



Redazione

Tipologie principali di inverter

Inverter per servizio in rete

Quando oggi si parla di inverter per applicazioni fotovoltaiche ci si riferisce ai convertitori per servizio in rete, in quanto la quasi totalità degli impianti realizzati funziona in parallelo alla rete elettrica.

Tuttavia, la taglia degli impianti che funzionano in parallelo alla rete parte dai piccoli impianti di pochi kW per uso domestico (o anche al di sotto del kW in determinati casi), per passare dagli impianti di media taglia spesso ubicati su edifici industriali o commerciali ed arrivare infine ai grossi impianti di decine o centinaia di MW ubicati su vaste aree di terreno. Gli inverter utilizzati nei vari casi, anche se concettualmente analoghi, adottano soluzioni tecniche differenti, al fine di meglio adattarsi alle varie situazioni.

SETTIMA PARTE (1)

(1) La sesta parte è stata pubblicata sul numero 131.



La conversione della potenza elettrica

Volendo distinguere per potenze crescenti gli inverter oggi disponibili sul mercato, si potrebbero individuare le seguenti categorie:

- Microinverter in grado di convertire la potenza generata da uno o due moduli fotovoltaici. La taglia di questi convertitori è normalmente di qualche centinaio di watt. Sono molto utilizzati nei piccoli impianti *Plug & Play* o, preferibilmente, in impianti di potenza modesta.
- Inverter di stringa, il cui nome deriva dai convertitori che un tempo accettavano in ingresso non più di una stringa, ma che oggi è esteso a tutti gli apparati di conversione che effettuano il parallelo di alcune stringhe (normalmente non più di 2 o 3) anche con più sezioni di ingresso tra loro separate, come nell'esempio di *figura 6.1*. La potenza di questi inverter, un tempo limitata a qualche kW, può arrivare oggi a decine di kW e in alcuni casi superare i 100 kW. Si tratta di apparati molto versatili, di facile impiego e costo contenuto. Rappresentano quindi la categoria più utilizzata negli impianti di piccola e media taglia.
- Inverter centralizzati di taglia elevata, con potenza generalmente superiore a un centinaio di kW. Si tratta di conver-

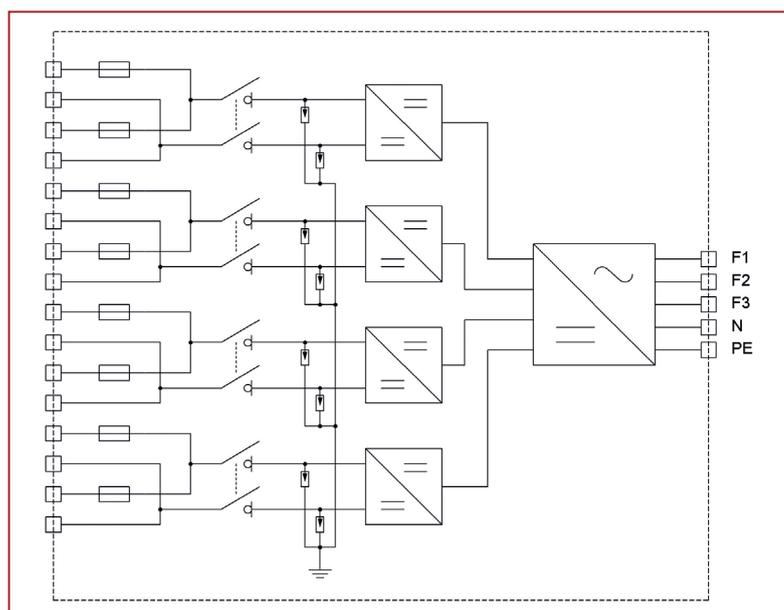


Figura 6.1 - Esempio di inverter con 4 sezioni di ingresso separate.

titori per grossi impianti adatti a ricevere in ingresso la potenza di array fotovoltaici già formati. Questi convertitori, quando non dispongono di un proprio trasformatore di uscita, devono quasi sempre essere collegati direttamente a un trasformatore elevatore BT/MT. La loro applicazione tipica è, ovviamente, negli impianti di grossa taglia.

Sono poi disponibili soluzioni di altro tipo basate sugli ottimizzatori, ossia dei convertitori DC/DC applicati sui moduli fotovoltaici o comunque collegati direttamente agli stessi che svolgono tutte le funzioni di *front-end* (MPPT, monitoraggio, ecc.).

Questi ottimizzatori sono poi collegati tra loro in serie/parallelo per arrivare ad un inverter che effettua la conversione finale DC/AC. Si tratta della soluzione più flessibile in assoluto, in quanto ogni modulo fotovoltaico è gestito indipendentemente e quindi qualsiasi malfunzionamento o comportamento anomalo (ombreggiamenti ecc.) non influisce sulla restante parte dell'impianto. In tutti i casi, gli inverter per servizio in rete devono avere specifiche caratteristiche che possono essere riassunte come:

- capacità di stare quanto più possibile agganciati al punto di massima potenza sulla curva tensione-corrente del generatore fotovoltaico, anche in caso di ombreggiamenti parziali e di rapide variazioni dovute a variazioni dell'irraggiamento solare sui moduli (funzione MPPT - Maximum Power Point Tracker);
- elevata efficienza di conversione, anche a bassi livelli di potenza;
- capacità di sincronizzarsi con la rete elettrica e di trasferire a questa tutta la potenza disponibile nel rispetto delle regole di connessione esistenti;
- rilevamento delle eventuali perdite di isolamento del generatore fotovoltaico, nei casi in cui questa funzione è richiesta;
- distacco dalla rete nel caso di guasto o anomalie rilevate su quest'ultima;
- protezione contro l'immissione di corrente continua in caso di guasto, attuata mediante un trasformatore all'uscita o un'ideale protezione in grado, all'occorrenza, di separare la sezione in corrente continua da quella in corrente alternata.

Inverter per servizio isolato

Benché la quasi totalità delle applicazioni fotovoltaiche sia a tutt'oggi costituita da impianti per servizio in rete, gli impianti per servizio isolato sono in molti casi pressoché insostituibili. Si pensi ad esempio a tutti i casi in cui la rete elettrica non è disponibile ma vi è comunque necessità di energia elettrica (ponti radio, boe e fanali, illuminazione, rifugi, abitazioni ecc.). Va anche detto che, quando è possibile, si fa ricorso ad altre fonti disponibili in loco oltre a quella solare (eolico, idroelettrico ecc.). Fondamentalmente, gli inverter per servizio isolato presentano le seguenti caratteristiche:

- prelevano energia da una fonte a tensione costante (tipicamente una batteria di accumulatori);
- mantengono la tensione di uscita su un valore costante, prossimo alla tensione nominale della rete elettrica e devono



Benché la quasi totalità delle applicazioni fotovoltaiche sia a tutt'oggi costituita da impianti per servizio in rete, gli impianti per servizio isolato sono in molti casi pressoché insostituibili

essere, per quanto possibile, insensibili alle variazioni di carico;

- devono presentare un ridotto autoconsumo interno, eventualmente con il ricorso alla modalità stand-by per evitare di scaricare l'accumulo quando la fonte energetica non è disponibile.

Sia gli inverter per servizio isolato che quelli per servizio in rete sono molto simili nei circuiti di conversione della potenza e inoltre devono fornire una potenza di uscita per quanto possibile priva di armoniche per evitare di disturbare le altre apparecchiature elettriche collegate. Un'elevata efficienza di conversione è preferibile in entrambi i casi, non soltanto ai fini di uno sfruttamento migliore della risorsa solare, ma anche per evitare eccessive dissipazioni del calore prodotto dagli inverter durante il funzionamento.

Componenti e funzioni degli inverter fotovoltaici

Circuiti SMPS in corrente continua

Gli inverter sono apparati che devono convertire la potenza proveniente dall'array fotovoltaico modificandone la tensione e la corrente, per passare poi da corrente continua ad alternata.

Per fase questo nell'inverter sono presenti uno o più circuiti a commutazione, detti anche circuiti *Switching Mode Power Supply* (SMPS).

Gli inverter utilizzano i circuiti SMPS sia per la conversione DC-DC che per la conversione DC-AC. I circuiti DC-DC sono tipicamente utilizzati negli stadi di ingresso e nella *tabella 6.1* sono elencate le tipologie principali. Negli schemi elettronici in tabella con *D* si intende la frazione di tempo che il dispositivo semiconduttore è commutato in chiusura ton rispetto al tempo complessivo *ton+toff*, ossia

$$D = t_{on} / (t_{on} + t_{off})$$

In letteratura è possibile trovare una descrizione dettagliata dei vari circuiti e del loro funzionamento. È importante sottolineare che nelle applicazioni fotovoltaiche è spesso richiesta una bassa pendolazione della corrente (*ripple*) di ingresso e la capacità del circuito di adattarsi a un'ampia variazione della tensione di ingresso.

Ponti di conversione

Il ponte di conversione è il cuore del convertitore e permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi a semiconduttore



Gli inverter sono apparati che devono convertire la potenza proveniente dall'array fotovoltaico modificandone la tensione e la corrente, per passare poi da corrente continua ad alternata

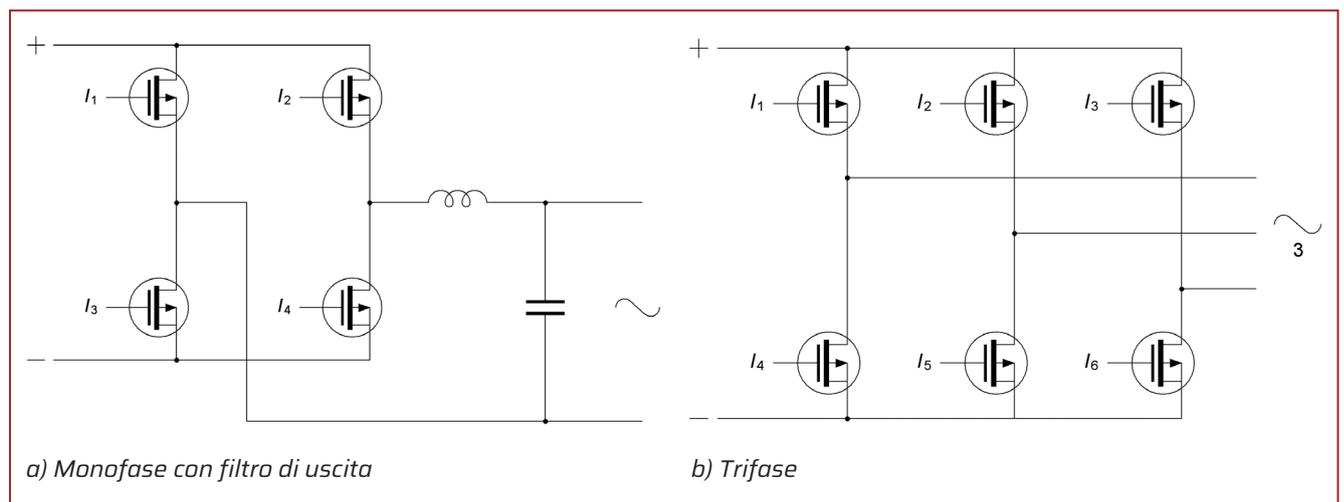


Figura 6.2 - Schemi di principio di convertitori Full-bridge.



Il convertitore monofase è dotato di filtro di uscita

Tipo	Circuito	V_{out}/V_{in}	Note
Step-up (Boost)		$1/(1-D)$	La tensione di uscita è più alta di quella di ingresso. Basso valore di ripple in ingresso.
Step-down (Buck)		D	La tensione di uscita è più bassa di quella di ingresso. Può agire da limitatore di corrente.
Step-up/down (Buck-Boost)		$-D/(1-D)$	La tensione di uscita può essere più alta o più bassa di quella di ingresso.
Single-ended primary-inductor converter (SEPIC)		$D/(1-D)$	La tensione di uscita può essere più alta o più bassa di quella di ingresso. Basso valore di ripple in ingresso.
Ćuk		$-D/(1-D)$	La tensione di uscita può essere più alta o più bassa di quella di ingresso. Basso valore di ripple in ingresso e in uscita.

Tabella 6.1 - Principali tipologie di circuiti convertitori DC-DC.

pilotati con opportune sequenze di impulsi di comando. In figura 6.2 è mostrato il principio di funzionamento dei convertitori full-bridge di tipo monofase e trifase in cui i dispositivi di potenza possono assumere unicamente lo stato di aperto o

chiuso e sono quindi assimilabili a degli interruttori. Il convertitore monofase è dotato di filtro di uscita.

Nel circuito a) monofase, chiudendo e aprendo alternativamente le coppie I1-I4 e I2-I3 si ottiene la conversione da corrente

continua in corrente alternata. Nel circuito b) trifase, i vari dispositivi devono essere azionati in sequenza con uno sfasamento angolare di 120° .

La commutazione del ponte può avvenire a frequenza di rete o a frequenza più elevata. Nel primo caso si ottiene in uscita un'onda quadra, mentre nel secondo si può cercare di approssimare la forma d'onda con dei treni di impulsi a larghezza variabile (tecnica PWM). Attualmente, gli inverter che commutano a frequenza di rete non sono in pratica più utilizzati.

Le caratteristiche del filtro presente all'uscita del ponte di conversione (in figura 6.3 è riportato un filtro L-C) dipendono necessariamente dal tipo di circuito utilizzato, dalla modalità di funzionamento e dall'ampiezza massima delle armoniche che si è disposti a tollerare. Gli inverter commutati a 50 Hz sono ormai pressoché scomparsi e quindi l'importanza del filtro di uscita si è notevolmente ridotta, perché se la commutazione avviene a frequenza elevata è più facile abbattere il contenuto di armoniche all'uscita.

Occorre inoltre aggiungere che in commercio è possibile trovare inverter a singolo stadio o a doppio stadio di conversione. Gli inverter a singolo stadio sono molto efficienti ma hanno vincoli maggiori per quanto riguarda la tensione di ingresso. Gli inverter a doppio stadio, per contro, sono molto flessibili, tant'è che sono spesso utilizzati quando sono necessarie più sezioni indipendenti di ingresso, a scapito però di una maggiore complessità circuitale.

Trasformatore

Le funzioni svolte dal trasformatore, quando questo è presente, sono essenzialmente due:

- adeguamento del livello di tensione del circuito primario (ponte di conversione) con il valore richiesto dal carico;
- separazione elettrica tra generazione fotovoltaica e utenza.

Nel caso in cui non sia indispensabile la separazione elettrica tra i circuiti a monte e a valle, ossia tra la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata, la presenza del trasformatore non è strettamente necessaria, in quanto l'innalzamento o l'abbassamento della tensione ai valori richiesti dal carico può essere realizzata ricorrendo ad opportuni circuiti elettronici. Una situazione particolare può invece presentarsi quando vi sono due ponti di conversione in sequenza. Un trasformatore è allora talvolta interposto tra il primo e il secondo stadio di conversione e l'assieme può essere realizzato in modo che la frequenza di lavoro sia quanto più alta possibile (in genere si arriva a 10-20 kHz). In tal modo le dimensioni del trasformatore interstadio risultano essere drasticamente ridotte rispetto a quelle riscontrabili su un trasformatore di uscita a 50 Hz della stessa potenza.

Circuiti di ingresso e parallelo stringhe

Le caratteristiche del circuito di ingresso dell'inverter ne influenzano notevolmente le possibilità applicative. Infatti, l'intervallo di tensione di ingresso in cui l'inverter è in grado di effettuare la conversione della potenza con rendimenti accettabili è sicuramente un parametro importante ai fini della scelta di tale apparato e, più in generale, della configurazione del generatore fotovoltaico.

Inoltre, gli inverter di stringa, sono quasi sempre concepiti per ricevere direttamente in ingresso le stringhe di moduli fotovoltaici senza l'interposizione di quadri di parallelo o altro. Nel seguito sono elencate le funzioni che, nel caso più generale, possono svolgere i circuiti di ingresso di questa categoria di inverter.

Parallelo stringhe: normalmente è possibile arrivare direttamente con i poli di ciascuna stringa all'ingresso dell'inverter collegandosi ai connettori in dotazione.

- Circuiti di ingresso separati: è abbastanza frequente che gli inverter trifase diano la



Gli inverter commutati a 50 Hz sono ormai pressoché scomparsi e quindi l'importanza del filtro di uscita si è notevolmente ridotta, perché se la commutazione avviene a frequenza elevata è più facile abbattere il contenuto di armoniche all'uscita



Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle, ossia verso l'inverter

possibilità di collegare gruppi di stringhe (array) con caratteristiche differenti a circuiti di ingresso tra loro indipendenti.

- **IMS all'ingresso:** riguarda la possibilità di intervenire direttamente su tutte le stringhe o su gruppi di stringhe sezionandole dall'inverter al fine di mettere in sicurezza determinate parti dell'impianto durante le operazioni di manutenzione.
- **Protezione contro le sovratensioni:** è realizzata con l'impiego di SPD collegati tra i terminali di ingresso e la terra locale.
- **Fusibili di stringa:** dovrebbero proteggere le stringhe dalle sovracorrenti, in particolare la corrente di backfeed dell'inverter.

Gli inverter centralizzati invece, a differenza di quelli di stringa, devono essere opportunamente interfacciati col campo fotovoltaico mediante i quadri di parallelo stringa

e talvolta richiedono anche dei quadri di sezionamento al proprio ingresso.

MPPT

La funzione ricerca del punto di massima potenza, realizzata mediante la funzione MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) è tipica degli inverter per servizio in rete, in quanto gli inverter per applicazioni isolate normalmente prelevano energia dalla batteria di accumulatori e quindi, salvo casi particolari, non si interfacciano direttamente col generatore fotovoltaico.

Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle, ossia verso l'inverter.

Con riferimento alla *figura 6.3*, si può vedere che la potenza prodotta da un ge-

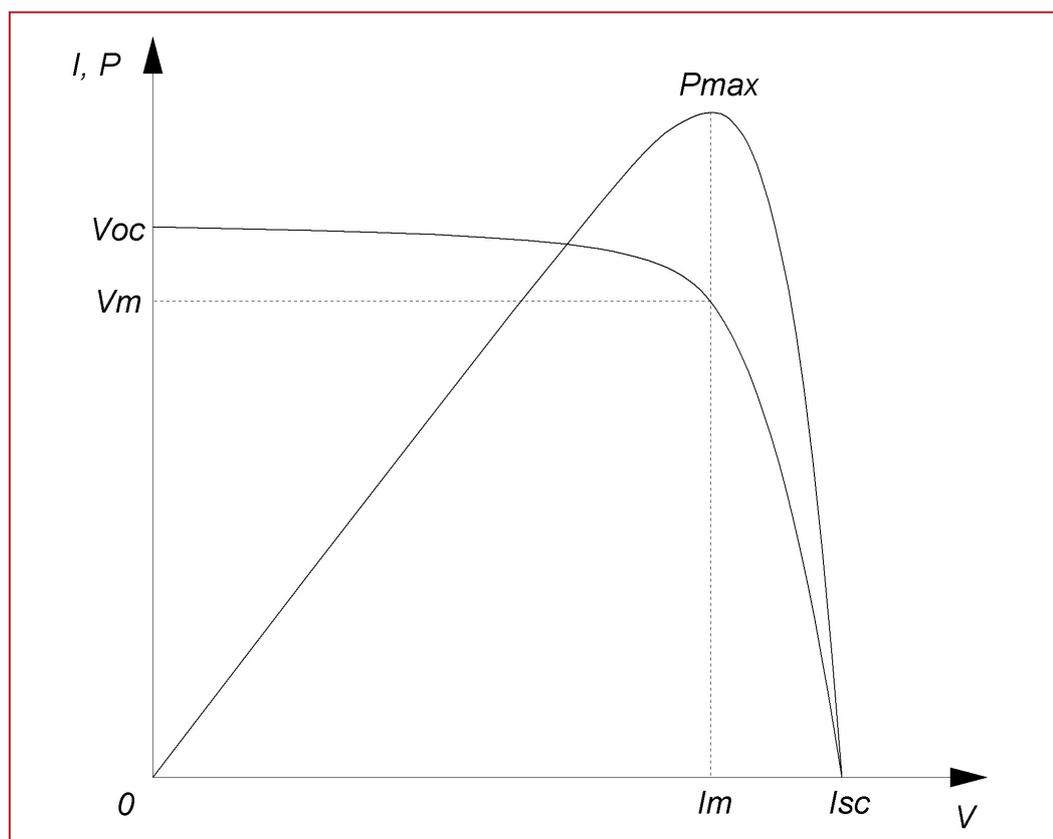


Figura 6.3 - Curva caratteristica del generatore fotovoltaico e andamento della potenza prodotta.

neratore fotovoltaico varia notevolmente a seconda del punto di lavoro sulla curva caratteristica tensione-corrente. Tale curva tuttavia non è stabile nel tempo ma varia istantaneamente col modificarsi delle condizioni di irraggiamento solare e, più lentamente, col variare della temperatura. Queste variazioni causano lo spostamento del punto di massima potenza, il che si traduce nella impossibilità pratica di prevederne la collocazione controllando l'inverter con strumenti di calcolo tradizionali.

Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT consiste nell'individuazione del punto di massima potenza sulla curva del generatore fotovoltaico mediante piccole variazioni di carico effettuare a intervalli regolari. Queste variazioni si traducono in scostamenti dei valori di tensione e corrente attraverso i quali è possibile stabilire se la nuova condizione è migliore della precedente. Questo metodo di ricerca è denominato P&O (*Perturb and Observe*) ed è molto diffuso, pur con diverse varianti nell'algoritmo di ricerca, ma non è l'unico. In pratica, si è osservato che l'applicazione pura e semplice di un algoritmo P&O poteva dar luogo a notevoli problemi di accuratezza al manifestarsi di ampie variazioni di irraggiamento. Se, ad esempio, durante il funzionamento, una nube va a coprire il sole anche solo parzialmente, in molti casi l'algoritmo P&O riduce istantaneamente la potenza a zero. Si è osservato che, perché questo fenomeno si verifici, è sufficiente che il nuovo valore di corrente di cortocircuito stabilitesi dopo la variazione sia inferiore al valore di corrente che precedentemente si aveva nel punto di massima potenza.

Per ovviare a questo inconveniente, in molti casi si è ricorsi al metodo CV (*Constant Voltage*), il quale, imponendo una tensione di lavoro fissa, impedisce alla corrente di portarsi a zero. Tuttavia, l'utilizzo del solo metodo CV non consente una gestione ottimale dell'array, per cui si preferisce utilizzare il metodo CV non da solo ma preferibilmente

per "irrobustire" il P&O. Così facendo, l'algoritmo di ricerca valuta periodicamente se si sono verificate variazioni di una certa ampiezza nella curva caratteristica dell'array e, in tal caso, commuta il funzionamento da P&O a CV per poi riportarlo nuovamente a P&O ma a partire dal punto individuato sulla nuova curva.

Questi metodi "ibridi", che fanno uso di più algoritmi di ricerca coordinati tra loro, prendono il nome di MP&O, EPP, ecc. Un ulteriore metodo di ricerca del punto di massima potenza è denominato IC (*Incremental Conductance*). Esso si basa sulla constatazione che nel punto di massima potenza la derivata della potenza rispetto alla tensione deve essere uguale a zero, ossia:

$$\frac{dp}{dv} = 0$$

Da qui, con alcuni passaggi si ottiene:

$$\frac{di}{dv} = -\frac{v}{i}$$

Il metodo IC individua con precisione il punto di massima potenza ma può facilmente diventare instabile in caso di perturbazioni della curva caratteristica, per cui spesso necessita di essere "irrobustito" con altri metodi, al pari di quanto avviene per il P&O.

Infine, vale la pena di citare alcuni metodi di ricerca utilizzati in passato ma che oggi si incontrano con minore frequenza, quali il metodo OV (*Open Voltage*), basato sulla misura periodica della tensione a circuito aperto, e il metodo SC (*Short Circuit*), analogo al precedente ma che invece tiene conto della corrente di corto circuito.

Circuiti di uscita e PWM

Come si è visto, i circuiti di uscita degli inverter non commutano quasi mai a fre-



La potenza prodotta da un generatore fotovoltaico varia notevolmente a seconda del punto di lavoro sulla curva caratteristica tensione-corrente

quenza di rete per evitare di introdurre nella rete stessa una quantità di armoniche eccessiva. Nella maggior parte dei casi si preferisce invece utilizzare una commutazione a frequenza più elevata che, agendo sulla durata degli impulsi, permetta di approssimare la sinusoide a 50 Hz.

In *figura 6.4* è visibile, da un punto di vista qualitativo, come questo fenomeno avviene: si può infatti notare che gli impulsi più ampi si trovano in corrispondenza dei valori massimi della sinusoide, mentre gli stessi impulsi si assottigliano all'avvicinarsi dell'onda ai punti di passaggio per lo zero.

Questo metodo è detto PWM (*Pulse Width Modulation*) e può essere applicato sia ai generatori di tensione (inverter per servizio isolato) che ai generatori di corrente (inverter per servizio in rete).

Classificazione degli inverter per servizio in rete

Inverter a singolo stadio

Questi inverter sono provvisti di un solo stadio di conversione che provvede alla funzione MPPT e alla conversione DC-AC in modalità PWM.

Si tratta di apparati abbastanza semplici e che possono raggiungere efficienze eleva-

te ma, normalmente, devono essere equipaggiati con un trasformatore di uscita, principalmente per adattare la tensione di uscita a quella di rete.

Nel caso di impianti collegati in media tensione si può utilizzare lo stesso trasformatore elevatore MT/BT che in questo caso deve disporre di un avvolgimento BT di tensione opportuna, realizzato secondo le specifiche fornite dal costruttore dell'inverter.

Quando invece l'inverter deve funzionare in parallelo a una rete BT è quasi sempre necessaria la presenza di un trasformatore BT/BT con il primario di tensione opportuna.

A fronte della maggiore semplicità circuitale e del costo generalmente più contenuto, gli inverter a singolo stadio sono però poco flessibili in quanto sono dotati di un unico ingresso con la tensione che deve rimanere in un intervallo piuttosto ristretto. Inoltre, la presenza di un trasformatore di uscita, se da un lato aumenta la sicurezza elettrica del sistema, dall'altro aggiunge un componente pesante e ingombrante che comunque riduce di qualche punto percentuale l'efficienza complessiva e rappresenta un ulteriore costo.

Inverter a più stadi

La presenza di due stadi di conversione aumenta il costo della componentistica



Quando invece l'inverter deve funzionare in parallelo a una rete BT è quasi sempre necessaria la presenza di un trasformatore BT/BT con il primario di tensione opportuna

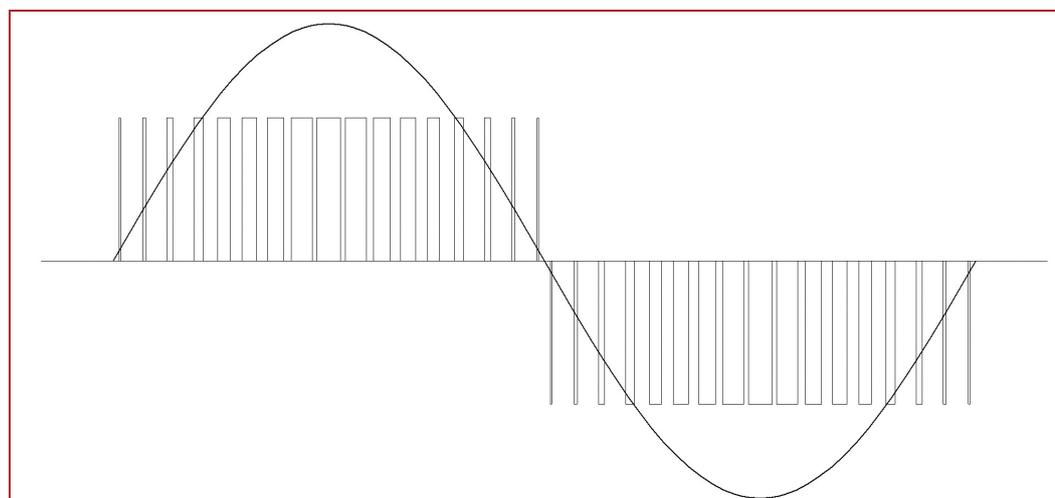


Figura 6.4 - Principio di funzionamento del metodo PWM.

di potenza ma permette di ottenere alcuni vantaggi:

- il primo stadio si occupa di adattare la tensione di ingresso alle esigenze dello stadio finale, per cui la tensione di ingresso può variare entro un intervallo più ampio;

- la tensione di uscita dello stadio finale è quella richiesta dalla rete BT, per cui non è più indispensabile prevedere un trasformatore a valle;

- l'inverter può essere dotato di più stadi di ingresso con le uscite in parallelo e quindi può gestire più di un array con caratteristiche differenti.

Per i motivi visti il mercato degli inverter di stringa è a tutt'oggi dominato dagli inverter a due o più stadi e questa scelta ha coinvolto anche molti inverter di taglia maggiore.

Inverter con o senza trasformatore

Come si è visto, il trasformatore di uscita è una scelta pressoché obbligata negli inverter monostadio ma tuttavia, anche negli inverter a più stadi non sempre si sceglie di eliminarlo, perché in qualche caso può essere conveniente sfruttare la separazione elettrica tra le sezioni DC e AC che questo componente è in grado di offrire.

Gli inverter senza trasformatore, detti anche *transformerless*, sono più piccoli e leggeri ma non sono in grado di realizzare la separazione elettrica tra la sezione DC e AC e quindi bisogna sempre tenere presente che la sezione DC eredita lo stato del neutro del sistema AC (TT o TN, più raramente IT).

L'isolamento dell'array deve essere monitorato con attenzione ed eventuali perdite determinano l'intervento delle protezioni di basso isolamento o differenziali.

Per contro, la presenza del trasformatore da luogo ad un sistema di tipo IT sulla parte in corrente continua e quindi una eventuale perdita di isolamento deve es-

sere segnalata, per potere essere riparata, ma comunque non interrompe il servizio. In un sistema IT le protezioni intervengono invece solo in caso di doppio guasto a terra e quindi di corto circuito o forte sovraccarico.

Un ulteriore vantaggio legato all'utilizzo del trasformatore all'uscita è che questo componente, per sua natura, blocca una eventuale componente continua che si dovesse sovrapporre o addirittura sostituire alla potenza di uscita in corrente alternata. Questa eventualità si manifesta, tipicamente, in caso di guasto dello stadio di uscita dell'inverter.

Nel caso di inverter senza trasformatore è sempre necessario prevedere una protezione in grado di rilevare l'immissione di corrente continua in rete oltre una determinata soglia e intervenire tempestivamente scollegando l'inverter.

Non da ultimo, occorre sempre tenere presente che un trasformatore collegato permanentemente alla rete elettrica consuma energia anche quando l'impianto fotovoltaico non produce.

Si tratta di un inconveniente facilmente riscontrabile e al quale in alcuni casi si cerca di porre rimedio interrompendo il circuito di uscita per mezzo di interruttori crepuscolari o simili.

Trasformatore di uscita o interstadio

Quando è presente, il trasformatore non sempre è posto a valle dello stadio di uscita dell'inverter (trasformatore a 50 Hz).

In alcuni casi si preferisce adottare un trasformatore interstadio che può lavorare a frequenza più elevata, tipicamente alcune decine di kHz.

Così facendo, le dimensioni e il peso di questo componente sono più ridotti ma è comunque richiesta internamente una doppia conversione da corrente continua ad alternata e viceversa. Inoltre, il trasformatore interstadio non è in grado di bloccare eventuali immissioni di corrente



Un ulteriore vantaggio legato all'utilizzo del trasformatore all'uscita è che questo componente, per sua natura, blocca una eventuale componente continua che si dovesse sovrapporre o addirittura sostituire alla potenza di uscita in corrente alternata



Il rendimento di conversione di un inverter non è costante ma, tipicamente, varia con alcuni parametri caratteristici

continua in rete come invece avviene nel caso del trasformatore di uscita.

Prestazioni

Curve di rendimento e indici

I costruttori di inverter forniscono sempre il valore del rendimento di conversione massimo raggiungibile con le proprie macchine. Tuttavia, il rendimento di conversione di un inverter non è costante ma, tipicamente, varia con alcuni parametri caratteristici. Il più importante fra questi è la potenza di uscita. Infatti, come si può vedere nell'esempio di *figura 6.5*, mentre per potenze comprese tra il 10% e il 100% della potenza massima il rendimento si mantiene generalmente abbastanza costante, per potenze inferiori tende invece a decrescere molto velocemente.

Al fine di tenere conto attraverso un unico parametro del comportamento dell'inverter lungo l'intera gamma di potenza di uscita, sono stati introdotti dei parametri in grado di mediare i valori misurati in punti diversi dando loro un peso differente.

Il primo di questi, chiamato rendimento europeo η_{EURO} , si utilizza prevalentemente

in situazioni di radiazione solare media, mentre il secondo, chiamato rendimento californiano η_{CEC} (introdotto dalla *Californian Energy Commission*) è impiegato preferibilmente in presenza di valori di radiazione solare elevati.

Nel seguito sono riportate le formulazioni per entrambi gli indici.

$$\eta_{\text{EURO}} = 0,03 \eta_{5\%} + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%}$$

$$\eta_{\text{CEC}} = 0,00 \eta_{5\%} + 0,04 \eta_{10\%} + 0,05 \eta_{20\%} + 0,12 \eta_{30\%} + 0,21 \eta_{50\%} + 0,53 \eta_{75\%} + 0,05 \eta_{100\%}$$

La potenza prodotta non è però l'unico parametro che influisce sul rendimento, perché anche le tensioni, in particolare quella di ingresso, possono giocare un ruolo non secondario. In genere infatti, quanto più ci si discosta dalla tensione di ingresso nominale, tanto minore è il rendimento a parità di potenza prodotta.

Efficienza MPPT statica e dinamica

Come si è visto, il rendimento di conversione costituisce per un inverter un parametro di merito molto importante, tuttavia nelle applicazioni fotovoltaiche deve

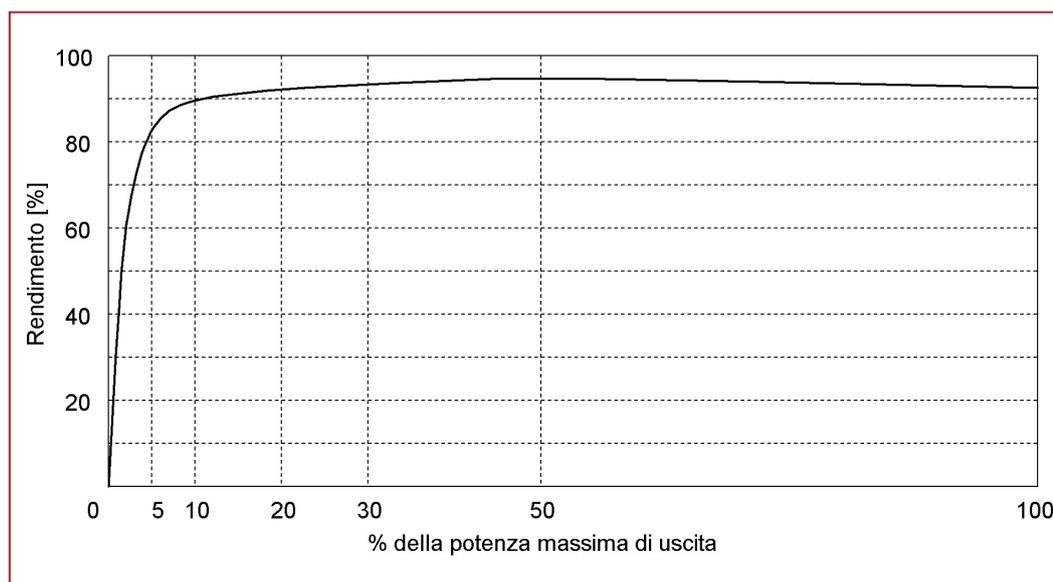


Figura 6.5 - Esempio di curva di rendimento di un inverter al variare della potenza di uscita.

essere considerata un'ulteriore potenziale fonte di inefficienza dovuta alla ricerca del punto di massima potenza.

L'efficienza MPPT è definita come il rapporto tra l'energia misurata in ingresso all'inverter in un determinato periodo di tempo e la stessa energia che il dispositivo utilizzato per la prova (generatore fotovoltaico o simulatore fotovoltaico) sarebbe in grado di fornire nel punto di massima potenza.

La norma CEI EN 50530 stabilisce le modalità di prova sia per la misura del rendimento di conversione globale che per la misura dell'efficienza MPPT.

Supponendo di effettuare la prova per un periodo di tempo complessivo T_M , indicando con P_{DC} la potenza misurata in ingresso all'inverter e con P_{MPP} la potenza disponibile nel punto di massima potenza del simulatore fotovoltaico, l'efficienza MPPT, chiamata η_{MPPT} , assume la seguente espressione:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} P_{DC}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} P_{MPP}(t) \cdot dt}$$

Occorre precisare che l'efficienza MPPT deve essere misurata in corrispondenza di differenti valori della potenza e della tensione di ingresso, analogamente a quanto avviene per il rendimento di conversione. Inoltre, l'efficienza MPPT può dipendere dalla curva caratteristica del generatore fotovoltaico di riferimento, a seconda che si faccia uso di moduli in silicio cristallino o in film sottile. Essa infine può essere a sua volta suddivisa tra efficienza MPPT statica e dinamica.

L'efficienza MPPT statica si misura mantenendo invariate le condizioni di ingresso per tutto il periodo della prova e di conseguenza l'inverter è tanto più efficiente quanto più riesce ad avvicinarsi al punto di massima potenza e quanto meno ampie sono le eventuali pendolazioni attorno ad esso.

L'efficienza MPPT dinamica si misura variando nel tempo l'ampiezza della curva caratteristica del simulatore fotovoltaico e di conseguenza, in questo caso, l'inverter è tanto più efficiente quanto più riesce ad adattarsi al mutare delle condizioni di ingresso. Le prove prevedono la variazione della potenza di ingresso secondo opportune rampe con valori prefissati di ampiezza e durata. Un ultimo aspetto che riguarda l'efficienza MPPT consiste nella valutazione del comportamento dell'inverter in presenza di più massimi relativi nella curva di potenza. Questo fenomeno si verifica tipicamente quando uno o più moduli di una stringa risultano ombreggiati e sarebbe quindi possibile il passaggio della corrente prodotta dai rimanenti moduli attraverso i diodi di by-pass.

Quando questo accade, l'inverter può far lavorare il generatore fotovoltaico alla tensione di stringa ma con una corrente più bassa, oppure a una tensione più bassa ma sfruttando appieno la corrente impressa dai moduli non ombreggiati. Tuttavia, non tutti gli algoritmi di ricerca del punto di massima potenza sono in grado di riconoscere il punto sulla curva $I-V$ più vantaggioso (massimo assoluto), ma si limitano anzi a trovare il primo massimo relativo che incontrano. Sono quindi da preferire gli inverter che invece effettuano uno screening periodico su tutta la curva in modo da ricercare i punti di funzionamento più vantaggiosi (massimi assoluti).

Compatibilità elettromagnetica

La Direttiva Europea 89/336 contiene le prescrizioni di carattere generale riguardanti la compatibilità elettromagnetica, da considerarsi, come indica l'Art. 4 della direttiva stessa, sotto i due principali aspetti seguenti:

- le perturbazioni elettromagnetiche generate siano limitate ad un livello che permetta agli apparecchi radio e di telecomunicazione ed agli altri apparecchi



Un ultimo aspetto che riguarda l'efficienza MPPT consiste nella valutazione del comportamento dell'inverter in presenza di più massimi relativi nella curva di potenza

Armoniche dispari non multiple di 3		Armoniche dispari multiple di 3		Armoniche pari	
Ordine dell'armonica	Tensione dell'armonica [%]	Ordine dell'armonica	Tensione dell'armonica [%]	Ordine dell'armonica	Tensione dell'armonica [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 \cdot 17 - h - 0,27$	$27 \leq h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \cdot 10 / h + 0,25$

Tabella 6.2 - Livelli di compatibilità per le singole tensioni armoniche nelle reti di bassa tensione.



Nel caso di inverter per applicazioni isolate, le armoniche presenti all'uscita sono riscontrabili essenzialmente come variazioni della tensione di alimentazione ai carichi

di funzionare in modo conforme alla loro destinazione;

- gli apparecchi abbiano un adeguato livello di immunità intrinseca contro le perturbazioni elettromagnetiche che consenta loro di funzionare in modo conforme alla loro destinazione.

Nel caso di inverter per applicazioni isolate, le armoniche presenti all'uscita sono riscontrabili essenzialmente come variazioni della tensione di alimentazione ai

carichi. La norma CEI EN 61000-2-2 fissa dei valori limite per ciascuna componente, espressi come valori percentuali della componente fondamentale a 50 Hz.

La tabella 6.2 riporta tali valori.

Nel caso invece di inverter per servizio in rete, essendo questi ultimi assimilabili a dei generatori di corrente alternata, occorre fare ricorso alla norma CEI EN 61000-3-2, la quale fissa i limiti relativi presenza di armoniche nella corrente scambiata con la rete fino a 16 A per fase (nell'ipotesi

ORDINE DELLE ARMONICHE	VALORI EFFICACI MASSIMI AMMESSI
Armoniche di ordine dispari	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 15 / n$
Armoniche di ordine pari	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8 / n$

Tabella 6.3 - Limite delle armoniche di corrente per le apparecchiature fino a 16 A per fase.

che la tensione di rete sia pressoché perfettamente sinusoidale).

I valori riportati nella *tabella 6.3* si applicano alle correnti di linea e di neutro sia per apparecchi monofase che per apparecchi trifase equilibrati e non. Se le prove sono eseguite a tensioni nominali che differiscono dai valori nominali di riferimento (230/400 V), i limiti riportati devono essere moltiplicati per la tensione di prova effettivamente divisa per i valori indicati.

Per correnti maggiori di 16 A per fase e fino a 75 A (corrispondenti a circa 50 Kw se le fasi sono equilibrate e a $\cos\phi = 1$) si applica la Norma CEI EN 61000-3-12, la quale prevede un approccio differente e più complesso rispetto alla CEI EN 61000-3-2. Più recentemente, la Norma CEI EN 62920 ha raggruppato i vari requisiti normativi per quanto riguarda la compatibilità elettromagnetica degli inverter fotovoltaici.

Sicurezza

Gli inverter sono apparati elettronici attraverso i quali transita una notevole potenza. È quindi indispensabile che siano progettati e realizzati secondo specifici criteri di sicurezza e che siano sottoposti a severi test di rispondenza a sollecitazioni di vario tipo.

Pertanto, tutti gli inverter in commercio devono essere certificati secondo le Norme CEI EN 62109-1/2.

I convertitori da applicare ai moduli fotovoltaici, ossia gli ottimizzatori e i microinverter hanno invece una propria norma di prodotto IEC 62109-3.



Gli inverter sono apparati elettronici attraverso i quali transita una notevole potenza