

#### UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea triennale in Ingegneria Elettronica

## STUDIO E SIMULAZIONE DI UN INVERTER FOTOVOLTAICO TRIFASE PER APPLICAZIONI DOMESTICHE

STUDY AND SIMULATION OF A THREE-PHASE PHOTOVOLTAIC INVERTER FOR DOMESTIC APPLICATIONS

Relatore: Chiar.mo Prof. Orcioni Simone Tesi di Laurea di: Linguiti Alessandro

A.A. 2020 / 2021

## SOMMARIO

| <u>1</u> [ | NTRODUZIONE                                |
|------------|--|
| 1.1        | DALLA CELLA FOTOVOLTAICA ALL'IMPIANTO      |
| 1.1.1      |  |
| 1.1.2      | 2 Pannelli, stringhe e impianto            |
| 1.1.3      | 3 Impianti grid connected o stand-alone    |
| <u>2</u>   | MODELLO DELL'INVERTER FOTOVOLTAICO         |
| 2.1        | STADIO DC/DC                               |
| 2.1.3      | 1 RUOLO DELLO STADIO DC/DC                 |
| 2.1.2      | 2 IL CONVERTITORE BOOST                    |
| 2.2        | STADIO DC/AC 1                             |
| 2.2.2      | 1 INVERTER TRIFASE A DUE LIVELLI           |
| 2.2.2      | 2 NPC - NEUTRAL POINT CLAMPED              |
| 2.2.3      | 3 ANPC - ACTIVE NEUTRAL POINT CLAMPED      |
| 2.3        | SCELTA DELLO STADIO DC/AC 1                |
| 2.3.2      | 1 ANALISI DEL CIRCUITO                     |
| 2.3.2      | 2 PWM CON TRASLAZIONE VERTICALE            |
| 2.3.3      | 3 CARATTERISTICHE OTTENUTE                 |
| 2.3.4      | 4 Scelta dei componenti                    |
| 2.4        | FILTRO DI USCITA E CONNESSIONE ALLA RETE 2 |
| 2.4.2      | 1 EFFETTI DEL DUTY CYCLE SULL'INDUTTORE    |
| 2.4.2      | 2 FUNZIONE DELL'INVERTER GRID CONNECTED    |
| <u>3 g</u> | SIMULAZIONE STADIO DC/AC 2                 |
| <u>4</u>   | CONCLUSIONI 2                              |
| <u>5 I</u> | BIBLIOGRAFIA                               |

## **1** INTRODUZIONE

In ottica di transizione ecologica, l'energia elettrica gioca sempre più un ruolo fondamentale quale principale fonte energetica utilizzata.

Per quanto riguarda le utenze domestiche la direzione verso cui si sta convergendo, è quella della cosiddetta casa *zero gas*, in cui si affida il riscaldamento ad una pompa di calore, la cucina alle piastre a induzione, e gli spostamenti all'auto elettrica.

In questo contesto, la recente situazione economica, caratterizzata da importanti aumenti dei prezzi delle materie prime da un lato, ma da consistenti incentivi in ambito energetico dall'altro, non può che dare una spinta determinante in tal senso.

Risulta quindi evidente l'importantissimo ruolo del fotovoltaico, quale fonte di energia elettrica *green* da sfruttare direttamente sul posto, riducendo anche in modo consistente la necessità di acquisto dalla rete.

A fronte tuttavia delle occorrenze energetiche delle apparecchiature sopracitate, è indispensabile un radicale cambiamento nella tradizionale concezione dell'impianto elettrico domestico italiano da 3 kW, che dovrà inevitabilmente lasciar spazio ad un impianto più strutturato, trifase, e di potenza superiore.

Per queste ragioni, si è scelto di proporre nel presente elaborato lo studio di un inverter fotovoltaico trifase di potenza nominale 10 kW, già nel titolo definito "domestico", ad anticipazione di quanto appena espresso.

Si procederà quindi, dopo un breve capitolo sul funzionamento delle celle fotovoltaiche e dei pannelli, necessario per inquadrare correttamente le problematiche funzionali al seguito, oltre che per completezza di informazioni, con lo studio e la simulazione dell'inverter, analizzando separatamente le parti che lo compongono.

Verrà spiegata dapprima l'esigenza di anteporre all'inverter vero e proprio uno stadio di conversione in corrente continua, che verrà quindi opportunamente analizzato; saranno poi proposte le principali topologie circuitali che possono essere impiegate nella progettazione di un inverter del tipo e della taglia scelti per questa tesi, quindi ne verrà individuata una, ritenuta più adatta, e se ne proporrà uno studio approfondito.

Infine, sarà chiarito, dal punto di vista circuitale, il ruolo dell'inverter fotovoltaico connesso alla rete elettrica nazionale.

Nel seguito si farà riferimento quindi ai seguenti valori di progetto:

- Potenza complessiva nominale: 10 kW
- Numero conduttori: 3P+N
- Tensione nominale fase-neutro: 230 V
- Tensione nominale fase-fase: 400 V
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione nominale bus DC:  $750\ V$

Da più di un decennio, la crescita dell'utilizzo dell'energia del sole è continua, come si evince dal grafico di Figura 1.1. Dal 2008 al 2020, il numero di impianti fotovoltaici installati in Italia è aumentato di oltre il 2500%, passando dagli allora poco meno di 35 mila impianti, agli attuali 935 mila, e la potenza installata ha superato nel 2020 i 21 GW, a partire dai 483 MW del 2008. L'energia prodotta da impianti fotovoltaici in Italia nel 2020 è stata infatti di circa 25 TWh, a fronte di un fabbisogno complessivo di 301 TWh, pari cioè a circa l'8% del totale [1] [2].



Figura 1.1 - Impianti fotovoltaici in Italia dal 2008 al 2020 [1]

Questi dati sono certamente molto incoraggianti, ed anche se rappresentano ancora solamente una piccola parte del fabbisogno complessivo di energia elettrica, individuano abbastanza bene la direzione da seguire.

Basti pensare che il sole trasferisce sulla terra, alle nostre latitudini, una potenza media su tutto l'anno di circa 180 W/m<sup>2</sup> [3]. Se idealmente si potesse sfruttare questa energia al 100% si avrebbe una produzione annua di più di 1,5 MWh/m<sup>2</sup>, e dunque sarebbe sufficiente una superficie complessiva di appena 191 km<sup>2</sup> per soddisfarre l'intero fabbisogno italiano del 2020. Questo ovviamente non è possibile, ma è utile per comprendere l'importanza dello sfruttamento dell'energia del sole e della ricerca scientifica in tale settore, volta a migliorare le prestazioni dell'attuale tecnologia.

## 1.1 DALLA CELLA FOTOVOLTAICA ALL'IMPIANTO

Il processo di trasformazione dell'energia solare in energia elettrica avviene nelle celle fotovoltaiche, dette anche celle solari.

#### 1.1.1 La cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica (Figura 1.2) è l'unità elementare di cui sono costituiti i pannelli fotovoltaici. Dal punto di vista concettuale, si tratta essenzialmente di una giunzione p-n, in cui il lato n è sottile ed esposto al sole. In Figura 1.3 è mostrato il diagramma a bande di una giunzione p-n all'equilibrio termodinamico.



Figura 1.2 - Cella fotovoltaica [14]



Figura 1.3 - Diagramma a bande di una giunzione p-n [12]

Nella zona centrale, detta zona di carica spaziale, alcuni elettroni e lacune si ricombinano. Si avrà così la formazione di ioni positivi lato n e negativi lato p, e la conseguente origine di un campo elettrico diretto dalla zona n alla zona p.

Quando la giunzione viene esposta alla radiazione solare, i fotoni incidenti sulla cella cedono energia agli elettroni, generando coppie elettrone-lacuna. Il campo elettrico presente nella giunzione fa sì che le coppie così generate si separino, facendo migrare gli elettroni verso la regione n e le lacune verso la regione p. Si crea così una differenza di potenziale ai capi della giunzione.

In una cella fotovoltaica sono inoltre presenti dei contatti metallici sopra e sotto la giunzione p-n. Attraverso questi contatti la cella può essere connessa in un circuito e la differenza di potenziale così generata dà origine ad una corrente continua, che fluisce dalla regione p, al circuito, alla regione n.



La Figura 1.4 mostra schematicamente questo processo.

Figura 1.4 – Schema di funzionamento di una cella fotovoltaica [13]

Per contro, dal punto di vista della tensione che si è generata grazie all'energia del sole, la giunzione è vista come un diodo, che quindi essa auto-polarizza direttamente. All'interno della cella fotovoltaica si origina così una corrente di diffusione, diretta nel senso opposto alla precedente.

In condizioni di circuito aperto si ha una situazione di equilibrio dinamico, in cui questa corrente bilancia esattamente la corrente fotogenerata, impedendo che la tensione ai capi della cella cresca indefinitamente.

Dal punto di vista elettrico il circuito equivalente di una cella fotovoltaica, per quanto appena descritto, sarà quindi formato da un generatore di corrente, la cui intensità dipende dalle condizioni ambientali a cui è sottoposta la cella, e da un diodo, come mostrato in Figura 1.5. La caratteristica di uscita che si ottiene è riportata in Figura 1.6.

Ciò che si nota subito, se si è interessati a massimizzare l'energia prodotta, è che esiste un solo punto della curva caratteristica in cui si ottiene la massima potenza disponibile. Tale punto prende il nome di MPP (Maximum Power Point). Si anticipa già che uno dei compiti più importanti dell'inverter fotovoltaico sarà quello di far sì che il punto di lavoro del sistema si porti quanto più vicino possibile al MPP.



Figura 1.5 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica





#### 1.1.2 Pannelli, stringhe e impianto

Valori tipici per tensione e corrente per una singola cella sono di circa 0,5 V – 0,7 V e 3 A – 3,5 A, per una potenza di 1,5 W – 2 W nel punto di massimo rendimento.

Il maggiore limite di questa tecnologia risulta quindi quello della massima tensione, decisamente bassa, mentre i valori tipici per la corrente risultano già più ragionevoli.

Un pannello fotovoltaico è quindi semplicemente composto da più celle collegate tra loro in serie; in questo modo la tensione aumenta ma le celle sono percorse dalla stessa corrente, riducendo le perdite.

Analogamente, e per le stesse ragioni, più pannelli si collegano in serie per formare una stringa, raggiungendo così tensioni dell'ordine dei 1000 V.

In questo modo tutte le celle di tutti i pannelli della stringa sono attraversate dalla stessa corrente, come è evidente nella Figura 1.7, che mostra il collegamento serie dei circuiti equivalenti di *n* celle.

Se tutte le celle sono sottoposte alle stesse condizioni ambientali, produrranno, prese



Figura 1.7 - Collegamento in serie di 4 celle fotovoltaiche

singolarmente, almeno in linea teorica, tutte la stessa corrente, cosicché le curve che si ottengono in uscita dall'intera stringa saranno della stessa tipologia di quelle viste precedentemente in Figura 1.6 per la singola cella, con gli stessi valori di corrente, ma con la tensione e la potenza date dalla somma di quelle prodotte da tutte le celle. Ciò significa che anche in questo caso esisterà un punto di massimo sulla curva tensione-potenza.

Se invece una o più celle si trovano in condizioni ambientali differenti, tali da produrre una corrente minore rispetto alle altre celle, il collegamento serie imporrà comunque che tutte le celle siano attraversate dalla stessa corrente. Facendo nuovamente riferimento alla Figura 1.7, ciò significa che, se uno dei generatori di corrente produce meno degli altri, l'eccesso di corrente generata dagli altri generatori rispetto a questo non può che richiudersi sui rispettivi diodi. Questo succede in particolar modo quando una o più celle di una stringa si trovano in ombra, ovvero nella cosiddetta condizione di *ombreggiamento parziale*. In pratica quindi, anche una sola cella ombreggiata fa da strozzatura per la corrente, abbattendo drasticamente le prestazioni dell'intera stringa. Per ridurre gli effetti dell'ombreggiamento parziale, la maggior parte dei pannelli fotovoltaici è ormai dotata di diodo di by-pass, ovvero di un diodo che si attiva consentendo la circolazione della corrente in eccesso, qualora il relativo pannello producesse meno corrente degli altri. In queste condizioni tuttavia, si distorce notevolmente la forma delle curve di uscita, che ora non sono più della stessa tipologia di quelle della Figura 1.6: la curva tensione-potenza non ha più un solo punto di massimo, ma presenta più massimi relativi, come mostrato in Figura 1.8, ed è dunque molto più complessa da analizzare per individuare il punto di massimo assoluto. Sono gli inevitabili svantaggi del collegamento serie.



Figura 1.8 - Caratteristica I-V e P-V di una stringa dotata di diodi di by-pass in condizioni di ombreggiamento parziale [16]

Per aumentare ulteriormente la potenza dell'impianto più stringhe possono essere connesse in parallelo, sommando così stavolta le correnti. In questo modo la tecnologia fotovoltaica si presta alla massima scalabilità, potendo implementare, pur rimanendo concettualmente la stessa, praticamente ogni potenza, da pochi Watt fino a svariati megawatt e oltre. Si segnala tuttavia che il collegamento in parallelo di più stringhe riguarda perlopiù i grandi impianti, poiché per gli impianti ad uso domestico è spesso sufficiente una sola stringa per ottenere la potenza desiderata. Va precisato tuttavia che molti inverter ad uso domestico prevedono la possibilità di collegarvi due o più stringhe, non in parallelo tra loro ma separatamente, in modo che l'inverter possa ricercare il punto di massimo rendimento separatamente su ognuna di queste. Questa possibilità risulta particolarmente utile per chi avesse l'impianto con i pannelli orientati a gruppi con esposizioni diverse, come il caso di un tetto a più falde.

#### 1.1.3 Impianti grid connected o stand-alone

A conclusione di questo capitolo introduttivo sugli impianti fotovoltaici, resta da analizzare una fondamentale differenza nel loro possibile utilizzo, differenza che sarà poi determinante nel definire il ruolo dell'inverter, come si vedrà poi nel Capitolo 2.4.

Un impianto fotovoltaico si dice *stand-alone* oppure *a isola* quando non è connesso alla rete elettrica e dunque deve provvedere, da solo o in abbinamento ad altri generatori locali quali, a titolo di esempio, piccoli impianti eolici o gruppi elettrogeni rotanti, ad alimentare i carichi. È tipicamente il caso di utenze geograficamente isolate, laddove la rete elettrica non arriva. In questo caso l'inverter non deve interfacciarsi con la rete, ma deve produrre e sostenere autonomamente la tensione richiesta dai carichi.

Un impianto fotovoltaico si dice invece *grid connected* quando è connesso alla rete elettrica e lavora in parallelo ad essa. È questo certamente il caso più diffuso ed è il caso oggetto di studio del presente elaborato. In questo caso la tensione richiesta dai carichi è già presente in quanto è presente, appunto, la rete. Un inverter connesso in questo tipo di impianto deve quindi produrre energia da poter essere consumata sul posto oppure da immettere in rete, compatibilmente con la rete stessa, senza cioè poter alterare in nessun modo la tensione esistente.

# 2 MODELLO DELL'INVERTER FOTOVOLTAICO

La struttura di un inverter fotovoltaico grid connected è mostrata nello schema di Figura 2.1. In ingresso, la tensione  $v_{PV}$  è la tensione in uscita dalla stringa di pannelli, mentre in uscita l'inverter è connesso alla rete e ai carichi.

In questo capitolo verranno approfonditi i ruoli di tutti i blocchi componenti lo schema.



### 2.1 STADIO DC/DC

#### 2.1.1 Ruolo dello stadio DC/DC

Come si è visto nel precedente Capitolo 1.1, la potenza in uscita da una stringa fotovoltaica dipende molto dal punto di lavoro.

Il punto di lavoro in cui la stringa è in grado di erogare il massimo della potenza va quindi ricercato sulle sue curve caratteristiche, che però sono estremamente mutevoli nel tempo poiché dipendono da diversi fattori, primo tra tutti eventuali ombreggiamenti anche parziali. Al fine di ottenere la massima potenza ottenibile in ogni condizione, è necessario un algoritmo, detto MPPT (Maximum Power Point Tracking), che si occupa continuamente di far lavorare l'impianto più vicino possibile al suo punto di massimo.

Per ottenere la corretta tensione di uscita, il circuito inverter non può che partire dalla tensione disponibile al suo ingresso. A seguito dell'elevata variabilità della tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici tuttavia, questo farebbe molta fatica a mantenere la corretta tensione; inoltre, al fine di inseguire il punto di massimo rendimento, la tensione in uscita dai pannelli potrebbe anche assumere valori più bassi dell'ampiezza della tensione di rete, rendendo tale compito impossibile.

Per questa ragione è necessario disaccoppiare la funzione di conversione della corrente da continua ad alternata dai pannelli. Si introduce così un altro stadio di conversione, con il compito di mostrare al generatore fotovoltaico la corretta impedenza affinché esso lavori sempre al suo punto di massimo, fornendo però in uscita una tensione continua costante. Tale stadio è dunque un convertitore DC/DC.

L'uscita dei pannelli fotovoltaici sarà allora connessa all'ingresso di questo stadio, e poi questo sarà a sua volta connesso ad un convertitore DC/AC.

La connessione tra loro dei due stadi avviene per mezzo di un bus di condensatori, detto bus DC, la cui tensione complessiva è un valore di progetto. Ciò consente inoltre di progettare separatamente i due stadi.

A seconda della normativa in vigore, per la connessione alla rete di un impianto fotovoltaico può essere richiesto o meno, di garantire l'isolamento galvanico tra la rete ed i pannelli mediante l'utilizzo di un trasformatore. A causa dei costi dei tradizionali trasformatori che operano a valle dell'inverter a frequenza di rete, si preferisce, laddove necessario, l'utilizzo di un trasformatore ad alta frequenza, più compatto ed economico, da integrarsi all'interno dello stadio DC/DC. La normativa italiana disciplina l'immissione di corrente continua in rete senza tuttavia l'obbligo di utilizzo di un trasformatore di isolamento, purché vi sia una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete [4].

Ai fini del progetto dello stadio DC/DC quindi non sarà necessario considerare convertitori isolati, ma sarà sufficiente un circuito BOOST; tale tipologia di convertitore risulta vincente per la sua semplicità ed efficienza.

L'idea è quindi quella di garantire un valore costante sul bus DC innalzando a tale valore la tensione di uscita del generatore fotovoltaico. La tensione del bus DC dovrà però allora essere scelta di valore maggiore della massima tensione raggiungibile dal generatore.

Si potrebbe in alternativa pensare ad un circuito BUCK-BOOST per superare questo limite, ma, per quanto riguarda le potenze considerate nel presente studio, la maggiore flessibilità così introdotta non vale la minore efficienza e la maggiore complessità e costo del convertitore [5].

#### 2.1.2 Il convertitore BOOST

Il convertitore BOOST è costituito essenzialmente da un induttore, un diodo ed un interruttore a transistor. L'interruttore connette alternativamente l'induttore all'ingresso, isolando l'uscita, oppure l'induttore e l'ingresso, congiuntamente, all'uscita. È quindi possibile distinguere nel funzionamento di questo circuito due fasi, dette  $t_{ON}$ , quando l'interruttore è chiuso, e  $t_{OFF}$ , quando l'interruttore è aperto. Infine, nello schema generale di questo circuito, è necessario un condensatore posto in parallelo all'uscita ad assicurare la continuità della tensione e della corrente al carico. Nell'utilizzo in ambito fotovoltaico il ruolo del condensatore di uscita sarà assolto dal bus DC.

Lo schema completo del convertitore BOOST è raffigurato in Figura 2.2:



Figura 2.2 - Circuito boost

Nell'analisi del convertitore si supporrà per semplicità che l'uscita abbia un assorbimento di corrente costante e pari a  $I_0$ .

Questa ipotesi semplificativa è in realtà coerente con l'utilizzo nel contesto in esame in quanto l'inverter oggetto di studio non si troverà mai a lavorare a vuoto né con carichi rapidamente variabili, ma lavorerà sempre al massimo della potenza disponibile in quanto l'energia che non venisse istantaneamente autoconsumata sarà accumulata in batterie oppure immessa in rete. Durante il  $t_{ON}$  l'interruttore è chiuso e l'induttore è connesso all'ingresso, mentre l'uscita viene alimentata dal condensatore. Il diodo risulta interdetto, avendo l'anodo connesso a massa. Lo schema del circuito si riduce quindi a quello di Figura 2.3



Figura 2.3 - Boost stato ON

Il compito dell'induttore in questa fase è quello di caricarsi di energia, che sarà fornita all'uscita nella fase successiva. La tensione ai suoi capi, con cui viene caricato, è pari a  $v_{PV}$ .

Durante il  $t_{\text{OFF}}$  l'interruttore è aperto, pertanto l'alimentazione risulta connessa in serie con l'induttore, potendo così fornire al condensatore ed all'uscita una tensione maggiore di quella disponibile in ingresso. La tensione sull'induttore è pari a  $v_{\text{PV}} - v_{\text{DC}}$ .

In questa fase, lo schema del circuito si riduce a quello di Figura 2.4



Figura 2.4 - Boost stato OFF

Le due fasi appena analizzate si alternano ciclicamente con frequenza  $f_{\rm S}$  e periodo  $T_{\rm S}$ . Si definisce inoltre *duty cycle D* il rapporto  $t_{\rm ON}/T_{\rm S}$ .

Poiché a regime il valor medio nel tempo della tensione sull'induttore deve essere pari a 0, si ha che

$$v_{\rm PV} \cdot t_{\rm ON} + (v_{\rm PV} - v_{\rm DC})t_{\rm OFF} = 0$$

Da cui si ricava che

$$\frac{v_{\rm DC}}{v_{\rm PV}} = \frac{t_{\rm ON} + t_{\rm OFF}}{t_{\rm OFF}} = \frac{1}{1 - D} = M$$
(2.2)

(2.1)

Questo valore, che sarà indicato con M, esprime il "guadagno" dello stadio DC/DC. Essendo  $0 \le D \le 1$  si può osservare che  $M \ge 1$ , a riprova del fatto che l'induttore, caricatosi durante il  $t_{ON}$  e connesso in serie con l'alimentazione durante il  $t_{OFF}$ , è in grado di innalzare la tensione di uscita.

Poiché la tensione sul bus DC è richiesta costante ma, come si è detto, la tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici varia a seconda delle condizioni di irraggiamento, sarà necessario un circuito di controllo dello stadio DC/DC BOOST che regoli dinamicamente il duty cycle, garantendo così in ogni momento il corretto valore di *M*. La tecnica più semplice a questo scopo è la PWM (*pulse-width modulation*).

Inoltre, è necessario che la capacità totale del bus DC sia sufficientemente elevata da assorbire l'ondulazione introdotta dal BOOST.

Come si è detto, questo convertitore risulta molto efficiente e molto semplice da realizzare, tuttavia presenta un aspetto critico dato dalle perdite nel diodo. Per elevate potenze allora potrebbe essere conveniente sostituire il diodo con un altro interruttore a transistor, essendo questo decisamente più performante del primo, al costo però di aumentare la complessità del circuito di controllo. In questo caso infatti il circuito di controllo dovrà pilotare due interruttori anziché uno solo e dovrà essere opportunamente calibrato in modo da evitare che i due possano essere contemporaneamente chiusi cortocircuitando l'ingresso. Questa realizzazione del convertitore BOOST prende il nome di convertitore *sincrono*.

Nella costruzione di un inverter fotovoltaico, per raggiungere il livello di potenza desiderato, vengono solitamente impiegati diversi moduli BOOST in parallelo in modo che ognuno di questi gestisca solamente una parte della potenza totale.

Inoltre, pilotando i vari moduli con uno sfasamento pari a 360° diviso il numero dei moduli, si migliora molto la qualità dell'uscita dello stadio e quindi sono necessari condensatori di capacità minore per il bus DC.

Utilizzando più di un circuito BOOST infine, è possibile gestire separatamente più stringhe in ingresso, ovvero renderle funzionalmente indipendenti, cioè far lavorare un MPPT separatamente su ognuna di esse. Questa possibilità è di fondamentale importanza in presenza di differenti esposizioni o differenti ombreggiamenti tra i pannelli fotovoltaici, come per esempio il caso di impianti realizzati su tetti a più falde, come anticipato nel Capitolo 1.1.

Come si è visto dallo studio del convertitore BOOST, l'assorbimento di corrente in ingresso da parte dello stadio DC/DC non è costante ma ha una caratteristica oscillante (ad onda quadra nel caso ideale), cioè raggiunge un massimo durante il  $t_{ON}$  e si annulla durante il  $t_{OFF}$ . Questo andamento però è in netto contrasto con l'esigenza espressa all'inizio di questo capitolo, cioè di mantenere il punto di lavoro del generatore fotovoltaico stabile e quanto più prossimo al punto di massimo rendimento.

Per risolvere questo problema è necessario allora introdurre una capacità di ingresso  $C_{IN}$ , di valore sufficientemente grande da garantire un ripple di corrente tale da non perturbare l'MPPT.

## 2.2 STADIO DC/AC

In ambito fotovoltaico con il termine *inverter* ci si riferisce comunemente all'intero dispositivo a cui è affidato, nel suo complesso, il compito di trasformare l'energia elettrica prodotta da pannelli fotovoltaici in energia pronta per essere consumata o immessa in rete in un impianto *grid-connected*. Da un punto di vista elettronico invece, l'inverter è in realtà solamente il mero stadio DC/AC di tale dispositivo, ovvero quel circuito che, data in ingresso una tensione continua regolata dagli stadi a monte, la converte in una tensione alternata.

A valle di questo stadio vi sarà poi uno stadio di filtro, il cui scopo è quello di rendere questa tensione più simile possibile ad una sinusoide pura filtrando tutte le armoniche indesiderate, nonché tutti gli altri stadi di protezione ed interfaccia necessari in un impianto fotovoltaico completo.

A seconda del contesto dunque, il termine *inverter* potrà assumere l'uno o l'altro significato. Per convertire la tensione continua in alternata, questo stadio è composto da interruttori a transistor che, opportunamente pilotati ed operando a frequenze molto maggiore della frequenza di rete, riescono a modulare la tensione DC disponibile ottenendo un'onda con ampiezza, frequenza e fase desiderata, ovvero quelle imposte dalla rete.

Si può subito effettuare una prima importante differenziazione tra le possibili realizzazioni valutando la tensione ottenuta in uscita.

Nelle implementazioni più semplici infatti l'uscita è caratterizzata da due soli valori, cioè gli interruttori connettono l'uscita alternativamente ad uno o ad un altro valore di tensione, ricavati dalla tensione in ingresso.

Nelle implementazioni più complesse invece gli interruttori possono connettere l'uscita a più di due valori.

Quest'ultima tipologia di inverter è detta *multilivello* e i diversi valori di tensione disponibili sono appunto detti livelli. I livelli consentono di riprodurre in uscita una forma d'onda molto più simile ad una sinusoide rispetto a quanto avviene in un inverter non-multilivello, in cui vi sono a disposizione a tale scopo solamente due valori.

In un inverter multilivello trifase, ciò deve avvenire per ognuna delle tre fasi, cioè già a livello di tensioni stellate. Non si intende cioè inverter multilivello trifase un inverter le cui sole tensioni concatenate, ottenute per differenza tra due tensioni stellate a due valori, presentino tre valori di tensione in uscita.

La migliore qualità dell'onda in questa tipologia di inverter consente di ridurre i filtri in uscita, che significa dimensioni e costi complessivamente minori per il dispositivo finale.

Inoltre, avendo suddiviso la tensione in più livelli, ogni interruttore risulta sottoposto ad una tensione minore, potendo così scegliere interruttori più economici e dalle prestazioni maggiori rispetto ad interruttori garantiti per tensioni più elevate, e tutte le parti dell'impianto sono sottoposte a variazioni di tensione dv/dt minori, riducendo le interferenze elettromagnetiche (EMI).

Di seguito sono presentate alcune tra le principali topologie circuitali con cui è possibile implementare un inverter.

#### 2.2.1 Inverter trifase a due livelli



Figura 2.5 - Inverter trifase a due livelli

Lo schema in Figura 2.5 è la più semplice configurazione per un inverter trifase, ed è formato da tre circuiti half-bridge connessi in parallelo sullo stesso bus DC.

L'uscita di ogni half-bridge costituisce una fase del sistema trifase, quindi è possibile prelevare la tensione stellata tra una delle tre fasi e il punto di neutro, oppure la tensione concatenata tra due delle tre fasi.

Ogni circuito half-bridge è formato solamente da due interruttori a transistor e due diodi. I due interruttori sono complementari, quando uno è chiuso l'altro è aperto e viceversa; non possono

mai essere contemporaneamente entrambi chiusi, altrimenti si cortocircuiterebbe il bus DC. Un opportuno sistema di controllo chiude quindi, per ogni ramo, uno dei due interruttori, esattamente come avverrebbe in un circuito half-bridge monofase, connettendo così l'uscita al bus DC, alternativamente, al valore alto o al valore basso della tensione disponibile, rispetto al punto N.

Poiché l'uscita del sistema considerato è trifase, il sistema di controllo dovrà inoltre garantire il corretto sfasamento tra le tre onde prodotte. Allo scopo dunque, i segnali di controllo attraverso cui esso pilota i tre circuiti half-bridge dovranno essere sfasati di 120°.

Nel tempo sono stati studiati diversi algoritmi con cui implementare il sistema di controllo. La Figura 2.6 mostra, a titolo di esempio, i grafici delle tensioni ottenute per questo circuito controllato con la tecnica PWM (Pulse Width Modulation).



Figura 2.6 - Tensioni ottenute con controllo tramite PWM

Come si vede dai grafici, le forme d'onda relative alle tensioni concatenate sono caratterizzate da 3 livelli di tensione,  $V_{\rm DC}$ , 0 e  $-V_{\rm DC}$  poiché sono ottenute per differenza tra due tensioni stellate, tuttavia queste ultime sono caratterizzate dai soli valori  $V_{\rm DC}/2$  e  $-V_{\rm DC}/2$ , determinando la classifica di questo circuito come inverter trifase a 2 livelli.

Questo schema quindi, presenta notevoli vantaggi in termini di costo e di semplicità, sia per quanto riguarda il circuito di potenza, sia per il sistema di controllo, che deve pilotare solamente pochi interruttori. Presenta tuttavia alcuni limiti dal punto di vista della qualità della forma d'onda in uscita e della tensione massima a cui sono sottoposti i componenti.

#### 2.2.2 NPC - Neutral point clamped





Si tratta di un circuito multilivello, costituito da un bus DC di condensatori necessario per suddividere la tensione disponibile  $V_{\rm DC}$  nei livelli di tensione desiderati e da 3 rami di commutazione uguali tra loro e connessi in parallelo per ottenere le tre fasi. Detto n il numero di livelli di tensione desiderati, saranno necessari quindi n - 1 condensatori per la realizzazione del bus DC e 2(n - 1) interruttori per ogni ramo. Saranno inoltre necessari (n - 1)(n - 2) diodi detti "di clamping" per il bloccaggio della tensione inversa tra i vari livelli. Si riporta in Figura 2.8, a titolo di esempio, lo schema di un NPC a 5 livelli relativo a uno dei tre rami del circuito.



Figura 2.8 - Un ramo di un NPC a 5 livelli

Un'opportuna logica di controllo si occupa quindi di commutare gli interruttori in modo da avere in uscita il livello desiderato.

All'aumentare di *n* aumenta la qualità della tensione di uscita, tuttavia è evidente come aumenti di molto anche il numero di componenti necessari e la complessità del circuito. Se è pur vero da un

lato che gli interruttori utilizzati saranno sottoposti a una minore tensione rispetto alla tecnologia a due livelli, potendo così impiegare interruttori meno costosi e più performanti, d'altro canto ognuno di questi necessiterà comunque di un *gate driver* dedicato e sarà inoltre più complesso l'algoritmo di controllo. Inoltre la presenza dei diodi può rendere complessa e non uniforme la gestione del calore prodotto all'interno del dispositivo, costituendo di fatto, per potenze rilevanti, un importante limite di utilizzo. Ciononostante questo schema offre un'elevata efficienza ed un'elevata densità di potenza, compensando così le difficoltà di implementazione. Grazie alla tecnologia multilivello infatti si riesce a contenere il ripple sull'uscita, minimizzando la distorsione armonica e dunque la necessità di filtraggio. Si potranno così impiegare, per realizzare il filtro, componenti più piccoli ed economici, aumentando la densità di potenza e introducendo notevoli vantaggi sul dispositivo finale, essendo questi i componenti soggetti al maggiore deperimento nel tempo.

Sempre per effetto del minore ripple inoltre, si ottengono variazioni di tensione dv/dt minori su tutti i componenti, riducendo le interferenze elettromagnetiche (EMI).

Infine, potendo impiegare, come si è detto, interruttori più performanti, si riescono a minimizzare le perdite di commutazione. Questo circuito risulta quindi vincente per frequenze di switching superiori ai 50 kHz.

#### 2.2.3 ANPC - Active neutral point clamped

Lo schema in Figura 2.9 è un'evoluzione del precedente NPC, in cui i diodi vengono sostituiti da dispositivi attivi, da cui il nome. Il principale limite del circuito NPC, oltre alla complessità circuitale, compensata dai vantaggi ottenuti, è quello della gestione non uniforme del calore sui diodi. Lo scopo di questa sostituzione è quindi proprio quella di ridurre le perdite nei diodi, semplificando considerevolmente la gestione del calore.



Figura 2.9 - Inverter ANPC

I moderni interruttori infatti sono molto più efficienti rispetto ai diodi ed il miglioramento che si ottiene in questo modo è importante, anche se ciò significa un altrettanto importante aumento della complessità del circuito nonché del relativo circuito di controllo, e del numero di gate driver necessari, portando ad un costo finale elevato. La gestione del calore migliorata tuttavia, consente di impiegare sistemi di raffreddamento molto più compatti, riuscendo così ad ottenere, per questo circuito, la più alta densità di potenza tra le varie topologie analizzate. Inoltre, come per il circuito precedente, anche per questo restano valide tutte le considerazioni sulla migliore qualità dell'uscita e sulla minore tensione massima sui componenti, quindi filtri più piccoli ed economici, basse perdite di commutazione e frequenze di lavoro ottimali elevate.

Per tutte queste ragioni, questo schema risulta il più adatto per le alte potenze, laddove il miglioramento che si ottiene nel lungo periodo giustifica pienamente il maggiore investimento iniziale in termini di costi.

## 2.3 SCELTA DELLO STADIO DC/AC

Come si può intuire dal confronto svolto nei precedenti paragrafi, ognuna delle topologie circuitali proposte, così come ogni altra possibile struttura non analizzata nel presente trattato, presenta contemporaneamente vantaggi e limiti. Resta quindi al progettista il compito di valutare, in base alle specificità dell'applicazione da sviluppare, quale sia la struttura migliore allo scopo.

Nell'ambito di un impianto fotovoltaico trifase di piccola potenza e bassa tensione, volendo comunque realizzare un dispositivo di qualità, ma che sia compatibile con i costi ed i benefici dell'impianto, si ritiene di adottare, ai fini del progetto dello stadio DC/AC, lo schema NPC con 3 livelli di tensione per ogni fase.

La struttura scelta è di tipo multilivello, con tutti i vantaggi che ne seguono in termini di prestazioni, qualità dell'uscita, dimensioni dei filtri, tensione massima sugli interruttori, interferenze elettromagnetiche e densità di potenza; tuttavia, in relazione alle piccole potenze in gioco ed al limitato numero di livelli scelto, presenta in modo molto ridotto i limiti della configurazione NPC quali la complessità circuitale e di controllo e la gestione del calore.

Questa topologia circuitale d'altra parte è quella scelta da SolarEdge nella realizzazione dei loro inverter fotovoltaici trifase di potenza nominale da 7 a 17 kW, come risulta dallo schema rilasciato dall'azienda e riportato in Figura 2.10 [6].

# solaredge

Diagramma a blocchi per Inverter Trifase (SE7k, SE8k, SE9k, SE10k, SE12.5k, SE15k, SE16k, SE17k)



Figura 2.10 - Schema a blocchi inverter trifase Solar Edge [6]

#### 2.3.1 Analisi del circuito

Lo schema si compone di un bus DC e di tre blocchi di switching uguali tra loro, uno per fase. Per la realizzazione del bus DC sono necessari solamente due condensatori, i quali suddividono la



Figura 2.11 - Inverter trifase NPC a 3 livelli

tensione disponibile per ottenere i diversi livelli ed individuano il punto di neutro N.

In ogni blocco di switching sono presenti 4 interruttori a semiconduttore, i quali vengono pilotati dal circuito di controllo. I possibili stati degli interruttori sono i seguenti, riassunti in Tabella 2.1, in cui il pedice L può assumere i valori L1, L2 o L3 a seconda del ramo del circuito a cui ci si sta riferendo.

Tutte le restanti possibili combinazioni non sono consentite.

| NOME    | STATO INTERRUTTORI |                 |                 |                 | OUT             |
|---------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| STATO   | S1 <sub>L</sub>    | S2 <sub>L</sub> | S3 <sub>L</sub> | S4 <sub>L</sub> | $v_{ m LN}$     |
| STATO A | ON                 | ON              | OFF             | OFF             | $V_{\rm DC}/2$  |
| STATO B | OFF                | ON              | ON              | OFF             | 0               |
| STATO C | OFF                | OFF             | ON              | ON              | $-V_{\rm DC}/2$ |

Tabella 2.1

STATO A: S3 e S4 sono in OFF, quindi su D2 non circola corrente. S1 e S2 sono in ON, quindi il nodo di uscita è connesso a  $v_{DC}/2$ . D2 è così connesso in inversa, in modo da evitare il cortocircuito tra il livello alto del bus DC e il punto di neutro.

Per ogni ramo il circuito si riduce a quello di Figura 2.12.





STATO B: S1 e S4 sono in OFF, S2 e S3 sono in ON, pertanto, per ogni ramo, il circuito si riduce a quello di Figura 2.13, in cui i diodi vincolano l'uscita a 0 V.



Figura 2.13 - Stato B

STATO C: complementarmente allo stato A, S1 e S2 sono in OFF e su D1 non circola corrente. S3 e S4 sono in ON, il nodo di uscita è connesso a  $-v_{DC}/2$  e D2, connesso in inversa, evita il cortocircuito tra il livello basso del bus DC e il neutro.

Per ogni ramo il circuito si riduce a quello di Figura 2.14.



Figura 2.14 - Stato C

#### 2.3.2 PWM con traslazione verticale

Per il controllo di questo circuito possono essere adottate diverse tecniche, il cui approfondimento esula dagli scopi di questo trattato.

Si prenderà quindi ora in considerazione, a titolo di esempio ed in funzione dei successivi paragrafi, la tecnica più semplice, detta PWM *con traslazione verticale*.

Questa tecnica necessita di 3 segnali modulanti sinusoidali sfasati di 120° e di 2 segnali portanti triangolari. Il numero dei segnali modulanti è dato dal numero di fasi, mentre il numero delle portanti è dato dal numero dei livelli meno 1.

La frequenza e la fase delle sinusoidi modulanti devono essere quelle della  $v_{\rm LN}$  desiderata, mentre l'ampiezza deve essere ad essa proporzionale.

Per quanto riguarda le portanti invece, esse devono essere uguali tra loro in ampiezza, frequenza e fase, e la somma delle loro ampiezze deve essere proporzionale a  $v_{DC}$ .

Si definisce allora rapporto di modulazione di ampiezza  $m_a$  il rapporto tra l'ampiezza della modulante e la somma delle ampiezze delle portanti.

In un opportuno sistema di riferimento si pongano le portanti traslate verticalmente e vi si sovrappongano le sinusoidi di controllo, come mostrato in Figura 2.15.



Figura 2.15 - PWM con traslazione verticale

Per ogni ramo dell'inverter, la prima portante pilota S1 e la seconda portante pilota S2. Ognuna delle due portanti dà origine a un segnale binario di controllo che va a pilotare i gate driver dei rispettivi interruttori: quando la modulante è maggiore della portante il segnale di controllo assume valore alto, mentre quando è minore assume valore basso.

Si ottengono così, per gli interruttore S1 ed S2 di ogni fase, i segnali di controllo riportati in Figura 2.16.

I gate driver di S3 e S4 vengono pilotati dai segnali rispettivamente di S1 e S2 negati.

Come si vede dalla Figura 2.16, e analogamente per gli interruttori S3 ed S4, ogni interruttore viene controllato con un duty cycle differente e variabile nel tempo.

Ciò che fa il circuito di controllo dello stadio DC/AC quindi, attraverso la PWM o qualunque altra tecnica di modulazione, è proprio far variare il duty cycle di ogni interruttore. In questo modo esso riesce a riprodurre in uscita le forme d'onda desiderate, come si vedrà meglio nel Capitolo 2.4.



Figura 2.16 - Segnali di controllo per gli interruttori S1 e S2 di ogni fase

#### 2.3.3 Caratteristiche ottenute

Si ottiene così un'onda avente la prima armonica con stessa frequenza e fase della modulante, ed ampiezza che dipende da  $m_a$ . In regime lineare, cioè per  $m_a \leq 1$ , l'ampiezza  $(\hat{v}_{LN})_1$  della prima armonica è data dalla massima tensione di uscita, pari cioè a  $v_{DC}/2$ , scalata del rapporto di modulazione di ampiezza.

Il suo valore efficace è dunque:

$$(v_{\rm LN})_{1,\rm RMS} = m_a \frac{(\hat{v}_{\rm LN})_1}{\sqrt{2}}$$
(2.3)

Conseguentemente, il valore efficace della tensione concatenata è dato da:

$$(v_{\rm LL})_{1,\rm RMS} = \sqrt{3} (v_{\rm LN})_{1,\rm RMS} = m_a \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} (\hat{v}_{\rm LN})_1$$
(2.4)

Se la tensione del bus DC è di 750 V, per ottenere una tensione trifase conforme allo standard europeo BT, in cui  $(v_{\rm LN})_{1,\rm RMS} = 230$  V e  $(v_{\rm LL})_{1,\rm RMS} = 400$  V, si dovrà allora utilizzare un rapporto di modulazione di ampiezza di circa 0.87.

Variando questo rapporto il circuito di controllo è in grado di compensare eventuali scostamenti dai valori nominali.

Si calcolerà ora il fattore di utilizzo degli interruttori.

Tale fattore è pari al rapporto tra la potenza apparente in uscita della prima armonica e la potenza

massima sugli interruttori, diviso per il numero q di interruttori presenti nel circuito. Ai fini di questo calcolo si supporrà che la tensione sul bus DC sia costante e pari al suo valore nominale e che la corrente sul carico possa essere considerata sinusoidale.

La potenza massima sull'interruttore è data dal prodotto tensione-corrente massime su di esso, pari a  $\hat{v}_{\rm S} = v_{\rm DC}/2$  e  $\hat{i}_{\rm S} = \sqrt{2} i_{0,\rm RMS}$  dove  $i_{0,\rm RMS}$  è la corrente in uscita da ogni ramo. Per la potenza apparente della prima armonica in uscita si calcolano i valori di tensione e corrente concatenati. Si ha quindi

$$(P_{app})_1 = (v_{\rm LL})_{1,\rm RMS} \cdot \sqrt{3} \, i_{0,\rm RMS}$$
(2.5)

Il fattore di utilizzo degli interruttori è allora:

$$UF = \frac{1}{q} \frac{(P_{app})_1}{\hat{v}_{\rm S} \cdot \hat{i}_{\rm S}} = \frac{1}{q} \frac{(v_{\rm LL})_{1,\rm RMS} \cdot \sqrt{3} \, i_{0,\rm RMS}}{v_{\rm DC}/2 \cdot \sqrt{2} \, i_{0,\rm RMS}} = \frac{1}{12} \frac{400 \, V \cdot \sqrt{3}}{750 \, V/2 \cdot \sqrt{2}} \approx 0.11 \tag{2.6}$$

#### 2.3.4 Scelta dei componenti

Per la scelta dei componenti da usare come interruttori per l'implementazione di questo circuito, per una potenza complessiva di 10 kW tra le tre fasi, vi sono diverse possibilità. Sono necessari allo scopo 12 interruttori con una tensione nominale di almeno 400 V ed una corrente nominale di almeno 16 A se il carico è equilibrato o maggiore se si prevedono squilibri tra le fasi. Sarà inoltre obbligatorio, per ogni dispositivo, un opportuno diodo di ricircolo in antiparallelo.

La prima ipotesi è quella di realizzare l'intero circuito con componenti discreti, quali per esempio gli IGBT TRENCHSTOP IKW30N65WR5 della Infineon Technologies, con una tensione nominale di 650 V, una corrente nominale di 30 A e diodo di ricircolo integrato [7].

Una seconda ipotesi è di impiegare un modulo integrato contenente i 12 interruttori, come il modello FS3L30R07W2H3F\_B11, sempre della Infineon Technologies, che contiene 12 IGBT da 650 V 30 A e i rispettivi diodi di ricircolo, tutto già connesso secondo lo schema NPC [8].

In entrambe queste possibilità si dovrà provvedere separatamente alla scelta e all'implementazione di tutta la circuiteria relativa agli interruttori, comprendente gate driver, protezioni, sensoristica, etc.

Un'ulteriore ipotesi è allora quella di utilizzare schede preassemblate contenenti, oltre che la parte di potenza, anche tutta la relativa circuiteria specifica necessaria per gli interruttori contenuti. Si segnala a questo proposito il modulo PEN8018 prodotto dalla Imperix che implementa di fatto un ramo completo del circuito, comprendendo su un'unica scheda 4 IGBT, diodi di ricircolo, alimentazione, sensoristica, sistemi di raffreddamento ed interfacce [9].

Con questa scheda, o altra analoga, è possibile realizzare l'inverter NPC semplicemente montando in parallelo 3 schede uguali, oppure, con approccio modulare, aumentarne la potenza collegandone in parallelo a multipli di 3. È chiaro tuttavia che, con quest'ultima possibilità, lo sviluppo e il miglioramento del dispositivo che il progettista volesse ottenere, dipendono solamente dall'applicazione dell'algoritmo di controllo più efficace.

#### 2.4 FILTRO DI USCITA E CONNESSIONE ALLA RETE

Come si è visto nel Capitolo 2.3, attraverso il corretto pilotaggio dello stadio DC/AC è possibile ottenere in uscita per la  $v_{\rm LN}$  una forma d'onda la cui prima armonica presenti ampiezza, frequenza e fase desiderate. La tensione così prodotta tuttavia non è sinusoidale, anche se tutte le armoniche successive alla prima, se il circuito è ben realizzato, avranno intensità limitata. Affinché l'impianto possa essere connesso in rete tuttavia, esso non deve disturbare la tensione già presente. La normativa CEI 0-21 prevede infatti che siano presenti dei dispositivi di protezione che disconnettano l'impianto qualora si superassero i limiti di tolleranza stabiliti dalla norma stessa.

Affinché non si verifichi il distacco, è quindi necessario filtrare la forma d'onda ottenuta per ottenere una sinusoide in uscita compatibile con la rete e con i limiti imposti..

La Figura 2.17 esplicita a livello circuitale, per una delle tre fasi, la parte finale dello schema a blocchi di Figura 2.1.

Gli induttori inseriti disaccoppiano l'impianto fotovoltaico dalla rete, adattando la tensione prodotta dallo stadio DC/AC a quella della rete.



Figura 2.17 - Parte finale dello schema a blocchi per una delle tre fasi

#### 2.4.1 Effetti del duty cycle sull'induttore

A regime, il valor medio V<sub>L</sub>della tensione su ogni induttore è nullo. Per ogni fase si ha quindi:

$$V_{\rm L} = \frac{1}{T_{\rm s}} \int_{T_{\rm s}} \left[ v_{\rm OUT}(t) - v_{\rm GRID}(t) \right] dt = 0$$
(2.7)

Quindi, scomponendo l'integrale di  $v_{OUT}(t)$  secondo il funzionamento dello stadio DC/AC analizzato nel Capitolo 2.3:

$$V_{\rm L} = \frac{1}{T_{\rm s}} \left[ \int_{T_{\rm A}} \frac{v_{\rm DC}}{2} dt + \int_{T_{\rm B}} 0 \cdot dt - \int_{T_{\rm C}} \frac{v_{\rm DC}}{2} dt - \int_{T_{\rm s}} v_{\rm GRID}(t) dt \right] = 0$$
(2.8)

In cui  $T_A$ ,  $T_B$  e  $T_C$  sono i tempi in cui il circuito si mantiene rispettivamente negli stati A, B e C. Dall'analisi del circuito si evince che ogni interruttore contribuisce alla tensione in uscita, quando è chiuso, per una quota pari a  $v_{DC}/4$ , in positivo per S1 e S2, in negativo per S3 e S4.

Lo stato A si può dunque scomporre nei contributi degli interruttori S1 e S2 per i loro rispettivi tempi di accensione  $t_{ON,1}$  e  $t_{ON,2}$ . Analogamente Lo stato C si può scomporre nei contributi degli interruttori S3 e S4 per i tempi  $t_{ON,3}$  e  $t_{ON,4}$ .

L'integrale relativo allo stato B è nullo in quanto l'uscita è nulla in  $T_{\rm B}$ . Si ottiene così:

$$V_{\rm L} = \frac{1}{T_{\rm s}} \left[ \int_{t_{\rm ON,1}} \frac{v_{\rm DC}}{4} dt + \int_{t_{\rm ON,2}} \frac{v_{\rm DC}}{4} dt - \int_{t_{\rm ON,3}} \frac{v_{\rm DC}}{4} dt - \int_{t_{\rm ON,4}} \frac{v_{\rm DC}}{4} dt - \int_{T_{\rm s}} v_{\rm GRID}(t) dt \right] = 0$$
(2.9)

Considerando  $v_{DC}$  costante ed essendo  $t_{ON,3} = t_{OFF,1}$  e  $t_{ON,4} = t_{OFF,2}$  poiché i segnali di controllo di S3 e S4 si ottengono da quelli di S1 e S2, negati, si ha:

$$V_{\rm L} = \frac{1}{T_{\rm s}} \frac{v_{\rm DC}}{4} \left( t_{\rm ON,1} + t_{\rm ON,2} - t_{\rm OFF,1} - t_{\rm OFF,2} \right) = \frac{1}{T_{\rm s}} \int_{T_{\rm s}} v_{\rm GRID}(t) dt$$
(2.10)

E quindi:

$$V_{\rm L} = \frac{v_{\rm DC}}{4} \left( D_1 + t_{\rm ON,2} - t_{\rm OFF,1} - t_{\rm OFF,2} \right) = \frac{1}{T_{\rm s}} \int_{T_{\rm s}} v_{\rm GRID}(t) dt$$
(2.11)

$$\frac{v_{\rm DC}}{4} [D_1 + D_2 - (1 - D_1) - (1 - D_2)] = \frac{v_{\rm DC}}{4} (2D_1 + 2D_2 - 2) = \frac{1}{T_{\rm s}} \int_{T_{\rm s}} v_{\rm GRID}(t) dt$$
(2.12)

Dove  $D_1$  e  $D_2$  sono i duty cycle degli interruttori S1 ed S2. Infine, poiché la frequenza di commutazione dello stadio DC/AC è molto maggiore della frequenza di rete,  $v_{\text{GRID}}(t)$  è praticamente costante in  $T_{\text{s}}$ .

Si ottiene così la relazione tra  $v_{DC}$  e  $v_{GRID}(t)$ :

$$v_{\text{GRID}}(t) = \frac{v_{\text{DC}}}{2} [D_1(t) + D_2(t) - 1]$$
(2.13)

Risulta quindi evidente che, affinché l'uscita sia sinusoidale, si devono variare con continuità i duty cycle degli interruttori per ottenere in ogni istante la tensione desiderata. Questo è quello che effettivamente avviene come conseguenza del confronto tra portanti e modulanti nella tecnica di controllo PWM e dunque, in ultima analisi, il rapporto tra l'ampiezza di  $v_{\text{GRID}}$  e  $v_{\text{DC}}$  dipende dall'ampiezza della portante e quindi dal rapporto di modulazione  $m_a$ .

#### 2.4.2 Funzione dell'inverter grid connected

Come si è detto nell'Introduzione, è intenzione di chi scrive progettare un inverter grid connected. La funzione di un tale dispositivo quindi non è quella di generare una tensione sinusoidale a partire da una tensione continua, poiché tale tensione è già presente essendo l'impianto collegato alla rete.

È quindi necessario ribaltare il punto di vista finora adottato, a partire dall'equazione appena trovata:

$$v_{\text{GRID}}(t) = \frac{v_{\text{DC}}}{2} (D_1 + D_2 - 1) \implies v_{\text{DC}} = \frac{2}{(D_1 + D_2 - 1)} v_{\text{GRID}}(t)$$
(2.14)

Ciò che avviene in un inverter fotovoltaico connesso alla rete è l'opposto di quanto avverrebbe se l'impianto fosse in isola: a partire dalla tensione di rete lo stadio DC/AC, variando i duty cycle degli interruttori, fissa la tensione sul bus DC.

Anche la relazione tra la tensione di ingresso e di uscita del BOOST va letta al contrario:

$$v_{\rm DC} = \frac{1}{1-D} v_{\rm PV} \quad \Rightarrow \quad v_{\rm PV} = (1-D) v_{\rm DC}$$

Il convertitore BOOST infatti, agendo anch'esso sul duty cycle del proprio interruttore, sotto il controllo dell'algoritmo MPPT, varia la tensione  $v_{PV}$  in uscita dalla stringa fotovoltaica, portando il sistema a lavorare nel punto di massima potenza.

A tale tensione corrisponde quindi una corrente fotovoltaica in uscita dalla stringa, la quale attraversa, subendo le relative trasformazioni, prima il convertitore BOOST, poi il DC/AC ed infine gli induttori di uscita, per giungere così ad alimentare il carico o essere immessa in rete.

Lo scopo di un impianto fotovoltaico grid connected è infatti quello di consentire a chi decide di installarlo di ridurre il prelievo di energia elettrica dalla rete autoconsumando l'energia ottenuta dal sole, e di immettere in rete l'energia in eccesso eventualmente prodotta.

Dal punto di vista elettrico quindi, il compito di un inverter connesso alla rete è quello di trasferire potenza attiva ai carichi, iniettando in rete la corrente che esce dallo stadio DC/DC dopo essere stata generata dai pannelli. Affinché vi sia trasferimento di potenza attiva tuttavia è necessario che tale corrente sia in fase con la tensione già presente in rete, cioè che il fattore di potenza cos  $\varphi$  sia quanto più prossimo a 1.

Se si considera la tensione in uscita dal DC/AC, in prima approssimazione, sinusoidale, il che significa in pratica trascurare tutte le armoniche successive alla prima, si possono rappresentare le grandezze in gioco nel dominio dei fasori.

Per ogni fase si ha allora 
$$v_{\text{GRID}}(t) = V_{\text{GRID}} \cdot \sin(\omega t)$$
, a cui corrisponde il fasore  $\bar{v}_{\text{GRID}} = \frac{V_{\text{GRID}}}{\sqrt{2}}$ , e  
 $v_{1,\text{OUT}}(t) = V_{\text{OUT}} \cdot \sin(\omega t + \theta)$ , a cui corrisponde il fasore  $\bar{v}_{1,\text{OUT}} = \frac{V_{\text{OUT}}}{\sqrt{2}}e^{j\theta}$ .

L'angolo  $\theta$  è lo sfasamento presente tra  $\bar{v}_{GRID}$  e  $\bar{v}_{1,OUT}$ .

La corrente che circola sull'induttore per poi essere immessa in rete o utilizzata, è sfasata di 90° rispetto a  $\bar{v}_{L}$ , e di  $\varphi$  rispetto a  $\bar{v}_{GRID}$ .

Nel dominio dei fasori dunque essa sarà pari a  $\bar{\iota}_{L} = \frac{I_{L}}{\sqrt{2}}e^{j\varphi} = \frac{\bar{v}_{L}}{j\omega L} = \frac{\bar{v}_{1,OUT} - \bar{v}_{GRID}}{j\omega L}$ , dove  $\bar{v}_{L}$  è il fasore della tensione  $v_{L}$  ai capi dell'induttore.

A livello grafico, i fasori si dispongono come mostrato in Figura 2.18

Risulta evidente che, per trasferire potenza attiva, il fasore  $\bar{v}_{\rm L}$  deve essere quanto più possibile



Figura 2.18 - disposizione dei fasori di tensione e corrente in presenza dell'induttore

perpendicolare alla tensione  $\bar{v}_{GRID}$ , in modo che l'angolo  $\varphi$  che essa forma con la corrente tenda a O. A questo scopo, non potendo ovviamente agire sulla tensione di rete  $\bar{v}_{GRID}$ , si deve obbligatoriamente agire controllando opportunamente  $\bar{v}_{1,OUT}$ . L'ampiezza di  $\bar{v}_{OUT}$  tuttavia è legata alla tensione sul bus DC e pertanto non può essere regolata a piacimento. Si dovrà allora agire anche sulla fase di  $\bar{v}_{1,OUT}$ , ovvero sull'angolo  $\theta$ , il quale deriva direttamente dalla fase della modulante nella tecnica PWM.

Riassumendo dunque, il compito del sistema di controllo, in un inverter fotovoltaico grid connected, è quello di generare correttamente le sinusoidi modulanti, regolandone sia l'ampiezza che la fase. In questo modo si otterranno il corretto indice di modulazione  $m_a$ , i corretti duty cycle degli interruttori, quindi la corretta tensione sul bus DC, la corretta fase di  $\bar{v}_{1,OUT}$ , quindi la corretta fase della corrente e, conseguentemente, il trasferimento di potenza attiva.

La normativa tuttavia, precisando che la normale condizione di funzionamento prevede che venga immessa solamente potenza attiva, prescrive che gli inverter connessi siano in grado di erogare o assorbire potenza reattiva per esigenze di esercizio della rete, entro limiti minimi stabiliti. [10] Il circuito di controllo quindi deve anche essere in grado di regolare  $\bar{v}_{OUT}$  lavorando anche con cos  $\varphi$  diversi da 1, a seconda delle richieste della rete.

# 3 Simulazione stadio DC/AC

Si procederà ora con la simulazione dello stadio DC/AC proposto nel precedente Capitolo 2.3 e si mostrerà lo spettro del segnale ottenuto.

Per la simulazione sarà utilizzato il software Simulink, sviluppato dalla MathWorks [11]. Si tratta di un software per la modellazione, simulazione e analisi di sistemi dinamici, utile per sviluppare e simulare modelli dei più svariati ambiti prima di procedere alla loro implementazione hardware.

Il circuito analizzato sarà quello di Figura 2.11, di cui viene mostrata in Figura 3.1 la relativa implementazione in Simulink.



Figura 3.1 – Implementazione in Simulink del circuito di Figura 2.11

Al fine di valutare le prestazioni dello stadio DC/AC, si suppone di avere all'ingresso di questo un generatore di tensione costante, anziché il circuito BOOST.

Le tensioni di uscita vengono prelevate da un misuratore di tensione per poter essere visualizzate ed analizzate numericamente.

Il controllo del circuito è realizzato tramite tecnica PWM con traslazione verticale, come descritto nel paragrafo 2.3.2

Visualizzando l'uscita all'oscilloscopio si ottengono gli andamenti di Figura 3.2 e Figura 3.3, rispettivamente per le tensioni stellate e per le tensioni concatenate.



Figura 3.2 - Andamento tensioni stellate in uscita dal circuito NPC a 3 livelli



Figura 3.3 - Andamento tensioni concatenate in uscita dal circuito NPC a 3 livelli

Come si vede dai grafici, le tensioni stellate sono caratterizzate da tre livelli, mentre le tensioni concatenate, ottenute per differenza tra due tensioni stellate, hanno un andamento a 5 livelli.

Attraverso l'analisi di questi andamenti effettuata con trasformata veloce di Fourier (FFT) si ottiene lo spettro di Figura 3.4 per le tensioni stellate e lo spettro di Figura 3.5 per le tensioni concatenate.



Figura 3.5 - Andamento delle tensioni concatenate

Come si vede dai grafici, grazie ai diversi livelli di tensione ottenuti dal circuito, il contenuto armonico è piuttosto ridotto, soprattutto per quanto riguarda le tensioni concatenate, caratterizzate da 5 livelli e, in ogni caso, le armoniche si trovano in piccole bande intorno alle frequenze multiple della frequenza di commutazione del circuito (nel caso considerato 50 kHz). Risulterà quindi relativamente semplice progettare un filtro che renda questa forma d'onda compatibile con la rete elettrica a 50 Hz.

## 4 Conclusioni

Dopo una breve introduzione al mondo del fotovoltaico per inquadrare l'argomento della presente tesi nel contesto attuale e dopo aver qualitativamente illustrato i principi alla base della conversione dell'energia del sole in energia elettrica, si è subito iniziata una trattazione dettagliata sugli inverter. Questi sono il fulcro di ogni impianto fotovoltaico, e da questi dipende una seconda conversione dell'energia, non meno importante della prima: quella da continua a sinusoidale. Si è visto inoltre come gli inverter impiegati in impianti *grid connected* debbano anche interfacciarsi con la rete al fine di immettervi energia, senza perturbare le grandezze elettriche esistenti.

Si è quindi descritto a livello circuitale come può essere costruito un inverter trifase, sia per quanto riguarda lo stadio DC/DC, sia per lo stadio DC/AC. Per quest'ultimo sono state proposte diverse possibili topologie circuitali, delle quali sono state messe in risalto le caratteristiche, i vantaggi ed i limiti. Questo confronto è terminato con la scelta di una di queste, ritenuta più adatta per l'implementazione di un inverter nel contesto oggetto di studio, e di questo si è svolta un'ampia analisi quantitativa.

Per concludere il percorso dell'energia, dal sole alla rete elettrica, si è quindi considerato il filtro di uscita, evidenziando il ruolo svolto dall'induttore nell'immissione di corrente in rete. I risultati della simulazione svolta in ambiente Simulink hanno mostrato come la scelta di un

inverter multilivello abbia garantito una buona qualità delle forme d'onda in uscita dal circuito, con un ridotto contenuto armonico. Le armoniche di ampiezza rilevante, successive alla prima, si sono presentate solamente a frequenze molto maggiori delle frequenze di interesse.

## 5 Bibliografia

- [1] GSE, «Rapporto statistico solare fotovoltaico 2020».
- [2] Terna, «Pubblicazioni statistiche 2020,» [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche.
- [3] ENEA, «Quanta energia solare arriva sulla Terra?,» [Online]. Available: https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/radiazione-solare/quanta-energiasolare-arriva-sulla-terra.
- [4] CEI, 0-21 8.4.4.1 Requisiti costruttivi dei generatori: immissione di corrente continua.
- [5] S. Daliento, V. D'Alessandro e P. Guerriero, Dispositivi e sistemi fotovoltaici, cap. 9.6.3.
- [6] SolarEdge, Note Tecniche Inverter SolarEdge Informazioni per la connessione alla rete elettrica Italiana.
- [7] Infineon Technologies, «IGBT TRENCHSTOP IKW30N65WR5,» [Online]. Available: https://www.infineon.com/dgdl/Infineon-IKW30N65WR5-DataSheet-v02\_01-EN.pdf?fileId=5546d4624d6fc3d5014de7b7707157a2.
- [8] Infineon Technologies, «IGBT module FS3L30R07W2H3F\_B11,» [Online]. Available: https://www.infineon.com/dgdl/Infineon-FS3L30R07W2H3F\_B11-DataSheet-v03\_02-EN.pdf?fileId=db3a30433fe811c7013fec1c12383cd9.
- [9] Imperix, «NPC Converter Module PEN8018,» [Online]. Available: https://datasheetspdf.com/datasheet/PEN8018.html.
- [10] CEI, 0-21 8.4.4.2 Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva.
- [11] MathWorks, «Simulink,» [Online]. Available: https://it.mathworks.com/products/simulink.html.
- [12] S. Orcioni, Elettronica Analogica cap. 2.6.
- [13] MR WATT, «Come funziona una cella solare,» [Online]. Available: https://www.mrwatt.eu/it/content/come-funziona-una-cella-solare.
- [14] «Pannelli solari,» [Online]. Available: http://www.infopannellisolari.com/65/la-cellasolare.html.
- [15] Fotovoltaico sulweb, [Online]. Available: http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/fotovoltaico-ma-quanto-rendi.html.
- [16] S. Daliento, V. D'Alessandro e P. Guerriero, Dispositivi e sistemi fotovoltaici, cap. 7.3.