno (con pH 6.5-7.2) per 4 giorni. Alla fine del test, il modulo viene lavato e non dovrà presentare nessun guasto.
- Esistono altre prove che fanno parte di questa procedura che non riportiamo perché poco importanti.
- Purtroppo, ancora oggi non si è riusciti a definire un metodo standard con cui effettuare tali prove. Si spera, in futuro, che le diverse metodologie di prove vengano unificate in modo che i laboratori specializzati possano emettere dei certificati legalmente validi.

### **2.1.15 Durata dei Pannelli**

In teoria i pannelli fotovoltaici non avendo parti in movimento, per il loro stesso principio di funzionamento, dovrebbero avere una vita infinita. Tuttavia, i moduli che oggi si trovano in commercio raramente superano i dieci anni di vita, le cause di tale limitazione sono varie tra cui le più importanti sono :-

- Rottura del vetro superiore
- Penetrazione umidità ai bordi del pannello
- Delaminazione dell'inglobante

L'elevato costo dei sistemi fotovoltaici è dovuto proprio al fatto che essi vengono ammortizzati in un breve periodo.

## **2.2 L'accumulo nei sistemi fotovoltaici**

Nei paragrafi seguenti verranno riportati e analizzati i metodi di dimensionamento e le relative grandezze coinvolte nel dimensionamento di un sistema di accumulo (batterie).

La fluttuanza ed imprevedibilità dei sistemi fv rende necessario, in certi casi, l'utilizzo di un sistema di accumulo che permetta di garantire all'utente le prestazioni richieste (tensione, corrente, frequenza ecc.). In generale, a seconda del tipo di utente da alimentare, le prestazioni richieste variano, cambia la configurazione, è possibile in certi casi convenga non adottare un sistema di accumulo.

Il ruolo che il sistema di accumulo ha nei sistemi fv lo si può sintetizzare nei seguenti punti :

1. Ridurre la fluttuazione ( eccesso/difetto di energia ).
2. Assorbire i momentanei carichi di punta.
3. Erogare energia nei periodi di maltempo (back-up).

Nell'ottimizzare un sistema di accumulo bisogna tener in considerazione i seguenti parametri :

- Densità energetica
- Rendimento complessivo del sistema di accumulo
- Costo

### **2.2.1 Metodi di accumulo**

I metodi che normalmente si utilizzano per accumulare l'energia prodotta dai sistemi fv, si basano su varie tecniche. Qui di seguito riportiamo una panoramica dei diversi metodi di accumulo utilizzati nei sistemi fotovoltaici, soffermandoci solo sulle batterie, essendo quelle che in pratica vengono più utilizzate.

### **2.2.2 Metodi Meccanici**

#### **2.2.2.1 Accumulo Idraulico**

Questa tecnica, che permette di trasformare energia elettrica in energia potenziale e viceversa, è un metodo tradizionale molto utilizzato. Esso consiste nel pompare acqua da un basso livello fino all'altezza di un serbatoio disposto ad una certa quota. Durante i periodi di massima insolazione in cui l'energia generata supera quella richiesta, l'eccesso di energia verrà accumulata sotto forma di energia potenziale, pompando acqua nel serbatoio. Al contrario, nei periodi di elevate richieste energetiche, l'energia potenziale verrà ritrasformata in energia elettrica da delle piccole turbine.

Il rendimento globale di questo sistema si aggira intorno ai 60 % - 70 %. Uno degli svantaggi di questo metodo è che necessita grandi quantitativi di acqua e quindi ha limitate possibilità di utilizzo.

Il metodo sopra esposto diventa molto interessante nel caso dei sistemi di pompaggio fotovoltaici, in questo caso non si ha la ritrasformazione dell'energia potenziale dell'acqua accumulata nel serbatoio in energia elettrica, l'acqua accumulata viene direttamente utilizzata, togliendo così di mezzo le turbine di ritrasformazione.

### **2.2.2.2 Accumulo Aria-compressa**

Il metodo si basa nell'accumulare aria compressa in serbatoi metallici sotterranei, questo metodo è più complesso del metodo idrico però ci permette di raggiungere densità energetiche più elevate ed è economicamente più vantaggioso del sistema idrico.

### **2.2.2.3 Volano ( FLYWHEEL )**

Questo metodo in genere non è molto usato proprio per l'ingombro che presenterebbe il volano per accumulare una certa quantità di energia.

### **2.2.3 Metodo Connessione alla Rete**

La connessione del campo fotovoltaico direttamente alla rete è una soluzione che nel caso sia fattibile porta a una serie di vantaggi. Uno dei vantaggi di questo metodo è che la rete riceve energia dal sistema fv quando il costo del kwh è molto elevato ( richieste di picco ) e restituisce tale energia quando il costo del kwh è molto basso. Una delle difficoltà a cui va incontro questo metodo è quello della non esistenza di norme di tariffazione per fissare un contratto con l'ente di distribuzione dell'energia elettrica. In genere, questo metodo è adatto ai casi in cui la rete elettrica è accessibile, per cui nei sistemi fv autonomi non è applicabile questa tecnica.

### **2.2.4 Metodi Elettrochimici**

Il metodo si basa nel trasformare l'energia elettrica in energia chimica e viceversa, tra i metodi esistenti quelli più pratici sono :

#### **2.2.4.1 Accumulo dell'Idrogeno**

L'idoneità del metodo risulta dal fatto che i pannelli fotovoltaici producono energia elettrica adatta al processo di elettrolisi dell'acqua (energia elettrica in C.C. e a bassa tensione). L'idrogeno prodotto con questo metodo, in genere, viene accumulato in contenitori metallici sotterrati ad alta pressione. Il processo inverso, ossia quello di ottenere energia elettrica dall'idrogeno, avviene proprio utilizzando l'idrogeno come combustibile , per cui questo rappresenta uno dei vantaggi di questo sistema.

Facendo riferimento all'esperienza che si è acquisita sull'utilizzo, accumulo e trasporto dell'idrogeno e la sua larga utilità, l'idrogeno

potrebbe diventare il combustibile del futuro se si realizzasse grandi impianti fotovoltaici per la produzione di idrogeno nelle zone desertiche (Sahara).

Comunque, al momento la maggiore limitazione è dovuta al basso rendimento di questo sistema, rendimento inteso come il prodotto dei rendimenti di tutto il processo. Attualmente il rendimento globale si aggira a valori inferiori al 50 %.

#### **2.2.4.2 Accumulo elettrochimico (batterie)**

Tra i diversi metodi di accumulo dell'energia elettrica, quello delle batterie si presenta come quello più usato per la sua affidabilità e praticità, avendo raggiunto una certa maturità tecnica. Gli accumulatori elettrochimici (batterie) sono dispositivi in grado di assorbire una certa quantità di energia elettrica trasformandola in energia chimica per poi ritrasformarla nuovamente in energia elettrica, quando questa viene richiesta.

Gli accumulatori piombo - acido possono essere classificati in tre grandi categorie a seconda del tipo servizio che tali accumulatori sono chiamati a svolgere, ed in particolare si hanno :

1. accumulatori stazionari : a questa categoria appartengono gli accumulatori destinati ai sistemi fotovoltaici e a tutte le applicazioni di sicurezza e di emergenza. La principale caratteristica di questi elementi è l'affidabilità, ovvero la capacità di erogare energia in seguito a fluttuazioni, disturbi o completa mancanza di alimentazione. Le batterie stazionarie si differenziano tra di loro per le caratteristiche di scarica, per il comportamento al variare della temperatura e per il volume occupato.
2. accumulatori per trazione : sono gli accumulatori destinati alla propulsione di veicoli elettrici semoventi quali elettro - carri, trattori, carrelli industriali e locomotori il cui utilizzo è necessario ogni qualvolta l'ambiente di lavoro richiede l'uso di strumenti ed attrezzature particolarmente non inquinanti. Le caratteristiche principali di questo tipo di accumulatori sono costituite da un'elevata capacità di sovraccarico che consente elevate prestazioni di punta di breve durata e da un ridotto costo di ricarica, soprattutto quando questa viene effettuata nelle ore notturne.
3. accumulatori per avviamento : sono le comuni batterie installate sui veicoli e destinate appunto all'avviamento del motore a scoppio ed a tutti quei servizi ausiliari dove si richiede energia elettrica. Le caratteristiche specifiche di questo tipo di accumulatore sono essenzialmente l'affidabilità, l'alta potenza elettrica di avviamento a freddo, il peso e la durata.



## **2.2.5 Richieste specifiche delle batterie per i sistemi fotovoltaici**

### **2.2.6 Scelta del tipo di batteria**

Le batterie utilizzate nei sistemi fv hanno cicli di funzionamento abbastanza diversi da quelli richiesti alle batterie normali. La variazione stagionale del SOC è più accentuata di quella giornaliera. L'affidabilità e la durabilità dei sistemi fv, se ha un sistema di accumulo, dipende essenzialmente dalla scelta delle batterie, che se inadeguata può compromettere il funzionamento di tutto il sistema fv.

Esistono molti parametri a cui bisogna tenere conto nella scelta delle batterie, tra cui: la tensione richiesta dall'utente, il coefficiente di autoscarica, il costo per ogni Wh, la manutenzione ecc. Esistono diversi metodi con cui viene dimensionata una batteria, tutto dipende dalle caratteristiche del carico. Un metodo è quello di dimensionare le batterie in base ai giorni di autonomia, ossia si fa l'ipotesi che durante l'anno ci possano essere un certo numero di giorni senza sole in cui le batterie dovranno soddisfare il carico.

Le batterie al Pb-acido sono quelle comunemente più usate, in genere vengono utilizzate anche altri tipi di batterie: per es. alcaline, Nickel-cadmium.

### **2.2.7 Caratteristiche funzionali delle batterie**

Nel scegliere e/o dimensionare un accumulatore elettrochimico bisogna valutare i parametri che caratterizzano la capacità di accumulo. Qui di seguito riportiamo i parametri più importanti della batteria sono:

- **La capacità in Ah** : Capacità in A-h : è la quantità di corrente di scarica che l'accumulatore è in grado di fornire per un determinato intervallo di tempo (a temperatura fissa). Questa grandezza dipende da diversi fattori tra cui quelli più importanti sono : Regime di scarica, temperatura, spessore piastra, storia delle piastre, concentrazione elettrolita.
- **Capacità in W-h** : è l'integrale del prodotto tensione corrente ai capi dell'accumulatore dalla tensione a batterie completamente carica fino a raggiungere la tensione di cut-off. La relazione tra capacità di accumulo espressa come Ah e quella espressa in Wh è data :-

$$Wh = Ah \times V \times BF$$

Dove

Wh = capacità in Watt ore

Ah = capacità in Amper ore

BF = La frazione della batteria disponibile per l'utilizzo

In certi casi si utilizza il D.O.D. (Depth of discharge) ossia profondità di scarica che è un'altro modo di rappresentare lo stato di carica (SOC=100-DOD).

- **Tensione a circuito aperto (Voc):** è la tensione che si ha quando all'accumulatore non è applicato un carico, ossia la tensione a vuoto in certo istante. Essa decresce linearmente con decresce dello stato di carica (SOC).
- **Corrente di corto circuito (Icc):** è la massima corrente che si avrebbe cortocircuitando la batterie. Tale corrente dipende quindi dalla resistenza interna.
- **Resistenza interna (Ri) :** è la resistenza che provoca la caduta di tensione quando la batterie è attraversata da una corrente di scarica. La resistenza elettrica di un accumulatore al piombo, dipende essenzialmente dal tipo di isolamento interno e dallo stato di carica.
- **Stato di carica (SOC) :** è la quantità di energia che, in un determinato istante, una batterie contiene. In genere, si fa riferimento anche al rapporto tra l'energia che la batterie contiene in un certo istante e quella massima immagazinabile. Esso rappresenta uno dei parametri più importanti nella progettazione.
- **Tensione di gassificazione :** la tensione oltre il quale si ha lo sviluppo di gas nella batterie. In fase di carica, in genere, si sviluppa del gas quantificabile - 2 ml/Ah/elemento/mese a 25 °C alla tensione di mantenimento di 2,27 V/elemento. Essendo il gas sviluppato prevalentemente idrogeno, se ciò viene sviluppato in grande quantità, si ha il pericolo di esplosione in ambienti chiusi.
- **Coefficiente di autoscarica:** rappresenta la frazione del contenuto di carica che la batterie dissipa spontaneamente nell'unità di tempo. Il coefficiente di autoscarica, che deve essere indicato fra le specifiche della batteria, è tipicamente compreso fra 0.5 e 1% al giorno

## **Il comportamento della batterie**

### **Fase di scarica**

La tensione nominale di tutti gli accumulatori al piombo di qualsiasi tipo è stata fissa in 2 V/elemento. La tensione a riposo di un elemento carico va dai 2,04 V a 2,1 V a seconda del tipo di costruzione. Durante la scarica a corrente costante essa diminuisce continuamente tra il 10 ed il 100% di prelievo della capacità fino a raggiungere il valore di fine scarica. Se si interrompe la scarica, la tensione aumenta immediatamente, perché viene a mancare la caduta interna di tensione, e continua poi ad

aumentare lentamente, perché all'interno si ristabilisce l'equilibrio della densità dell'acido (fase di recupero).

La carica che può essere estratta da una batteria completamente carica dipende dalla corrente di scarica o, il che è equivalente, dal tempo di scarica. Quanto più breve è il tempo di scarica tanto più bassa è la tensione finale e le amperora estratte. L'efficienza di estrazione dell'energia è di poco inferiore al 90% per un tempo di scarica di 10 ore, ma scende a circa 50% per un tempo di scarica di 2 ore.

### **Fase di carica**

Dalla modalità con cui la carica della batteria viene eseguita, dipende non solo l'efficienza del processo di carica, ma anche il tempo di vita della batteria. Al fine di non danneggiare la batteria, è indispensabile che durante tutto il processo di carica la tensione della batteria si mantenga inferiore alla tensione di ebollizione (2,4 V/elemento). Perché ciò avvenga è necessario che la corrente deve seguire la legge dell'amperora, cioè la corrente di carica deve essere inferiore alla corrente nominale moltiplicata per la frazione che manca a raggiungere la piena carica:  $I \leq I_n (1-p)$ .

L'operazione di carica può essere effettuata essenzialmente in due modi:

1. carica in tempi lunghi con tensione di carica controllate e corrispondenti a quella di mantenimento e modeste correnti.
2. carica in tempi brevi con tensione di carica controllate fino a 2,4 V/elemento e correnti più elevate, dove è necessario ripristinare rapidamente velocemente lo stato di carica degli accumulatori.

Un valido compromesso fra le esigenze di ricarica rapida e quello di non compromettere l'affidabilità dell'accumulatore è il metodo IU. Con questo metodo la ricarica inizia in una prima fase con corrente costante di valore massimo stabilito, prosegue in una seconda fase con questo valore di tensione mantenuto costante e con corrente conseguentemente decrescente fino ad un valore minimo prestabilito. Raggiunto questo valore minimo di corrente, la tensione viene abbassata alla tensione di conservazione.

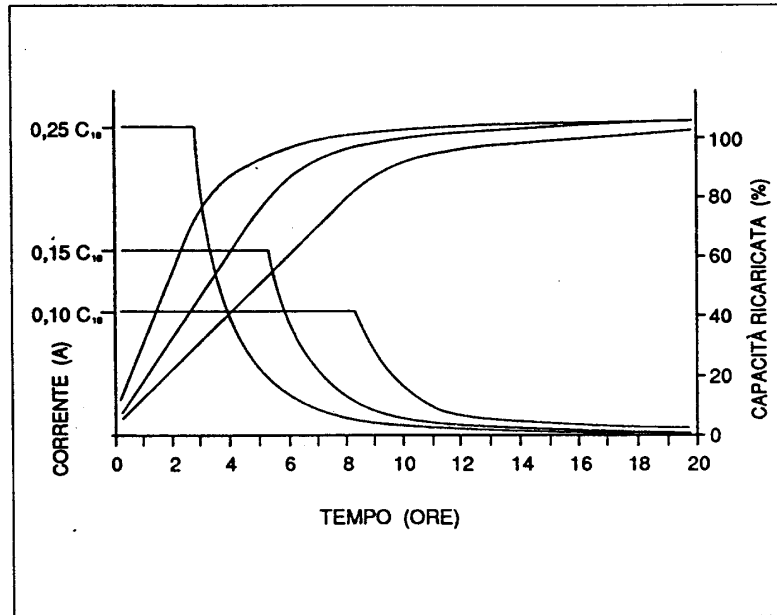


Fig. 5

### 2.2.8 Modello batterie ( per simulazione)

Attualmente i modelli matematici proposti per rappresentare il comportamento di una batteria sono ancora ad uno stadio sperimentali, quindi bisogna fare molta attenzione nell'utilizzarli.

In questo paragrafo riportiamo delle formule empiriche proposte dalle case costruttrici che comunque serviranno come modelli indicativi del comportamento di un batteria.

Fissate le caratteristiche della batteria (geometria degli elettrodi, densità dell'elettrolita, temperatura), le curve V-I caratteristica di ogni cella risultano indipendenti dalla sua capacità purchè al posto della corrente si usi la frazione di corrente nominale  $f=I/I_n$  ed al posto della carica Q la frazione di carica  $p=Q/C$ . Queste curve universali sono abbastanza simili per tutte le batterie al piombo - acido, e non si differenziano di molto fra le varie case costruttrici. Analiticamente sono espresse così:

$$\text{Carica: } \begin{aligned} V &= V_{oc} + \alpha p + (b + \beta p)f & p < 0.75 \\ V &= V_{oc} + \alpha p + \delta(p - 0.7)f & p > 0.75 \end{aligned}$$

$$\text{Scarica: } V = V_{os} + \alpha p - (\epsilon - \eta p)f$$

dove :  $V_{oc}=2.05$  volt,  $\alpha=0.1$  volt,  $\beta=0.25$  volt,  $\gamma=1$  volt,  $\delta= 20$  volt,  $V_{os}=2.02$  volt,  $\epsilon=0.48$  volt,  $\eta=0.22$  volt.

Un altro aspetto è quello del flusso di energia entrante o uscente dalla batteria. Quando la batterie è collegata ad un sistema che la sotto pone cicliche fasi di carica e scarica, il contenuto di energia della batteria può essere calcolato utilizzando la seguente equazione:

$$SOC(t + dt) = SOC(t)(1 - D_s dt) + K_1 (V_b I_b - R_b I_b^2) dt$$

dove  $SOC(t)$  e  $SOC(t+dt)$  (Wh) sono i contenuti di energia della batteria agli istante  $t$  e  $t+dt$  rispettivamente,  $D_s$  (W/h) è il coefficiente di autoscarica,  $K_1$  è il rendimento globale delle fasi di carica - scarica,  $R_b$  è la resistenza interna della batteria. La tensione e la resistenza vengono aggiornate dopo ogni intervallo di tempo  $dt$  secondo le seguenti equazioni:

$$R_2 = \frac{SOC_b}{SOC \max}$$
$$V_{ch} = 2 + 0.148R_2$$
$$V_{dch} = 1.926 + 0.124R_2$$
$$R_{ch} = \frac{0.758 + 0.1309(1.06 - R_2)^{-1}}{SOC \max}$$
$$R_{dch} = \frac{0.19 + 0.1037(R_2 - 0.14)^{-1}}{SOC \max}$$

dove  $V_{ch}$  (V) e  $V_{dch}$  (V) sono la tensione di carica e scarica della batteria,  $R_{ch}$  ( $\Omega$ ) e  $R_{dch}$  ( $\Omega$ ) sono la resistenza interna di carica e di scarica.  $SOC_{max}$  (Wh) è l'energia massima che la batteria riesce ad accumulare.

### 2.3 Condizionamento della potenza

I sistemi di condizionamento della potenza sono dispositivi che fungono da interfaccia tra carico e pannelli ed hanno come obiettivo quello di adattare nel migliore dei modi le due caratteristiche, carico - generatore. Essi si rendono necessari per i seguenti motivi :

- L'intersezione delle caratteristiche carico - generatore (punto di lavoro) non sempre avviene nella zona di massima potenza. Quindi il sistema di conversione non è in grado di utilizzare tutta la potenza disponibile.
- Per motivi di standardizzazione o di affidabilità o di reperibilità commerciale del dispositivo finale (utente), può rendersi necessario la conversione in alternata dell'energia uscente dai pannelli.

Esistono vari metodi con cui si condiziona la potenza uscente da un campo fotovoltaico, tra cui i più utilizzati sono:

- **Convertitore DC-DC** : sono dei dispositivi capaci di convertire una potenza elettrica in ingresso , $P_1=V_1 \times I_1$  in un'altra  $P_2=V_2 \times I_2$  secondo un certo rendimento  $h=P_2/P_1$ . Essi vengono utilizzati per adattare carico e generatore, quando questi presentano tensioni e correnti diverse.
- **Convertitore DC-AC (inverters)**: Gli inverters sono dei dispositivi statici capaci di convertire una potenza elettrica continua in alternata, per esempio 12 Vdc in 220 Vac. Tale conversione avviene con rendimenti abbastanza elevati  $> 85\%$ , quando la potenza di lavoro è compresa fra il 50%-100% della potenza nominale. L'utilizzo degli inverters è indispensabile quando si ha a che fare con carichi che richiedono una potenza elettrica in alternata - per es. quasi tutte le utenze domestiche. Uno dei problemi che si hanno con gli inverters è quello della potenza uscente che oltre alla armonica fondamentale contiene una notevole percentuale di armoniche superiori. Per certi utenti tale fenomeno deve essere eliminato con filtri che quindi abbassano ulteriormente il rendimento di conversione. In generale, nel scegliere la configurazione di un impianto fv, si deve cercare di evitare l'utilizzo dell'inverter, quando questo è possibile, viceversa, nel caso in cui si renda insostituibile, si deve cercare di farlo funzionale alla sua potenza massima.
- **Inseguitore del punto di massima potenza (MPPT)** : in modo molto semplice, può essere definito come un trasformatore dc-dc a rapporto variabile. Il rapporto di trasformazione è stabilito, istante per istante, da una logica di controllo la quale in base alla tensione d'uscita cerca di mantenere la tensione d'ingresso uguale a quella di massima potenza del campo fotovoltaico. L'MPPT è composto da due parti che svolgono diverse funzioni:
  1. Il convertitore DC-DC con un rapporto variabile (in salita o in discesa);
  2. La logica di aggiustamento, che mantiene il rapporto di trasformazione al valore di massima potenza. Esso ha la funzione di ricerca automatica del rapporto di trasformazione che meglio adatta il campo fv al carico, massimizzando così la potenza trasferita.

Un importante aspetto riguarda la convenienza di inserire nell'impianto un blocco MPPT. L'aumento di potenza che si ha nel caso di utilizzo di un MPPT dipende da vari fattori: clima, utenze ecc. La scelta di utilizzare un MPPT si deve basare su una analisi che va ad esaminare il bilancio globale di vari parametri, tra cui: il guadagno di energia, il rendimento annuale, il costo del sistema ecc.