

## ■ 2 Gli impianti fotovoltaici

### 2.1 Il sistema fotovoltaico

I moduli fotovoltaici, connessi tra loro in serie e/o in parallelo a seconda dei valori di intensità e di tensione desiderati, compongono il generatore fotovoltaico. Più precisamente si può individuare una configurazione impiantistica tipo, organizzata per sottoinsiemi omogenei. Più moduli vengono collegati elettricamente in serie realizzando la cosiddetta stringa, che, a sua volta, viene collegata in parallelo con altre analoghe. L'aggregazione delle diverse stringhe costituisce il campo fotovoltaico, sinonimo del generatore.

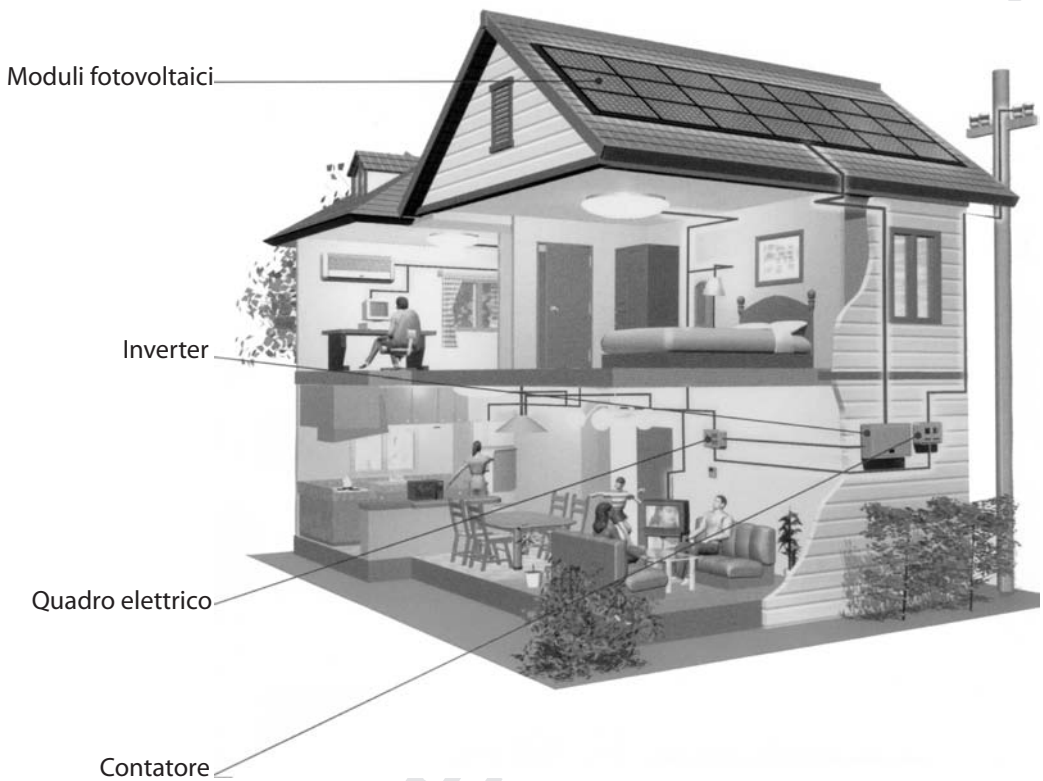
Il solo insieme dei moduli, tuttavia, non è sufficiente per approvvigionare l'utenza servita di energia elettrica, nei tempi e nei modi da essa richiesti. I pannelli, infatti, devono essere inseriti all'interno di un sistema articolato, composto dall'integrazione di vari dispositivi, capaci di agevolare e regolarizzare, per quanto possibile, lo sfruttamento della fonte solare.

Comunemente si usa parlare di impianto o sistema fotovoltaico, inteso come il complesso di tutti gli elementi anche non strettamente fotovoltaici che consentono la conversione in elettricità della radiazione solare. Oltre ai pannelli solari, dunque, rientrano in questo concetto le apparecchiature di regolazione, controllo ed, eventualmente, di stoccaggio dell'energia prodotta, i terminali, i cablaggi e le strutture di sostegno. A titolo esplicativo si riporta la definizione fornita da ENEL in proposito:

*"Il sistema fotovoltaico è un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che concorrono a captare e trasformare l'energia solare disponibile, rendendola utilizzabile dall'utenza sotto forma di energia elettrica"*<sup>1</sup>. In generale, il parametro principale atto a qualificare un impianto fotovoltaico è rappresentato dalla sua potenza nominale, o potenza di picco, intesa come la potenza che il sistema sarebbe in grado di generare nelle condizioni standard di riferimento (cioè in STC), in maniera del tutto analoga a quanto detto per la singola cella o il singolo modulo.

La potenza nominale (o di picco) dell'impianto è data dalla somma delle potenze nominali dei moduli che lo compongono, e cioè:

<sup>1</sup> ENEL, *L'energia fotovoltaica*, 1992.



**Figura 2.1** Impianto fotovoltaico domestico (Fonte: Sharp).

$$P_{PV} = \sum P_{\text{mod}}$$

dove:

$P_{PV}$  esprime la potenza nominale complessiva dell'intero impianto fotovoltaico<sup>2</sup> [ $\text{kW}_p$ ];

$P_{\text{mod}}$  rappresenta la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico [ $\text{W}_p$ ].

Per definire la potenza nominale dell'intero impianto fotovoltaico si può anche procedere analogamente a quanto visto precedentemente per la singola cella o il singolo modulo, e cioè:

$$P_{PV} = \eta_{\text{mod}} \times A_{PV} \times I_{\text{STC}}$$

<sup>2</sup> Si noti l'impiego della sigla PV (dall'inglese *photovoltaic*), che, in questa pubblicazione, per il carattere internazionale degli argomenti trattati, è stata preferita a FV, comunemente utilizzata nel nostro Paese.

in cui:

$\eta_{\text{mod}}$  rappresenta l'efficienza nominale del singolo modulo;

$A_{\text{PV}}$  esprime l'area occupata dall'insieme dei moduli che compongono il generatore [ $\text{m}^2$ ];

$I_{\text{STC}}$  rappresenta l'irradianza nelle condizioni standard di riferimento, pari a  $1 \text{ kW/m}^2$ .

La formula è rigorosamente valida solo nel caso di utilizzo di moduli dotati delle medesime caratteristiche, in caso contrario (impiego concomitante di differenti tipologie di pannelli fotovoltaici) si deve considerare la scomposizione in gruppi omogenei e sommarne le potenze relative.

Poiché per definizione si ha sempre  $I_{\text{STC}} = 1 \text{ kW/m}^2$ , ai fini pratici l'espressione precedente può essere così modificata:

$$P_{\text{PV}} = \eta_{\text{mod}} \times A_{\text{PV}}$$

Va ricordato che il rendimento complessivo dell'intero impianto ( $\eta_{\text{PV}}$ ) è inferiore a quello del solo generatore, a causa delle perdite di varia natura che si verificano nei diversi componenti. Dati e parametri dettagliati circa la produttività dei sistemi nei differenti contesti di utilizzo, così come pure l'analisi particolareggiata dei vari subsistemi e delle relative prestazioni verranno, comunque, illustrati e approfonditi nei paragrafi successivi.

## 2.2 Principali tipologie impiantistiche

La configurazione di un sistema fotovoltaico varia a seconda delle differenti condizioni di applicazione e di utilizzo, tuttavia se ne può delineare una schematizzazione generica onnicomprensiva: il generatore, o campo fotovoltaico, produce energia elettrica in corrente continua e la convoglia verso il carico. Quest'ultimo può essere rappresentato da un'utenza in corrente continua, da un'utenza in corrente alternata (per cui l'energia deve prima essere convertita), da una batteria che alimenta a sua volta un carico (in continua o in alternata), dalla rete pubblica.

La flessibilità applicativa della tecnologia fotovoltaica si traduce in molteplici soluzioni impiantistiche, cosicché, oltre all'alimentazione di piccoli apparecchi con fabbisogno di alcuni milliwatt, si possono riscontrare impianti da pochi watt utilizzati per l'alimentazione di dispositivi di vario genere (parchimetri, orologi stradali, lampioni ecc.), installazioni della potenza di alcuni chilowatt (taglia tipica delle applicazioni in edilizia), oppure, ancora, grandi centrali che possono raggiungere anche alcuni megawatt di potenza.

Nonostante questa varietà, è comunque possibile individuare per i sistemi fotovoltaici alcune tipologie fondamentali, cui fanno capo, con aggiustamenti più o meno marcati, tutte le realizzazioni possibili. Queste categorie vengono descritte brevemente nei paragrafi successivi.

### 2.2.1 Sistemi isolati

Un settore in cui l'impiego della tecnologia fotovoltaica è già attualmente competitivo, anche senza il supporto di incentivi e finanziamenti, è rappresentato dall'alimentazione di utenze isolate, non servite dalla rete elettrica. In molti casi si tratta di insediamenti di dimensioni medio-piccole, situati in luoghi difficilmente accessibili. Ciò significa che l'attivazione di un servizio elettrico convenzionale, realizzato portando fisicamente sul posto i cavi di collegamento a una centrale remota, potrebbe richiedere costi estremamente elevati e difficilmente ammortizzabili. In alternativa, l'installazione di un sistema fotovoltaico di taglia adeguata si rivela spesso una soluzione pratica ed efficace.

I sistemi isolati, o *stand alone*, vengono dunque posti a servizio di utenze che fanno dipendere in maniera significativa dalla fonte solare il proprio approvvigionamento di elettricità. Naturalmente è necessario assicurare la continuità dell'ali-



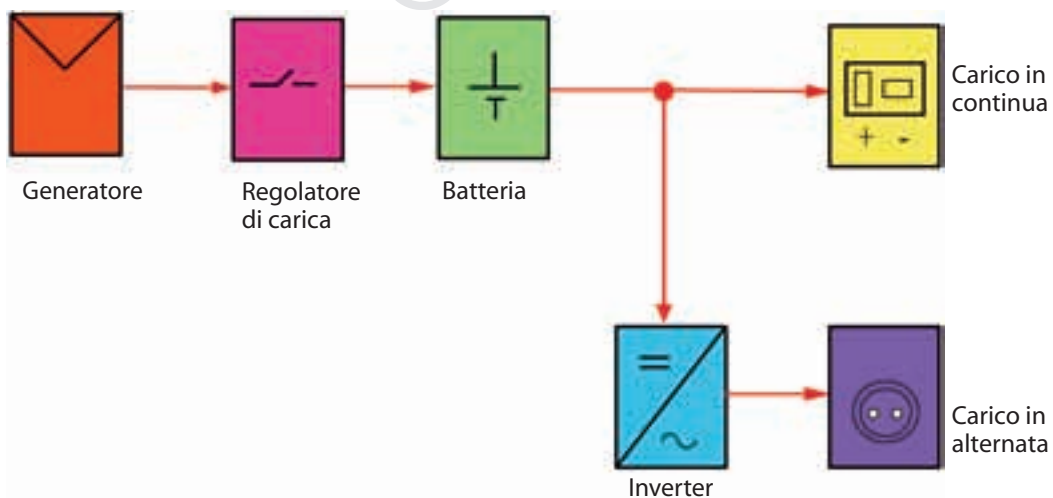
**Figura 2.2** Impianto *stand alone* per l'alimentazione di un utenza isolata (fonte: Anit).

mentazione, anche nei momenti in cui l'insolazione risulta insufficiente. A questo scopo, l'impianto viene integrato con un sistema di stoccaggio dell'energia elettrica, costituito generalmente da un banco di batterie ricaricabili. Il generatore fotovoltaico viene dimensionato in modo da svolgere, nei periodi di buona disponibilità della radiazione solare, una doppia funzione, e cioè l'alimentazione dell'utenza collegata e, contemporaneamente, la ricarica degli accumulatori. Per maggior precisione, bisogna dire che tutta l'energia prodotta per conversione fotovoltaica dal generatore viene dapprima inviata al dispositivo di accumulo, che l'immagazzina o la rende fruibile da parte dell'utenza, a seconda delle particolari condizioni operative (energia prodotta, carico collegato ecc.). Nel secondo caso, l'accumulo provvede a regolarizzare l'energia fornita all'utenza, svincolandola dalla variabilità connessa alle mutevoli condizioni meteorologiche.

Le batterie, a loro volta, devono essere dimensionate in modo da poter garantire un'autonomia di funzionamento di alcuni giorni. È, infatti, prudente prevedere anche la possibilità che, in presenza di situazioni climatiche particolarmente avverse, possa venir meno per un periodo prolungato un sufficiente irraggiamento solare.

Sulla base delle considerazioni appena fatte, per ulteriore sicurezza, molto spesso si integra il sistema isolato con un gruppo elettrogeno di tipo tradizionale (di solito un generatore diesel), da usare in caso di emergenza.

Apparecchiature aggiuntive necessarie in questo tipo di sistemi sono il regolatore di carica, utile per evitare danneggiamenti o il rapido deterioramento delle batterie, e l'inverter, che trasforma l'energia elettrica in uscita dagli accumulatori da continua in alternata prima di inviarla al carico. In alcuni casi, è possibile anche



**Figura 2.3** Schema di un sistema fotovoltaico isolato.

adottare apparecchi di consumo specifici per l'alimentazione in continua. A questo scopo è consigliabile utilizzare lampade, televisori, forni o altri piccoli elettrodomestici appositamente progettati e realizzati per applicazioni particolari (camper, imbarcazioni ecc.). L'eventuale maggior costo rispetto a prodotti tradizionali consentirebbe, comunque, un certo risparmio dovuto alla mancata installazione dell'inverter (che diverrebbe inutile) e all'eliminazione delle perdite di conversione associate al suo impiego.

### 2.2.2 Sistemi connessi alla rete

Ai fini dell'efficienza complessiva, i sistemi isolati devono denunciare certe limitazioni, dovute principalmente alle perdite nei processi di carica e scarica delle batterie. L'impiego di questi dispositivi, inoltre, influisce significativamente sui costi e implica l'utilizzo di spazi o locali appositi. Per questo motivo, dove invece la rete è presente, si preferisce evitare l'accumulo e usare la rete stessa come elemento tampone, in grado sia di fornire l'energia elettrica necessaria nei periodi di scarsa disponibilità di irraggiamento solare, che di raccogliere quella in eccesso nei periodi di sovrapproduzione. Si parla, allora, di sistemi connessi alla rete o *grid connected*.



**Figura 2.4** Impianto *grid connected* per l'alimentazione di un'utenza urbana.

Naturalmente, rispetto alla tipologia precedente, le considerazioni che stanno a monte della realizzazione dell'impianto sono decisamente differenti: nell'installazione *stand alone* il fotovoltaico rappresenta quasi una scelta obbligata, associata a un notevole risparmio economico, mentre nel caso di connessione alla rete attualmente si operano più che altro scelte legate alla sostenibilità ambientale oppure di carattere dimostrativo e sperimentale.

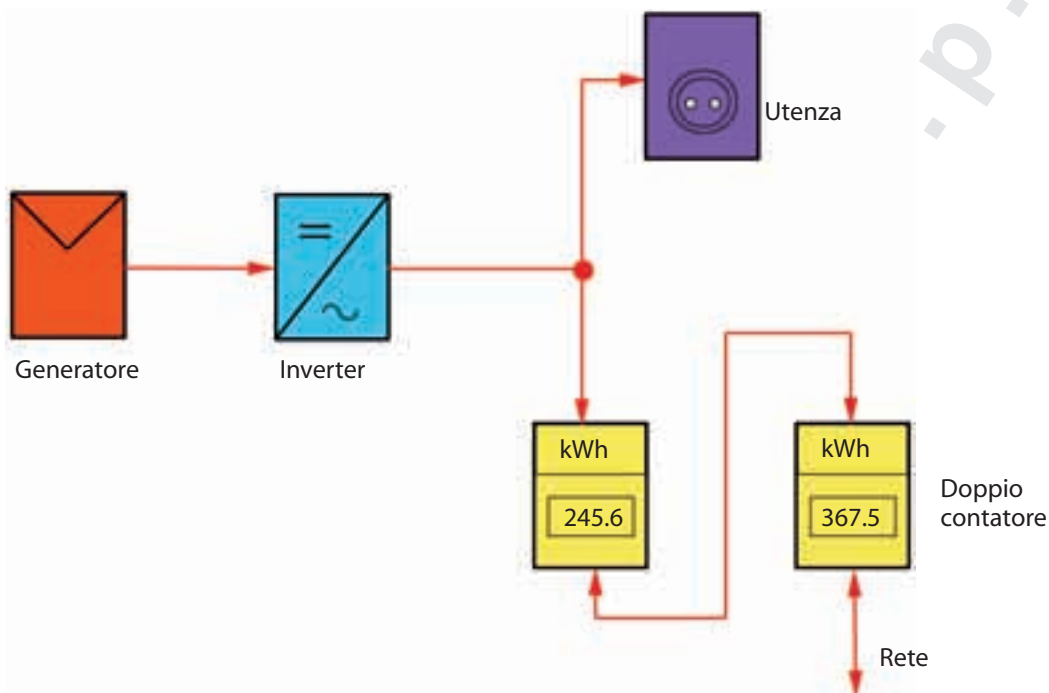
Nella prospettiva di uno sviluppo continuo della ricerca e del mercato, tuttavia, nell'arco di pochi anni l'elettricità prodotta da fonte solare potrebbe diventare una risorsa strategica anche e soprattutto in sostituzione (o perlomeno a integrazione) di quelle convenzionali a livello urbano. Nella riqualificazione energetico-ambientale del costruito, allora, saranno proprio gli impianti capaci di interagire con le reti esistenti a costituire la maggioranza delle realizzazioni.

A questo punto della trattazione, appare utile fornire un breve approfondimento. Generalmente, soprattutto per quanto riguarda i Paesi Industrializzati, la fornitura di elettricità agli utenti ha caratteristiche piuttosto omogenee. La generazione avviene in centrali di grossa taglia (in Italia soprattutto termoelettriche), che sono connesse a un sistema di trasmissione ad alto voltaggio, collegate a delle sottostazioni, che alimentano a loro volta reti locali di distribuzione a media tensione, collegate agli utenti finali in bassa tensione. Di regola si tratta di corrente alternata trifase, con frequenza variabile tra 50 e 60 Hz, trasmissione con voltaggio tra 400 e 800 kV, distribuzione a una tensione variabile da 11 a 132 kV e utenze con voltaggio di 110-240 V.

Il fotovoltaico può essere integrato nella struttura appena descritta, in veste di sistema di generazione complementare distribuita, allo scopo di rinforzare la rete esistente e, fattore non meno rilevante, di alleviare l'impatto ambientale connesso all'utilizzo di questa. La maggior parte degli impianti solari (la cui taglia oscilla di solito tra 1 e 100 kW<sub>p</sub>) viene comunemente collegata alla rete di distribuzione, le cui caratteristiche si rivelano adeguate per l'interconnessione.

Un compito piuttosto importante che può essere svolto tramite impianti fotovoltaici sparsi sul territorio è, per esempio, il cosiddetto *peak shaving*, e cioè la capacità di soddisfare picchi sporadici nella domanda di energia, che si verificano in determinati periodi (come nei mesi più caldi per l'elevato e diffuso utilizzo di impianti di condizionamento). In questo caso, ricorrere alla fonte solare può risultare più conveniente del potenziamento della rete, che nei periodi di normale consumo risulterebbe sovradimensionata.

I sistemi connessi alla rete, non necessitando di batterie di accumulo, sono piuttosto semplici: l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici, dopo essere stata convertita da continua in alternata tramite un inverter, viene consumata dall'utenza collegata oppure viene immessa direttamente nella rete, mentre un dop-



**Figura 2.5** Schema di un sistema fotovoltaico connesso alla rete.

pio contatore registra il rapporto tra energia ceduta alla rete ed energia prelevata da essa.

Nella progettazione e realizzazione di questo tipo di sistemi bisogna, ovviamente, soddisfare i requisiti stabiliti dalla società elettrica distributrice locale, in termini di tipo di collegamento, sicurezza e modalità di fornitura dell'energia. È bene conoscere, inoltre, la relazione intercorrente tra il valore a cui viene remunerata l'energia fotovoltaica ceduta alla rete e il costo dell'energia prelevata da essa: in alcuni Paesi il primo è più alto del secondo, in altri sono pari, in altri ancora la differenza è a svantaggio del fotovoltaico.

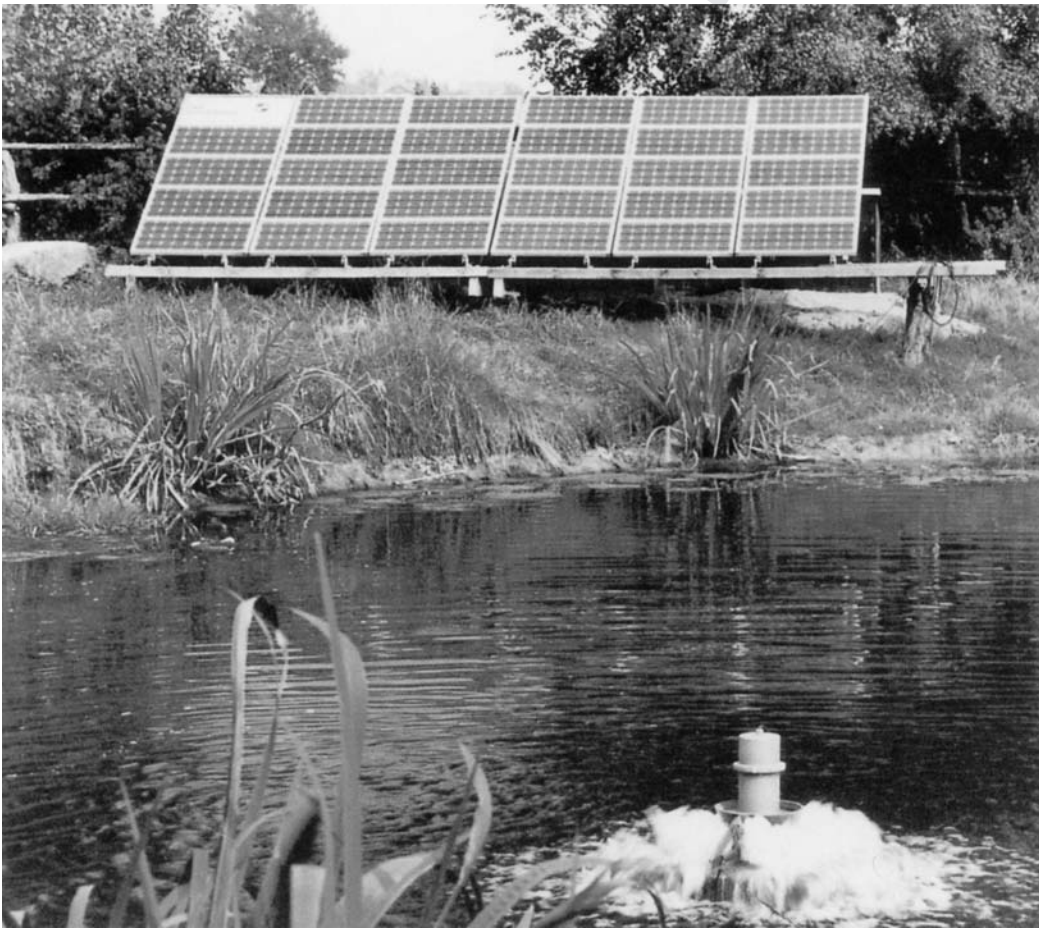
In Italia, per esempio, in concomitanza con l'avvio del Programma Tetti Fotovoltaici (2001), si è convenuto che l'energia fotovoltaica prodotta in eccesso da impianti di proprietà di privati e immessa nella rete, venga valutata allo stesso prezzo di quella prelevata, sotto forma di conguaglio annuale nella bolletta. Ciò vuol dire che l'utente paga unicamente la differenza tra energia convenzionale consumata ed energia fotovoltaica in surplus inviata alla rete.

La seconda, a ogni modo, non può superare la prima, il che vuol dire che l'energia autoprodotta non può essere superiore al fabbisogno del possessore dell'impianto.

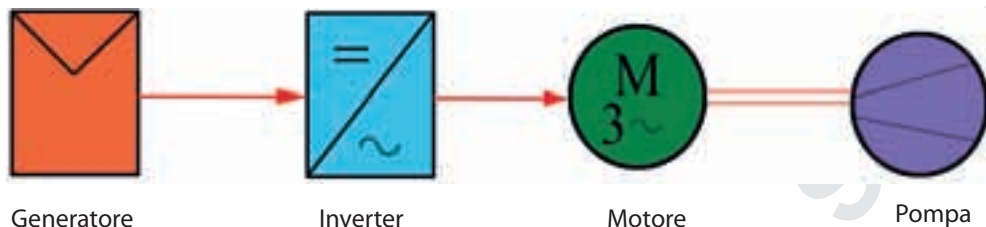
### 2.2.3 Sistemi a utilizzo diretto

In alcuni casi, peraltro piuttosto rari, il carico elettrico dipende totalmente dalla produzione di energia fotovoltaica. Si parla allora di sistemi a utilizzo diretto, caratterizzati da una configurazione piuttosto elementare, in cui sono assenti tanto sistemi di stoccaggio o smaltimento della produzione in eccesso, quanto sistemi ausiliari di integrazione del fabbisogno.

Questo tipo di applicazione può essere impiegata quando i tempi delle necessità di utilizzo di corrente elettrica non sono cruciali oppure presentano un marcato parallelismo con la disponibilità di radiazione solare nel sito in oggetto. Esempi caratteristici possono essere individuati in elettropompe per l'irrigazione di orti e giardini, oppure in apparecchi ventilatori che realizzano la convezione forzata in collettori solari termici.



**Figura 2.6** Impianto a utilizzo diretto. (Fonte: Siemens Solar).



**Figura 2.7** Schema di un sistema fotovoltaico a utilizzo diretto.

## 2.3 Componentistica degli impianti

Nella classificazione degli elementi costitutivi di un impianto fotovoltaico, è possibile operare una prima suddivisione sommaria in due categorie principali, rappresentate dai moduli fotovoltaici da una parte e da tutta la componentistica non fotovoltaica dall'altra. Quest'ultimo raggruppamento viene comunemente definito BOS (*balance of system*) ed è composto da cavi e quadri elettrici, inverter, batterie di accumulo e regolatori di carica, ma anche dalle strutture di sostegno e di ancoraggio.

Scendendo maggiormente nel dettaglio, si possono analizzare sinteticamente i singoli subsistemi. Se ne fornisce di seguito una breve descrizione, corredata dall'indicazione delle principali caratteristiche.

### 2.3.1 Il generatore

Il cuore del sistema è rappresentato dal generatore, o campo fotovoltaico. Esso è costituito dall'insieme dei moduli che convertono in energia elettrica la radiazione solare intercettata, sotto forma di corrente continua.

Analogamente a quanto detto per cella e modulo, le caratteristiche del generatore si possono definire attraverso due parametri elettrici principali: la potenza nominale,  $P_{PV}$  oppure  $P_n$ , già illustrata in precedenza, e cioè la potenza erogata in condizioni standard dall'insieme dei pannelli interconnessi tra loro, e la tensione nominale  $V_n$ , cioè la tensione alla quale viene erogata la potenza nominale. La scelta del valore di  $V_n$  condiziona in maniera significativa la configurazione dell'impianto, che per tensioni di esercizio basse (cui sono associate alte intensità di corrente) necessita di una maggiore sezione dei cavi e di organi di manovra più costosi, mentre per tensioni elevate deve prevedere dispositivi di protezione più dispendiosi. Bisogna comunque rilevare come, in genere, le installazioni fotovoltaiche siano caratterizzate da voltaggi contenuti (da meno di cinquanta ad alcune centinaia di volt).

I valori desiderati di potenza e tensione si ottengono a seconda del numero e delle modalità di collegamento serie-parallelo dei moduli fotovoltaici.



**Figura 2.8** Esempi di generatori fotovoltaici.

La configurazione tipica del generatore si basa sul collegamento in parallelo di stringhe di moduli, ottenute mettendo in serie un numero opportuno di moduli o di gruppi di moduli connessi in parallelo tra loro. Il collegamento in serie all'interno delle stringhe fornisce il valore voluto di tensione, a seconda del numero dei moduli impiegati, mentre il numero di stringhe collegate in parallelo determina la corrente di lavoro. La combinazione di questi due parametri, infine, individua la potenza complessiva del campo (ricordiamo la relazione  $P = V \times I$ ). Si noti che, generalmente, il parallelo delle stringhe viene realizzato all'interno dell'inverter.

Nella progettazione del sistema bisogna prestare particolare attenzione all'effetto di *mismatch*, cioè di non perfetto accoppiamento, dovuto alla disomogeneità delle caratteristiche elettriche nei pannelli. In una serie di moduli, infatti, la corrente è limitata dal modulo che eroga l'ampereaggio più basso, mentre in un parallelo è il voltaggio a essere limitato dal modulo che ha la tensione di lavoro minore. Tale fenomeno può arrivare a provocare perdite dell'ordine del 5-10% della potenza nominale, che possono, tuttavia, essere sensibilmente ridotte studiando un'opportuna e specifica configurazione serie-parallelo del campo.

Scendendo nel dettaglio si vuole evidenziare come, oltre che dai pannelli, il generatore sia costituito da una serie di subcomponenti, che, sebbene secondari, sono indispensabili per il suo corretto funzionamento.

**Cablaggi** • Connettono tra loro le varie parti dell'impianto. Poiché quest'ultimo è pensato e progettato per operare in ambiente esterno nell'arco di un ciclo di vita stimato intorno ai 25 anni, i cavi devono essere adeguati a resistere a sollecitazioni quali la prolungata esposizione all'azione dei raggi ultravioletti, sbalzi di temperatura, umidità, gelo ecc. In particolare, il retro dei moduli, dove spesso vengono fatti passare i collegamenti, può raggiungere temperature piuttosto elevate (fino a 50 °C sopra la temperatura dell'ambiente esterno), che potrebbero danneggiare le guarnizioni.

Nella maggior parte dei casi, i cavi sono dunque dotati di un doppio isolamento, che oltre a evitare problemi di fughe di corrente e contatti diretti e indiretti, deve essere resistente nel tempo all'azione dei raggi UV e degli altri agenti atmosferici.

**Connessioni** • Per le varie connessioni elettriche che si riscontrano nel generatore, vale quanto appena detto per i cablaggi: esse devono essere progettate, cioè, in previsione del loro utilizzo prolungato in ambiente esterno. Generalmente sono protette dalle scatole di giunzione dei moduli oppure vengono realizzate tramite connettori stagni.

Le connessioni, inoltre, devono consentire un'agevole e rapida manutenzione dei dispositivi e, quando necessario, l'asportazione e la sostituzione dei moduli.

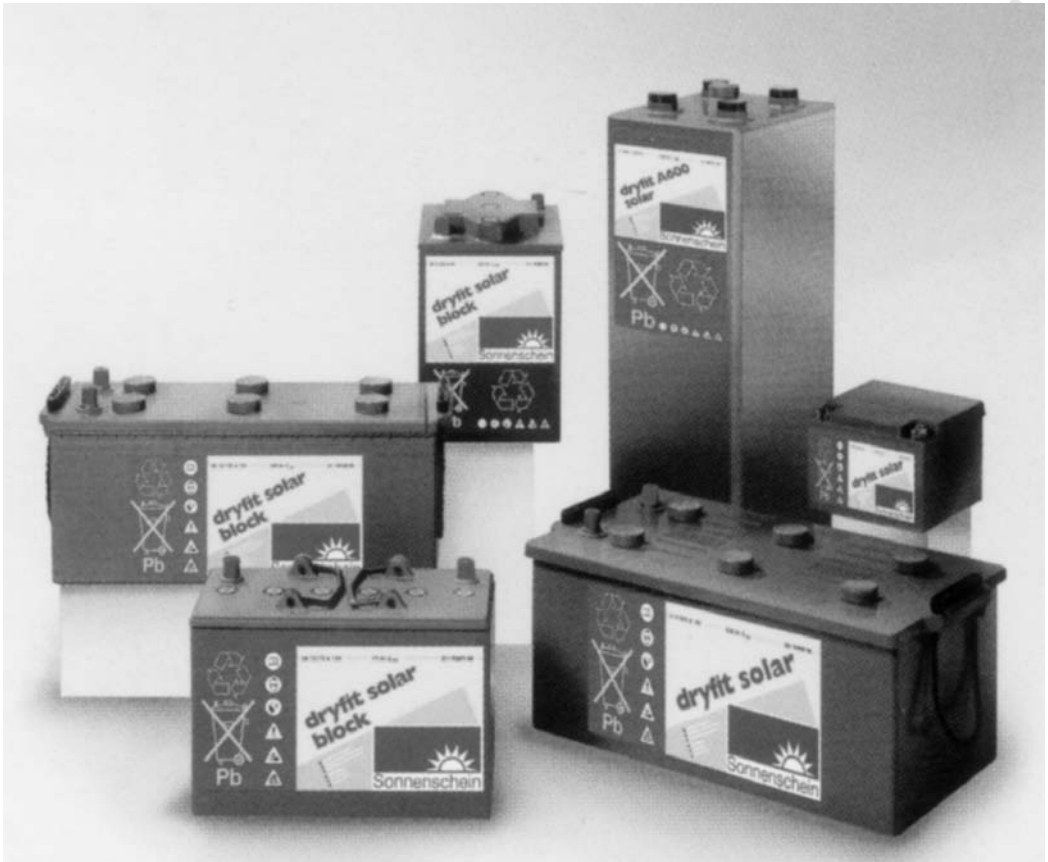
**Diodi** • Durante il periodo di funzionamento del generatore, possono presentarsi particolari situazioni che deviano le condizioni operative da quelle normali, con pericolo di danneggiamento delle apparecchiature. In particolare, una cella connessa in serie ad altre, se smette di lavorare nelle normali condizioni operative (per esempio, perché ombreggiata), con conseguente diminuzione della corrente prodotta, può dar vita al cosiddetto effetto *hot spot*. In pratica la cella, anziché come un generatore, si comporta come un carico, surriscaldandosi. Questa eventualità implica due conseguenze: innanzitutto l'intera serie viene condizionata dall'intensità di corrente più bassa (e cioè da quella generata dalla cella in questione) con conseguente riduzione dell'efficienza complessiva di tutto l'impianto, in secondo luogo l'aumento di temperatura cui si è accennato può arrivare a rendere inservibile la cella, e quindi l'intero modulo.

Alcuni diodi inseriti nell'impianto servono a evitare questi e altri inconvenienti. In particolare, si possono impiegare diodi di blocco per impedire che una stringa, che per un qualsiasi motivo (ombreggiamento, guasto ecc.) non raggiunga la tensione di lavoro, venga danneggiata seriamente dall'attraversamento della corrente prodotta dalle altre. Diodi di questo tipo vengono impiegati anche per evitare che, in impianti connessi ad accumulatori, durante le ore notturne si inverta il normale flusso di corrente, provocando un ritorno dalle batterie ai moduli.

Molto spesso, per stringhe caratterizzate da valori di  $V_{oc}$  superiori a 30 V, si adottano anche dei diodi di by pass, che servono a disconnettere un modulo o una parte di esso in caso di malfunzionamento, creando un percorso alternativo per la corrente elettrica.

**Dispositivi di sicurezza** • Oltre a quelli appena citati, possono verificarsi, anche se con minore frequenza, altri inconvenienti capaci di causare seri danni. Si possono, infatti, generare sovracorrenti, fughe di corrente, tensioni transitorie associate a scariche per fulminazione. Si deve, allora, prevedere l'inserimento nel generatore di dispositivi di sicurezza (scaricatori di sovratensioni e varistori di protezione) capaci di proteggere sia i moduli che le apparecchiature elettroniche del controllo di potenza.

**Sezionatore di circuito** • Poiché il funzionamento del generatore fotovoltaico dipende, più che altro, dalle condizioni atmosferiche, bisogna tenere presente che si tratta di un dispositivo elettrico particolare, che non può essere disattivato a comando. Per questo motivo si devono prevedere dei dispositivi che consentano di disconnetterlo dal carico, dalle batterie o dalla rete. Si inserisce, dun-



**Figura 2.9** Batterie per sistemi fotovoltaici (fonte: Uflex Trade).

que, nell'impianto un sezionatore di circuito, collocato tra il generatore e l'inverter o il regolatore di carica, apparecchiature che verranno illustrate nel seguito.

### 2.3.2 Gli accumulatori

Sempre presenti nei sistemi isolati, gli accumulatori sono invece assenti, come si è detto, in quelli connessi alla rete. Bisogna, infatti, evidenziare come il loro impiego influisca significativamente sui costi complessivi, e venga, dunque, evitato ove possibile.

Negli impianti fotovoltaici, quando siano richieste, si utilizzano speciali batterie elettrochimiche di tipo stazionario, di solito al piombo-acido o più raramente al nichel-cadmio. Per installazioni di ridotte dimensioni e non particolarmente sofisticate (per esempio, piccole installazioni in corrente continua) spesso si ricorre a batterie derivate dall'industria automobilistica, che, benché dotate di

una scarsa efficienza in relazione a un loro impiego in campo fotovoltaico, hanno il vantaggio di essere economiche e facilmente reperibili.

La presenza del sistema di stoccaggio dell'energia consente di coprire, qualora si presentino, punte di carico anomale rispetto alle normali condizioni operative. In determinati casi, questo può rivelarsi un notevole vantaggio economico, visto che l'unica alternativa potrebbe essere quella di un sovradimensionamento del generatore fotovoltaico, con conseguenti ripercussioni negative sull'economicità dell'intero sistema.

La funzione principale, comunque, è ovviamente quella di garantire la continuità temporale dell'approvvigionamento di corrente elettrica, soprattutto nel caso di assenza o limitata disponibilità di radiazione solare, oppure ancora di malfunzionamento del generatore.

Le batterie, inoltre, possono anche servire a stabilizzare la tensione in uscita del generatore fotovoltaico. Nel caso di piccoli impianti, questa proprietà viene sfruttata per eliminare il sistema di condizionamento della potenza, cioè l'insieme delle apparecchiature necessarie ad adattare la corrente elettrica prodotta alle condizioni qualitative e quantitative richieste dall'utenza.

Le principali caratteristiche che definiscono la qualità di un accumulatore sono:

- la capacità, espressa in wattora oppure in amperora [Wh, Ah];
- la tensione nominale [ $V_{cc}$ ];
- la tensione massima di carica [ $V_{cc}$ ];
- il peso per unità di energia immagazzinabile, che può variare dai 20 ai 45 kg/kWh;
- la vita media, che si aggira, generalmente, intorno ai 7- 8 anni;
- la massima profondità di scarica raggiungibile affinché la batteria non subisca danneggiamenti, definita anche DOD (*depth of discharge*), variabile, generalmente tra il 50 e l'80%.

Si può individuare, inoltre, tutta una serie di parametri che l'accumulatore deve soddisfare per essere appropriato all'abbinamento con un sistema fotovoltaico. Se ne fornisce di seguito una breve sintesi.

**Efficienza di carica-scarica** • Costituisce, naturalmente, il parametro più importante. È definita dal rapporto tra energia fornita dal generatore ed energia immagazzinata dal sistema d'accumulo e successivamente estratta da esso e utilizzata. Si rivela di grande importanza che tale valore sia particolarmente elevato (può arrivare fino al 90%), al fine di contenere gli sprechi di un'energia già di per sé piuttosto costosa, come quella fotovoltaica.

Si deve, inoltre, prestare attenzione al valore dell'autoscarica rispetto alla capacità, che si misura su base mensile e riferito a una temperatura di 20 °C. Per

abbinamenti a impianti fotovoltaici tale valore dev'essere solitamente inferiore al 10%.

**Durata** • Gli accumulatori, lavorando in regime di frequenti cicli di carica-scarica (secondo un ritmo praticamente giornaliero), sono soggetti a una forte usura. L'arco di vita medio delle batterie è, inoltre, decisamente inferiore a quello dell'intero impianto, cosicché, nel periodo in cui questo rimane in opera, si devono sostituire approssimativamente 3 volte gli accumulatori, influenzando significativamente sul costo complessivo dell'energia sfruttabile. In una corretta progettazione vanno, dunque, privilegiati quei dispositivi che garantiscono un tempo di funzionamento più lungo. In realtà, la valutazione dev'essere necessariamente più complessa e deve puntare all'ottimizzazione di tutti i parametri già citati e di quelli successivi, allo scopo di individuare la soluzione che fornisca il miglior rapporto costi/benefici.

**Resistenza agli sbalzi di temperatura** • A seconda del loro posizionamento, le batterie possono essere più o meno soggette all'effetto delle escursioni termiche associate alle condizioni operative dell'impianto. Si deve comunque prevedere una buona resistenza rispetto a salti termici compresi tra 0 e 50 °C.

**Dimensioni** • È necessario che il sistema di accumulo dell'impianto fotovoltaico si mantenga entro dimensioni tali da non causare ingombro e inutile spreco di spazio. Ciò è particolarmente vero nel caso di applicazioni in campo edilizio, poiché, se i moduli possono sostituire elementi dell'involucro integrandosi nella costruzione, gli accumulatori necessitano invece di un volume tecnico apposito, sottraendolo ad altre funzioni.

Gli accumulatori devono essere, dunque, caratterizzati da un elevato rapporto capacità/volume, che può variare, per i dispositivi attualmente disponibili sul mercato, tra i 40 e i 100 Wh/l.

**Manutenzione** • Uno dei punti di forza dei sistemi fotovoltaici è la loro scarsa necessità di manutenzione, fattore che, nella vita utile dell'impianto, consente di contenere significativamente i costi di manodopera. Per questo motivo anche il dispositivo di accumulo deve adeguarsi a questa peculiarità.

Allo stato attuale della tecnologia, le batterie che maggiormente si confanno alle esigenze appena illustrate sono quelle al piombo-acido, con piastre positive tubolari a basso tenore di antimONIO, caratterizzate da ridotta autoscarica, lunga vita (maggiore di 6 anni) e manutenzione ridotta o addirittura nulla. Esse sono dotate, in molti casi, di tappi ricombinatori che permettono di recuperare l'idrogeno e l'ossigeno che si formano durante la carica, riducendo il consumo di acqua distillata e quindi la frequenza dei rabbocchi.

Per il prossimo futuro si prevede la diffusione di sistemi di accumulo più efficienti ed economici, come quelli allo zinco-bromo o nichel-zinco.

Ancora in fase di sperimentazione, poi, è la possibilità di accumulare l'energia fotovoltaica in eccesso tramite l'impiego di un impianto supplementare a idrogeno, costituito da elettrolizzatore, serbatoio per il gas e cella a combustibile. In pratica si produce idrogeno e ossigeno per elettrolisi dell'acqua, l'idrogeno viene immagazzinato e successivamente inviato nella cella a combustibile che produce elettricità. Nonostante la necessità di approfondimenti e miglioramenti di questa tecnologia, si ritiene da più parti che nell'arco di alcuni anni sarà proprio quest'ultima soluzione a costituire il sistema di accumulo ideale per gli impianti fotovoltaici.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche principali dei differenti dispositivi<sup>3</sup>.

### Tipologie di accumulatori per impianti fotovoltaici

Tipo di batteria	Capacità		Temperatura di lavoro	Autoscarica	Durata	Efficienza di carica scarica
	Wh/kg	Wh/l	°C	%/mese	Cicli a 60-80% DOD	%
<i>Tecnologia attuale</i>						
Piombo-acido	20-45	40-100	-20 / + 50	2-4	200-2.000	70-80
Piombo-acido	10-30	80	-20 / + 40	2	500	70-80
Nichel-cadmio	15-45	40-90	-20 / + 50	2	> 5.000	60-75
<i>Medio termine</i>						
Nichel-idrogeno	40-60	60-90	-5 / + 40	15-30	3.000-6.000	80-90
Nichel-ferro	22-60	60-150	-10 / + 50	20-40	1.000-2.000	40-60
Nichel-zinco	60-90	120	-10 / + 60	10	250-350	75
Sodio-zolfo	100-250	150	/	/	900-2.000	75-90
Zinco-bromo	55-75	60-70	-10 + 50	/	600-1.800	70-75
<i>Lungo termine</i>						
Ferro-cromo redox	/	/	0 / + 65	/	20.000	60-75
Zinco-diossido di manganese	70	160	-15 / + 65	2	200	/
Accumulatori a idrogeno	/	/	-20 / + 50	0	/	35-50

<sup>3</sup> IEA, *Photovoltaics in Buildings*, James & James, Londra, 1996.

### 2.3.3 Il controllo di potenza

Si è già evidenziato come il campo fotovoltaico sia di fatto un generatore di elettricità in corrente continua, la cui caratteristica tensione-corrente varia in continuazione in relazione soprattutto alle condizioni di irraggiamento solare e temperatura dei moduli.

I carichi applicati, tuttavia, presentano nella pratica caratteristiche più omogenee nel tempo (o, per lo meno, non così marcatamente variabili) e richiedono, in genere, elettricità in corrente alternata a un valore costante della tensione in uscita dal generatore stesso.

Per il corretto funzionamento dell'impianto, diviene dunque necessario ricorrere a un'apparecchiatura capace di stabilizzarne e ottimizzarne le prestazioni.

A questo scopo si impiega un sistema di controllo e condizionamento della potenza, composto da regolatore di carica (quando sia presente il sistema di stoccaggio), inverter e dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza, che vengono descritti sinteticamente di seguito.

**Regolatore di carica** • Se sono previsti degli accumulatori, la loro connessione con il generatore non avviene direttamente, bensì attraverso una particolare apparecchiatura, detta regolatore di carica, che controlla, per l'appunto, le modalità di carica facendo in modo che le batterie operino nell'ambito dei limiti prescritti per il corretto funzionamento. È necessario, infatti, evitare che i dispositivi di stoccaggio siano soggetti tanto a eccessi di carica per sovrapproduzione da parte del generatore, quanto a livelli di scarica troppo profondi, connessi all'utilizzo prolungato dell'energia in assenza di radiazione solare. Entrambe le eventualità si traducono in fattori dannosi ai fini della funzionalità e della durata, cui possono accompagnarsi ulteriori fattori di rischio. Nelle batterie piombo-acido, per esempio, se durante la carica si supera la tensione di 2,4 V/elemento si possono sviluppare dei gas tossici capaci di formare miscele esplosive, e dunque pericolosi per la salute degli operatori o degli utenti dell'impianto.

Il sistema di controllo di carica è in grado di interrompere il flusso di corrente in entrata quando la tensione ai capi della batteria abbia raggiunto un determinato valore massimo e di ristabilirlo quando si sia toccato nuovamente un certo valore prefissato. Analogamente, il dispositivo impedisce che il voltaggio della batteria scenda al di sotto del livello minimo accettabile, oppure che essa operi per periodi prolungati in condizioni di carica parziale.

Per il prossimo futuro si prevedono interessanti sviluppi nella messa a punto di regolatori di carica di nuova concezione, definiti intelligenti. Queste apparecchiature, già operative a livello di prototipo, dovrebbero adattarsi progressiva-

mente alle caratteristiche degli accumulatori, che come è noto, variano nell'arco della loro vita utile.

Bisogna, comunque, notare come, in sistemi fotovoltaici semplici e di dimensioni limitate, il regolatore di carica possa venire omesso. In questo caso rimane solo un diodo di blocco (presente in tutti i tipi di impianto) che impedisce la scarica notturna dell'accumulatore sul campo fotovoltaico inattivo.

**Inseguitore del punto di massima potenza** • In ogni istante in cui il generatore fotovoltaico è operativo, esiste un particolare punto della caratteristica tensione-corrente che corrisponde alla massima potenza estraibile in quel momento, in relazione alle condizioni di soleggiamento e temperatura dei moduli. Naturalmente, questo punto continua a variare nel tempo, influenzando sulla produttività dell'impianto.

Allo scopo di massimizzare il rendimento di conversione, l'impianto è dotato di un dispositivo detto inseguitore del punto di massima potenza, o MPPT (*maximum power point tracker*), che consente, per l'appunto, di estrarre sempre dal campo fotovoltaico la massima potenza.

Questa apparecchiatura elettronica di interfaccia, posta tra il generatore fotovoltaico e l'inverter, può essere utilizzata, e quindi funzionare, secondo schemi diversi, che dipendono dalle esigenze di progetto e dal tipo di prodotto. Semplificando si può dire che essa, variando il suo punto di lavoro, fa in modo che il generatore fotovoltaico "veda" sempre ai suoi capi un carico ottimale per cedere la massima potenza (carico adattato). In sostanza, tramite il MPPT viene variata leggermente la tensione in ingresso all'inverter a intervalli temporali ravvicinati. Se la potenza generata aumenta, la variazione avviene nel senso della precedente, altrimenti in senso contrario, fino a incontrare il punto ottimale cercato.

L'inseguitore del punto di massima potenza è sempre presente negli impianti connessi alla rete, nei quali si trova integrato nell'involucro dell'inverter. Più raramente lo si trova anche in impianti isolati. In questo caso viene inserito a monte del sistema di accumulo, all'interno del regolatore di carica.

**Gruppo di conversione** • Si è visto come il generatore fotovoltaico produca elettricità in corrente continua, convertendo direttamente una frazione dell'energia solare incidente sui moduli. L'utenza collegata, tuttavia, richiede nella maggioranza dei casi corrente alternata, sia che si alimenti direttamente un carico, sia che l'energia venga immessa in rete. Allo scopo di meglio adattarne la produzione al fabbisogno, si collega, allora, il generatore ad un gruppo di conversione, composto da uno o più inverter. Questi dispositivi, per il loro ruolo di primaria importanza negli impianti fotovoltaici, vengono trattati separatamente nel paragrafo successivo.

### 2.3.4 L'inverter

L'inverter, in sostanza, è un convertitore corrente continua-corrente alternata, atto a trasformare l'energia proveniente dai moduli fotovoltaici in maniera tale da ottenere energia utile, alla tensione ed alla frequenza desiderate. I valori di tensione e frequenza in uscita dal dispositivo, infatti, devono essere compatibili con la rete elettrica cui il sistema fotovoltaico è collegato, sia essa rappresentata da un'utenza isolata dotata di sistema di accumulo a batterie (*stand alone*), sia essa la rete pubblica di distribuzione alla quale l'impianto è allacciato in parallelo (*grid connected*).



Figura 2.10 Inverter per applicazioni fotovoltaiche.

**Tipologie di inverter** • Gli inverter più diffusi, destinati prevalentemente ad impianti di piccola e media taglia, come la maggior parte di quelli tipicamente realizzabili nel settore edilizio, sono caratterizzati da condizioni di tensione e frequenza della corrente in uscita pari a quelle della rete pubblica, e cioè 230 V monofase e 50 Hz, oppure 400 V trifase e 50 Hz.

La taglia dell'inverter si può misurare attraverso la massima potenza elettrica in ingresso, lato corrente continua, oppure attraverso la massima potenza in uscita, lato corrente alternata. Generalmente, tra le due si preferisce usare la seconda, visto che rappresenta la massima produttività effettiva ottenibile (ad esempio, un inverter da 2.500 W è un dispositivo in grado di erogare questo valore come massima potenza elettrica utile). In alternativa si può fare riferimento alla potenza nominale dell'inverter, che, in molti casi, si aggira intorno al 90% di quella massima di uscita<sup>4</sup>.

Fino a potenze in uscita intorno ai 6 kW, l'inverter è in genere un'apparecchiatura monofase, atta ad essere collegata in parallelo alla rete monofase, oppure ad una delle singole fasi della rete trifase nel caso di utilizzo di più unità (collegamento a stella). Per potenze superiori, che possono arrivare a diverse centinaia di kW, l'inverter è rappresentato, invece, da una macchina trifase.

Si noti che l'allacciamento di impianti monofase alla rete di bassa tensione è consentito fino alla potenza massima di 6 kW, mentre per gli impianti trifase il limite è meno definito anche se, orientativamente, risulta compreso tra 50 e 75 kW. Nel caso di rete in media tensione non è permessa la connessione monofase e spesso la potenza prodotta è piuttosto rilevante, come ad esempio per le centrali a campo aperto. La connessione in media tensione è sicuramente più complessa rispetto a quella in bassa tensione e avviene attraverso una cabina di trasformazione e consegna<sup>5</sup>.

**Efficienza di conversione dell'inverter** • Analogamente ad altri componenti del sistema fotovoltaico, anche l'inverter è caratterizzato da una propria efficienza. Questa efficienza non è costante, ma dipende dalle condizioni operative in cui l'apparecchio lavora ed è definita, istante per istante, dalla:

$$\eta_{\text{inverter}} = P_{\text{out}}/P_{\text{in}}$$

in cui:

$\eta_{\text{inverter}}$  rappresenta l'efficienza del dispositivo;

$P_{\text{out}}$  indica la potenza elettrica in uscita in corrente alternata [W];

$P_{\text{in}}$  indica la potenza elettrica in ingresso in corrente continua [W].

<sup>4</sup> Il significato specifico dei diversi parametri prestazionali verrà approfondito nei paragrafi successivi.

<sup>5</sup> F. Groppi, *Il fotovoltaico per tutti*, Editoriale Delfino, Milano, 2007.

Generalmente,  $\eta_{\text{inverter}}$  è maggiore del 90%, purché la potenza proveniente dal generatore fotovoltaico sia superiore al 10% della sua potenza nominale, cioè per

$$P_{\text{in}}/P_n > 0,1$$

in cui:

$P_n$  rappresenta la potenza nominale dell'inverter [W].

I prodotti attualmente più diffusi, ad ogni modo, presentano efficienze piuttosto alte, che possono anche superare la soglia del 98%.

Oltre all'alto rendimento di conversione da corrente continua a corrente alternata, i requisiti che sono generalmente richiesti ad un inverter per applicazioni fotovoltaiche sono:

- basso consumo in assenza di carico;
- bassa distorsione armonica;
- dimensioni e peso limitati;
- elevata affidabilità.

Gli altri parametri tecnici caratteristici dell'inverter, ritenuti di maggiore interesse ai fini della presente trattazione, vengono elencati sinteticamente di seguito.

**Potenza massima d'ingresso** • È la massima potenza in corrente continua, misurata in watt o kilowatt, a seconda della taglia dell'inverter, tollerata da quest'ultimo in entrata. Rappresenta il valore limite che può essere prodotto dalla sezione del generatore fotovoltaico connessa al dispositivo, oltre il quale non si ha aumento della produzione elettrica.

**Potenza massima d'uscita** • Rappresenta la massima potenza in corrente alternata, in watt o kilowatt, che l'inverter può erogare, in seguito alla conversione dell'energia proveniente dalla sezione del generatore fotovoltaico ad esso collegata (purché, naturalmente, questa sia adeguatamente dimensionata e funzionante).

**Potenza nominale** • Si definisce potenza nominale dell'inverter, in uscita o in entrata, la potenza, in watt o kilowatt, che l'apparecchio è in grado di erogare o assorbire in determinate condizioni di riferimento (indicate generalmente dal produttore) per un intervallo indefinito di tempo. Come già introdotto precedentemente, il relativo valore è in genere leggermente inferiore rispetto a quello della potenza massima in uscita.

**Tensione massima d'ingresso** • L'inverter raccoglie una o più stringhe di moduli, ciascuna delle quali non può superare un valore limite di tensione, che rappresenta, per l'appunto, la massima tensione d'ingresso, espressa in volt. Il suo valore, per i prodotti più diffusi in commercio, varia all'incirca tra 400 e 1.000 V, a seconda della taglia dell'apparecchio.

**Finestra di tensione** • Si definisce finestra di tensione l'intervallo compreso tra il valore di tensione minimo e quello massimo entro cui l'inverter è in grado di effettuare la ricerca del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. Per il corretto funzionamento dell'impianto ed una conversione della potenza con rendimento accettabile, la tensione del punto di massima potenza delle stringhe di moduli collegate all'apparecchio si deve mantenere entro questo range.

**Corrente massima d'ingresso** • Analogamente a quanto avviene per la tensione, esiste un valore limite dell'intensità di corrente in ingresso, espressa in ampere, proveniente, complessivamente, da tutte le stringhe che confluiscono nell'inverter.

## 2.4 Sistemi ibridi fotovoltaico-termici

La volontà di ampliare le possibilità di impiego e la necessità di migliorare le prestazioni dei sistemi fotovoltaici hanno condotto, negli ultimi anni, all'elaborazione del concetto di sistema ibrido fotovoltaico-termico (PV/T, dall'inglese *photovoltaic/thermal*). Con questo termine si intende un impianto solare attivo, destinato alla cogenerazione di elettricità e calore per conversione diretta dell'energia solare.

Si è detto come solo una parte piuttosto limitata della radiazione incidente su di un modulo fotovoltaico venga convertita in elettricità. La restante frazione viene trasformata prevalentemente in calore, che viene a sua volta disperso verso l'ambiente esterno e, nel caso di integrazione architettonica, anche verso l'edificio. Oltre a questo, che si potrebbe definire uno spreco di energia, va ricordato ancora una volta che l'aumento di temperatura delle celle fotovoltaiche inibisce la loro produttività. Gli studi e le sperimentazioni sui sistemi ibridi hanno l'obiettivo di fornire una soluzione simultanea per queste problematiche, attraverso l'elaborazione di componenti capaci di fondere in un unico oggetto (il collettore ibrido, per l'appunto) le caratteristiche dei sistemi fotovoltaici con quelle dei sistemi eliotermini (impianti atti alla conversione della radiazione solare in calore). In questo modo si ritiene possibile recuperare l'energia altrimenti dissipata, diminuendo contemporaneamente la temperatura di esercizio delle celle fotovoltaiche. La messa in pratica di questi concetti



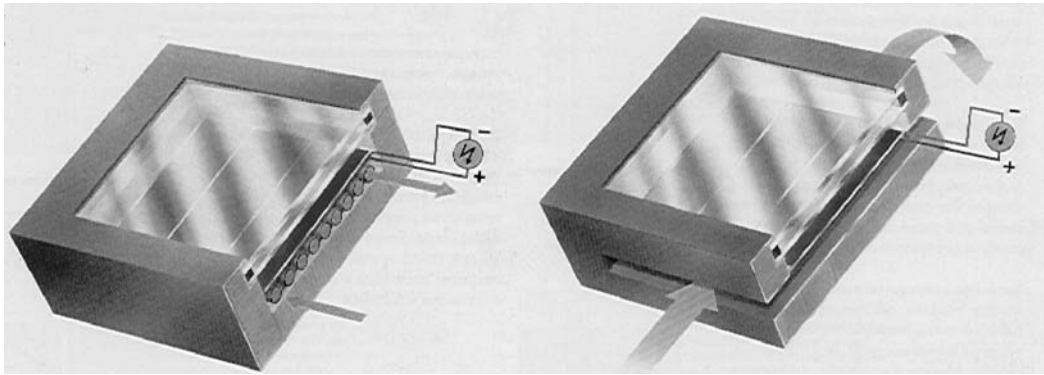
**Figura 2.11** Sistema ibrido fotovoltaico termico, prototipo sperimentale (fonte: Secco Sistemi).

appare per molti versi difficoltosa, in quanto si traduce nella ricerca di un equilibrio tra la necessità di asportare il calore dai dispositivi fotovoltaici e quella di ottenere il massimo guadagno termico possibile, obiettivi che possono entrare parzialmente in conflitto. I vantaggi ottenibili sono, comunque, notevoli e in primo piano si pongono le potenzialità connesse all'impiego architettonico dei sistemi ibridi.

#### **2.4.1 Principi di funzionamento dei sistemi ibridi**

La concezione di base dei collettori ibridi è piuttosto semplice: si tratta di trasferire l'energia termica assorbita dalle celle fotovoltaiche a un fluido (allo stato liquido o gassoso) che ne premetta l'utilizzo successivo. Come avviene nei sistemi eliotermini, tale trasferimento può avvenire principalmente attraverso scambi convettivi.

Gli studi e le esperienze svolti in merito hanno condotto a due soluzioni alternative: l'una più semplice, volta al recupero del calore tramite ventilazione naturale o forzata, l'altra basata sull'impiego di fluido termovettore liquido.



**Figura 2.12** Configurazioni schematiche di collettori ibridi ad acqua e ad aria.

### 2.4.2 Sistemi ibridi ad aria

Tra le due ipotesi illustrate, la prima sembra godere attualmente di maggior successo, sia dal punto di vista sperimentale che da quello applicativo, e in effetti se ne registrano numerosi esempi, messi a punto da diversi organismi di ricerca e industrie.

Per fornire una descrizione schematica: il collettore ibrido ad aria integra un *sandwich* fotovoltaico, che, nelle diverse varianti, può essere posizionato secondo differenti configurazioni (al posto del vetro esterno, al posto della piastra assorbente, a separazione di due intercapedini interne). All'interno del componente viene fatta fluire dell'aria, prelevata dall'esterno, oppure di ricircolo rispetto a un ambiente interno, che raffresca le celle e rende disponibile il calore sottratto per scopi di climatizzazione.

Rispetto ai sistemi ibridi a liquido, quelli ad aria offrono tutta una serie di caratteristiche che li rendono, per il momento, più appetibili. Innanzitutto la realizzazione dei collettori si dimostra, in genere, notevolmente più semplice ed economica, potendo ridursi, addirittura, alla sola applicazione di un laminato fotovoltaico in sostituzione della normale copertura trasparente di un pannello solare. L'impiego dell'aria consente, inoltre, di ottenere buone prestazioni soprattutto nel campo del riscaldamento ambientale, in cui il fluido può essere utilizzato a temperature relativamente basse (a partire da 20 °C). Il basso calore specifico dell'aria le permette di raggiungere la temperatura operativa senza richiedere una temperatura dell'assorbitore (e quindi delle celle fotovoltaiche) troppo elevata. Un altro fattore da non sottovalutare è rappresentato, infine, dalle notevoli potenzialità di integrazione edilizia. Esistono attualmente componenti di questo tipo progettati per l'applicazione in facciata e in copertura in modo da costituire superfici continue di grandi dimensioni, utilizzabili in sostituzione di sistemi tradizionali, come *curtain wall* o facciate e coperture ventilate.

### 2.4.3 Sistemi ibridi a liquido

I sistemi ibridi a fluido termovettore liquido si basano su collettori del tutto simili a quelli ad acqua, in cui la piastra assorbente è sostituita da un laminato fotovoltaico o ne è rivestita. Il liquido scorre in canalizzazioni poste a contatto con l'assorbitore, asportando per convezione il calore che viene poi trasferito al carico, con o senza il tramite di uno scambiatore.

In via teorica, questi sistemi presentano il notevole vantaggio di poter essere impiegati costantemente per la produzione di acqua calda per uso sanitario. Questo fattore li renderebbe particolarmente interessanti in vista delle possibilità di impiego durante l'intero arco dell'anno, e specialmente per quanto riguarda i mesi più caldi, in cui l'ACS costituisce praticamente l'unica voce del fabbisogno termico di molti edifici. A fronte di queste considerazioni, tuttavia, bisogna notare come si presentino numerose difficoltà di ordine pratico, tali da rendere l'applicazione di questa tecnologia ancora difficoltosa. Innanzitutto si ricorda come, nel caso di impiego per la produzione di ACS, l'assorbitore di un collettore ad acqua possa raggiungere temperature prossime ai 100 °C (o addirittura superiori, in caso di stagnazione), il che può tradursi in un danneggiamento delle celle fotovoltaiche. È, comunque, possibile progettare e far funzionare il modulo ibrido in maniera tale da limitare le temperature di esercizio, ma ciò, insieme all'elevato valore del calore specifico dell'acqua, influirebbe negativamente sulle prestazioni termiche. Un altro fattore critico è rappresentato dalla necessità di consentire il passaggio di liquido in prossimità di dispositivi per la generazione di elettricità, il che può comportare rischi di corto circuito e di malfunzionamento. Si impone, allora, il ricorso a particolari accorgimenti, come l'impiego all'interfaccia di speciali materiali caratterizzati da alti valori sia di isolamento elettrico che di conducibilità termica, nonché di ulteriori dispositivi di controllo e sicurezza, con significative ripercussioni sull'economicità delle realizzazioni. I collettori a liquido, inoltre, si presentano nella maggior parte dei casi sotto forma di unità modulari di dimensioni contenute, collegate tra loro da tubazioni per lo scorrimento del fluido, il che ne rende più complesse le procedure di installazione e integrazione nell'organismo edilizio.

### 2.4.4 Prestazioni dei sistemi ibridi

Data la stretta dipendenza dalle specifiche condizioni operative, non è possibile fornire delle indicazioni dettagliate relativamente alle prestazioni dei sistemi ibridi, che prescindano dai singoli casi applicativi. È tuttavia possibile individuare un *range* in cui esse si possono presumibilmente collocare. Un parametro utile in questo senso è rappresentato dall'efficienza complessiva di conversione della radiazione solare in energia elettrica e termica, data dal

rapporto tra somma di elettricità e calore prodotti e radiazione incidente sui collettori:

$$\eta_{PV/T} = \frac{E_{el} + E_t}{H \times A_{coll}}$$

dove:

$\eta_{PV/T}$  è l'efficienza complessiva;

$E_{el}$  rappresenta l'energia elettrica generata [kWh];

$E_t$  rappresenta l'energia termica generata [kWh];

$H$  esprime l'irradiazione solare incidente sul piano del collettore [kWh/m<sup>2</sup>];

$A_{coll}$  indica la superficie di captazione del collettore [m<sup>2</sup>].

Si noti, che, a differenza di quanto avviene per i moduli fotovoltaici, l'efficienza di un collettore ibrido viene calcolata come rapporto tra energie prodotte e captate in un determinato periodo nelle effettive condizioni operative e non come rapporto istantaneo tra potenze in determinate condizioni standard. Si preferisce, per il momento, adottare questa convenzione a causa della complessità dei fenomeni correlati alla cogenerazione solare, che impedisce di stabilire univocamente una situazione teorica di riferimento analoga alle STC.

Bisogna inoltre rilevare che, ai fini di una determinazione coerente dell'efficienza di generazione, non sarebbe corretto sommare semplicemente la produzione elettrica con quella termica, in quanto riguardano due forme di energia diverse tra loro. Per un calcolo più rigoroso, allora, conviene rapportare le quote relative a un parametro comune, come per esempio l'energia primaria risparmiata oppure le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate grazie all'impiego della fonte rinnovabile.

Si forniscono a scopo documentario alcuni valori di riferimento, applicabili al contesto italiano, in cui 1 kWh elettrico prodotto convenzionalmente equivale a circa 2,5 kWh di energia primaria e comporta l'emissione di 0,67 kg di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, mentre 1 kWh termico corrisponde a 1,25 kWh di energia primaria e a 0,25 kg di CO<sub>2</sub>.

Per i motivi sopra illustrati, i dati attualmente disponibili riguardano principalmente i sistemi ad aria, mentre non esiste una casistica sufficientemente vasta per estendere le valutazioni ai componenti a fluido termovettore liquido.

Nel caso di impianti ibridi ad aria, il valore di  $\eta_{PV/T}$  può subire notevoli oscillazioni e varia, all'incirca, tra il 30 e il 50%, con punte anche superiori<sup>6</sup>. Va considerato, inoltre, come l'efficienza termica sia sempre superiore a quella fotovoltaica. Il

<sup>6</sup> Dati pubblicati dall'Institute for Advanced Materials, Joint Research Centre, ISPRA.

fluido in uscita, tuttavia, non raggiunge temperature estremamente elevate (in media mai superiori ai 40 °C), il che ne restringe le possibilità di utilizzo. Non bisogna dimenticare, infine, la possibilità di migliorare le prestazioni delle celle fotovoltaiche, il che può incrementarne anche significativamente la produttività. Sperimentazioni compiute su sistemi ad aria di grandi dimensioni, per esempio, hanno dimostrato come la ventilazione dei moduli fotovoltaici possa arrivare a provocare una diminuzione di 10 °C (valore massimo rilevato) della loro temperatura, il che si traduce in un aumento della produzione di energia elettrica compreso approssimativamente tra il 5 ed il 10%<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> L. Vandaele, P. Wouters, J.J. Bloem, W.J. Zaïman, "Combined Heat and Power from Hybrid Photovoltaic Building Integrated Components: Results from Overall Performance Assessment", Atti del congresso, *2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Energy Conversion*, Vienna, 6-10 luglio 1998.

R. Adhikari, N. Aste, R. Bracco, F. Butera, "Hybrid Photovoltaic-Thermal Technology and Solar Cooling: The CRF Solar Façade Case Study", Atti del congresso *Palenc 2005 – 1st International Conference*, Santorini, 19-21 maggio 2005.