



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA**

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**ANALISI E PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
CONNESO ALLA RETE**

**Docente relatore: Prof. Gaudenzio Meneghesso**

**Laureando: Bernardi Diego**

**Corso di Laurea in Ingegneria Elettronica**

**Anno Accademico 2011/2012**

# INDICE

## SOMMARIO

<b>1. L'AZIENDA: VP SOLAR SRL</b>	...5
<b>1.1 Prodotti e servizi</b>	...6
<b>2. ENERGIA SOLARE E DISPOSITIVI DI CONVERSIONE</b>	...7
<b>2.1 Energia solare</b>	...7
<b>2.2 Dispositivi di conversione</b>	...12
2.2.1 Struttura del silicio e modello a bande di energia	...12
2.2.2 Caratteristiche elettriche della cella fotovoltaica	...18
<b>2.3 Tecnologie fotovoltaiche</b>	...21
2.3.1 Prima generazione fotovoltaica	...21
2.3.2 Seconda generazione fotovoltaica	...22
2.3.3 Terza generazione fotovoltaica	...23
<b>2.4 Componenti e tipologie degli impianti fotovoltaici</b>	...24
2.4.1 Composizione di un modulo fotovoltaico	...24
2.4.2 Tipologia degli impianti fotovoltaici	...26
2.4.3 Inverter	...28

<b>3. ATTIVITÀ DI TIROCINIO</b>	...33
<b>3.1 Produzione energetica di un impianto fotovoltaico</b>	...33
3.1.1 Posizione del Sole	...33
3.1.2 Metodo Liu-Jordan	...34
3.1.3 Produzione energetica annua	...37
<b>3.2 Criteri di dimensionamento degli impianti</b>	...38
<b>3.3 Esempio di dimensionamento</b>	...41
3.3.1 Variazione produzione energetica in funzione dell'angolo azimutale	...49
3.3.2 Variazione produzione energetica in funzione dell'angolo di tilt	...52
<b>4. CONCLUSIONI</b>	...55
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	...56

## SOMMARIO

L'attuale contesto energetico mondiale ha evidenziato l'importanza dell'utilizzo di fonti energetiche alternative e rinnovabili. Lo sfruttamento dei combustibili fossili, destinati ad esaurirsi, unito al surriscaldamento globale ed alle conseguenze dirette che questo ha comportato, ha avuto un ruolo fondamentale durante la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) tenutasi a Kyoto l'11 dicembre 1997. In quell'occasione infatti venne previsto l'obbligo di ridurre le emissioni di gas serra e sostanze inquinanti nell'atmosfera.

Tra le diverse tipologie di fonti di energia rinnovabile, la tecnologia fotovoltaica è sicuramente promettente per le caratteristiche del sistema stesso, sfrutta l'energia irradiata dal Sole ha limitate esigenze di manutenzione ed una installazione sostanzialmente semplice.

Nel panorama italiano l'utilizzo di tecnologia fotovoltaica per la produzione di energia elettrica sta avendo un notevole incremento soprattutto grazie al Conto Energia, un metodo di finanziamento per il settore fotovoltaico che prevede la remunerazione con incentivi stanziati dal GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), dell'energia elettrica generata da impianti connessi alla rete elettrica nazionale.

La presente attività di tirocinio si è svolta presso la ditta VP Solar s.r.l ed ha avuto come oggetto lo studio e la progettazione degli impianti fotovoltaici, in particolare l'analisi e il confronto della produzione teorica/reale annua e le problematiche che si incontrano durante la realizzazione di un impianto.

Nel presente elaborato partendo da una descrizione sulla conversione dell'energia solare in energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, verranno illustrate le varie tipologie di impianti, i loro componenti principali, i metodi di installazione, le diverse configurazioni e come la produzione possa variare in funzione di determinate variabili.

## **1. L'AZIENDA: VP SOLAR Srl**

VP SOLAR viene fondata nel 1999 dall'esperienza di tecnici appassionati al fotovoltaico e al mondo delle energie rinnovabili. Negli anni è cresciuta in stretto contatto con i mercati mondiali di riferimento, in particolare quello tedesco, giapponese e americano. Si è avvalsa sia di risorse specializzate aziendali che di consulenti esterni. Ha sempre considerato prioritaria l'informazione in un campo che è molto dinamico sia dal punto di vista tecnico e delle innovazioni di prodotto che dal punto di vista normativo e di incentivo. Negli anni si è occupata di distribuzione di componenti per impianti fotovoltaici e mini-eolici sia stand-alone che grid-connected. Centinaia sono gli impianti VP SOLAR in funzione in tutta Italia da anni.

Il 2005 ha segnato un anno di svolta nello sviluppo dell'azienda, che è diventata un riferimento per i propri clienti e partner, installatori e progettisti, interessati al nuovo sistema di incentivo Conto Energia: di VP SOLAR hanno apprezzato professionalità, esperienza, dinamismo, serietà, chiarezza, concretezza e competenza, elementi essenziali per un successo solare. Significativi riconoscimenti dell'operato di VP SOLAR sono arrivati dalle principali testate mondiali del settore. Tra queste l'intervista pubblicata da Photon International in Agosto 2006 all'ing. Loro, titolare di VP SOLAR. VP SOLAR è membro di ASSOSOLARE, Associazione Nazionale dell'Industria Solare Fotovoltaica.

## **1.1 PRODOTTI E SERVIZI**

VP SOLAR segue con continuità i nuovi prodotti presentati, che seleziona, testa, compara nelle prestazioni, nell'affidabilità e nella durata, per poter proporre il meglio al proprio cliente: non sulla carta ma con esperienza diretta. Un impianto ha una vita attesa superiore ai 30 anni: su ogni elemento di fornitura ed installazione deve essere posta la massima attenzione nella scelta della qualità. Numerose partnership con le grandi case costruttrici mondiali garantiscono materiale di ottima qualità con garanzie reali fino a 25 anni, a prezzi veramente competitivi. Efficienza, rapidità di evasione ordini e consegna in tutta Italia, disponibilità di un ampissima gamma di componenti per impianti fotovoltaici e mini-eolici sia stand-alone che grid-connected, fanno di VP SOLAR un fornitore ideale.

La gamma dei prodotti distribuiti da VP SOLAR è ampia e completa: moduli fotovoltaici, inverter, regolatori di carica, batterie, sistemi di montaggio, sistemi di cablaggio, pompe solari, generatori eolici, kit per impianti, inseguitori solari.

## 2. ENERGIA SOLARE E DISPOSITIVI DI CONVERSIONE

### 2.1 Energia solare

Il riscaldamento superficiale del nostro Pianeta, che ha permesso il formarsi e il progredire della vita su di esso, deriva dall'energia fornita dal Sole alla Terra.

All'interno del suo nucleo del Sole avvengono continuamente reazioni di fusione termonucleare che convertono massa in energia, tra queste quella che fonde atomi di idrogeno e crea atomi di elio liberando energia. Questa energia viene trasmessa dagli strati interni verso gli strati esterni per conduzione, convezione ed irraggiamento.

La fotosfera costituisce lo strato esterno della zona convettiva ed è la sorgente della maggior parte della radiazione solare. A livello della fotosfera l'irraggiamento complessivo solare è pari a circa  $63.000 \text{ kW/m}^2$ ; questo valore decresce geometricamente con l'aumentare della distanza fino a raggiungere la fascia esterna dell'atmosfera terrestre alla quale viene associata una potenza complessiva pari a  $1367 \text{ W/m}^2$ , definita costante solare. Poiché la distanza tra il Sole e la Terra varia periodicamente nel corso dell'anno, la costante solare rappresenta in realtà il valore medio della potenza specifica, la quale varia entro un intervallo del  $\pm 3\%$ .

Inoltre l'asse di rotazione terrestre, non è perpendicolare al piano di rivoluzione, ma risulta essere inclinato di circa  $23,45^\circ$ , per questo motivo i due emisferi terrestri vengono irraggiati in maniera diversa nel corso dell'anno.

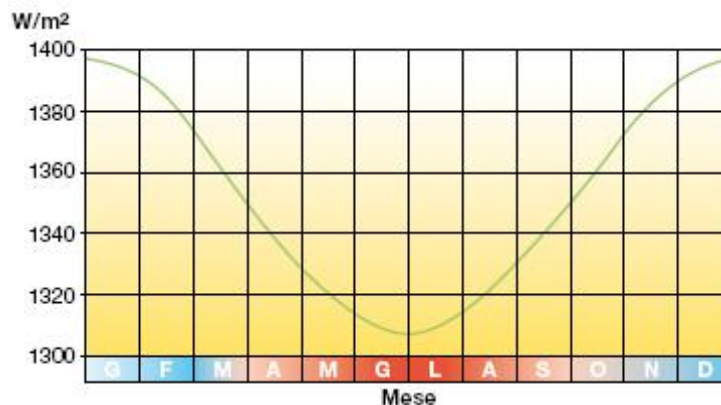


Fig 2.1-1 Radiazione solare extra-atmosferica

Al livello del suolo l'energia specifica rilevata risulta minore della costante solare, a causa dei fenomeni di assorbimento e diffusione che hanno luogo nell'atmosfera (soprattutto dal vapore acqueo e dagli altri gas atmosferici), che modificano non solo il contenuto energetico della radiazione nel suo complesso ma anche la sua composizione spettrale.

Per tenere conto dei fenomeni di assorbimento è stato definito a livello internazionale l'indice AM (Air Mass) il quale esprime la quantità relativa di atmosfera che i raggi solari attraversano prima di arrivare al suolo:

$$AM = 1 / \sin(h)$$

dove  $h$  indica l'angolo di zenit. (fig 2.1-1)

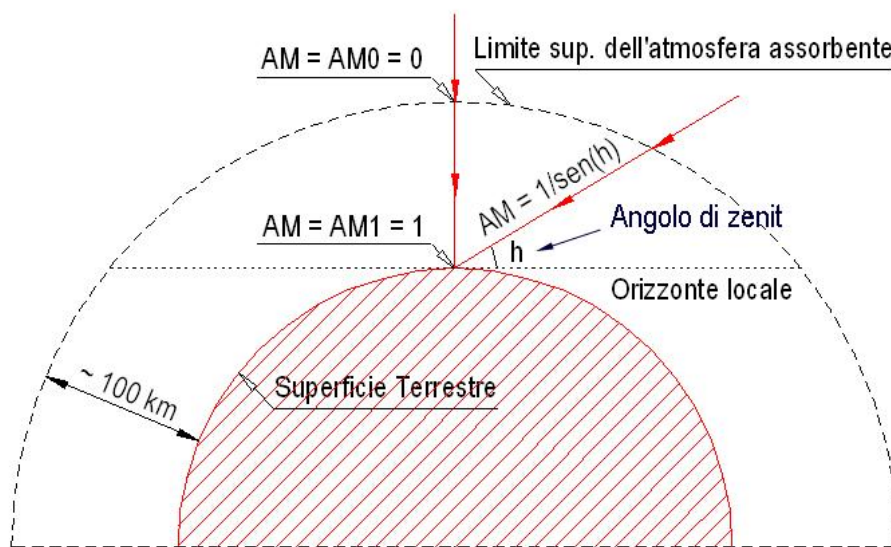


Figura 2-1-2 Definizione Air mass. La quantità di atmosfera attraversata dipende dall'angolo di incidenza.

Ad esempio lo spettro AM0 denota l'assenza di atmosfera (è lo spettro che si misura nello spazio libero alla distanza di 1 unità astronomica), l'AM1 indica lo spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare.



La valutazione dell' Air Mass ha una precisa funzione dal punto di vista pratico; attraversando l'atmosfera lo spettro solare cambia e variandone la densità spettrale di potenza.

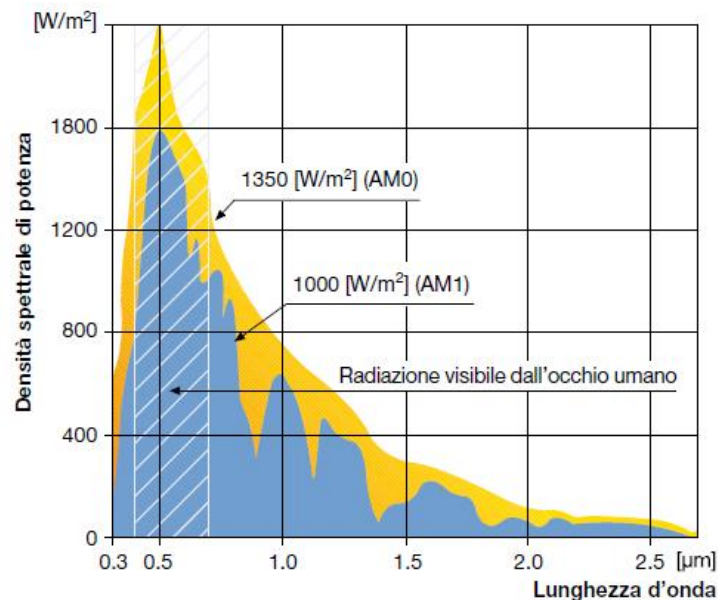


Fig 2.1-3 Variazione densità spettrale di potenza in funzione di diverse AM

## 2.1.2 Componenti della radiazione solare

### *Irraggiamento solare*

Per irraggiamento solare si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria [ $\text{kW/m}^2$ ]. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare.

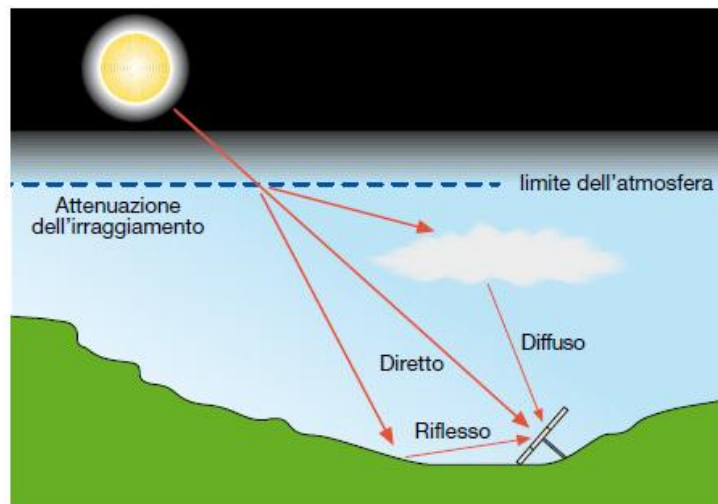
Per *radiazione solare* s'intende l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato [ $\text{kWh/m}^2$ ].

La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da tre componenti fondamentali:

*Radiazione diretta*, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie senza subire deviazioni nel percorso Sole-Terra;

*Radiazione diffusa*, che arriva sulla superficie dal cielo in ogni direzione a causa dell'assorbimento e della deviazione dei raggi solari da parte dell'atmosfera;

*Radiazione riflessa* dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie.



2.1-4 Composizione della radiazione solare

La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di albedo calcolato per ciascun materiale.

Tipo di superficie	Coefficiente di albedo
Neve (fresca o ghiacciata)	0,75
Superficie d'acqua	0,07
Superficie terrosa	0,14
Bosco di conifere	0,07
Alberi in genere, campi coltivati	0,26
Cemento impermeabilizzato	0,22
Foglie secche	0,30
Prato verde	0,26
Superficie ghiaiosa	0,20
Superfici edifici di colore scuro	0,27
Superfici edifici di colore chiaro	0,60

Fig.2.1-5 Coefficienti di albedo di alcune superfici fonte:norma UNI 8477

La radiazione solare al suolo non risulta essere uniformemente distribuita, a causa dell'inclinazione dell'asse terrestre, dalla dipendenza dalla latitudine, dall'alternarsi delle stagioni e infine dai fenomeni atmosferici che tendono a filtrarne in misura diversa lo spettro delle frequenze.

Nella figura è rappresentata la radiazione solare media annua su piano orizzontale in Italia.

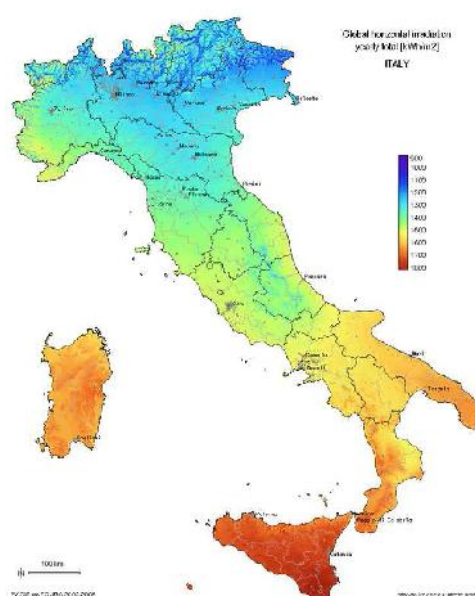


Fig.2.1-6 Radiazione media solare annua in Italia su piano orizzontale [kWh/ m<sup>2</sup>].

## 2.2 Dispositivi di conversione

La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene attraverso l'effetto fotovoltaico.

La cella fotovoltaica è composta da materiale semiconduttore, tipicamente silicio, dello spessore di qualche centinaio di micrometri trattato con opportuni elementi chimici, nella quale sono stati applicati i contatti, uno anteriore solitamente a forma di griglia e una piastra metallica posteriore per estrarre la corrente elettrica erogata. Esposta alla radiazione del Sole la cella è in grado di convertire l'energia posseduta dai fotoni incidenti sfruttando l'interazione tra questi e gli elettroni di valenza del silicio utilizzato per la realizzazione della cella.

### 2.2.1 Struttura del silicio e modello a bande di energia

Ciascun atomo del reticolo cristallino di silicio è circondato da altri quattro nel quale ognuno di essi mette in comune uno dei suoi quattro elettroni di valenza, appartenenti alle orbite più esterne formando un legame covalente. In questo modo gli è possibile completare l'ottetto esterno e rendere quindi stabile la configurazione (nella realtà il reticolo assume la forma tetraedrica anziché quella quadrata utilizzata per la rappresentazione su un piano).

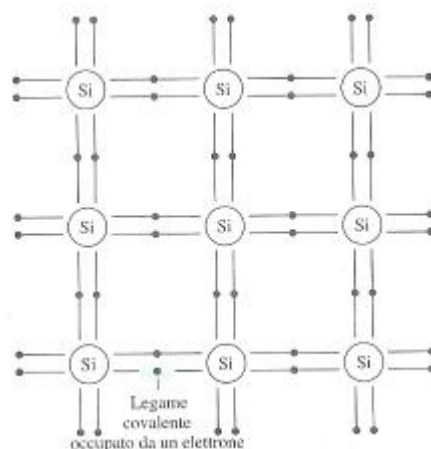


Fig. 2.2.1-1 Rappresentazione del reticolo cristallino del silicio

I livelli energetici permessi agli elettroni, attraverso la meccanica quantistica si dispongono in bande di energia.

I termini *banda di conduzione* e *banda di valenza* rappresentano le porzioni del diagramma a bande di energia dove sono situati i livelli energetici permessi agli elettroni.  $E_v$  rappresenta il valore massimo che può assumere l'energia di un elettrone nella banda di valenza, mentre  $E_c$  rappresenta il minimo valore di energia posseduta da un elettrone nella banda di conduzione.

L'energia di un elettrone non può assumere livelli energetici compresi tra  $E_v$  ed  $E_c$ .

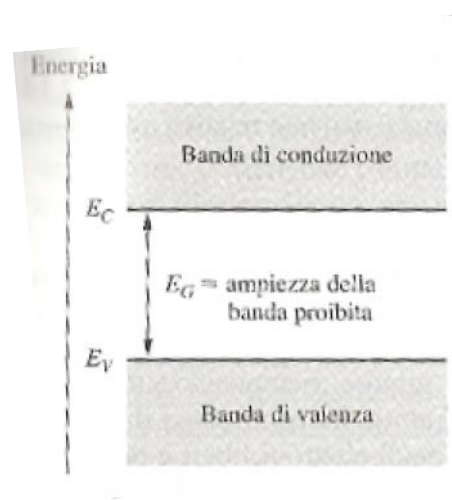


Fig.2.2.1-2 Modello a bande di energia con ampiezza di banda proibita  $E_g$

La differenza  $E_g = E_c - E_v$  prende il nome di ampiezza della banda proibita e rappresenta il minimo valore di energia necessario a rompere un legame covalente e liberare un elettrone.

In un cristallo puro, detto intrinseco, gli elettroni vincolati nei legami covalenti con gli altri atomi, si trovano nello stato energetico che appartiene alla banda di valenza e non dispongono dell'energia necessaria per passare alla banda di conduzione.

Quando un fotone di energia opportuna incide sul semiconduttore, interagisce con gli elettroni provocandone l'eccitazione.

Indichiamo con  $E_f = h\nu$  l'energia del fotone, dove  $h$  è la costante di Plank e  $\nu$  la frequenza della radiazione.

Se questo fotone possiede un'energia  $E_f > E_g$ , in grado quindi di rompere il legame covalente, riesce ad eccitare un elettrone e fare in modo che abbia energia sufficiente per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione e quindi libero di muoversi. Per ogni elettrone che passa in banda di conduzione si ha la formazione di una lacuna in banda di valenza e quindi si genera una coppia elettrone-lacuna. Utilizzando un monocristallo puro, l'eccitazione è subito seguita dalla ricombinazione, pertanto il fenomeno è inutilizzabile.

La conducibilità del silicio può essere modificata attraverso un processo, chiamato drogaggio, nel quale vengono inseriti degli atomi di impurità.

Atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del V gruppo della tavola periodica degli elementi (ad esempio Fosforo) i quali presentano cinque elettroni di valenza, quindi quattro dei cinque elettroni dell'orbitale più esterno formano legami covalenti, mentre il quinto elettrone risulta debolmente legato e necessita di una modesta energia per essere disponibile al processo di conduzione.

Atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del III gruppo con tre elettroni di valenza (ad esempio Boro); un elettrone che si trova nelle vicinanze dell'atomo di boro può essere facilmente "accettato" in modo da formare quattro legami covalenti con gli atomi di silicio adiacenti. Questo processo porta alla formazione di una lacuna, che può spostarsi all'interno del reticolo cristallino.

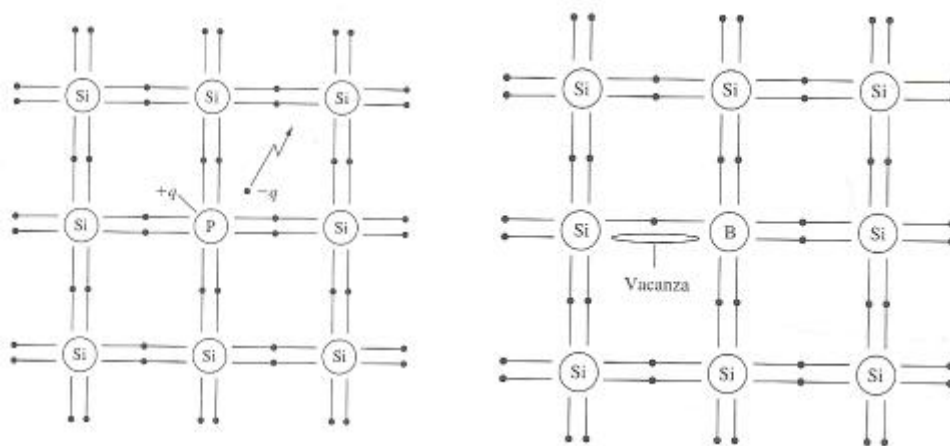


Fig 2.2.1-3 Atomo "donatore" di fosforo e atomo "accettore" di boro nel cristallo di silicio

Si avrà quindi una regione di tipo P dove la concentrazione di lacune è molto elevata, e una regione di tipo N con concentrazione elevata di elettroni.

### Analisi elettrostatica della giunzione PN

Ponendo a contatto il silicio di tipo P con quello di tipo N si crea una giunzione PN. A causa del fenomeno della diffusione, si ha che le lacune diffonderanno dalla regione di tipo P a quella di tipo N, mentre gli elettroni diffonderanno dalla regione di tipo N a quella di tipo P.

Se questo processo continuasse indisturbato, si avrebbe alla fine nel semiconduttore una concentrazione uniforme di cariche, e la giunzione pn svanirebbe.

Per bilanciare la corrente di diffusione si verifica un altro processo, rappresentato da una corrente di deriva. Man mano che le lacune diffondono dalla regione *p* verso la regione *n*, lasciano nella regione *p* degli atomi accettori immobili carichi negativamente; analogamente, gli elettroni lasciano nella regione *n* degli atomi donatori con carica positiva. Si forma quindi nella giunzione una regione di carica spaziale, svuotata di portatori immobili.

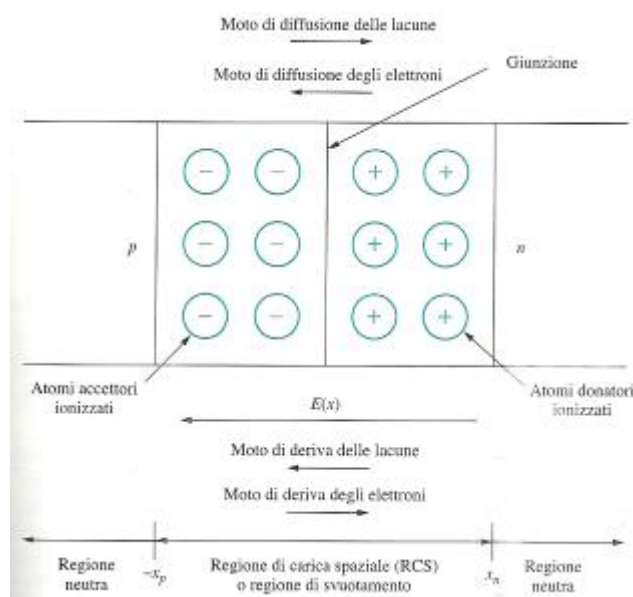


Fig. 2.2.1-4 Formazione RCS in prossimità della giunzione.

Ad una regione con densità di carica  $\rho$  (C/cm<sup>3</sup>) è associato un campo elettrico  $E$  (V/cm) secondo la legge di Gauss:

$$\nabla \cdot \mathbf{E} = \rho / \epsilon_s$$

dove  $\epsilon_s$  è la permittività del semiconduttore (supposta costante). Integrando in una dimensione si ha:

$$E(x) = 1/\epsilon_s \int \rho(x) dx$$

Indichiamo con  $-q = -1,602 \times 10^{-19}$  C, la carica dell'elettrone (viene associata la carica  $+q$  nel caso della lacuna) con  $N_A$  la concentrazione di atomi accettori [atomi / cm<sup>3</sup>] e con  $N_D$  la concentrazione di atomi donatori [atomi / cm<sup>3</sup>].

Il valore della densità di carica nella regione  $p$  a partire dalla giunzione ( $x=0$ ), fino al punto  $-x_p$  vale  $-qN_A$ , mentre nella regione  $n$  a partire dalla giunzione fino a  $x_n$  vale  $+qN_D$ . Per la condizione di neutralità della carica della struttura si avrà

$$qN_A x_p = qN_D x_n$$

Il campo elettrico è proporzionale all'integrale della densità di carica, ed è nullo nelle regioni neutre esterne alla regione di carica spaziale.

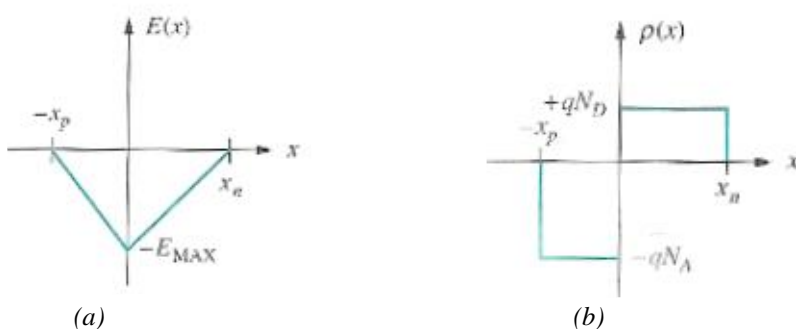


Fig 2.2.1-5 (a) Campo elettrico (V/cm); (b) Densità di carica (C/cm<sup>3</sup>)



Quando la cella viene esposta alla radiazione solare vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna. Nella giunzione P-N il campo elettrico interno permette di separare gli elettroni in eccesso (liberati dai fotoni incidenti) dalle lacune e una volta superata la zona di svuotamento vengono catturati dai contatti posti sulla cella.

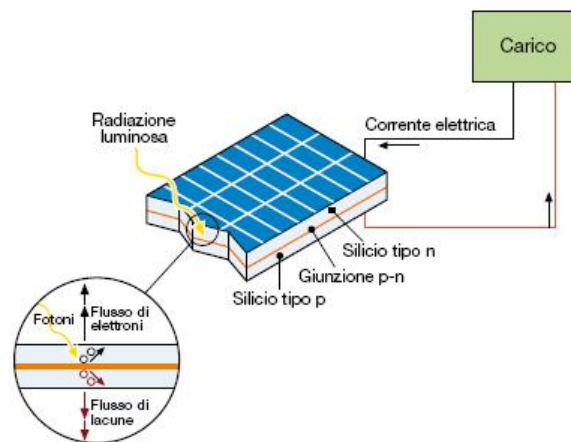


Fig 2.2.1-6 Funzionamento cella fotovoltaica

### *Radiazione solare utile*

Non tutta la radiazione solare incidente alla cella fotovoltaica è utilizzabile nel processo di conversione.

Dalla relazione  $E_f = h\nu$ , si nota che l'energia del fotone dipende dalla frequenza della radiazione. Tra frequenza  $h$  e lunghezza d'onda esiste la relazione  $h = 1/\lambda$  nel caso della radiazione luminosa ci si riferisce alla lunghezza d'onda.

Utilizzando il silicio, la lunghezza d'onda massima è di  $1,15 \mu\text{m}$ . La frazione eccedente questo limite ha energia insufficiente e quindi non utilizzabile nel processo di conversione. I fotoni con energia in eccesso rispetto a quella richiesta costituiscono un surplus che va dissipato in calore.

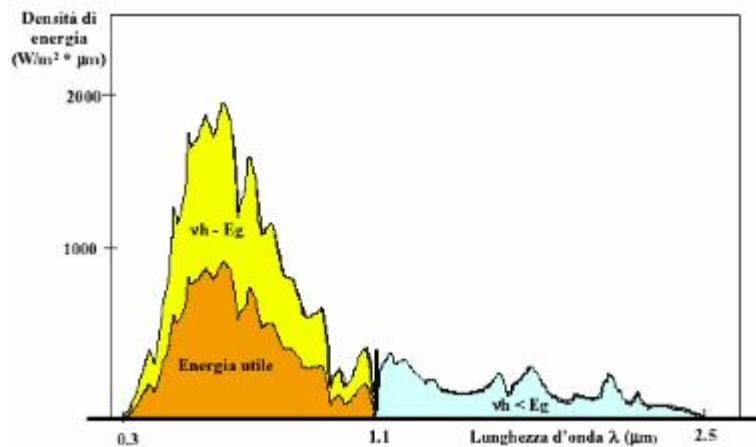


Fig. 2.2.1-7 Porzione della radiazione solare utilizzata confrontata con la curva AM 1,5

## 2.2.2 Caratteristiche elettriche della cella fotovoltaica

Una cella fotovoltaica può essere schematizzata come un generatore di corrente al quale è posto un diodo in parallelo, una resistenza  $R_p$  e una resistenza  $R_s$ .

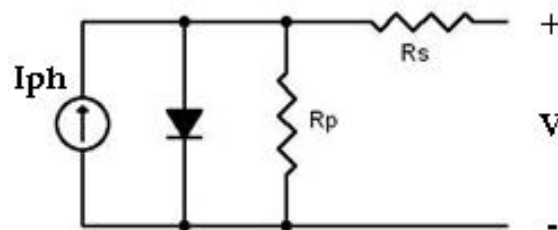


Fig. 2.2-8 Circuito equivalente cella fotovoltaica

La tensione quando i terminali sono isolati è detta tensione a circuito aperto  $V_{oc}$ , mentre la corrente erogata dalla cella quando i terminali vengono circuitati è detta corrente di corto circuito  $I_{sc}$ . La resistenza  $R_s$  è attribuita alle resistenze che vengono a crearsi tra i materiali che compongono la cella, mentre  $R_p$  è attribuita alle correnti di perdita interne.

Variando il carico  $R$  la corrente varia tra 0 e  $I_{sc}$ , causando una caduta di tensione  $V = R * I$ , che tende a far condurre il diodo, producendo una corrente  $I_{dark}$  di verso opposto a quella generata  $I_{ph}$ .

La corrente estratta si può quindi esprimere come:

$$I(V) = I_{ph} - I_{dark}(V) - \frac{V + I(V)R_s}{R_p}$$

L'intervallo di tensione nel quale la cella fornisce potenza al carico va da 0 a  $V_{oc}$ . Se  $V < 0$  oppure  $V > V_{oc}$  si ha assorbimento di potenza da parte della cella.

Il punto di lavoro ottimale per la cella è dato dai valori di tensione e corrente a cui corrisponde un massimo della potenza erogata.

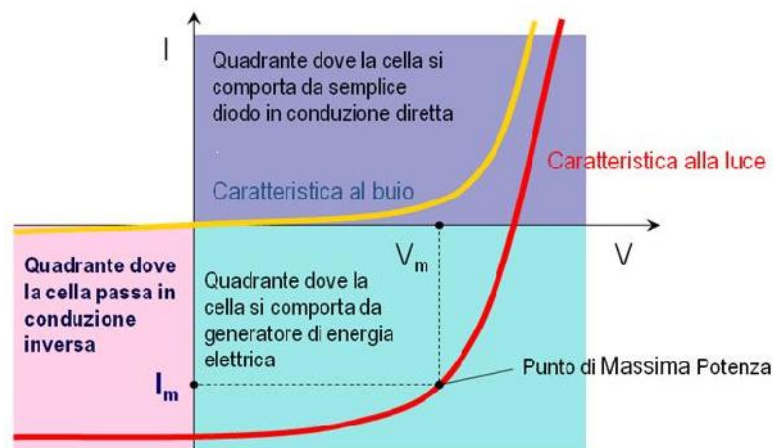


Fig.2.2-9 Caratteristica I-V cella fotovoltaica

Per valutare l'efficienza di una cella essa viene testata sotto le "Standard Test Conditions" (STC) le quali implicano irradianza di  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura di  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e uno spettro AM 1,5. Il rendimento della cella esprime la capacità di convertire energia solare in energia elettrica ed è definito come :

$$= P_{stc} / G * A$$

dove  $P_{stc}$  indica la massima potenza producibile in STC ( $P_{picco}$ ),  $G$  indica l'irradianza in STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) e  $A$  l'area della cella.

Un ulteriore fattore di merito è il *fill factor* (FF fattore di forma) definito come:

$$FF = V_{stc} * I_{stc} / V_{oc} * I_{sc}$$

Dove  $V_{stc}$  e  $I_{stc}$  sono tensione e corrente in STC,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  sono tensione a vuoto e corrente di corto circuito. Il FF Da un'indicazione sulla qualità della cella.

Nella figura 2.2- - si può osservare la caratteristica I-V della cella al variare dell'irraggiamento. Mentre la corrente erogata varia a seconda della radiazione incidente, la tensione a vuoto ne è influenzata in misura minore.

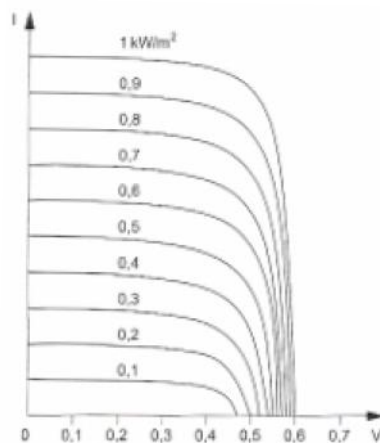


Fig.2.2-11 Variazione della curva caratteristica I-V in funzione della radiazione incidente

All'aumentare della temperatura invece, si registra una diminuzione della tensione a vuoto ed un aumento della corrente di cortocircuito.

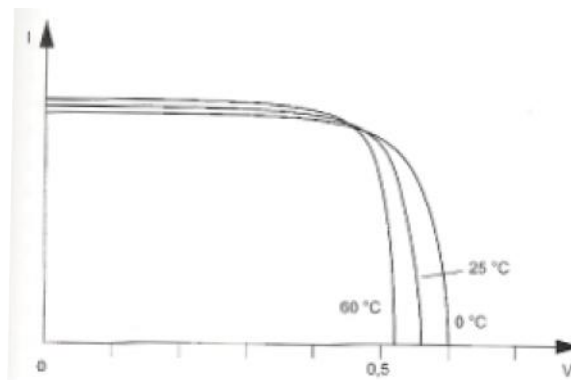


Fig.2.2-12 Variazione curva caratteristica I-V in funzione della temperatura

## 2.3 Tecnologie fotovoltaiche

### 2.3.1 Prima generazione fotovoltaica

Nella maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio il materiale attivo è costituito da silicio. Nel *silicio monocristallino* ogni cella è ricavata da un cristallo omogeneo e di elevata purezza. Moduli fotovoltaici di questo tipo raggiungono un'efficienza del 14- 18%, ma il processo di cristallizzazione e purificazione del silicio mantiene i costi di realizzazione di questi dispositivi relativamente alti.

Un'alternativa al silicio monocristallino consiste nel realizzare moduli in *silicio policristallino*, nel quale i cristalli si presentano aggregati tra loro ma con forme e orientamenti diversi. I costi di produzione sono minori e l'efficienza è al di poco inferiore al monocristallino (11-15%).



Fig.2.3-1 Modulo in silicio monocristallino (a sinistra) e modulo in silicio policristallino (a destra).

### 2.3.2 Seconda generazione fotovoltaica

La seconda generazione fotovoltaica consiste nelle celle a film sottile, nelle quali la quantità di materiale attivo viene notevolmente ridotta. La materia attiva viene depositata come miscela di gas su supporti come polimeri, alluminio o vetro per fornire consistenza fisica ed inoltre flessibilità. Una caratteristica dei dispositivi di questa generazione è lo spessore molto ridotto (2-3  $\mu\text{m}$ ).

I materiali utilizzati sono:

- Silicio amorfo
- CdTe (telluro di cadmio)
- Cds (solfuro di cadmio)
- GaAs (arseniuro di gallio)
- CIS (diseleniuro di indio e rame)
- CIGS (diseleniuro di indio rame e gallio)

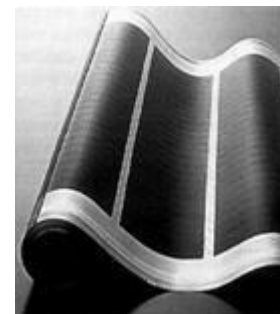


Fig.2.3-2 Modulo a film sottile

Una tipologia interessante è rappresentata dalle celle a multi giunzione (o tandem) dove più celle, caratterizzate da differenti spettri di assorbimento, vengono sovrapposte tra di loro. I materiali disposti dalla sommità secondo band-gap decrescenti, fanno sì che sia possibile assorbire uno spettro maggiore.

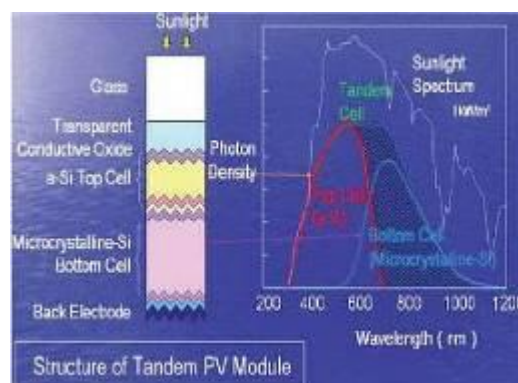


Fig.2.3-3 Struttura cella tandem

### 2.3.3 Terza generazione fotovoltaica

Con la terza generazione entrano in scena materiali a base chimico-organica. Tra gli esempi principali troviamo le celle organiche (OPV- Organic photovoltaic) nelle quali i materiali attivi sono di base organica, le celle polimeriche nelle quali il materiale foto attivo è una miscela di polimero semiconduttore (assorbitore) ed un materiale accettore; la struttura del materiale assorbitore è la chiave dell'efficienza di queste celle. Nelle celle di Gratzel (DSSC- Dye-Sensitized Solar Cell), la struttura è formata da nano particelle mescolate con un colorante che ha la funzione di sensibilizzatore; l'insieme viene immerso in un elettrolita liquido. Le molecole del sensibilizzatore esposte alla radiazione solare generano coppie elettrone-lacuna che vengono separate dalle nano particelle e condotte dall'elettrolita verso i contatti elettrici.



*Fig.2.3-4 Cella di tipo DSSC*



*Fig.2.3-5 Cella di tipo polimerica*

Nelle celle a concentrazione la luce del sole viene amplificata ed indirizzata attraverso un sistema ottico composto da lenti o specchi. Questo procedimento permette di ridurre le dimensioni della cella consentendo l'utilizzo di materiali più efficienti anche se più costosi. La radiazione solare incidente su un modulo tradizionale è composta sia da radiazione diretta sia da quella diffusa, mentre nei concentratori esclusivamente da quella diretta (circa l'80 % della totale), di conseguenza si deve utilizzare un sistema ad inseguitore solare per un corretto funzionamento.

## 2.4 Componenti e tipologie degli impianti fotovoltaici

### 2.4.1 Composizione di un modulo fotovoltaico

Con qualche variante, i moduli fotovoltaici (tipicamente quelli mono-Si e poli-Si) sono costruiti secondo la fig 2.4-1.

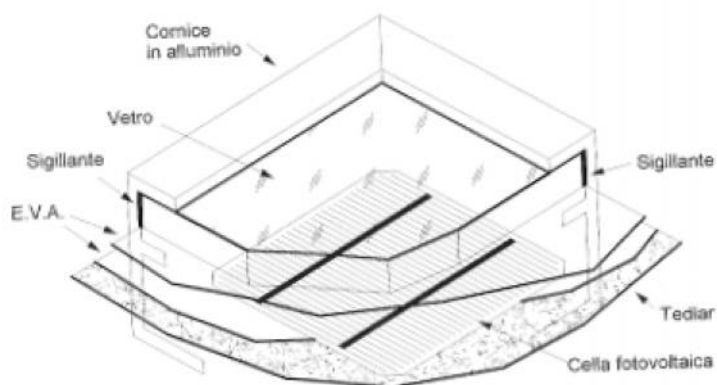


Fig.2.4-1 Sezione di un modulo in silicio cristallino

Anteriormente viene posto un vetro temprato con la funzione di permettere in passaggio della luce solare e in grado di fornire una protezione alla parte attiva. Tra il vetro e le celle, e sulla parte posteriore di queste, viene posto uno strato di vinilacetato di etilene (EVA) trasparente con la funzione di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare eventuali interstizi ed isolare la parte attiva dal resto del laminato. Infine viene utilizzato un foglio di polivinile fluorato Tedlar, eventualmente rinforzato per aumentarne l'impermeabilità.

Per i moduli a film sottile lo strato di EVA è assente in quanto la parte attiva è depositata direttamente sul supporto.



Nei moduli fotovoltaici di qualsiasi tipo le celle possono essere collegate in serie o parallelo tra di loro così da formare un unico componente.

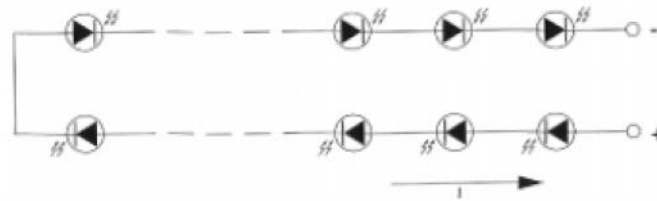


Fig.2.4-2 Circuito equivalente di più celle in serie

A causa di diversità di fabbricazione le celle non sono esattamente uguali tra di loro con conseguente produzione di corrente o tensione differenti. Questo dà luogo al cosiddetto “mismatching” che induce delle perdite all’interno del modulo stesso. La disuguaglianza di produzione tra celle può essere causata anche dal danneggiamento o dall’ombreggiamento di queste. Nel caso in cui una cella venisse oscurata non si comporterebbe più come un generatore, con possibile danneggiamento della cella (hot-spot). In caso di parziale oscuramento di una cella la corrente che attraversa il modulo (celle connesse in serie) risulta pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente, con una notevole riduzione della potenza erogata dal modulo. Per ovviare a questi problemi vengono inseriti tra gruppi di celle dei diodi detti di *bypass* con la funzione di protezione di eventuali celle non operative e di isolare il singolo modulo in caso di malfunzionamento.

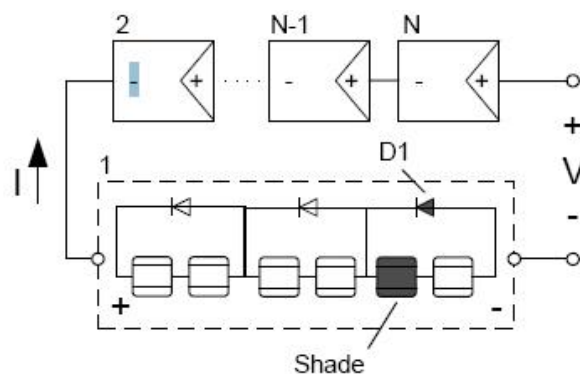


Fig.2.4-3 Cella oscurata e diodi di By-pass

Quando più moduli vengono collegati tra loro in serie si ha la formazione di una *stringa* al fine di raggiungere la tensione nominale; più stringhe vengono collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata. In serie ad ogni stringa viene inserito un diodo di blocco per impedire, qualora l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, eventuali ricircoli di corrente indesiderati.

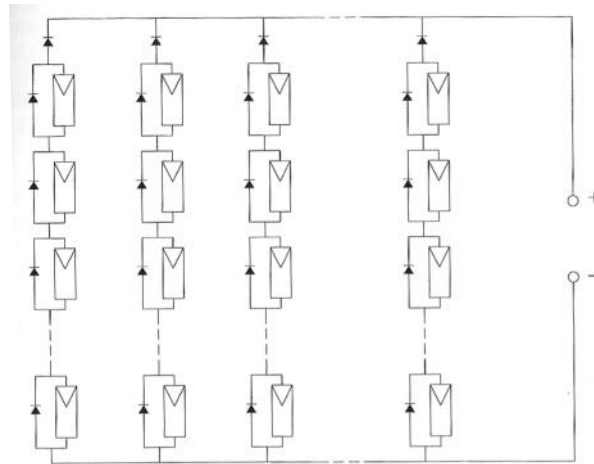


Fig.2.4-4 Collegamento di stringhe in parallelo con diodi di by-pass e diodi di blocco

#### 2.4.2 Tipologia degli impianti fotovoltaici

Vi sono due principali categorie di impianti fotovoltaici: gli impianti ad isola (*Stand Alone*) e gli impianti connessi alla rete (*Grid-Connected*).

Nella successiva parte di progettazione verranno trattati solo gli impianti connessi alla rete.

##### *Impianti isolati dalla rete (Stand-alone)*

Sono impianti non collegati alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, e storicamente costituiscono il primo utilizzo civile della tecnologia fotovoltaica, inizialmente legata alle applicazioni spaziali.

Sono composti da un generatore fotovoltaico, un sistema di accumulo dell'energia (batterie) ed un regolatore di carica. Nel caso l'impianto utilizzatore necessiti tensione (corrente) alternata si aggiungerà un dispositivo di conversione cc/ca. Le applicazioni più diffuse servono ad alimentare apparecchiature per il pompaggio dell'acqua, ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati, sistemi di illuminazione, segnaletica sulle strade, alimentazione dei servizi nei camper, impianti pubblicitari, rifugi in alta quota.

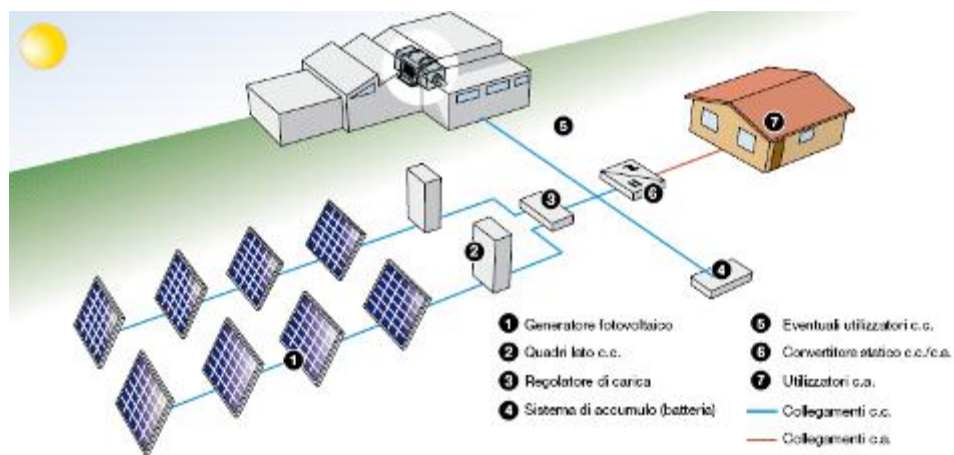


Fig.2.4-5 Impianto fotovoltaico ad isola

### Impianti connessi alla rete

Gli impianti *Grid-Connected* sono quei sistemi fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione locale di energia elettrica. Quando il generatore fotovoltaico non è in grado di fornire energia richiesta dall'utente questa viene assorbita dalla rete. Nei casi in cui l'energia fornita dall'impianto fotovoltaico è superiore a quella richiesta il surplus viene immesso nella rete elettrica: sistemi di questo tipo non necessitano pertanto di accumulatori o batterie.

Il generatore fotovoltaico è connesso ad un convertitore statico che fornisce in uscita i parametri di tensione e frequenza imposti dalla rete. Oltre a questi due componenti

fondamentali vi sono due contatori di energia elettrica; uno misura l'energia immessa in rete, mentre l'altro contatore misura il prelievo di energia elettrica dalla rete stessa.

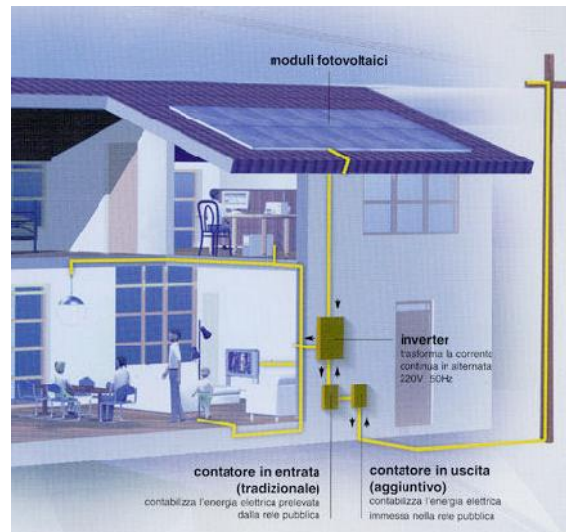


Fig.2.4-6 Componenti principali di un impianto grid-connected

## 2.4.2 Inverter

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza generata è costituito da un inverter, in grado di convertire la tensione (corrente) continua in tensione (corrente) alternata, tipicamente sinusoidale, con ampiezza e frequenza regolabile.

Gli inverter per gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in inverter per applicazioni isolate e inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica.

### *Inverter per applicazioni isolate*

Questa tipologia di inverter ha la funzione di alimentare un certo numero di carichi e deve quindi possedere caratteristiche necessarie a garantire l'energia erogata secondo gli standard di tensione e frequenza richiesti. Genericamente questi inverter sono utilizzati per la conversione da corrente continua in alternata a partire da un parco batterie.

## *Inverter per il funzionamento in parallelo alla rete*

L'obiettivo primario di questi inverter è quello di convertire l'energia elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico ed immetterla in rete nel modo più efficiente possibile.

Tensione e frequenza sono imposti dalla rete elettrica, per cui l'inverter deve sincronizzarsi con quest'ultima e comportarsi come un generatore di corrente alternata.

Solitamente questi inverter utilizzano la tecnica a modulazione della larghezza d'impulso (*PWM: Pulse Width Modulation*) che permette di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita, in modo da approssimare il più possibile una funzione sinusoidale.

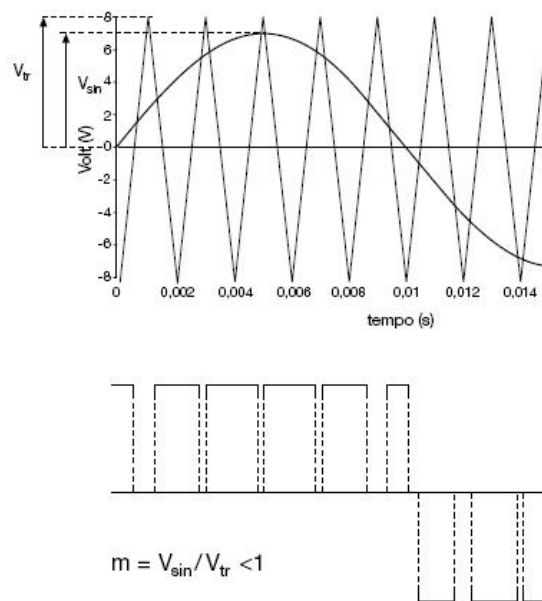


Fig.2.4-7 Esempio di modulazione PWM

Negli inverter *grid-connected*, i circuiti d'ingresso non hanno più come riferimento la tensione del parco batterie, ma quella del generatore fotovoltaico, il che implica l'adattamento a variazioni molto più ampie e quindi richiede un circuito inseguitore

del punto di massima potenza detto *Maximum Power Point Tracker* sulla curva caratteristica I-V del generatore stesso.

### *Maximum Power Point*

Il dispositivo MPPT ha il compito di trovare il punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui si ha il massimo trasferimento di potenza al carico. Il punto di massimo trasferimento di potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica I-V, per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione  $V \cdot I = \text{cost}$ .

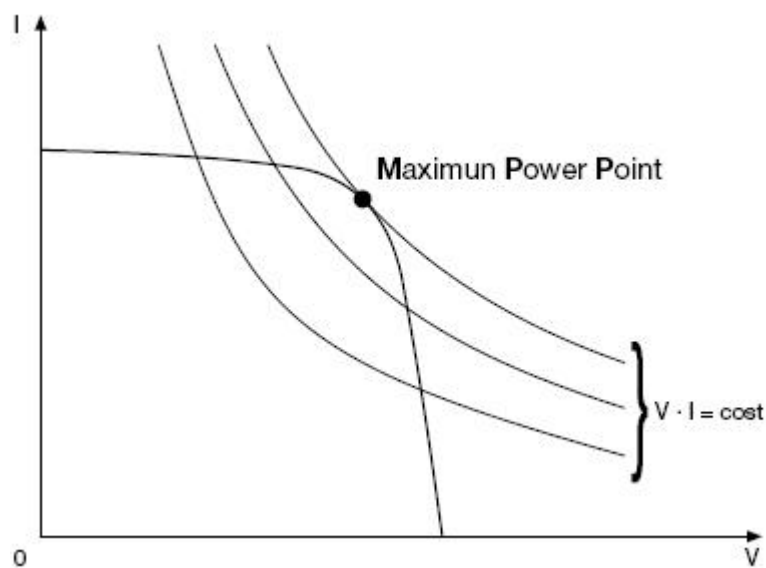


Fig.2.4-8 Punto di massima potenza per un generatore fotovoltaico

La curva I-V non rimane costante, ma varia al modificarsi delle condizioni di irraggiamento e temperatura con il conseguente spostamento del punto di massima potenza del generatore.

Una delle tecniche utilizzate dai MPPT consiste nell'individuare il punto di massima potenza sulla curva del generatore, provocando a intervalli regolari, delle piccole variazioni di carico che si traducono in scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando poi se il nuovo prodotto  $I \cdot V$  è maggiore o minore del precedente.

Se si ha un aumento si continua a procedere allo stesso modo fino a che non si registra una riduzione, altrimenti si prova con variazioni di segno opposto adottando lo stesso criterio. Questo metodo è denominato P&O (Perturb and Observe).

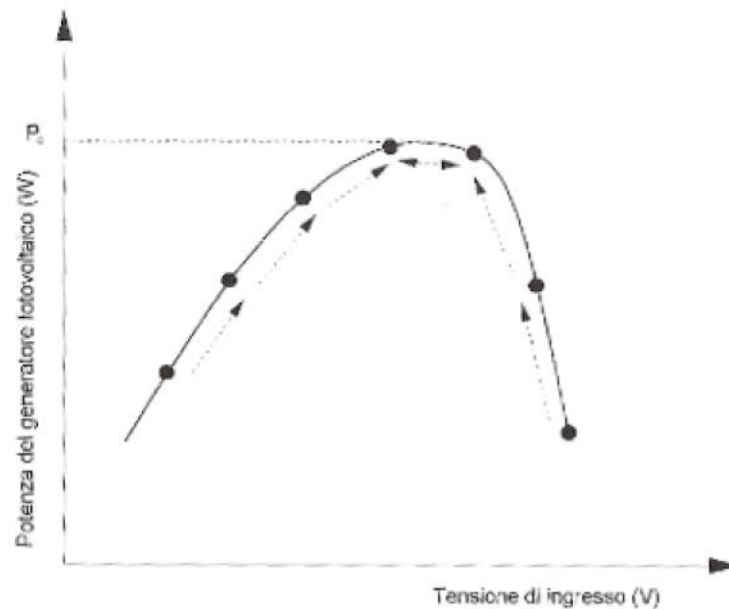


Fig.2.4-9 Metodo di ricerca P&O

A valle dell'inverter vi è un trasformatore con le funzioni principali di separazione galvanica tra generatore fotovoltaico ed utenza e di adeguamento della tensione con il valore richiesto dal carico.

### *Rendimento di conversione*

Un parametro importante è rappresentato dal rendimento di conversione, funzione della tensione in ingresso all'inverter e della potenza di uscita. Questo parametro è solitamente fornito dai costruttori assieme al rendimento europeo EURO dato dalla media pesata dei rendimenti misurati in corrispondenza di diversi valori di potenza: 5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 100% della massima potenza.

Il rendimento europeo è definito come:

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

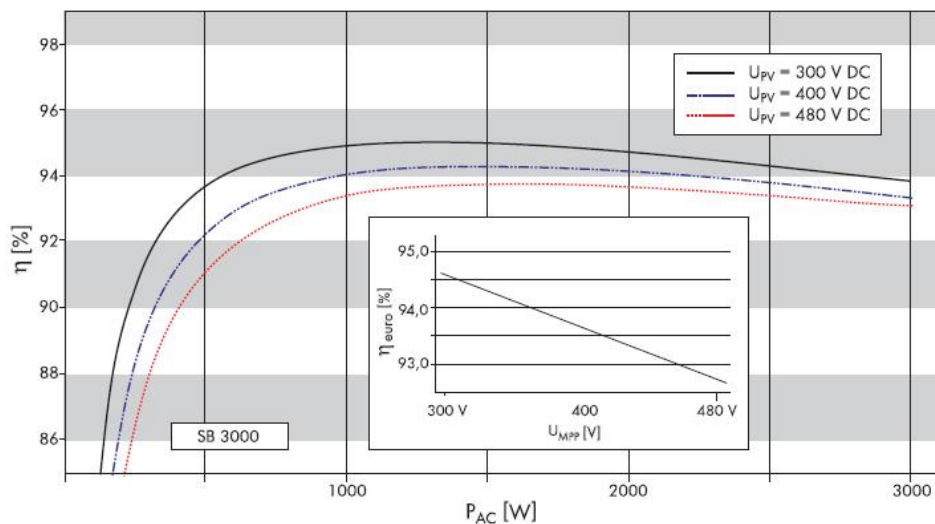


Fig.2.4-10 Rendimento di un inverter da 3 Kw e rendimento europeo

Altre specifiche caratterizzanti un inverter sono le adeguate protezioni per la sconnessione dalla rete nel caso di valori sia per la tensione sia per la frequenza fuori soglia, sia per sovracorrente di guasto in conformità con le norme dettate dalla locale società di distribuzione elettrica. L'inverter essere conforme alle norme riguardante la compatibilità elettromagnetica e i disturbi in radio frequenza, e le norme relative alla presenza di armoniche.



### 3.1 Produzione energetica di un impianto fotovoltaico

#### 3.1.1 Posizione del Sole

Per poter individuare il Sole in un certo istante di tempo in una certa località terrestre è necessario dare alcune definizioni caratteristiche che si riscontrano nella geometria celeste.

L'angolo orario  $w$  tiene conto della rotazione della terra attorno al proprio asse, assume valori tra  $0^\circ$  e  $360^\circ$  ed è definito come

$$w = 15 \cdot (ts - 12)$$

dove  $ts$  è l'ora solare. [0-24].

L'ora solare  $ts$  viene espressa come  $ts = tc + tw + tt$  con  $tc$  ora convenzionale,  $tw$  contributo dovuto alla variazione della longitudine del sito rispetto al meridiano su cui è centrato il fuso orario corrispondente e  $tt$  scarto dipendente dall'equazione del tempo.

#### Declinazione

La declinazione è l'angolo formato dal piano dell'equatore con la congiungente Terra-Sole. Tiene conto dell'inclinazione dell'asse terrestre ed è definita come:

$$\delta = 23,5 \sin [ 360 \cdot (284 + n) / 365 ]$$

con  $n$  numero di giorno dell'anno.

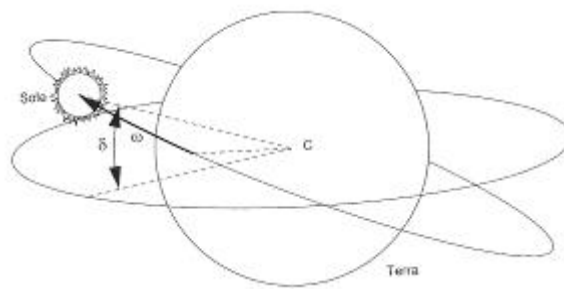


Fig.3.1-1 Declinazione e angolo orario  $w$

### Angolo di incidenza

Definito come l'angolo esistente tra i raggi solari e la normale ai moduli viene espresso:

$$\cos \theta = \sin \delta * \sin \beta * \cos \gamma - \sin \delta * \cos \beta * \sin \gamma * \cos \omega + \cos \delta * \cos \beta * \cos \gamma * \cos \omega + \cos \delta * \sin \beta * \sin \gamma * \sin \omega$$

dove:  $\delta$  è la declinazione,  $\omega$  l'angolo orario,  $\beta$  la latitudine del sito (positiva per emisfero Nord),  $\gamma$  l'inclinazione dei moduli rispetto all'orizzontale (angolo positivo se rivolto verso l'equatore) e  $\gamma$  l'orientamento dei moduli (positivo verso Est).

### Calcolo radiazione incidente sul piano dei moduli

#### Metodo Liu-Jordan

Attraverso questo metodo fissato un angolo di inclinazione dei moduli per ogni giorno  $n$  progressivo dell'anno caratteristico del mese si può calcolare la radiazione globale  $G$  relativa per ogni mese dell'anno.

$G$  viene espressa come :

$$G = I + D + R = R_b * I_{or} + D_{or} * (1 + \cos \beta) / 2 + G_{or} * g * (1 - \cos \beta) / 2$$

dove:

$g$  = riflettività del terreno (valore medio indicativo pari a 0,2);

$$R_b = A/B$$

$$A = \int_{-180}^{180} \sin \omega * \sin \beta * \sin (\gamma - \omega) + \sin \omega * \cos \beta * \cos (\gamma - \omega)$$

$$B = \int_{-180}^{180} \sin \omega * \sin \beta + \cos \beta * \sin \omega * \cos \omega$$

$$Ws' = \min (ws \text{ e } ws^* )$$

$Ws^* = \arcsin [ -\tan \phi \cdot \tan \delta ] =$  angolo orario al tramonto su superficie inclinata;

$$I_{or} = G_{or} - D_{or};$$

$G_{or}$  = radiazione globale giornaliera raccolta su una superficie posta orizzontalmente al suolo;

$D_{or}$  = radiazione diffusa captata al suolo su superficie posta orizzontalmente;

La relazione che lega la componente diffusa a quella globale (giornaliera calcolata su dati mensili) è data da:

$$D_{or} / G_{or} = 1,39 - 4,027 * Kt + 5,331 * Kt^2 - 3,108 Kt^3$$

Dove:

$Kt = G_{or} / G_0$  con  $G_0$  radiazione globale giornaliera raccolta su una superficie orizzontale al di fuori dell'atmosfera;

$$G_0 = I_0 * r [ \cos \delta * \cos \phi * \sin ws + ( \pi / 180 ) * ws * \sin \delta * \sin \phi ] * 24 / \pi ;$$

$r = 1 + 0,33 * \cos ( 360 * n / 365 ) =$  quadrato del rapporto fra la distanza media e distanza al giorno  $n$  tra Terra e Sole;

$I_0 =$  costante solare ( $1367 \text{ W/m}^2$ );

$$ws = \arcsin ( -\tan \phi \cdot \tan \delta ).$$

L'applicazione del metodo Liu-Jordan è spesso non necessaria, in quanto i dati su piani variamente inclinati a latitudini diverse si trovano sotto forma di tabelle e sono solitamente inseriti nei configuratori per la progettazione di un impianto fotovoltaico.

Per ottenere il massimo rendimento in termini di conversione dell'energia solare si dovrebbe inseguire la traiettoria del Sole durante la giornata. Sono diversi i sistemi ad inseguire in grado di fornire questa soluzione, ma in questa analisi si tratterà solo di sistemi fissi.

L'incidenza dei raggi solari dovrebbe essere sempre di  $90^\circ$  per ottenere la massima produzione energetica da parte del modulo.

Per identificare la posizione della superficie captante nello spazio si individuano due angoli caratteristici oltre agli angoli di longitudine e latitudine che identificano il sito nel globo terrestre e sono l'angolo di azimut e di tilt. L'orientamento dei pannelli viene indicato con l'*angolo di Azimut* di scostamento rispetto alla direzione ottimale verso sud per i siti nell'emisfero settentrionale.

Un orientamento verso ovest indica valore positivo dell'angolo di Azimut, mentre valore negativo un orientamento verso est (CEI EN 61194).

L'angolo di tilt, rappresenta l'inclinazione della superficie sul piano orizzontale.

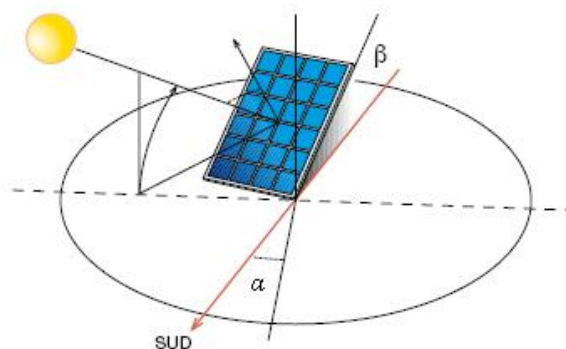


Fig.3.1-2 Rappresentazione angolo di tilt e di azimut

I moduli dovranno essere orientati preferibilmente verso Sud (angolo azimut nullo), e con inclinazione tale che i raggi solari siano perpendicolari alla superficie attiva.

Piccoli scostamenti dalla posizione ottimale della superficie captante non pregiudicano notevolmente la raccolta di energia, ad esempio la superficie è orientata a sud-ovest anziché a sud cioè con azimut di 45° si ha una perdita di energia rispetto la massima del 5% circa, quindi basta aumentare leggermente la superficie attiva per coprire il deficit.

### 3.1.3 Produzione energetica annua

L'energia mediamente producibile da un impianto fotovoltaico è data da :

$$E = G * A_{gen} * K_{ombre} * \eta_{mod} * \eta_{bos} \text{ [kWh]} \quad [3.1.3.1]$$

Dove:

$E$  = energia prodotta [kWh];

$G$  = radiazione media solare incidente (può essere giornaliera, mensile o annuale) [kWh/m<sup>2</sup>];

$K_{ombre}$  = coefficiente di riduzione dovuto agli ombreggiamenti del generatore;

$A_{gen}$  = superficie generatore fotovoltaico [m<sup>2</sup>];

$\eta_{mod}$  = efficienza modulo fotovoltaico;

$\eta_{bos}$  = efficienza del sistema (BOS = Balance of system)

è indica il rendimento complessivo dei componenti dell'impianto fotovoltaico. Viene valutato considerando le perdite del sistema( nell'inverter,perdite nei circuiti DC, perdite dovute all'effetto della temperatura, perdite di mismatch nel generatore, perdite per bassa radiazione, perdite per ombreggiamento, perdite per riflessione, degrado delle prestazioni..).

In un impianto correttamente progettato ed installato, tale rendimento può essere compreso tra 0.75 e 0.85.

### 3.2 Criteri di dimensionamento degli impianti

In generale gli impianti collegati alla rete elettrica possono essere realizzati su una struttura esistente (in questo caso il tetto di una casa) o a terra.

Nell'installazione di un impianto fotovoltaico viene valutata la posizione migliore per il generatore fotovoltaico considerando l'orientamento e l'inclinazione il più possibile ottimali e individuando quegli ostacoli che potrebbero sfavorirne la produzione energetica.

Stabilita la taglia del generatore fotovoltaico (a seconda della potenza che si vuole installare o in base alla superficie disponibile), si passa alla scelta del convertitore statico per il parallelo alla rete.

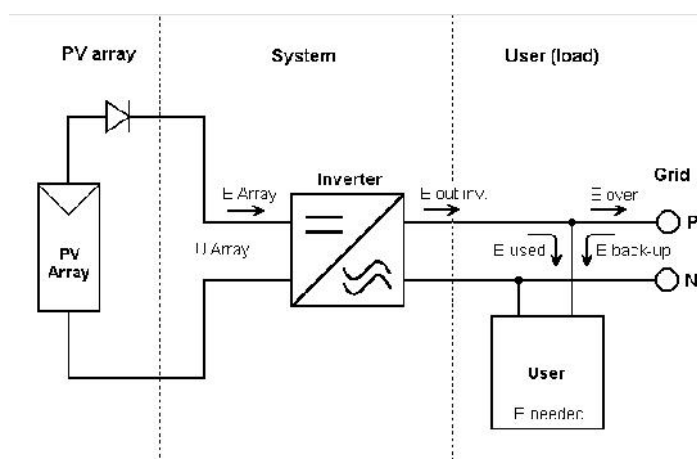


Fig.3.2-1 Schematizzazione impianto Grid-Connected

Le stringhe costituenti il campo solare dell'impianto fotovoltaico possono essere collegate in diversi modi ad esempio prevedendo:

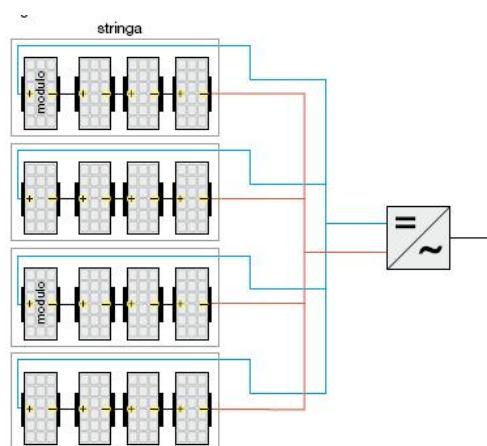
- un unico inverter per l'impianto;
- un inverter per ogni stringa;
- un inverter per più stringhe;

### *Tipologia mono-inverter*

Tale configurazione è utilizzata negli impianti di piccola taglia, con moduli dello stessa tipologia ed aventi la stessa esposizione.

L'inverter regola il suo funzionamento attraverso il dispositivo MPPT, valutando i parametri delle stringhe collegate ad esso: eventuali ombreggiamenti o malfunzionamenti di una o parte di esse comporta una notevole riduzione della produzione energetica dell'impianto rispetto alle altre configurazioni.

In caso di avaria dell'inverter si ha l'arresto della produzione dell'intero impianto. Fanno parte di questa categoria gli impianti di grande taglia con un inverter centralizzato.



*Fig.3.2-2 Tipologia mono inverter*

### *Tipologia con un inverter per ogni stringa*

Questa configurazione è adoperata per un impianto di medie dimensioni.

Ogni stringa può essere collegata ad un inverter e lavora secondo il proprio punto di massima potenza.

I problemi di accoppiamento tra moduli ed inverter e la diminuzione delle prestazioni dovute ad ombreggiamenti o esposizione differente sono ridotti. Si possono

impiegare stringhe di moduli con caratteristiche differenti con un possibile incremento del rendimento ed affidabilità dell'impianto.

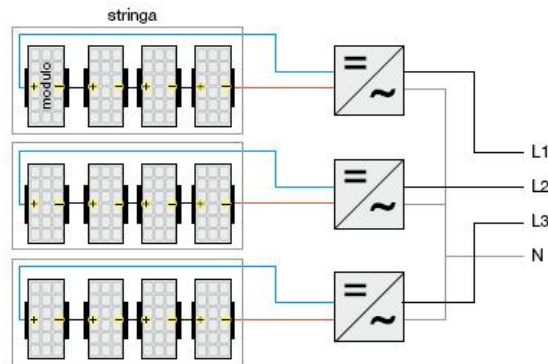


Fig.3.2-3 Configurazione ad un inverter per ogni stringa

### Tipologia multi-inverter

Utilizzata in impianti di media/grossa taglia dove il generatore fotovoltaico è solitamente suddiviso in più sottocampi, ognuno servito da un proprio inverter a cui sono collegate più stringhe in parallelo.

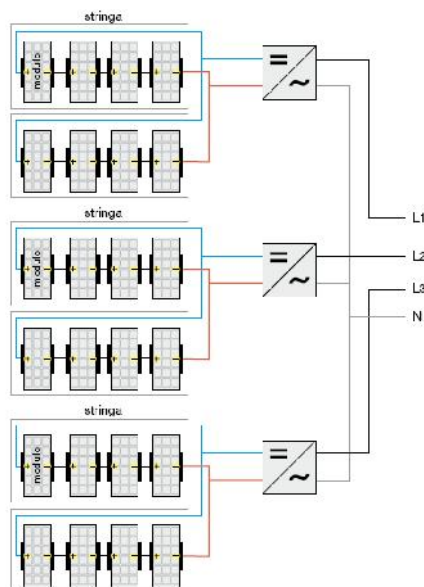


Fig.3.2-4 Tipologia multi inverter

Nel seguente esempio di dimensionamento si tratterà un impianto di piccola taglia circa 3kWp con un singolo inverter.



### 3.3 Esempio di dimensionamento

La progettazione dell'impianto è stata eseguita mediante l'utilizzo del configuratore PVSyst V5.55.

Primo passo nella fase di progettazione è di indicare l'ubicazione del sito al fine di ottenere i dati meteo necessari al calcolo dell'energia prodotta dall'impianto.

Il software non calcola la radiazione globale incidente ad ogni diverso sito, ma contiene dati riguardanti alcune località principali, in modo da dare in uscita una produzione energetica annua teorica. Per questa simulazione si è scelto Milano.

Il configuratore fornisce il grafico della radiazione globale incidente il piano dei moduli orientati a Sud (azimut =  $0^\circ$ ), e inclinazione  $30^\circ$ . Fig 3.3-1

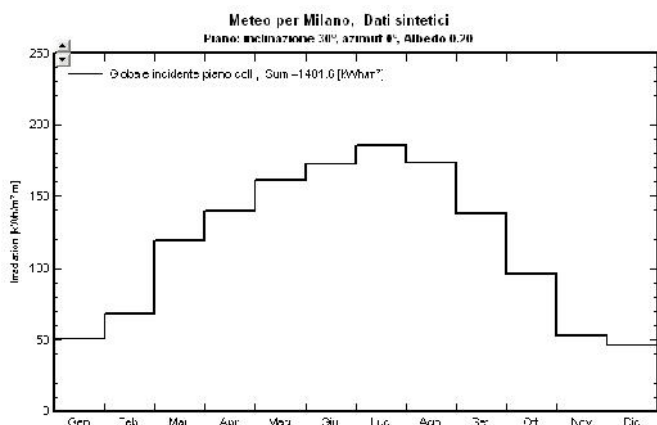


Fig.3.3-1 Radiazione globale incidente piano dei moduli

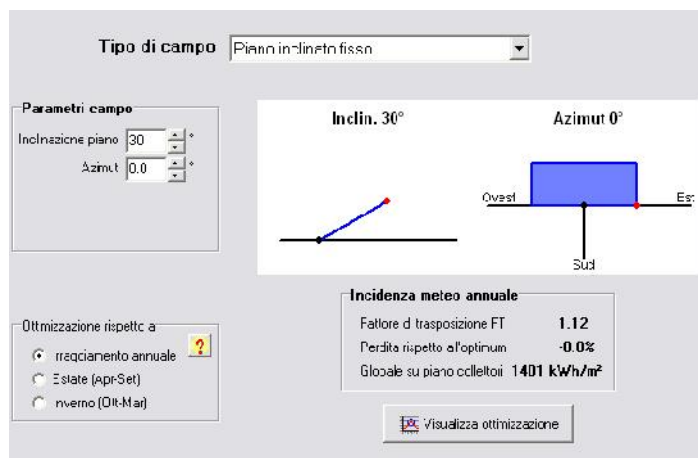


Fig.3.3-2 Orientamento ed inclinazione moduli

Il generatore fotovoltaico non è soggetto ad ombreggiamenti vari, ad esempio per un impianto fotovoltaico su tetto un ostacolo potrebbe essere un camino, un'antenna oppure un albero situato nelle vicinanze.

Per l'impianto sono impiegati nr.14 moduli Mitsubishi UJ-220GA6 da 220 Wp ciascuno in silicio mono cristallino per una potenza totale di 3,08 kWp.

La scelta dell'inverter va effettuata in base alla potenza nominale del generatore fotovoltaico .

Nel dimensionamento vengono considerate diverse variabili fondamentali:

*lato c.c.:*

- potenza nominale e potenza massima ammessa in ingresso;
- tensione nominale, massima e minima tensione in ingresso;
- campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento nominale;
- corrente nominale e corrente massima ammessa;

*lato c.a.:*

- potenza nominale e potenza massima erogabile;
- corrente nominale e corrente massima erogata;
- tensione e frequenza di rete (imposti);
- efficienza di conversione;

Per quanto riguarda la tensione in ingresso lato c.c. , vengono considerate le diverse condizioni di lavoro del generatore fotovoltaico, al fine di ottenere un funzionamento sicuro ed efficiente dell'inverter.

La tensione in uscita dai moduli fotovoltaici è soggetta alle variazioni di temperatura, e quindi occorre verificare che nelle condizioni di esercizio (tipicamente da -10°C a +80°C), le tensioni in ingresso si trovino nell'intervallo di valori dichiarato dal costruttore.

La tensione a vuoto  $U_{oc}$  in uscita dalla stringa alla minima temperatura di esercizio prevedibile (  $U_{oc}$  a -10°C) deve essere inferiore a quella massima ammessa dall'inverter:

$$U_{oc\ max} \leq U_{MAX}$$

L'inverter ammette però in ingresso una tensione minima necessaria all'accensione del convertitore, ovvero, si deve avere che la tensione minima (a 70°C) in uscita dalla stringa sia maggiore della tensione MPPT minima:

$$U_{min} > U_{MPPT\ min}$$

Si deve avere inoltre che la tensione massima (a -10°C), sia inferiore alla tensione massima di funzionamento del MPPT dell'inverter:

$$U_{max} \leq U_{MPPT\ max}$$

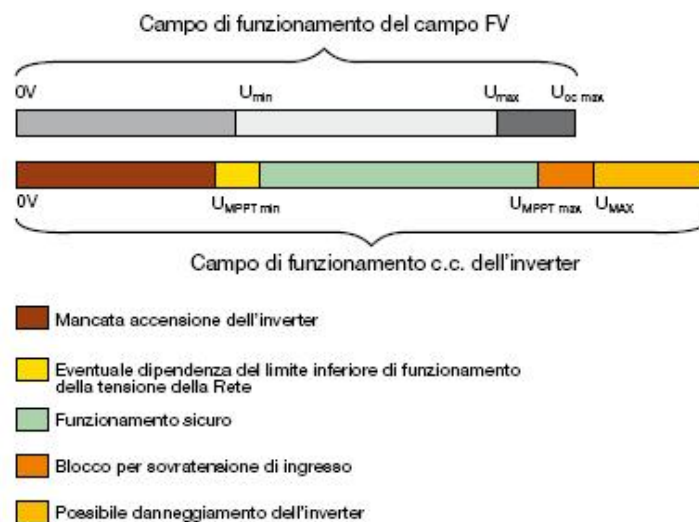


Fig.3.3-3 Valori di tensione lato c.c. in ingresso all'inverter

Nell'esempio di dimensionamento è stato scelto un inverter SMA SunnyBoy 3300 TL HC e vengono di seguito riportati i parametri principali.

The screenshot shows the 'Definizione inverter di rete' window with the following parameters:

- Modello:** Sunny Boy SB 3300 TL HC
- Costruttore:** SMA
- Nome file:** SMA\_SunnyBoy3300TL.OND
- Provenienza dei dati:** Manufacturer 2010

**Entrata (Campo FV DC)**

- Tensione MPP minima: 125 V
- Tensione min. per P<sub>nom</sub>: 285 V
- Tensione MPP nominale: 520 V
- Tensione MPP massima: 600 V
- Tensione FV max. assoluta: 750 V
- Potenza soglia: 15.0 W

**Uscita (Rete AC)**

- Tipo:  Monofase,  Trifase,  Bifase
- Frequenza:  50 Hz,  60 Hz
- Tensione rete: 230 V
- Potenza AC nominale: 3.00 kW
- Potenza AC massima: 3.30 kW
- Corrente AC nominale: 13.00 A
- Corrente AC massima: 16.00 A

**Efficienza**

- Efficienza massima: 96.0 %
- Efficienza EURO: 94.6 %
- Efficienza definita per 3 tensioni

Specifiche contrattuali, senza reale significato fisico.  obbligatorio

Potenza FV nominale: 3.13 kW

Potenza FV massima: 3.44 kW

Corrente FV massima: 11.00 A

Fig.3.3-4 Parametri principali inverter

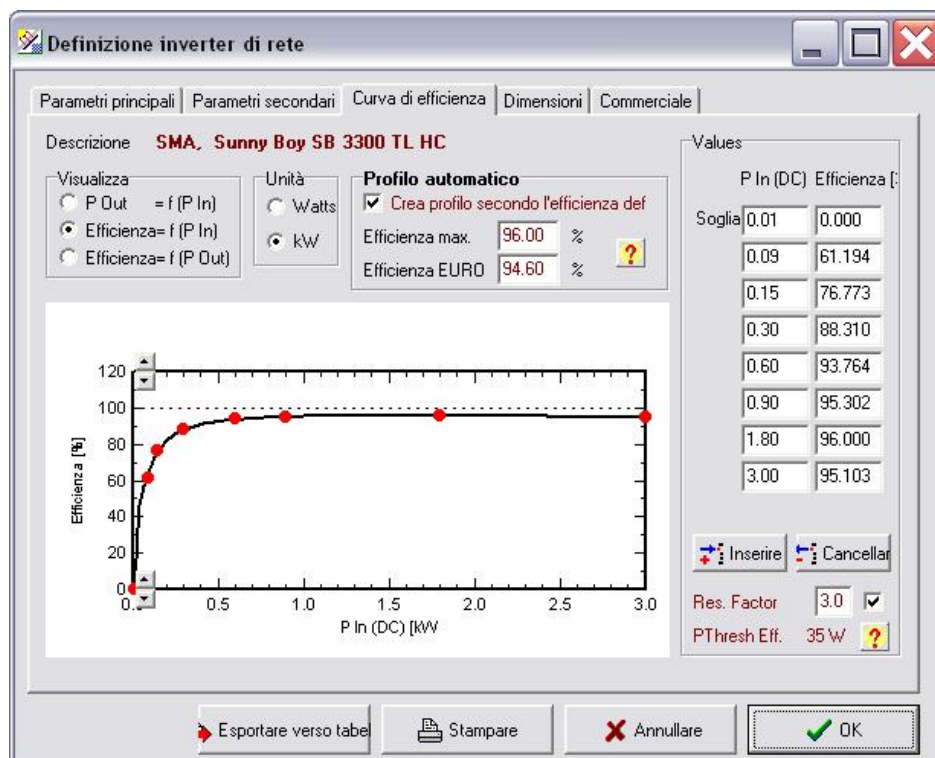


Fig.3.3-5 Grafico efficienza inverter

Nella figura seguente è riportato il riepilogo del sistema esaminato.

Definizione sistema di rete, Variante "Nuova variante di simulazione"

**Configurazione globale del sistema**

1 Numero di tipi di sottocampi

Schema semplificato

**Riepilogo sistema globale**

Numero di moduli	14	Potenza FV nominale	3.1 kWp
Superficie modulo	23 m <sup>2</sup>	Potenza FV massima	2.9 kWdc
N. di inverter	1	Potenza AC nominale	3.0 kWac

---

**Sistema omogeneo**

**Aiuto per predimensionamento**

No Sizing     Inserire potenza desiderata 3.0 kW... o la superficie disponibile  23 m<sup>2</sup>

**Selezionare moduo FV**

Ordina moduli per:  Potenza     Tecnologia     Costruttore    Disponibili adesso

220 Wp 25V	Si-mono	UJ-220GA6	Mitsubishi	Manufacturerere 2(	Aprire
------------	---------	-----------	------------	--------------------	--------

Moduli necessari ca. **14**    Dimens. tensioni: Vmpp (60°C) **24.9 V**  
Voc (-10°C) **40.5 V**

**Selezionare inverter**

Ordina inverter per:  Potenza     Tensione (max)     Costruttore    Tutti i inverter

3.0 kW	125 - 600 V	50 Hz	Sunny Boy SB 3300 TL HC	SMA	Aprire
--------	-------------	-------	-------------------------	-----	--------

N. di inverter      Tensione di funzionamento: **125-600 V**    Potenza globale inv. **3.0 kWac**  
 **Utilizzare multi-MPPT**    Tensione massima entrata: **750 V**    **Inverter con 2 MPPT**

**Disegnare campo**

**Numero di moduli e di stringhe**

Mod. in serie   deve essere tra 6 e 14

N. di stringhe   unica possibilità 1

Perdita di sovraccarico **0.0 %**     Condizioni

Rapporto Pnom **1.03**

**N. di moduli 14    Superficie 23 m<sup>2</sup>**

**Condizioni di funzionamento**

Vmpp (60°C)	348 V
Vmpp (20°C)	419 V
Voc (-10°C)	566 V

Irraggiamento pia **1041 W/m<sup>2</sup>**     Max. dati     STC

Imp (GMax) 7.8 A    Potenza max. in funzionamento **2.9 kW**  
Isc (GMax) 8.6 A    a 1041 W/m<sup>2</sup> e 50°C

Isc (a STC) 8.2 A    **Potenza nom. campo (STC) 3.1 kWp**

Bisogni utente
Perdite dettagliate
Annullare
OK

Fig.3.3-6 Dimensionamento sistema



Nelle figure seguenti sono riportate le principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici.

**Definizione di un modulo FV**

Dati di base | Parametri modello | Dimensioni e tecnologia | Commerciale | Grafici

Modello: UJ-220GA6      Costruttore: Mitsubishi

Nome file: Mitsubishi\_UJ\_220GA6.PAN      Provenienza dati: Manufacturere 2011

Potenza nom. (a STC): 220 Wp      Tol. 3.0 %      Tecnologia: Simono

**Specifiche costruttore o altre misurazioni**

Condiz. di riferimento:	GRef	1000	W/m <sup>2</sup>	TRef	25	°C
Corrente corto circuito	Isc	8.200	A	Circuito aperto Vca	36.20	V
Punto di max. potenza:	Impp	7.390	A	Vmpp	29.70	V
Coefficiente di temperatura	mulsc	4.1	mA/°C	<b>N. celle 60 in serie</b>		
	o mulsc	0.05	%/°C			

**Riepilogo modello**

**Parametri principali**

R parall. 180 ohm  
Rparall(G=0) 700 ohm

**R serie model 0.20 ohm**  
R serie max. 0.43 ohm  
R serie apparent 0.45 ohm

**Parametri modello**

Gamma 1.30  
IoRef 114 nA  
muVca -123 mV/°C

**Risultati modello interno**

Condizioni di funzionamento: GOper 1000 W/m<sup>2</sup>      TOper 25 °C

Punto di max. potenza:	Pmpp	219.8	W	Coeff. di temperatura	-0.42	%/°C
Corrente Impp	7.52	A	Tensione Vmpp	29.2	V	
Corrente corto circuito Isc	8.20	A	Circuito aperto Vca	36.2	V	
Efficienza / Sup. celle	15.37	%	/ Sup. modulo	13.34	%	

Esportare verso tabel | Stampare | Annullare | OK

**Definizione di un modulo FV**

Dati di base | Parametri modello | Dimensioni e tecnologia | Commerciale | Grafici

Descrizione: **Mitsubishi, UJ-220GA6**

**Modulo**

Lunghezza	1658	mm
Larghezza	994	mm
Spessore	46.0	mm
Peso	20.00	kg
Sup. modulo	1.648	m <sup>2</sup>

**Celle**

In serie	60	
In parallelo	1	
Superficie cella	238.4	cm <sup>2</sup>
N. cellule totali	60	
Superficie celle	1.43	m <sup>2</sup>

**Caratteristiche inverse**

Caratteristiche inverse di una sola cella (buio)

Fattore quadratico BRev 3.2 mA/°C

N. di diodi by-pass 3 / modulo

Tensione diretta diodo -0.7 V

Questi parametri inversi sono utilizzati unicamente negli strumenti speciali per il comportamento del campo (ombreggiamento parziale, mismatch).  
Il loro valore non è essenziale e può essere predefinito sulla base di moduli simili.

**Tensione massima sistema**

Tensione d'isolamento 600 V

**Coeff. di assorbimento per temperatura**

Assorbività (alpha) 0.90

Esportare verso tabel | Stampare | Annullare | OK

Fig.3.3-7 Parametri principali modulo fotovoltaico

Viene riportata la caratteristica I-V del modulo in funzione dell'irraggiamento e della temperatura.

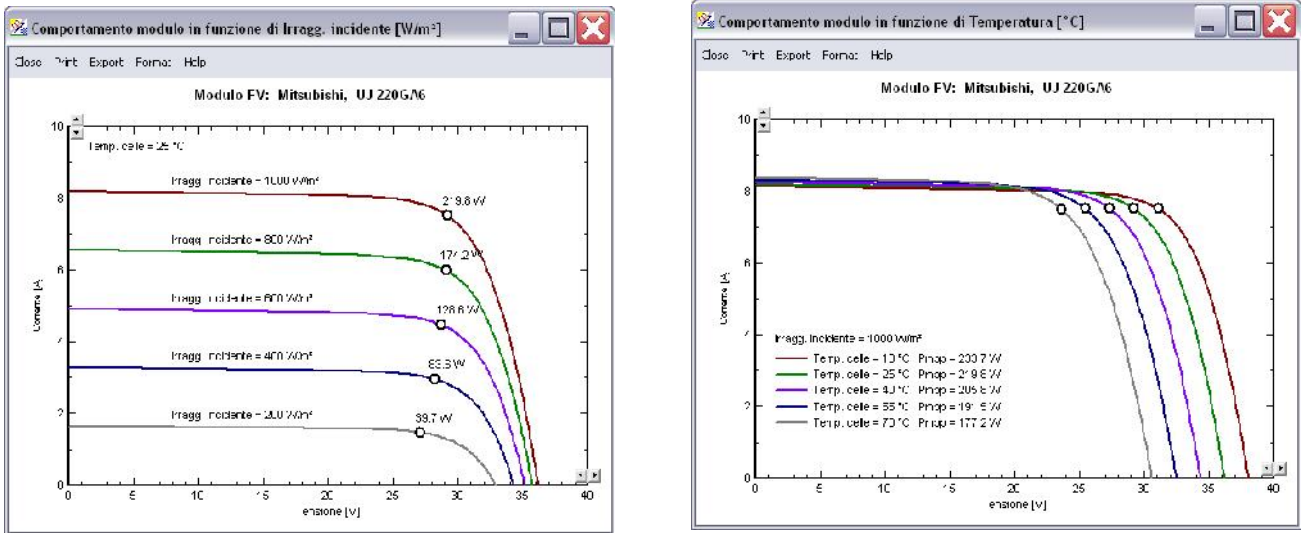


Fig.3.3-8 Caratteristica I-V modulo in funzione dell'irraggiamento e della temperatura

La produzione energetica annua attesa calcolata viene fornita in uscita dalla simulazione ed è riportata in figura.



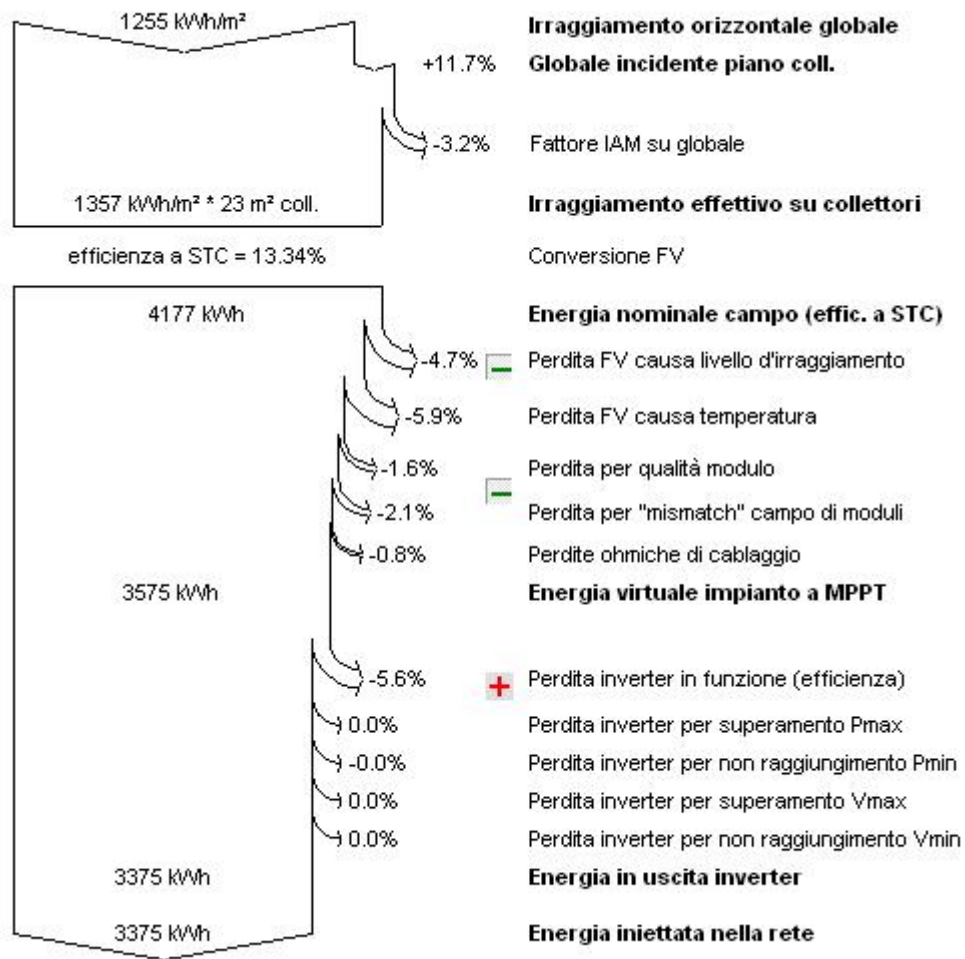


Fig.3.3-9 Produzione energetica annua attesa e perdite del sistema

Viene ora proposta la produzione energetica annua attesa per lo stesso sistema (moduli ed inverter), ma esposti con angolazione ed orientamento diversi, in modo da avere un risultato.



### 3.3.1 Variazione produzione energetica in funzione dell'angolo azimutale

*Esempio 1 (Azimut = -45°, Tilt = 30°)*

Nella seguente simulazione viene modificato l'orientamento dei moduli, da un orientamento a Sud (Azimut = 0°) ad uno Sud-Est, mantenendo la stessa inclinazione e gli stessi parametri considerati nella precedente simulazione.

**Tipo di campo** Piano inclinato fisso

**Parametri campo**

Inclinazione piano 30.0

Azimut -45.0

Ottimizzazione rispetto a

Irraggiamento annuale ?

Estate (Apr-Set)

Inverno (Dic-Mar)

**Inclin. 30°**

**Azimut -45°**

Ovest Est

Sud

**Incidenza meteo annuale**

Fattore di trasposizione FT **1.07**

Perdita rispetto all'optimum **-4.4%**

Globale su piano collettori **1340 kWh/m²**

Visualizza ottimizzazione

**Parametri di simulazione**

Progetto Esempio

Luogo Milano

Tipo sistema Connesso in rete

Simulazione 01/01 al 31/12  
(Dati meteo generici)

**Sistema**

FV modules	UJ-220GA6	Inverter	Sunny Boy SB 3300 TL HC
Nominal Power	3.08 kWp	Potenza nom. inv.	3.0 kW
MPP Voltage	29.2 V	N. di inv.	1
MPP Current	7.5 A		

**Risultati principali**

Produzione sistema	<b>3238 kWh/a</b>	Prod. normalizzata	<b>2.88 kWh/kWp/g</b>
Prod. spec.	<b>1051 kWh/kWp/a</b>	Perdite campo	<b>0.62 kWh/kWp/g</b>
Indice di rendimento	<b>0.783</b>	Perdite sistema	<b>0.17 kWh/kWp/g</b>

Fig.3.3.1-1 Produzione energetica e perdite del sistema con moduli con azimut = -45° e tilt = 30°.

La radiazione globale catturata dai moduli diminuisce di circa un 4% e di conseguenza anche la produzione energetica annua attesa dello stesso.

*Esempio 2 (Azimut = +45°, Tilt = 30°)*

Nella seguente simulazione i moduli vengono orientati a Sud-Ovest, mantenendo gli altri parametri uguali.

**Tipo di campo** Piano inclinato fisso

**Parametri campo**

Inclinazione piano 30.0

Azimut 45.0

**Ottimizzazione rispetto a**

Irraggiamento annuale ?

Estate (Apr-Set)

Inverno (Dic-Mar)

**Inclin. 30°**

**Azimut 45°**

Ovest Est

Sud

**Incidenza meteo annuale**

Fattore di trasposizione FT	<b>1.07</b>
Perdita rispetto all'optimum	<b>-4.2%</b>
Globale su piano collettori	<b>1343 kWh/m²</b>

Visualizza ottimizzazione

Parametri di simulazione			
Progetto	Esempio	Sistema	
Luogo	Milano	PV modules	UJ-220GA6 Inverter Sunny Boy SB 3300 TL HC
Tipo sistema	Connesso in rete	Nominal Power	3.08 kWp Potenza nom. inv. 3.0 kW
Simulazione	01/01 al 31/12 (Dati meteo generici)	MPP Voltage	29.2 V N. di inv. 1
		MPP Current	7.5 A
Risultati principali			
Produzione sistema	<b>3203 kWh/a</b>	Prod. normalizzata	<b>2.85 kWh/kWp/g</b>
Prod. spec.	<b>1040 kWh/kWp/a</b>	Perdite campo	<b>0.64 kWh/kWp/g</b>
Indice di rendimento	<b>0.777</b>	Perdite sistema	<b>0.17 kWh/kWp/g</b>

Fig.3.3.1-2 Produzione energetica attesa con moduli con azimuth = -45° e tilt = 30°.

Anche in questa simulazione la produzione diminuisce di circa un 4%.

Dalle precedenti simulazioni si può notare che un diverso orientamento non sfavorisce eccessivamente la produzione energetica. Per un orientamento “ottimale” con azimuth = 0° e tilt = 30° si ottiene una produzione attesa di 3375 kWh/anno, mentre per un orientamento a Sud-Est si ottiene 3238 kWh/anno e per un orientamento a Sud-Ovest una produzione di 3203 kWh/anno.

### 3.3.2 Variazione produzione energetica in funzione dell'angolo di tilt

Simuliamo ora la variazione della produzione variando l'angolo di inclinazione dei moduli e mantenendo un orientamento a Sud (*Azimut* = 0°).

*Esempio 3* (*Azimut* = 0°, *tilt* = 0°)

In questo caso viene calcolata la produzione attesa su piano orizzontale.

**Tipo di campo** Piano inclinato fisso

**Parametri campo**

Inclinazione piano 0.0

Azimut 0.0

Optimizzazione rispetto a

Irraggiamento annuale ?

Estate (Apr-Set)

Inverno (Ott-Mar)

**Inclin. 0°** **Azimut 0°**

**Incidenza meteo annuale**

Fattore di trasposizione FT **1.00**

Perdita rispetto all'optimum **-10.5%**

Globale su piano collettori **1255 kWh/m²**

Visualizza ottimizzazione

**Parametri di simulazione**

Progetto Esempio

Luogo Milano

Tipo sistema Connesso in rete

Simulazione 01/01 al 31/12  
(Dati meteo generici)

**Sistema**

PV modules	UJ-220GA6	Inverter	Sunny Boy SB 3300 TL HC
Nominal Power	3.08 kWp	Potenza nom. inv.	3.0 kW
MPP Voltage	29.2 V	N. di inv.	1
MPP Current	7.5 A		

**Risultati principali**

Produzione sistema	<b>2976 kWh/a</b>	Prod. normalizzata	<b>2.65 kWh/kWp/g</b>
Prod. spec.	<b>966 kWh/kWp/a</b>	Perdite campo	<b>0.63 kWh/kWp/g</b>
Indice di rendimento	<b>0.770</b>	Perdite sistema	<b>0.16 kWh/kWp/g</b>

Fig.3.3.2-1 Produzione energetica attesa con *azimut* = 0° e *tilt* = 0°

La produzione energetica in questo caso diminuisce di un 10 %.

*Esempio 4 (Azimut = 0°, Tilt = 60°)*

**Tipo di campo** Piano inclinato fisso

**Parametri campo**

Inclinazione piano 60 °

Azimut 0.0 °

**Ottimizzazione rispetto a**

Irraggiamento annuale ?

Estate (Apr-Set)

Inverno (Ott-Mar)

**Inclin. 60°**

**Azimut 0°**

Ovest Est

Sud

**Incidenza meteo annuale**

Fattore di trasposizione FT **1.02**

Perdita rispetto all'optimum **-8.9%**

Globale su piano collettori **1276 kWh/m²**

Visualizza ottimizzazione

**Parametri di simulazione**

Progetto Esempio

Luogo Milano

Tipo sistema Connesso in rete

Simulazione 01/01 al 31/12  
(Dati meteo generici)

**Sistema**

FV modules	UJ-220GA6	Inverter	Sunny Boy SB 3300 TL HC
Nominal Power	3.08 kWp	Potenza nom. inv.	3.0 kW
MPP Voltage	29.2 V	N. di inv.	1
MPP Current	7.5 A		

**Risultati principali**

Produzione sistema	<b>3078 kWh/a</b>	Prod. normalizzata	<b>2.74 kWh/kWp/g</b>
Prod. spec.	<b>999 kWh/kWp/a</b>	Perdite campo	<b>0.59 kWh/kWp/g</b>
Indice di rendimento	<b>0.782</b>	Perdite sistema	<b>0.17 kWh/kWp/g</b>

Fig.3.3.2-2 Produzione energetica attesa con azimut = 0° e tilt = 60°

In questa simulazione la produzione energetica diminuisce di circa un 8 %.

*Esempio 4 (Azimut = 0°; Tilt = 90°)*

Viene calcolata la produzione energetica nel caso il generatore sia inclinato di 90° (ad esempio se posto su una parete di un edificio) ed esposto a Sud.

**Tipo di campo** Piano inclinato fisso

**Parametri campo**

Inclinazione piano 90

Azimut 0.0

**Inclin. 90°** **Azimut 0°**

**Incidenza meteo annuale**

Fattore di trasposizione FT **0.73**

Perdita rispetto all'optimum **-34.4%**

Globale su piano collettori **920 kWh/m²**

Ottimizzazione rispetto a

Irraggiamento annuale ?

Estate (Apr-Set)

Inverno (Ott-Mar)

Visualizza ottimizzazione

Parametri di simulazione		Sistema	
Progetto	Esempio	PV modules	UJ-220GA6
Luogo	Milano	Nominal Power	3.08 kWp
Tipo sistema	Connesso in rete	MPP Voltage	29.2 V
Simulazione	01/01 al 31/12 (Dati meteo generici)	MPP Current	7.5 A
		Inverter	Sunny Boy SB 3300 TL HC
		Potenza nom. inv.	3.0 kW
		N. di inv.	1
Risultati principali			
Produzione sistema	<b>2153 kWh/a</b>	Prod. normalizzata	<b>1.91 kWh/kWp/g</b>
Prod. spec.	<b>699 kWh/kWp/a</b>	Perdite campo	<b>0.46 kWh/kWp/g</b>
Indice di rendimento	<b>0.761</b>	Perdite sistema	<b>0.14 kWh/kWp/g</b>

Fig.3.3.2-3 Produzione energetica attesa con azimut = 0° e tilt = 90°

In questo caso la produzione subisce una notevole diminuzione di circa un 34 %.

## CONCLUSIONI

Nella presente attività di tirocinio, dopo una prima fase di studio del panorama fotovoltaico, delle tipologie di impianti, delle tecnologie o generazioni fotovoltaiche e dei suoi componenti fondamentali, è stata dedicata particolare attenzione alla progettazione degli impianti, per la maggior parte di tipo Grid-Connected, e alle problematiche che si incontrano durante la realizzazione di questi.

La fase di progettazione effettuata mediante differenti software per la configurazione del sistema veniva svolta in base alla potenza da installare richiesta, alla tipologie di moduli e di conseguenza del o degli inverter, ma soprattutto veniva eseguita in funzione delle esigenze dei clienti.

Nell'esempio di dimensionamento è stata confrontata in particolare la variazione della produzione energetica annua attesa in funzione dell'orientamento e dell'inclinazione dei moduli fotovoltaici, dimostrando che un orientamento a Sud ed un'inclinazione prossima ai 30° favorisce la produzione energetica per un impianto situato nel Nord Italia.

## Bibliografia

[1] Francesco Groppi, Carlo Zuccaro, *Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, guida per progettisti ed installatori* Editoriale Delfino 2005

[2] Richard C. Jaeger, Travis N. Blalock, *Microelettronica Elettronica analogica seconda edizione*, McGraw-Hill 2005

[3] Peter Würfel, *Physics of Solar Cell – From Principles to New Concepts*, WILEY-VCH, 2005

[4] *Orientamento ed inclinazione dei pannelli*, FV Fotovoltaici 3/2006

[5] A. Vincenti, *Sistemi fotovoltaici*, 2006 Dario Flaccovio editore

[6] L.Malesani, P.Mattavelli, G.Spiazzini, *Dispense del corso di Elettronica Industriale*, 2005-2006

[7] Quaderno tecnico N.10 ABB