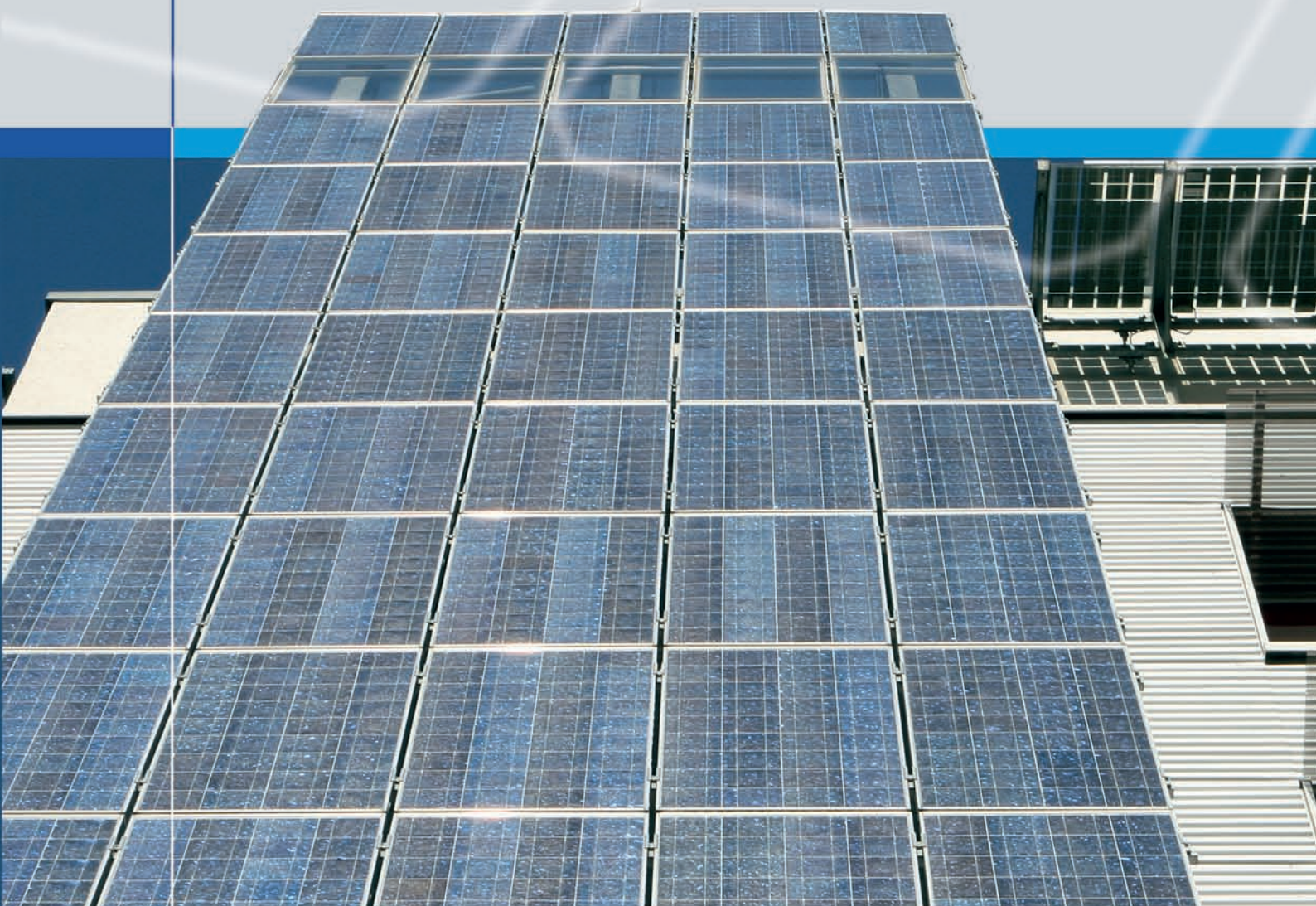




REGIONE SICILIANA
ASSESSORATO INDUSTRIA

Progettare e installare un **IMPIANTO FOTOVOLTAICO**



SICENEA
pura energia di Sicilia



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

Progettare e installare
un impianto fotovoltaico

Progettare e installare un impianto fotovoltaico

2008 ENEA
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - Roma

ISBN 88-8286-159-7



REGIONE SICILIANA - ASSESSORATO INDUSTRIA

Progettare e installare un impianto fotovoltaico

a cura di

Francesco P. Vivoli

Testi di:

S. Castello, F. De Lia, G. Graditi

A. Scognamiglio, L. Zingarelli, R. Schioppo

Contributi di:

P. Signoretti, F. Spinelli



Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente

Presentazione

Il volume viene pubblicato nell'ambito del programma SICENEA, finanziato dall'Assessorato Industria della Regione Siciliana per promuovere una maggiore consapevolezza riguardo i problemi energetici e ambientali e sensibilizzare all'impiego delle fonti rinnovabili e all'uso razionale dell'energia nei vari settori produttivi e civili. Obiettivo di rilievo del programma è sollecitare l'attenzione di Enti locali, Imprese, progettisti, installatori e energy manager sulle opportunità di sviluppo e crescita di un mercato e un'industria locale delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, in grado di incidere sulla crescita di competitività del sistema produttivo regionale.

Tra le fonti rinnovabili, quella fotovoltaica è caratterizzata dalla capacità di convertire direttamente la radiazione solare in energia elettrica. Dal 2002 ad oggi la produzione fotovoltaica nel mondo è raddoppiata ogni due anni e la curva di apprendimento del settore consente di prevedere sensibili riduzioni dei costi di produzione dell'elettricità da fotovoltaico, oggi ancora superiori a quelli da fonti tradizionali. Le previsioni sul prezzo dell'energia da fonti fossili propendono per un suo consistente aumento negli anni a venire, da ciò l'interesse crescente per la fonte fotovoltaica, i cui vantaggi, già oggi, si possono riassumere in termini di: generazione di elettricità distribuita sul territorio, indipendenza energetica e riduzione delle emissioni.

In questa prospettiva sono stati tenuti in diverse Province della Regione, a cura dell'ENEA, corsi di progettazione e realizzazione di impianti solari fotovoltaici, attività che l'ENEA svolge da anni con l'obiettivo di curare tutti gli aspetti tecnici ed impiantistici, anche alla luce dei più recenti risultati delle attività di ricerca e innovazione, e trasferire le conoscenze tecniche e gli elementi normativi fondamentali per una corretta progettazione, installazione e manutenzione di tali sistemi.

Questo volume trae origine dalle attività di formazione dell'ENEA e ne raccoglie i contenuti: radiazione solare e conversione fotovoltaica, celle e moduli fotovoltaici, materiali e nuovi sviluppi tecnologici, sistemi fotovoltaici, tipologie e applicazioni, configurazioni di impianto, dimensionamento e scelta dei componenti, normativa elettrica, aspetti economici e sistemi di incentivazione, integrazione dei sistemi fotovoltaici negli edifici e soluzioni architettoniche, verifiche e collaudo degli impianti, esempi di progetto. Con una trattazione sistematica degli argomenti affrontati l'opera vuole costituire uno strumento di studio e formazione per professionisti e operatori di settore, tipicamente ingegneri, architetti e diplomati tecnici, che vogliano accostarsi a questa tecnologia per farne occasione ed opportunità di lavoro.

Indice

Capitolo Uno

La radiazione solare	10
-----------------------------------	----

Capitolo Due

L'effetto fotovoltaico, la conversione dell'energia solare. La cella	16
2.1 L'effetto fotovoltaico e la cella fotovoltaica	17
2.2 L'efficienza di conversione	18
2.3 Le caratteristiche elettriche della cella	19
2.4 La tecnologia del silicio	19
2.4.1 La fabbricazione della cella	20
2.4.2 Le celle commerciali	20
2.5 Le nuove tecnologie	20
2.5.1 I film sottili	21
2.5.2 La terza generazione	22

Capitolo Tre

Il generatore fotovoltaico	24
3.1 Il modulo fotovoltaico	25
3.2 La stringa fotovoltaica	26
3.3 Il campo generatore fotovoltaico	26

Capitolo Quattro

Il sistema fotovoltaico e i suoi componenti principali	28
4.1 Il generatore	30
4.2 Il sistema di condizionamento della potenza	30

Capitolo Cinque

Le applicazioni degli impianti fotovoltaici	34
5.1 Caratteristiche e peculiarità della tecnologia fotovoltaica	35
5.1.1 L'impatto ambientale	35
5.1.2 Il risparmio di combustibile	35
5.1.3 Tempo di ritorno dell'investimento energetico	35
5.1.4 Il degrado dei moduli	36
5.1.5 L'impatto sul territorio	37

5.2	La classificazione degli impianti fotovoltaici	37
5.2.1	Gli impianti isolati	38
5.2.2	Gli impianti collegati alla rete	39
5.3	La generazione diffusa	40
5.4	Fotovoltaico a concentrazione	40
5.5	Il fotovoltaico e l'architettura	42
5.6	Banca dati IEA degli impianti fotovoltaici	42
Capitolo Sei		
Il dimensionamento energetico degli impianti fotovoltaici		44
6.1	Dimensionamento energetico di impianti connessi alla rete ...	45
6.1.1	Dati di radiazione solare	46
6.1.2	Calcolo dell'energia incidente sul piano dei moduli ..	47
6.1.3	Perdite termiche e ottiche	49
6.1.4	Perdite per ombreggiamento	50
6.1.5	Posizionamento del generatore fotovoltaico	50
6.2	Dimensionamento energetico di un sistema isolato	51
6.2.1	Le utenze	52
6.2.2	Posizionamento del generatore fotovoltaico	52
6.2.3	La scelta dell'angolo di tilt	53
6.2.4	La configurazione dell'impianto	54
6.2.5	Il bilancio energetico e la soluzione ottimale	55
6.2.6	Sistemi isolati particolari	56
Capitolo Sette		
Componenti del sistema fotovoltaico. Scelte e configurazioni		58
7.1	Il modulo fotovoltaico e le stringhe	60
7.2	I quadri elettrici	64
7.3	I cavi	65
7.4	Il sezionamento delle stringhe	66
7.5	La gestione del generatore fotovoltaico	66
7.6	L'impianto di terra	67
7.7	Protezione dell'impianto fotovoltaico dalle scariche atmosferiche ..	67
7.7.1	Misure di protezione contro i fulmini per le strutture senza LPS	68
7.7.2	Misure di protezione contro i fulmini per le strutture dotate di LPS	68
7.7.3	Misure di protezione contro la fulminazione indiretta ..	69
7.8	Strutture di sostegno	70
7.9	L'accumulo elettrico	71
7.10	L'inverter	72

7.11	L'interfacciamento alla rete	74
7.11.1	Criteri di collegamento alla rete elettrica (Norma CEI 11-20)	75
7.11.2	Criteri di esercizio e di sicurezza	77
7.11.3	Aspetti di sicurezza	79
7.11.4	La contabilizzazione dell'energia	80
7.12	Il monitoraggio degli impianti	81
7.13	La manutenzione ordinaria	82
7.14	Documentazione di progetto degli impianti	83
7.15	I collaudi	84
7.16	I permessi	85
Capitolo Otto		
Aspetti economici e sistemi di incentivazione		86
8.1	Diffusione della tecnologia	87
8.2	Il mercato	88
8.3	I costi	90
8.3.1	Il costo degli impianti fotovoltaici	91
8.3.2	Il costo del kWh	91
8.4	Il valore aggiunto del fotovoltaico	92
8.5	Programmi nazionali di diffusione	93
8.5.1	Il programma italiano tetti-fotovoltaici	94
8.5.2	Il conto energia in Italia: il Decreto 19 febbraio 2007 ...	94
8.5.3	Allegati a complemento del decreto Conto Energia ...	99
Appendice A	Fotovoltaico e architettura	108
Appendice B	Gli inverter PWM	130
Appendice C	Verifiche tecnico-funzionali	134
Appendice D	Esempi di progetti	140
Appendice E	Dati della radiazione solare nelle località italiane capoluogo di provincia	152
	• Elenco delle località ordinate per regione	155
	• Dati di radiazione solare	156
	• I grafici per alcune significative località italiane	167

Capitolo **Uno**



La radiazione solare

La sorgente energetica primaria di un sistema fotovoltaico (FV, PV nella notazione anglosassone) è rappresentata dal Sole. Per radiazione solare si intende l'energia elettromagnetica emessa dal Sole come risultato dei processi di fusione dell'idrogeno in esso contenuto.

Con buona approssimazione il Sole può considerarsi come un perfetto emettitore di radiazioni (black body) ad una temperatura di circa 5800 °K. La distanza media tra il Sole e la Terra è di circa $1,5 \cdot 10^8$ km.

Considerato l'elevato valore del rapporto tra questa distanza e il diametro del Sole ($\sim 3 \cdot 10^5$ km), la radiazione solare vista dalla Terra appare come un fascio ben collimato, con una dispersione angolare di circa mezzo grado. Essa copre un ampio campo di lunghezze d'onda, e quindi di energie, con una distribuzione spettrale dall'ultravioletto (UV) all'infrarosso (IR) in un intervallo di lunghezze d'onda compreso tra 0,2 e 2,5 μm , con un punto di massimo nel campo del visibile (da 0,38 a 0,78 μm) intorno a 0,5 μm . La sua penetrazione attraverso l'atmosfera è molto selettiva ed in pratica giungono sulla superficie terrestre soltanto le radiazioni del campo visibile; infatti le radiazioni ultraviolette sotto 0,3 μm (che sono letali) vengono arrestate,

ad una altezza di 25 km, dalla fascia di ozono atmosferico mentre le radiazioni infrarosse sono bloccate dal vapore d'acqua e dall'anidride carbonica.

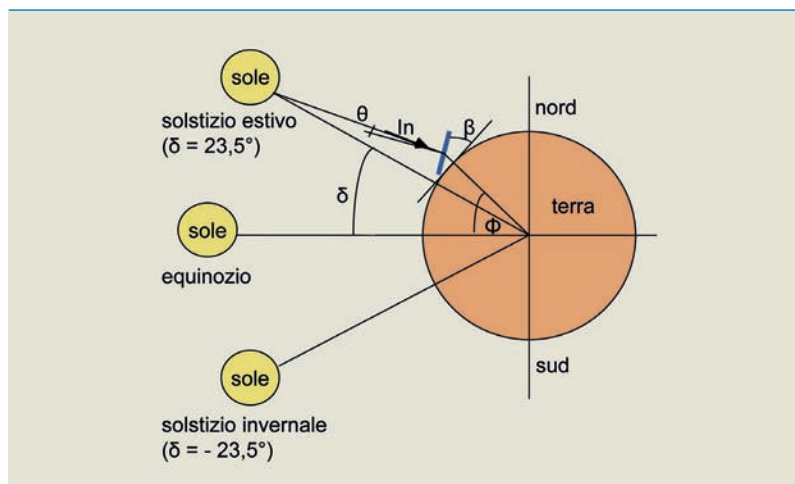
Tenuto conto anche della riflessione nello spazio da parte dell'atmosfera e delle nubi, la radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre è pari a circa il 47% di quella potenzialmente disponibile.

È opportuno osservare che l'intensità dell'irraggiamento disponibile al suolo e la sua distribuzione spettrale dipendono oltre che dalle condizioni ambientali anche dalla massa d'aria (AM, Air Mass) attraversata dalla radiazione solare.

L'energia che incide nell'unità di tempo su di una superficie unitaria normale alla radiazione solare (radianza), fuori dall'atmosfera terrestre, posta alla distanza media della Terra dal Sole è definita "costante solare" (G_0) ed assume un valore pari a 1.367 W/m² (valore stabilito dal World Radiation Center nel 1980). Nel caso di non perpendicolarità fra i raggi del sole e la superficie, il valore della radianza risulta pari $G_0 \cdot \cos\theta$, ove θ è l'angolo tra la normale alla superficie e i raggi del sole.

L'angolo θ dipende da molti parametri quali:

La radiazione solare in assenza di atmosfera



- la latitudine (Φ),
- l'angolo di tilt (β),
- l'angolo di azimut (γ),
- l'angolo orario $\omega = 15 \cdot (12 - \text{ora del giorno})$,
- la declinazione solare $\delta = 23,45 \cdot \sin [360 \cdot (284 + \text{giorno dell'anno})/365]$.

Esistono delle formule più o meno complesse che permettono di calcolare in maniera rigorosa, in assenza di atmosfera, il valore della radianza per qualsiasi istante dell'anno.

In presenza di atmosfera, la radiazione solare incidente sulla Terra viene in parte assorbita, in parte riflessa nello spazio esterno ed in parte diffusa dall'atmosfera stessa.

Le interazioni della radiazione solare con l'atmosfera sono funzione della lunghezza d'onda della radiazione, della massa d'aria attraversata e della composizione dell'aria. Infatti, l'intensità e la composizione spettrale della radiazione raccolta al suolo dipendono dall'angolo formato dalla radiazione incidente con la superficie terrestre e dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche.

È opportuno osservare che la capacità di una cella fotovoltaica di convertire l'energia solare in elettricità è funzione sia dell'intensità sia della composizione spettrale della radiazione incidente, oltre che dal tipo di cella solare utilizzata (ad esempio per le celle al silicio la banda di sensibilità è compresa tra $0,4-1,1 \mu\text{m}$). Quindi il rendimento medio di una cella fotovoltaica assume valori differenti a seconda della località scelta per l'installazione dell'impianto e delle condizioni atmosferiche caratterizzanti la località stessa.

Per tener conto degli effetti dovuti alla presenza dell'atmosfera, viene definita la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass One) come lo spessore di atmosfera standard attraversato dalla radiazione solare in direzione normale alla superficie terrestre e misurato al livello del mare con cielo limpido e pressione dell'aria pari ad 1,013 bar (1 atm).

Il valore massimo della costante solare, misurato sulla superficie terrestre in presenza di una giornata limpida e soleggiata, è di circa 1000 W/m^2 . La sua variazione a causa dell'ellitticità dell'orbita terrestre è percentualmente assai modesta essendo contenuta entro il $\pm 3\%$ del valore medio.

Le componenti della radiazione solare raccolta al suolo su una superficie inclinata rispetto al piano orizzontale sono:

- la **radiazione diretta** (H_b *beam radiation*) che colpisce una superficie al suolo con un unico e definito angolo di incidenza;
- la **radiazione diffusa** (H_d *diffuse radiation*) che raggiunge il suolo da tutte le direzioni, in quanto è generata nello strato atmosferico a causa dello scattering subito dalla radiazione incidente; è opportuno osservare che qualo-

ra la radiazione diretta non incida sulla superficie al suolo per la presenza di un ostacolo, la zona ombreggiata non risulta totalmente oscurata in quanto permane l'effetto del contributo fornito dalla radiazione diffusa; ciò riveste particolare rilevanza soprattutto per i dispositivi fotovoltaici che operano anche in presenza della radiazione diffusa;

- la **radiazione riflessa** dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali circostanti. Tale componente è detta *componente di albedo* (H_a) e dipende dall'inclinazione della superficie in misura complementare alla radiazione diffusa e dalle proprietà riflettenti del terreno. La componente di albedo è di notevole importanza nel caso di utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali i quali sfruttano la radiazione incidente sia sulla parte anteriore, sia sulla parte posteriore del pannello.

La necessità di valutare separatamente le componenti diretta e diffusa della radiazione è riconducibile al fatto che i sistemi fotovoltaici si comportano in modo differente rispetto alle componenti suddette.

Infatti ad esempio, i sistemi a concentrazione sono sostanzialmente insensibili alla componente diffusa che non può essere concentrata dai dispositivi, specchi o lenti, destinati a focalizzare la radiazione sulle celle fotovoltaiche. Invece i moduli piani sono sensibili ad entrambe le componenti della radiazione, seppure con caratteristiche differenti in relazione alla tecnologia utilizzata ed all'inclinazione degli stessi rispetto al piano orizzontale (angolo di tilt β).

La radiazione diffusa può essere considerata, con buona approssimazione, uniformemente distribuita sulla volta celeste e dunque occorre pesarla per la frazione di volta celeste vista dal pannello FV.

La frazione di radiazione diffusa raccolta da un pannello inclinato di un angolo di tilt β , è data dalla seguente relazione:

$$H_d = H_{do} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$$

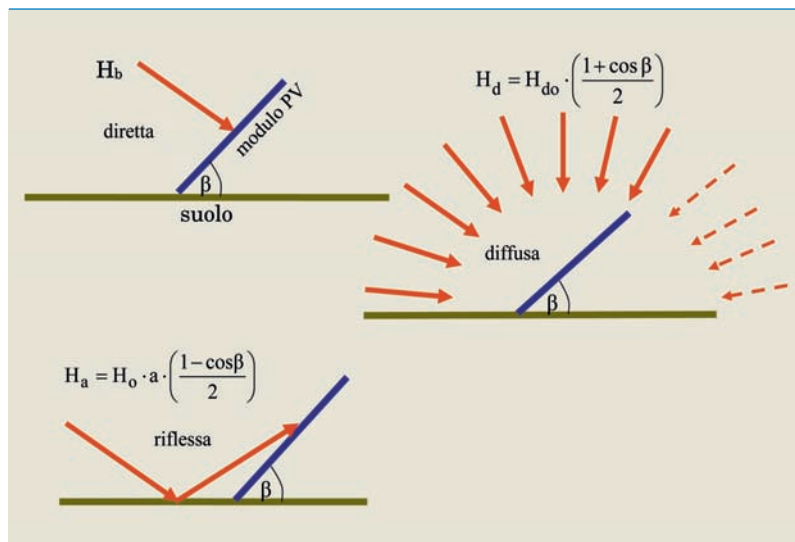
dove con H_{do} si indica la radiazione diffusa raccolta su un pannello orizzontale, il quale "vede" l'intera volta celeste e quindi raccoglie tutta la radiazione diffusa.

La radiazione riflessa è data da:

$$H_a = H_o \cdot a \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

dove H_o è la radiazione globale sul

Componenti dell'irraggiamento su una superficie inclinata



piano orizzontale ed a è il "fattore di albedo" il quale dipende sia dalle caratteristiche della località in esame, che dalla risposta spettrale del dispositivo solare utilizzato. I suoi valori, ricavati sperimentalmente, riferiti ad alcuni paesaggi tipici sono riportati nella tabella 1.1.

La radiazione globale H su una superficie inclinata è quindi data dalla somma dei contributi relativi alle componenti diretta, diffusa e di albedo. Pertanto risulta:

$$H = H_b + H_d + H_a$$

e dipende:

- dalle condizioni meteorologiche ed atmosferiche, infatti in condizioni di tempo nuvoloso la radiazione è sostanzialmente diffusa, mentre in presenza di tempo sereno e clima secco è prevalente la componente diretta (circa il 90% della radiazione totale);

- dall'angolo di inclinazione della superficie di raccolta rispetto al piano orizzontale, infatti, una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa;
- dalla presenza di superfici riflettenti, poiché il contributo alla riflessione risulta tanto maggiore quanto più chiara è la superficie; di conseguenza la radiazione riflessa è maggiore in inverno, ad esempio, per la presenza della neve ed è minore in estate a causa dell'effetto di assorbimento dell'erba o del terreno.

L'intensità della radiazione solare raccolta al suolo è dunque funzione dell'angolo formato dalla radiazione incidente con la superficie al suolo. Infatti, i raggi solari devono attraversare uno spessore di atmosfera tanto più grande, quanto più piccolo è l'angolo da essi formato con la superficie orizzontale, di conseguenza tanto minore sarà la radiazione che raggiunge la superficie. La condizione ottimale si ha quando la superficie di raccolta è orientata a sud (angolo di azimut) con un angolo di tilt prossimo alla latitudine (Φ) del sito di installazione prescelto.

L'orientamento verso sud consente di rendere massima la radiazione solare catturata dai moduli fotovoltaici durante l'intera giornata, mentre l'inclinazione prossima alla latitudine del sito permette di minimizzare le variazioni dell'energia solare raccolta dovute all'oscillazione di $\pm 23,45^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla normale alla superficie di raccolta.

In relazione alla località considerata varia il rapporto tra la radiazione solare diffusa e quella totale. Pertanto, dato che all'aumentare dell'inclinazione della

Tabella 1.1

Superficie	a (fattore di albedo)
Neve	0,75
Superficie d'acqua (elevati angoli di incidenza)	0,70
Pareti di edifici chiare (mattoni chiari, pitture chiare)	0,60
Foglie secche	0,30
Pareti di edifici scure (mattoni rossi, pitture scure)	0,27
Foresta in autunno	0,26
Erba verde	0,26
Cemento	0,22
Erba secca	0,20
Superfici di rocce non omogenee	0,20
Terreni argillosi	0,14
Superfici di bitume e ghiaia	0,13
Foresta in inverno	0,07
Strade bianche	0,04

superficie di captazione si modificano sia la componente diffusa che quella riflessa, l'angolo di tilt che rende massima l'energia solare raccolta dai moduli fotovoltaici è differente da località a località.

Con riferimento al territorio italiano è possibile osservare che deviazioni di una decina di gradi rispetto al valore ottimale di tilt, determinano variazioni dell'energia totale catturata dal piano dei moduli di qualche percento.





Capitolo **Due**

L'effetto fotovoltaico, la conversione dell'energia solare. La cella

[2.1]

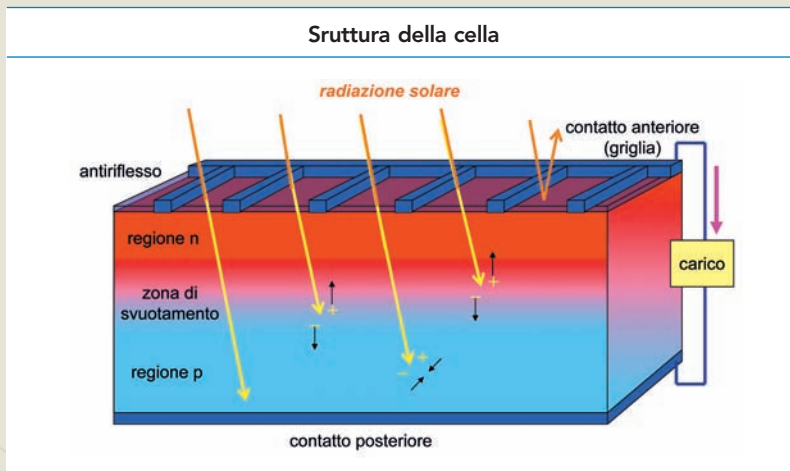
L'effetto fotovoltaico e la cella fotovoltaica

L'effetto fotovoltaico consiste nella conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica. Tale fenomeno avviene nella cella fotovoltaica, tipicamente costituita da una sottile lamina di un materiale semiconduttore, molto spesso silicio. Quando un fotone dotato di sufficiente energia viene assorbito nel materiale semiconduttore di cui è costituita la cella, si crea una coppia di cariche elettriche di segno opposto, un elettrone (carica di segno negativo) ed una "lacuna" (cioè una carica positiva). Si dice allora che queste cariche sono "disponibili per la conduzione di elettricità".

Per generare effettivamente una corrente elettrica, però, è necessaria una differenza di potenziale, e questa viene creata grazie all'introduzione di piccole quantità di impurità nel materiale che costituisce le celle. Queste impurità, chiamate anche "droganti", sono in grado di modificare profondamente le proprietà elettriche del semiconduttore. Se, come comunemente accade, il materiale semiconduttore è il silicio, introducendo atomi di fosforo si ottiene la formazione di silicio di tipo "n", caratterizzato da una densità di elettroni liberi (cariche negative) più alta di quella presente nel silicio normale (intrinseco).

La tecnica del drogaggio del silicio con atomi di boro porta, invece, al silicio di tipo "p" in cui le cariche libere in eccesso sulla norma sono di segno positivo.

Una cella fotovoltaica richiede l'intimo contatto, su una grande superficie, di due strati di silicio p ed n. Nella zona di contatto tra i due tipi di silicio, detta "giunzione p-n", si ha la formazione di un forte campo elettrico. Le cariche elettriche positive e negative generate, per effetto fotovoltaico, dal bombardamento dei fotoni costituenti la luce solare, nelle vicinanze della giunzione vengono separate dal campo elettrico. Tali cariche danno luogo a una circolazione di corrente quando il dispositivo viene connesso ad un carico.



La corrente è tanto maggiore quanto maggiore è la quantità di luce incidente.

Ai fini del funzionamento delle celle, i fotoni di cui è composta la luce solare non sono tutti equivalenti: per poter essere assorbiti e partecipare al processo di conversione, un fotone deve possedere un'energia ($h\nu$) superiore a un certo valore minimo, che dipende dal materiale di cui è costituita la cella (E_g). In caso contrario, il fotone non riesce ad innescare il processo di conversione.

[2.2]

L'efficienza di conversione

La cella, in relazione alle caratteristiche del materiale di cui è costituita, può utilizzare solo una parte dell'energia della radiazione solare incidente; l'efficienza di conversione, intesa come percentuale di energia luminosa trasformata in energia elettrica disponibile, è in genere compresa tra il 12% e il 17% per celle commerciali al silicio, mentre realizzazioni specia-

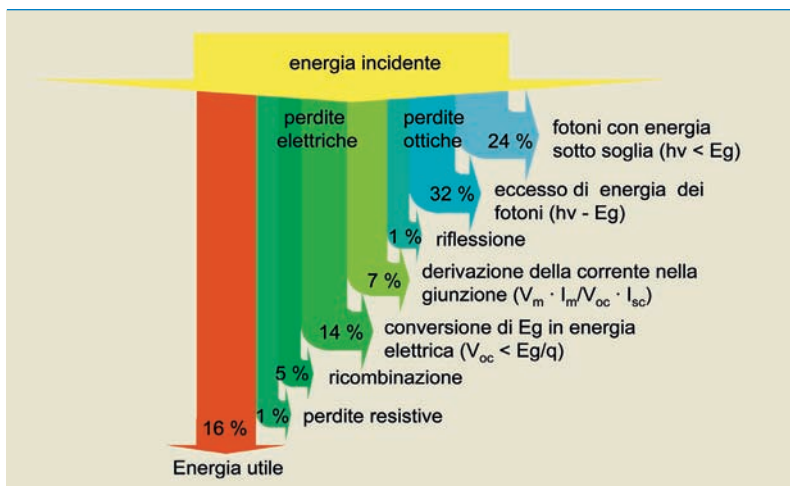
li di laboratorio hanno raggiunto valori del 24%.

L'efficienza di conversione di una cella solare fotovoltaica è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico, cioè correlati allo stesso fenomeno fotoelettrico e quindi inevitabili, mentre altri, di tipo tecnologico, derivano dal particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico.

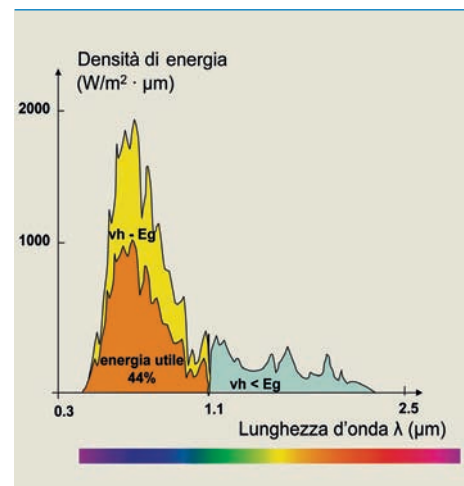
Le cause di inefficienza sono essenzialmente dovute al fatto che:

- non tutti i fotoni posseggono una energia sufficiente a generare una coppia elettrone-lacuna;
- l'eccesso di energia dei fotoni non genera corrente ma viene dissipata in calore all'interno della cella;
- non tutti i fotoni penetrano all'interno della cella, in parte vengono riflessi;
- una parte della corrente generata non fluisce al carico ma viene *shuntata* all'interno della cella;
- solo una parte dell'energia acquisita dall'elettrone viene trasformata in energia elettrica;

L'efficienza della cella



Spettro della radiazione solare



- non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono separate dal campo elettrico di giunzione, una parte si ricombina all'interno della cella;
- la corrente generata è soggetta e perditte conseguenti alla presenza di resistenze in serie.

[2.3]

Le caratteristiche elettriche della cella

La cella fotovoltaica, quando non viene illuminata, ha un comportamento analogo a quello di un diodo a semiconduttore. In queste condizioni la tensione e la corrente sono legati da una relazione di tipo esponenziale ottenuta risolvendo l'equazione della conservazione della carica. Quando la cella viene illuminata, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna pertanto, circuitualmente, ha un comportamento analogo a quello di un diodo con in parallelo un generatore di corrente.

Graficamente, invece, la caratteristica tensione corrente di una cella illuminata risulta pari a quella di un diodo traslata però (verticalmente) di una quantità pari alla corrente fotogenerata. Poiché la corrente fotogenerata varia con l'irraggiamento e con la temperatura (in misura minore), la caratteristica tensione-corrente della cella risulta influenzata da questi parametri.

[2.4]

La tecnologia del silicio

Attualmente il materiale più usato per la fabbricazione di una cella fotovoltaica è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione presenta costi molto alti, non giustificati dal grado di purezza richiesto dal fotovoltaico, inferiore a quello necessario in elettronica.

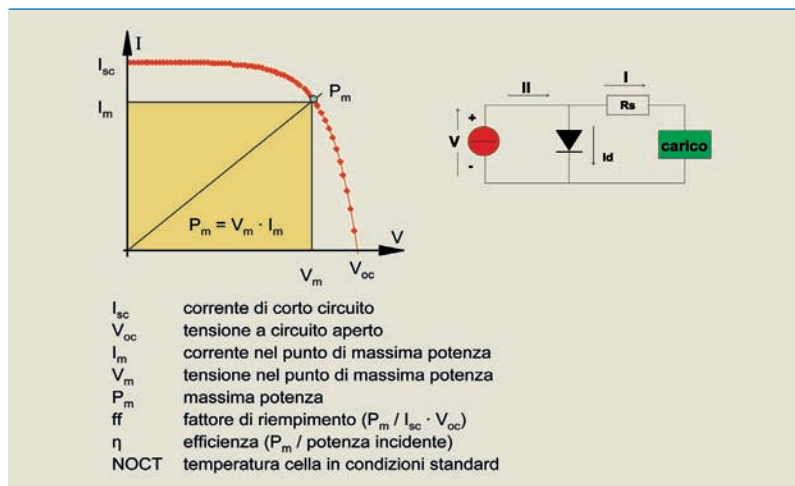
Il processo più comunemente impiegato per ottenere silicio monocristallino per uso elettronico parte dalla preparazione di silicio metallurgico (puro al 98% circa), mediante riduzione della silice (SiO_2) con carbone in forni ad arco.

Dopo alcuni processi metallurgici intermedi consistenti nella:

- purificazione del silicio metallurgico a silicio elettronico (processo Siemens);
 - conversione del silicio elettronico a silicio monocristallino (metodo Czochralski);
- vengono ottenuti lingotti cilindrici (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza) di silicio monocristallino, solitamente drogato p mediante l'aggiunta di boro. Questi lingotti vengono quindi "affettati" in wafer di spessore che va dai 0,25 ai 0,35 mm.

Da alcuni anni l'industria fotovoltaica sta sempre più utilizzando il silicio policristal-

Circuito equivalente e parametri della cella



lino, che unisce ad un grado di purezza comparabile a quello del monocristallino costi inferiori. I lingotti di policristallino, anch'essi di solito drogati p, sono a forma di parallelepipedo e vengono sottoposti al taglio, per ottenerne fette di 0,2-0,35 mm di spessore.

[2.4.1]

La fabbricazione della cella

Per fabbricare la cella, la fetta viene prima trattata con decappaggio chimico al fine di eliminare eventuali asperità superficiali e poi sottoposta al processo di formazione della giunzione p-n: il drogaggio avviene per diffusione controllata delle impurità in forni (se ad es. si parte da silicio di tipo p, si fanno diffondere atomi di fosforo, che droga n, con una profondità di giunzione pari a 0,3-0,4 μm). Segue quindi la realizzazione della griglia metallica frontale di raccolta delle cariche elettriche e del contatto elettrico posteriore, per elettrodeposizione o per serigrafia. Al fine di minimizzare le perdite per riflessione ottica, si opera la deposizione di un sottile strato antiriflesso, per es., di TiO_2 .

[2.4.2]

Le celle commerciali

In pratica la tipica cella fotovoltaica è costituita da un sottile wafer, di spessore di 0,25-0,35 mm circa, di silicio mono o



policristallino, opportunamente drogato. Essa è generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa 100 cm^2 (anche fino a 400 cm^2) e si comporta come una minuscola batteria, producendo, nelle condizioni di soleggiamento standard (1 kW/m^2) e a 25 $^\circ\text{C}$, una corrente di 3 A con una tensione di 0,5 V, quindi una potenza di 1,5 W.

L'attuale processo di fabbricazione delle celle si basa sull'utilizzo di:

- silicio monocristallino dell'industria elettronica, materiale molto puro rispetto alle esigenze della tecnologia fotovoltaica;
- silicio policristallino ottenuto da fusione degli scarti dell'industria elettronica, solidificazione direzionale e riduzione del lingotto in fette.

In passato, i piccoli ma sempre crescenti volumi di produzione caratteristici dell'attuale fase di sviluppo dell'industria fotovoltaica sono stati perfettamente compatibili con la quantità, ovviamente limitata, di tali materiali di scarto. Però, per offrire un contributo veramente significativo alla produzione di energia elettrica totale, il fotovoltaico deve raggiungere volumi di produzione enormemente superiori agli attuali e assolutamente non compatibili con la dipendenza da un materiale prodotto da altre industrie e per altri scopi. L'industria fotovoltaica avrà bisogno di materia prima per le celle, a basso costo, in gran quantità, preparato espressamente per la fabbricazione delle celle.

[2.5]

Le nuove tecnologie

Gli sforzi della ricerca e delle industrie fotovoltaiche sono mirati alla riduzione

dei costi di produzione ed al miglioramento dell'efficienza di conversione attraverso la realizzazione di celle innovative e lo studio e la sperimentazione di nuovi materiali.

In ordine alla fabbricazione di celle innovative, sono state messe a punto, ad esempio, procedimenti per il taglio delle fette di materiale semiconduttore di grande area (400 cm^2) e di piccolo spessore (0,15 mm) che rendano minimi sia i quantitativi richiesti, sia gli sprechi di materia prima.

Riguardo ai nuovi materiali si è puntato a sviluppare varie tecnologie, basate su diversi materiali, semplici e composti. Le più rilevanti sono il silicio cristallino di grado solare, i "film sottili" e i dispositivi di terza generazione.

In particolare, nel silicio di grado solare è prevista la purificazione del silicio metallurgico, anziché attraverso i costosi processi Siemens e Czochralskj, mediante processi a basso contenuto energetico e a basso costo. La disponibilità di questo materiale, a differenza del silicio di grado elettronico, è praticamente illimitata. Con il silicio di grado solare, caratterizzato da

un minor grado di purezza rispetto a quello elettronico, è possibile inoltre realizzare celle con efficienza dell'11-13%.

[2.5.1]

I film sottili

Questa tecnologia sfrutta la deposizione (ad esempio su vetro) di un sottilissimo strato di materiali semiconduttori, in pratica il silicio amorfo ed alcuni semiconduttori composti policristallini, quali il diseleniuro di indio e rame (CuInSe_2) e il telluriuro di cadmio (CdTe).

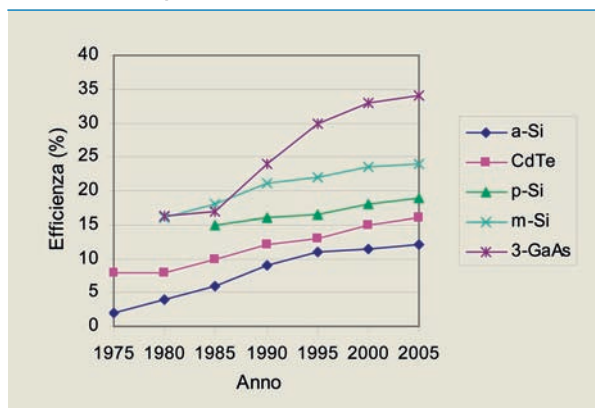
Tale tecnologia punta sulla riduzione del costo della cella e sulla versatilità d'impiego (ad esempio la deposizione su materiali da utilizzare quali elementi strutturali delle facciate degli edifici), anche se resta da superare l'ostacolo rappresentato dalla bassa efficienza e dall'instabilità iniziale. Questa tecnologia potrebbe rappresentare la carta vincente per trasformare il fotovoltaico in una fonte energetica in grado di produrre energia su grande scala.

La tecnologia a film sottile comporta un consumo di materiale molto limitato, pari a circa 1/200 di quello richiesto per la tecnologia del silicio cristallino (in questo caso la "fetta" ha uno spessore ridottissimo dell'ordine di pochi micron), e potrebbe permettere lo sviluppo di processi produttivi dedicati che non dipendano dall'industria elettronica.

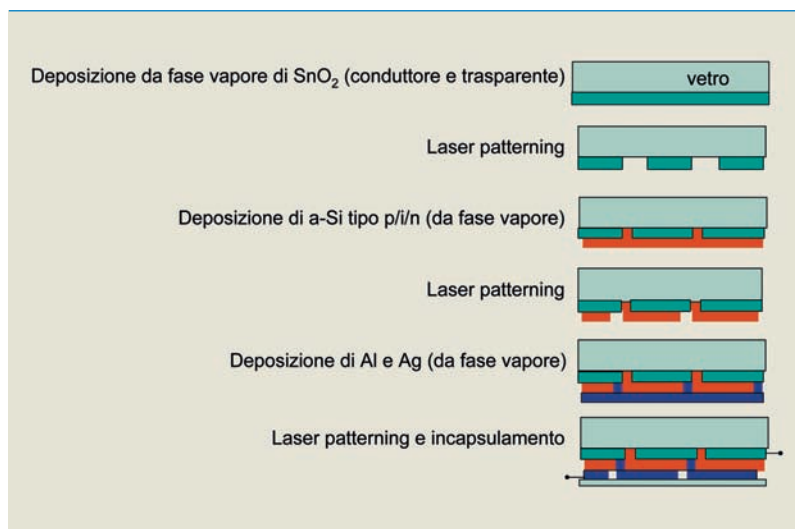
Inoltre, utilizzando questa tecnologia è possibile ottenere moduli leggeri e flessibili, fabbricare il modulo con un unico processo e avere la possibilità di realizzare celle tandem.

Il processo di fabbricazione prevede infatti la deposizione su un substrato (tipicamente vetro) di un sottilissimo strato di materiale trasparente e conduttore (ad

Dispositivi realizzati in laboratorio



Fabbricazione di moduli in a-Si



es. ossido di stagno). Tale strato viene parzialmente asportato tramite operazione di *laser patterning* ottenendo in tal modo una serie di elettrodi, che costituiscono i contatti anteriori delle singole giunzioni p-n. Successivamente viene depositato in sequenza il silicio amorfo di tipo p, intrinseco e di tipo n. Anche in seguito al deposito del silicio amorfo si procede alla parziale asportazione del

materiale (*laser patterning*) in modo da realizzare una serie di giunzioni p-n.

Infine, tramite deposizione e parziale asportazione di alluminio o argento viene realizzata una nuova serie di elettrodi che costituiscono i contatti posteriori delle giunzioni. In questo modo, mediante un unico processo che prevede varie sequenze di deposizione e di asportazione di materiale si realizza un insieme di giunzioni p-n collegate in serie fra loro che costituiscono l'intero modulo.

Potenzialmente i film sottili hanno un costo inferiore al silicio cristallino, sia per la maggiore semplicità del processo realizzativi, sia per il minor *pay-back time*. Esso equivale al periodo di tempo che deve operare il dispositivo fotovoltaico per produrre l'energia che è stata necessaria per la sua realizzazione. Infatti, per le celle al silicio cristallino il *pay-back time* corrisponde a circa 3,2 anni mentre per quelle a film sottile è pari a circa 1,5 anni.

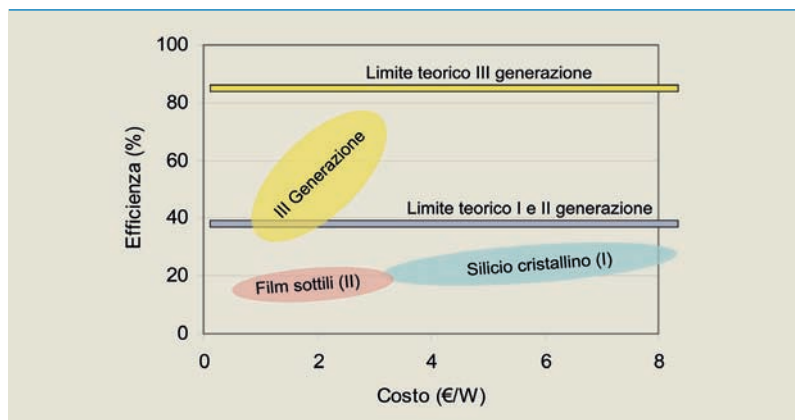
[2.5.2]

La terza generazione

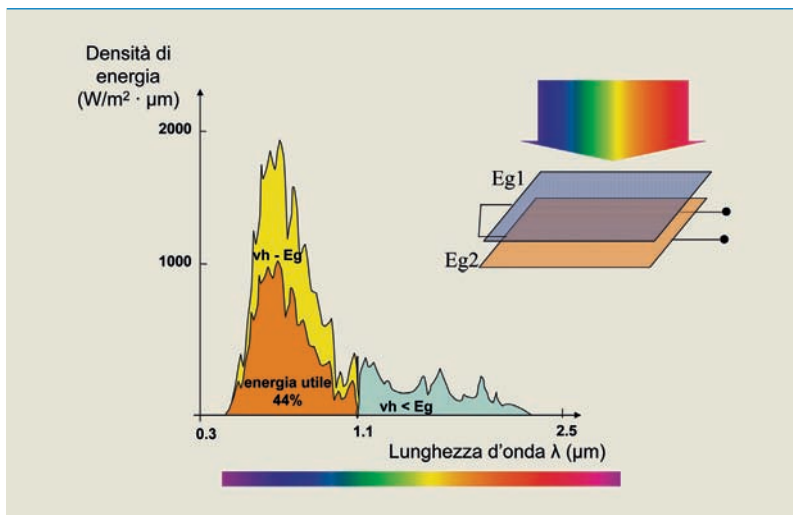
Studi teorici su materiali non convenzionali (*intermediate band PV*, ottenuti inserendo nella struttura del cristallo un metallo di transizione tipo Ti) mostrano la possibilità di ottenere efficienze pari al 63% mentre altri su molecole di materiali discotici, capaci di aggregarsi in modo da favorire una elevata mobilità di cariche, ne evidenziano la potenziale applicazione nel fotovoltaico.

A livello di celle tandem vengono investigati vari aspetti (high bandgap top cell on TCO, tunnel junction, impatto delle proprietà del TCO) i cui modelli forniscono valori di efficienza intorno al 25%. In pratica i risultati conseguiti si aggirano intorno a efficienze dell'8,8%

Verso la terza generazione



Cella tandem



Per quanto riguarda le celle dye-sensitized sono state investigate alcune strutture in cui è stato ottimizzato il foto-elettrodo che hanno fornito valori di efficienza pari a 7,9%. Sono stati inoltre evidenziati i vantaggi (rispetto alle celle di tipo tradizionale Gratzel) nel realizzare dispositivi con due anodi (TiO_2) e un catodo metallico intermedio. Nel campo dei TCO vengono illustrati nuovi ossidi semiconduttori trasparenti basati su *chemical bonding*. I materiali emergenti per la realizzazione di nuove celle riguardano l'ossido di indio depositato mediante radio frequenza, il solfuro di stagno (che ha caratteristiche di semiconduttore di tipo P) e il $\beta\text{-FeSi}$ per il suo coefficiente di assorbimento.

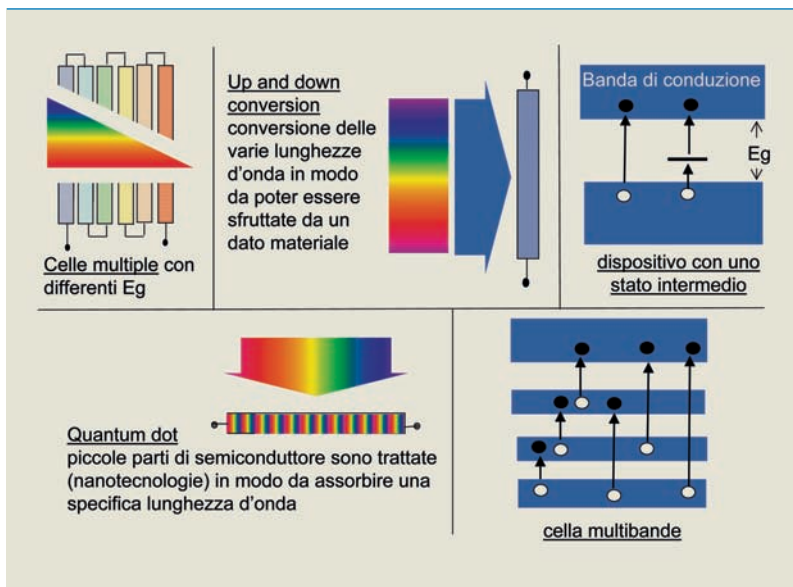
Vengono inoltre studiati alcuni approcci per l'innalzamento dell'efficienza riguardanti il termofotonico e la conversione up and down.

Il termofotonico riesce a superare lo svantaggio del termofotovoltaico ricorrendo ad un led estremamente selettivo con una elevata efficienza quantica. La conversione up and down implica la conversione delle varie lunghezze d'onda in modo da poter essere sfruttate dal dato materiale costituente la cella. Per celle a giunzione singola in combinazione con la conversione up and down è stata calcolata una efficienza pari al 35%.

Una ulteriore opzione è la quantum dot: piccole parti di semiconduttore sono trattate (nanotecnologie) in modo che ciascuna assorba una specifica lunghezza d'onda.



Terza generazione: opzioni e principi





Capitolo Tre

Il generatore fotovoltaico

[3.1]

Il modulo fotovoltaico

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica, forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate, prive di supporto meccanico; esse vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico. Il modulo rappresenta di fatto il componente elementare dei sistemi fotovoltaici, una struttura robusta e maneggevole, in grado di garantire molti anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili. Il processo di fabbricazione dei moduli è articolato in varie fasi: connessione elet-



trica, incapsulamento, montaggio della cornice e della scatola di giunzione.

La connessione elettrica consiste nel collegare in serie-parallelo le singole celle per ottenere i valori di tensione e di corrente desiderati; al fine di ridurre le perdite per disaccoppiamento elettrico è necessario che le celle di uno stesso modulo abbiano caratteristiche elettriche simili tra loro.

L'incapsulamento consiste nell'inglobare le celle fotovoltaiche tra una lastra di vetro e una di plastica, tramite laminazione a caldo di materiale polimerico. È importante che l'incapsulamento, oltre a proteggere le celle, sia trasparente alla radiazione solare, stabile ai raggi ultravioletti e alla temperatura, abbia capacità autopulenti e consenta di mantenere bassa la temperatura delle celle.

In linea di principio la vita di una cella solare è infinita; è pertanto la durata dell'incapsulamento a determinare la durata di vita del modulo, oggi stimabile in 25-30 anni.

Il montaggio della cornice conferisce al modulo maggiore robustezza e ne consente l'ancoraggio alle strutture di sostegno.

I moduli in commercio attualmente più diffusi (con superficie attorno a $0,5-2 \text{ m}^2$) utilizzano celle al silicio mono e policristallino e prevedono tipicamente 36 celle col-

legate elettricamente in serie. Il modulo così costituito ha una potenza che va da 50 a 200 W_p a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt con corrente da 3 a 12 A.

I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 12-16%. È recentemente cresciuta la domanda di moduli di potenza superiore a 200 W_p , utili per l'integrazione di pannelli nella struttura di rivestimento di edifici.

[3.2] La stringa fotovoltaica

Le stringhe fotovoltaiche sono costituite da singoli moduli fotovoltaici collegati in serie; il numero di moduli dipende dalla tensione del modulo (nota una volta individuato il tipo di prodotto) e da quella dell'intera stringa.

La stringa è caratterizzata da:

- tensione massima pari alla somma delle V_{oc} dei moduli collegati;
- tensione di funzionamento pari alla

tensione nel punto di massima potenza (V_m) della caratteristica della stringa.

[3.3] Il generatore fotovoltaico

Un "campo fotovoltaico" è costituito da un insieme di stringhe di moduli fotovoltaici installati meccanicamente nella sede di funzionamento e connesse elettricamente tra loro. Dal punto di vista elettrico il campo FV costituisce il "generatore fotovoltaico" dell'impianto. Il campo FV poi, nel caso di potenze significative, è costituito da sub campi (collegamento elettrico in parallelo di un certo numero di stringhe).

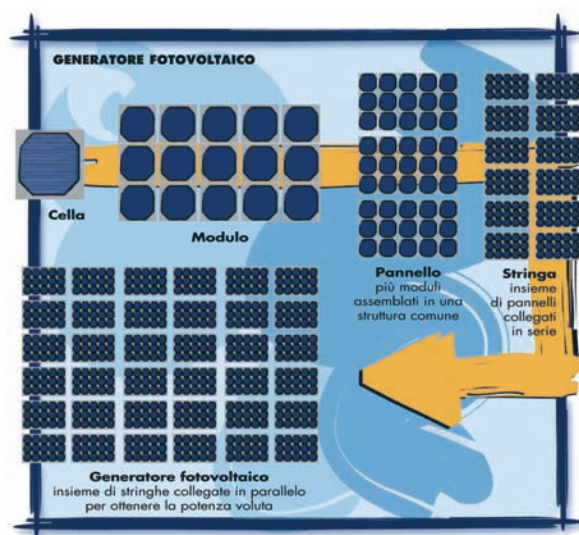
La potenza nominale (o massima, o di picco) del generatore fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massima, o di picco) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate alle condizioni standard (STC, Standard Test Conditions).

Per Condizioni Standard (STC) si intendono le condizioni di riferimento per la misurazione dei moduli:

- irraggiamento pari a 1000 W/m^2 ;
- spettro solare riferito ad un Air Mass di 1,5;
- temperatura di cella di 25 °C.

Tipicamente questa misura viene eseguita in laboratorio con un simulatore solare in quanto è molto difficile riprodurre queste condizioni in un ambiente esterno.

Le caratteristiche del generatore fotovoltaico vengono in genere definite mediante due parametri elettrici: la potenza nominale P_{nom} , cioè la potenza erogata dal generatore FV in Condizioni Standard e la tensione nominale V_{nom} , ossia la ten-



Moduli, stringhe, generatore

- Più moduli, collegati elettricamente in serie in modo da fornire la tensione richiesta, costituiscono una stringa.
- Più stringhe collegate, generalmente in parallelo, per fornire la potenza richiesta, costituiscono il campo o generatore fotovoltaico.
- Il generatore fotovoltaico, insieme al sistema di controllo e condizionamento della potenza (inverter) e ad altri dispositivi accessori di interfacciamento alla rete o al sistema di accumulo, costituisce l'impianto fotovoltaico.

sione alla quale viene erogata la potenza nominale.

Nella fase di progettazione di un campo fotovoltaico riveste una particolare importanza la scelta della tensione nominale di esercizio. Infatti, le elevate correnti che si manifestano per piccole tensioni comportano la necessità di adottare cavi di maggiore sezione e dispositivi di manovra più complessi; di contro elevate tensioni di lavoro richiedono adeguate e costose protezioni. Pertanto, un'opportuna scelta della configurazione serie/parallelo del

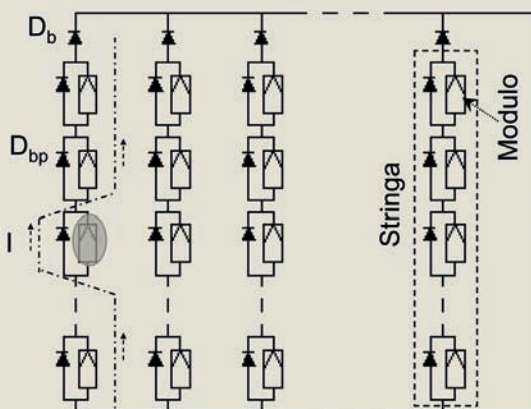
campo fotovoltaico consente di limitare le perdite e di incrementare l'affidabilità del sistema.

In parallelo ai singoli moduli vengono disposti diodi di by-pass (D_{bp}) mentre un diodo di blocco (D_b) è posto in serie a ciascuna stringa per impedire che gli squilibri di tensione tra le singole stringhe, nel caso di sbilanciamento nell'erogazione di potenza da parte delle stesse, possano dar luogo alla circolazione di una corrente inversa sulle stringhe a tensione minore. I diodi di blocco, dimensionati sulla base delle specifiche elettriche del campo fotovoltaico (corrente di cortocircuito del modulo I_{sc} , tensione a vuoto della stringa V_{oc}), sono generalmente contenuti all'interno del quadro di parallelo stringhe il quale raccoglie il contributo elettrico fornito dalle singole stringhe. Il diodo di by-pass consente, invece, di cortocircuitare e quindi isolare il singolo modulo, o parte di esso in presenza di due o più diodi per modulo, nel caso di un malfunzionamento, limitando in tal modo la brusca riduzione della potenza erogata dal modulo e/o dalla stringa che si manifesterebbe in sua assenza.

Infine, è opportuno ricordare che l'energia prodotta da un generatore fotovoltaico è proporzionale alla quantità di radiazione solare raccolta sul piano dei moduli. Infatti questi ultimi, al fine di ottimizzare la produzione di energia elettrica, vengono orientati verso sud (angolo di azimut uguale a zero) con un'inclinazione rispetto al piano orizzontale (angolo di tilt) prossima alla latitudine del sito di installazione in modo tale da rendere massima l'energia solare raccolta sulla loro superficie.

Configurazione elettrica tipica di un campo fotovoltaico

È indicata anche la presenza di diodi di by-pass (D_{bp}) in parallelo ai singoli moduli e diodi di blocco (D_b) in serie a ciascuna stringa per impedire che squilibri di tensione tra stringhe possano dar luogo a correnti inverse



A blue notebook with a white grid pattern and a yellow pencil is the central focus. The notebook is open, and the pencil is resting on the pages. The notebook is surrounded by a large pile of grey, jagged rocks. The background is a mix of white and grey tones, suggesting a snowy or rocky environment. The text "Capitolo Quattro" is written in a blue serif font on the right side of the notebook.

Capitolo **Quattro**

Il sistema fotovoltaico e i suoi componenti principali

Come abbiamo visto, l'effetto fotovoltaico consiste nella conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica.

La tecnologia FV è relativamente recente: il suo sviluppo inizia negli anni cinquanta con la prima cella al silicio cristallino realizzata presso i laboratori Bell Telephone. Nel 1958 si ebbe la prima applicazione nello spazio (Vanguard I) mentre le applicazioni terrestri iniziarono verso la metà degli anni settanta accompagnate da programmi di ricerca e sviluppo. Da allora il costo è progressivamente diminuito ma resta ancora elevato rispetto alle altre tecnologie.

Malgrado l'elevato costo, il fotovoltaico rappresenta fra le varie fonti rinnovabili, proprio per le sue caratteristiche intrinseche, l'opzione più attraente e promettente nel medio e lungo termine.

I sistemi fotovoltaici infatti:

- sono modulari e consentono quindi di dimensionare il sistema, in base alle particolari necessità, sfruttando il giusto numero di moduli;
- non richiedono l'uso di combustibile, né riparazioni complicate; questa è la caratteristica che rende il fotovoltaico una fonte molto interessante, in particolare per i Paesi in via di sviluppo, in quanto la possibile alternativa è rappresentata da generatori che richiedono sia combustibile, la cui fornitura è spesso irregolare e a costi molto onerosi, che interventi di manutenzione più impegnativi;
- non richiedono manutenzione, se non quella sostanzialmente riconducibile alla verifica annuale dell'isolamento e della continuità elettrica, tipica degli impianti elettrici; i moduli sono praticamente inattaccabili dagli agenti atmosferici e si puliscono automaticamente con le piogge, come dimostrato da esperienze in campo e in laboratorio;
- funzionano in automatico, non richiedono alcun intervento per l'esercizio dell'impianto;
- hanno positive implicazioni sociali, per esempio, l'illuminazione di una scuola in una zona rurale permette un'educazione serale e attività comunitarie; l'alimentazione di frigoriferi aiuta l'efficacia dei programmi di immunizzazione alle malattie endemiche;
- sono molto affidabili, l'esperienza sul campo ha dimostrato una maggiore affidabilità rispetto ai generatori diesel e a quelli eolici;
- hanno una elevata durata di vita, le prestazioni degradano di poco o niente dopo 20 anni di attività; norme tecniche e di garanzia della qualità stabilite, per i moduli, da alcuni paesi europei garantiscono tale durata di vita;
- consentono l'utilizzo di superfici marginali o altrimenti inutilizzabili;

- sono economicamente interessanti per le utenze isolate (a fronte del costo di linee di trasmissione dell'energia elettrica, valutate in decine di migliaia di euro al km).

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico, da un sistema di conversione e controllo della potenza e, per alcuni tipi di impianti, da un sistema di accumulo.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

[4.1]

Il generatore

Collegando in serie-parallelo un insieme opportuno di moduli si ottiene un generatore o un campo fotovoltaico, con le caratteristiche desiderate di corrente e tensione di lavoro (Capitolo 3). I suoi parametri elettrici principali sono la potenza nominale, che è la potenza erogata dal generatore in condizioni nominali standard (irraggiamento di 1.000 W/m^2 e temperatura dei moduli di $25 \text{ }^\circ\text{C}$) e la tensione nominale, tensione alla quale viene erogata la potenza nominale.

I moduli o i pannelli sono montati su una struttura meccanica capace di sostenerli e ancorarli. Generalmente tale struttura è orientata in modo da massimizzare l'irraggiamento solare.

[4.2]

Il sistema di condizionamento della potenza

La caratteristica di variabilità di tensione e corrente in uscita dal generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento solare mal si adatta alle specifiche dell'utenza, che spesso richiede corrente in alternata per alimentare direttamente il carico o per il collegamento alla rete elettrica di distribuzione, nonché un valore costante per la tensione in uscita dal generatore. Nei sistemi fotovoltaici il generatore è quindi collegato, a seconda dei casi, alla batteria, agli apparecchi utilizzatori o alla rete, tramite un sistema di conversione e controllo della potenza.

Il convertitore DC/AC (inverter) è un dispositivo che converte la corrente continua in corrente alternata. Questo dispositivo assume il ruolo di sistema di condizionamento e controllo della potenza erogata dal generatore. Esso infatti, nonostante la caratteristica di variabilità dei parametri tensione e corrente erogati dal campo al variare dell'irraggiamento solare e della temperatura delle celle FV, funzionando come un trasformatore in corrente continua con rapporto di trasformazione variabile, si adopera per fornire un valore costante per la tensione in uscita dal generatore FV, nonostante le fluttuazioni della tensione in uscita dal campo. L'inseguitore del punto di massima potenza, MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), è un dispositivo convertitore



DC/DC, interno all'inverter, che esercita la funzione d'interfaccia tra l'utilizzatore e il generatore fotovoltaico; esso fa sì che il generatore fotovoltaico "veda" sempre ai suoi capi un carico ottimale per cedere il massimo della potenza. Esso varia il suo punto di lavoro in modo da estrarre dal generatore, istante per istante, la massima potenza disponibile.

I convertitori statici negli impianti fotovoltaici

I convertitori statici di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici consentono di convertire le grandezze elettriche in corrente continua di uscita del generatore fotovoltaico in grandezze alternate idonee per il trasferimento dell'energia ad una rete o utenza in corrente alternata. La conversione da corrente continua in corrente alternata viene realizzata tramite un "ponte di conversione" il quale utilizza dispositivi semiconduttori (generalmente IGBT, *Insulated Gate Bipolar Transistor*, o MOSFET, *Metal-Oxide*

Semiconductor Field Effect Transistor) pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati. Nella maggior parte degli inverter commerciali la commutazione del ponte avviene ad una frequenza superiore di quella di rete (qualche decina di migliaia di Hz) mediante la tecnica PWM (*Pulse Width Modulation*) di modulazione della durata degli impulsi, la quale consente di generare una successione di treni di impulsi di durata proporzionale al valore, assunto in quell'istante, dell'onda sinusoidale richiesta. I convertitori possono essere classificati in due tipologie fondamentali:

- commutazione naturale o di rete (*Line Commuted Inverter, LCI*)
- commutazione forzata o autocommutata (*Self Commuted Inverter, SCI*).

Negli inverter LCI la tensione di rete, necessariamente attiva, costituisce il riferimento per la generazione degli impulsi di comando (accensione e spegnimento) dei componenti semiconduttori. Invece, nei convertitori SCI gli impulsi sono generati da un apposito sistema di controllo provvisto di un clock autonomo che stabilisce la frequenza di riferimento e di una sorgente di energia che consente la commutazione e/o l'interdizione dei dispositivi di potenza.

Negli impianti fotovoltaici grid-connected la tensione continua da convertire in alternata è quella generata dal campo fotovoltaico, mentre nei sistemi stand-alone con accumulo è quella presente nel nodo di generazione campo fotovoltaico-sistema di accumulo (la classificazione degli impianti FV è estesamente illustrata nel paragrafo 5.2). Gli inverter per sistemi connessi a rete sono sempre provvisti del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) il quale consente al

convertitore di variare la propria impedenza di ingresso per assumere quella necessaria a realizzare il massimo trasferimento di potenza all'utilizzatore. Questa funzione viene svolta generalmente da un primo ponte di conversione DC/DC per mezzo di un'unità di controllo a microprocessore. In particolare, viene effettuata un'azione di regolazione della tensione o della corrente di uscita (a seconda delle tecniche utilizzate) in modo tale che l'inverter venga visto dalla rete, nel primo caso, come un generatore di tensione che regola il suo angolo di carico (sfasamento tra le tensioni del generatore e di rete) per trasferire la massima potenza, e nel secondo caso, come un generatore di corrente il quale inietta in rete una corrente proporzionale alla massima potenza trasferibile. Un secondo stadio di conversione DC/AC, sincronizzato con la frequenza di rete, provvede a fornire la potenza d'uscita con le caratteristiche desiderate di tensione e frequenza.

Nel caso in cui non sia necessario realizzare un particolare adattamento di tensione tra l'ingresso (lato generatore FV) e l'uscita (lato carico o rete), le azioni di controllo dell'MPPT e di regolazione delle grandezze di uscita (tensione e corrente) possono essere entrambe effettuate

mediante un unico stadio di conversione DC/AC.

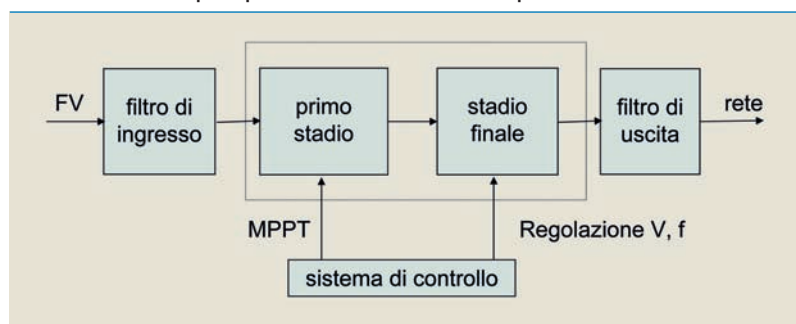
A valle dello stadio di conversione finale sono sempre presenti una sezione di filtraggio delle armoniche di corrente iniettate in rete ed i dispositivi di protezione di interfaccia lato carico (generalmente dispositivi di massima e minima tensione, massima e minima frequenza, massima corrente) idonei a soddisfare le prescrizioni per il collegamento alla rete elettrica stabilite dalle norme tecniche di riferimento. Lo schema a blocchi di principio di un convertitore idoneo ad essere connesso alla rete elettrica è riconducibile in generale a quello riportato in figura.

Gli inverter per sistemi stand-alone sono costituiti da un ponte di conversione, generalmente con trasformatore a valle e da un regolatore interno in grado di assicurare un valore costante della tensione e (frequenza) di uscita al variare della tensione continua di ingresso in un campo di valori stabilito. Allo stadio di conversione fa seguito una sezione di filtraggio delle armoniche ed un'altra comprendente i dispositivi di protezione lato carico. A seconda dell'architettura di sistema gli inverter possono essere provvisti o no di un trasformatore inserito in posizione intermedia tra i due stadi di conversione (*High Frequency Transformer*, HFTR), oppure all'uscita dello stadio finale (*Low Frequency Transformer*, LFTR).

Il trasformatore consente di adattare la tensione di uscita del convertitore a quella di rete, nonché di garantire la condizione di separazione metallica tra il sistema di generazione fotovoltaica e l'utenza con la possibilità di una differente modalità di gestione del campo fotovoltaico.

Gli sforzi di ricerca e sviluppo sostenuti dai principali operatori del settore (enti di

Schema a blocchi di principio di un convertitore DC-AC per connessione a rete elettrica



ricerca pubblici e privati, industrie produttrici, ecc.) si pongono come obiettivo principale lo sviluppo e la realizzazione di convertitori statici caratterizzati da valori di efficienza di conversione sempre maggiori e da elevati indici di prestazione (affidabilità, qualità dell'energia immessa in rete, ecc.) compatibilmente con il necessario contenimento dei costi.

Gli inverter a commutazione naturale sono dei convertitori controllati in fase che operano sempre nel modo inverter, necessitano di filtri in uscita molto onerosi che comportano un aggravio nel volume, nel peso, nel costo e nel rendimento del convertitore. Il fattore di potenza basso (0,6-

0,7) impone l'utilizzo di opportuni sistemi di compensazione della potenza reattiva. Per queste ragioni non offrono alcuna attrattiva tecnica né economica per questo tipo di applicazioni.

La scelta è stata dunque indirizzata verso apparecchi a commutazione forzata con sistema di regolazione e controllo basato sulla tecnica di modulazione di tipo PWM che consente la realizzazione di apparecchiature meno ingombranti e di efficienza più elevata. Inoltre questa tecnica consente di trasferire alla rete una corrente pressoché sinusoidale e con una fase controllabile rispetto alla tensione stessa per avere un fattore di potenza praticamente unitario.





Capitolo **Cinque**

Le applicazioni degli impianti fotovoltaici

[5.1]

Caratteristiche e peculiarità della tecnologia fotovoltaica

[5.1.1]

L'impatto ambientale

Gli impianti fotovoltaici non causano inquinamento ambientale poiché:

- dal punto di vista chimico, non producono emissioni, residui o scorie;
- dal punto di vista termico, le temperature massime in gioco non superano i 60 °C;
- dal punto di vista acustico, non producono rumori.

La fonte fotovoltaica è l'unica che non richiede organi in movimento né circolazione di fluidi a temperature elevate o in pressione, e questo è un vantaggio tecnico determinante.

Si deve anche considerare che le emissioni complessive di CO₂ e di altri gas-serra durante tutto il ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico (produzione dei componenti, trasporto, installazione, esercizio e rimozione) sono nettamente inferiori rispetto a quelle dei sistemi di generazione a combustibili fossili.

[5.1.2]

Il risparmio di combustibile

Si può ragionevolmente valutare in 30 anni la vita utile di un impianto (ma pro-

tabilmente "durerà" anche più); questo significa che esso, supponendo un *pay-back time* pari a 5 anni e una producibilità annua di 1.300 kWh/kW, nell'arco della sua vita efficace produrrà mediamente $1.300 \cdot (30-5) = 32.500$ kWh per ogni kW installato.

Dato che per ogni kWh elettrico al contatore dell'utente occorre bruciare circa 0,25 kg di combustibili fossili, risulta che ogni kW di fotovoltaico installato produrrà durante la sua vita quanto le centrali convenzionali producono "bruciando" $32.500 \cdot 0,25 = 8.000$ kg di combustibili fossili.

[5.1.3]

Tempo di ritorno dell'investimento energetico

Accertata dal punto di vista economico la non immediata competitività sul mercato del fotovoltaico rispetto alle tradizionali fonti non rinnovabili a meno di incentivi statali (*capitolo 8*), è interessante indagare su quanto si assottigli questa differenza dal punto di vista del bilancio energetico.

Si deve osservare infatti che i sistemi fotovoltaici generano più energia durante tutto il periodo di vita rispetto a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

La valutazione energetica consiste nell'accumulare tutti gli input energetici duran-

Evidente distacco del tedlar



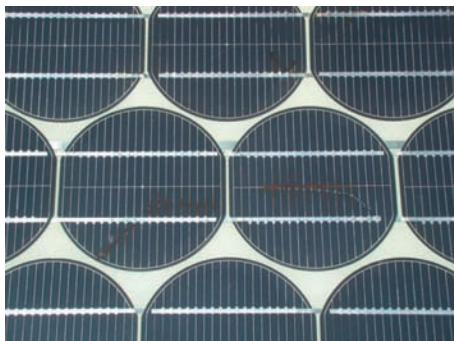
Fessurazione del tedlar



Ingiallimento dei moduli



Ruggine sulla griglia di raccolta



te ogni fase di realizzazione dei materiali necessari alla esistenza e alla eliminazione dell'impianto, per rapportarli alla generazione annuale di energia. Espressione più comune di questo bilancio è il "tempo di ritorno dell'investimento energetico" (TRIE).

Il TRIE, è un indicatore che è usato di frequente per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici. Spesso il TRIE è semplicisticamente definita come l'energia di fabbricazione del sistema diviso la sua produzione energetica annua. Con maggiore esattezza la formulazione richiede un calcolo di tutti gli input energetici considerandone il valore di energia primaria:

$$\text{Tempo di ritorno dell'investimento energetico} = \frac{\text{Energia per la produzione, trasporto, installazione, esercizio e rimozione}}{\text{Energia prodotta annuale}}$$

[5.1.4]

Il degrado dei moduli

Sono state effettuate misure (ENEA) volte a verificare il decadimento delle prestazioni di lotti di moduli fotovoltaici al silicio monocristallino, esposti da oltre 25 anni alla radiazione solare.

Il tempo trascorso consente di fare considerazioni sul tempo di vita dei moduli fotovoltaici. Questa stima, solitamente, viene effettuata in laboratorio mediante una serie di test che sottopongono i moduli a stress ambientali particolarmente gravosi, tipicamente cicli termici accelerati in ambienti ad elevato grado di umidità, estrapolando, poi, i risultati ottenuti al fine di prevedere il comportamento dei moduli nelle reali condizioni operative.

Il degrado in termini di efficienza, riferita a quella misurata all'accettazione dei moduli, è stato dell'8,4% negli ultimi 22

anni. Il tasso annuo di degradazione è in pratica costante durante tutti i 22 anni e risulta pari a circa lo 0,4% per anno.

Per ciò che concerne i difetti riscontrati sui moduli fotovoltaici, alcuni di questi presentano fessurazioni sul tedlar posteriore (a copertura del back d'alluminio), altri, appartenenti ad una serie diversa dello stesso modello di modulo, hanno il foglio di tedlar quasi completamente distaccato. Va, comunque, detto che i difetti sul tedlar non hanno prodotto conseguenze negative sulla prestazione dei moduli fotovoltaici, infatti non è stata notata alcuna significativa degradazione di efficienza, essendo questa in linea con quella media misurata.

Lo stesso discorso vale per quei moduli che appaiono ingialliti o che mostrano le griglie di raccolta delle cariche parzialmente arrugginite. Le scatole di giunzione sono apparse in ottime condizioni, solo su una era entrata acqua, probabilmente per un cattivo serraggio fatto in precedenza. Dal campione di 59 moduli testati solo uno è risultato interrotto (tale modulo nel 1991 aveva comunque fornito un valore di efficienza inferiore alla media); il tasso di "mortalità" dei moduli è risultato pari a circa 1,7%.

[5.1.5]

L'impatto sul territorio

Per rendersi conto delle potenzialità energetiche e dell'impegno di territorio legati ad una centrale di potenza, si consideri che l'area occupata da un sistema fotovoltaico di potenza pari a 1.000 kW (cioè 1 MW, che produce circa 1.300 MWh/anno e che rappresenta, all'incirca, la potenza sufficiente a soddisfare le esigenze elettriche di 650 famiglie) è di circa 1,5 ettari, dove l'impegno di territorio è

dovuto per il 50% alle aree occupate dai moduli e dalle parti del sistema, per l'altro 50% alle "aree di rispetto", di fatto libere, ma necessarie per evitare l'ombreggiamento.

A fronte della richiesta di energia elettrica consumata in Italia (dell'ordine dei 300 milioni di MWh) sarebbe necessario un impegno di territorio pari a 3.400 km². Tale impegno di territorio, sebbene enorme, costituisce solo un sesto dei terreni marginali in Italia (20.000 km²). Inoltre occorre ricordare che gli impianti non richiedono per la loro installazione opere fisse e che possono essere installati o integrati nelle strutture edilizie esistenti.

[5.2]

La classificazione degli impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici sono classificabili in:

- impianti isolati (*stand-alone*), nei quali l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico e, per la parte in eccedenza, viene generalmente accumulata in apposite batterie di accumulatori, che la renderanno disponibile all'utenza nelle ore in cui manca l'insolazione;
- impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (*grid-connected*), nei quali l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Nei sistemi isolati il sistema di condizionamento della potenza adatta le caratteristiche del generatore fotovoltaico a quelle dell'utenza e gestisce il sistema

di accumulo attraverso il regolatore di carica.

In particolare il regolatore di carica serve sostanzialmente a preservare gli accumulatori da un eccesso di carica ad opera del generatore fotovoltaico e da un eccesso di scarica dovuto all'utilizzazione, entrambe condizioni nocive alla salute e alla durata degli accumulatori.

Nei sistemi connessi alla rete il sistema di controllo della potenza converte la corrente prodotta dal generatore fotovoltaico da continua in alternata, adatta alla tensione del generatore a quella di rete effettuando l'inseguimento del punto di massima potenza e, infine, controlla la qualità della potenza immessa in rete in termini di distorsione e rifasamento.

[5.2.1]

Gli impianti isolati

La disponibilità di energia elettrica fornita da un generatore fotovoltaico può risultare economicamente conveniente rispetto ad altre fonti concorrenti quando, per

queste, si devono considerare i costi legati alla realizzazione di linee di distribuzione in zone a bassa densità abitativa e bassi consumi, oltre che il negativo impatto sul paesaggio.

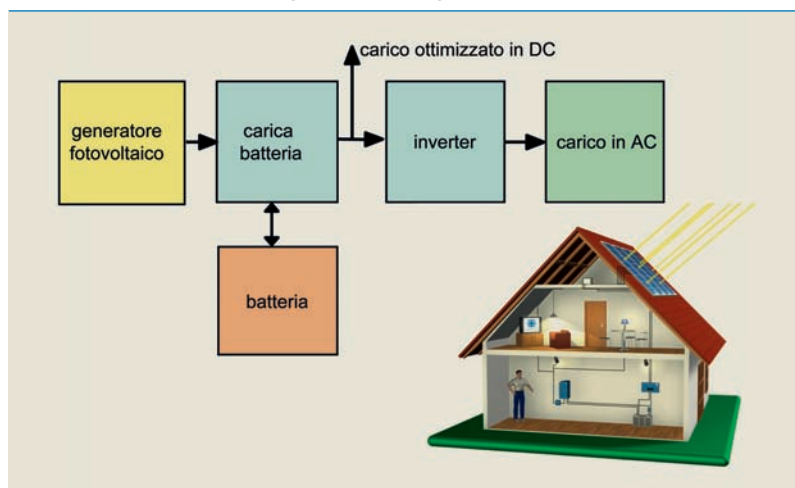
Anche quando non esistono impedimenti di ordine economico per la produzione locale di elettricità tramite gruppi elettrogeni, bisogna considerare, a fronte dei più bassi costi d'investimento, gli inconvenienti connessi all'approvvigionamento del combustibile, alla rumorosità, all'inquinamento indotto e ai non trascurabili costi di manutenzione.

Piccoli generatori fotovoltaici sono utili ad alimentare utenze elettriche situate in località non ancora raggiunte dalla rete elettrica, o in luoghi in cui il collegamento alla rete comporta costi di investimento troppo elevati rispetto alle piccole quantità di energia richieste.

Una simile applicazione può essere, inoltre, molto utile per portare l'energia elettrica a rifugi, case isolate e siti archeologici, evitando onerose e problematiche operazioni di scavo per i collegamenti elettrici e costose gestioni di linee di trasmissione e sottostazioni elettriche.

Inoltre, le caratteristiche dei sistemi fotovoltaici permettono risposte adeguate ai problemi di mancanza di energia elettrica nei Paesi in via di sviluppo: oltre due miliardi di persone, abitanti nelle regioni più povere del pianeta, sono prive di collegamento alla rete elettrica di distribuzione. Rispetto alle fonti tradizionali il fotovoltaico è facilmente gestibile in modo autonomo dalle popolazioni locali e può essere applicato in modo capillare, senza dover costruire grandi reti di distribuzione, risultando quindi economico e compatibile con eco-ambienti ancora non contaminati da attività industriali.

Schema di impianto isolato per utenza domestica



Environmental Learning Center, Puget Sound (WA), copertura con pannelli fotovoltaici



Olanda, Zandvoort, casa energeticamente autosufficiente



Esempi o campi di applicazioni per utenze isolate sono:

- il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura;
- l'alimentazione di ripetitori radio, di stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici, sismici, sui livelli dei corsi d'acqua), di apparecchi telefonici nel settore delle comunicazioni;
- la carica di batterie, nella marina da diporto, nel tempo libero, per installazioni militari ecc.;
- la segnalazione o prevenzione incendi, nei servizi di protezione civile;
- nei servizi sanitari, ad es. per l'alimentazione di refrigeratori, molto utili soprattutto nei Paesi in via di sviluppo per la conservazione di vaccini e sangue;
- l'illuminazione e, in generale, la fornitu-

ra di potenza per case, scuole, ospedali, rifugi, fattorie, laboratori ecc.;

- la potabilizzazione dell'acqua;
- la segnaletica sulle strade, le segnalazione di pericolo nei porti e negli aeroporti;
- la protezione catodica nell'industria e nel settore petrolifero e delle strutture metalliche in generale.

Tali impianti richiedono sistemi di accumulo che garantiscano la fornitura di energia anche di notte o in condizioni meteorologiche sfavorevoli e, se gli utilizzatori sono in corrente alternata, viene anche adottato un inverter, che trasforma la corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico in alternata, assicurando il valore desiderato di tensione.

Nel caso di generatori fotovoltaici al servizio di impianti di pompaggio, il sistema di accumulo è generalmente costituito dal serbatoio idrico.

[5.2.2]

Gli impianti collegati alla rete

Tali impianti sono utilizzati dove la produzione di energia elettrica da fonte convenzionale è costosa e/o ad elevato impatto ambientale: tipiche applicazioni riguardano la generazione diffusa mediante piccoli impianti collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione, che, a differenza delle utenze isolate, non vedono l'utilizzo di batterie.

Una tipica applicazione in questo settore è quella relativa ai sistemi fotovoltaici integrati negli edifici.

Questo tipo di utilizzazione, in rapido sviluppo, richiede l'impegno non solo dell'industria fotovoltaica e delle capacità progettuali di architetti ed ingegneri che ne rendano possibile l'integrazione tecnica, estetica ed economica nelle strutture



Applicazioni di impianti collegati alla rete

edilizie, ma soprattutto degli organi politici preposti all'emanazione di leggi che ne incentivino lo sviluppo e la diffusione. Altre applicazioni riguardano il supporto a rami deboli della rete di distribuzione o alle reti di piccole isole. In quest'ultimo caso il costo del kWh fotovoltaico è prossimo a quello prodotto mediante un sistema diesel.

Non meno importanti nel lungo periodo sono, infine, le applicazioni costituite da vere e proprie centrali di generazione di energia elettrica, collegate alla rete, realizzate sino ad oggi, principalmente, con propositi di ricerca e dimostrazione, al fine di studiare in condizioni reali le prestazioni del sistema e dei vari componenti.

A titolo di esempio, la centrale fotovoltaica ENEL di Serre, in provincia di Salerno, è una fra le più grandi del mondo, occupa una superficie totale di 7 ettari, ha una potenza nominale di 3,3 MW e una produzione annua di progetto di 4,5 milioni di kWh.

[5.3]

La generazione diffusa

Viene realizzata mediante tanti piccoli impianti (1-50 kW) collegati alla rete in BT senza batterie. Tali impianti sono adatti per essere installati su edifici e infrastrutture (modularità, assenza rumori, parti in movimento e emissioni).

La potenzialità di questa applicazione è enorme; nel senso che se si ricoprissero i tetti disponibili si produrrebbe energia sufficiente a tutti i fabbisogni elettrici del Paese. Per questo tipo di impianti il costo dell'energia prodotta risulta però ancora doppio rispetto a quello pagato dall'utente alla società elettrica.

I principali vantaggi offerti da questa applicazione riguardano:

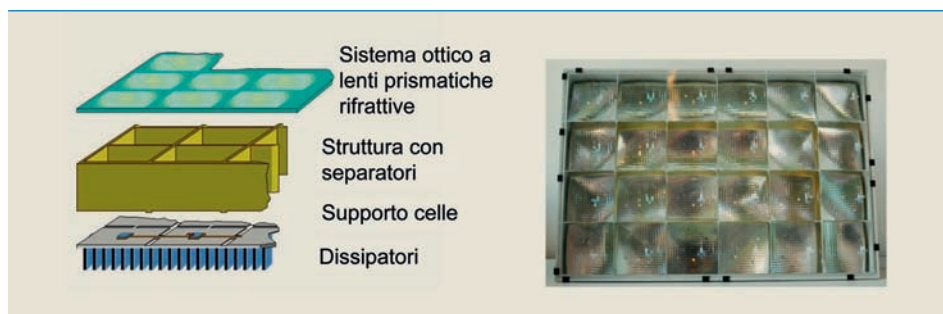
- l'impiego distribuito di una sorgente diffusa per sua natura;
- la generazione di energia elettrica nel luogo del consumo, evitando perdite di trasmissione;
- la semplicità di collegamento alla rete e la facilità di quest'ultima ad assorbire la potenza immessa;
- la possibilità di impiego di superfici inutilizzate;
- la valenza architettonica positiva del fotovoltaico nel contesto urbano.

[5.4]

Fotovoltaico a concentrazione

Tra le principali linee strategiche di sviluppo del FV si ritrova il fotovoltaico a concentrazione per la sua maggiore potenzialità in alcuni segmenti del mercato della produzione di energia elettrica. A livello internazionale il fotovoltaico a concentrazione è considerato una interessan-

Modulo a concentrazione



te opzione per ridurre in maniera significativa l'incidenza dei costi del componente fotovoltaico (il costo di investimento di un sistema fotovoltaico piano si aggira intorno ai 6 €/W, ed è dovuto per il 50% al componente fotovoltaico, per il 30-35% alle sole celle solari).

Il principio base di tale applicazione è molto semplice e consiste nel far convergere la radiazione solare sulla cella fotovoltaica tramite un sistema ottico.

In tal modo è come se le celle fossero investite non dalla radiazione proveniente da un unico sole ma da 100, 200 o più soli (in funzione del tipo di lente utilizzata per concentrare la radiazione solare) con una proporzionale riduzione della quantità di celle solari da utilizzare a parità di potenza intercettata dal modulo. Poiché il sistema ottico di concentrazione

è meno costoso delle celle, si ha una riduzione dell'investimento economico necessario. La diffusione di tale applicazione, parallelamente allo sviluppo di componenti non fotovoltaici a basso costo, fa intravedere la possibilità di raggiungere, nel medio-lungo termine, un costo di sistema inferiore a 2 €/W.

Il progetto PHOCUS (*Photovoltaic Concentrators to Utility Scale*) dell'ENEA ha lo scopo di dimostrare la fattibilità tecnica del fotovoltaico a concentrazione e la sua maggiore potenzialità rispetto al fotovoltaico convenzionale ai fini del conseguimento della competitività economica con le altre fonti di energia.

Da un confronto fra sistemi fissi e sistemi a inseguimento emerge che i primi:

- sono quasi esenti da manutenzione,
- comportano semplicità di montaggio e trasporto,
- richiedono fondazioni modeste.

I sistemi ad inseguimento invece:

- richiedono manutenzione,
- comportano operazioni di trasporto e montaggio impegnative,
- hanno costi maggiori,
- consentono di captare maggiore energia (più 20% per inseguimento su un asse, più 35% per inseguimento su due assi),
- richiedono l'impegno di maggiori superfici per l'installazione.

PHOCUS2



[5.5] Il fotovoltaico e l'architettura

La più recente categoria di applicazioni della tecnologia fotovoltaica è quella dei sistemi integrati negli edifici. L'inserimento dei moduli fotovoltaici nei tetti e nelle facciate risponde alla natura distribuita della fonte solare.

La possibilità di integrare i moduli fotovoltaici nelle architetture e di trasformarli in componenti edili ha notevolmente ampliato gli orizzonti del fotovoltaico. Il variegato mondo della casistica dell'integrazione fotovoltaica può essere suddiviso in due categorie, quella dell'integrazione negli edifici e quella nelle infrastrutture urbane. Fra le tipologie integrate negli edifici si evidenziano le coperture (piane, inclinate, curve, a risega), le facciate (verticali, inclinate, a risega) i frangisole (fissi, mobili), i lucernai, gli elementi di rivestimento e le balaustre. Le principali tipologie integrate nelle infrastrutture urbane riguardano le pensiline (per auto o di attesa) le grandi coperture, le tettoie, i tabelloni informativi e le barriere antirumore.

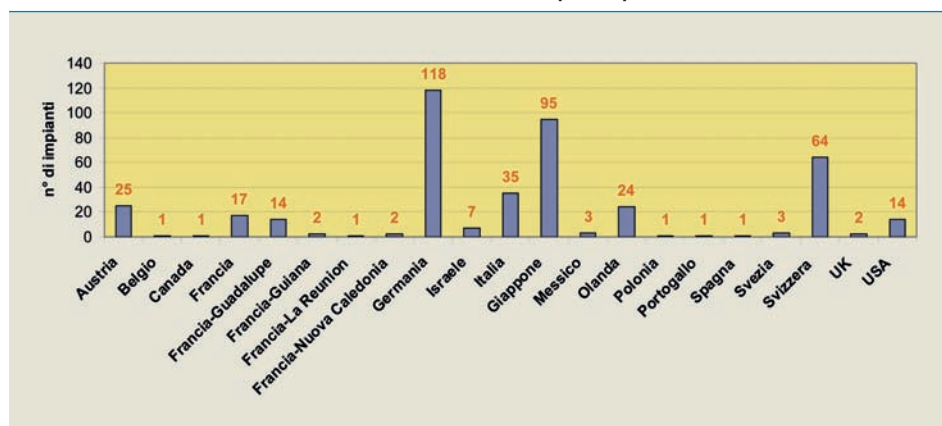
[5.6] Banca dati IEA degli impianti fotovoltaici

Realizzata dall'IEA, la banca dati contiene informazioni di alta qualità su 430 impianti fotovoltaici, corrispondenti ad una potenza complessiva installata pari a 12 MW e relativi a varie applicazioni (generazione centralizzata, residenziale, elettrificazione rurale, industriale). Può essere scaricata gratuitamente (45 MB) dal sito www.iea-pvps-task2.org (è richiesta la registrazione) ma è anche disponibile su CD-Rom.

Nella banca dati sono memorizzati sia alcuni significativi dettagli di progetto, sia i dati di esercizio. L'ultima versione della banca dati consente un più facile accesso (export) per elaborazioni personalizzate, una migliore possibilità di selezionare e ordinare i dati secondo le esigenze dell'utente, così come una più immediata ricerca di impianti desiderati.

Sono stati, inoltre, sviluppati strumenti per l'immissione e il prelievo dei dati consentendo anche il calcolo automatico degli indici delle prestazioni.

Banca dati IEA - Distribuzione impianti per nazione



Questi strumenti possono essere usati per verificare il comportamento operativo degli impianti fotovoltaici archiviati e per ottenere un rapporto sulle loro prestazioni, espresse in grandezze standardizzate, in modo da consentire un paragone tra i sistemi.

I sistemi fotovoltaici che costituiscono la banca dati sono riferiti ai vari programmi dimostrativi nazionali promossi nei paesi aderenti all'IEA PVPS: ad esempio il programma austriaco tetti fotovoltaici, il programma francese di elettrificazione rurale, il programma Thermie dell'Unione Europea, il programma tedesco 1.000 tetti fotovoltaici, il programma italiano tetti fotovoltaici, il programma dimostrativo svizzero e i programmi giapponesi Sunshine e Field Test.

Conseguentemente, gli impianti che costituiscono la banca dati sono spesso molto diversi tra loro per taglia, per archi-

tettura e, soprattutto, per le condizioni climatiche in cui operano. Una raccolta con tale varietà e qualità di dati operativi costituisce uno strumento unico per l'analisi delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici.

Una ulteriore banca dati, realizzata sempre in ambito IEA, consente di:

- confrontare dati tecnici e di costo per i vari mercati, paesi, taglia impianto e tipologia di installazione;
- effettuare il bilancio tra il costo di investimento e manutenzione e il valore economico dell'energia prodotta durante il ciclo di vita dell'impianto;
- prevedere le prestazioni e la vita attesa, il tempo medio tra guasti e i costi per la riparazione e le parti di ricambio.

Tale banca dati è accessibile a chiunque possieda un impianto o i relativi dati (<http://iea.tnc.ch>).





Capitolo Sei

Il dimensionamento energetico degli impianti fotovoltaici

[6.1]

Dimensionamento energetico di impianti connessi alla rete

Il dimensionamento di impianti connessi alla rete viene effettuato sulla base:

- della disponibilità economica, tenendo presente che il costo dell'impianto oscilla dai 5 €/W ai 7 €/W;
- della disponibilità di spazi sui quali installare il generatore fotovoltaico, tenendo presente che per installare 1 kW occorrono circa 7 m² nel caso di falda unica oppure 15 m² qualora si ricorra alla configurazione a filari;
- della disponibilità della fonte solare, tenendo presente che, a seconda della località, in Italia varia dai 1.200 kWh/m²/anno ai 1.900 kWh/m²/anno;
- della riduzione, negli impianti di auto-produzione, della spesa energetica desiderata, pari all'energia prodotta moltiplicata per il costo del kilowattora scambiato (tipicamente 10-20 c€);
- del guadagno energetico preventivato, è il caso degli impianti di produzione, dato dall'energia prodotta moltiplicata per il costo del kilowattora ceduto alla rete (7-9,5 c€ a cui potrebbe essere aggiunto una eventuale tariffa incentivante).

È quindi necessario, in fase di progettazione, valutare l'energia producibile dal-

l'impianto (E_p). Essa dipende:

- dal sito di installazione, caratterizzato dalla latitudine, dalla radiazione solare disponibile e dalla temperatura, nonché dalla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- dall'esposizione dei moduli, attraverso l'angolo di inclinazione (tilt) e angolo di orientazione (azimut);
- dalle caratteristiche dei moduli quali potenza nominale, coefficiente di temperatura, risposta angolare, ma anche dall'uniformità delle caratteristiche elettriche dei vari moduli (da cui dipende la perdita in potenza per mismatch);
- e, non ultime, dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System), vale a dire dall'efficienza e dalle perdite nell'insieme dei dispositivi necessari a trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici alle esigenze dell'utenza (il dispositivo più importante del BOS è sicuramente l'inverter, ma non vanno trascurate le perdite nei cavi e le cadute sui diodi).

L'energia producibile dall'impianto è data dall'espressione:

$$E_p = H \cdot S \cdot \text{Eff}_{\text{pv}} \cdot \text{Eff}_{\text{inv}} = H \cdot P_{\text{nom}} \cdot (1 - P_{\text{pv}}) \cdot (1 - P_{\text{inv}})$$

dove:

- P_{pv} sono le perdite (termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, mismatch) del generatore fotovoltaico, stimabili,

- in prima approssimazione, attorno al 15%;
- P_{inv} rappresenta le perdite (resistive, di commutazione, magnetiche, alimentazione circuiti di controllo) dell'inverter cautelativamente assunte pari a circa il 10%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico, necessaria per produrre l'energia E_p ;
- H è la radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli (S).

Quest'ultima, come visto precedentemente, si ottiene sommando le varie componenti dell'irraggiamento riportate sul piano dei moduli fotovoltaici ($H = H_b + H_d + H_a$). Le formule per una superficie comunque esposta sono indicate nelle Norme UNI 8477, mentre l'accuratezza dei calcoli dipende dalla fluttuazione dei dati climatici effettivi rispetto a quelli storici.

A titolo riassuntivo si elencano i dati di input necessari per il calcolo di H :

- valori medi mensili dell'irraggiamento su superficie orizzontale H_o (dai dati storici del sito in questione);
- frazione di componente diffusa (formula di Liu-Jordan) oppure componente

diretta e diffusa su superficie orizzontale (direttamente forniti dalla norma UNI 10349);

- latitudine del sito;
- angoli di esposizione (tilt e azimuth);
- riflettanza del terreno (fattore di albedo).

Analizzando i valori di H su alcune superfici, rispetto a quelli su superficie di riferimento (orizzontale) si vince, ad esempio, che:

- per un tetto esposto a sud, l'energia incidente è maggiore del 15% rispetto a quella su superficie orizzontale; lo stesso rapporto sussiste per impianti installati a terra;
- per una facciata non completamente esposta a sud l'energia incidente risulta invece minore del 30% rispetto a quella su orizzontale.

Più in generale, se i pannelli fotovoltaici vengono orientati con un angolo di azimuth diverso da zero, ovvero non sono rivolti verso il sud, si alterano le modalità con cui l'energia viene raccolta nell'arco del giorno e la quantità di energia raccolta su base annuale.

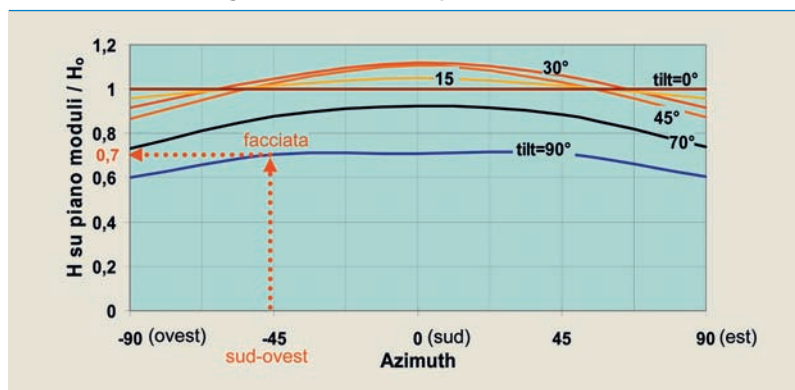
[6.1.1]

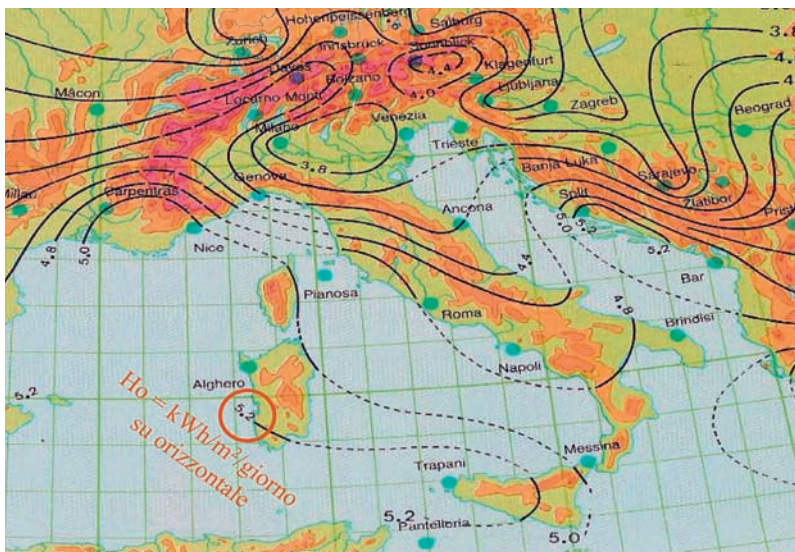
Dati di radiazione solare

Per il calcolo della radiazione solare raccolta da una superficie al suolo, occorre conoscere l'intensità della radiazione diretta e di quella diffusa nonché il loro andamento nel tempo.

Negli impianti ad energia solare la superficie di captazione è quasi sempre inclinata rispetto al piano orizzontale, in modo tale da incrementare l'energia solare catturata. La quantità di radiazione raccolta da una superficie inclinata viene calcolata partendo dalla conoscenza del valore della intensità della radiazione solare incidente su una superficie orizzontale.

Energia incidente sulla superficie dei moduli





Curve isoradiative (Atlante europeo)

Questo valore è tuttavia fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche che hanno andamento aleatorio; per questo motivo si utilizzano i dati storici dell'irraggiamento solare rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili.

I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione su superficie orizzontale H_0 (espressi in kWh/m²/giorno), sono relativi a medie di 5-10 anni e possono essere reperiti consultando, ad esempio:

- l'Atlante Europeo della radiazione solare;
- le Norme UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici";
- la Raccolta Dati ENEA. Tali dati sono disponibili anche on-line e, a partire da essi, collegandosi al sito Internet <http://www.solaritaly.enea.it>, è possibile effettuare il calcolo della radiazione al suolo per qualunque località (note le coordinate geografiche) e qualunque orientazione (azimut e tilt) della superficie captante.

Spesso i dati storici vengono forniti attraverso curve isoradiative che riportano i valori di H_0 ; tali curve, costruite correlando i dati rilevati dalle diverse stazioni meteorologiche, rappresentano una utile guida per determinare i valori di irradiazione di località che non si trovano in prossimità di una stazione di rilevamento.

[6.1.2]

Calcolo dell'energia incidente sul piano dei moduli

Per poter calcolare la radiazione solare incidente (H) sulla superficie dei moduli (S) è necessario prima determinare e poi sommare fra loro le varie componenti dell'irraggiamento riportate sul piano dei moduli fotovoltaici.

Come passo iniziale si determinano i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione su superficie orizzontale H_0 (dati storici) e successivamente, attraverso metodi di calcolo sperimentali, le sue componenti sul piano (sono solo due cioè diretta e diffusa, non c'è ovviamente la riflessa).

Il più noto di questi metodi, quello di Liu-

Che cosa è il kW_p

Un campo fotovoltaico di potenza pari ad 1 kW_p corrisponde ad un insieme di moduli FV, disposti in serie, in grado di generare energia elettrica di potenza pari ad 1 kW se sottoposti ad un irraggiamento solare di 1.000 W/m², alla temperatura di 25 °C ed Air Mass 1,5.

L'energia prodotta dall'impianto varia nel corso dell'anno e soprattutto della giornata, in funzione delle condizioni meteorologiche e dell'altezza del sole sull'orizzonte. Il campo unitario-tipo di cui prima genererà una potenza via via crescente a partire dalle prime ore del mattino, sino ad 1 kW quando il sole si trova allo zenit, per poi decrescere gradualmente sino a portarsi allo zero quando il sole sarà tramontato. 1 kW_p, installato in una località con insolazione pari a quella riscontrabile in una località dell'Italia centrale (media annuale = 4,7 kWh/m²/giorno), è in grado di produrre almeno 1.300 kWh di energia elettrica utile all'anno.

Jordan, fornisce una legge che mette in relazione la componente diffusa H_{do} alla H_o :

$$H_{do} = \left[1,39 - 4,027 \frac{H_o}{H_{o,f}} + 5,531 \left(\frac{H_o}{H_{o,f}} \right)^2 - 3,108 \left(\frac{H_o}{H_{o,f}} \right)^3 \right]$$

dove $H_{o,f}$ è l'irradiazione su superficie orizzontale fuori dall'atmosfera (calcolato).

Un'altra relazione, che fornisce valori non molto differenti dalla precedente, è quella proposta dalla Norma UNI 8477:

$$H_{do} = H_o \cdot \left(0,881 + 0,972 \frac{H_o}{H_{o,f}} \right)$$

Nota la radiazione diffusa sul piano orizzontale è possibile calcolare la componente diretta sul piano orizzontale mediante la relazione:

$$H_{bo} = H_o - H_{do}$$

In alternativa a questo metodo è possibile far riferimento alla Norma UNI 10349 che fornisce direttamente i valori di H_{do} e H_{bo} (per ciascuna provincia italiana).

Per il calcolo della radiazione globale H incidente su una superficie inclinata rispetto al piano orizzontale di un angolo β è necessario sommare le seguenti 3 componenti:

- **diretta** $H_b = R_b \cdot H_{bo}$,
dove R_b è un termine dipendente dalla latitudine del sito (Φ), dalla declinazione solare (δ) e dall'angolo di tilt (β) ed è definito dal rapporto $H_f/H_{o,f}$, dove H_f rappresenta l'irradiazione su una superficie inclinata fuori dall'atmosfera (calcolato);
- **diffusa** $H_d = H_{do} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$,
- **riflessa** $H_a = H_o \cdot a \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$,

dove a è il fattore di albedo definito precedentemente.

$$H = H_b + H_d + H_a = R_b \cdot H_{bo} +$$

$$\left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \cdot H_{do} + a \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \cdot H_o$$

Poiché il valore di H è un valore giornaliero medio mensile, per calcolare l'energia incidente in un anno è necessario ripetere il calcolo per ciascun mese e sommare i valori ottenuti ciascuno moltiplicato per il numero di giorni che compone il relativo mese.

Questo metodo ha il pregio di essere estremamente semplice; di contro esso fornisce una stima per difetto dell'intensità della radiazione diffusa, sostanzialmente a seguito dell'ipotesi di ritenere che la stessa si distribuisca in modo uniforme sull'intera volta celeste, condizione reale in presenza di giornate caratterizzate da cielo coperto.

Metodi di calcolo più sofisticati consentono, mediante opportuni coefficienti correttivi, di tener conto dell'incremento di radiazione diffusa dal cielo in prossimità dell'orizzonte e nella regione di cielo vicina al Sole, in presenza di giornate serene. Dall'analisi delle mappe isoradiative è possibile osservare che, con riferimento ai valori di irraggiamento disponibili, località situate in zone costiere risultano molto simili anche se sufficientemente distanti e, viceversa, località vicine, ma poste una in zona montuosa e l'altra in zona costiera, presentano caratteristiche molto diverse. Alcune mappe, oltre a riportare i dati di radiazione sul piano orizzontale, forniscono anche i valori per particolari angoli di inclinazione delle superfici di raccolta ($\beta = 30^\circ, 60^\circ$) data l'importanza che questi rivestono nella progettazione e realizzazione di un impianto FV o, in genere, solare. Inoltre, le carte dei percorsi solari, che forniscono una rappresentazione grafica del moto apparente del Sole, sono di grande

utilità per la valutazione degli effetti di ombreggiamento prodotti dalla presenza di ostacoli, quali edifici, montagne o alberi. I dati di soleggiamento vengono rilevati regolarmente dai rispettivi servizi meteorologici nazionali, ma soltanto in alcuni casi l'acquisizione di questi dati viene effettuata registrando separatamente la componente diretta e diffusa della radiazione. È opportuno osservare che con riferimento al territorio italiano si hanno regimi solari medio-alti con notevoli escursioni tra le regioni settentrionali e quelle meridionali, in particolare durante la stagione invernale. Infatti, i valori medi relativi alle varie località possono subire scostamenti rilevanti causati da fattori locali, quali ostacoli orografici e particolari regimi microclimatici. Per esempio, si passa da un valore di insolazione medio annuo di 3,2 kWh/m² per Bolzano ad un valore di 4,8 kWh/m² per Trapani con una variazione di circa il 47%.

[6.1.3]

Perdite termiche e ottiche

La temperatura delle celle dipende dalla temperatura ambiente, dal valore dell'irraggiamento e dalla manifattura del pannello. Il parametro che caratterizza la mani-

fatura del pannello è la NOCT (*Nominal Operative Cell Temperature*) e rappresenta la temperatura del modulo allorché la temperatura ambiente è 20 °C e la radiazione incidente è pari a 800 W/m².

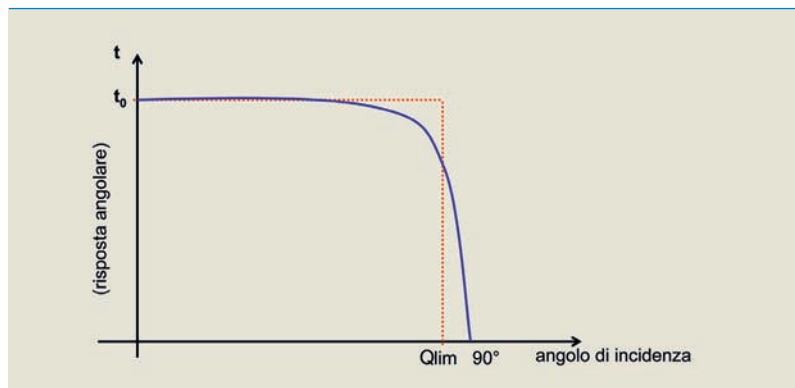
Valori tipici di NOCT si aggirano intorno ai 40-45 °C e dipendono essenzialmente dal tipo di incapsulamento delle celle fotovoltaiche. A parità di insolazione, all'aumentare della temperatura delle celle, si ha una diminuzione della tensione e della potenza erogata. In particolare, nel caso di moduli al silicio cristallino, per ogni 10 °C di aumento di temperatura si ha una diminuzione della potenza erogata pari a circa il 4% e una diminuzione di tensione dell'ordine del 3,5%.

In definitiva poiché i moduli lavorano tipicamente con temperature che rispetto a quelle di riferimento sono superiori di circa 20 °C, le perdite termiche ammontano a circa l'8%.

Riguardo alle perdite ottiche, esse sono dovute al fatto che il modulo fotovoltaico presenta una curva di risposta non piatta in funzione dell'angolo di incidenza della radiazione solare rispetto alla superficie del modulo stesso. In particolare si evidenzia che per direzioni della radiazione abbastanza radenti al modulo la potenza erogata dal modulo tende ad annullarsi. In prima approssimazione, la componente diretta, riflessa e diffusa della radiazione solare si possono considerare nulle quando provengono con angoli di incidenza superiori a un valore limite Q_{lim} (che può essere compreso tra 82 e 86 gradi), mentre per angoli di incidenza inferiori al suddetto valore limite risultano attenuate di un fattore costante, pari al coefficiente di trasmissione del vetro t_0 :

$$H_b = 0 \text{ (per } Q > Q_{lim}) \text{ e} \\ = H_b \cdot t_0 \text{ (per } Q < Q_{lim})$$

Risposta angolare del modulo fotovoltaico

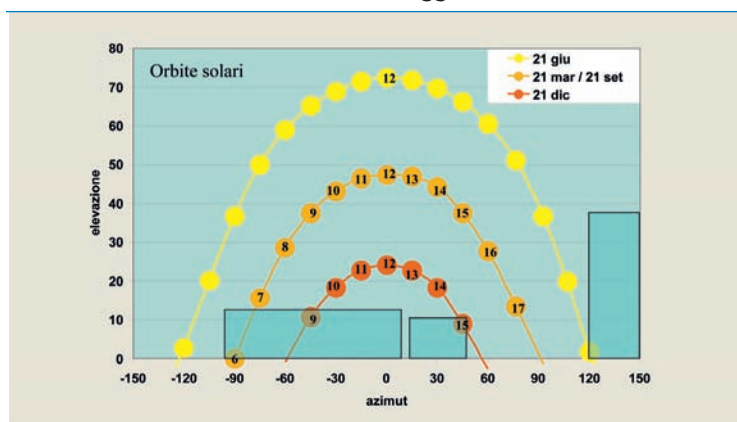


$$H_d = H_{do} \cdot t_o \cdot [1 + \cos(\beta + (90 - Q_{lim}))] / 2$$

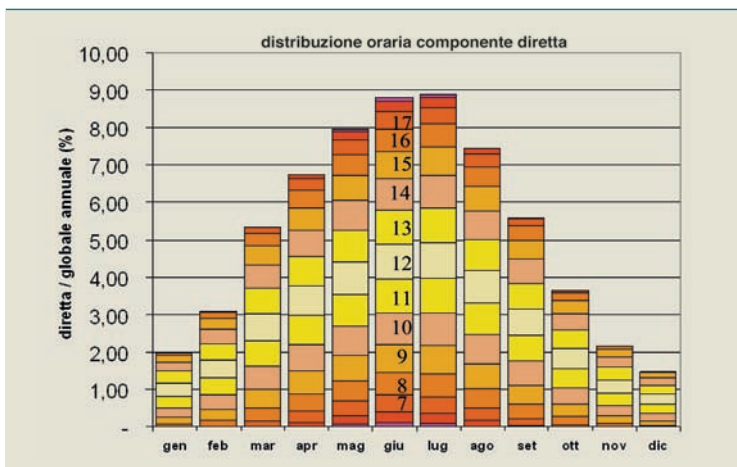
$$H_a = H_o \cdot a \cdot t_o \cdot [1 - \cos(\beta - (90 - Q_{lim}))] / 2,$$

dove a rappresenta la riflettanza dell'area antistante il generatore fotovoltaico (albedo). In conclusione, poiché non viene sfruttata la radiazione solare proveniente da tutte le direzioni, le perdite ottiche ammontano tipicamente a circa il 4%.

Fenomeni di ombreggiamento



Perdite per ombreggiamento



[6.1.4]

Perdite per ombreggiamento

Le orbite solari permettono di determinare, per una località stabilita, la posizione del sole (elevazione e azimut) al variare delle stagioni e dell'ora del giorno. In particolare l'elevazione è l'angolo formato dai raggi del sole con la superficie orizzontale mentre l'azimut è l'angolo formato dai raggi del sole e la direzione del sud. Riportando su una mappa relativa alle orbite solari le sagome di eventuali ostacoli, ricavabili sia attraverso un sopralluogo sul sito, sia attraverso l'elaborazione di planimetrie quotate è possibile determinare le ore del giorno e i mesi dell'anno durante i quali si verificano i fenomeni di ombreggiamento.

Noti quindi gli intervalli di tempo interessati da fenomeni di ombreggiamento, da diagrammi di distribuzione oraria e mensile della componente diretta (che è quella soggetta al fenomeno di ombreggiamento), è possibile desumere l'entità della perdita dovuta all'ombreggiamento.

[6.1.5]

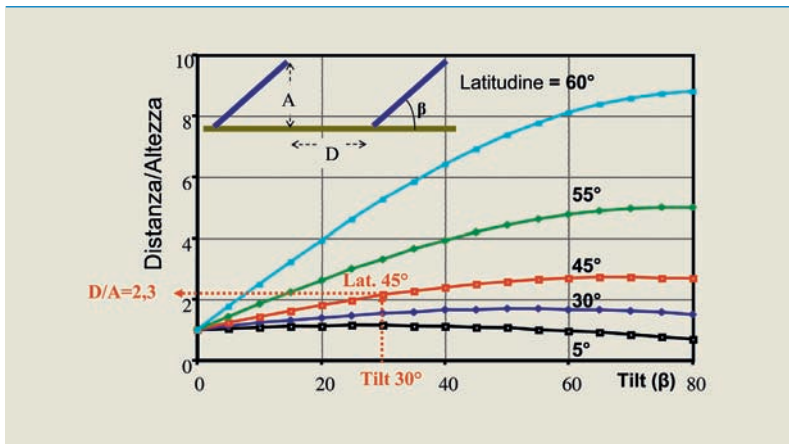
Posizionamento del generatore fotovoltaico

Tipicamente il generatore può essere installato su:

- falda unica (tetto, facciata); in questo caso lo spazio necessario è pari a $P_{nom}(kW) / Eff_{moduli}$
- piano orizzontale (a terra, lastrico solare); essendo in genere i moduli inclinati, non è possibile disporli per motivi di ingombro o estetici su un unico filare; pertanto si ricorre alla disposizione a file parallele (filari), opportunamente distanziate; in tal caso lo spazio necessario è $\sim 2 \cdot P_{nom} / Eff_{moduli}$

In particolare, con la configurazione a file parallele si ha piena libertà nella scelta

Distanza tra file

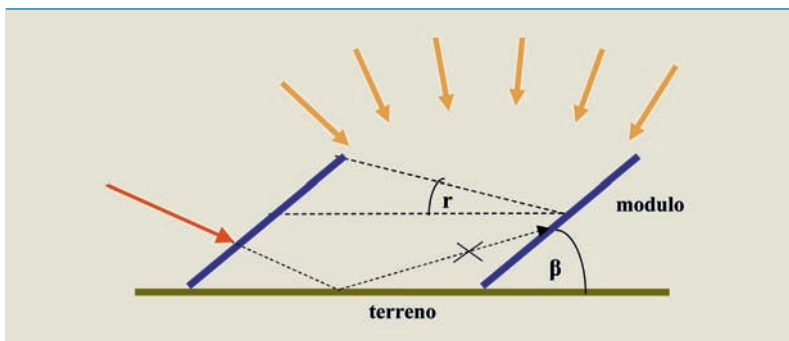


degli angoli di tilt e azimut. Inoltre per una migliore valutazione della distanza tra le file si giunge spesso ad un compromesso tra ombreggiamento reciproco tra file e eccessiva distanza. Tipicamente si opta ad avere assenza di ombre a mezzogiorno del solstizio invernale, che in formule corrisponde:

$$D/A = \sin\beta \operatorname{tg}(23,5 + \Phi) + \cos\beta$$

ove D è la distanza fra le file, A l'altezza massima delle file, mentre con β e Φ è indicato, come al solito, rispettivamente il tilt e la latitudine.

Perdite nella configurazione a file parallele



Ovviamente con la disposizione a file parallele è minore l'energia solare incidente rispetto alla falda unica poiché:

- i moduli fotovoltaici non raccolgono la radiazione riflessa dal suolo (con l'esclusione della prima fila);
- parte della radiazione diretta non raggiunge i moduli se la distanza fra le file è ridotta;
- i moduli raccolgono una parte ridotta della radiazione diffusa poiché l'angolo di cielo visto da ciascun filare è limitato dalla presenza del filare antistante; in particolare la componente diffusa è data da:

$$H_d = H_{do} \cdot t_o \cdot [1 + \cos(\beta + (90 - Q_{lim}) + r)] / 2$$

Dove r rappresenta l'angolo di cielo coperto dalla fila di moduli antistante.

[6.2]

Dimensionamento energetico di un sistema isolato

Dimensionare un impianto isolato consiste nella ricerca della condizione di migliore adattamento fra l'energia solare disponibile e l'energia richiesta dall'utenza cui l'impianto è destinato. Le principali fasi del dimensionamento riguardano:

- il calcolo dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico (analogo a quello dei sistemi collegati alla rete);
- l'identificazione dell'utenza e il calcolo dell'energia richiesta;
- scelta dell'angolo di tilt;
- l'individuazione della configurazione dell'impianto;
- il calcolo del bilancio energetico dell'impianto per differenti tagli dei componenti e diverse esposizioni dei moduli fotovoltaici;

- l'individuazione della soluzione ottimale in termini di massima economicità e/o efficienza e/o affidabilità.

[6.2.1]

Le utenze

Le utenze sono relative a:

- apparati per telecomunicazione, segnalazione, allarme; in questi casi il profilo di carico è noto, le potenze sono contenute (10 W - 10 kW) e l'alimentazione è richiesta direttamente in DC;
- utenze domestiche; in questi casi si riscontrano fluttuazioni tra la richiesta effettiva di energia e quella prevista; in genere è ammessa una certa frazione di deficit (black-out); le potenze sono comprese tra 100 W e 1 kW, l'alimentazione può avvenire in DC o tramite inverter dedicati;
- sistemi di pompaggio, dissalazione, condizionamento, refrigerazione; in queste situazioni il profilo di utenza coincidente con quello di producibilità (accumulo minimo);
- protezione catodica; è un esempio di generazione distribuita su grandi distanze.

Il dato di base per il dimensionamento di un sistema è rappresentato dal consumo

giornaliero di energia elettrica da parte dell'utenza. Tale consumo dipende dalla potenza e dai tempi di utilizzo degli apparecchi utilizzatori. Qualora sia disponibile il profilo di utenza i consumi possono essere determinati integrando il diagramma di carico.

Per quanto riguarda le utenze domestiche, generalmente i fattori che determinano la richiesta di energia dipendono dal clima, dal numero di persone e dalle dimensioni dell'abitazione, dalle condizioni economiche della famiglia e dagli usi e dal grado di sviluppo del paese.

In Italia, rivelazioni statistiche dei consumi di una famiglia di composizione tipica, cioè costituita da tre-quattro persone, effettuate dalle società distributrici, hanno valutato in 3.000 kWh il consumo medio annuo. Inoltre, per il 10% delle utenze è stato valutato un consumo medio pari a circa 1.000 kWh/anno mentre per il 15% delle utenze è stato valutato un consumo medio superiore 5.000 kWh/anno.

[6.2.2]

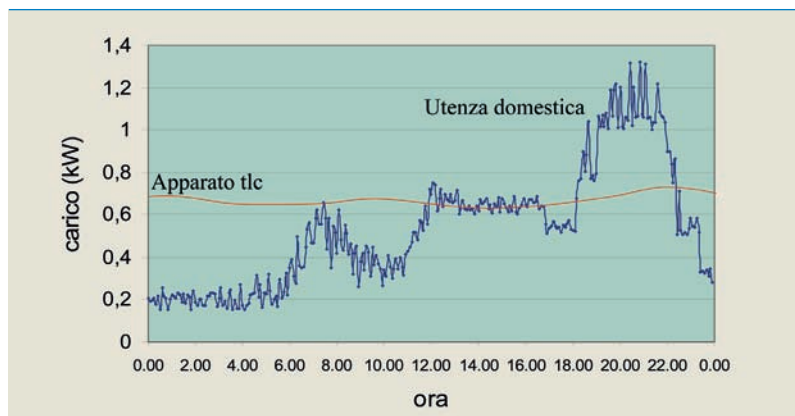
Posizionamento del generatore fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico tipicamente può essere installato su:

- falda unica (tetto, facciata). In questo caso lo spazio necessario è circa uguale all'ingombro del generatore ($S = P_{nom}(kW) / Eff_{moduli}$);
- piano orizzontale (a terra, lastrico solare). Essendo in genere i moduli inclinati, non è possibile disporli per motivi di ingombro o estetici su un unico filare. Pertanto si ricorre alla disposizione a file parallele (filari), opportunamente distanziate; spazio necessario $\sim 2 \cdot P_{nom} / Eff_{moduli}$.

In particolare, con la configurazione a file parallele si ha piena libertà nella scelta

Tipico diagramma di carico



degli angoli di tilt e azimut. Inoltre per una migliore valutazione della distanza tra le file si giunge spesso ad un compromesso tra ombreggiamento reciproco tra file e eccessiva distanza.

Tipicamente si opta per avere assenza di ombre a mezzogiorno del solstizio invernale, che si traduce nel verificare la seguente condizione:

$$D/A = \sin\beta \cdot \text{tg}(23,5 + \Phi) + \cos\beta$$

ove D è la distanza fra le file, A l'altezza massima delle file, mentre con β e Φ sono indicati, rispettivamente il tilt e la latitudine.

Ovviamente, anche qui, come per il caso di impianti connessi alla rete, con la disposizione a file parallele è minore l'energia solare incidente rispetto alla falda unica poiché:

- i moduli fotovoltaici non raccolgono la radiazione riflessa dal suolo (con l'esclusione della prima fila);
- parte della radiazione diretta non raggiunge i moduli se la distanza fra le file è ridotta;
- i moduli raccolgono una parte ridotta della radiazione diffusa poiché l'ango-

lo di cielo visto da ciascun filare è limitato dalla presenza del filare antistante.

[6.2.3]

La scelta dell'angolo di tilt

Per ciascun periodo dell'anno esiste un diverso valore dell'angolo di tilt ottimale, il quale cambia secondo che l'impianto sia a fila singola o a file parallele.

Il picco invernale viene raccolto per angoli di tilt elevati (65°) mentre il picco estivo si ottiene per angoli di tilt piccoli (15°). Il picco su base annuale si ottiene invece per angoli di tilt leggermente inferiori alla latitudine del sito.

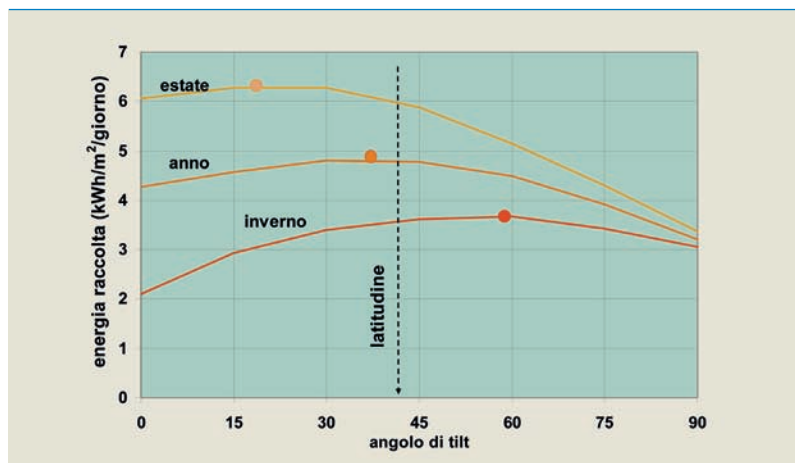
L'angolo che rende massima l'energia raccolta da file parallele è sempre minore di quello corrispondente a fila singola poiché a parità di inclinazione è minore la radiazione raccolta da file parallele.

Per l'inclinazione che rende massima l'energia raccolta in inverno, si raccoglie complessivamente nell'anno il 90% della massima energia. Se invece si inclinano i pannelli in modo da rendere massima l'energia raccolta in estate, nel periodo invernale l'energia raccolta è solo il 65% della massima ottenibile in quel periodo. In altre parole il diagramma annuale dell'energia si appiattisce se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo invernale.

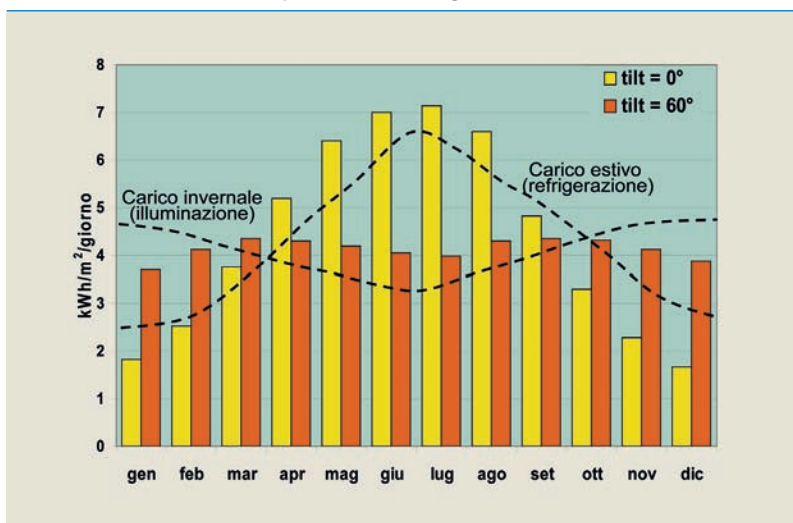
Viceversa, se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo estivo, il diagramma annuale dell'energia presenta un picco durante i mesi estivi.

Per l'Italia si hanno regimi solari medio-alti e con forti variabilità tra regioni continentali e meridionali. Ad esempio, su base annua l'insolazione media giornaliera (su di una superficie con una inclinazione pari alla latitudine) è dell'ordine di 3,6 kWh/m² per giorno nella pianura padana, sale 4,7 nel Centro-Sud ed arriva a 5,4 kWh/m² in Sicilia.

Energia raccolta in relazione all'angolo di tilt



Producibilità per differenti angoli di tilt e richiesta



[6.2.4]

La configurazione dell'impianto

La configurazione dell'impianto è determinata essenzialmente dall'uso finale dell'energia prodotta ed è generalmente costituita, oltre che dal generatore fotovoltaico e dal carico, dal dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza o convertitore DC/DC, dall'inverter, dal sistema di accumulo, e dal generatore ausiliario. Il convertitore DC/DC consente di ottenere dal generatore fotovoltaico il

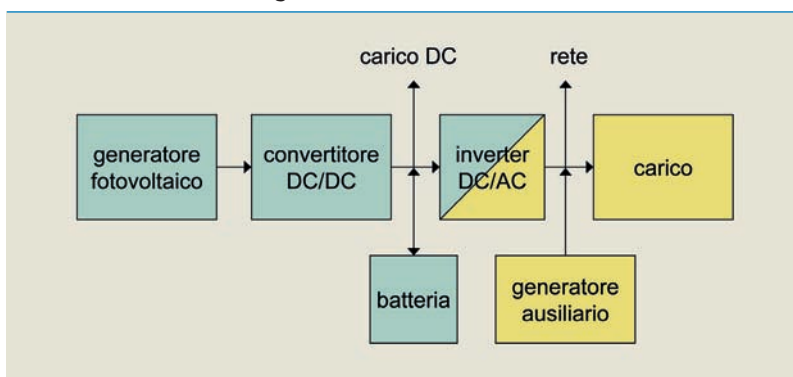
massimo di energia utilizzabile, in funzione delle condizioni di funzionamento dei moduli e delle caratteristiche degli apparecchi utilizzatori. Tale dispositivo, opportunamente pilotato, può assolvere anche alla funzione di controllo di carica delle batterie. In impianti di piccola taglia il convertitore DC/DC viene sostituito, per motivi di costo, con regolatori di tensione tarati in modo da evitare l'eccessiva carica delle batterie.

L'inverter consente di alimentare un'utenza funzionante in corrente alternata oppure di trasferire in rete la potenza erogata. Al fine, poi, di assicurare un adattamento ottimale del generatore alla rete o alle esigenze elettriche del carico è necessario corredare l'inverter di opportuni dispositivi che adattino la tensione d'uscita dell'inverter a quella della rete (trasformatore), e controllino la qualità della potenza immessa in rete, in modo che essa sia compatibile con gli standard richiesti dalla stessa (sistema di filtraggio delle armoniche e di rifasamento).

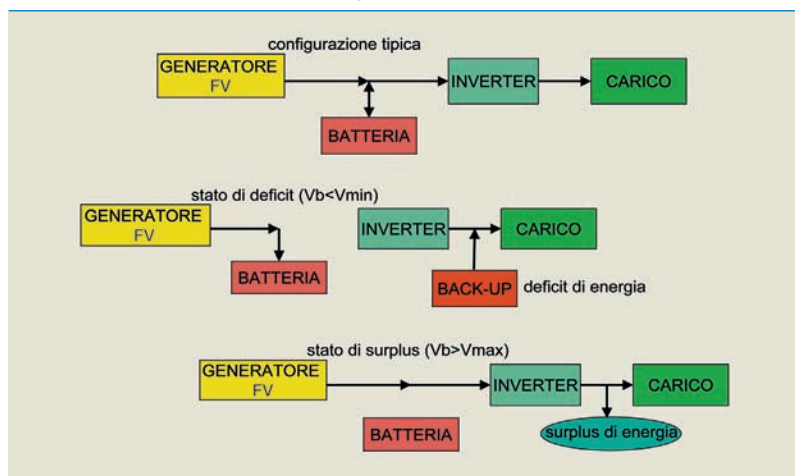
Nel caso di una utenza isolata dalla rete di distribuzione dell'energia elettrica, poiché la potenza richiesta dall'utente non segue l'intensità dell'insolazione, vale a dire il valore dell'energia prodotta non coincide temporalmente con la richiesta dell'utenza, una parte dell'energia prodotta dal sistema deve essere immagazzinata per riuscire a soddisfare il carico in condizioni di irraggiamento insufficiente (il sistema fotovoltaico genera energia nelle ore centrali della giornata, l'utenza la richiede anche nelle ore notturne).

Si impiega quindi, nel caso di utenze isolate, un sistema di immagazzinamento dell'energia elettrica costituito da un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo tale da garantire un'autonomia di funzionamento di 4-5 giorni. Al fine di evitare un eccessivo sovradi-

Configurazione sistema fotovoltaico



Impianti isolati



dimensionamento del generatore fotovoltaico e del sistema di accumulo, nei sistemi che richiedono un elevato grado di autonomia si ricorre anche all'utilizzo di un generatore ausiliario.

[6.2.5]

Il bilancio energetico e la soluzione ottimale

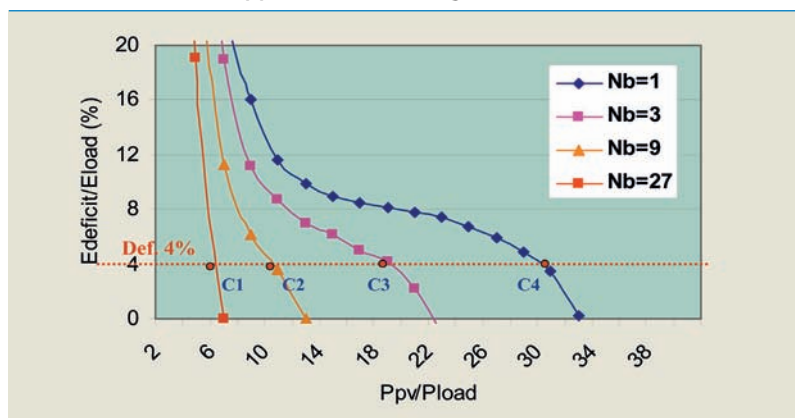
Il bilancio energetico di un impianto isolato consente di determinare le possibili taglie del generatore fotovoltaico e della

batteria tali da soddisfare le richieste energetiche dell'utente, una volta nota l'energia incidente sui moduli. A tal proposito vengono analizzati, tipicamente su base mensile, gli stati possibili a cui si porta l'impianto. Specificatamente, in condizioni normali l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico fluisce nel carico e nella batteria. Se il carico richiede una energia superiore a quella prodotta dal generatore fotovoltaico, la differenza viene fornita dalla batteria.

In situazioni di batteria scarica e domanda di energia eccedente quella prodotta, il campo fotovoltaico viene connesso alla batteria ed il carico viene alimentato da una fonte integrativa che fornisce l'energia E_d (deficit di energia rispetto alla richiesta). Se invece la batteria è completamente carica e l'offerta di energia eccede la domanda, il surplus E_s non viene utilizzato. Ovviamente, i valori di deficit e di surplus di energia, su base mensile o annuale, dipendono sia dalla taglia e esposizione del generatore fotovoltaico, sia dalla taglia della batteria. Individuare la soluzione ottimale del bilancio energetico significa trovare le suddette tre variabili (taglia e esposizione del generatore fotovoltaico e taglia della batteria) che rendano minimi il deficit e il surplus di energia, nonché il costo dell'intero impianto.

Al riguardo, mediante programmi di simulazione viene (tipicamente) calcolato il deficit di energia al variare di queste variabili, quindi si individua la soluzione, ad esempio quella a minor costo oppure a massima efficienza o affidabilità (cioè con accumulo minimo, poiché la batteria riduce sia l'efficienza che l'affidabilità di sistema).

Mappa di bilancio energetico annuale

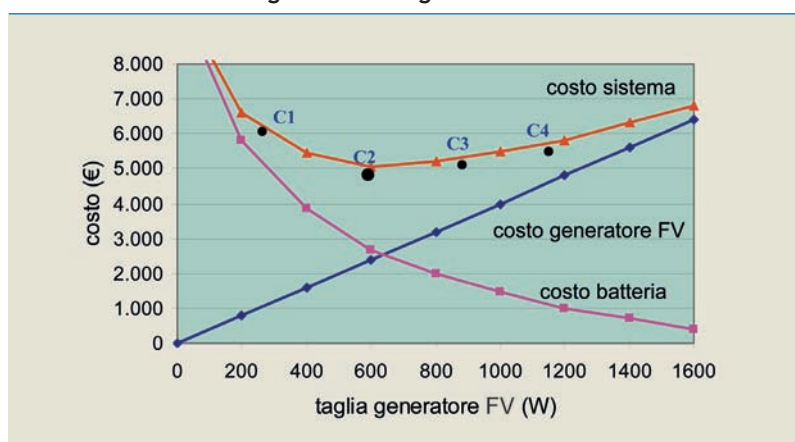


Dimensionamento semplificato

L'impianto isolato può essere dimensionato in maniera semplificata attraverso:

- individuazione del profilo annuale di utenza (valori giornalieri medi mensili di E_c);
- scelta dell'angolo di tilt in modo che i profili annuali di utenza e di energia incidente (E_i) sul piano dei moduli siano simili;

Taglia batteria e generatore FV



- individuazione del mese con maggior scostamento fra E_c e E_i ;
- calcolo, nel mese di maggior scostamento fra E_c e E_i , della taglia del generatore fotovoltaico (P_{nom}) mediante la relazione:

$$E_i \cdot P_{nom} \cdot (1 - P_{pv}) \cdot \text{Eff}_{\text{batt.}} \cdot \text{Eff}_{\text{inv}} = E_c;$$
- calcolo, nel mese di maggior scostamento fra E_c e E_i , della capacità della batteria (C_{max}) fissando una autonomia della stessa (N_b) di 3-5 giorni e una $C_{min} = 0,5 \cdot C_{max}$ mediante la relazione:

$$N_b = (C_{max} - C_{min}) \cdot \text{Eff}_{\text{batt.}} \cdot \text{Eff}_{\text{inv}} / E_c.$$

[6.2.6]

Sistemi isolati particolari**Pompaggio dell'acqua**

In questi sistemi si verifica spesso la coincidenza fra profilo di richiesta e di produ-

cibilità pertanto l'accumulo elettrico non è necessario o è sostituito dall'accumulo di tipo idrico.

Per dimensionare un sistema di pompaggio è necessario conoscere:

- il livello della falda dell'acqua (H) e, se variabile, l'entità delle variazioni;
- il tipo di terreno;
- la quantità di acqua estraibile (m^3/ore);
- la qualità dell'acqua (potabile, salmastra);
- l'uso dell'acqua e quantità richiesta:
 - uomo: 50-500 litri, in relazione allo stile di vita,
 - animali: bestiame 40 litri, piccoli animali 1 litro per 10 kg di peso;
- la pressione richiesta;
- la disponibilità, capacità e localizzazione di serbatoio piezometrico.

Diverse sono le configurazioni di sistema, ciascuna caratterizzata da una efficienza espressa dalla relazione:

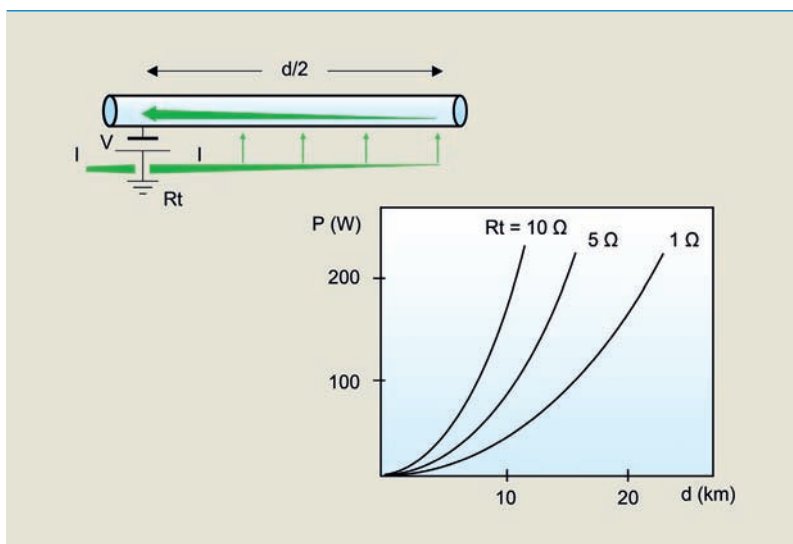
$$\frac{(m^3 \text{ di acqua} \cdot H / 353)}{\text{energia elettrica richiesta}}$$

e da un costo.

A seconda delle situazioni è possibile scegliere fra:

- motore DC - pompa centrifuga:
 - efficienza sistema: ~ 45%
 - range potenza ingresso: limitato
 - piccoli impianti (semplice)
- inverter a frequenza variabile - motore AC - pompa centrifuga:
 - efficienza sistema ~ 55%
 - range potenza ingresso: ampio
 - piccola e media taglia (ancora costoso)
- inverter a frequenza variabile - motore AC - pompa alternativa:
 - efficienza sistema ~ 65%
 - range potenza ingresso: molto ampio
 - grande taglia (costo elevato e complessità della pompa).

Protezione catodica



Protezione catodica

Ha lo scopo di proteggere grandi strutture metalliche (oleodotti, ponti) dalla corrosione dovuta alla corrente che fluisce dal metallo al terreno. Tale corrente dipende dalla tensione elettrochimica fra il metallo e l'elettrolita (terreno). La protezione viene esplicata invertendo il flusso di corrente applicando una tensione negativa erogata da moduli fotovoltaici.

La potenza dei generatori fotovoltaici dislocati lungo la struttura metallica dipende da:

- distanza fra i generatori (d),
- caratteristiche elettriche del pipeline (Resistenza serie: R_s),
- resistenza di terra del dispersore (R_t).

□□□

Capitolo **Sette**



Componenti del sistema fotovoltaico. Scelte e configurazioni

Gli impianti collegati alla rete sono costituiti da due componenti principali: il generatore fotovoltaico e il sistema di conversione. Le stringhe in cui è suddiviso il generatore fotovoltaico sono generalmente raccolte in parallelo all'interno di un quadro elettrico. Ciascuna stringa, singolarmente sezionabile, è provvista di diodo di blocco e idonei scaricatori di protezione.

Il modulo rappresenta il componente elementare di qualsiasi tipo di sistema fotovoltaico. Più moduli assemblati meccanicamente e elettricamente fra loro formano un pannello, ovvero una struttura rigida

ancorabile al suolo o ad un edificio. Un insieme di pannelli, collegati elettricamente in serie in modo da fornire la tensione richiesta, costituisce una stringa.

Più stringhe collegate, generalmente in parallelo, per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore fotovoltaico.

Un componente accessorio di moduli e pannelli è rappresentato dalla struttura di sostegno. Essa, generalmente orientata verso sud, sarà progettata in modo da rispondere ad esigenze di basso costo ed alta affidabilità che ne garantiscano la durata.

Una caratteristica non meno importante, quando le specifiche di progetto la richiedano, soprattutto per gli impianti di medie-grandi dimensioni, è quella rappresentata dalla possibilità di variare periodicamente l'inclinazione, al fine di permettere la captazione ottimale della radiazione solare. In queste condizioni si ottiene un aumento della producibilità degli impianti paria a circa il 30%.

Il sistema di conversione contiene il misuratore continuo dell'isolamento provvisto di indicatore e dispositivo di blocco in presenza di anomalie, l'inverter e le protezioni di interfaccia.

Il collegamento dell'impianto alla rete elettrica di distribuzione, nel caso tipico di applicazione del regime di scambio sul posto dell'energia elettrica prevede un contatore per la misura dell'energia pre-

I componenti dell'impianto fotovoltaico

Generatore fotovoltaico

- Moduli e stringhe
- strutture
- Cavi
- Protezioni
- Gestione

Sistema di conversione

- Inverter
- Interfacciamento alla rete

Accumulo elettrico

- Carica batterie
- Batterie

Monitoraggio

- Sistema di acquisizione dati
- Contatori

levata dalla rete e un misuratore dell'energia immessa in rete.

Gli impianti isolati, oltre ad essere costituiti dal generatore fotovoltaico e dall'eventuale sistema di conversione, sono provvisti di batterie per l'accumulo elettrico e di centralina per il controllo delle fasi di carica e scarica dell'accumulo stesso.

Infine, sia gli impianti isolati sia quelli connessi a rete possono essere provvisti di sistema di misura e acquisizione dati per il monitoraggio delle loro prestazioni.

[7.1] Il modulo fotovoltaico e le stringhe

Elemento base degli impianti, il modulo è costituito da celle fotovoltaiche collegate elettricamente e incapsulate al fine di garantire:

- protezione dagli agenti atmosferici,
- isolamento elettrico,
- supporto strutturale (protezione meccanica).

Fra le caratteristiche dell'incapsulante si evidenzia l'importanza della:

- stabilità ai raggi ultravioletti
- tolleranza alle temperature
- capacità di smaltire il calore
- autopulizia.

Tipicamente, i moduli commerciali al silicio cristallino (m-Si, p-Si) presentano le seguenti caratteristiche:

- superficie: 0,5-2 m²
- peso: 5-20 kg
- tensione: 18-72 V
- potenza: 50-250 W
- efficienza: 12-16%
- configurazione celle: 4 x 9.

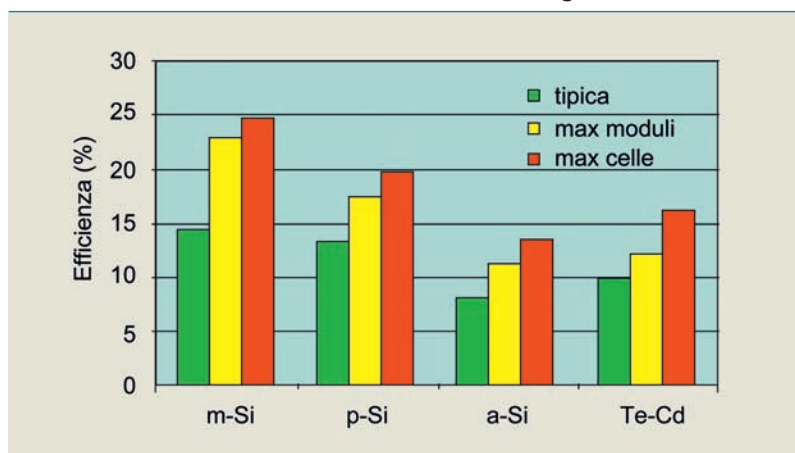
Al fine di minimizzare i costi di impianto "area relati", i moduli devono essere scelti in modo da avere, compatibilmente con i costi, valori di efficienza pari a quelle dei migliori prodotti attualmente in commercio. Oltre ai valori di efficienza dei moduli al silicio cristallino riportati in precedenza, si ricorda che i moduli al silicio amorfo sono caratterizzati da una efficienza pari a circa l'8% mentre quella degli altri film sottili si aggira attorno al 10%.

Nell'optare fra il cristallino e i film sottili può essere utile tener presente i pro e i contro delle due tecnologie.

In particolare il cristallino è caratterizzato da una tecnologia matura e affidabile, con una vita utile testata in campo maggiore di 25 anni. I valori dei rendimenti sono discreti e viene registrato un continuo progresso. Per contro il margine di riduzione dei costi si va sempre più assottigliando e comincia a scarseggiare la disponibilità del materiale di base per la realizzazione dei dispositivi.

Per quanto riguarda invece i film sottili, essi hanno il vantaggio di essere adatti per l'architettura nel senso che sono flessibili, consentono di realizzare tegole e lamiera grecate o conseguire effetti di trasparenza per finestre o facciate di edifici. Inoltre, hanno ampi margini di riduzione

Efficienza in relazione a differenti tecnologie di celle



dei costi e maggiore producibilità a parità di potenza. Per contro, la vita utile non ancora stata testata, presentano fenomeni di degrado nelle prime 100 ore di esposizione, il rendimento è basso con un lento progresso tecnologico.

I moduli devono avere caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo (certificate da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile).

In particolare, la norma CEI EN 61215 prevede le seguenti ispezioni e misure:

- ispezione visiva per individuazione di difetti (disallineamento o sovrapposizione celle, celle rotte, scoloriture, bolle d'aria);
- misura P_{max} tramite caratteristica I-V;
- P_{nom} a basso irraggiamento ($< 200 \text{ W/m}^2$);
- misura coefficienti di temperatura in tensione e corrente (misura di I_{sc} e V_{oc} a diverse temperature con step di 5°);
- misura NOCT (Irr. 800 W/m^2 , $T = 20^\circ \text{C}$).

Prevede inoltre le seguenti prove:

- isolamento: $> 400 \text{ M}\Omega$ applicando una tensione di 1.000 V ;
- immersione: misura resistenza di isolamento con modulo immerso in acqua
- esposizione: $> 60 \text{ h}$ a 1 kW/m^2 ;
- oscuramento parziale: esposizioni di 1 h a 1000 W/m^2 ;
- esposizione UV: $> 15 \text{ h}$ a 1 kW/m^2
- cicli termici: 200 da -40°C a $+85^\circ \text{C}$
- cicli termici diodo: 1 h , $I = I_{sc}$, $T = 75^\circ \text{C}$
- esposizione umidità: 1000 h a $+85^\circ \text{C}$ e $85\% \text{ RH}$;
- resistenza terminazioni: stress simulanti operazioni serraggio viti;
- carico meccanico: 3 cicli di 1 h con carico uniforme di 2400 Pa (vento 130 km/h);

- resistenza grandine: 25 mm a 23 m/s in diversi punti del modulo.

In base alla Norma CEI EN 50380 i moduli devono essere accompagnati da un data-sheet che riporterà le principali caratteristiche (I_{sc} , V_{oc} , I_m , P_m , NOCT) e devono essere provvisti di numero di serie e nominativo del costruttore.

Riguardo alla garanzia, il costruttore deve garantirne la qualità e le prestazioni attraverso la:

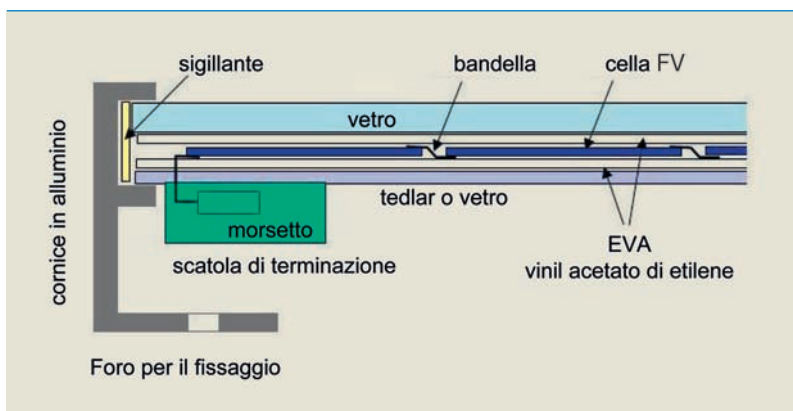
- garanzia di prodotto: per almeno 2 anni, contro difetti di fabbricazione e di materiale che possano impedirne il regolare funzionamento a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione;
- garanzia di prestazioni: la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non dovrà essere inferiore al 90% della potenza iniziale per almeno 10 anni e non inferiore all' 80% per almeno 20 anni.

Sono, in genere, esclusi dalla garanzia, i danni e i guasti di funzionamento o di servizio dei moduli derivanti da: incidenti, uso improprio, mancato rispetto delle istruzioni d'installazione, azioni di terzi o motivi estranei alle normali condizioni di funzionamento. Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia, è opportuno che l'anno di fabbricazione dei moduli sia documentato.

I moduli devono essere scelti in modo tale da rispondere a requisiti:

- funzionali: possono imporre l'uso, ad esempio, di moduli del tipo doppio vetro, vetrocamera, bifacciali, tegola, ad effetto diffondente, con celle distanziate opportunamente, strutturali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa;
- strutturali: possono imporre l'utilizzo, ad esempio, di vetri di sicurezza realizzati anche accoppiando più vetri fra loro;

Struttura del modulo fotovoltaico



- architettonici: possono imporre l'utilizzo di moduli di determinate dimensioni, colorazioni, aspetto e forme. A tal proposito, l'uniformità di colore dei moduli a film sottile rispetto a quelli al silicio cristallino li rendono particolarmente graditi agli architetti;
- elettrici: devono essere in grado di poter sopportare una tensione di lavoro di almeno 1000 V, a cui va aggiunto il doppio della tensione massima di sistema.

Fra i componenti accessori dei moduli si evidenziano:

- cassetta di terminazione; se presente, deve avere un livello di protezione IP65, essere dotata di terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate e avere coperchio con guarnizioni e viti nonché fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe; è importante che il diametro del passacavo sia adeguato a quello del cavo, inoltre, occorre tener presente eventuali vincoli sull'installazione riguardo alla posizione cassetta;
- cornice; tipicamente in alluminio (se presente), oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua; in fase di progetto è utile conoscere dimensioni e forature della cornice; per ragioni estetiche possono essere utilizzati moduli senza cornice da installare come normali vetri;
- diodi di by-pass; qualora il modulo sia provvisto di cassetta di terminazioni, i diodi di by-pass potranno essere alloggiati nella cassetta stessa. In caso contrario dovranno essere cablati all'esterno del modulo e opportunamente protetti.

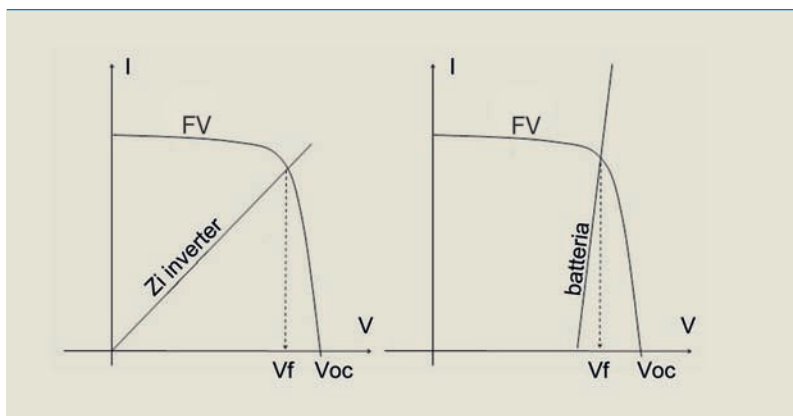
Le stringhe sono costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici, tutti della stessa classe di corrente al fine di minimizzare le perdite per mismatch.

Il numero di moduli da collegare in serie per formare una stringa dipende dalla tensione del modulo (nota una volta individuato il tipo di prodotto) e da quella dell'intera stringa che viene scelta in base alle seguenti considerazioni.

Occorre innanzitutto precisare che la stringa è caratterizzata da:

- tensione massima pari alla somma delle V_{oc} dei moduli collegati, che corrispon-

Tensione di funzionamento in corrente continua



de alla tensione a cui si porta la stringa quando è scollegata dal carico;

- tensione di funzionamento pari alla tensione nel punto di massima potenza (V_m) della caratteristica della stringa (o dalla tensione nel punto di incontro della caratteristiche tensione-tensione-corrente della stringa e della batteria).

Ciò premesso, la scelta della tensione di stringa va effettuata in funzione dei:

- parametri che influenzano la tensione; in particolare, V_{oc} e V_m variano in modo inverso con la temperatura dei moduli PV ($-2,2$ mV/°C/cella) e in modo diretto e logaritmico con l'irraggiamento incidente sui moduli fotovoltaici;

con il diminuire della tensione, a parità di potenza);

- inverter; la tensione va scelta all'interno della finestra di tensione ammessa;
- dispositivi d'interruzione; alte tensioni implicano il ricorso a dispositivi speciali con aggravio dei costi;
- modulo fotovoltaico; questo è caratterizzato da una tensione verso massa massima ammessa (tipicamente 1.000 V); sistemi a tensione più elevata richiedono il punto centrale a terra che garantisca al singolo modulo di trovarsi con tensione verso massa pari alla metà rispetto al sistema floating; lo svantaggio principale del punto centrale a terra consiste nel fatto che il primo guasto a terra dà luogo ad un corto circuito, e conseguente interruzione del servizio.

Scelta la tensione di stringa, e quindi il numero di moduli da collegare in serie, la connessione elettrica deve avvenire tramite cavi terminati con connettori convenzionali all'interno delle cassette di terminazione dei moduli fotovoltaici oppure con connettori rapidi stagni.

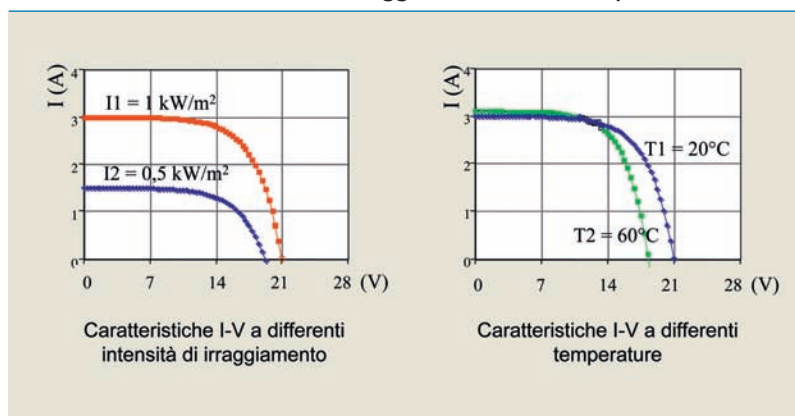
Riguardo alla connessione in parallelo delle stringhe, le caratteristiche elettriche delle varie stringhe devono essere per quanto possibile uniformi. Per non penalizzare la produzione d'energia è opportuno che le stringhe non siano differenti per:

- numero dei moduli in serie,
- tipo di moduli,
- classe di corrente dei moduli,
- esposizione dei moduli (tilt azimut e ombreggiamento).

Stringhe, che non rispondano all'uniformità suddetta, possono essere utilizzate separatamente o collegate a distinti gruppi di conversione.

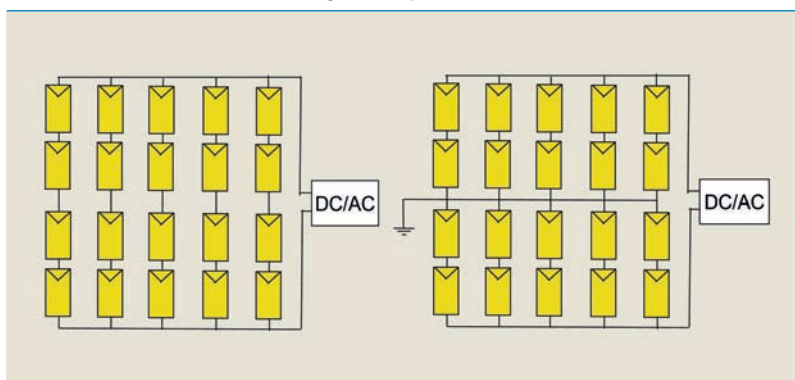
Ciascuna stringa deve essere singolarmente sezionabile, al fine di poter effet-

Tensione al variare dell'irraggiamento e della temperatura



- limiti di sicurezza; al fine di classificare l'impianto come sistema di bassa tensione, le norme CEI fissano il limite a $1.500 V_{cc}$ (e il DPR 547 a $600 V_{cc}$); inoltre occorre tener presente l'impossibilità di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce (in fase di costruzione e manutenzione);
- correnti per le quali dovrà essere dimensionato il generatore (aumentano

Sistema floating e con punto centrale a terra

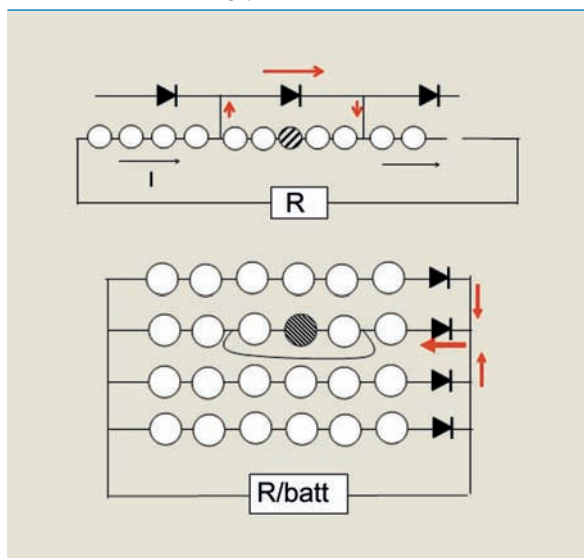


tuare verifiche di funzionamento e manutenzioni senza dover ricorrere al distacco dell'intero impianto.

In relazione all'esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica, ciascuna stringa (o eventualmente la sbarra di parallelo) deve essere dotata di dispositivi di protezione contro le sovratensioni.

Negli impianti costituiti da un numero elevato di stringhe (>3), ciascuna stringa deve essere provvista di diodo di blocco.

Diodi di by-pass e diodi di blocco



Diodi di by-pass e di blocco

I diodi di by-pass evitano l'eventuale dissipazione della potenza di altre celle su quella parzialmente ombreggiata, che verrebbe vista come carico.

La tensione "inversa" della serie delle altre celle può inoltre dar luogo alla rottura del dispositivo (questo accade tipicamente per un numero di celle in serie superiore a 20). L'assenza del diodo di by-pass limiterebbe in ogni caso la corrente di tutta la stringa a quella erogata dalla cella oscurata limitando così la potenza dell'intera stringa.

I diodi di blocco vengono inseriti al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, assorbendo e dissipando con danno la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo.

Analogamente ai diodi di by-pass, l'assenza del diodo di blocco limita la tensione di tutto il generatore fotovoltaico a quella della stringa guasta, limitando così la potenza erogata dall'intero impianto. Per contro i diodi di blocco, attraversati dalla corrente di funzionamento, inducono una caduta di tensione (1 V) apprezzabile in impianti a bassa tensione, diminuiscono l'affidabilità del generatore fotovoltaico e dissipano calore; pertanto il quadro elettrico dei diodi deve essere progettato termicamente.

[7.2]

I quadri elettrici

I quadri in continua devono essere realizzati per assolvere alle seguenti funzioni:

- sezionamento delle stringhe e connessione in parallelo,
- protezione delle stringhe con diodi di blocco,

- protezione delle stringhe da sovratensioni indotte attraverso scaricatori verso terra e fra le polarità,

per piccoli impianti con accumulo i quadri in continua contengono inoltre dispositivi per regolazione della carica della batteria e collegamento con la batteria attraverso interruttore.

In alternata i quadri devono essere realizzati per assolvere alla connessione in parallelo delle uscite degli inverter e, eventualmente, per contenere la protezione di interfaccia con la rete e i contatti dell'energia prodotta.

I quadri sono caratterizzati dal grado di protezione IP (CEI EN 60529) seguito da due cifre. La prima rappresenta la protezione contro la penetrazione di corpi solidi estranei mentre la seconda cifra rappresenta la protezione contro la penetrazione di liquidi.

Per i quadri elettrici è necessario calcolare la temperatura finale interna (T_q) al fine di verificare il non superamento della temperatura massima di funzionamento dei componenti all'interno del quadro stesso. In particolare,

$$T_q = T_{\text{ambiente}} + P_d \cdot R_{\text{th}}$$

dove:

- P_d è la potenza che il quadro deve dissipare verso l'ambiente esterno (data dalla potenza nominale dell'Inverter moltiplicata per $(1 - \text{Eff.inv})$ più altre dissipazioni termiche, dovute a cavi, interruttori, diodi);
- R_{th} è la resistenza termica del quadro, inversamente proporzionale alla sua superficie.

Se malgrado la scelta del quadro, T_q risulta maggiore della temperatura massima di funzionamento dei componenti all'in-

terno, occorre ridurre il salto termico con l'ausilio di ventilatori. In questo caso la temperatura finale interna al quadro è data in prima approssimazione da:

$$T_q = T_{\text{ambiente}} + 3,5 \cdot P_d / Q$$

dove Q è la portata del ventilatore in m^3/h .

[7.3] I cavi

La connessione elettrica tra moduli e stringhe deve avvenire tramite cavi normalmente in classe d'isolamento 2, realizzati con materiali resistenti ai raggi UV, agli agenti atmosferici e all'umidità, non propagatori di incendio nonché con una bassa emissione di gas tossici.

In fase di progetto il dimensionamento deve essere effettuato in modo da limitare le cadute di tensione (indicativamente entro il 2%) e da assicurare una durata di vita soddisfacente ai conduttori e agli isolamenti sottoposti agli effetti termici della corrente. Al proposito la portata va calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore indicato nella CEI 64-8 (per ciascun tipo di isolante) e va verificata secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, a seconda delle condizioni di posa e dalla temperatura ambiente.

Per quanto riguarda invece la messa in opera, essa dovrà avvenire in modo da semplificare le operazioni di cablaggio, evitare eventuali azioni meccaniche sui cavi, proteggere meccanicamente la discesa dei cavi mediante installazione in tubi, con lo stesso livello di protezione dei quadri.

[7.4]

Il sezionamento delle stringhe

Le stringhe devono poter essere interrotte per eseguire lavori su parti attive, di fronte ad un pericolo imminente o per motivi funzionali (il comando funzionale si trova però tipicamente all'interno dell'inverter).

L'organo da usare per il sezionamento deve essere un apparecchio che nella posizione di aperto assicuri una adeguata distanza di sezionamento. Dovrà essere capace di aprire e chiudere il circuito di stringa quando la corrente è trascurabile, nonché portare nella posizione di chiuso la corrente di lavoro (e di corto circuito). Dovrà essere preferibilmente onnipolare e potrà essere costituito (in bassa tensione) da sezionatore, interruttore automatico, fusibili estraibili oppure connettori a innesto rapido.

Infine l'organo di manovra dovrà essere conforme alle norme CEI 9 (dispositivi in

corrente continua). Comunque, in bassa tensione i dispositivi in corrente alternata possono essere usati anche sulla corrente continua purché siano indicati i dati di targa per i due modi di funzionare. Al riguardo i dispositivi in corrente alternata per usi industriali dovranno essere conformi alle norme CEI 17-5 mentre quelli per uso domestico alle norme CEI 23-3.

[7.5]

La gestione del generatore fotovoltaico

I sistemi elettrici possono essere classificati in base alla tensione nominale come sistemi di categoria:

- 0) $V_{nom} < 50 V_{ca}$ o $120 V_{cc}$ (bassissima tensione),
- I) $V_{nom} < 1.000 V_{ca}$ o $1.500 V_{cc}$ (bassa tensione),
- II) $V_{nom} > 1.000 V_{ca}$ o $1.500 V_{cc}$ fino a $30.000 V$ (media tensione),
- III) $V_{nom} > 30.000 V$ (alta tensione).

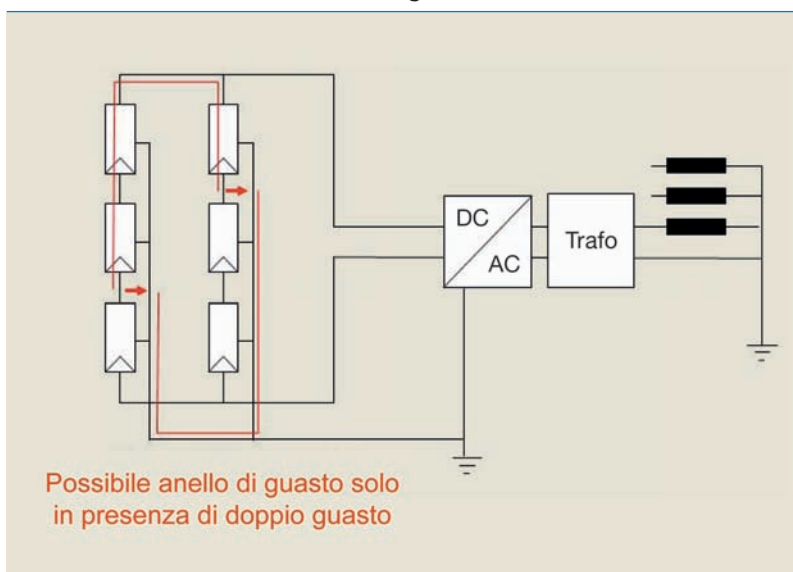
Gli impianti fotovoltaici sono generalmente sistemi di categoria 0 o I e possono essere collegati a sistemi di categoria II o III tramite trasformatore.

Inoltre, i sistemi elettrici possono essere classificati in relazione allo stato del neutro e delle masse come sistemi:

- TT) il neutro è a terra mentre le masse sono collegate a una terra diversa dalla terra del neutro;
- TN) le masse sono collegate al neutro che è a terra;
- IT) il neutro è isolato da terra e le masse sono a terra.

Nel caso di presenza di trasformatore tra sezione in corrente continua e rete, comunque sia classificata la rete (TT o TN), il generatore fotovoltaico viene general-

Generatore fotovoltaico gestito come sistema IT



mente gestito come sistema IT (masse a terra e poli floating).

In questa ipotesi le possibili protezioni da adottare riguardano:

1. messa a terra di masse e controllo continuo dell'isolamento del generatore fotovoltaico. In questo caso è necessario segnalare il verificarsi di un primo guasto a terra senza interrompere il servizio, dando la possibilità di eliminare il guasto;
2. ricorso a componenti di isolamento doppio o rinforzato (di classe II) in modo da rendere improbabile il guasto a terra;
3. scelta della tensione nominale $< 120\text{ V}$ (sistemi a bassissima tensione di sicurezza). In tal caso le masse non vanno collegate a terra e la connessione alla rete deve essere effettuata tramite trasformatore di sicurezza (doppio isolamento o con schermo a terra).

[7.6] L'impianto di terra

Per il progetto, la realizzazione e la verifica dell'impianto di terra si rimanda alle norme CEI applicabili integralmente anche per gli impianti fotovoltaici.

L'impianto di terra dovrà essere costituito da un dispersore (a picchetto o a maglia o misto) e da un conduttore di terra (collega le masse al dispersore).

La resistenza di terra di un dispersore (rapporto fra tensione verso terra rispetto all'infinito e la corrente dispersa) dipende dalla resistività del terreno e dalle dimensioni e forma del dispersore.

I conduttori di terra devono avere sezioni, isolamento e marchiature tipiche dei conduttori usati per l'impianto di terra.

[7.7] Protezione dell'impianto fotovoltaico dalle scariche atmosferiche

Un impianto fotovoltaico è potenzialmente soggetto alle scariche elettriche di origine atmosferica poiché i moduli fotovoltaici vengono solitamente collocati sulla sommità degli edifici. Un fulmine che colpisce direttamente il generatore fotovoltaico, oltre a provocare danni ai moduli e all'elettronica di conversione, potrebbe utilizzare le condutture elettriche preposte al trasporto dell'energia elettrica di origine fotovoltaica per raggiungere l'impianto elettrico utilizzatore con il rischio, in assenza di misure di protezione specifiche, di innescare incendi nella struttura edilizia ospitante.

La normativa di riferimento per la protezione delle strutture dalle fulminazione è quella emessa dal CT 81 del CEI, in particolare le norme da applicare sono quelle della serie EN 62305, ovvero le CEI 81-10/1, CEI 81-10/2, CEI 81-10/3 e CEI 81-10/4.

Queste norme sono il risultato di un processo di armonizzazione europeo, hanno validità internazionale e riportano le modalità di progettazione, esecuzione, verifica e manutenzione degli impianti di protezione (*Lightning Protection System, LPS*), nonché un procedimento di calcolo dettagliato per la valutazione del rischio dovuto alle fulminazioni dirette ed indirette.

È bene premettere che l'applicazione delle norme della famiglia CEI 81-10 non può assicurare una protezione assoluta alle strutture e alle persone, tuttavia consente di ridurre in modo significativo il rischio di danno provocato dal fulmine a livelli ritenuti accettabili.

[7.7.1]

Misure di protezione contro i fulmini per le strutture senza LPS

È necessario verificare che la struttura risulti autoprotetta, e quindi non necessiti di un LPS, tenendo presente che i moduli fotovoltaici, se posti sulla sommità di edifici, potrebbero far aumentare il rischio dovuto al fulmine qualora sporgessero verso l'alto rispetto alla struttura stessa.

In questo caso, il valore di altezza H da considerare nelle formule riportate nelle norme CEI 81-10 aumenta, conseguentemente occorre verificare che la presenza dell'impianto fotovoltaico non faccia aumentare il rischio dovuto ai fulmini oltre il livello accettabile.

Se nonostante tutto la struttura risultasse ancora autoprotetta, anche se le norme CEI 81-10 non impongono alcuna prescrizione, è buona pratica progettuale impiegare SPD (*Surge Protection Device*) di caratteristiche idonee collocandoli nei punti corretti.

Se invece la struttura richiede l'installazione di un LPS, e questa ne risultasse spro-

vista, sarà necessario realizzare l'LPS prima di procedere con l'installazione dell'impianto fotovoltaico; questo ultimo, in ogni sua parte (moduli, cavi, quadri...), dovrà necessariamente essere contenuto dentro il volume protetto e sufficientemente distanziato dai captatori e dalle calate per evitare la formazione di scariche laterali.

Le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici e le relative strutture di sostegno, andranno collegate all'LPS, nei modi previsti dalla normativa, solo se non è possibile rispettare la distanza minima dai captatori e dalle calate.

Sarà infine necessario impiegare SPD di caratteristiche idonee collocandoli nei punti corretti.

[7.7.2]

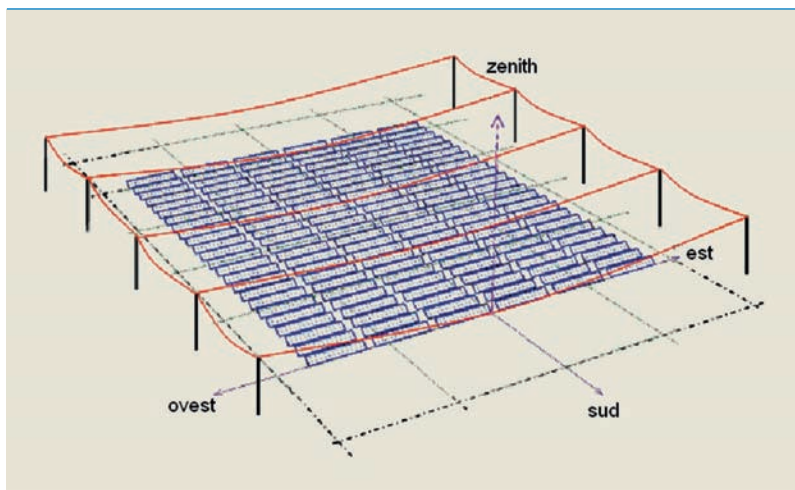
Misure di protezione contro i fulmini per le strutture dotate di LPS

In presenza di un LPS si deve verificare che l'impianto fotovoltaico, in ogni sua parte, sia contenuto nel volume protetto dall'LPS preesistente; in alcuni casi sarà necessario modificare l'LPS installando captatori aggiuntivi per adeguarlo alla nuova situazione.

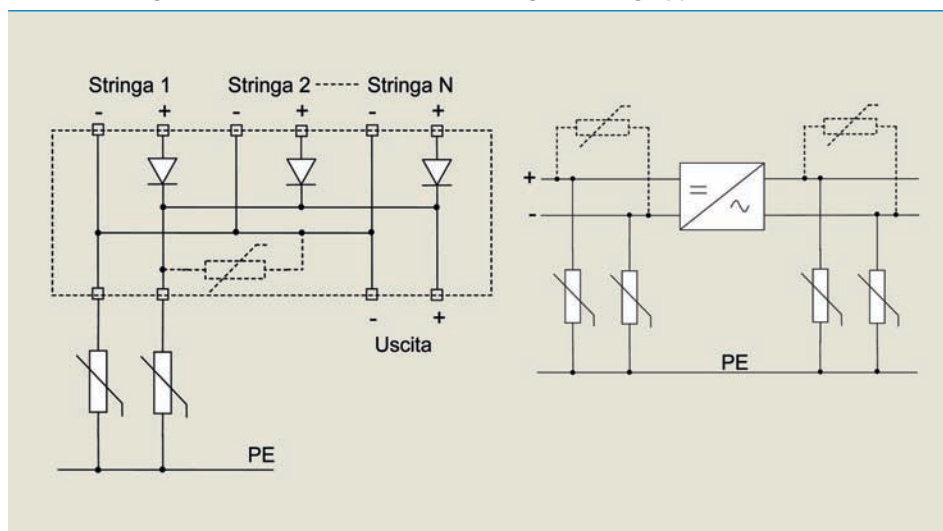
L'impianto, in ogni sua parte (moduli, cavi, quadri...), dovrà essere sufficientemente distanziato dai captatori e dalle calate per evitare la formazione di scariche laterali. Le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici e le relative strutture di sostegno, andranno collegate all'LPS, nei modi previsti dalla normativa, solo se non è possibile rispettare la distanza minima dai captatori e dalle calate.

In un impianto fotovoltaico vengono usati SPD in corrente continua di classe II posti nelle immediate vicinanze del generatore fotovoltaico. Solitamente vengono posizionati a ridosso delle stringhe dentro i quadri di subcampo.

Esempio di posizionamento di captatori a fune in un impianto fotovoltaico di grande estensione (300 kW) con configurazione a file parallele



Collegamento di SPD a ridosso delle stringhe e del gruppo di conversione



È buona norma proteggere anche il gruppo di conversione dalle sovratensioni mediante l'utilizzo di SPD di classe II o III sul lato continua e, in casi estremi, anche sul lato alternata. La figura precedente mostra le possibilità di collegamento degli SPD in un impianto fotovoltaico.

[7.7.3]

Misure di protezione contro la fulminazione indiretta

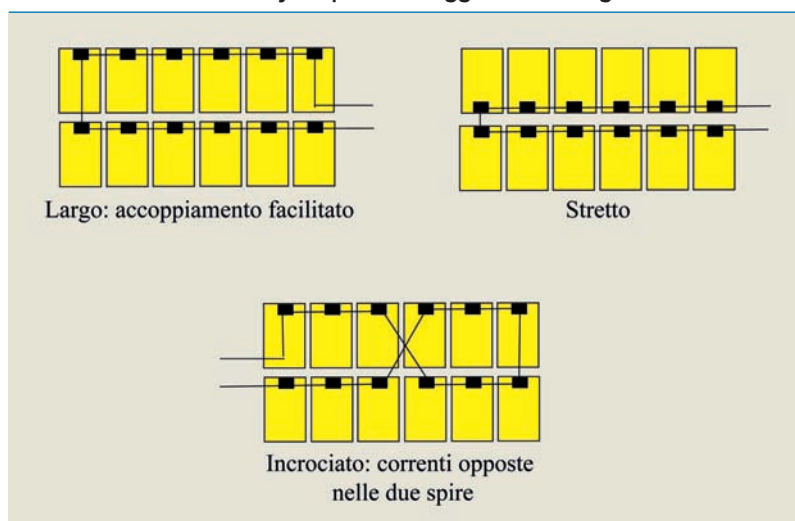
Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, essa crea sovratensioni nei circuiti d'impianto (per accoppiamento induttivo).

Poiché i circuiti di stringa hanno tipicamente la forma di anello chiuso risultano causa di accoppiamenti induttivi con i campi elettromagnetici generati dai fulmini.

Pertanto, si raccomanda, quando possibile, di realizzare per ciascuna stringa due anelli nei quali la corrente circola con senso opposto oppure realizzare anelli chiusi di minima superficie.

Inoltre, per limitare le sovratensioni, si raccomanda di inserire fra i poli di ingresso dell'inverter e fra questi e la terra i soppressori di sovratensione che dovranno essere del tipo a variatore, dotati di fusibile incorporato e indicazione visiva dello stato nonché montati in un contenitore facilmente ispezionabile.

Possibili layout per il cablaggio delle stringhe



[7.8] Strutture di sostegno

Si tratta di sistemi costituiti dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere i moduli fotovoltaici, ancorarli al suolo o a una struttura edile preesistente e ottimizzarne l'esposizione. Si distinguono in struttura a cavalletto, a palo e per l'integrazione o il retrofit. In ogni caso devono essere progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle normative vigenti:

- Legge 1086/71 (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica);
- Legge 64/74 (provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche);
- DM 14/9/06 "Norme tecniche per le costruzioni".

In particolare le strutture di sostegno devono essere calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni di carico permanente costituite da:

- peso delle strutture, che dipende dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
- peso delle zavorre, che dipende dalle dimensioni e dal materiale costituente;
- peso dei moduli, che viene generalmente fornito dal costruttore;

e alle sollecitazioni dovute a sovraccarichi, quali:

- carico da neve, uniformemente distribuito, che agisce in direzione verticale e dipende da:
 - valore di riferimento del carico di neve al suolo (zona, altitudine);
 - coefficiente di forma (tipo di struttura: a una o più falde, cilindrica, con discontinuità di quota, con elementi piani verticali);

- spinta del vento, di regola orizzontale, che esercita sulle strutture pressioni agenti normalmente alle superfici della struttura e dipendenti da:
 - pressione cinetica di riferimento (zona, altitudine);
 - coefficiente di esposizione (altezza della struttura dal suolo, rugosità e topografia del terreno, esposizione del sito);
 - coefficiente di forma (tipo di struttura: piana, a falde inclinate o curve, a copertura multipla, tettoia, pensilina isolata);
 - coefficiente dinamico (forma e dimensioni struttura);
- effetti sismici sulla struttura, consistenti in forze orizzontali e verticali (correlate al coefficiente di sismicità) distribuite sulla struttura proporzionalmente alle singole masse.

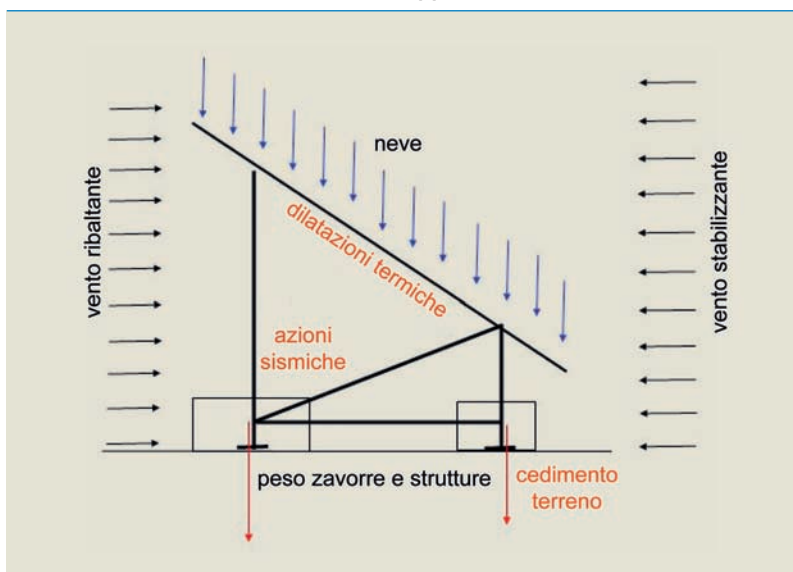
Le verifiche devono essere effettuate da un tecnico abilitato, combinando le condizioni di carico nel modo più sfavorevole. In particolare per le strutture a cavalletto, occorrerà effettuare la verifica al ribaltamento e la verifica degli elementi della struttura, superficie di appoggio e ancoraggi.

Riguardo alle strutture per l'integrazione o il retrofit, non soggette all'azione del vento ribaltante, sarà sufficiente effettuare verifica degli elementi della struttura, delle superfici di appoggio e degli ancoraggi. Si evidenzia che nel caso di montaggio su struttura edile preesistente, è necessario avere il parere favorevole del progettista di tale struttura o comunque di un tecnico abilitato.

A titolo di esempio vengono riportati i pro e i contro di due tipiche strutture: a cavalletto e a palo.

Le prime necessitano di fondazioni modeste e consentono trasporto agevole, costo

Sollecitazioni sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici



contenuto e facilità nella manutenzione, richiedono però maggiori superfici con un risultato estetico piuttosto modesto.

Le strutture a palo sono armoniose e consentono di uscire da zone di ombra. Richiedo però fondazioni impegnative e costi maggiori.

[7.9]

L'accumulo elettrico

Con l'accumulo elettrico si immagazzina l'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico di giorno per renderla disponibile di notte o in condizioni meteorologiche sfavorevoli. Le batterie più usate per l'accumulo elettrico sono quelle al piombo-acido, per la maturità tecnologica raggiunta e il basso costo, ma possono essere usate anche quelle del tipo al Li, NiCd, NiZn.

Fra le caratteristiche principali si evidenzia:

- la capacità, pari alla massima carica accumulabile (C_{max});
- lo stato di carica, cioè il livello di energia esistente nella batteria;
- l'efficienza, che tiene conto delle perdite durante i processi di carica e scarica (85%).

La capacità dipende dal regime di carica (che tipicamente avviene in 10 h) e aumenta con cariche più lente, dalla densità dell'elettrolita, dalla temperatura (la capacità aumenta dello 0,7%/°C) nonché dall'età della batteria (aumenta dopo i primi cicli e decresce dopo qualche anno).

Lo stato di carica è invece correlato alla densità dell'elettrolita (la densità è influenzata dalla temperatura), dalla tensione a vuoto (facilmente misurabile ma valida solo se misurata 2 ore dopo l'annullamento della corrente), dalla tensione sotto carico (facile da misurare ma occorre conoscere il regime di scarica e le condizioni termiche) e dalla corrente integrata nel tempo (in questo modo non si tiene però conto della temperatura e dell'invecchiamento della batteria).

Al fine di evitare danni dovuti a sovraccariche o scariche profonde viene installato un adeguato sistema di gestione della batteria che può essere del tipo:

- ON-OFF, cioè basato sulla connessione/sconnessione del generatore fotovoltaico quando la tensione della batteria raggiunge soglie prefissate;
- a gradini, che attua la connessione/sconnessione parziale a seconda di soglie di tensione;
- MPPT, che consente la regolazione attraverso l'uso del dispositivo di MPPT;
- ad autoregolazione, che sfrutta la capacità autoregolante dell'accoppiamento batteria-fotovoltaico (al crescere della tensione di batteria il punto di lavoro si

sposta verso V_{oc} a cui corrispondono correnti più basse);

- elettronico, che consente di gestire la carica tramite microprocessore; opera in 2 fasi: Bulk (simile alla carica tradizionale) e Float (mantiene il valore di tensione raggiunto).

Il locale destinato ad ospitare le batterie dovrà essere esente da umidità, polvere e fumi nocivi con temperatura ambiente contenuta e areato (il processo di carica e scarica sviluppa miscela di O_2 e H_2). Le pareti e soffitto dovranno essere rivestiti in materiale anti-acido e dovrà essere dotato di un agevole accesso agli elementi. Dovranno essere presenti cartelli monitori e non dovranno esserci circuiti elettrici diversi da quello delle batterie.

[7.10] L'inverter

Deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. Generalmente, per impianti collegati alla

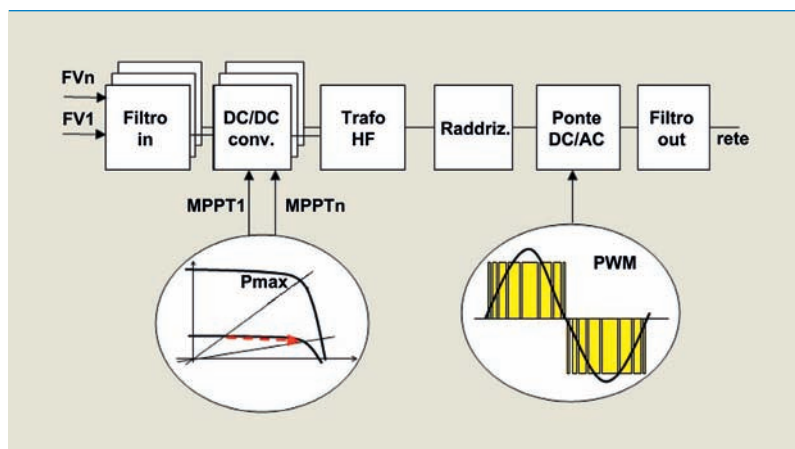
rete vengono usati inverter del tipo a commutazione forzata con tecnica PWM (modulazione a larghezza di impulso) senza riferimenti interni ovvero assimilabili a sistemi non idonei a sostenere la tensione in assenza di rete. Tali inverter sono provvisti di controllo MPPT (inseguimento del punto di massima potenza), di sistema di gestione automatica e di protezioni contro i guasti interni, sovratensioni e sovraccarichi. Inoltre, l'inverter deve rispondere alle norme generali su EMC (compatibilità elettromagnetica) e limitazione delle emissioni RF (radio frequenza). I parametri di ingresso dell'inverter devono essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico in termini di finestra di tensione operativa, ripple lato DC e poli isolati da terra. Le caratteristiche di uscita dell'inverter riguardano essenzialmente il valore della tensione e della frequenza di uscita, la distorsione armonica, il controllo del fattore di potenza e la presenza o meno delle protezioni di massima e minima tensione e frequenza.

Tra i dati di targa dell'inverter devono figurare l'efficienza e la potenza nominale, la potenza massima erogabile continuamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata.

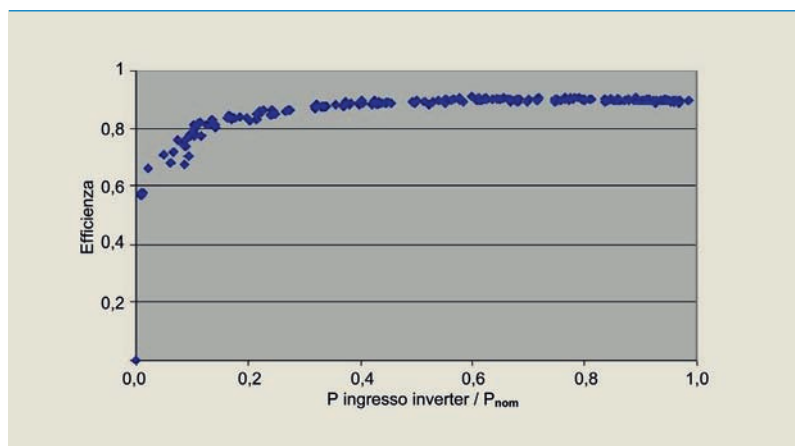
Qualora sia adottata la connessione trifase (per potenze superiori a 6 kW) può essere utilizzato un inverter con uscita trifase oppure più inverter monofasi in configurazione trifase, tipicamente connessi tra una fase di rete ed il neutro. In questo caso lo squilibrio massimo consentito è di 5 kW.

Deve essere previsto un organo di interfaccia, unico per l'intero impianto, asservito ad una unica protezione di interfaccia omologata. Però per potenze fino a 20 kW la funzione di interfaccia può essere

Inverter a commutazione forzata



Curva di efficienza dell'inverter



svolta da dispositivi di interfaccia distinti fino ad un massimo di tre (anche integrati negli inverter, purché certificati). La taglia dell'inverter va scelta in base alla potenza nominale del campo fotovoltaico (tipicamente $P_{nom\ inv} = 0,8 \cdot P_{nom\ pv}$).

Nel caso di gestione come sistema IT, è necessario l'isolamento galvanico tra campo fotovoltaico e rete (mediante trafo esterno o interno, anche in alta frequenza però fino a 20 kW). Se la potenza complessiva non supera i 20 kW, la separazio-

ne galvanica può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di corrente continua superiori allo 0,5% della corrente massima del convertitore.

L'inverter può anche essere provvisto di relè per tenere sotto controllo l'isolamento del campo fotovoltaico rispetto a terra (CEI 64-8). A seconda del grado di protezione e delle indicazioni del costruttore l'inverter può essere solo per interno o anche per esterno. L'inverter è inoltre caratterizzato da un campo di temperature ambiente. Allontanandosi dal campo di temperatura l'inverter può limitare la potenza erogata o addirittura portarsi in blocco.

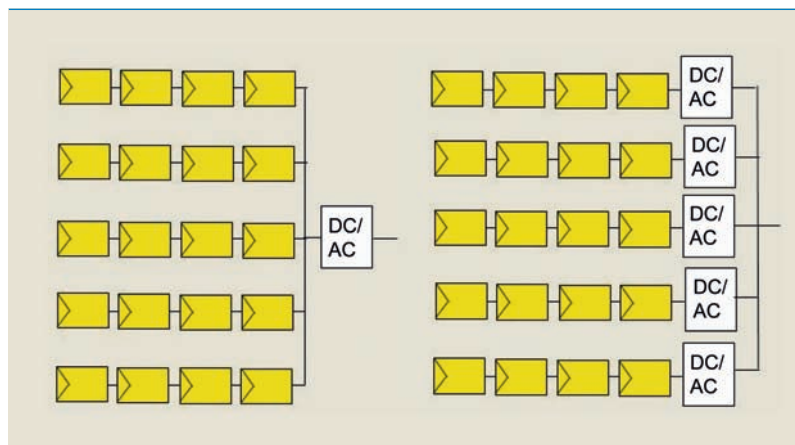
Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE (interferenze nei valori prescritti) poiché usano dispositivi a semiconduttore che, commutando, generano interferenze. Per ridurre al minimo le interferenze è bene effettuare la messa a terra dell'inverter e collegarlo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente.

Nell'effettuare la scelta fra la conversione centralizzata e quella di stringa occorre tener presente i vantaggi e gli svantaggi delle due soluzioni. Nel caso della conversione centralizzata l'affidabilità e l'efficienza sono maggiori e la manutenzione è più agevole.

Per contro è necessario utilizzare quadri di stringa e sottocampo e un alloggiamento per l'inverter, inoltre il guasto comporta il fuori servizio di tutto l'impianto.

Nella conversione di stringa il guasto implica il fermo di una sola parte dell'impianto, sono possibili sostituzioni con componente di scorta, le stringhe possono essere differenti fra loro, i cablaggi sono semplificati e la progettazione è più agevole (modularità); questo tipo di soluzione implica però l'utilizzo di quadri di parallelo in alternata e richiede una manutenzione poco agevole.

Inverter centralizzato e di stringa



[7.11] L'interfacciamento alla rete

La CEI 11-20 costituisce il principale riferimento normativo. Con la prescrizione DK 5940 - 02/2006, ENEL considera la possibilità di far allacciare alla propria rete di distribuzione in BT gli impianti di produzione fino ad una potenza nominale complessiva non superiore a 75 kW: "La scelta del livello di tensione cui allacciare un produttore dipende dalla potenza dell'impianto di produzione e da quella dei carichi passivi e di altri impianti di produzione presenti sulla stessa rete. Generalmente gli impianti di produzione di potenza nominale complessiva ≤ 50 kW vengono allacciati alla rete di BT ed allacciati alla rete di MT se di potenza nominale complessiva superiore a 75 kW". Per potenze minori di 6 kW è ammesso l'allacciamento in monofase. Inoltre, se l'impianto è collegato in MT con un trasformatore e la potenza dell'impianto è minore del 2% della potenza del trasformatore, possono

essere applicate le prescrizioni per il collegamento in BT. Gli impianti devono comprendere sempre il sistema di interfacciamento alla rete, costituito da una protezione interposta tra l'inverter e la rete al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico e evitare pericoli per le persone e danni alle apparecchiature. Gli impianti fotovoltaici non devono concorrere al mantenimento della tensione e frequenza di rete (effetto isola) e devono poter essere staccati in qualsiasi momento senza pregiudizio per la continuità del servizio elettrico.

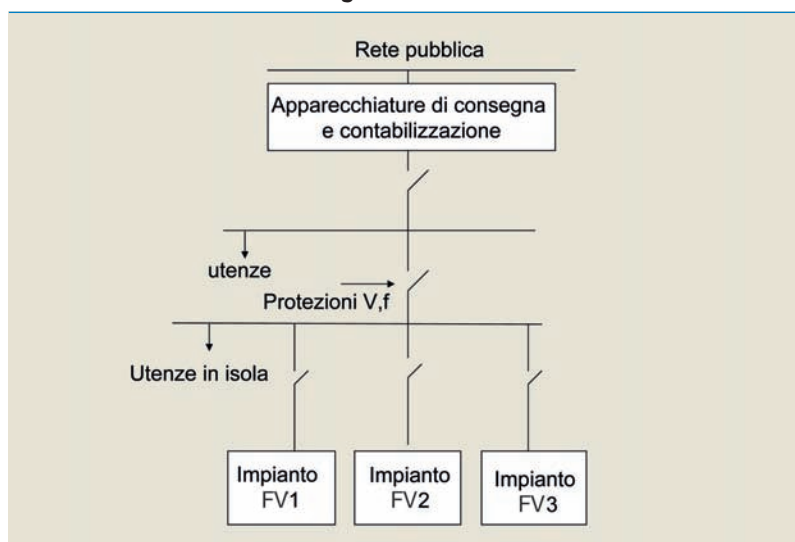
In particolare, per eliminare il sostentamento della rete da parte dell'inverter, in assenza di alimentazione della principale si utilizzano protezioni basate sul monitoraggio della rete che intervengono per valori fuori soglia di tensione e frequenza di rete.

Nel caso però di valori di potenza attiva/reattiva erogata dall'inverter prossimi a quelli assorbiti dal carico, si può verificare che la tensione e la frequenza restino all'interno della zona di intervento delle protezioni, con conseguente mancato spegnimento dell'inverter. Per evitare tale condizione vengono adottate protezioni aggiuntive che intervengono in caso di brusca variazione dell'impedenza di rete.

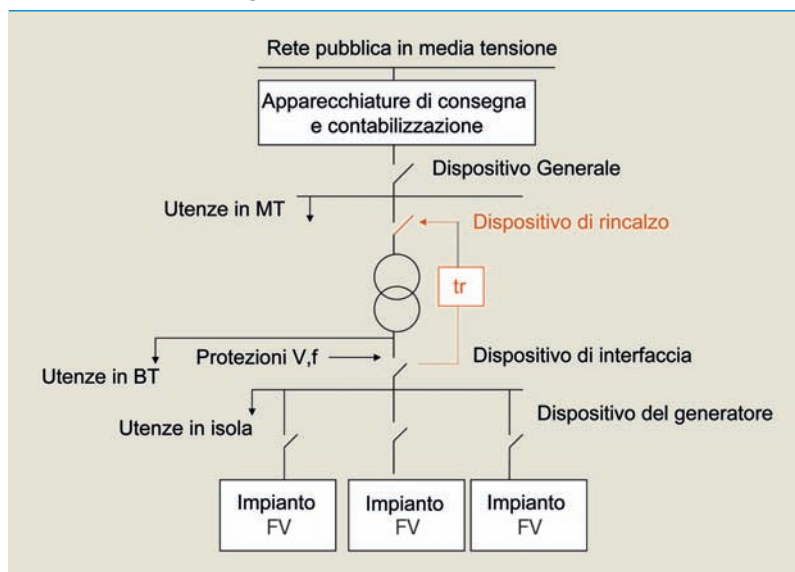
La norma CEI 11-20 prescrive inoltre la separazione metallica tra la parte in corrente continua e quella in corrente alternata. Per potenze di impianto inferiori a 20 kW, tale separazione può però essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua superiore allo 0,5% del valore efficace della corrente massima dell'inverter.

Qualora l'impianto fotovoltaico è tale che possa essere trasferita nella rete del distributore una potenza maggiore di quella contrattuale della fornitura, i termini del contratto stesso dovranno essere aggiornati.

Collegamento alla rete



Collegamento alla rete in media tensione



Nella configurazione di un sistema fotovoltaico funzionante in parallelo alla rete, si distinguono 3 dispositivi:

- generale: interviene per guasto del sistema fotovoltaico o dell'impianto di utente;
- di interfaccia: interviene per mancanza rete o guasti sulla rete (valori fuori soglia di V e f);
- del generatore: interviene per guasto o malfunzionamento dell'impianto fotovoltaico (può coincidere con il dispositivo di interfaccia nel caso di impianto fotovoltaico unico).

Si evidenzia infine che nel caso di collegamento dell'impianto alla media tensione è necessario prevedere un dispositivo di rinalzo all'eventuale mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

[7.11.1]

Criteria di collegamento alla rete elettrica (Norma CEI 11-20)

La norma CEI 11-20 (quarta edizione - 2000) è una norma nazionale applicabile

a tutti gli impianti di produzione collegati a reti di bassa e media tensione, quindi non esclusivamente agli impianti fotovoltaici. Essa costituisce il riferimento per la definizione dei criteri e delle configurazioni base degli schemi di collegamento per la connessione di un impianto di produzione alla rete elettrica di distribuzione in corrente alternata in ottemperanza ai requisiti funzionali e protettivi richiesti nonché delle prescrizioni riguardanti il coordinamento delle protezioni.

Dall'analisi della norma e degli schemi elettrici di riferimento per il collegamento alla rete, in essa riportati, è possibile mettere in evidenza alcuni aspetti significativi per gli impianti di produzione di energia di origine fotovoltaica:

- il campo d'applicazione riguarda soltanto gli impianti di produzione di potenza superiore ad 1kW con il limite massimo di 5kW nel caso di allacciamento monofase;
- i convertitori statici degli impianti di produzione trifase collegati a reti in bassa tensione devono essere necessariamente provvisti di separazione metallica (presenza del trasformatore) tra la sezione in corrente continua e la rete in corrente alternata; questa condizione può essere omessa negli impianti monofase su rete in bassa tensione, soltanto se si installa, lato rete, una protezione elettromeccanica sensibile alla corrente continua;
- le funzioni dei dispositivi del generatore, d'interfaccia e generale possono essere svolte da un solo interruttore nel caso di un unico generatore per il quale non sia previsto il funzionamento in isola;
- deve essere verificata la selettività del sistema di protezione anche con l'inserimento degli impianti di produzione;
- deve essere verificato che i profili di tensione e le correnti circolanti nelle

linee soddisfino i criteri di utilizzazione delle linee stesse e dei trasformatori e deve essere, inoltre, verificata la qualità della forma d'onda immessa in rete con particolare riferimento alle variazioni di tensione, alle armoniche e flicker.

Per quanto riguarda il coordinamento delle protezioni, ai fini della protezione generale della rete del produttore si applica una protezione contro le sovracorrenti, agente sul dispositivo generale.

Quest'ultimo è costituito da un interruttore di manovra-sezionatore dotato di fusibili, oppure da un interruttore con protezione magnetotermica; in ogni caso le protezioni devono essere coordinate con la protezione posta sulla linea della rete pubblica.

Ai fini della protezione per la rete pubblica viene prescritta l'installazione dei relè

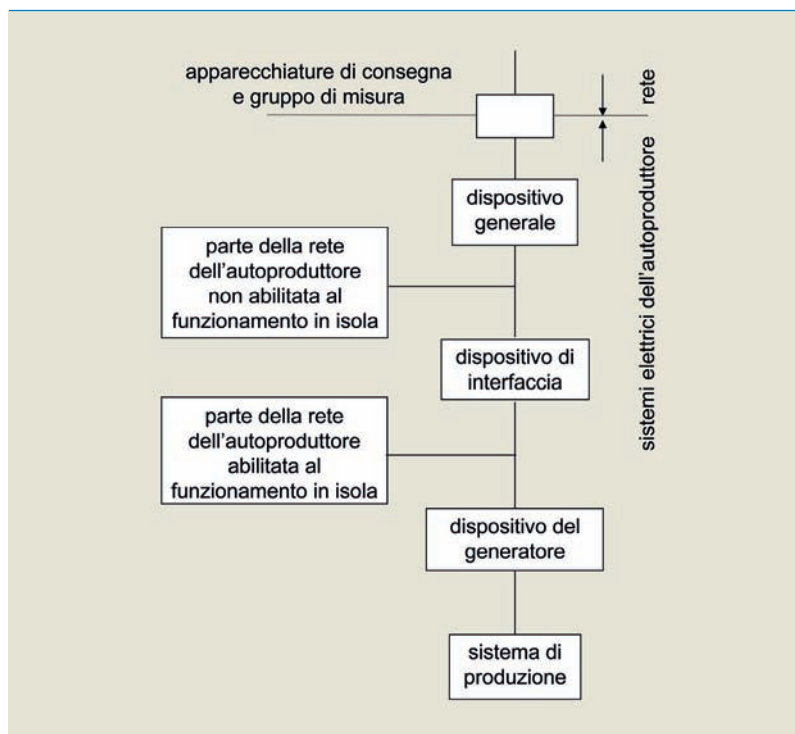
di tensione e di frequenza agenti sulla bobina di minima tensione dell'interruttore d'interfaccia. Quest'ultimo è costituito da un interruttore con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure da un contattore o da un commutatore combinato con fusibili o con interruttore automatico a cui siano asservite le protezioni suddette.

Lo scopo di queste protezioni è quello di determinare il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della stessa, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione) e l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete.

Nello schema di riferimento, riportato dalla norma CEI 11-20, viene introdotta, oltre alla protezione di tensione "V" e frequenza "f", anche una protezione contro la perdita della rete - non obbligatoria, ma soggetta ad una valutazione tecnica congiunta "distributore-produttore" - costituita da un dispositivo aggiuntivo destinato alla protezione da un eventuale funzionamento in isola (non voluto) di una parte della rete di distribuzione pubblica. La variante V1 alla norma CEI 11-20, applicabile dall'ottobre 2004, ha recepito alcune delle richieste avanzate dagli operatori industriali del settore (imprese produttrici ed installatrici). In particolare sono state apportate le seguenti principali modifiche:

- il limite superiore del singolo impianto, per allacciamenti monofase, passa da 5 kW a 6 kW, mentre quello inferiore si riduce da 1 kW a 0,75 kW;
- la funzione di dispositivo di interfaccia deve essere svolta da un unico dispositivo, ovvero, qualora nell'impianto

Schema di riferimento per collegamento di impianto di produzione FV alla rete di distribuzione elettrica (Norma CEI 11-20)



siano presenti più dispositivi di interfaccia, quello attivo deve essere unico. In deroga alla condizione suddetta, per impianti di produzione collegati a reti pubbliche di I categoria e di potenza complessiva fino a 20 kW se statici e 50 kW se rotanti, tale funzione può essere svolta da più dispositivi distinti (massimo tre);

- nel caso in cui ad un punto di consegna MT è connessa una sbarra BT tramite trasformazione dedicata e la potenza complessiva di produzione afferente alla stessa sbarra BT è inferiore al 2% della potenza nominale del trasformatore (o degli eventuali trasformatori in parallelo), è consentito applicare all'impianto di produzione afferente alla sbarra BT le prescrizioni degli impianti di produzione collegati a reti pubbliche di I categoria;
- gli impianti di produzione statici destinati al funzionamento in parallelo alla

rete pubblica di I categoria devono essere provvisti di separazione metallica tra la rete pubblica in AC e la parte in DC (anche se la parte in DC è interna al convertitore). Nel caso di potenze non superiori a 20kW, tale separazione può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiore allo 0,3% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva dei convertitori.

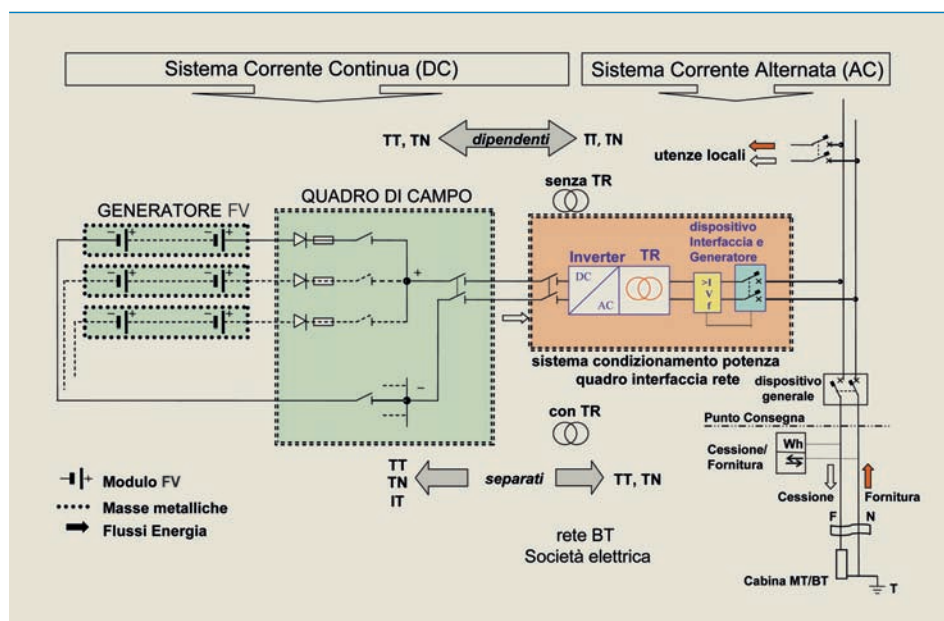
[7.11.2]

Criteri di esercizio e di sicurezza

Nel caso in cui l'impianto di produzione sia privo di una separazione metallica tra la sezione in corrente continua e quella in corrente alternata (assenza del trasformatore), la sezione in continua è vincolata elettricamente alla rete di distribuzione.

A tal proposito si ricorda che, in Italia, la rete di distribuzione pubblica in bassa ten-

Esercizio del sistema



sione è esercita con sistema TT; mentre una rete di distribuzione locale di un'utenza con cabina propria MT/BT è invece generalmente esercita con sistema TN-S.

Per quanto detto la sezione in continua dell'impianto fotovoltaico può considerarsi come un'estensione della sezione primaria in alternata, di conseguenza ad essa si applicano le modalità di esercizio, protezione e sicurezza normalmente adottate per il sistema in alternata. Invece, la presenza di separazione metallica consente di rendere indipendente la sezione in continua dell'impianto fotovoltaico da quella in alternata e di esercire la prima, in ottemperanza alle prescrizioni della norma CEI 64-8, come un sistema di distribuzione del tipo TT, TN o IT. Per i sistemi in corrente continua, come nel caso dei generatori fotovoltaici, il sistema del tipo TN/TT si configura quando il punto neutro (inteso come punto di

riferimento della parte attiva) è collegato a terra e le masse sono collegate:

- al neutro, nel caso del sistema TN;
- ad una terra locale ed indipendente nel caso del sistema TT.

Nel caso di separazione metallica, le modalità di esercizio della sezione continua del generatore fotovoltaico possono essere ricondotte comunque ad una delle due seguenti soluzioni:

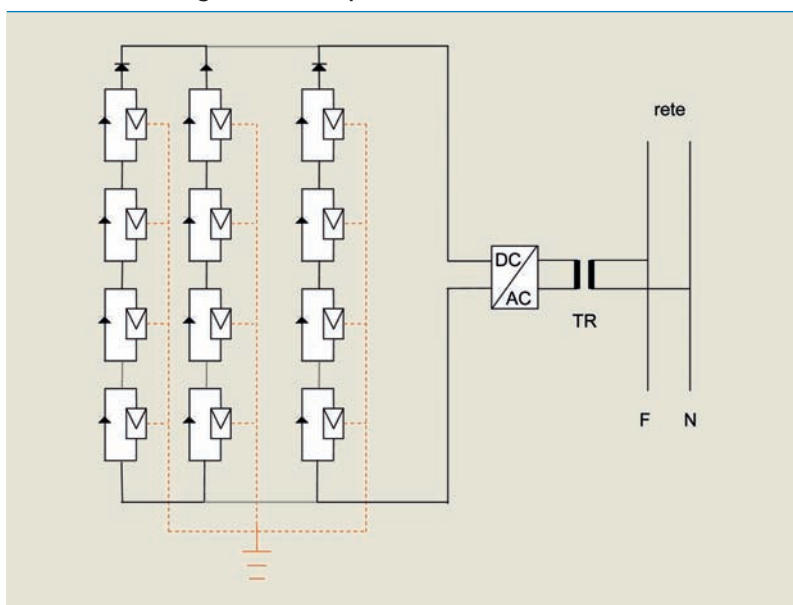
- poli isolati da terra (floating);
- polo collegato a terra.

L'esercizio con poli isolati da terra della sezione in continua dell'impianto fotovoltaico configura un sistema elettrico di tipo IT e presenta il vantaggio di garantire una più elevata continuità del servizio (primo guasto a terra non pericoloso); tuttavia si verifica una maggiore complessità e difficoltà nel rilevamento delle condizioni anomale di funzionamento delle singole stringhe fotovoltaiche e nell'individuazione del punto del primo guasto a terra.

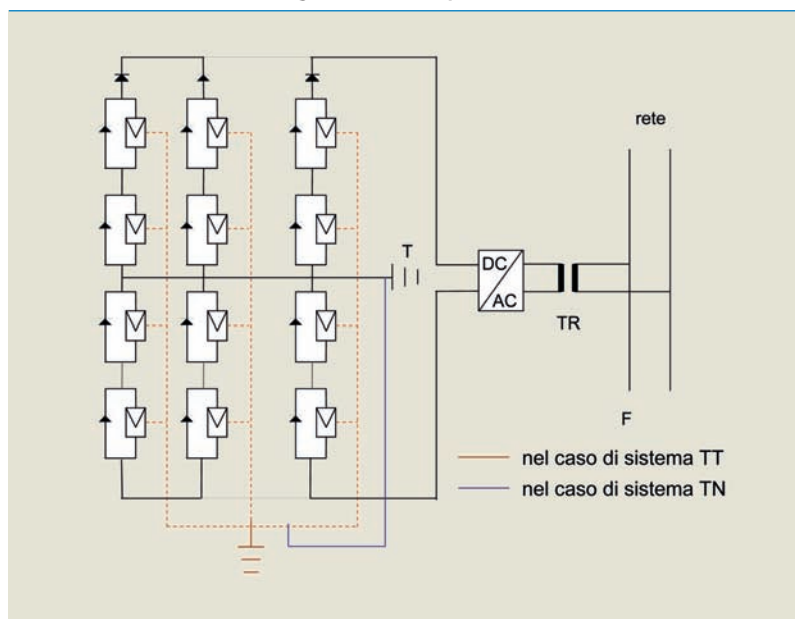
L'esercizio con un polo a terra (in genere il punto mediano di ogni stringa) della sezione in continua dell'impianto, consente, invece, di configurare un sistema del tipo TT o TN (vedi figura seguente) e presenta il beneficio di ridurre l'entità delle sollecitazioni dielettriche che agiscono sui componenti e di limitare le tensioni indotte a seguito di fulminazione (capacità verso terra cortocircuitate), entrambi aspetti di rilevante importanza per impianti di grande taglia con tensioni operative elevate. Di contro, si ha l'inconveniente che ogni contatto a terra costituisce una condizione di guasto per cortocircuito ed inoltre si verifica un incremento degli oneri d'installazione a seguito della maggiore quantità di cavi necessari per i collegamenti di terra.

Sia dal punto di vista operativo, sia di gestione, nessuna delle due soluzioni

Configurazione con poli isolati da terra (sistema IT)



Configurazione con polo a terra



sopra esposte presenta benefici tali da risultare significativamente vantaggiosa rispetto all'altra; pertanto, la scelta del tipo di esercizio da adottare per il generatore fotovoltaico scaturisce da un ragionevole compromesso tra le diverse esigenze tecniche ed economiche.

La soluzione con collegamento a terra è ampiamente utilizzata negli Stati Uniti ed in misura minore in Germania ed altri paesi europei; invece, in Italia gli operatori sono orientati verso l'adozione della configurazione floating per la quale saranno approfonditi nel seguito gli aspetti di protezione e sicurezza

[7.11.3]

Aspetti di sicurezza

Il riferimento normativo per l'esercizio della rete di un impianto di produzione e le modalità di collegamento a terra del conduttore di neutro del sistema elettrico, scelta rilevante anche ai fini degli aspetti

funzionali e di sicurezza, è anche in questo caso rappresentato dalla norma CEI 11-20. A tal riguardo essa stabilisce che lo stato del neutro e le misure di protezione contro i contatti indiretti della parte di impianto della rete del sistema di produzione, devono essere conformi alle prescrizioni indicate dalle norme CEI 11-1 e CEI 64-8, secondo il rispettivo campo di applicazione.

In funzione del tipo di sistema elettrico (TT, TN o IT), selezionato per l'esercizio della rete dell'impianto di produzione, la norma CEI 64-8 stabilisce i criteri di sicurezza da adottare, ovvero l'insieme degli accorgimenti tesi a garantire la sicurezza delle persone e delle apparecchiature e fornisce, inoltre, le prescrizioni riguardanti la protezione contro gli effetti termici, le sovracorrenti ed il sezionamento e comando (es. criteri di selezione delle portate dei cavi, scelta delle correnti nominali degli interruttori di protezione, ecc.).

Nel caso in cui la sezione in continua dell'impianto fotovoltaico risulti elettricamente vincolata alla rete pubblica di distribuzione (assenza del trasformatore) essa, come detto in precedenza, è trattabile come un'estensione della sezione alternata, e, come quest'ultima, è esercita con sistema TT oppure TN in conformità alla norma CEI 64-8. Pertanto, l'approccio da seguire per la protezione contro i contatti indiretti è quello di adottare la misura di protezione per interruzione automatica dell'alimentazione di rete, così come normalmente viene effettuato nel sistema di distribuzione in bassa tensione alternata. Nel caso in cui sia presente il trasformatore la sezione in continua dell'impianto fotovoltaico risulta elettricamente indipendente dalla rete elettrica. In conformità alla norma CEI 64-8 essa può essere esercita in maniera indipendente. In que-

sto caso la protezione contro i contatti indiretti, in accordo alla norma CEI 64-8, può essere realizzata:

- mediante protezione attiva per interruzione automatica dell'alimentazione;
- mediante protezione passiva con componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente (isolamento doppio o rinforzato);
- mediante protezione passiva per bassissima tensione di sicurezza BTS.

[7.11.4]

La contabilizzazione dell'energia

Riguardo al regime tariffario, le condizioni impiantistiche possono essere tali che non si abbia immissione di energia in rete. In questo caso si pratica un risparmio sui consumi valutabile in circa 15 c€/kWh e non è necessario installare alcun contatore.

Un'altra tipica situazione può riguardare la cessione di tutta l'energia prodotta. In questo secondo caso la delibera AEEG 34/2005 prevede un corrispettivo che va dai 9,5 ai 7 c€/kWh, a seconda della

quantità di energia immessa in rete. In questo caso è necessario installare un contatore per la misura dell'energia prodotta dall'impianto che coincide con quella immessa in rete.

Una ulteriore possibilità riguarda la cessione parziale alla rete dell'energia prodotta. In tale ipotesi sarà necessario un contatore che misura l'energia immessa in rete e uno che misura quella prelevata dalla rete. La tariffa per l'energia prelevata è circa 15 c€/kWh mentre per quella immessa va dai 9,5 ai 7 c€/kWh.

Qualora si opti per lo scambio alla pari (valido per impianti fino a 20 kW) si applicano le condizioni della nuova delibera AEEG 28/2006. In particolare:

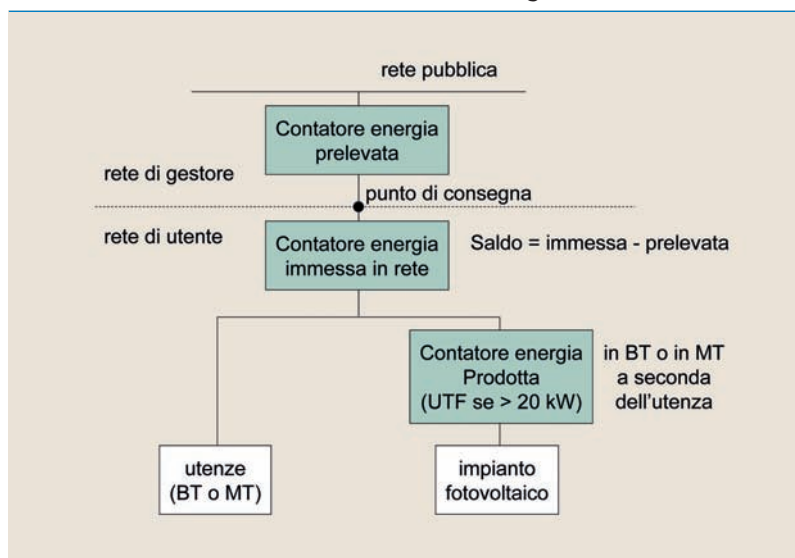
- il saldo viene effettuato su base annuale (senza o con applicazione di fasce orarie);
- il saldo positivo può essere portato in credito per i 3 anni successivi;
- sul saldo negativo è previsto il tipico del contratto di fornitura;
- i complessi di misura sono forniti e installati dal gestore della rete;
- il corrispettivo per servizio di misura ammonta a 30 €/anno.

Nel caso invece si benefici della tariffa incentivante prevista dal conto energia sarà necessario installare un ulteriore contatore all'uscita del gruppo di conversione poiché la tariffa incentivante si applica sull'intera produzione dell'impianto fotovoltaico.

Il regime fiscale

Gli impianti di taglia superiore a 20 kW (in base alla Legge 133/99) devono essere dotati di contatore per la misura dell'energia elettrica prodotta ed autoconsumata (conforme alle prescrizioni UTF, sigillabile, dotato di certificato di taratura con visualizzazione a vista) da assoggettare ad Imposta Erariale di Consumo e Addi-

Contabilizzazione dell'energia



zionale. Questi consumi, come nel caso di quelli relativi ai servizi ausiliari, possono essere forfettizzati.

Inoltre, chiunque intenda esercire impianti di potenza superiore a 20 kW deve farne denuncia all'ufficio tecnico di finanza competente per territorio che, eseguita la verifica, rilascia licenza d'esercizio, soggetta al pagamento di un diritto annuale (DL 504/1995, art. 53).

[7.12] Il monitoraggio degli impianti

L'indicazione dello stato degli impianti di piccola taglia (inferiore a 20 kW) viene generalmente effettuata tramite display dell'inverter.

Per gli impianti di grande taglia la misura delle grandezze elettriche dei sistemi vengono effettuate:

- nei quadri di campo, mediante strumenti per l'indicazione della V e I della

parte del generatore fotovoltaico collegato;

- nella sezione in corrente continua, mediante strumenti per l'indicazione della V e I del generatore fotovoltaico e mediante misuratore continuo dell'isolamento (qualora non previsto in dotazione dell'inverter), provvisto di indicatore di basso isolamento, indicazione dell'isolamento (Mohm) e possibilità di taratura della soglia di intervento;
- sezione in corrente alternata: attraverso strumenti per l'indicazione della P e I in uscita dal gruppo di conversione e della V di rete.

La precisione della catena di misura (sensori e/o eventuali condizionatori di segnale) deve essere migliore del 2%.

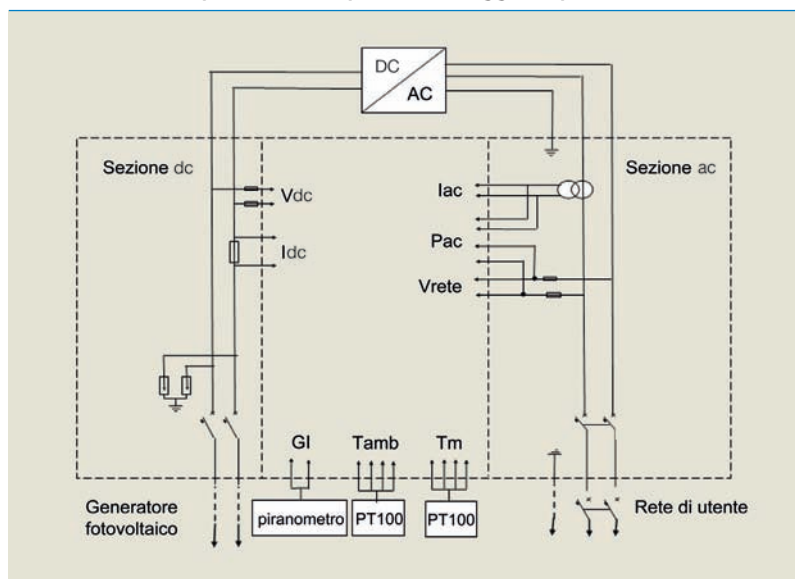
Il monitoraggio dell'impianto può essere di tipo standard o analitico. Nel primo caso il sistema è costituito dai contatori per la misura dell'energia prodotta (cumulata) dal singolo inverter e delle relative ore di funzionamento (anche interno all'inverter). Nel caso del monitoraggio analitico, l'acquisizione e l'analisi dei dati di funzionamento di un impianto fotovoltaico deve essere effettuata in accordo alle norme IEC 61724.

Tale norma prevede la misura dei seguenti parametri:

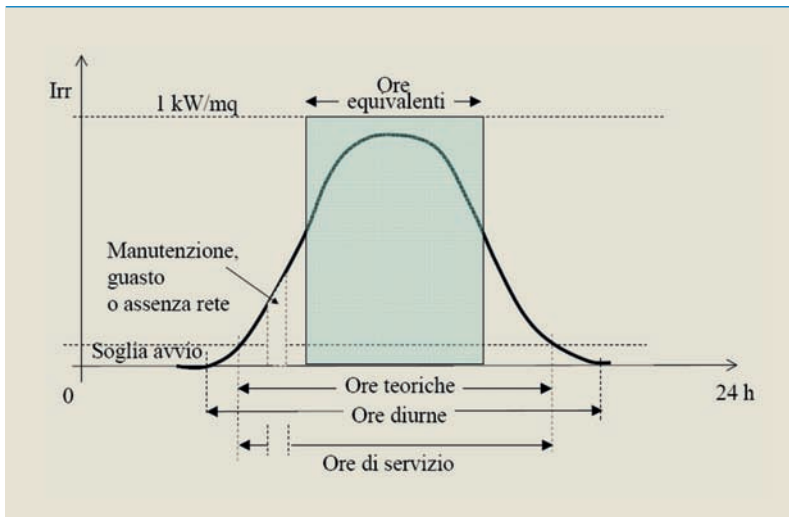
- radiazione solare sul piano moduli (GI),
- temperatura ambiente (T_{amb}) e temperatura dei moduli (T_m),
- tensione e corrente in uscita dal generatore fotovoltaico (V_{dc} , I_{dc} , correlati a E_{pv}),
- corrente e potenza in uscita dal gruppo di conversione (I_{ac} , P_{ac} , correlati a E_{ac}),
- tensione di rete, potenza immessa e prelevata da rete.

Sulla base dei dati acquisiti è possibile determinare gli indici che caratterizzano il

Sistema di acquisizione dati per monitoraggio impianto fotovoltaico



Ore equivalenti e tipico diagramma orario di irraggiamento solare



comportamento dell'impianto in condizioni reali di esercizio:

- ore equivalenti, $Y_r = G_l/\text{giorni}$ (in effetti Y_r è l'energia teoricamente disponibile per unità di potenza installata, tale valore può essere inteso in termini di

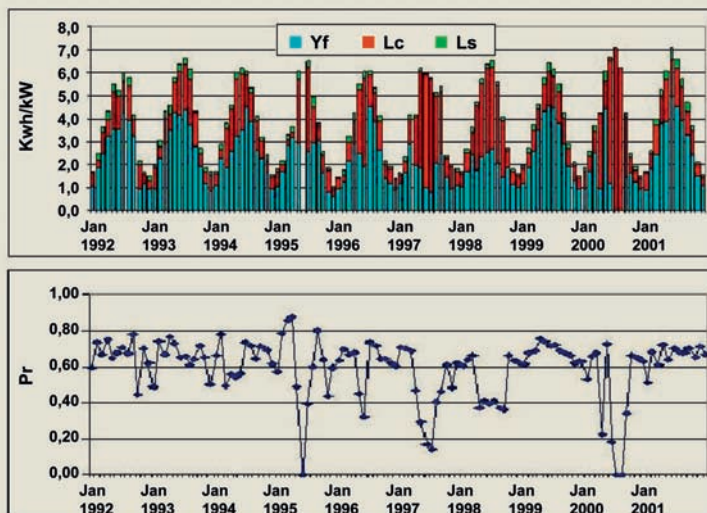
numero di ore giornaliere di energia solare di picco),

- produzione in c.c. normalizzata, $Y_a = E_{pv}/\text{giorni}/P_{nom}$ (energia giornaliera prodotta dal generatore FV per unità di potenza installata),
- produzione in c.a. normalizzata, $Y_f = E_{ac}/\text{giorni}/P_{nom}$ (energia giornaliera immessa in rete per unità di potenza installata),
- perdite del generatore fotovoltaico, $L_c = Y_r - Y_a$,
- perdite di conversione, $L_s = Y_a - Y_f$
- efficienza di conversione, $\eta_c = Y_f/Y_a$ (pari al rapporto tra l'energia immessa in rete e quella prodotta dal generatore FV),
- indice di prestazione, $Pr = Y_f/Y_r$ (efficienza dell'intero sistema).

Un discorso a parte merita la misura della radiazione solare, poiché la precisione di misura è correlata a molti parametri quali il livello di irraggiamento, la distribuzione spettrale, l'angolo di incidenza della radiazione solare nonché la temperatura e la stabilità del sensore.

I radiometri a termopila di prima classe hanno un errore di misura del 3% mentre i radiometri a fotodiode presentano un errore di misura attorno al 5%. Qualora la risposta spettrale del radiometro a fotodiode sia diversa da quella del generatore fotovoltaico, l'errore di misura può risultare superiore al 5% nel caso di spettro della radiazione solare non in condizioni standard.

Indici delle prestazioni



[7.13]

La manutenzione ordinaria

È consigliata con cadenza annuale (almeno per impianti isolati) sulla base delle indicazioni fornite dal "manuale di uso e

manutenzione". In particolare, per i moduli fotovoltaici è necessaria un'ispezione visiva per individuare l'eventuale danneggiamento di vetri, il deterioramento del sigillante o l'eccessiva sporcizia. È inoltre utile il controllo della cassetta di terminazione al fine di verificare la formazione umidità, lo stato dei contatti elettrici, il serraggio delle morsettiere, i diodi e l'integrità pressacavi. Per quanto riguarda le stringhe si raccomanda il controllo delle tensioni e delle correnti.

Relativamente ai quadri elettrici si consiglia una ispezione per la verifica dell'eventuale danneggiamento (dovuto alla temperatura o a roditori) dei componenti e dell'indicazione degli strumenti da quadro, nonché del controllo delle protezioni (diodi e scaricatori), degli organi di manovra (interruttori, sezionatori) e del misuratore di isolamento.

La manutenzione dell'inverter dovrà essere effettuata secondo le indicazioni del manuale di uso e manutenzione. È comunque utile un'ispezione visiva per individuare eventuali danneggiamenti meccanici, infiltrazione di acqua, formazione condensa o deterioramento componenti).

Per quanto riguarda infine la batteria è necessario controllare densità dell'elettrolito e la tensione dei singoli elementi. Rabboccare l'acqua distillata (fino al livello consigliato) ed effettuare l'ispezione visiva al fine di verificare l'integrità dei vasi di contenimento, il deterioramento piastre e intorpidimento dell'acido.

[7.14]

Documentazione di progetto degli impianti

È l'insieme degli studi (guida CEI 0-2) che produce le informazioni necessarie alla

valutazione ed esecuzione dell'impianto in conformità alla regola d'arte, sulla base delle prestazioni richieste e delle condizioni ambientali assegnate.

Si articola in:

- progetto preliminare, che definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire;
 - progetto definitivo, che, redatto sulla base delle indicazioni del progetto preliminare, contiene tutti gli elementi necessari ai fini del rilascio della concessione edilizia o altra autorizzazione;
 - progetto esecutivo, che definisce completamente ed in ogni particolare impiantistico l'intervento da realizzare.
- Successivamente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, dovrà essere emessa da un tecnico abilitato la documentazione finale di impianto consistente in:
- progetto elettrico dell'impianto FV *as built* (esecutivo con varianti);
 - manuale di uso e manutenzione;
 - certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alle norme dei moduli e dell'inverter alle norme, qualora includa il dispositivo di interfaccia;
 - certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
 - garanzia sull'intero sistema e sulle prestazioni di funzionamento;
 - dichiarazione attestante l'esito di verifiche tecniche effettuate;
 - dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90;
 - certificato di collaudo (impianti in conto energia).

Generalmente, nelle fasi della progettazione viene inclusa la scheda tecnica di impianto che riassume le principali caratteristiche dell'impianto, quali:

- l'ubicazione dell'impianto e la potenza nominale;
- la tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione;
- la tensione in corrente alternata in uscita dal gruppo di conversione;
- le caratteristiche dei moduli e le caratteristiche del gruppo di conversione;
- la produzione annua attesa;
- modalità con le quali viene assicurato il rispetto norme;
- modalità con le quali viene assicurata l'osservanza dei requisiti di efficienza.

[7.15]

I collaudi

La verifica tecnico-funzionale è la fase conclusiva di un intervento di realizzazione, e consiste nel:

- controllare che i componenti siano conformi alle prescrizioni del progetto e delle relative norme, siano scelti e messi in opera correttamente, non siano danneggiati visibilmente e siano esenti da difetti evidenti allo sguardo (quali mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa ecc.);
- verificare la continuità elettrica e le connessioni tra moduli, la messa a terra di masse e scaricatori, l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle varie condizioni operative, nonché i valori di efficienza dell'inverter (> 90%) e quella operativa del generatore fotovoltaico (> 85%).

Ancor prima della loro installazione è utile effettuare una serie di prove in fabbrica al fine di accertare la rispondenza dei componenti principali (moduli e inverter) alle norme applicabili e alle specifiche di pro-

getto. In particolare le prove da effettuare (eventualmente a campionamento) sui moduli fotovoltaici riguardano:

- l'ispezione visiva tesa ad evidenziare eventuali difetti macroscopici dei moduli (celle rotte, o in contatto, difetti dei vetri, bolle);
- la verifica dell'eventuale scostamento fra la potenza nominale misurata e quella dichiarata dal costruttore;
- il controllo delle misure e del peso e della conformità ad altre eventuali specifiche contrattuali.

Per quanto riguarda l'inverter si consiglia invece la verifica della:

- curva rendimento-potenza;
- fattore di potenza e distorsione armonica in corrente;
- capacità di funzionamento in automatico.

Il collaudo tecnico-amministrativo, infine, ha lo scopo di verificare e certificare che l'impianto è stato eseguito a regola d'arte e in conformità al progetto e alle varianti approvate e può essere effettuato da professionisti abilitati, non intervenuti in alcun modo nella progettazione, direzione ed esecuzione dell'opera.

La verifica della buona realizzazione di un impianto è effettuata, nel corso della visita di collaudo, attraverso accertamenti, saggi e riscontri che il collaudatore giudica necessari. Qualora il collaudatore ritenga collaudabile il lavoro emette il certificato di collaudo che deve contenere i dati tecnici, amministrativi e contabili, i verbali delle visite con l'indicazione delle verifiche effettuate nonché la dichiarazione circa la collaudabilità dell'opera e sotto quali condizioni.

Si evidenzia che l'emissione di tale certificato viene esplicitamente richiesta per gli impianti realizzati nell'ambito del decreto 28 luglio 2005.

[7.16] I permessi

Il DLgs 387/2003 dispone che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti e che la costruzione è soggetta ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto delegato, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico".

Fino all'entrata in vigore dell'autorizzazione unica, per la realizzazione di impianti fotovoltaici basta la DIA, ma nel caso in cui la zona di ubicazione sia soggetta a particolari vincoli (storici, paesaggistici, ambientali) occorre l'autorizzazione della Soprintendenza e del Comune.

Infine, per quanto riguarda l'allacciamento dell'impianto alla rete si ricorda che il DLgs 387/2003 stabilisce che i gestori di rete hanno l'obbligo di fornire a chi richiede il collegamento soluzioni atte a favorire l'accesso alla rete.



Capitolo **Otto**



Aspetti economici e sistemi di incentivazione

[8.1]

Diffusione della tecnologia

Secondo stime presentate dal Earth Policy Institute (www.earth-policy.org), la produzione fotovoltaica mondiale nel 2007 è cresciuta del 50% rispetto al 2006, con 3.800 MWp prodotti. La Germania è leader delle installazioni con 1.260 MWp nel solo 2007. Una cifra che porta la crescita annuale al 50%: era stata di circa 2.520 MWp nel 2006. Alla fine del 2007 la capacità cumulata mondiale ha toccato quota 12.400 MWp.

L'istituto di ricerca valuta che i tassi medi annuali di crescita dal 2002 sono stati in media del 48%: ogni due anni, quindi, la produzione fotovoltaica è raddoppiata.

In forte espansione la produzione di celle in Cina, passata da una quota mondiale dell'1% del 2003 al 18% nel 2007.

La curva di apprendimento del settore ha portato ad un dimezzamento del prezzo del modulo fotovoltaico dal 1990: da 7,47 \$/Wp a 3,84 \$/Wp (dato 2006); con l'aumento dell'offerta di silicio i prezzi potrebbero scendere a 2 dollari già nel 2010. Nel medio e lungo periodo ci saranno diverse novità tecnologiche, oggi nella fase post-sperimentale, che potrebbero comportare una riduzione ancora più drastica dei prezzi.

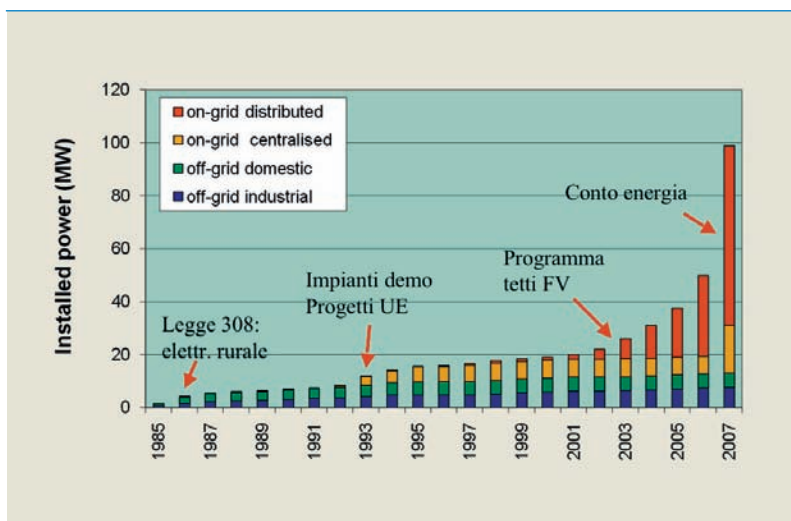
Il Giappone resta il primo paese al mondo per produzione di fotovoltaico, anche se negli ultimi anni, in fatto di installazioni, ha registrato un lieve rallentamento dei tassi di crescita, ma i valori sono pur sempre di un certo rilievo: 350 MWp nel 2006 e una stima di 402 MWp per il 2007. Il governo nipponico ha però annunciato l'obiettivo di installare impianti fotovoltaici sul 30% degli edifici entro il 2030.

Stati Uniti e Spagna quest'anno potrebbero superare gli 800 MWp di installato totale.

La Cina non ha invece ancora raggiunto grandi numeri per quanto concerne gli impianti in esercizio sia nel corso del 2006 che del 2007.

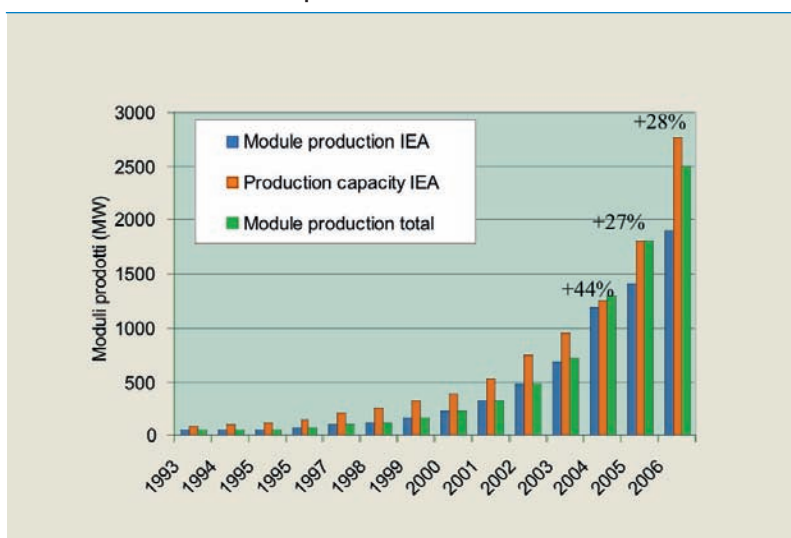
Buona la posizione dell'Italia che, secondo quanto indicato dal GSE, nel solo 2007 ha messo in esercizio poco più di 50 MWp: un incremento di 5 volte rispetto al 2006. La potenza installata degli impianti fotovoltaici, incentivati dal Conto Energia, ha raggiunto oltre 83 MW su tutto il territorio nazionale. Tale potenza si riferisce a 8.030 impianti entrati in esercizio (tra Vecchio e Nuovo Conto energia) da quando è attivo il meccanismo di incentivazione dell'energia prodotta da fotovoltaico gestito dal GSE. Di questi impianti, 3.911 sono relativi ai piccoli impianti (compresi tra 1 e 3 kW),

Potenza cumulata in Italia



3.583 ai medi impianti (compresi tra 3 e 20 kW) e 536 ai grandi (superiori a 20 kW). Le regioni con una maggiore potenza installata sono Trentino Alto Adige (9,5 MW) e Lombardia (8,9 MW), mentre quelle con minore potenza installata il Molise (139 kW) e la Valle D'Aosta (106 kW). Il

La produzione industriale



Gestore dei Servizi Elettrici ha riconosciuto, da quando è attivo il Conto Energia, 15 milioni di euro in incentivi.

[8.2]
Il mercato

Il mercato mondiale dell'energia solare fotovoltaica continua ad espandersi rapidamente; nel 2006 la produzione di celle fotovoltaiche è stata di 2500 MW_p circa, con una crescita superiore al 28% in un solo anno.

Leader mondiale nella produzione di celle è il Giappone con una quota di oltre il 50% sul totale mondiale: due tra le maggiori aziende del settore, la Sharp e la Kyocera sono infatti giapponesi. L'Asia, nel suo complesso, ha una quota di mercato sempre più alta, pari al 58,6% a livello mondiale, con la Cina in crescita. Segue l'Europa, con il 25,8%, dove leader incontrastata è la Germania e gli Stati Uniti con una quota pari al 11,5%

Leader nella produzione di celle resta la società giapponese Sharp, con una quota di mercato pari al 17,2% (era del 26,4% nel 2003): nel 2006 sono state prodotte celle per una capacità di erogazione pari a 434 MW di potenza elettrica (erano 198 MW nel 2003, con un incremento annuale del 40%).

Le altre aziende leader sono Kyocera con 180 MW (7,2% delle celle), BP Solar con 86 MW (3,4%) e Mitsubishi Electric con 111 MW (4,4%), che hanno una produzione complessiva di celle ancora inferiore a quella della sola Sharp. La Germania conta più di trenta aziende che producono oltre il 50% delle celle totali realizzate in Europa; l'azienda tedesca più grande è la Q-CELL.

Per quanto riguarda la tecnologia, la quota di produzione di celle al silicio è in crescita e resta la predominante con il 94,2% del totale prodotto. Il silicio multi-cristallino con il 56,9% del mercato risulta essere il più utilizzato rispetto al mono-cristallino, all'amorfo e al film sottile.

Tuttavia, nuova spinta sta avendo il silicio mono-cristallino che nel 2004 è passato ad una quota di mercato del 36,2% (era del 32,2% nel 2003), a causa della crescente domanda di celle a più elevato rendimento. Il Giappone è il maggiore produttore di celle al silicio multi-cristallino e a film sottile (silicio amorfo e altri materiali); per quanto riguarda le celle al silicio mono-cristallino, invece, il primo posto spetta all'Europa.

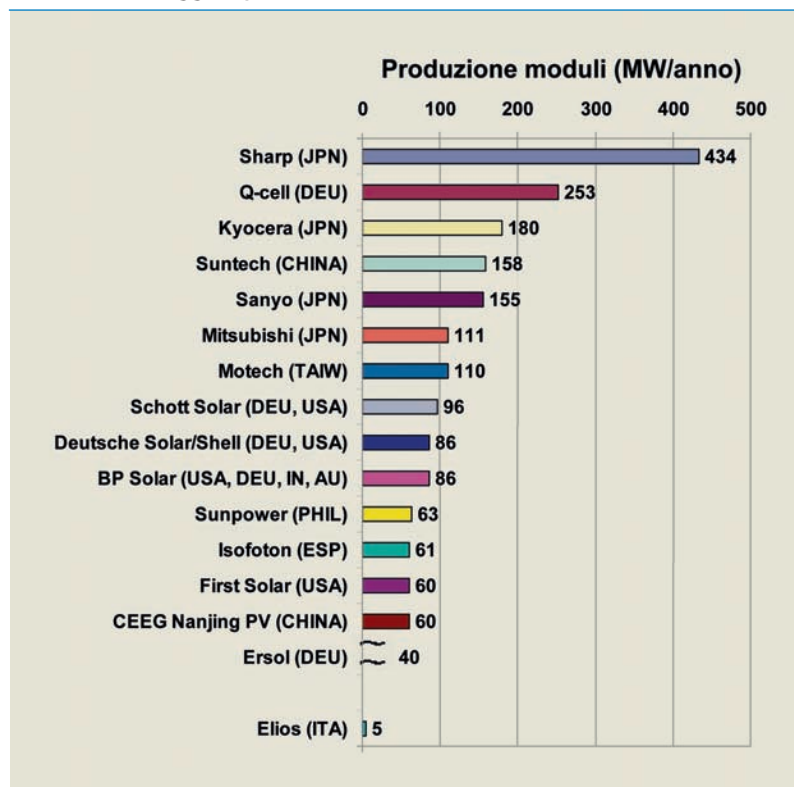
Per ciò che concerne gli inverter, invece, sul mercato internazionale sono attualmente presenti circa 300 modelli e taglie diverse. L'inverter non costituisce unicamente una componente che permette la conversione di corrente diretta in corrente alternata compatibile con la rete, ma un dispositivo in grado di monitorare l'intero sistema e la connessione in rete.

Quasi la metà della produzione di inverter avviene in Europa, con la Germania che da sola produce il 48% del totale. Altri produttori significativi a livello mondiale sono gli USA con il 12% del mercato, il Giappone con il 9% e il Canada con il 7%. In crescita anche in questo settore la produzione dei paesi emergenti del sud-est asiatico (Taiwan 2%).

In Italia l'industria fotovoltaica risulta costituita da:

- 2 produttori di moduli fotovoltaici
 - Enitecnologie (ex Eurosolare), che realizza celle e moduli fotovoltaici da wafer di m-Si e p-Si, per una capacità di 9 MW/anno;
 - Helios Technology, realizza celle e moduli fotovoltaici da wafer di m-Si, per una capacità di 8 MW /anno
- alcune compagnie che assemblano e incapsulano celle fotovoltaiche o che realizzano particolari moduli (facciate, finestre, celle colorate), per una capacità totale: 10 MW /anno;
- 5 industrie elettroniche che realizzano inverter di piccola e media taglia per applicazioni fotovoltaiche stand alone e grid-connected;
- circa 700 imprese di installazione impianti fotovoltaici (consulenza, progetto, approvvigionamento componenti installazione, manutenzione). Alcune di esse costituiscono il "GIFI", (Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane).

Maggiori produttori del mercato fotovoltaico 2006



[8.3] I costi

I costi dei moduli fotovoltaici, sebbene ancora molto elevati, sono suscettibili ad una notevole riduzione. Dal 1980 ad oggi sono stati fatti passi da giganti e per la fine di questo decennio è previsto un ulteriore dimezzamento dei costi. Le cause di tale riduzione sono da attribuirsi essenzialmente al fatto che questa tecnologia è ancora giovane, quindi sia dal punto di vista della ricerca che dell'ottimizzazione

dei processi di produzione si possono avere repentini miglioramenti.

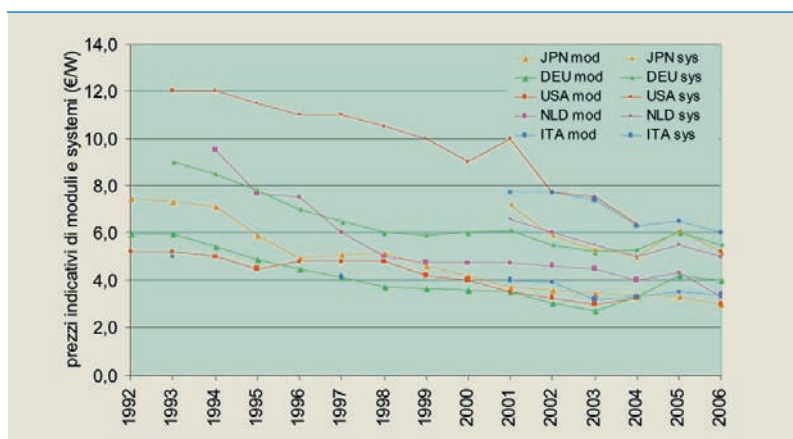
La peculiarità di un impianto fotovoltaico consiste nel forte impegno di capitale iniziale richiesto per la sua realizzazione e nelle basse spese di manutenzione. In Italia, il costo di investimento di un impianto chiavi in mano, operante in parallelo alla rete, si aggira intorno ai 6.000-7.000 €/kW_p, considerando sinteticamente il costo totale composto dalle seguenti voci: moduli, inverter, strutture di supporto dei moduli, installazione e costi tecnici.

Nella maggior parte dei casi il costo dell'energia prodotta, 25-40 c€/kWh, risulta ancora superiore al costo dell'energia elettrica prodotta con una centrale convenzionale di grande dimensione.

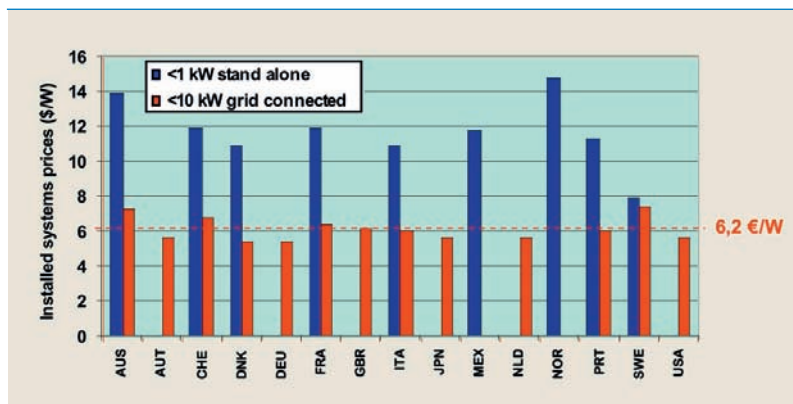
Per questo motivo, sebbene i costi siano fortemente diminuiti nell'ultimo decennio a seguito della crescita del mercato e del miglioramento tecnologico, la convenienza alla installazione di un impianto fotovoltaico sembra dipendere ancora fortemente da eventuali forme di incentivi.

Nei costi del kWh prodotto da fotovoltaico non emergono però i fattori positivi che un tale impianto determina sull'utenza: minore dispersione nella rete di distribuzione, indipendenza dal gestore di rete; minore impatto sull'ambiente. Tutti questi elementi fanno del fotovoltaico la soluzione più praticabile per la generazione elettrica distribuita in ambiente urbano. Appare quindi evidente come gli sviluppi di questa tecnologia siano legati al sistema degli "usi finali" dell'energia piuttosto che a quelli della generazione di potenza. Sono infatti le applicazioni integrate con l'edilizia che possono contribuire in modo significativo al decollo di questa

Prezzi di moduli e sistemi in alcuni Paesi



Prezzi dei sistemi isolati e connessi alla rete



tecnologia; una indicazione in questo senso ci viene dal Giappone, che ha puntato in modo strategico su tale tecnologia il cui mercato sta rapidamente crescendo in un contesto di graduale diminuzione degli incentivi statali.

[8.3.1]

Il costo degli impianti fotovoltaici

La peculiarità economica dell'energia fotovoltaica è data dal fatto che essa richiede un forte impegno di capitale iniziale e basse spese di mantenimento. Un po' come se si comprasse in anticipo l'energia che verrà consumata nell'arco di vita dell'impianto (30 anni).

Il costo di realizzazione di un impianto fotovoltaico dipende essenzialmente dalla tipologia e dalla taglia dell'impianto.

Per un impianto di piccola taglia collegato alla rete, ad esempio da 3 kW, il costo per unità di potenza installata è di circa 6.500 €/kW, ed è dovuto per circa il 50% al costo dei moduli. I costi annui di manutenzione e gestione sono dell'ordine dello 0,5% del costo dell'investimento.

Nel caso di sistemi fotovoltaici per utenze isolate, i costi sono dell'ordine dei 8-12 k€/kWp. Tali elevati valori sono spie-

gati dalla necessità di dotare il sistema di batterie di accumulatori.

Nel caso invece di sistemi fotovoltaici integrati negli edifici e collegati direttamente alla rete in bassa tensione, il costo dell'impianto è attualmente pari a circa 7.000-8.000 €/kWp.

Tale costo è legato al tipo di componenti scelti e alla tipologia di impianto installato. Il prezzo dei moduli fotovoltaici varia dai 3 ai 4 €/W e incide per il 45-55% sul costo dell'impianto. L'inverter non pesa considerevolmente sul costo dell'impianto (13-15%). Il costo della struttura di sostegno dei moduli è difficile da stimare perché dipende da vari fattori quali il materiale utilizzato, il luogo di installazione, la superficie di appoggio ecc. In prima approssimazione essa incide sul costo dell'impianto per circa il 10%. Analoghe percentuali sono relative all'installazione e trasporto, all'ingegneria e ai cavi e accessori.

[8.3.2]

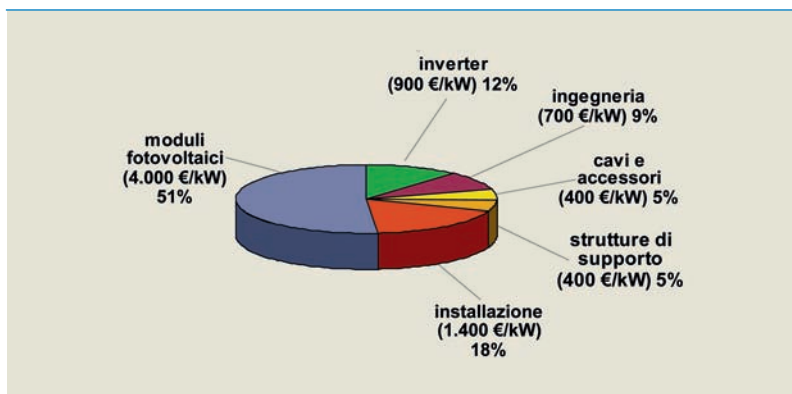
Il costo del kWh

Gli elementi che concorrono a formare il costo "attualizzato" del kWh sono il costo dell'investimento e il costo annuale di esercizio e di manutenzione, il fattore di attualizzazione dell'investimento e il numero di kWh prodotti dall'impianto in un anno.

Il fattore di attualizzazione dipende dalla durata dell'impianto, di solito stimata in 30 anni, e dal tasso di interesse reale, cioè depurato del tasso di inflazione, posto pari al 3%.

Il costo attualizzato tiene conto degli oneri finanziari dell'investimento. Sia i costi d'investimento, sia quelli di esercizio e manutenzione dipendono in larga misura dalle dimensioni dell'impianto, dal tipo di appli-

Distribuzione dei costi per impianti fotovoltaici di piccola taglia connessi alla rete



cazione per cui è costruito e dalla località in cui è installato.

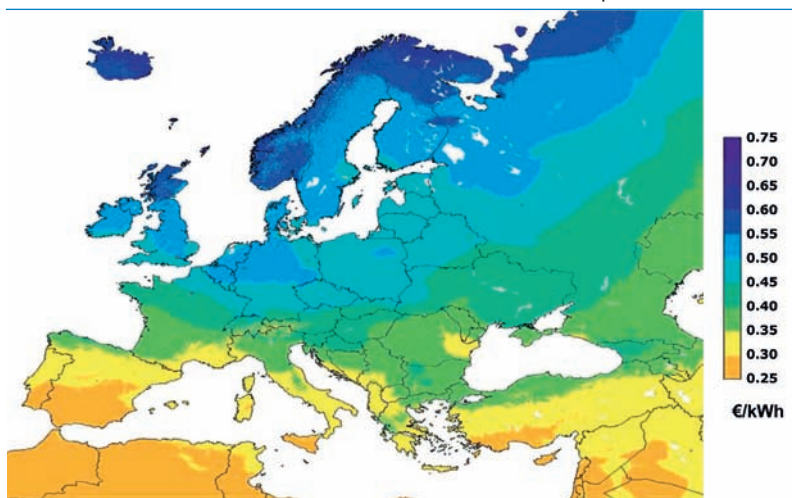
Nel caso di sistemi fotovoltaici integrati negli edifici e collegati direttamente alla rete in bassa tensione, a fronte di un costo di impianto di circa 6.000-7.000 €/kW e di un costo di manutenzione paria 100 €/anno si ottiene un costo attualizzato dell'energia elettrica prodotta quantificabile in circa 0,3 €/kWh in condizioni di soleg-

giamento medio (circa 1.600 kWh/m² per anno).

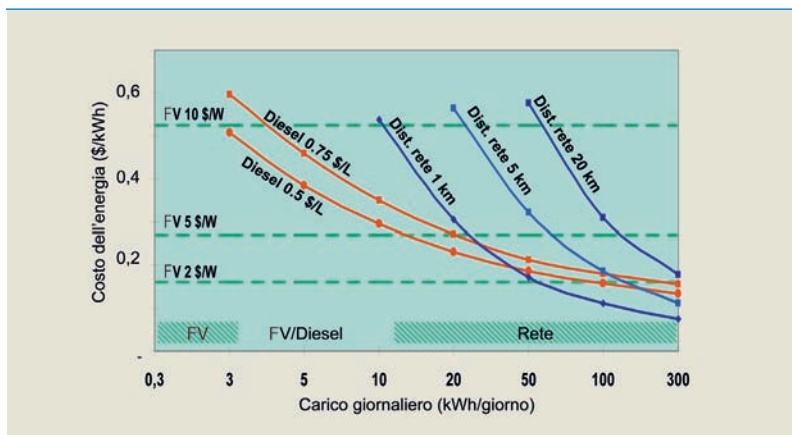
Nel caso invece di sistemi fotovoltaici per utenze isolate, i cui costi sono dell'ordine dei 9-11 k€/kWp, il corrispondente costo attualizzato del kWh è dell'ordine delle 0,5-0,7 €.

[8.4] Il valore aggiunto del fotovoltaico

Costo del kWh per piccoli sistemi fotovoltaici ($P_{nom} < 5 \text{ kW}_p$) collegati alla rete



Costo dell'energia elettrica per utenze isolate confronto tra FV, Diesel e allaccio alla rete

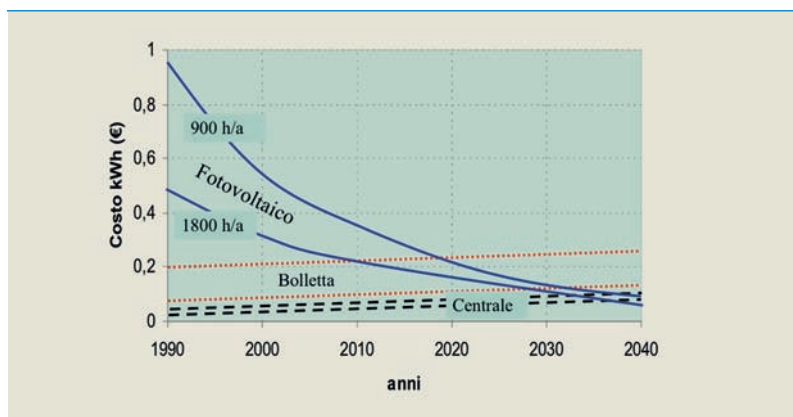


Il costo del kWh da fonte fotovoltaica viene "istintivamente" confrontato con quello pagato dall'utente alle società elettriche distributrici di elettricità. Tale costo è, oggi, diverso a seconda del tipo di utenza e dei livelli di consumo; un valore medio per la famiglia tipo italiana è dell'ordine delle 15 c€/kWh. Per il caso degli impianti isolati il confronto non è significativo, a fronte dei costi di allacciamento alla rete di distribuzione. Per quanto riguarda gli impianti connessi alla rete, il costo del kWh fotovoltaici è invece circa doppio rispetto a quello pagato alla società elettrica.

Bisogna tuttavia tenere conto del fatto che nessuno può prevedere quale sarà il costo dell'energia negli anni a venire e dei vantaggi, in termine di valore aggiunto, offerti dalla fonte fotovoltaica.

In primo luogo gli impianti fotovoltaici hanno un valore aggiunto di tipo elettrico nel senso che migliorano i parametri della rete (picchi di assorbimento, perdite di trasmissione), possono fornire energia in situazioni di emergenza e nel caso di utenze isolate non richiedono spese di allacciamento alla rete e trasporto del carburante. Nel campo ambientale il valore aggiunto del fotovoltaici si traduce in riduzione delle emissioni e piogge acide.

Confronto tra fotovoltaico - bolletta - centrale



Da un punto di vista architettonico l'elemento fotovoltaico sostituisce i componenti tradizionali di rivestimento, contribuisce ad aumentare l'isolamento termico e acustico, protegge dall'acqua e dal fuoco e riflette le onde elettromagnetiche. Infine, da un punto di vista socio-economico il fotovoltaico crea lavoro indotto, migliora le condizioni di vita e può avere ricadute tecnologiche in altri settori.

Se a questi vantaggi si aggiungono le incentivazioni previste per il futuro, si può

certamente concludere che i sistemi solari fotovoltaici, sia isolati che connessi alla rete, si possono considerare già oggi una interessante opzione energetica alla portata di un gran numero di utilizzatori.

[8.5]

Programmi nazionali di diffusione

In considerazione dell'elevata valenza strategica del fotovoltaico, molti governi nazionali hanno deciso di farne oggetto di impegnativi Programmi di sviluppo.

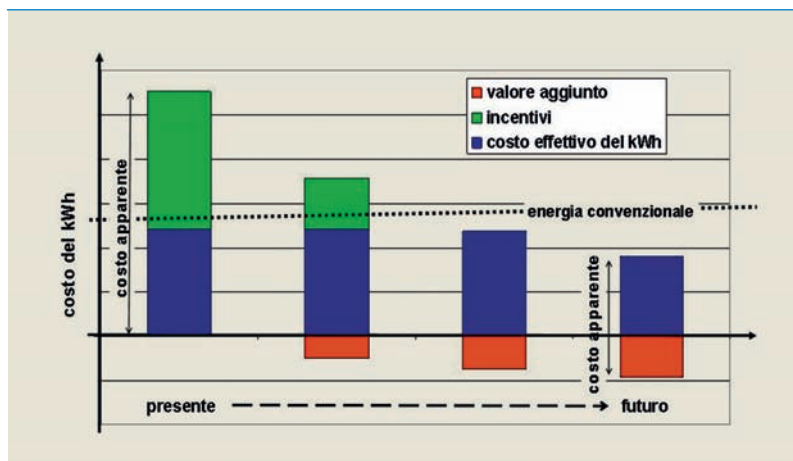
L'obiettivo è il raggiungimento della competitività economica attraverso i miglioramenti tecnologici e il fattore di scala. Le strategie e le motivazioni riguardano:

- la costituzione di un mercato di dimensioni significative stabile nel tempo;
- il rafforzamento delle industrie interessate;
- la ricaduta occupazionale.

In Giappone la potenza installata nel 2004 ammonta a circa 273 MW mentre quella cumulata ha superato 1,13 GW. Negli ultimi 5 anni i prezzi dei sistemi si sono dimezzati raggiungendo il valore di 5 €/W. Il budget per il programma "residential" che da solo copre il 90% dell'installato, si è ridotto in 5 anni di un fattore 10 (2,6 BYen) il che significa che si continuano a fare impianti anche in assenza di incentivi (praticamente). Il mercato nei prossimi anni prevede l'installazione di 600 MW/anno nel residenziale, 100 MW/anno nelle facility pubbliche, 100 MW/anno nelle facility industriali e 10 MW/anno nell'agricoltura. Nel 2010 attesa una potenza totale installata pari a 5 GW.

In Germania il successo dell'incentivazione in conto energia (45 c€/kWh con pre-

Il valore aggiunto



stiti all'1,9% di interesse) ha consentito di installare oltre 360 MW nel solo 2004, raggiungendo un totale cumulato di circa 800 MW. I fattori che hanno influito riguardano: la prospettiva a lungo termine, la possibilità per la crescita di mercato, l'efficiente gestione a livello bancario, nessun budget pubblico. Nel 2005 è prevista l'installazione di ulteriori 440 MW.

La potenza cumulata negli USA è pari a 365 MW, di cui 90 MW installati nel corso del 2004. Esistono solo programmi di incentivazione a livello locale che coinvolgono una decina di Stati. Il mercato stimato negli USA per il 2010 prevede prezzi di sistema compresi tra 2 e 2,5 \$/W a seconda della taglia, che comporta un costo dell'energia paria 15 c\$/kWh. Il demand, con i costi a 2 \$/W, anche senza sussidi potrebbe ammontare a 3 GW per il 2010. Il 75% di tale demand è concentrato in 10 Stati. Per accelerare il raggiungimento di questo obiettivo occorre un net-metering favorevole o l'adozione di certificati verdi (almeno 0,15 \$/kWh). In Spagna l'obiettivo al 2010 è di circa 150 MW e verrà realizzato attraverso il raggiungimento di vari obiettivi locali. In questo contesto è prevista sia la realizzazione di tetti fotovoltaici sia una quota significativa di impianti di media taglia. Nel corso del 2004 con il contributo in conto energia (42 c€/kWh e prestiti all'1%) sono stati realizzati circa 11 MW mentre il totale cumulato è di circa 40 MW. In Francia sono stati installati circa 6 MW di cui 5 in connessione alla rete grazie all'efficacia di azioni di diffusione.

La potenza installata ad oggi in Cina ammonta a 75 MW (60% elettrificazione rurale). Una legge di prossima emissione prevede una potenza cumulata di 500 MW per il 2010.

[8.5.1]

Il programma italiano tetti-fotovoltaici

Avviato a marzo 2001, ha riguardato impianti: connessi alla rete e installati su edifici (di potenza 1-20 kW). Gli incentivi economici sono in conto capitale, fino al 75% del costo di impianto (7-8 €/W). Gli investimenti totali ammontano a 165 M€ (con cui sarà possibile installare circa 23 MW).

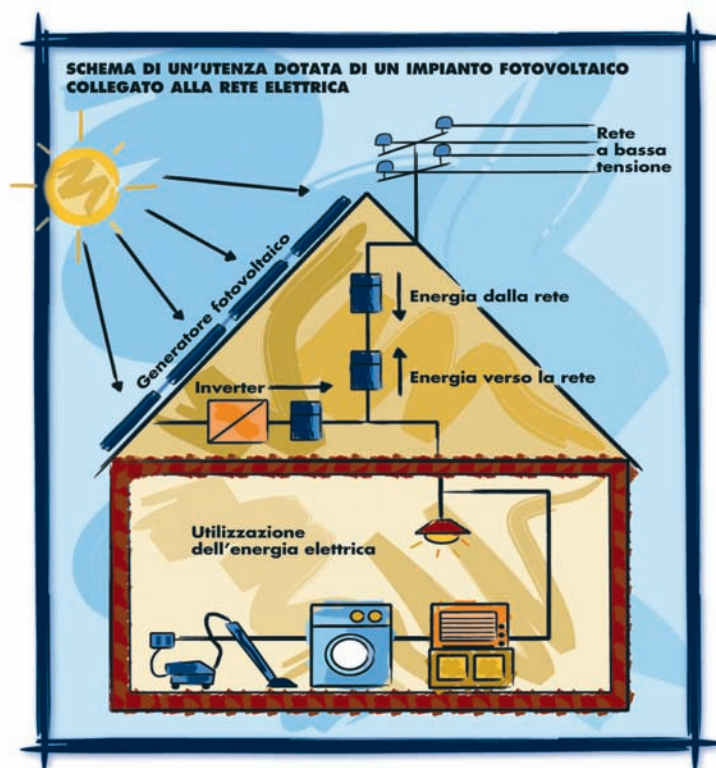
Il Programma è stato articolato in 2 sottoprogrammi: 1 programma nazionale e 21 programmi regionali. Il programma è stato caratterizzato da una sorprendente domanda di fotovoltaico (3 volte l'offerta), un forte coinvolgimento delle regioni, il grande interesse degli operatori fotovoltaici ma notevoli ritardi (difficoltà gestionali del programma articolato in tanti programmi regionali).

[8.5.2]

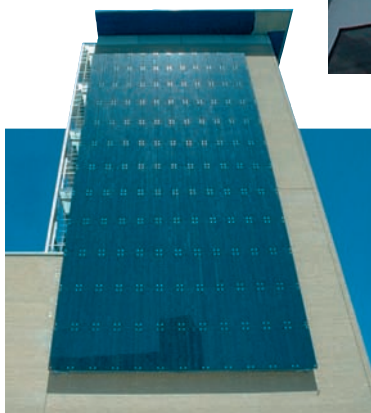
Il conto energia in Italia: il Decreto 19 febbraio 2007

Il 19 febbraio 2007 è stato approvato in via definitiva dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare il decreto che ha modificato in parte il sistema d'incentivazione del 1° Conto Energia. Così come era previsto nel primo Conto Energia i soggetti ammessi, ossia le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini, possono accedere alle tariffe incentivanti per la produzione d'energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Chi ne farà richiesta nel periodo intercorrente tra la data d'entrata in vigore del provvedimento dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (avvenuta il 13 aprile 2007) relativo all'attuazione del decreto in



Esempio di impianto non integrato
Istituto Frankenberg (BZ),
impianto FV da 3,1 kW



Esempio di impianto parzialmente integrato
Svizzera, Lugano Banca Suglio



Esempio di impianto con integrazione architettonica
Spagna, Barcellona - Libreria

oggetto e il 31 dicembre 2008, si vedrà corrispondere un importo pari al prodotto della tariffa riconosciuta per la quantità d'energia elettrica prodotta.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è convertita dall'inverter e immessa nella rete locale a bassa tensione.

Il primo contatore posto dal gestore GSE a valle dell'inverter, conteggia tutta l'energia prodotta dall'impianto, e riconosce al produttore, per 20 anni, a seconda della classe d'appartenenza definita in base alla potenza, delle tariffe incentivanti che variano al variare della tipologia d'impianto e della potenza; in particolare il decreto del 19 febbraio 2007 distingue le seguenti tipologie d'impianto:

- **impianti non integrati** possono essere elementi a se stanti distanti da eventuali corpi di fabbrica (poggiati sul terreno), oppure essere fissati in modo non complanare alle superfici dei tetti, o facciate di edifici;
- **negli impianti parzialmente integrati** i moduli non sostituiscono le superfici d'appoggio sui quali sono installati, essi possono essere posizionati in modo complanare ai tetti a falda, alle coperture, alle facciate, alle balauste e ai parapetti ed essere complanari ad elementi d'arredo urbano e viario;
- **gli impianti fotovoltaici con integrazione architettonica** sostituiscono completamente i materiali di rivestimento di tetti, di coperture, di facciate ed hanno la stessa inclinazione e funzionalità architettonica.

I moduli e i sistemi di supporto costituiscono la struttura di copertura di pensiline, pergole e tettoie, possono sostituire la parte trasparente o semi trasparente di facciate o lucernari o rappresentare la parte esposta al sole delle parti rifletten-

ti inserite in elementi d'illuminazione (lampioni stradali con fari esposti verso superfici riflettenti). Le possibilità di utilizzo dei moduli sono delle più varie, arrivando per esempio a sostituire od integrare i vetri di finestre, costituire elementi strutturali di persiane o fungere da rivestimento o copertura di superfici.

Il decreto del febbraio 2007 ha fissato dei criteri di carattere tecnico per poter usufruire degli incentivi previsti. In particolare gli impianti devono avere una potenza nominale non inferiore a 1 kW ed essere entrati in esercizio successivamente all'emanazione della delibera dell'AEEG n. 90/07. Nel costruire gli impianti fotovoltaici è necessario attenersi alle norme tecniche contenute nell'allegato 1 del citato decreto, avere un unico punto di connessione, non condiviso con altri impianti fotovoltaici.

Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento di potenziamento e non possono accedere al premio.

Le tariffe incentivanti sono estese anche agli impianti entrati in esercizio dopo il 1° ottobre 2005, ma a condizione che non abbiano già usufruito dei benefici introdotti dai decreti interministeriali del 28/07/2005 e del 6/02/2006. Oltre all'obbligo di rispettare le norme tecniche, il decreto prevede divieti di cumulabilità con altri meccanismi economici esistenti in materia di incentivi.

Le tariffe incentivanti non sono cumulabili con incentivi pubblici di natura comunitaria, nazionale, regionale o locale in conto capitale e/o interessi, eccedenti il 20% del costo dell'investimento, con l'eccezione delle scuole pubbliche e le strutture sani-

tarie pubbliche. Il divieto della cumulabilità è totale, invece per i certificati verdi, per i titoli di efficienza energetica (c.d. certificati bianchi) e qualora il soggetto benefici della detrazione fiscale (L. 289/02 art. 2 comma 5), il cui beneficio comporta una riduzione del 30% della tariffa incentivante riconosciuta. Secondo quanto disposto dal decreto legislativo 633/72 e dal decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze 29/12/1999, gli impianti facenti uso di energia solare, hanno diritto all'IVA al 10%, anziché al 20%.

Vediamo nel dettaglio che cosa ha stabilito il decreto MSE in merito alle tariffe. I soggetti che possono beneficiare sono le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini d'unità abitative e/o d'edifici. Il beneficio riconosciuto ha una durata di 20 anni con valore costante, a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto. Le tariffe sono individuate in base alla tipologie e alla potenza degli impianti. Per aver diritto alle tariffe, riportate nella *tabella 8.1*, è necessario attenersi, nella costruzione degli impianti fotovoltaici, ai requisiti tecnici elencati nell'allegato 1 del decreto MSE ed essere realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già utilizzati in altri impianti, rispettare la tempistica nell'invio della documentazione richiesta e per la richiesta della tariffa incentivante, come sarà meglio descritto più avanti.

A partire dal 1° gennaio 2009 i valori delle tariffe subiranno una riduzione del 2% per ogni anno successivo al 2008. Per gli anni successivi al 2010, le tariffe saranno ridefinite con cadenza biennale, ma in mancanza di adeguamento legislativo saranno applicate quelle correnti.

Le scuole, le strutture pubbliche, gli edi-

Tabella 8.1
Tariffe incentivanti
"Conto Energia"

Potenza nominale dell'impianto (kW)	Impianto non integrato	Impianto parzialmente integrato	Impianto con integrazione architettonica
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

fici pubblici di comuni con meno di 5000 abitanti possono usufruire di una maggiorazione del 5% delle tariffe incentivanti. Anche gli impianti non integrati, la cui produzione venga consumata per almeno il 70% dall'utenza hanno diritto alla maggiorazione del 5%, nonché gli impianti integrati in superfici esterne di edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola, in sostituzione di coperture di eternit o di amianto.

Il decreto MSE del 19/02/07 introduce una novità nel quadro degli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Si tratta di un'ulteriore incremento della tariffa incentivante, che lega un impianto fotovoltaico ad un edificio al quale fornisce elettricità. Per avere diritto all'incremento, l'edificio abbinato all'impianto fotovoltaico dovrà essere oggetto di interventi di risparmio energetico, in grado di abbassare l'indice di prestazione energetica di almeno il 10% rispetto a quanto stabilisce il suo attestato di qualificazione energetica. Per dimostrare l'avvenuta esecuzione degli interventi migliorativi e la riduzione del fabbisogno di energia è necessario produrre una nuova certificazione energetica. Per richiedere il premio entrambe le certificazioni debbono essere inviate al GSE. Esso verrà corrisposto a partire dall'anno solare successivo alla data della richiesta. Il premio consistere in una maggiorazione percentuale

della tariffa incentivante riconosciuta, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita e dimostrata. Il premio non può in ogni caso eccedere il 30% della tariffa incentivante riconosciuta. In caso di vendita dell'immobile, il compratore acquista anche l'impianto fotovoltaico e beneficerà sia della tariffa incentivante, sia del premio.

Nel caso in cui non sia prevista nessuna autorizzazione (autorizzazioni paesaggistiche, autorizzazioni di enti di bacino, ecc), è sufficiente produrre la sola Denuncia d'Inizio Attività (D.I.A.); se invece è richiesto un solo provvedimento autorizzativo, esso sostituirà l'Autorizzazione Unica. Gli impianti di potenza nominale inferiore a 20 kW_p non sono considerati impianti industriali e quindi non sono soggetti a verifica ambientale, a meno che non si trovino in aree protette; inoltre per gli impianti fotovoltaici installati in aree agricole non è richiesta la variazione di destinazione d'uso del sito.

Il soggetto che intenda realizzare un impianto fotovoltaico (soggetto responsabile) inoltra al gestore di rete (il distributore locale di energia elettrica) il progetto preliminare dell'impianto richiedendo la connessione alla rete. Per gli impianti di potenza compresa tra 1 e 20 kW_p occorre precisare se ci si vuole avvalere del servizio di scambio sul posto per l'energia elettrica prodotta. L'AEEG, con il provve-

Quadro sinottico dei dati più significativi del "Conto Energia"

Soggetti ammessi agli incentivi	persone fisiche persone giuridiche soggetti pubblici condomini
Potenza nominale degli impianti	> 1 kW (valore minimo) – nessun limite
Requisiti tecnici	moduli CEI EN 61215 e 61646 norme tecniche allegato 1
Tariffe incentivanti	vedere la tabella "tariffa incentivante"
Cessione energia elettrica prodotta	AEEG 28/06 per scambio sul posto AEEG 34/05 per vendita energia AEEG 88/07 misura dell'energia
Durata incentivazione	20 anni
Riduzione tariffa incentivante	-2% dal 1° gennaio 2009
Potenza massima incentivabile	1200 MW *
Potenza massima installabile	3000 MW fino al 2016
Procedura accesso alle tariffe	1) inoltro al gestore di rete progetto preliminare e richiesta connessione alla rete 2) realizzazione dell'impianto e trasmissione al gestore di rete della comunicazione di ultimazione lavori 3) richiesta tariffa incentivante al GSE unitamente alla documentazione finale di entrata in esercizio - allegato 4
Non cumulabilità	1) con contributi in conto capitale > 20% 2) con certificati verdi 3) certificati di efficienza energetica

* In aggiunta agli impianti che concorreranno al raggiungimento della potenza elettrica cumulativa di 1200 MW, saranno ammessi alla tariffa incentivante, ed eventualmente al correlato premio, gli impianti che entreranno in esercizio entro quattordici mesi dalla data comunicata dal GSE sul proprio sito internet, dove verrà data notizia del raggiungimento del limite di potenza. Tale termine è elevato a ventiquattro mesi per gli impianti i cui responsabili sono soggetti pubblici.

dimento n. 90/07 dell'11 aprile 2007 ha definito le modalità e i tempi, secondo i quali il gestore di rete comunica il punto di consegna e la connessione dell'impianto alla rete elettrica, prevedendo in caso di mancato rispetto delle disposizioni, penali a carico del distributore. Ad impianto ultimato, il soggetto responsabile deve trasmettere al gestore di rete la

comunicazione di fine lavori, nonché tutta la documentazione richiesta dall'allegato 4 del decreto MSE.

Entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, va inoltrata al soggetto attuatore (GSE) la richiesta di concessione della tariffa incentivante e la documentazione finale di entrata in esercizio dell'impianto. Il mancato rispetto dei

termini comporta la non ammissibilità ai benefici. A sua volta il GSE, entro 60 giorni dalla data di ricevimento della richiesta d'accesso alla tariffa incentivante, della documentazione relativa e verificato il rispetto delle disposizioni del decreto MSE, comunica al titolare dell'impianto la tariffa riconosciuta.

All'indirizzo web <http://www.gsel.it/news/documenti/Solarexpo.pdf>, il soggetto responsabile può trovare le istruzioni per accedere al portale informativo e interagire con il GSE, come prevede il decreto del 19 febbraio 2007, per richiedere le tariffe incentivanti e il relativo premio abbinato all'uso efficiente dell'energia.

[8.5.3]

Allegati a complemento del decreto Conto Energia

Allegato 1 al decreto Conto Energia del 19 febbraio 2007

I moduli fotovoltaici devono essere provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori dovranno essere accreditati EA (European Accreditation Agreement) o dovranno aver stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

$$a. P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I/I_{stc}$$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

$$b. P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$$

dove:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2% .

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40^\circ C$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione **a.** precedente diventa:

$$a. P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) \cdot P_{nom} \cdot I/I_{stc}$$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

NOTA

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) \cdot y / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) \cdot I / 800] \cdot y / 100$$

dove:

- y è il coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$);
- NOCT è la temperatura nominale di lavoro della cella (questo parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40 \div 50 \text{ } ^{\circ}\text{C}$, ma può arrivare a $60 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ per moduli in retrocamera);
- T_{amb} è la temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature;
- T_{cel} è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti, le cui tipologie sono contemplate nel presente decreto, devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme tecniche, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati:

- **CEI 64-8:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- **CEI 11-20:** Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- **CEI EN 61646 (82-12):** Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- **CEI 82-25:** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso) = 16 A per fase);
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equi-

paggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni;

- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT); serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- **CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** Protezione contro i fulmini; serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** Principi generali;
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** Valutazione del rischio;
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- **CEI 81-3:** Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **CEI 0-3:** Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- **CEI 13-4:** Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- **EN 50470-1 ed EN 50470-3** in corso di recepimento nazionale presso CEI;
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione. Nel caso di impianti fotovoltaici di potenza superiore a 3 kW e realizzati secondo le tipologie di interventi valide ai fini del

riconoscimento dell'integrazione architettonica (articolo 2, comma 1, lettera b3)), in deroga alle certificazioni sopra richieste, sono ammessi moduli fotovoltaici non certificati secondo le norme CEI EN 61215 (per moduli in silicio cristallino) o CEI EN 61646 (per moduli a film sottile) nel solo caso in cui non siano commercialmente disponibili dei prodotti certificati che consentano di realizzare il tipo di integrazione progettato per lo specifico impianto. In questo caso è richiesta una dichiarazione del costruttore che il prodotto è progettato e realizzato per poter superare le prove richieste dalla norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

La dichiarazione dovrà essere supportata da certificazioni rilasciate da un laboratorio accreditato, ottenute su moduli similari, ove disponibili, oppure suffragata da una adeguata motivazione tecnica. Tale laboratorio dovrà essere accreditato EA (European Accreditation Agreement) o dovrà aver stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Delibera AEEG n 88/07 dell'11 aprile 2007

(pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 97 s.o. n. 107 del 27/04/07)

Nel tentativo di fare chiarezza nel campo del settore dell'energia elettrica, l'AEEG ha emanato la delibera su menzionata, al fine di

«definire le responsabilità e le moda-

lità del servizio di misura dell'elettricità prodotta sia da impianti qualificati per il rilascio di certificati verdi, sia di impianti che utilizzano fonti rinnovabili».

Il provvedimento detta disposizioni per gli impianti di generazione la cui richiesta per la connessione sia successiva alla data di entrata in vigore della presente delibera (27/04/2007).

Per gli impianti la cui produzione coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, gli apparecchi di misura installati sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta. Per gli impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW, il responsabile del servizio di misura è individuato nella figura del gestore di rete. Il soggetto responsabile (produttore) è tenuto a corrispondere al gestore di rete un corrispettivo definito dall'AEEG, a copertura delle attività svolte per le operazioni di misurazione. Per gli impianti di potenza nominale superiore a 20 kW, l'AEEG lascia la possibilità al produttore di scegliere se ricoprire lui stesso questa funzione o delegarla al gestore di rete, nel qual caso deve corrispondere un corrispettivo definito dal gestore medesimo. Fino al termine del periodo di regolazione 2004-2007, il corrispettivo è pari alla componente tariffaria MIS1, prevista per la bassa tensione (tabella 18, prima colonna, dell'allegato 1 del Testo Integrato, deliberazione dell'AEEG del 30 gennaio 2004 n. 5).

Per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW, le condizioni tecniche per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature per la misura sono definite dal gestore di rete stesso. Il posizionamento dei misuratori è concordato con il soggetto responsabile sulla base di scelte volte

ad ottimizzare l'entità ed il costo degli interventi. Le apparecchiature di misura devono essere dotate di dispositivi anti-frode, che però devono consentire l'apertura anche senza l'intervento del personale del gestore di rete. Nel caso d'interventi che necessitino l'apertura del sistema anti-frode, il produttore lo comunica al gestore di rete tramite fax e/o e-mail, con almeno due giorni lavorativi di anticipo. Le apparecchiature di misura devono essere in grado di rilevare la produzione dell'energia elettrica su base oraria ed essere dotate di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione via remoto delle misure da parte del gestore di rete con cadenza minima mensile. Il soggetto responsabile delle misure deve archiviare e custodire le registrazioni per un periodo minimo di 5 anni.

Delibera AEEG n 89/07 dell'11 aprile 2007

(pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 97 s.o. n. 107 del 27/04/07)

«La delibera n 89/07 definisce le condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti che producono o che consumano energia elettrica, alle reti a tensione nominale minore od uguale ad 1 kV».

Tali condizioni si applicano sia alle richieste di nuova connessione sia alle richieste di valutazione di un adeguamento di connessione esistente a seguito della realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla loro modifica.

Per gli impianti di nuova realizzazione od oggetto di interventi di potenziamento, il soggetto responsabile deve presentare all'impresa distributrice competente, una

richiesta di nuova connessione o di valutazione di adeguamento della connessione esistente. Essa, oltre ai dati anagrafici del responsabile dell'impianto, deve fornire i dati della potenza complessivamente richiesta per la connessione in immissione, della potenza nominale dell'impianto o del valore dell'aumento di potenza della generazione installata. Inoltre debbono essere indicati i dati identificativi del punto di connessione esistente, il tipo di fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica, la data prevista di avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto, di conclusione lavori e di entrata in esercizio, la documentazione inerente il progetto per gli interventi previsti secondo quanto indicato nella norma CEI 0-2 (CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici), i livelli di potenza disponibile in immissione e in prelievo, l'eventuale volontà di sottoscrivere il contratto di servizio di scambio sul posto, o d'avvalersi per il ritiro dell'energia prodotta, del gestore di rete al quale l'impianto è collegato, o che venga ritirata dal GSE o dall'impresa distributrice se prodotta da impianti collegati alla rete di trasmissione nazionale o alla rete di distribuzione.

Successivamente alla richiesta effettuata dal soggetto responsabile, l'impresa distributrice esegue una verifica tecnica al fine di valutare l'impatto sulla rete della potenza disponibile richiesta in immissione ed invia al richiedente un preventivo dove sono indicate:

- la tipologia del lavoro necessario alla realizzazione della connessione;
- la soluzione individuata per la connessione;
- la descrizione degli eventuali adeguamenti necessari da effettuare sul-

l'impianto a cura del soggetto responsabile;

- il corrispettivo per la connessione, evidenziando le singole voci di costo;
- il termine previsto per la realizzazione della connessione;
- il codice alfanumerico identificativo dei punti d'immissione e di prelievo localizzati nel territorio di competenza delle imprese distributrici.

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è al massimo di 20 giorni lavorativi. Esso ha validità non inferiore a 3 mesi e nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo può essere richiesto successivamente per l'esecuzione dei lavori indicati.

L'accettazione da parte del soggetto responsabile del preventivo deve avvenire entro i tre mesi di validità. Una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto, il soggetto responsabile invia all'impresa distributtrice la comunicazione di fine lavori. Nel caso di lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione sono stabiliti al massimo in 30 giorni lavorativi e per i lavori complessi in 120 giorni lavorativi. Se si dovessero richiedere autorizzazioni, il tempo per effettuare la connessione non comprende quello necessario per ottenerle.

Qualora la messa a disposizione del preventivo non avvenga nei termini stabiliti, l'impresa distributtrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al soggetto responsabile, è tenuta a corrispondere un indennizzo automatico di € 60. Altresì al soggetto responsabile, al di fuori delle cause di forza maggiore o cause imputabili al medesimo o a terzi, avrà diritto a un indennizzo automatico, posto a carico dell'impresa distributtrice, pari al maggior valore tra l'1% del totale del corrispettivo

di connessione e € 5 per ogni giorno di ritardo della realizzazione della connessione, fino a un massimo di 180 giorni.

La potenza ai fini della connessione è pari convenzionalmente alla differenza tra il valore della potenza complessivamente richiesta per la connessione in immissione e il valore della potenza disponibile per la connessione. La realizzazione e la gestione della connessione è effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributtrici in conformità delle disposizioni dell'AEEG e della CEI. Per potenze in immissione fino a 75 kW il servizio di connessione è erogato in bassa tensione.

All'atto della presentazione della domanda di connessione il soggetto responsabile è tenuto a versare al distributore un corrispettivo fisso stabilito dall'AEEG. Fino al 31 dicembre 2007 l'importo del diritto fisso è pari a 50.000 delle vecchie lire.

Nel caso di nuove connessioni la cifra da corrispondere è pari alla somma di:

- a. potenza pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e un corrispettivo unitario stabilito dall'AEEG;
- b. distanza pari al prodotto tra la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributtrice in servizio da almeno 5 anni e un corrispettivo definito dall'AEEG.

Nel caso di adeguamento di una connessione già esistente il corrispettivo è identico a quanto descritto nel punto a.

Quando, su esplicita richiesta del soggetto responsabile, la connessione non sia identificata sulla base delle soluzioni di tipo standard (contenute nelle guide tecniche del CEI e disposizioni dell'AEEG), il costo è pari al 70% della spesa sostenuta

dall'impresa distributrice, comprensiva dei materiali a piè d'opera e della mano d'opera, oltre alle spese generali assunte, pari al 20% degli importi predetti. Queste cifre si applicano anche alle richieste di connessione di impianti che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, o situati oltre 2 km dalla cabina di trasformazione media/bassa tensione. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili i corrispettivi per la connessione sono per il 50% a carico del soggetto responsabile e per il 50% a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilati alimentati dalla componente tariffaria A3.

Prima dell'entrata in esercizio dell'impianto il soggetto responsabile comunica alla società Terna Spa, attraverso un apposito portale informatico predisposto dalla stessa società, le informazioni relative all'impianto secondo le condizioni stabilite da Terna Spa, nonché il codice identificativo. Il produttore dovrà inviare all'impresa distributrice l'attestazione rilasciata da Terna Spa dell'avvenuta comunicazione dei dati dell'impianto. A sua volta le imprese distributrici trasmettono con cadenza trimestrale alla società Terna Spa, un elenco degli impianti connessi alla loro rete entrati in esercizio negli ultimi tre mesi, riportando il codice identificativo e la data di entrata in esercizio.

Entro 60 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento, le imprese distributrici debbono trasmettere all'AEEG le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti in bassa tensione dalle stesse gestite. Fermo restando l'obbligo, per il

soggetto responsabile, di comunicare alla società Terna le informazioni relative all'impianto di produzione di elettricità e nell'ipotesi molto probabile che il portale non sia ancora predisposto, la comunicazione può essere effettuata utilizzando una scheda anagrafica elaborata dalla stessa società Terna e pubblicata sul suo sito internet (<http://www.terna.it>). Qualora il codice identificativo non sia disponibile, le imprese distributrici forniscono un codice identificativo univocamente definito per impresa distributrice.

Delibera AEEG n 90/07 dell'11 aprile 2007

(pubblicata in Gazzetta Ufficiale
n. 97 s.o. n. 107 del 27/04/07)

Sulla base di quanto ha disposto il decreto interministeriale del 19 febbraio 2007 (c.d. Nuovo Conto Energia) l'AEEG ha deliberato in merito alle modalità, le tempistiche e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti e del premio, rendendo così attuativo il contenuto del decreto stesso. Infatti è solo dall'entrata in vigore della delibera 90/07 (27/04/07) che si sono potute inviare al GSE le domande per le tariffe incentivanti. Le modalità, i tempi da rispettare e le condizioni non sono altro che quelle già enunciate nel decreto del 19 febbraio.

La delibera 90/07 contiene in più rispetto al decreto, l'allegato A (<http://www.autorita.energia.it/docs/07/090-07all.pdf>), una sorta di scatola cinese che racchiude a sua volta 8 allegati denominati nel modo seguente: Allegato A1, Allegato A1p, Allegato A2, Allegato A2p, Allegato A2p, Allegato A3a, Allegato A3b, Allegato A4 e Allegato A4p. Gli allegati A1 e A1p si

riferiscono allo schema di domanda per richiedere la tariffa incentivante a seconda che l'impianto sia entrato in esercizio in data successiva all'entrata in vigore della delibera 90/07, ossia 27/04/07 (Allegato A1) o nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2005 e la delibera 90/07 (Allegato A1p). Gli Allegati A2 e A2p sono le schede tecniche dell'impianto fotovoltaico per cui viene presentata la richiesta per la tariffa incentivante. Rispettivamente Allegato A2 per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 27 aprile 2007 e Allegato A2p per gli impianti entrati in esercizio nel periodo 1° ottobre 2005 e 27 aprile 2007. Gli Allegati A3a e A3b si riferiscono allo schema per richiedere il premio. Gli Allegati A4 e A4p sono lo schema per la dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà per l'impianto fotovoltaico. Quindi cercando di sintetizzare, per poter

richiedere la tariffa incentivante e se il caso anche il premio, il soggetto responsabile una volta realizzato l'impianto, rispettando le norme tecniche contenute nell'allegato 1 del decreto del 19 febbraio 2007, deve presentare al GSE, entro 60 giorni (90 giorni se l'impianto è entrato in esercizio nel periodo tra il 1° ottobre 2005 e il 27/04/07) dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, la richiesta di concessione della tariffa incentivante (Allegato A1 o A1p secondo il caso), comprensiva della documentazione prevista nell'allegato 4 del medesimo decreto. Al GSE devono essere inviati anche i modelli cartacei debitamente compilati degli allegati A2 o A2p, (caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico), eventualmente gli allegati A3a o A3b (richiesta del premio) e gli allegati A4 o A4p (dichiarazione sostitutiva di atto notorio).





Appendici

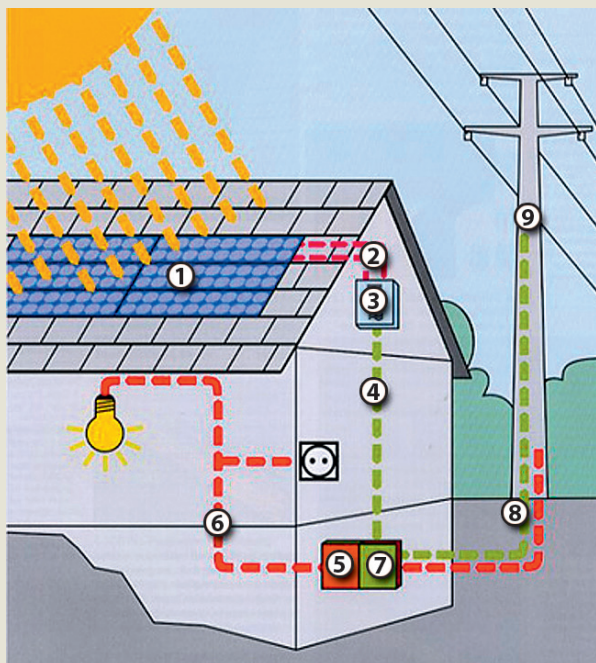


Appendice **A**

Fotovoltaico e architettura

Per sistemi fotovoltaici integrati in edilizia si intendono quei sistemi nei quali il componente fotovoltaico sia caratterizzato da una valenza multifunzionale e sia, cioè, oltre che generatore di energia, anche componente edile; in generale gli impianti fotovoltaici di questo tipo sono connessi alla rete elettrica locale in quanto localizzati in centri urbani. L'immagine seguente (*figura A.1*) schematizza la struttura (in termini di componenti elettrici e di principi di funzionamento) di un impianto fotovoltaico integrato in copertura e connesso in rete ed i suoi componenti elettrici.

Figura A.1
Schema di funzionamento di
un impianto fotovoltaico
connesso alla rete elettrica



(1) moduli fotovoltaici integrati nella copertura, (2) trasferimento dell'energia elettrica prodotta in corrente continua dal sistema fotovoltaico all'inverter, (3) inverter, (4) trasferimento dell'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico e trasformata in corrente alternata dall'inverter al contatore in uscita, (5) contatore in entrata, (6) trasferimento dell'energia elettrica prelevata dalla rete ai carichi dell'utenza, (7) contatore in uscita, (8) trasferimento dell'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico alla rete elettrica locale

I moduli fotovoltaici integrati nella copertura dell'edificio e costituenti il campo fotovoltaico, esposti alla radiazione solare generano energia elettrica in corrente continua attraverso il meccanismo della conversione fotovoltaica. Mediante un convertitore dc/ac (inverter), l'elettricità prodotta in corrente continua viene trasformata in alternata, trasferita alla rete elettrica e contabilizzata da un doppio contatore che registra il

rapporto tra la quantità di energia prelevata dalla rete e quella ceduta ad essa. L'energia prodotta può, infatti, essere in quantità maggiore o minore di quella necessaria ai consumi dell'edificio.

In particolare, la situazione in cui la quantità di energia prodotta dal sistema fotovoltaico sia inferiore al fabbisogno energetico dell'utenza si può verificare:

- stabilmente, nel caso di un impianto sottodimensionato rispetto alle richieste energetiche medie dell'utenza;
- saltuariamente, in alcune ore della giornata (quando vi sia minore disponibilità di radiazione solare o vi sia una domanda elettrica dell'utenza superiore a quella media considerata in fase di progetto).

I vantaggi derivanti dall'impiego di sistemi fotovoltaici integrati in architettura, piuttosto che di centrali fotovoltaiche isolate, sono di diversa natura.

Tra questi, quelli di carattere generale possono essere sintetizzati come segue:

- la possibilità di impiego di superfici marginali degli edifici o la completa integrazione nelle strutture edili consente di evitare l'occupazione di suolo da parte del sistema (si pensi all'enorme impatto sul suolo delle grandi centrali fotovoltaiche);
- si evitano perdite di energia dovute alla distribuzione, in quanto l'energia elettrica viene utilizzata nello stesso luogo in cui viene prodotta;
- mediante una corretta progettazione l'utilizzo multifunzionale del componente fotovoltaico può incidere favorevolmente sulle prestazioni termiche dell'involucro, ed è possibile, anche, prevedere modalità di recupero dell'energia termica prodotta dal surriscaldamento del retro dei moduli;
- si possono ridurre, in una certa misura, i costi di costruzione (risparmio sulle strutture di supporto e risparmio sui materiali da costruzione), e quelli di installazione dei sistemi fotovoltaici.

Inoltre, mediante il ricorso a sistemi fotovoltaici connessi alla rete elettrica, nel caso di una massiccia generazione diffusa, è possibile:

- sopperire ai picchi di domanda che si verificano nelle ore diurne a causa dei forti consumi dovuti al funzionamento degli esercizi commerciali o degli ambienti di lavoro, sulla cui domanda grava l'impiego di potenti sistemi di condizionamento dell'aria (si tenga conto che l'energia consumata nelle fasce orarie di punta risulta essere la più costosa);
- produrre energia elettrica nel luogo in cui viene consumata, e modularla sulle esigenze dell'utenza, con una conseguente minore necessità di potenziare le linee di trasformazione.

Uno tra gli esempi più rappresentativi di integrazione di sistemi fotovoltaici negli edifici è quello realizzato tra il 1997 ed il 1999 nell'area di Nieuwland presso Amersfoort in Olanda¹, che ha visto un largo impiego di moduli fotovoltaici integrati nelle coperture. Tale intervento rappresenta, ad oggi, uno tra i più importanti casi di inserimento di impianti fotovoltaici a larga scala urbana; la potenza complessiva installata, pari a 1,3 MW_p, è paragonabile alla potenza di una grande centrale fotovoltaica.

Le abitazioni realizzate sono state circa 6.000, distribuite in sei differenti quartieri; in particolare in uno di questi – il *Water Quarter* – 500 delle 649 che lo compongono sono dotate di coperture fotovoltaiche.

Un aspetto rilevante di tale progetto è che si tratta del primo esempio di applicazione di sistemi fotovoltaici sperimentato su una scala urbana ampia, in zona edificata; di conseguenza una particolare attenzione è stata posta nell'elaborazione di criteri di progettazione tecnica ed architettonica che consentissero di massimizzare i rendimenti energetici dei sistemi fotovoltaici e di realizzare delle soluzioni architettoniche armoniose e soddisfacenti. In particolare, il disegno urbano è stato redatto in modo che tutte, o quasi, le abitazioni presentassero coperture esposte a sud adatte alla localizzazione degli impianti; inoltre, grande cura è stata posta nella ricerca di profilati idonei a conseguire una piena integrazione del campo fotovoltaico nella copertura.

La progettazione dell'intera area è stata eseguita secondo criteri di elevata sostenibilità, facendo ricorso ad un metodo messo a punto dalla BOOM. Tra i requisiti richiesti agli architetti vi era quello di integrare il sistema fotovoltaico nell'involucro dell'edificio, ricorrendo a soluzioni standard già sperimentate, che potessero assicurare i risultati desiderati.

Figura A.2
Vista dall'alto dell'area di
Nieuwland in Amersfoort
(Olanda)



Figura A.3
Esempio di integrazione
architettonica del FV,
Nieuwland, Amersfoort
(Olanda)



Nella fase istruttoria del progetto era stato stabilito un limite massimo di riduzione del rendimento del sistema, dovuto ad effetti di ombreggiamento o di orientamento non ottimale, pari al 5%, inoltre l'inclinazione della copertura di ognuno degli edifici doveva essere compresa tra 20° e 50°.

Coerentemente con questi principi sono state elaborate soluzioni architettoniche e tipologiche standard. Per la maggior parte le coperture sono inclinate di 20°, in un solo progetto l'inclinazione è di 70° (in tal caso la riduzione del rendimento energetico del sistema fotovoltaico è pari al 16%). Una consistente parte della potenza installata (360 kW_p) è stata posizionata su coperture orizzontali, mediante l'impiego di appositi supporti in plastica. Si è stabilito di realizzare solo un numero minimo di edifici che facessero ricorso a soluzioni non standard, che richiedevano una particolare attenzione nella fase di design.

Tutti gli impianti (mediamente 25 m² di moduli per abitazione per una potenza nominale variabile tra 2 e 2,5 kW_p), sono collegati alla rete, ed il loro funzionamento è continuamente monitorato dall'autorità energetica regionale, che interviene in caso di cattivo funzionamento degli impianti.

Figura A.4
Copertura fotovoltaica
(2,3 MW_p) realizzata ad
Haarlemmermeer in occasione
della Floriade Exhibition 2002



Requisiti e parametri per la progettazione

Sulla messa a punto dei criteri di riferimento per la progettazione di sistemi fotovoltaici integrati negli edifici un grande lavoro è stato svolto a partire dal 1997 dalla *International Energy Agency* (IEA) nell'ambito del *Power Systems Program*, mediante le attività della Task 7 "PV in the built environment"².

Obiettivo di questo gruppo di ricerca sui sistemi fotovoltaici inseriti in ambienti costruiti è stato quello di migliorarne la qualità (architettonica e tecnica), la fattibilità economica, e di rimuovere le barriere non tecniche che ne ostacolano la diffusione³.

Nell'ambito delle numerose attività vi è stata anche la strutturazione di alcuni strumenti teorici per la progettazione di sistemi fotovoltaici che prenderemo come riferimento per le considerazioni che seguono⁴.

Sinteticamente i parametri da considerarsi nella progettazione di un sistema fotovoltaico integrato in architettura sono: la massimizzazione del rendimento energetico del

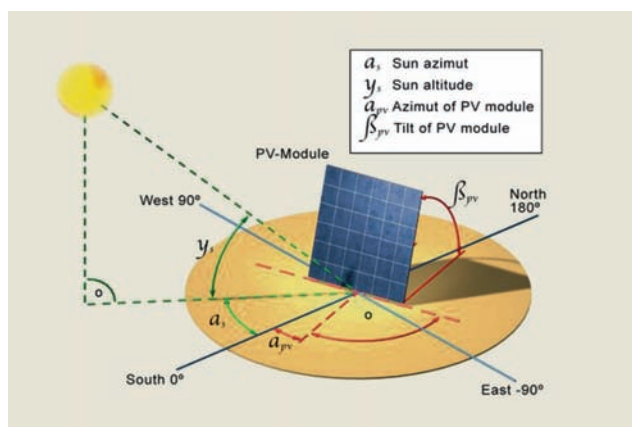
sistema; la minimizzazione degli effetti di ombreggiamento del campo fotovoltaico; gli effetti della temperatura; i requisiti tecnici dei componenti fotovoltaici; il disegno elettrico e la sicurezza (gli ultimi due aspetti non verranno trattati).

Massimizzazione del rendimento energetico del sistema

Il rendimento energetico di un sistema fotovoltaico dipende dalla localizzazione geografica, dall'esposizione del sistema, dall'area della superficie fotovoltaica dei moduli, dalla tecnologia impiegata. Di questi aspetti prenderemo in considerazione quelli relativi al posizionamento del sistema.

La posizione di un componente fotovoltaico viene definita attraverso due angoli, detti azimuth e tilt: il primo è la distanza angolare misurata in gradi in senso orario attorno all'orizzonte dell'osservatore a partire da sud (positivo verso ovest, negativo verso est), il secondo è l'angolo relativo all'inclinazione del piano dei moduli rispetto al piano tangente la superficie terrestre, come è possibile osservare dall'immagine seguente.

Figura A.5
Indicazione dell'angolo di elevazione ed azimuth solare, e di azimuth e tilt dei moduli fotovoltaici

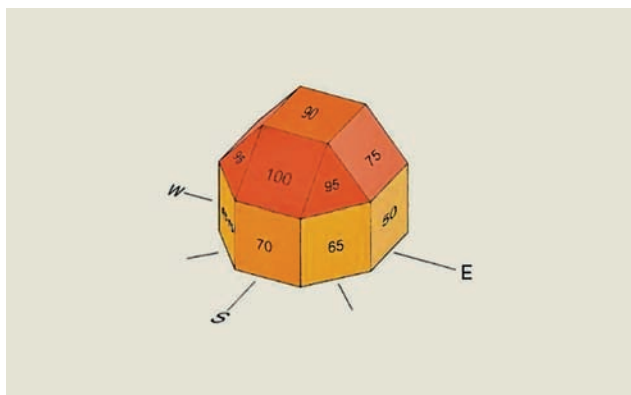


Per differenti angoli di azimuth cambiano le modalità con le quali la radiazione solare viene intercettata e trasformata dai moduli durante l'arco della giornata, mentre per differenti angoli di tilt varia il rendimento energetico del sistema nel corso dell'anno. Il valore della quantità di energia prodotta, come anticipato, dipende – oltre che dell'efficienza del sistema e dei moduli – dalla radiazione solare incidente sul piano dei moduli. L'energia che viene raccolta dal piano dei moduli durante l'arco della giornata e nei vari mesi dell'anno è funzione della posizione del sole (azimuth ed elevazione). Ad esempio, nell'emisfero nord, a parità di orientamento (verso il sud pieno) durante i mesi estivi – quando il sole raggiunge la massima altezza sull'orizzonte – forniscono il maggiore rendimento energetico le superfici orizzontali; di contro, le superfici verticali presentano il rendimento energetico più basso.

Si è verificato che nell'emisfero boreale l'orientamento ottimale è verso sud (azimuth pari a 0°) e tilt pari ad un valore inferiore di una decina di gradi alla latitudine del sito (rendimento energetico pari al 100% di quello massimo ottenibile)⁵.

È evidente come questa condizione ideale possa essere soddisfatta con relativa facilità quando si tratti di realizzare impianti non integrati negli edifici, ma di come sia più complicato in questo secondo caso; in tal senso è quindi utile sapere che tolleranze contenute rispetto alla condizione ottimale non arrecano eccessive penalizzazioni al rendimento del sistema. È, infatti, facilmente verificabile che ad impianti con azimuth pari a $\pm 45^\circ$, e tilt pari a quello ottimale per il sito geografico considerato, corrisponde un rendimento pari al 95% di quello massimo ottenibile; inoltre, per azimuth pari a 0° e tilt pari a 90° il rendimento è pari a circa il 70%, e per azimuth pari a 0° e tilt pari a 0° il rendimento è pari a circa il 90% (figura A.6).

Figura A.6
Posizionamento ottimale dei moduli. Influenza degli angoli di tilt ed azimuth



Al fine di comprovare quanto detto sono stati elaborati alcuni grafici mediante l'ausilio di un comune software di simulazione di sistemi fotovoltaici, denominato PVSYS V3.1 (sviluppato dal Politecnico di Losanna). Si è simulato il rendimento energetico su base annuale per un sistema connesso in rete e localizzato presso Napoli (latitudine $40,51^\circ$, longitudine $14,15^\circ$) della potenza nominale di 1 kW_p , realizzato con moduli standard con celle in silicio policristallino, applicato in un tetto o in una facciata ventilati, prendendo in esame nove casi, differenti per angoli di tilt ed azimuth.

Minimizzazione dei fenomeni di ombreggiamento del campo fotovoltaico

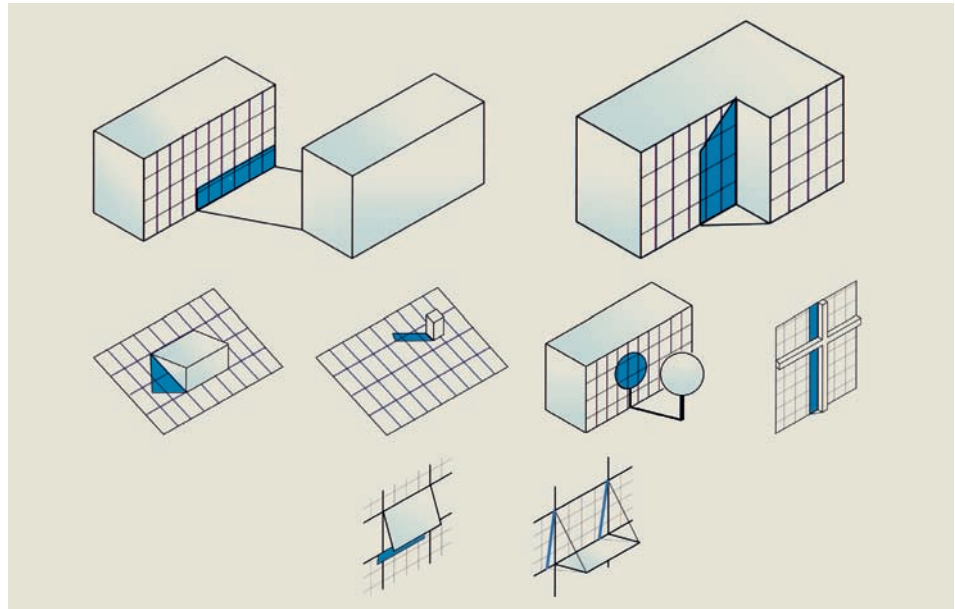
Altro fattore importante da considerare nella progettazione di un impianto è la presenza di elementi che possano produrre ombra sul generatore, comportando un notevole danno al rendimento del sistema.

Particolare attenzione va rivolta ad alcuni aspetti quali le caratteristiche orografiche del sito, la presenza di vegetazione, la morfologia dell'ambiente costruito, la geometria dell'edificio oggetto dell'intervento.

Nell'immagine in figura A.7 sono mostrati differenti casi di ombreggiamento, dovuto a corpi edilizi prossimi al campo fotovoltaico, alla geometria dell'edificio, ad elementi di vegetazione, ma anche a particolari elementi tecnologici o costruttivi (ad esempio finestre apribili, come anche pilastri o travi aggettanti), o volumi accessori dell'edificio (ad esempio vani ascensore o comignoli).

Nel caso in cui la geometria o la struttura dell'edificio comportino ombre sul campo fotovoltaico, e questa condizione non possa essere evitata, dovrà essere adottato un design elettrico appropriato oppure si dovrà ricorrere all'impiego di celle o moduli non attivi elettricamente.

Figura A.7
Ombreggiamento del campo
fotovoltaico



Nelle immagini che seguono sono mostrati due esempi di integrazione del fotovoltaico in architettura ben riusciti da un punto di vista di composizione architettonica e di valenza estetica, che presentano, però, effetti di "self-shading" dovuto alla loro geometria. In *figura A.8* è mostrato un edificio realizzato nel 1998 in Germania, che ospita un Centro per l'Innovazione e le Nuove Tecnologie.

Figura A.8
Centro per l'Innovazione e le
Nuove Tecnologie (Germania)



Nella composizione dell'edificio e nell'articolazione degli spazi un ruolo fondamentale è giocato dalla luce; per tale motivo gli architetti Eisele & Partner hanno adottato per il fronte meridionale la soluzione di un prospetto concepito come uno schermo che ottimizza l'uso della luce solare mediante l'impiego di schermature fotovoltaiche⁶. In figura A.9 è mostrato il Centro per le arti ed i media di Karlsruhe, realizzato in una ex fabbrica di armi e munizioni costruita nel 1915. L'atrio di ingresso di tale edificio è caratterizzato dalla presenza di un grande lucernario di copertura fotovoltaico; la potenza nominale installata è pari a 7 kW_p. Nonostante si possa notare una buona armonia tra le forme dell'edificio storico ed il sistema fotovoltaico, l'impianto funziona male a causa dell'ombreggiamento prodotto sui moduli dallo stesso corpo dell'edificio, che presenta una struttura a corte.

Figura A.9
Centro per le arti e i media di
Karlsruhe (Germania)



Effetti della temperatura

L'efficienza di conversione delle celle fotovoltaica decresce all'aumentare della temperatura, a causa delle caratteristiche fisiche dei semiconduttori. Per le celle in silicio cristallino l'efficienza diminuisce linearmente all'incirca dello 0,4% per ogni grado di aumento della temperatura, mentre tale effetto è circa fino a due volte inferiore (secondo i processi di produzione adoperati) nel caso del silicio amorfo, come illustrato dal grafico seguente (figura A.10).

L'effetto della temperatura non comporta conseguenze valutabili esclusivamente nella perdita di efficienza di conversione delle celle, ma può produrre effetti negativi anche sul comfort degli ambienti il cui involucro comprende i moduli fotovoltaici, integrati nei componenti edili.

L'energia dispersa dalle celle fotovoltaiche durante il processo di conversione, infatti, se non dissipata mediante opportuni sistemi di ventilazione, viene trasmessa mediante scambi termici agli ambienti confinati attraverso l'involucro, causando un sensibile innalzamento della temperatura interna degli ambienti stessi. Per tali motivi è consigliabile progettare i sistemi fotovoltaici in modo che avvenga una ventilazione della superficie posteriore dei moduli (figura A.11), ottenuta mediante sistemi a differente

Figura A.10
Efficienza delle celle a
differenti temperature⁷

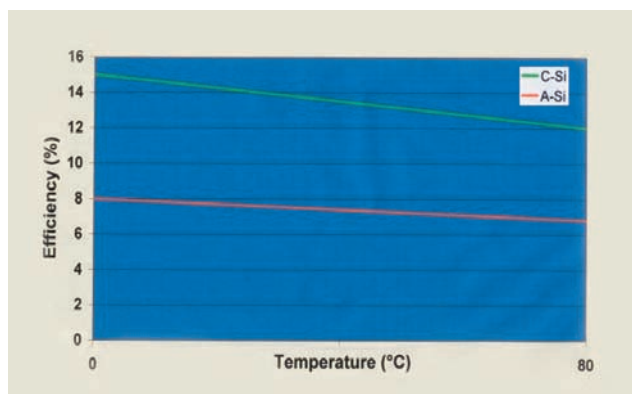
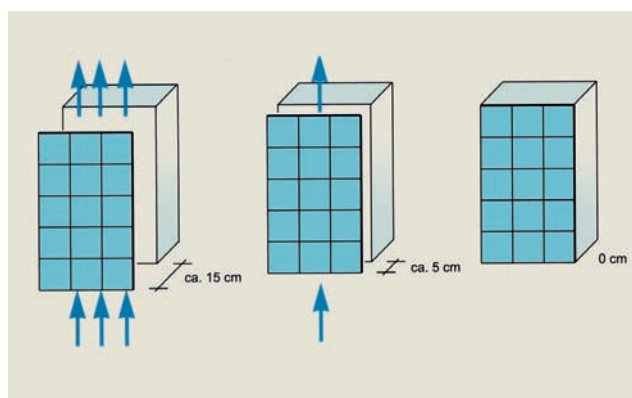


Figura A.11
Ventilazione del retro
dei moduli fotovoltaici



grado di complessità costruttiva (dalla semplice parete ventilata alle facciate a doppia pelle) oppure con l'ausilio di meccanismi di ventilazione attivi o passivi. Si tenga conto che per i sistemi a ventilazione naturale la portata del flusso d'aria dipende dalla radiazione solare incidente, mentre per i sistemi a ventilazione forzata il flusso è determinato da sistemi automatici.

La soluzione più semplice ed economica consiste nel predisporre delle intercapedini tra i moduli fotovoltaici e le superfici sulle quali vengono installati. In generale, maggiore è la dimensione dell'intercapedine (in termini di profondità), minore è la temperatura e, quindi, maggiore l'efficienza delle celle.

Esistono alcuni sistemi prefabbricati fotovoltaici specificamente sviluppati per l'integrazione in architettura estremamente avanzati che includono dispositivi che consentano la ventilazione naturale o forzata del retro dei moduli fotovoltaici⁸.

Requisiti tecnici dei componenti fotovoltaici

Nel caso in cui un componente fotovoltaico venga impiegato come componente edile, esso dovrà soddisfare gli stessi requisiti ai quali rispondono i componenti edili tradizionali, questo perché, come è intuitivo, un involucro fotovoltaico conserva le stesse

caratteristiche di un involucro tradizionale, e cioè separare l'interno dall'esterno garantendo la protezione dagli agenti atmosferici, e regolare gli scambi termici tra l'ambiente esterno e quello interno.

Il componente fotovoltaico dovrà, quindi, soddisfare prestazioni quali: isolamento termico, isolamento dall'umidità, tenuta all'acqua, tenuta al vento ed alla neve, protezione dal rumore, resistenza al fuoco.

Particolare attenzione va posta anche nella previsione della sequenza delle fasi di installazione del sistema, e delle eventuali operazioni di manutenzione (pulizia, sostituzione di moduli guasti o altre riparazioni). È importante sottolineare come il modulo fotovoltaico standard sia piuttosto fragile, e non sia, quindi, calpestabile; da ciò consegue che andrà verificata anche la possibilità da parte dei tecnici di operare le dovute riparazioni dei sistemi senza dover necessariamente calpestare i moduli.

Figura A.12
Montaggio di un sistema
fotovoltaico installato su
copertura⁹



Considerazioni sull'integrazione architettonica

Nell'affrontare il tema dell'integrazione del fotovoltaico in architettura è opportuno operare una prima distinzione tra interventi attuati su edifici esistenti (i cosiddetti "retrofit"), ed interventi in edifici di nuova progettazione (che prevedono, quindi, sin dalle prime fasi del progetto l'impiego di sistemi fotovoltaici).

Nel primo caso, quello degli interventi retrofit, una delle problematiche prioritarie da affrontare, soprattutto quando si tratti di edifici pregevoli, è il rispetto delle caratteristiche formali ed estetiche dell'edificio oggetto di intervento. Questo comporta, da parte delle aziende che operano nel campo della produzione di componenti fotovoltaici per l'integrazione edilizia, una ricerca ed una produzione di componenti tecnologicamente ed esteticamente compatibili, ma anche di sistemi semplici di installazione che consentano di minimizzare la trasformazione dell'esistente.

Nel caso della progettazione di interventi ex novo – le cosiddette architetture fotovoltaiche – una delle principali tematiche affrontate dai progettisti è la necessità di elaborare un linguaggio architettonico che consenta di esaltare le potenzialità formali e visive del componente fotovoltaico, che si traduce, sul versante industriale, nella produzione di componenti fotovoltaici innovativi pensati per l'integrazione architettonica e compatibili con le moderne tecnologie costruttive.

Nelle immagini successive sono mostrati due interventi retrofit alquanto creativi.

Nel primo caso si tratta di un'opera dell'architetto Thomas Spiegelhalter, consistente nella trasformazione di un casotto di servizio, situato in una ex cava di ghiaia a Kieswerk (Svizzera), in una abitazione solare monofamiliare: lo stato del luogo e dell'edificio precedente l'intervento è riprodotto in *figura A.13a*, in *figura A.13b* è mostrata la realizzazione.

Figura A.13
Casa unifamiliare solare
realizzata in una ex cava di
ghiaia a Kieswerk (Svizzera)
a) stato del luogo e
dell'edificio precedente
l'intervento
b) realizzazione



Il secondo caso (*figura A.14*) mostra invece un'applicazione retrofit in facciata, nella quale il componente fotovoltaico non è propriamente impiegato come componente edile, ma semplicemente sovrapposto alla strutture della facciata; si tratta, più che altro, di un ingegnoso sistema di montaggio che consente di ottenere il posizionamento ottimale dei moduli ed un effetto decorativo del prospetto.

Figura A.14
Die Hochschule für Bildende
Kunst (Germania), una
interessante applicazione
retrofit



Fatte queste prime considerazioni è evidente che il componente fotovoltaico integrato in un edificio è necessariamente connotato da una valenza multifunzionale, in quanto esso è sia un generatore di energia elettrica che una parte della costruzione (al limite anche come elemento decorativo); pertanto, allo stesso modo di un componente edile, può essere impiegato come elemento di chiusura, partizione o rivestimento. In tal senso un ottimo esempio delle possibilità di applicazione e delle differenti funzioni costruttive dei componenti fotovoltaici, è offerto dall'edificio mostrato nell'immagine di *figura A.15*.

Figura A.15

Funzioni costruttive dei componenti fotovoltaici

Si tratta di un edificio per abitazioni progettato dagli architetti Heidi e Peter Schibli, realizzato a Gams, in Svizzera, e premiato tra le migliori architetture solari svizzere del 2001. Si potrà osservare come i moduli (per una potenza nominale complessiva installata pari a 5,12 kW_p), siano impiegati in facciata come elementi di rivestimento, ma anche in corrispondenza delle balaustre, con funzione di partizione esterna, oltre che essere collocati sulla copertura piana



La varietà delle modalità di integrazione dei sistemi fotovoltaici in architettura fa capo alla possibilità di impiegare componenti speciali o sistemi di montaggio estremamente diversificati per le diverse applicazioni, le quali – in estrema sintesi – sono: coperture inclinate, coperture piane, coperture curve, facciate, frangisole.

E' utile notare che, pur ricorrendo ad una stessa tipologia di applicazione, i livelli di integrazione possono essere diversi. Infatti, in via del tutto generale, si può dire che le applicazioni possibili vanno dalla semplice sovrapposizione dei sistemi fotovoltaici sui componenti edili tradizionali, alla loro parziale integrazione in essi, alla totale integrazione (con la conseguente completa sostituzione dei componenti edili tradizionali).

Di seguito vengono mostrate alcune tabelle, ognuna delle quali fa riferimento ad una specifica tipologia di applicazione, ed ai corrispondenti possibili livelli di integrazione.

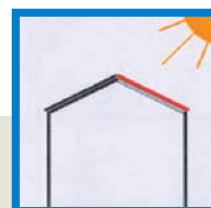
Tabella 1
Coperture inclinate



con PV di rivestimento



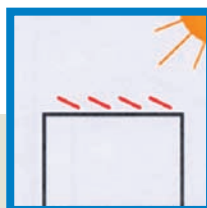
superficie opaca con PV integrato



superficie trasparente con PV integrato



Tabella 2
Coperture piane



superficie opaca con PV sovrapposto



superficie trasparente con PV integrato



Tabella 3
Coperture curve



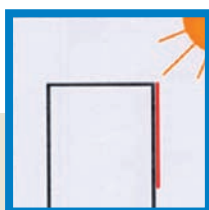
con PV
di rivestimento



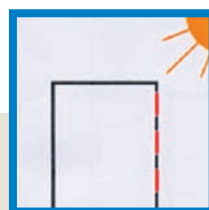
superficie trasparente
con PV integrato



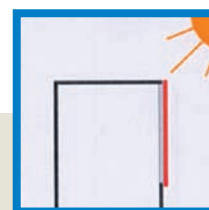
Tabella 4
Facciate



con PV
di rivestimento



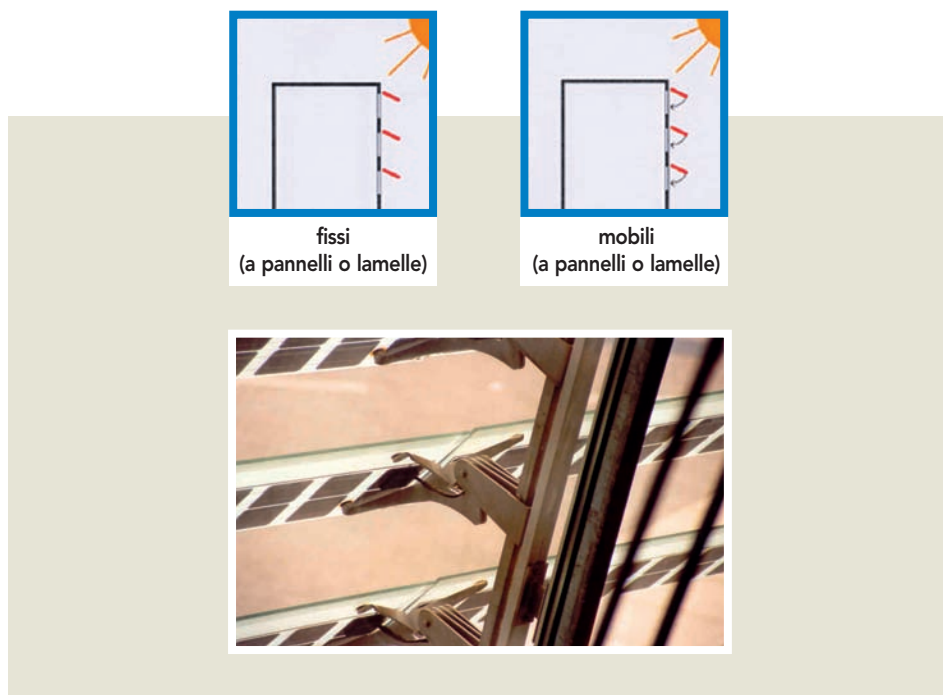
superficie opaca
con PV integrato



superficie trasparente
con PV integrato



Tabella 5
Frangisole



Criteri per la progettazione architettonica

Relativamente a questo fondamentale argomento, per una soddisfacente integrazione dei sistemi fotovoltaici in architettura sono da prendere in esame alcuni parametri facendo riferimento ai criteri architettonici individuati nell'ambito delle attività della IEA PVPS Task 7 "PV in the built environment"¹⁰.

1. Naturally integrated

I sistemi fotovoltaici sono una parte naturale dell'edificio. Senza il fotovoltaico l'edificio sembrerebbe mancare di qualcosa, il sistema fotovoltaico completa l'edificio.

2. Architecturally pleasing

Il sistema fotovoltaico, impostato su un buon design, aggiunge qualcosa al design complessivo, in termini di attrattiva visiva.

3. Good composition

Il colore e la texture del sistema fotovoltaico dovrebbero essere in armonia con gli altri materiali. A tal fine uno specifico design del sistema fotovoltaico dovrebbe essere valutato (ad esempio moduli con o senza cornice).

4. Grid, harmony and composition

Le dimensioni del sistema fotovoltaico dovrebbero essere compatibili con le dimensioni e la maglia strutturale o di involucro dell'edificio.

5. Contextuality

Il sistema fotovoltaico dovrebbe essere in armonia con l'immagine complessiva dell'edificio. Ad esempio, nel caso di edifici storici tegole o lastre piane saranno probabilmente da preferire a grandi moduli fotovoltaici vetro-vetro.

6. Well – engineered

Questo aspetto concerne specificamente l'eleganza, l'accuratezza e la correttezza dei dettagli del design.

7. Innovative new design

Il fotovoltaico è una tecnologia innovativa, che richiede un modo di pensare innovativo e creativo da parte degli architetti. Nuove idee possono migliorare il mercato del fotovoltaico ed aggiungere valore agli edifici.

Criteri per la progettazione urbana

Esempi di applicazione del fotovoltaico a larga scala in aree urbane quali, ad esempio, il caso di Amersfoort, dimostrano come il fotovoltaico, offrendo la possibilità di produrre energia elettrica in contesti urbani, possa contribuire allo sviluppo sostenibile del territorio a livello locale; inoltre, interventi di questo tipo consentono di verificare ed indagare le problematiche connesse alla progettazione di sistemi fotovoltaici in aree urbane, e di elaborare alcuni criteri di riferimento.

In tale direzione un consistente contributo è stato fornito nell'ambito del progetto europeo "PV City Guide", il cui obiettivo finale era l'elaborazione di una guida informativa che fosse di supporto per progettisti urbani, pianificatori, e costruttori che volessero sviluppare progetti di inserimento di sistemi fotovoltaici in ambienti urbani costruiti; ad essa¹¹ si farà riferimento nelle considerazioni che seguono.

L'idoneità di un'area urbana ai fini dell'inserimento di sistemi fotovoltaici dipende dalla disponibilità di radiazione solare, ma tiene conto anche di un altro importante fattore, costituito dal potenziale energetico del sito, dipendente a sua volta da altri parametri che saranno indagati in seguito. Tuttavia, a monte di ogni scelta, deve essere posta una preliminare valutazione dell'accettabilità dei sistemi fotovoltaici in un determinato sito, in rapporto alle caratteristiche del contesto, dell'ambiente costruito, e della tipologia di intervento che si intende attuare.

Si può sinteticamente affermare che:

- in aree di particolare pregio (artistico, storico o ambientale), eventualmente tutelate, l'applicazione dei sistemi fotovoltaici richiede una attenta verifica dell'efficacia dell'integrazione e sistemi innovativi, ma questo si traduce, spesso, in una rinuncia al loro utilizzo;
- in aree caratterizzate da interventi architettonici moderni l'applicazione del fotovoltaico può contribuire a migliorare la valenza estetica dell'edificio, soprattutto quando si tratti di nuove realizzazioni caratterizzate da un linguaggio architettonico innovativo;

- in aree interessate da interventi di riqualificazione estetica e strutturale degli edifici l'applicazione del fotovoltaico è auspicabile, soprattutto quando si prevedono interventi che coinvolgano il sistema delle coperture e delle facciate, o che siano finalizzati al miglioramento del comportamento termico dell'edificio (anche prestazioni energetiche dell'involucro).

Stima del potenziale energetico delle città

Note la radiazione solare massima (totale annuo della radiazione solare su una superficie esposta a sud ed inclinazione ottimale) e la superficie disponibile sugli edifici, al fine di effettuare stime del potenziale energetico delle città¹² si può fare ricorso ad una formula semplificata che ha validità per l'Europa occidentale¹³:

$$E = P \times I \times 0,1 \times A \times 0,4$$

dove:

- E è l'energia elettrica producibile nel corso di un anno,
- P è il numero di abitanti,
- I è la radiazione solare massima espressa in kWh/m²/anno,
- 0,1 è un fattore che esprime l'efficienza dei moduli,
- A è la superficie netta a persona disponibile espressa in m²/pers,
- 0,4 è un fattore di efficienza dell'intero sistema e fattore dell'area.

La formula semplificata sopra riportata tiene conto esclusivamente dell'impiego delle potenziali superfici captanti che risultano disposte in maniera ottimale, e considera anche tutte le eventuali limitazioni, pertanto le stime che ne derivano sono estremamente restrittive.

È evidente, in ogni caso, come non tutte le superfici disponibili in contesti urbani siano idonee all'applicazione di un sistema fotovoltaico, e l'esperienza dimostra, ad esempio, che circa il 45% della superficie delle coperture degli edifici risulta non idonea per ragioni di varia natura.

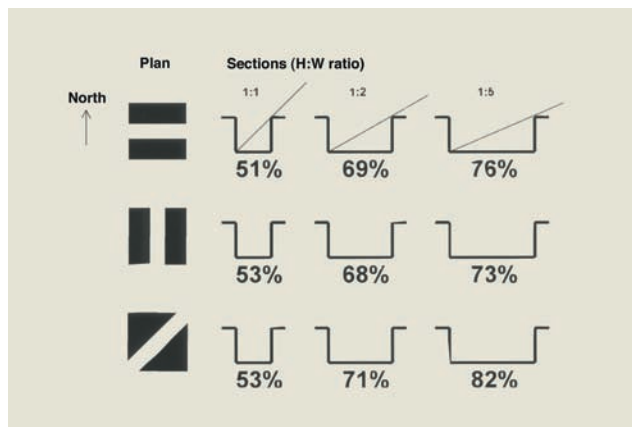
In tale senso opportune scelte fatte in sede di pianificazione urbana potrebbero migliorare di molto le cose, consentendo di trarre un maggiore vantaggio dall'utilizzo dell'energia solare. È utile, quindi, individuare alcuni fattori da tenere in considerazione nelle fasi di pianificazione urbana e progettazione architettonica, quali: conformazione ed orientamento delle strade in rapporto alle altezze degli edifici prospicienti; altezze degli edifici; morfologia del costruito; caratteristiche di riflessione delle superfici.

Conformazione ed orientamento delle strade

In figura A.16 è schematicamente mostrata la percentuale di accesso alla radiazione solare della strada nei casi di tre strade diversamente orientate con edifici prospicienti di altezze uguali su entrambi i fronti, ma caratterizzate da differenti rapporti tra altezze dei fronti e larghezza dell'invaso stradale.

Si può facilmente verificare come ad incidere maggiormente sul valore in percentuale di accesso al sole sia il rapporto tra altezza degli edifici e larghezza dell'invaso stradale, piuttosto che l'orientamento delle strade. Il valore più alto è relativo ad una strada

Figura A.16
Percentuale di radiazione solare in relazione a orientamento e larghezza delle strade



orientata in direzione nord est-sud ovest con un rapporto tra altezza dei fronti e larghezza dell'invaso di 1:2.

Altezze degli edifici

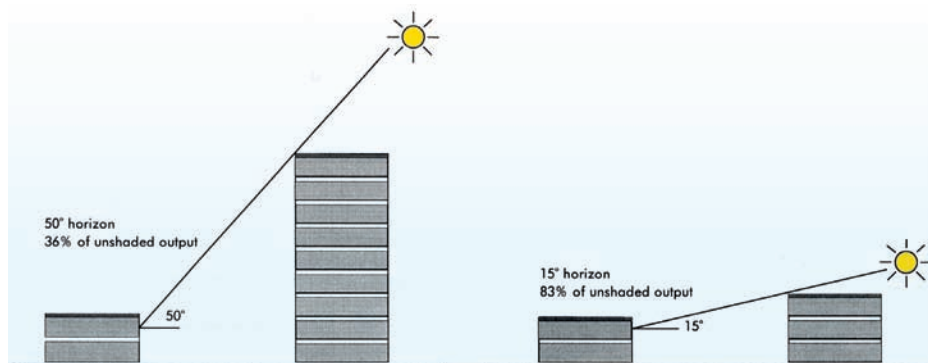
In sede di regolamentazione urbanistica ed edilizia è preferibile privilegiare scelte che comportino la realizzazione di edifici di altezze simili, visto che in questo caso le coperture si presenterebbero scarsamente ombreggiate dagli edifici circostanti, e quindi idonee alla collocazione di sistemi fotovoltaici.

Nel caso di aree urbane caratterizzate da forti differenze in altezza degli edifici, è probabile che la collocazione più idonea dei sistemi fotovoltaici sia in corrispondenza delle facciate (specialmente le parti alte), piuttosto che sulle coperture.

La schematizzazione in *figura A.17* mostra come, per due edifici posti ad una distanza fissata, altezze molto differenti degli stessi penalizzano quello più basso in termini di accesso al sole, e come invece la condizione di un'altezza simile dei due edifici migliori notevolmente le cose.

Nello schema di sinistra (forte differenza di altezza) si legge come, affinché la copertura dell'edificio più basso sia totalmente irradiata, il sole debba raggiungere una eleva-

Figura A.17
Soleggiamento di una copertura di un edificio rapportata all'altezza di un vicino edificio¹⁴



zione pari a 50°, con un conseguente fattore di non ombreggiamento pari al 36% (calcolato nell'arco del giorno).


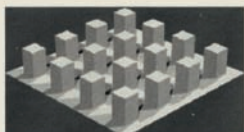


Nello schema di destra (altezze simili) si legge invece che la copertura dell'edificio più basso è totalmente irradiata per una elevazione del sole appena superiore a 15°, con un conseguente fattore di non ombreggiamento pari all'83%.

Morfologia del costruito

Quando per effetto di una pianificazione urbanistica ed architettonica urbana si presenti una condizione per la quale gli edifici hanno un'altezza simile in una stessa area, allora la morfologia del costruito diventa un elemento determinante ai fini dell'idoneità degli edifici (coperture e facciate) ad accogliere sistemi fotovoltaici.

Lo schema in *figura A.18* mostra i risultati di un'analisi sulla relazione tra tipologia urbana e potenzialità di applicazione dei sistemi fotovoltaici. Sono prese in esame quattro differenti tipologie del costruito (a corte, a padiglione, a stecca, in linea) e per ognuna di esse viene fornita la percentuale di superfici poste in facciata e caratterizzate da una irradiazione annua uguale o superiore a 800 kWh/m², in relazione a sei differenti città.

Figura A.18
Morfologia del costruito e percentuali di facciata idonea per installazioni fotovoltaiche

Urban area Plot ratio = 1.7	View	Climate	% of facade area with annual irradiation ≥800 kWh m ⁻²
Pavilion-Court		Athens	30 %
		Torino	17 %
		Fribourg	6 %
		Cambridge	2 %
		Trondheim	7 %
Pavilion		Athens	24 %
		Torino	13 %
		Fribourg	4 %
		Cambridge	1 %
		Trondheim	6 %
Slab		Athens	39 %
		Torino	23 %
		Fribourg	7 %
		Cambridge	2 %
		Trondheim	9 %
Terrace		Athens	50 %
		Torino	38 %
		Fribourg	11 %
		Cambridge	2 %
		Trondheim	14 %

Si può notare come il maggiore potenziale – limitatamente alle facciate – venga offerto da edifici in linea con fronti esposti a sud, mentre la situazione più difficile sia rappresentata dal caso degli edifici isolati (a padiglione).

Capacità di riflessione delle superfici

La radiazione solare al suolo si distingue in tre diverse componenti, e cioè diretta, diffusa e riflessa; mentre le percentuali di diretta e diffusa dipendono dalle condizioni meteorologiche del sito (oltre che dall'inclinazione della superficie captante rispetto al piano orizzontale), la componente riflessa dipende dalla presenza di superfici riflettenti, e dalla loro capacità di riflessione.

Tabella 6
Fattori di albedo
caratteristici
di diverse superfici

Superfici	albedo
Neve fresca con film di ghiaccio	0,75
Superficie d'acqua	0,70
Pareti di edifici chiare	0,60
Foglie secche	0,30
Pareti di edifici scure	0,27
Foresta in autunno	0,26
Erba verde	0,26
Cemento	0,22
Erba secca	0,20
Superfici di rocce non omogenee	0,20
Terreni argillosi	0,14
Superfici di bitume e ghiaia	0,13
Foresta in inverno	0,07
Strade bianche	0,04

I sistemi fotovoltaici si avvalgono di tutte le componenti della radiazione solare, pertanto in sede di progettazione urbana o a scala di quartiere, sarebbe opportuno tenere in considerazione tipologia e caratteristiche delle superfici circostanti, ad esempio pavimentazioni stradali, prati, specchi d'acqua, prospetti degli edifici e relativi fattori di albedo; questo si traduce in una attenta valutazione dei materiali edilizi impiegati. Nella tabella 6 sono riportati i fattori di albedo caratteristici di differenti superfici.

NOTE

1. F. Vlek, T. Schoen, A. Iliceto: *1 MW decentralized and building integrated PV system in a new housing area of the city of Amersfoort*; Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference (Glasgow, UK, 1-5 May 2000); AA.VV.: *Building integrated photovoltaic power system: lesson learned, case studies & electrical design issues*, Report IEA PVPS T7-09:2001, 2001; C. Abbate: *Amersfoort: 1.3 MW di FV integrato*, in FotoVoltaici n. 2/2002, pp. 42-47; C. Masotti: *Esperienze di edilizia residenziale sostenibile in Olanda*, in *Costruire sostenibile l'Europa*, catalogo del Cuore Mostra SAIE 2002 (Bologna, ottobre 2002), pp. 186-195.
2. La *International Energy Agency* ha sede in Parigi, ed è una società autonoma che collabora con la *Organisation for Economic Co-operation and Development* (OECD). Essa costituisce un forum costante sugli argomenti legati alle tematiche energetiche per 26 paesi membri. Nell'organizzazione generale esistono differenti gruppi tematici operanti su argomenti specifici; tra questi la Task 7 ha operato nel campo dell'inserimento di sistemi fotovoltaici negli ambienti costruiti.
3. T. Schoen, D. Prasad, P. Eiffert, H. Sørensen: *Task 7 of the IEA PV Power Systems Program – Achievements and outlook*; Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Conference (Munich, Germany, 22-26 October 2001).
4. Particolarmente interessante in questo senso è il CD Rom prodotto al termine delle attività della Task 7 ed intitolato *Education & training material for architect*, realizzato dall'*Energy Research Centre of the Netherlands* (ECN), così come molto utili sono le informazioni che si possono trovare presso l'indirizzo internet di *demosite - IEA PVPS TASK 7 EXHIBITION CENTRE FOR PV INTEGRATION*, www.demosite.ch.
5. Vedi anche M. Alonso-Abella, A. B. Cueli, F. Chenlo, *A year of irradiation data on tilted surfaces with different orientations*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 22-26 October 2001; H. Kiess, W. Durisch, *Orientation of solar panels to the elevation of the sun: revisited*, ibidem;
6. Progetto pubblicato in *Casabella* n. 683, novembre 2000, pp. 44-45.
7. IEA PVPS Task 7: *Education & training material for architects*, CD Rom made in 2002 by Energy Research Center of the Netherlands (ECN).
8. È il caso, ad esempio, delle facciate fotovoltaiche multifunzionali ad elementi prefabbricati prodotte dalla ditta spagnola TFM (Teulades y Facades Multifuncionales), trattate nella schedatura dei componenti e sistemi per l'edilizia facente parte di questo rapporto.
9. IEA PVPS Task 7: *Education & training material for architects*, CD Rom made in 2002 by Energy Research Center of the Netherlands (ECN).
10. T. Schoen, D. Prasad, P. Eiffert, H. Sørensen: *Task 7 of the IEA PV Power Systems Program – Achievements and outlook*; Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Conference (Munich, Germany, 22-26 October 2001).
11. *La città del Sole*, Guida al fotovoltaico nelle aree urbane, Firenze 2001.
12. Vedi anche A. B. Cueli, M. C. Alonso, F. Chenlo, *Estimation of the potential of the dwelling buildings as PV generators analysis of load curve versus PV production*, presentato alla conferenza *PV in Europe – From PV technology to energy solutions* (Rome, Italy, 7-11 October 2002).
13. Op. cit., p. 24.
14. Tratta da R. Thomas: *Photovoltaics and Architecture*, Londra 2002, p. 19.

Appendice **B**



Gli inverter PWM

Gli inverter di tipo PWM operano in modo completamente automatico e fondamentalmente sono costituiti dalle seguenti parti:

1. filtro lato campo fotovoltaico,
2. convertitore DC/DC (quando è necessario innalzare la tensione del campo fotovoltaico al livello richiesto per un corretto funzionamento del ponte),
3. ponte a semiconduttori (MOSFET, IGBT),
4. unità di controllo,
5. filtro d'uscita,
6. trasformatore,
7. dispositivi di interfaccia sui quali agiscono le protezioni.

Di seguito sono riportati gli schemi dei circuiti di potenza più utilizzati per le applicazioni fotovoltaiche, il primo rappresenta un inverter PWM a ponte intero, il secondo un multistadio, entrambi sono con trasformatore d'uscita industriale (a 50 Hz) (figure B.1 e B.2).

Figura B.1
Circuito di potenza di un inverter PWM a ponte intero con trasformatore

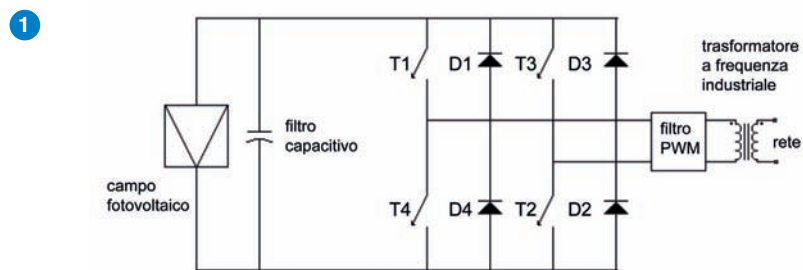
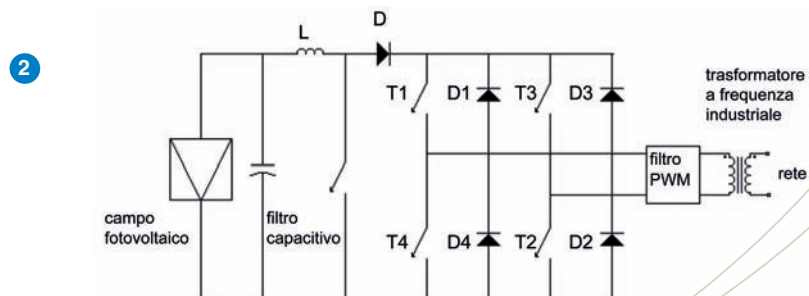


Figura B.2
Circuito di potenza di un inverter PWM multistadio a ponte intero con trasformatore

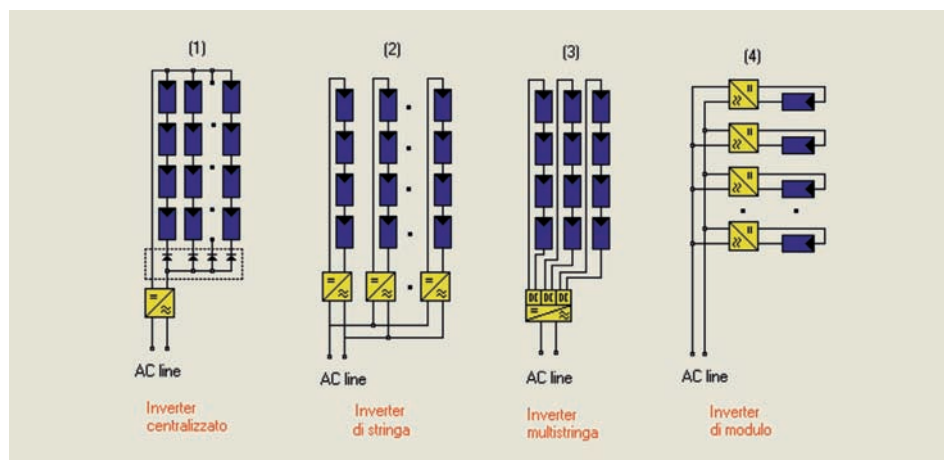


Sul mercato sono presenti anche inverter senza trasformatore o con trasformatore ad alta frequenza.

Gli inverter per applicazioni fotovoltaiche grid-connected si dividono inoltre in 4 grandi famiglie, in particolare:

1. inverter di tipo centralizzato o tradizionale,
2. inverter di stringa,
3. inverter multistringa,
4. inverter di modulo (figura B.3).

Figura B.3



Queste quattro famiglie di inverter sono disponibili sul mercato e presentano ognuna vantaggi e svantaggi, il loro utilizzo dipende dalla capacità tecnica di trovare la soluzione più opportuna al tipo di impianto che si intende realizzare in termini di potenza nominale, tecnologia dei moduli, orientamento, integrazione architettonica.

Inverter Centralizzato [1]

Questa tipologia di inverter è caratterizzata dal fatto che tutte le stringhe dell'impianto fotovoltaico sono connesse tra di loro in parallelo e collegate ad un solo inverter; il più delle volte è presente un quadro di campo dove viene realizzato il parallelo delle stringhe per mezzo di diodi di blocco e di sezionatori.

Il Bus è in corrente continua.

Questo tipo di inverter presenta alta efficienza di conversione e basso costo.

L'energia annuale prodotta è sensibile alle perdite di mismatch tra di moduli e alle perdite dovute agli oscuramenti parziali delle stringhe.

L'affidabilità è limitata in quanto il funzionamento dell'intero generatore dipende da un singolo componente: l'inverter.

L'area di applicazione va dai 10 kW_p in su.

Inverter di Stringa [2]

Simile all'inverter centralizzato, l'impianto fotovoltaico in questa applicazione è diviso in diverse stringhe, ad ogni stringa è assegnato un inverter chiamato inverter di stringa. La potenza di ogni inverter può andare da 700 W fino a 2500 W. Ogni inverter di questo tipo, ha un proprio MPPT che agisce sulla stringa assegnata ed una propria interfaccia rete. Il Bus è in alternata. Sono dispositivi ad alta efficienza, di elevata protezione antiislandig ed ognuno di essi ha un sistema autonomo di disconnessione dalla rete. L'energia annuale prodotta non risente degli effetti di mismatch fra le stringhe, o dei parziali oscuramenti. L'adozione di questa tecnologia consente di ridurre i costi di sistema, di aumentare l'affidabilità e di realizzare installazioni fotovoltaiche su larga scala.

Inverter Multistringa [3]

Questa tipologia è una evoluzione degli inverter di stringa. L'inverter connette diverse stringhe con separati MPPT (DC/DC converter) ad un unico stadio di potenza DC/AC inverter. Questa soluzione consente di combinare i vantaggi degli inverte centralizzati e di quelli di stringa. Al Multistringa si possono collegare stringhe fotovoltaiche di diversa tecnologia, e diverso orientamento ottimizzando per ogni stringa l'efficienza di conversione. L'area di applicazione va dai 3 kW_p ai 5 kW_p.

Inverter di modulo [4]

Un inverter per ogni modulo. Ogni inverter è dotato di un proprio MPPT e di una propria interfaccia rete. Il bus è in alternata. Questa tecnologia ottimizza l'energia prodotta nell'anno, ma ha una efficienza più bassa di quella di stringa. I moduli integrati di inverter sono caratterizzati dal fatto che ogni modulo deve essere collegato ad un cavo (220 V/50 Hz), la manutenzione è piuttosto complicata. I moduli integrati di inverter hanno potenza prossima a 100 W_p, questo sistema può essere consigliato per piccole applicazioni.

Laboratorio TESLA
(TESting LAboratory), ENEA,
Area Sperimentale
di Monte Aquilone (FG)



Appendice **C**



Verifiche tecnico-funzionali

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nel verificare:

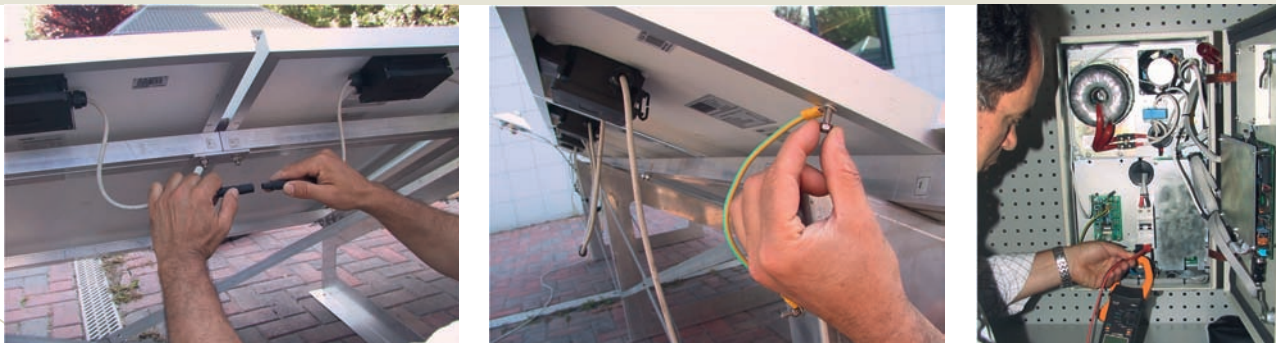
- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la messa a terra di masse e scaricatori;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- la condizione: $P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I / ISTC$,

dove:

- P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3% (classe 1^a);
- $ISTC$, pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni standard;
- la condizione: $P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$, ove: P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
- la condizione: $P_{ca} > 0,75 \cdot P_{nom} \cdot I / ISTC$.

Le verifiche di cui sopra dovranno essere effettuate, a lavori ultimati (figura C.1), dalla ditta installatrice, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione (secondo il fac-simile riportato nel bando di concorso), firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

Figura C.1



Come eseguire una buona verifica tecnico-funzionale

La verifica tecnico funzionale consiste nell'esecuzione da parte dell'installatore di una serie di controlli e di misure.

Prima di eseguire le misure si consigliano i seguenti controlli:

- verificare che ci siano condizioni di irraggiamento stabili e che non ci siano nuvole bianche in un cono di 60° di apertura intorno al sole che possano rendere instabili le misure di radiazione solare;
- evitare di fare verifiche tecniche-funzionali nelle ore più calde, in estate i moduli fotovoltaici possono raggiungere i 60°C e di conseguenza lavorare ad efficienza più bassa;
- evitare di fare verifiche tecniche-funzionali nelle giornate afose, al crescere del contenuto di umidità nell'aria aumenta la componente di radiazione diffusa e di conseguenza il rendimento del campo fotovoltaico è più basso; un semplice espediente per capire se si è in presenza di umidità eccessiva nell'aria è quello di osservare la colorazione del cielo: se questo è di un bel blu la radiazione diffusa è molto bassa, più il colore del cielo tende al bianco più la componente diffusa è elevata.
- allineare il sensore di radiazione al piano moduli e posizionarlo vicino alla falda del campo fotovoltaico;
- verificare che ci sia una radiazione superiore a 600 W/m²;
- fare un esame visivo del corretto funzionamento dei moduli, della struttura, dei quadri elettrici, dei cavi e dei loro passaggi;
- verificare la pulizia dei moduli, che non ci siano celle oscurate da sporcizie varie (calcinacci, escrementi di volatili ecc.) o ombreggiamenti sistematici causati da costruzioni circostanti, pali, antenne, alberi, ... e curiosi improvvisati assistenti di collaudo!

Si raccomanda di tenere in ordine la strumentazione e di fare più serie di misure, eliminando la peggiore.

Per la strumentazione si consiglia quella di tipo portatile, di seguito è riportato a titolo indicativo la strumentazione da campo impiegata nelle verifiche dai tecnici ENEA.

Descrizione	Marca e tipo
Misuratore d'isolamento a 1 kV	AVO; Megger BM223
Pinza amperometrica e wattmetro	CHAUVIN ARNOUX Harmonic & Power meter F27
Multimetro	METRIX; MX55
Piranometro	KIPP & ZONEN; CM6

Tecnica delle Misure

Come già raccomandato nel paragrafo precedente, effettuare un esame visivo che consisterà fondamentalmente nel verificare lo stato e la corrispondenza al progetto esecutivo dell'impianto, in particolare si esaminerà:

- il corretto montaggio delle strutture e dei moduli,
- i cablaggi,
- le marcature dei cavi,
- i collegamenti di messa a terra

Misure di continuità elettrica e connessioni tra i moduli

Strumento: voltmetro (figura C.2)

Figura C.2



Procedura:

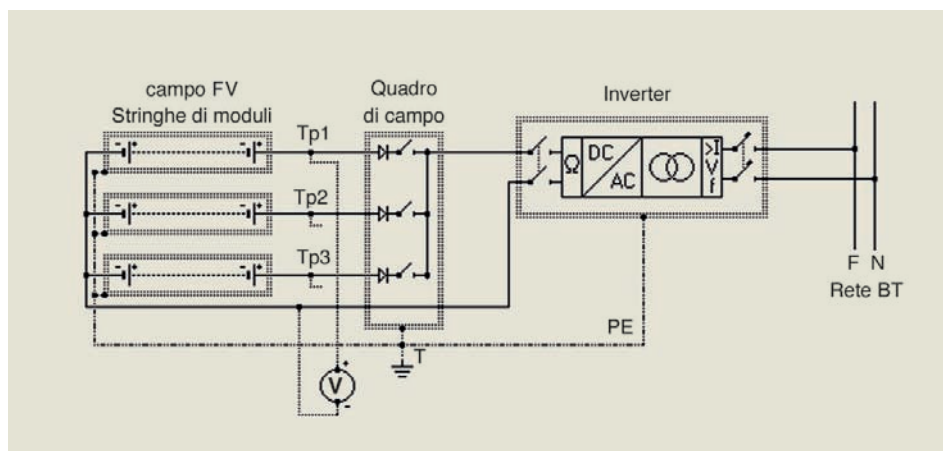
- accertarsi che l'inverter sia spento;
- aprire i sezionatori di campo e di stringa;
- misurare con il voltmetro le tensioni di stringa; queste devono risultare uguali tra di loro, il valore di tensione atteso è la somma dei valori di tensione a circuito aperto dei moduli; se si fa riferimento ai dati di targa del modulo calcolare la perdita per temperatura utilizzando per il silicio cristallino il coefficiente $\alpha = -2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ per ogni cella collegata in serie; ad esempio, se abbiamo montato una stringa di 7 moduli a 36 celle il numero totale delle celle serie è $7 \cdot 36 = 252$, se la temperatura del modulo è di 40°C il delta di temperatura rispetto alle STC (25°C) sarà $dT = 40 - 25 = 15^\circ\text{C}$, la perdita di tensione per effetto temperatura è:

$$dV = - 2.2 \text{ mV} \cdot 15^\circ\text{C} \cdot 252 \text{ celle serie} = - 8.3 \text{ V per ogni stringa};$$

se la misura non dà nessun valore si è in presenza di una disconnessione nella serie

dei moduli, controllare le scatole di giunzione, i capicorda; se la misura dà valori diversi tra le stringhe, verificare la correttezza del cablaggio: può essere stata effettuata una inversione di polarità su qualche modulo, oppure qualcuno di questi può essere difettoso, o vi sono diodi di By-Pass invertiti (è un inconveniente molto raro) (figura C.3).

Figura C.3



Misura dell'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse

Strumento: misuratore di isolamento a 1 kV (figura C.4).

Figura C.4



Procedura:

- accertarsi che l'inverter sia spento;
- aprire i sezionatori di campo e di stringa;
- posizionare il negativo del misuratore di isolamento sulla massa;

- posizionare il positivo del misuratore di isolamento sul polo positivo della stringa;
- iniettare una tensione di 1 kV e leggere il valore di resistenza, la misura attesa deve essere nell'ordine delle centinaia di M Ω ;
- posizionare ancora il negativo del misuratore di isolamento sulla massa;
- posizionare il positivo del misuratore di isolamento questa volta sul polo negativo della stringa;
- iniettare una tensione di 1 kV e leggere il valore di resistenza, la misura attesa deve essere nell'ordine delle centinaia di M Ω ;

se si misurano valori nell'ordine di centinaia di k Ω significa che c'è un difetto nei moduli, ripetere le misure per ogni singolo modulo.

Appendice **D**



Esempi di progetti

Verrà presentato un esempio di progetto di impianto fotovoltaico al silicio policristallino con installazione del componente fotovoltaico di tipo retrofit, ovvero con i moduli fotovoltaici sovrapposti alla copertura del manufatto edilizio.

L'esempio non fa riferimento ad alcuna realizzazione pratica, ma rappresenta un esempio ipotetico di progetto, sviluppato con l'obiettivo di evidenziare quegli aspetti che devono essere sempre affrontati nella fase di progettazione di un impianto fotovoltaico.

L'impianto proposto è del tipo connesso alla rete (grid-connected) e non prevede la presenza di sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

Il riferimento giuridico entro il quale ci si muove è disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas n. 28 del 13/2/2006 e alla più recente delibera n. 89 del 13/4/2007, grazie alla quale è possibile collegare alla rete del Distributore di energia elettrica impianti fotovoltaici di potenza nominale compresa tra 1 e 20 kW e di vedersi contabilizzata, e quindi valorizzata, l'energia prodotta e ceduta alla rete stessa. Questo meccanismo, noto come regime in *conto scambio sul posto dell'energia elettrica*, denominato anche *net-metering*, prevede comunque la presenza di un'utenza elettrica.

Il testo delle delibere sopra richiamate sono disponibili nel sito web dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (www.autorita.energia.it).

Il manufatto architettonico al quale si farà riferimento è un capannone industriale sulla cui copertura vengono posati i moduli costituenti il campo fotovoltaico. Come detto si prende in considerazione una realizzazione di tipo retrofit, e cioè eseguito su di una struttura edilizia esistente. I componenti fotovoltaici sono semplicemente sovrapposti alla struttura edilizia mediante il ricorso ad un opportuno sistema di montaggio, configurando un livello di integrazione intermedio.

Nel caso della struttura edilizia in oggetto si ipotizza di avere a disposizione 259 m² di copertura e di utilizzarla completamente per la posa dei moduli fotovoltaici.

Per ciò che riguarda gli aspetti energetici, al fine di ottenere un corretto bilancio energetico e tenendo conto delle producibilità dei tre impianti, si ipotizza che i consumi siano dell'ordine dei 40.000 kWh annui a fronte di una potenza impegnata di 50 kW.

Nella fase di progettazione di un impianto fotovoltaico, particolare attenzione deve essere posta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento del campo fotovoltaico.

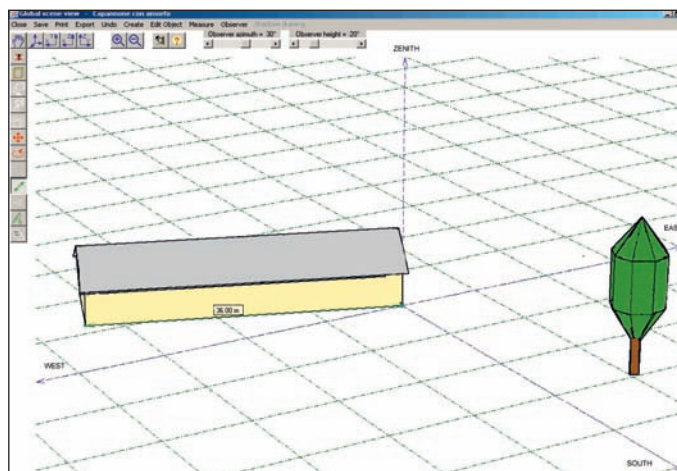
Queste considerazioni ci hanno suggerito di ipotizzare nelle scene 3D dei fenomeni di

ombreggiamento causati dalla presenza di alberature. Sono state effettuate delle simulazioni per valutare dal punto di vista qualitativo e quantitativo la presenza e l'entità di tali fenomeni, e i risultati sono stati riportati nel seguito.

È stata scelta una scena 3D elementare, ciò non toglie comunque la possibilità di ipotizzare scene di maggior complessità e più aderenti alla realtà. Le dimensioni del capannone a doppia falda oggetto dell'intervento di installazione (*figura D.1*) sono:

- lunghezza 36 m
- larghezza 10 m
- altezza al colmo 5 m
- inclinazione della falda 30°

Figura D.1
Scena 3D rappresentante
il capannone industriale
con l'alberatura



L'inclinazione sul piano orizzontale della copertura è di 30° mentre l'orientamento è di 20°. Pertanto, il campo fotovoltaico presenterà un angolo di tilt di 30° mentre l'azimuth sarà di 20°, la località del sito di installazione ipotizzata è Napoli (latitudine = 40.85°; Longitudine = 14°).

Per ciò che concerne la potenzialità energetica del sito di installazione, l'irraggiamento solare globale incidente sul piano orizzontale e quello incidente sul piano dei moduli, espressi in kWh/m²/giorno, variano al variare dei mesi come riportato nella *figura D.2 a e b*. La figura riporta anche le relative medie annue.

Figura D.2a
Irraggiamento solare globale
del sito di installazione

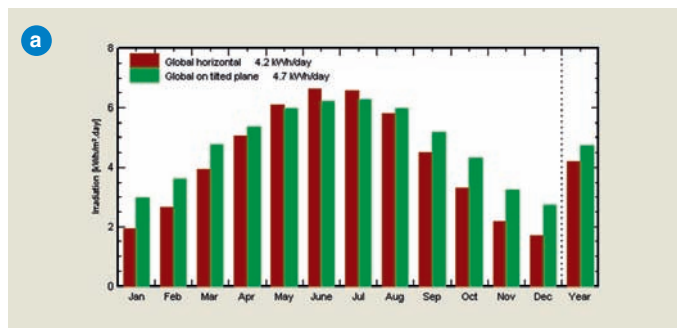
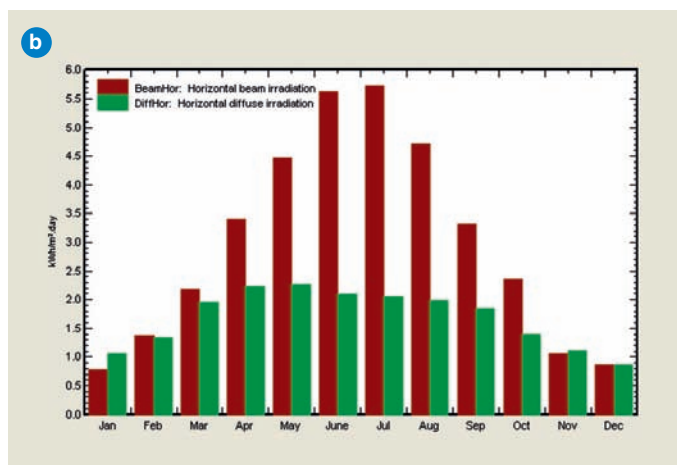


Figura D.2b
Componenti diretta e diffusa
della irraggiamento solare sul
piano orizzontale



Impianto fotovoltaico in silicio policristallino

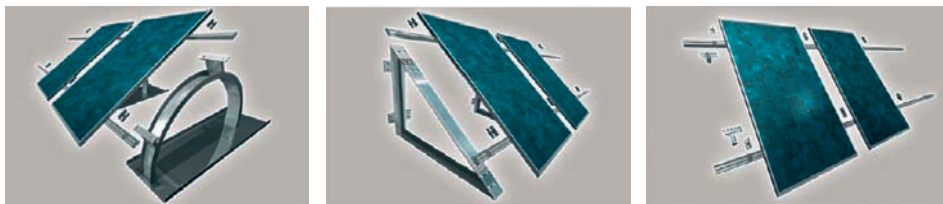
Figura D.3



L'impianto in silicio policristallino presenta una potenza di 19,3 kW ottenuta mediante l'uso di 168 moduli SHELL S115 in silicio policristallino da 115 W di potenza nominale. Come si è detto si è cercato di sfruttare il più possibile la superficie messa a disposizione dalla copertura del capannone. Il modulo fotovoltaico prescelto (*figura D.3*) si compone di 54 celle di dimensioni 125x125 mm collegate tra loro in serie, è dotato di tre diodi di bypass, ed è garantito sulla potenza nominale per un periodo di 20 anni. La cornice in alluminio anodizzato consente di ancorarlo su appositi sistemi di sostegno. La *figura D.4* riporta schematicamente il sistema di sostegno dei moduli fotovoltaici prescelto.

Il sistema si compone, sinteticamente, di un sistema di profili e di morsetti per l'ancoraggio dei moduli. Nello specifico si tratta di: profili trave trasversali dotati di un cunicolo per l'alloggiamento dei cavi; profili trave trasversale senza cunicolo cavi; morsetti medi; morsetti terminali; calotte terminali (da montare all'estremità della traversa per mascherare il profilo); piastre di congiunzione (per prolungare le traverse che hanno una dimensione standard massima fissata); ganci adatti alle differenti condizioni di montaggio. Nel caso in cui si adoperi un sistema di questo tipo i componenti fotovoltaici, da un punto di vista costruttivo, hanno esclusivamente funzione di sovracopertura, e non sostituiscono alcun elemento edile; la funzione assoluta da questo tipo di applicazione è analoga a quella di una sovracopertura tradizionale: essa consente di migliorare l'isolamento termico ed acustico dell'ambiente posto al di sotto della copertura. Il sistema di montaggio preso in considerazione in questo esempio è adatto a tutti i moduli dotati di telaio; ne esistono diverse tipologie, che lo rendono adatto ad applicazione su coperture piane o inclinate, o anche in facciata, come è possibile verificare in *figura D.4* (a sinistra sistema per copertura piana, al centro per facciata, sulla destra per copertura inclinata).

Figura D.4
Sistema di sostegno
dei moduli fotovoltaici



Il sistema è adatto a differenti tipi di sottostruttura, in quanto è dotato di una serie di ganci e pezzi speciali che ne rendono possibile l'uso in presenza di tetti in acciaio inox, tetti in tegole, lamiera aggraffata, ed anche eternit ondulato. Nel caso di montaggio del sistema su tetto (*figura D.5*) a tegole con struttura lignea i ganci di supporto del sistema vano avvitati sui falsi puntoni del tetto, quindi è necessario rimuovere le tegole in corrispondenza dei punti ove si intenda effettuare il montaggio, e, ad operazione effettuata ripristinare le tegole nella loro posizione iniziale per garantire la tenuta all'acqua. Le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo al silicio policristallino prescelto sono riportate nella pagina seguente (*figura D.6*).

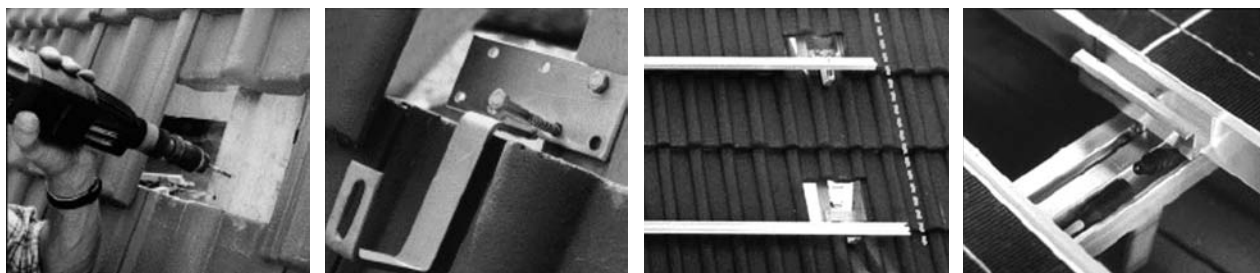
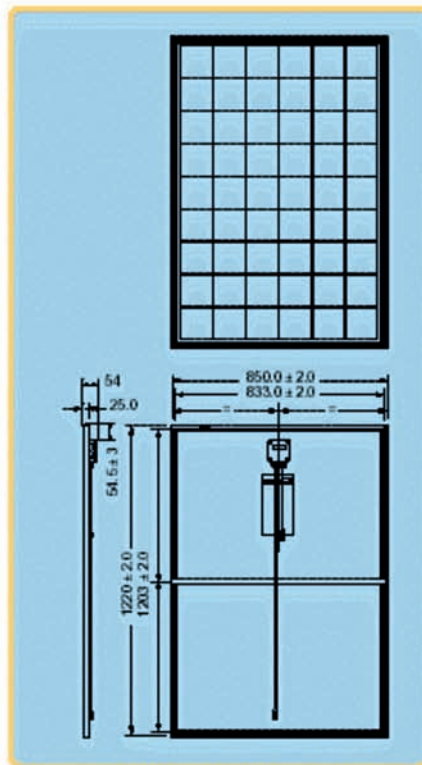


Figura D.5. Particolare di montaggio dei moduli SU FALDA mediante struttura di sostegno dedicata

Figura D.6

Mechanical Specifications Module

The module frame is provided with a slot on each side in which M8 bolts can be inserted. The bolts are able to slide over almost the entire length of the frame. This provides a simple and easy to use mounting method for fixing the solar module to mechanical constructions. Simple clamps can be designed to mount the module from the front-side.



Outside dimensions (mm)	1220 x 850
Thickness (inc. junction box) (mm)	54
Thickness (exc. junction box) (mm)	25
Weight (kg)	1.4
Cable length (M)(mm)	1000
Cable length (F)(mm)	400

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_r	115W
Peak power*	P_{mpp}^*	115W
Peak power voltage	V_{mpp}	26.8V
Open circuit voltage	V_{oc}	32.8V
Short circuit current	I_{sc}	4.7A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	109.25W
*Tolerance on Peak Power		±5%

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	44°C
Mpp power	P_{mpp}	84W
Mpp voltage	V_{mpp}	24.4V
Open circuit voltage	V_{oc}	30.4V
Short circuit current	I_{sc}	3.8A

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 8%.

Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.45 %/°C
αV_{mpp}	-115 mV/°C
αI_{sc}	+2 mA/°C
αV_{oc}	-115 mV/°C

Maximum system voltage: 600Vdc

Per ciò che concerne la configurazione del campo FV si è scelto di adottare 14 stringhe ciascuna delle quali si compone di 12 moduli connessi in serie.

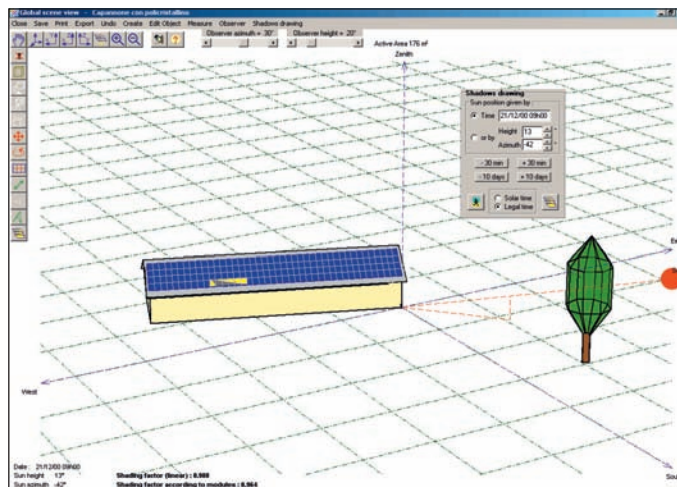
Le caratteristiche del campo fotovoltaico sono le seguenti:

- Potenza operativa 17.2 kW (50°C)
- Potenza nominale 19.3 kW (STC)
- Numero di moduli 168
- V_{mmp} (60 °C) 272 V (V_{mmp} è la tensione alla massima potenza)
- I_{mmp} (60 °C) 60 A (I_{mmp} è la corrente alla massima potenza)
- I_{sc} (60 °C) 66 A

Ciascuna stringa sarà munita di fusibili, sezionatore e diodi di blocco opportunamente dimensionati. I fusibili proteggeranno contro le sovracorrenti, mentre i sezionatori, di tipo sotto carico, consentiranno il sezionamento di tutte o di parte delle stringhe nel caso di manutenzione del generatore fotovoltaico.

Per ciò che riguarda gli ombreggiamenti, si verificheranno fenomeni di questo tipo solo parzialmente nelle prime ore delle giornate invernali (*figura D.7*), le perdite energeti-

Figura D.7
Ombreggiamento del campo
fotovoltaico alle ore 9.00 del
21 dicembre. Impianto in
silicio policristallino



che conseguenti calcolate su base annua saranno comunque limitate come riportato nella *figura D.8*.

Naturalmente, le stringhe completamente ombreggiate non contribuiranno alla produzione energetica. L'entità della perdita di energia su base annua è ampiamente sotto il 5%, limite considerato in prima approssimazione accettabile.

Lo schema a blocchi dell'impianto fotovoltaico è riportato nella *figura D.9*; si è scelto volutamente di utilizzare un unico inverter dotato al suo interno del dispositivo che svolge le funzioni di protezione di interfaccia in accordo alla normativa vigente,

Figura D.8
Complemento a 1 del
fattore di perdita per
ombreggiamento. Impianto in
silicio policristallino

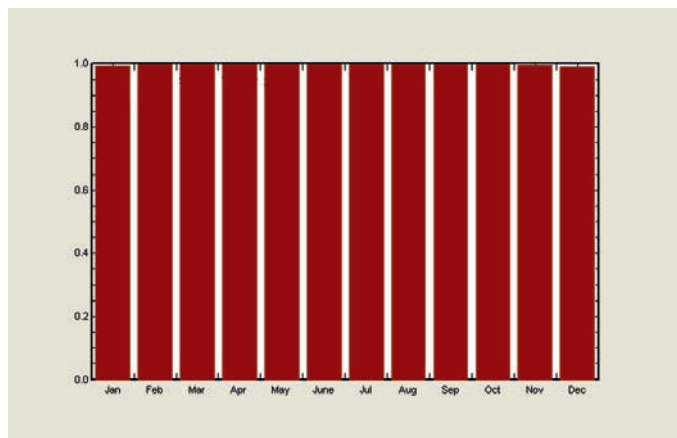
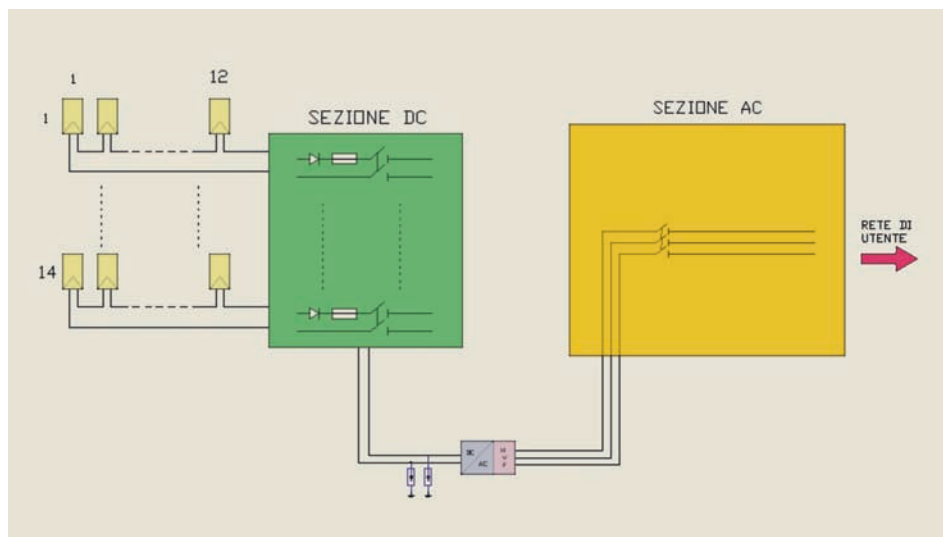


Figura D.9
Schema dell'impianto
da 19.3 kW in silicio
policristallino



in particolare alla CEI 11-20. Questo dispositivo dovrà essere dotato di opportuna certificazione emessa da un laboratorio accreditato. Questo tipo di soluzione viene accettata dai Distributori di energia elettrica (si veda a tal proposito il documento ENEL DK 5940 ed. 2.2).

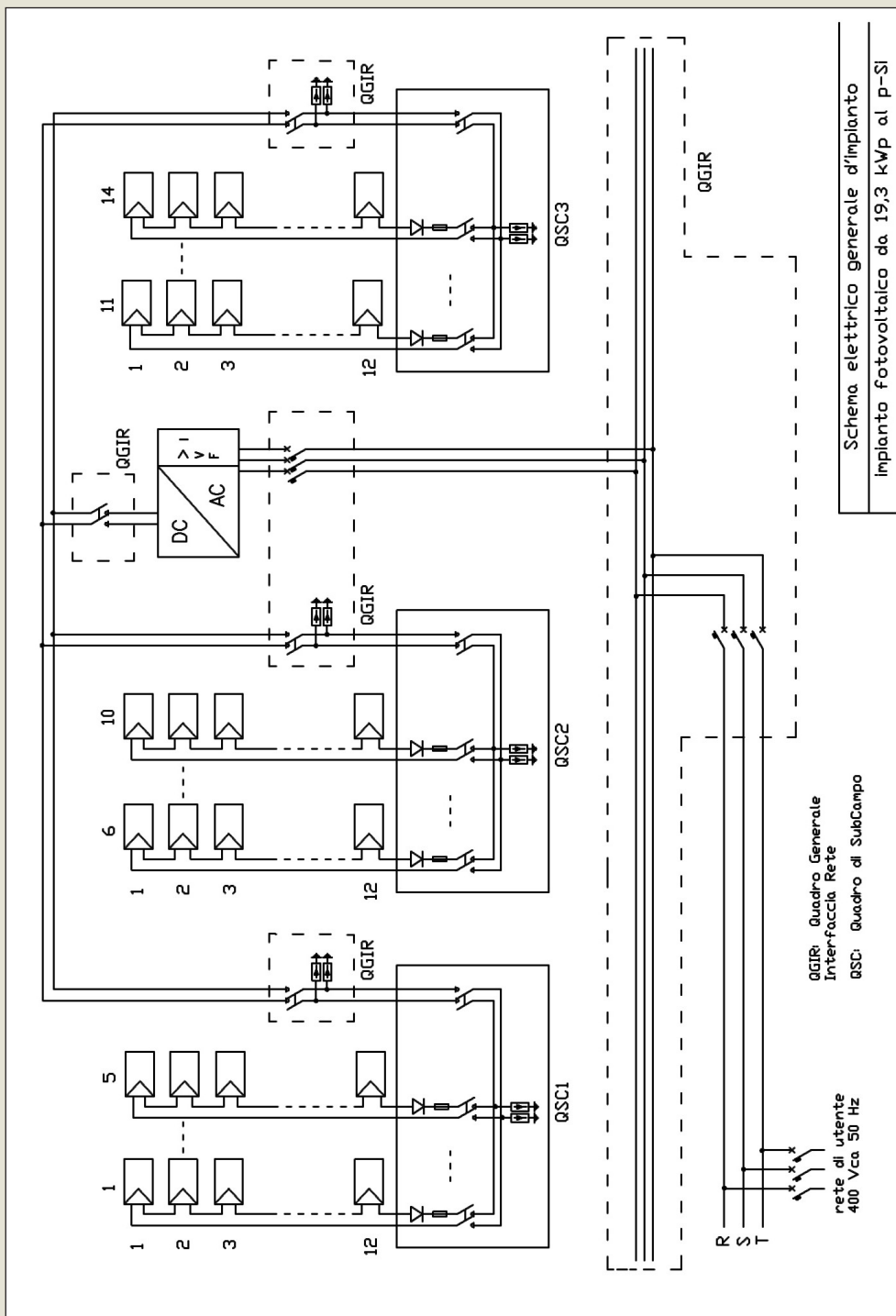
Le principali caratteristiche elettriche richieste all'inverter, tenuto conto della configurazione del campo fotovoltaico prescelta, sono le seguenti:

- Potenza nominale 17 kVA
- Tensione operativa lato DC 220-400 V
- Potenza di soglia 200 W
- Efficienza al 10% della P_{nom} 90 %

- Efficienza alla P_{nom} 94 %
- Tipo di uscita trifase

L'impianto prevede inoltre la presenza di 2 scaricatori (uno per ogni ingresso degli inverter) per la protezione contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche.

A seguire vengono riportati gli schemi elettrici di dettaglio dell'intero impianto fotovoltaico, dei quadri di subcampo e del quadro generale e di interfaccia rete.



LEGENDA	
Str1,j	Morsetti di stringa
D1,j	Diodi di stringa
F1,j	fusibile 10 A
S1,j	Sezionatore sottocarico bipolare EP, 16 A
SG	Sezionatore sottocarico tetrapolare 4p, 100 A
V+,-	Varistore
INV	Morsetti di collegamento inverter
t	Messa a terra

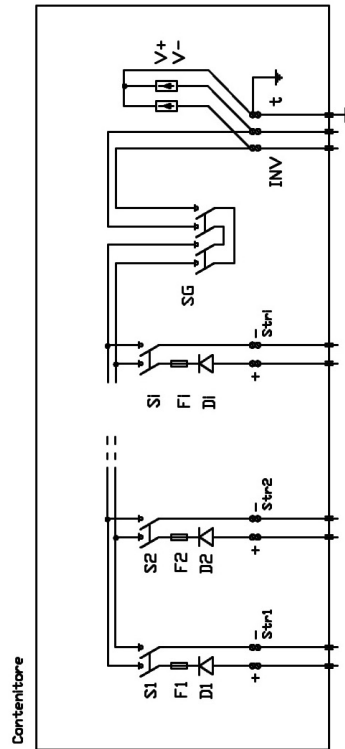
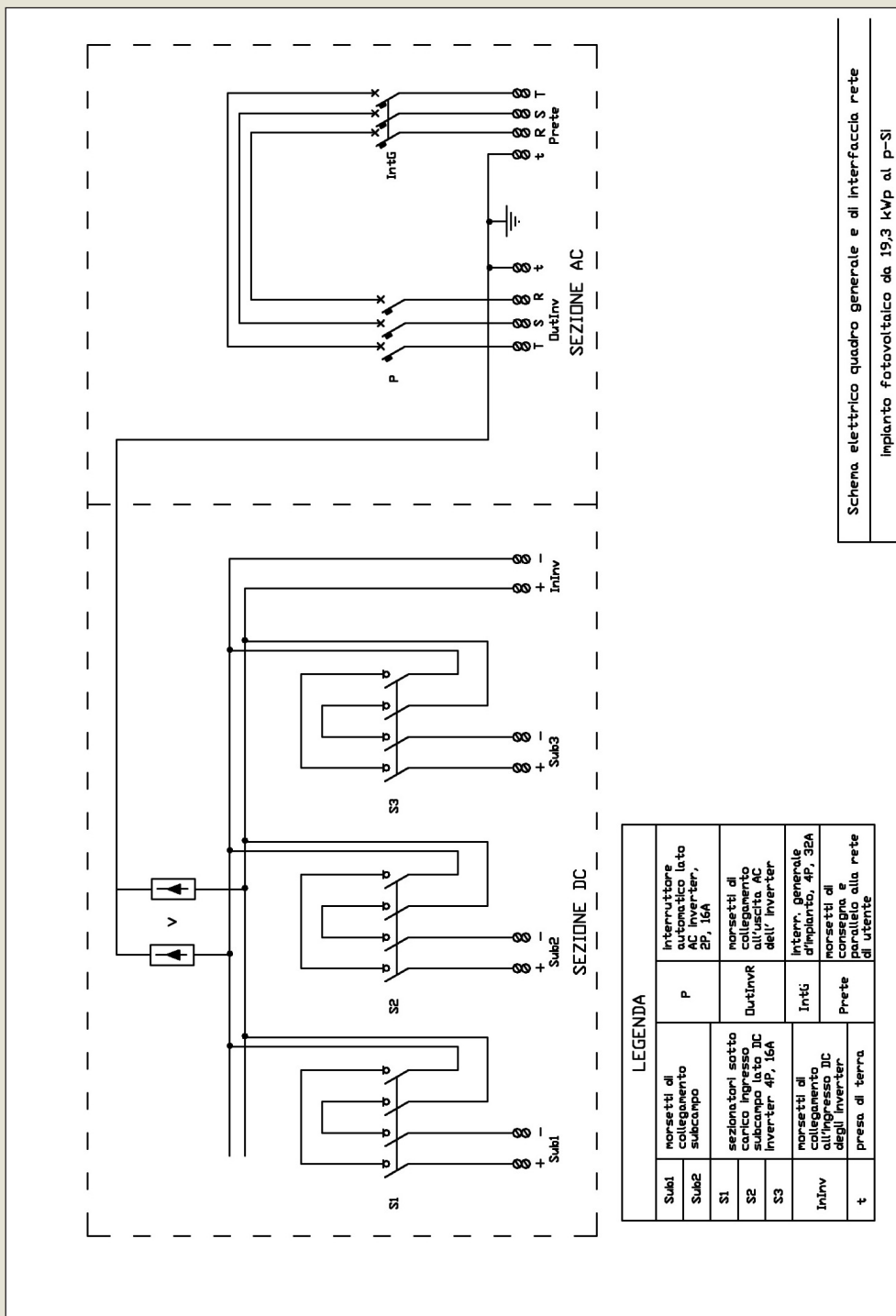


Fig. 5.4 Rispettivamente per j=1,2,3

Schema elettrico quadro subcampi 1,2,3
Impianto fotovoltaico da 19,3 kWp al p-SI



Appendice **E**



Dati della radiazione solare nelle località italiane capoluogo di provincia

La radiazione globale giornaliera media mensile e globale annua per i capoluoghi di provincia

La tabella allegata di seguito riporta i dati relativi a 119 località capoluogo di provincia, per 2 diverse orientazioni della superficie ricevente:

- orizzontale,
 - azimut = Sud¹ e tilt=30°.
- E per 2 coefficienti di riflessione (albedo) del suolo:
- 0.10 (esemplificativo dei centri abitati),
 - 0.25 (esemplificativo dei campi con raccolti maturi e piante).

Località

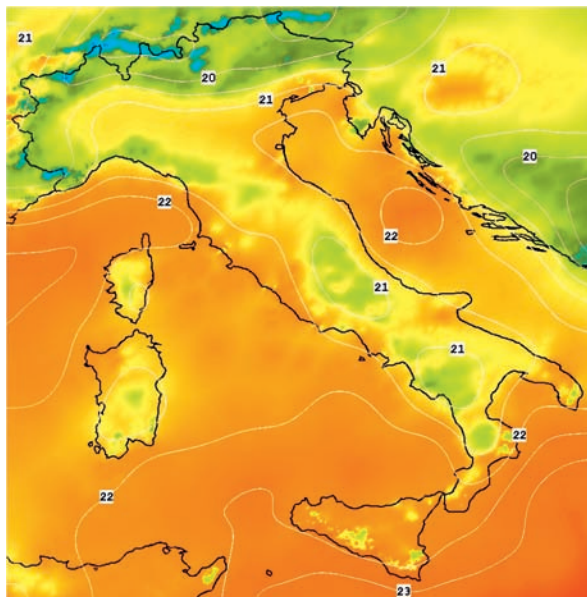
L'elenco comprende i comuni che fungono da capoluogo di provincia al 31 dicembre 2006, pertanto sono inclusi i capoluoghi delle quattro nuove province della Sardegna operative dal 2005 (poiché ciascuna provincia annovera due comuni-capoluogo, in totale sono otto nuove località: Carbonia, Iglesias, Lanusei, Olbia, Tempio Pausania, Sanluri, Tortolì e Villacidro). Inoltre, sono stati aggiunti i dati dei seguenti Comuni: Cesena, Urbino e Carrara, che pur non essendo capoluoghi di provincia, danno il loro nome alle rispettive province di appartenenza (Forlì-Cesena, Pesaro e Urbino, Massa-Carrara); Monza, Fermo, Barletta, Adria e Trani, capoluoghi delle tre nuove province: Monza e Brianza, Fermo, Barletta-Andria-Trani. Tali Province sono di recente istituzione e non ancora operative.

Fonte dei dati

ENEA, dipartimento Tecnologie per l'Energia, Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico, Progetto Solare Termodinamico (TER-SOLTERM-SVIL). I dati si riferiscono a medie quinquennali 1995-1999.

La tabella costituisce solo un estratto dei dati disponibili nell'*archivio ENEA*. Grazie ad esso, è possibile effettuare il calcolo della radiazione globale giornaliera media mensile al suolo:

- per qualunque località italiana (di cui siano note le coordinate geografiche);
- per qualunque orientazione della superficie ricevente (angoli azimut e di tilt);
- per qualunque tipologia di suolo riflettente (neve, boschi, superfici acquose, strade sterrate, edifici scuri ecc.);



- tenendo conto dell'eventuale presenza di ostacoli per la radiazione diretta, come indicato nella norma UNI 8477/1;
 - con la possibilità di esprimere i dati in diverse unità di misura (MJ/m^2 , kWh/m^2 ecc.).
- Per effettuare il calcolo, occorre collegarsi al sito Internet dell'Atlante italiano della radiazione solare allestito dall'ENEA, il cui indirizzo è www.solaritaly.enea.it. È anche possibile sia stimare la sola radiazione diretta, sia riferire il calcolo alla superficie normale alla direzione del sole.

NOTA

1. Per valori di azimut diversi da zero (Sud) – ad esempio 45° (SO o SE) – la perdita di energia globale annua è di pochi punti percentuali (3-4%).

Elenco delle località ordinate per regione

Valle d'Aosta		
Aosta	AO	
Piemonte		
Alessandria	AL	
Asti	AT	
Biella	BI	
Cuneo	CN	
Novara	NO	
Torino	TO	
Verbania (Verbano-Cusio-Ossola)	VB	
Vercelli	VC	
Lombardia		
Bergamo	BG	
Brescia	BS	
Como	CO	
Cremona	CR	
Lecco	LC	
Lodi	LO	
Mantova	MN	
Milano	MI	
Monza (Monza e Brianza)	MB	
Pavia	PV	
Sondrio	SO	
Varese	VA	
Trentino - Alto Adige		
Bolzano	BZ	
Trento	TN	
Veneto		
Belluno	BL	
Padova	PD	
Rovigo	RO	
Treviso	TV	
Venezia	VE	
Verona	VR	
Vicenza	VI	
Friuli - Venezia Giulia		
Gorizia	GO	
Pordenone	PN	
Trieste	TS	
Udine	UD	
Liguria		
Genova	GE	
Imperia	IM	
La Spezia	SP	
Savona	SV	
Emilia - Romagna		
Bologna	BO	
Cesena (Forlì-Cesena)	FC	
Ferrara	FE	
Forlì (Forlì-Cesena)	FC	
Modena	MO	
Parma	PR	
Piacenza	PC	
Ravenna	RA	
Reggio nell'Emilia	RE	
Rimini	RN	
Toscana		
Arezzo	AR	
Carrara (Massa-Carrara)	MS	
Firenze	FI	
Grosseto	GR	
Livorno	LI	
Lucca	LU	
Massa (Massa-Carrara)	MS	
Pisa	PI	
Pistoia	PT	
Prato	PO	
Siena	SI	
Umbria		
Perugia	PG	
Terni	TR	
Marche		
Ancona	AN	
Ascoli Piceno	AP	
Fermo	FM	
Macerata	MC	
Pesaro (Pesaro e Urbino)	PU	
Urbino (Pesaro e Urbino)	PU	
Lazio		
Frosinone	FR	
Latina	LT	
Rieti	RI	
Roma	RM	
Viterbo	VT	
Abruzzo		
Chieti	CH	
L'Aquila	AQ	
Pescara	PE	
Teramo	TE	
Molise		
Campobasso	CB	
Isernia	IS	
Campania		
Avellino	AV	
Benevento	BN	
Caserta	CE	
Napoli	NA	
Salerno	SA	
Puglia		
Andria (Barletta-Andria-Bari)	BT	
Bari	BA	
Barletta (Barletta-Andria-Bari)	BT	
Brindisi	BR	
Foggia	FG	
Lecce	LE	
Taranto	TA	
Trani (Barletta-Andria-Bari)	BT	
Basilicata		
Matera	MT	
Potenza	PZ	
Calabria		
Catanzaro	CZ	
Cosenza	CS	
Crotone	KR	
Reggio di Calabria	RC	
Vibo Valentia	VV	
Sicilia		
Agrigento	AG	
Caltanissetta	CL	
Catania	CT	
Enna	EN	
Messina	ME	
Palermo	PA	
Ragusa	RG	
Siracusa	SR	
Trapani	TP	
Sardegna		
Cagliari	CA	
Carbonia (Carbonia-Iglesias)	CI	
Iglesias (Carbonia-Iglesias)	CI	
Lanusei (Ogliasta)	OG	
Nuoro	NU	
Olbia (Olbia-Tempio)	OT	
Oristano	OR	
Sanluri (Medio Campidano)	VS	
Sassari	SS	
Tempio Pausania (Olbia-Tempio)	OT	
Tortolì (Ogliasta)	OG	
Villacidro (Medio Campidano)	VS	

Dati di radiazione solare

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Agrigento	AG	37° 19'	13° 35'	230	orizzontale	2,357	3,251	4,261	5,307	6,248	6,667	6,698	5,911	4,697	3,575	2,511	2,075	1635,4
					Sud tilt=30° abitazioni	3,594	4,362	4,968	5,443	5,848	5,973	6,098	5,802	5,144	4,496	3,601	3,240	1787,8
					Sud tilt=30° campi	3,618	4,395	5,011	5,496	5,910	6,040	6,165	5,861	5,191	4,532	3,627	3,261	1804,3
Alessandria	AL	44° 55'	08° 37'	95	orizzontale	1,539	2,386	3,805	4,923	5,879	6,438	6,415	5,411	4,078	2,580	1,700	1,224	1416,4
Alessandria	AL	44° 55'	08° 37'	95	Sud tilt=30° abitazioni	2,624	3,452	4,764	5,288	5,720	5,994	6,078	5,534	4,694	3,406	2,671	2,110	1597,7
Alessandria	AL	44° 55'	08° 37'	95	Sud tilt=30° campi	2,639	3,476	4,802	5,337	5,779	6,058	6,142	5,589	4,735	3,432	2,688	2,122	1611,9
Ancona	AN	43° 37'	13° 31'	16	orizzontale	1,624	2,489	3,735	4,905	5,949	6,519	6,493	5,521	4,267	2,897	1,754	1,294	1449,0
Ancona	AN	43° 37'	13° 31'	16	Sud tilt=30° abitazioni	2,682	3,535	4,579	5,217	5,752	6,031	6,111	5,610	4,882	3,839	2,671	2,153	1619,9
Ancona	AN	43° 37'	13° 31'	16	Sud tilt=30° campi	2,698	3,560	4,616	5,266	5,812	6,097	6,177	5,665	4,925	3,868	2,689	2,166	1634,5
Andria	BT	41° 14'	16° 18'	151	orizzontale	1,892	2,796	3,883	5,075	6,095	6,681	6,591	5,716	4,449	3,216	2,015	1,585	1526,7
Andria	BA	41° 14'	16° 18'	151	Sud tilt=30° abitazioni	3,025	3,892	4,656	5,325	5,824	6,107	6,129	5,736	5,006	4,193	2,990	2,578	1693,0
Andria	BA	41° 14'	16° 18'	151	Sud tilt=30° campi	3,044	3,920	4,695	5,376	5,885	6,174	6,195	5,793	5,051	4,225	3,011	2,594	1708,4
Aosta	AO	45° 44'	07° 19'	583	orizzontale	1,229	2,212	3,665	4,793	5,692	6,233	6,086	5,159	3,943	2,680	1,677	1,108	1358,2
Aosta	AO	45° 44'	07° 19'	583	Sud tilt=30° abitazioni	2,006	3,197	4,605	5,165	5,556	5,825	5,785	5,287	4,552	3,624	2,695	1,914	1532,7
Aosta	AO	45° 44'	07° 19'	583	Sud tilt=30° campi	2,018	3,219	4,642	5,213	5,613	5,888	5,846	5,338	4,592	3,651	2,712	1,925	1546,4
Arezzo	AR	43° 28'	11° 53'	296	orizzontale	1,710	2,487	3,738	4,692	5,877	6,427	6,418	5,426	4,229	2,848	1,912	1,441	1441,7
Arezzo	AR	43° 28'	11° 53'	296	Sud tilt=30° abitazioni	2,857	3,520	4,573	4,965	5,676	5,943	6,037	5,502	4,825	3,750	2,977	2,472	1621,1
Arezzo	AR	43° 28'	11° 53'	296	Sud tilt=30° campi	2,874	3,545	4,611	5,012	5,735	6,008	6,101	5,557	4,868	3,778	2,996	2,486	1635,6
Ascoli Piceno	AP	42° 51'	13° 35'	154	orizzontale	1,764	2,616	3,742	4,917	5,920	6,443	6,365	5,420	4,244	2,987	1,875	1,450	1457,9
Ascoli Piceno	AP	42° 51'	13° 35'	154	Sud tilt=30° abitazioni	2,911	3,702	4,545	5,202	5,700	5,940	5,968	5,475	4,816	3,934	2,848	2,433	1632,5
Ascoli Piceno	AP	42° 51'	13° 35'	154	Sud tilt=30° campi	2,929	3,729	4,583	5,252	5,760	6,005	6,032	5,530	4,859	3,964	2,867	2,447	1647,1
Asti	AT	44° 54'	08° 12'	123	orizzontale	1,588	2,457	3,829	4,928	5,842	6,407	6,389	5,387	4,061	2,662	1,749	1,280	1422,5
Asti	AT	44° 54'	08° 12'	123	Sud tilt=30° abitazioni	2,736	3,585	4,798	5,293	5,683	5,964	6,052	5,507	4,671	3,540	2,772	2,240	1613,1
Asti	AT	44° 54'	08° 12'	123	Sud tilt=30° campi	2,752	3,609	4,836	5,343	5,742	6,028	6,116	5,562	4,712	3,566	2,789	2,253	1627,3
Avellino	AV	40° 55'	14° 48'	348	orizzontale	1,910	2,684	3,707	4,943	5,935	6,584	6,505	5,641	4,315	3,114	2,071	1,626	1497,4
Avellino	AV	40° 55'	14° 48'	348	Sud tilt=30° abitazioni	3,030	3,673	4,394	5,163	5,659	6,011	6,040	5,646	4,822	4,011	3,073	2,636	1653,4
Avellino	AV	40° 55'	14° 48'	348	Sud tilt=30° campi	3,049	3,700	4,431	5,213	5,719	6,077	6,105	5,702	4,866	4,042	3,093	2,652	1668,5
Bari	BA	41° 08'	16° 52'	5	orizzontale	1,945	2,787	3,899	5,093	6,083	6,682	6,615	5,720	4,476	3,243	2,044	1,622	1533,3
Bari	BA	41° 08'	16° 52'	5	Sud tilt=30° abitazioni	3,126	3,869	4,672	5,341	5,809	6,105	6,148	5,737	5,036	4,230	3,038	2,648	1702,2
Bari	BA	41° 08'	16° 52'	5	Sud tilt=30° campi	3,146	3,897	4,711	5,392	5,870	6,172	6,215	5,794	5,081	4,263	3,059	2,664	1717,6
Barletta	BT	41° 19'	16° 17'	15	orizzontale	1,899	2,769	3,876	5,062	6,096	6,684	6,597	5,718	4,459	3,215	2,030	1,600	1527,1
Barletta	BA	41° 19'	16° 17'	15	Sud tilt=30° abitazioni	3,047	3,852	4,650	5,313	5,827	6,112	6,137	5,741	5,022	4,198	3,026	2,618	1695,6
Barletta	BA	41° 19'	16° 17'	15	Sud tilt=30° campi	3,066	3,879	4,689	5,364	5,888	6,179	6,203	5,799	5,067	4,230	3,046	2,634	1711,0

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Belluno	BL	46° 08'	12° 13'	383	orizzontale	1,598	2,377	3,543	4,537	5,279	5,802	5,893	4,910	3,789	2,553	1,638	1,172	1315,9
Belluno	BL	46° 08'	12° 13'	383	Sud tilt=30° abitazioni	2,912	3,542	4,446	4,876	5,151	5,433	5,611	5,027	4,366	3,438	2,650	2,105	1512,8
Belluno	BL	46° 08'	12° 13'	383	Sud tilt=30° campi	2,928	3,566	4,481	4,922	5,204	5,491	5,670	5,076	4,404	3,464	2,667	2,117	1526,0
Benevento	BN	41° 08'	14° 47'	135	orizzontale	1,905	2,718	3,781	5,041	6,040	6,617	6,500	5,647	4,339	3,111	2,080	1,651	1509,5
Benevento	BN	41° 08'	14° 47'	135	Sud tilt=30° abitazioni	3,042	3,748	4,507	5,282	5,767	6,047	6,042	5,659	4,862	4,020	3,106	2,711	1672,8
Benevento	BN	41° 08'	14° 47'	135	Sud tilt=30° campi	3,061	3,776	4,545	5,333	5,828	6,114	6,107	5,716	4,906	4,051	3,127	2,727	1687,9
Bergamo	BG	45° 42'	09° 40'	249	orizzontale	1,523	2,380	3,703	4,711	5,542	6,170	6,211	5,274	3,999	2,646	1,668	1,199	1375,1
Bergamo	BG	45° 42'	09° 40'	249	Sud tilt=30° abitazioni	2,673	3,509	4,661	5,066	5,405	5,765	5,905	5,411	4,625	3,564	2,673	2,128	1568,7
Bergamo	BG	45° 42'	09° 40'	249	Sud tilt=30° campi	2,688	3,533	4,698	5,113	5,460	5,827	5,967	5,464	4,666	3,591	2,690	2,140	1582,5
Biella	BI	45° 34'	08° 03'	420	orizzontale	1,500	2,455	3,679	4,678	5,457	6,090	6,097	5,170	3,875	2,651	1,697	1,239	1361,6
Biella	BI	45° 34'	08° 03'	420	Sud tilt=30° abitazioni	2,602	3,640	4,616	5,022	5,316	5,688	5,792	5,293	4,455	3,564	2,723	2,211	1554,3
Biella	BI	45° 34'	08° 03'	420	Sud tilt=30° campi	2,617	3,664	4,653	5,069	5,371	5,749	5,853	5,344	4,494	3,591	2,740	2,224	1568,0
Bologna	BO	44° 30'	11° 21'	54	orizzontale	1,595	2,463	3,760	4,862	5,899	6,431	6,465	5,398	4,225	2,790	1,750	1,237	1431,6
Bologna	BO	44° 30'	11° 21'	54	Sud tilt=30° abitazioni	2,707	3,560	4,669	5,199	5,729	5,976	6,112	5,507	4,868	3,723	2,738	2,102	1614,6
Bologna	BO	44° 30'	11° 21'	54	Sud tilt=30° campi	2,723	3,585	4,707	5,248	5,788	6,040	6,177	5,561	4,911	3,751	2,755	2,115	1629,0
Bolzano	BZ	46° 30'	11° 21'	262	orizzontale	1,523	2,413	3,654	4,632	5,541	5,958	6,025	4,997	3,891	2,611	1,609	1,147	1343,7
Bolzano	BZ	46° 30'	11° 21'	262	Sud tilt=30° abitazioni	2,771	3,648	4,639	5,001	5,424	5,587	5,748	5,133	4,518	3,561	2,622	2,082	1548,7
Bolzano	BZ	46° 30'	11° 21'	262	Sud tilt=30° campi	2,786	3,673	4,676	5,048	5,480	5,647	5,808	5,183	4,557	3,587	2,638	2,094	1562,2
Brescia	BS	45° 32'	10° 13'	149	orizzontale	1,569	2,415	3,718	4,729	5,662	6,233	6,285	5,298	4,060	2,669	1,684	1,180	1389,6
Brescia	BS	45° 32'	10° 13'	149	Sud tilt=30° abitazioni	2,764	3,560	4,672	5,082	5,520	5,820	5,971	5,431	4,699	3,592	2,692	2,065	1583,3
Brescia	BS	45° 32'	10° 13'	149	Sud tilt=30° campi	2,779	3,584	4,709	5,129	5,577	5,883	6,034	5,485	4,739	3,619	2,709	2,077	1597,3
Brindisi	BR	40° 38'	17° 57'	13	orizzontale	1,984	2,838	3,958	5,115	6,129	6,698	6,679	5,740	4,531	3,264	2,034	1,593	1544,1
Brindisi	BR	40° 38'	17° 57'	13	Sud tilt=30° abitazioni	3,160	3,918	4,729	5,349	5,837	6,104	6,190	5,740	5,084	4,229	2,979	2,542	1705,3
Brindisi	BR	40° 38'	17° 57'	13	Sud tilt=30° campi	3,180	3,946	4,768	5,400	5,899	6,171	6,257	5,797	5,129	4,262	2,999	2,558	1720,8
Cagliari	CA	39° 13'	09° 07'	6	orizzontale	2,313	3,029	4,195	5,128	6,081	6,684	6,656	5,833	4,593	3,443	2,348	1,899	1594,2
Cagliari	CA	39° 13'	09° 07'	6	Sud tilt=30° abitazioni	3,704	4,135	4,980	5,312	5,749	6,047	6,123	5,788	5,098	4,417	3,458	3,059	1766,8
Cagliari	CA	39° 13'	09° 07'	6	Sud tilt=30° campi	3,727	4,166	5,022	5,364	5,810	6,114	6,190	5,846	5,144	4,452	3,481	3,078	1782,8
Caltanissetta	CL	37° 29'	14° 04'	568	orizzontale	2,328	3,233	4,218	5,278	6,279	6,728	6,709	5,850	4,673	3,557	2,485	2,058	1630,5
Caltanissetta	CL	37° 29'	14° 04'	568	Sud tilt=30° abitazioni	3,553	4,345	4,919	5,417	5,882	6,031	6,114	5,745	5,122	4,479	3,568	3,220	1782,5
Caltanissetta	CL	37° 29'	14° 04'	568	Sud tilt=30° campi	3,576	4,378	4,961	5,470	5,945	6,098	6,181	5,804	5,169	4,515	3,593	3,241	1798,9
Campobasso	CB	41° 34'	14° 40'	701	orizzontale	1,856	2,730	3,730	5,015	6,030	6,591	6,439	5,575	4,315	3,094	1,974	1,599	1494,7
Campobasso	CB	41° 34'	14° 40'	701	Sud tilt=30° abitazioni	2,981	3,802	4,458	5,269	5,771	6,037	5,999	5,598	4,851	4,022	2,938	2,639	1659,5
Campobasso	CB	41° 34'	14° 40'	701	Sud tilt=30° campi	3,000	3,829	4,496	5,319	5,831	6,103	6,063	5,654	4,894	4,053	2,958	2,655	1674,5

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Carbonia	CI	39° 10'	08° 31'	111	orizzontale	2,283	2,972	4,192	5,196	6,140	6,758	6,707	5,862	4,640	3,406	2,345	1,880	1599,6
Carbonia	--	39° 10'	08° 31'	111	Sud tilt=30° abitazioni	3,634	4,034	4,974	5,385	5,803	6,110	6,168	5,816	5,155	4,355	3,448	3,014	1767,6
Carbonia	--	39° 10'	08° 31'	111	Sud tilt=30° campi	3,657	4,064	5,016	5,438	5,865	6,178	6,235	5,875	5,201	4,389	3,472	3,032	1783,7
Carrara	MS	44° 05'	10° 06'	100	orizzontale	1,642	2,364	3,718	4,649	5,672	6,254	6,296	5,321	4,060	2,740	1,729	1,300	1397,3
Carrara	MS	44° 05'	10° 06'	100	Sud tilt=30° abitazioni	2,770	3,348	4,581	4,937	5,491	5,802	5,939	5,409	4,632	3,615	2,660	2,208	1569,2
Carrara	MS	44° 05'	10° 06'	100	Sud tilt=30° campi	2,787	3,371	4,618	4,983	5,548	5,864	6,003	5,462	4,673	3,643	2,677	2,221	1583,3
Caserta	CE	41° 04'	14° 20'	68	orizzontale	1,990	2,774	3,868	4,938	6,006	6,620	6,554	5,721	4,380	3,169	2,109	1,712	1522,2
Caserta	CE	41° 04'	14° 20'	68	Sud tilt=30° abitazioni	3,216	3,840	4,625	5,164	5,733	6,048	6,090	5,736	4,911	4,107	3,158	2,840	1693,5
Caserta	CE	41° 04'	14° 20'	68	Sud tilt=30° campi	3,236	3,868	4,664	5,213	5,793	6,114	6,156	5,793	4,955	4,139	3,179	2,857	1708,7
Catania	CT	37° 30'	15° 05'	7	orizzontale	2,285	3,261	4,225	5,251	6,281	6,733	6,683	5,847	4,661	3,644	2,447	2,066	1630,1
Catania	CT	37° 30'	15° 05'	7	Sud tilt=30° abitazioni	3,469	4,394	4,929	5,388	5,884	6,036	6,091	5,743	5,107	4,613	3,500	3,239	1782,5
Catania	CT	37° 30'	15° 05'	7	Sud tilt=30° campi	3,492	4,427	4,971	5,440	5,947	6,103	6,158	5,801	5,154	4,650	3,525	3,260	1798,8
Catanzaro	CZ	38° 54'	16° 36'	320	orizzontale	2,074	3,037	4,065	5,134	6,114	6,662	6,520	5,743	4,471	3,377	2,297	1,882	1568,8
Catanzaro	CZ	38° 54'	16° 36'	320	Sud tilt=30° abitazioni	3,177	4,124	4,784	5,307	5,771	6,019	5,990	5,684	4,933	4,293	3,336	2,991	1721,9
Catanzaro	CZ	38° 54'	16° 36'	320	Sud tilt=30° campi	3,198	4,155	4,825	5,359	5,832	6,086	6,056	5,741	4,978	4,327	3,359	3,010	1737,6
Cesena	FC	44° 08'	12° 15'	44	orizzontale	1,539	2,414	3,779	4,920	5,993	6,430	6,470	5,412	4,228	2,805	1,691	1,169	1430,9
Cesena	FO	44° 08'	12° 15'	44	Sud tilt=30° abitazioni	2,545	3,440	4,674	5,254	5,811	5,964	6,106	5,510	4,854	3,724	2,587	1,920	1599,4
Cesena	FO	44° 08'	12° 15'	44	Sud tilt=30° campi	2,560	3,465	4,712	5,303	5,871	6,029	6,171	5,564	4,897	3,752	2,604	1,932	1613,8
Chieti	CH	42° 21'	14° 10'	330	orizzontale	1,821	2,665	3,791	4,985	5,991	6,567	6,435	5,542	4,336	3,029	1,861	1,478	1481,1
Chieti	CH	42° 21'	14° 10'	330	Sud tilt=30° abitazioni	2,986	3,750	4,586	5,263	5,756	6,038	6,019	5,590	4,912	3,968	2,781	2,446	1651,4
Chieti	CH	42° 21'	14° 10'	330	Sud tilt=30° campi	3,004	3,777	4,624	5,313	5,816	6,104	6,084	5,645	4,956	3,999	2,800	2,461	1666,3
Como	CO	45° 48'	09° 05'	201	orizzontale	1,514	2,411	3,717	4,684	5,528	6,173	6,168	5,260	3,927	2,611	1,657	1,207	1369,9
Como	CO	45° 48'	09° 05'	201	Sud tilt=30° abitazioni	2,662	3,577	4,688	5,038	5,393	5,771	5,866	5,399	4,535	3,513	2,659	2,158	1564,7
Como	CO	45° 48'	09° 05'	201	Sud tilt=30° campi	2,677	3,601	4,725	5,086	5,448	5,833	5,928	5,452	4,574	3,539	2,676	2,170	1578,5
Cosenza	CS	39° 18'	16° 15'	238	orizzontale	1,985	2,777	3,878	4,999	6,010	6,639	6,571	5,686	4,354	3,259	2,185	1,730	1529,2
Cosenza	CS	39° 18'	16° 15'	238	Sud tilt=30° abitazioni	3,036	3,718	4,550	5,171	5,683	6,011	6,049	5,639	4,805	4,137	3,160	2,712	1669,1
Cosenza	CS	39° 18'	16° 15'	238	Sud tilt=30° campi	3,056	3,746	4,589	5,221	5,744	6,078	6,115	5,696	4,848	4,169	3,182	2,729	1684,5
Cremona	CR	45° 08'	10° 01'	45	orizzontale	1,560	2,426	3,773	4,934	5,877	6,403	6,450	5,475	4,169	2,721	1,707	1,194	1425,9
Cremona	CR	45° 08'	10° 01'	45	Sud tilt=30° abitazioni	2,696	3,546	4,729	5,309	5,725	5,967	6,117	5,612	4,825	3,652	2,704	2,061	1616,2
Cremona	CR	45° 08'	10° 01'	45	Sud tilt=30° campi	2,711	3,570	4,767	5,358	5,784	6,031	6,182	5,667	4,866	3,680	2,721	2,073	1630,5
Crotone	KR	39° 05'	17° 08'	8	orizzontale	2,099	3,050	4,120	5,166	6,190	6,677	6,649	5,819	4,536	3,401	2,301	1,840	1583,3
Crotone	KR	39° 05'	17° 08'	8	Sud tilt=30° abitazioni	3,245	4,161	4,869	5,349	5,848	6,038	6,113	5,769	5,021	4,342	3,358	2,920	1741,0
Crotone	KR	39° 05'	17° 08'	8	Sud tilt=30° campi	3,266	4,192	4,911	5,401	5,910	6,105	6,180	5,828	5,066	4,377	3,381	2,939	1756,9

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Cuneo	CN	44° 24'	07° 33'	534	orizzontale	1,608	2,564	3,848	4,920	5,728	6,244	6,184	5,192	4,025	2,807	1,843	1,332	1413,6
Cuneo	CN	44° 24'	07° 33'	534	Sud tilt=30° abitazioni	2,726	3,740	4,793	5,264	5,555	5,801	5,842	5,280	4,601	3,744	2,921	2,313	1604,9
Cuneo	CN	44° 24'	07° 33'	534	Sud tilt=30° campi	2,742	3,765	4,832	5,314	5,612	5,864	5,905	5,332	4,642	3,772	2,940	2,326	1619,1
Enna	EN	37° 34'	14° 17'	931	orizzontale	2,298	3,204	4,202	5,276	6,292	6,722	6,687	5,830	4,646	3,544	2,455	2,056	1624,9
Enna	EN	37° 34'	14° 17'	931	Sud tilt=30° abitazioni	3,500	4,304	4,902	5,417	5,897	6,028	6,097	5,728	5,093	4,465	3,520	3,224	1775,8
Enna	EN	37° 34'	14° 17'	931	Sud tilt=30° campi	3,523	4,336	4,944	5,470	5,960	6,096	6,164	5,787	5,139	4,501	3,545	3,244	1792,1
Fermo	FM	43° 10'	13° 43'	319	orizzontale	1,719	2,573	3,758	4,928	5,993	6,527	6,475	5,481	4,291	2,977	1,830	1,362	1463,3
Fermo	AP	43° 10'	13° 43'	319	Sud tilt=30° abitazioni	2,846	3,651	4,586	5,227	5,782	6,026	6,081	5,551	4,892	3,940	2,786	2,265	1637,4
Fermo	AP	43° 10'	13° 43'	319	Sud tilt=30° campi	2,864	3,677	4,624	5,277	5,843	6,092	6,146	5,606	4,935	3,970	2,804	2,279	1652,1
Ferrara	FE	44° 51'	11° 37'	9	orizzontale	1,509	2,444	3,793	4,872	5,910	6,461	6,486	5,439	4,232	2,752	1,741	1,189	1430,1
Ferrara	FE	44° 51'	11° 37'	9	Sud tilt=30° abitazioni	2,547	3,555	4,741	5,225	5,749	6,013	6,143	5,563	4,895	3,683	2,749	2,025	1614,4
Ferrara	FE	44° 51'	11° 37'	9	Sud tilt=30° campi	2,562	3,580	4,779	5,274	5,809	6,078	6,208	5,618	4,938	3,711	2,766	2,037	1628,8
Firenze	FI	43° 46'	11° 15'	50	orizzontale	1,723	2,443	3,711	4,655	5,839	6,420	6,412	5,428	4,193	2,839	1,868	1,377	1432,7
Firenze	FI	43° 46'	11° 15'	50	Sud tilt=30° abitazioni	2,920	3,465	4,552	4,933	5,647	5,945	6,040	5,515	4,791	3,754	2,914	2,355	1613,1
Firenze	FI	43° 46'	11° 15'	50	Sud tilt=30° campi	2,938	3,489	4,589	4,979	5,706	6,010	6,104	5,570	4,833	3,783	2,932	2,369	1627,5
Foggia	FG	41° 28'	15° 33'	76	orizzontale	1,914	2,841	3,860	5,169	6,136	6,671	6,567	5,690	4,433	3,152	2,037	1,601	1528,9
Foggia	FG	41° 28'	15° 33'	76	Sud tilt=30° abitazioni	3,095	3,989	4,635	5,441	5,870	6,106	6,114	5,716	4,997	4,108	3,051	2,635	1701,9
Foggia	FG	41° 28'	15° 33'	76	Sud tilt=30° campi	3,114	4,018	4,674	5,493	5,932	6,173	6,180	5,773	5,041	4,139	3,071	2,651	1717,2
Forlì	FC	44° 14'	12° 02'	34	orizzontale	1,540	2,429	3,794	4,906	5,998	6,458	6,469	5,391	4,225	2,823	1,728	1,175	1433,4
Forlì	FO	44° 14'	12° 02'	34	Sud tilt=30° abitazioni	2,555	3,476	4,702	5,241	5,819	5,993	6,108	5,490	4,856	3,760	2,670	1,940	1606,1
Forlì	FO	44° 14'	12° 02'	34	Sud tilt=30° campi	2,570	3,500	4,740	5,290	5,879	6,058	6,173	5,544	4,898	3,788	2,687	1,952	1620,5
Frosinone	FR	41° 38'	13° 21'	291	orizzontale	1,987	2,728	3,815	4,832	5,958	6,507	6,438	5,575	4,283	3,077	2,014	1,586	1490,4
Frosinone	FR	41° 38'	13° 21'	291	Sud tilt=30° abitazioni	3,272	3,805	4,582	5,063	5,703	5,963	6,000	5,600	4,813	3,999	3,020	2,617	1662,0
Frosinone	FR	41° 38'	13° 21'	291	Sud tilt=30° campi	3,292	3,832	4,620	5,111	5,763	6,028	6,065	5,656	4,856	4,030	3,040	2,633	1677,0
Genova	GE	44° 24'	08° 56'	19	orizzontale	1,630	2,318	3,773	4,679	5,561	6,331	6,253	5,307	4,045	2,618	1,725	1,226	1388,7
Genova	GE	44° 24'	08° 56'	19	Sud tilt=30° abitazioni	2,777	3,289	4,682	4,982	5,390	5,881	5,908	5,405	4,627	3,437	2,678	2,069	1560,9
Genova	GE	44° 24'	08° 56'	19	Sud tilt=30° campi	2,794	3,312	4,720	5,029	5,446	5,945	5,971	5,458	4,667	3,463	2,695	2,081	1574,9
Gorizia	GO	45° 57'	13° 37'	84	orizzontale	1,427	2,229	3,455	4,421	5,540	6,014	6,051	5,154	3,833	2,528	1,523	1,065	1320,8
Gorizia	GO	45° 57'	13° 37'	84	Sud tilt=30° abitazioni	2,473	3,245	4,304	4,733	5,409	5,627	5,757	5,287	4,417	3,385	2,391	1,835	1491,9
Gorizia	GO	45° 57'	13° 37'	84	Sud tilt=30° campi	2,487	3,268	4,338	4,778	5,465	5,687	5,818	5,339	4,455	3,410	2,407	1,845	1505,2
Grosseto	GR	42° 46'	11° 07'	10	orizzontale	1,886	2,653	3,897	4,875	6,040	6,554	6,530	5,618	4,267	3,055	2,008	1,567	1495,1
Grosseto	GR	42° 46'	11° 07'	10	Sud tilt=30° abitazioni	3,176	3,762	4,763	5,151	5,817	6,039	6,120	5,684	4,842	4,039	3,108	2,690	1685,2
Grosseto	GR	42° 46'	11° 07'	10	Sud tilt=30° campi	3,195	3,789	4,803	5,200	5,877	6,105	6,186	5,741	4,885	4,069	3,128	2,706	1700,2

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Iglesias	CI	39° 19'	08° 32'	200	orizzontale	2,239	2,924	4,174	5,145	6,162	6,759	6,698	5,883	4,609	3,373	2,333	1,891	1593,9
Iglesias	--	39° 19'	08° 32'	200	Sud tilt=30° abitazioni	3,558	3,965	4,957	5,334	5,829	6,116	6,165	5,844	5,122	4,313	3,437	3,050	1761,4
Iglesias	--	39° 19'	08° 32'	200	Sud tilt=30° campi	3,580	3,995	4,999	5,386	5,891	6,184	6,232	5,903	5,168	4,347	3,460	3,069	1777,4
Imperia	IM	43° 53'	08° 01'	10	orizzontale	1,739	2,488	3,834	4,778	5,820	6,410	6,358	5,410	4,222	2,789	1,828	1,323	1435,4
Imperia	IM	43° 53'	08° 01'	10	Sud tilt=30° abitazioni	2,971	3,556	4,739	5,079	5,632	5,939	5,992	5,499	4,835	3,680	2,842	2,243	1618,3
Imperia	IM	43° 53'	08° 01'	10	Sud tilt=30° campi	2,989	3,581	4,778	5,127	5,691	6,003	6,056	5,553	4,877	3,708	2,860	2,256	1632,7
Isernia	IS	41° 36'	14° 14'	423	orizzontale	1,890	2,705	3,721	4,897	5,928	6,539	6,417	5,548	4,282	3,054	2,013	1,600	1484,0
Isernia	IS	41° 36'	14° 14'	423	Sud tilt=30° abitazioni	3,057	3,762	4,447	5,135	5,672	5,992	5,979	5,571	4,809	3,961	3,015	2,645	1649,9
Isernia	IS	41° 36'	14° 14'	423	Sud tilt=30° campi	3,076	3,789	4,485	5,185	5,732	6,057	6,044	5,627	4,852	3,991	3,036	2,661	1664,8
L'Aquila	AQ	42° 21'	13° 24'	714	orizzontale	1,777	2,597	3,705	4,773	5,790	6,316	6,257	5,374	4,193	2,990	1,899	1,416	1438,0
L'Aquila	AQ	42° 21'	13° 24'	714	Sud tilt=30° abitazioni	2,890	3,628	4,465	5,020	5,559	5,812	5,853	5,411	4,729	3,906	2,855	2,311	1600,8
L'Aquila	AQ	42° 21'	13° 24'	714	Sud tilt=30° campi	2,908	3,654	4,502	5,068	5,617	5,876	5,916	5,465	4,771	3,936	2,874	2,326	1615,3
La Spezia	SP	44° 07'	09° 49'	3	orizzontale	1,640	2,387	3,764	4,715	5,784	6,396	6,330	5,371	4,130	2,753	1,733	1,293	1414,0
La Spezia	SP	44° 07'	09° 49'	3	Sud tilt=30° abitazioni	2,769	3,390	4,651	5,013	5,603	5,933	5,973	5,465	4,726	3,638	2,671	2,194	1588,5
La Spezia	SP	44° 07'	09° 49'	3	Sud tilt=30° campi	2,786	3,414	4,688	5,061	5,661	5,997	6,036	5,519	4,767	3,666	2,689	2,207	1602,7
Lanusei	OG	39° 53'	09° 33'	595	orizzontale	2,107	3,031	4,098	5,174	6,124	6,607	6,664	5,722	4,543	3,329	2,256	1,772	1570,3
Lanusei	--	39° 53'	09° 33'	595	Sud tilt=30° abitazioni	3,342	4,193	4,882	5,387	5,810	6,000	6,152	5,695	5,065	4,282	3,338	2,851	1739,8
Lanusei	--	39° 53'	09° 33'	595	Sud tilt=30° campi	3,363	4,223	4,923	5,439	5,871	6,067	6,219	5,753	5,111	4,316	3,361	2,869	1755,6
Latina	LT	41° 28'	12° 54'	21	orizzontale	1,957	2,726	3,862	4,905	5,962	6,535	6,567	5,676	4,338	3,102	2,064	1,618	1506,0
Latina	LT	41° 28'	12° 54'	21	Sud tilt=30° abitazioni	3,188	3,788	4,639	5,139	5,701	5,983	6,114	5,702	4,875	4,027	3,104	2,672	1677,2
Latina	LT	41° 28'	12° 54'	21	Sud tilt=30° campi	3,207	3,815	4,678	5,189	5,761	6,049	6,180	5,759	4,919	4,058	3,125	2,688	1692,3
Lecce	LE	40° 21'	18° 10'	49	orizzontale	2,013	2,940	4,011	5,171	6,179	6,714	6,665	5,759	4,562	3,300	2,111	1,666	1560,1
Lecce	LE	40° 21'	18° 10'	49	Sud tilt=30° abitazioni	3,191	4,073	4,787	5,401	5,877	6,109	6,168	5,750	5,110	4,268	3,103	2,669	1724,8
Lecce	LE	40° 21'	18° 10'	49	Sud tilt=30° campi	3,211	4,102	4,827	5,452	5,939	6,177	6,235	5,808	5,156	4,301	3,125	2,686	1740,5
Lecco	LC	45° 51'	09° 24'	214	orizzontale	1,502	2,389	3,685	4,655	5,414	5,981	6,017	5,051	3,867	2,609	1,627	1,180	1343,0
Lecco	LC	45° 51'	09° 24'	214	Sud tilt=30° abitazioni	2,641	3,540	4,644	5,005	5,280	5,593	5,722	5,171	4,456	3,512	2,601	2,096	1534,3
Lecco	LC	45° 51'	09° 24'	214	Sud tilt=30° campi	2,656	3,564	4,681	5,052	5,335	5,653	5,783	5,222	4,495	3,539	2,617	2,108	1547,8
Livorno	LI	43° 33'	10° 19'	3	orizzontale	1,773	2,493	3,871	4,790	5,938	6,550	6,514	5,548	4,259	2,896	1,837	1,401	1462,2
Livorno	LI	43° 33'	10° 19'	3	Sud tilt=30° abitazioni	3,011	3,538	4,773	5,081	5,739	6,058	6,129	5,637	4,868	3,833	2,832	2,389	1645,5
Livorno	LI	43° 33'	10° 19'	3	Sud tilt=30° campi	3,029	3,563	4,812	5,129	5,799	6,123	6,195	5,693	4,911	3,862	2,850	2,403	1660,2
Lodi	LO	45° 19'	09° 30'	87	orizzontale	1,548	2,402	3,770	4,957	5,837	6,397	6,432	5,472	4,100	2,643	1,704	1,187	1418,5
Lodi	LO	45° 19'	09° 30'	87	Sud tilt=30° abitazioni	2,688	3,516	4,737	5,344	5,690	5,966	6,105	5,615	4,741	3,535	2,714	2,061	1609,2
Lodi	LO	45° 19'	09° 30'	87	Sud tilt=30° campi	2,703	3,540	4,775	5,393	5,749	6,031	6,170	5,670	4,783	3,562	2,731	2,073	1623,4

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)												Radiaz. globale annua (kWh/m ²)
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	
Lucca	LU	43° 51'	10° 30'	19	orizzontale	1,716	2,440	3,764	4,658	5,838	6,438	6,434	5,464	4,188	2,827	1,821	1,370	1434,3
Lucca	LU	43° 51'	10° 30'	19	Sud tilt=30° abitazioni	2,914	3,466	4,635	4,939	5,649	5,964	6,063	5,556	4,789	3,740	2,825	2,346	1614,9
Lucca	LU	43° 51'	10° 30'	19	Sud tilt=30° campi	2,931	3,491	4,673	4,986	5,707	6,029	6,128	5,611	4,831	3,769	2,843	2,360	1629,3
Macerata	MC	43° 18'	13° 27'	315	orizzontale	1,694	2,547	3,728	4,936	5,998	6,504	6,452	5,452	4,244	2,940	1,806	1,324	1454,4
Macerata	MC	43° 18'	13° 27'	315	Sud tilt=30° abitazioni	2,804	3,614	4,550	5,242	5,791	6,008	6,064	5,525	4,836	3,888	2,749	2,193	1626,0
Macerata	MC	43° 18'	13° 27'	315	Sud tilt=30° campi	2,821	3,640	4,588	5,291	5,851	6,074	6,129	5,579	4,879	3,917	2,767	2,206	1640,6
Mantova	MN	45° 09'	10° 48'	19	orizzontale	1,557	2,464	3,770	4,868	5,872	6,392	6,469	5,483	4,199	2,721	1,712	1,186	1426,0
Mantova	MN	45° 09'	10° 48'	19	Sud tilt=30° abitazioni	2,690	3,620	4,725	5,231	5,720	5,958	6,136	5,621	4,866	3,652	2,717	2,044	1617,3
Mantova	MN	45° 09'	10° 48'	19	Sud tilt=30° campi	2,706	3,645	4,763	5,280	5,779	6,022	6,201	5,676	4,908	3,679	2,734	2,056	1631,6
Massa	MS	44° 02'	10° 09'	65	orizzontale	1,654	2,356	3,724	4,638	5,643	6,244	6,297	5,331	4,075	2,739	1,731	1,303	1397,0
Massa	MS	44° 02'	10° 09'	65	Sud tilt=30° abitazioni	2,793	3,329	4,588	4,922	5,461	5,791	5,939	5,418	4,650	3,610	2,660	2,211	1568,7
Massa	MS	44° 02'	10° 09'	65	Sud tilt=30° campi	2,809	3,353	4,625	4,968	5,517	5,854	6,003	5,472	4,691	3,638	2,677	2,224	1582,7
Matera	MT	40° 40'	16° 37'	401	orizzontale	2,008	2,879	3,944	5,127	6,057	6,647	6,577	5,687	4,447	3,254	2,103	1,730	1540,9
Matera	MT	40° 40'	16° 37'	401	Sud tilt=30° abitazioni	3,214	3,992	4,711	5,363	5,770	6,060	6,098	5,686	4,978	4,215	3,112	2,838	1710,6
Matera	MT	40° 40'	16° 37'	401	Sud tilt=30° campi	3,234	4,021	4,750	5,414	5,831	6,127	6,164	5,743	5,023	4,248	3,133	2,855	1726,1
Messina	ME	38° 12'	15° 33'	3	orizzontale	2,075	2,979	4,063	5,113	6,170	6,608	6,583	5,749	4,506	3,434	2,192	1,785	1565,3
Messina	ME	38° 12'	15° 33'	3	Sud tilt=30° abitazioni	3,118	3,977	4,746	5,259	5,802	5,950	6,025	5,667	4,947	4,338	3,092	2,731	1699,0
Messina	ME	38° 12'	15° 33'	3	Sud tilt=30° campi	3,139	4,007	4,787	5,311	5,864	6,016	6,091	5,724	4,992	4,372	3,114	2,749	1714,7
Milano	MI	45° 28'	09° 11'	122	orizzontale	1,532	2,383	3,753	4,865	5,769	6,373	6,365	5,434	4,062	2,623	1,672	1,203	1405,9
Milano	MI	45° 28'	09° 11'	122	Sud tilt=30° abitazioni	2,666	3,494	4,721	5,240	5,626	5,948	6,045	5,579	4,699	3,511	2,662	2,113	1596,8
Milano	MI	45° 28'	09° 11'	122	Sud tilt=30° campi	2,682	3,518	4,759	5,289	5,684	6,012	6,109	5,633	4,740	3,537	2,679	2,126	1610,9
Modena	MO	44° 39'	10° 55'	34	orizzontale	1,612	2,450	3,784	4,863	5,867	6,436	6,464	5,439	4,230	2,790	1,720	1,237	1432,1
Modena	MO	44° 39'	10° 55'	34	Sud tilt=30° abitazioni	2,762	3,549	4,715	5,207	5,701	5,985	6,116	5,556	4,882	3,733	2,689	2,115	1618,3
Modena	MO	44° 39'	10° 55'	34	Sud tilt=30° campi	2,778	3,574	4,753	5,255	5,760	6,049	6,181	5,611	4,925	3,761	2,706	2,128	1632,7
Monza	MB	45° 35'	09° 16'	162	orizzontale	1,530	2,387	3,742	4,807	5,706	6,318	6,315	5,382	4,034	2,641	1,671	1,211	1397,1
Monza	MI	45° 35'	09° 16'	162	Sud tilt=30° abitazioni	2,675	3,512	4,712	5,176	5,566	5,901	6,001	5,525	4,667	3,549	2,670	2,145	1590,5
Monza	MI	45° 35'	09° 16'	162	Sud tilt=30° campi	2,691	3,536	4,750	5,225	5,623	5,964	6,064	5,579	4,707	3,576	2,686	2,157	1604,5
Napoli	NA	40° 51'	14° 15'	17	orizzontale	2,029	2,816	3,924	5,024	6,091	6,650	6,613	5,767	4,443	3,226	2,142	1,698	1539,9
Napoli	NA	40° 51'	14° 15'	17	Sud tilt=30° abitazioni	3,277	3,897	4,692	5,253	5,808	6,068	6,137	5,776	4,982	4,184	3,202	2,786	1711,6
Napoli	NA	40° 51'	14° 15'	17	Sud tilt=30° campi	3,298	3,925	4,732	5,304	5,869	6,134	6,204	5,834	5,026	4,216	3,224	2,803	1727,1
Novara	NO	45° 27'	08° 37'	162	orizzontale	1,524	2,425	3,766	4,888	5,780	6,374	6,360	5,392	4,047	2,638	1,711	1,251	1409,6
Novara	NO	45° 27'	08° 37'	162	Sud tilt=30° abitazioni	2,647	3,572	4,739	5,267	5,637	5,949	6,040	5,532	4,678	3,534	2,741	2,227	1604,6
Novara	NO	45° 27'	08° 37'	162	Sud tilt=30° campi	2,662	3,596	4,777	5,316	5,695	6,013	6,104	5,586	4,719	3,561	2,759	2,239	1618,7

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Nuoro	NU	40° 19'	09° 20'	549	orizzontale	2,097	2,937	4,063	5,061	6,108	6,598	6,671	5,776	4,523	3,306	2,249	1,797	1563,2
Nuoro	NU	40° 19'	09° 20'	549	Sud tilt=30° abitazioni	3,366	4,064	4,858	5,275	5,808	6,005	6,173	5,767	5,059	4,275	3,363	2,949	1739,0
Nuoro	NU	40° 19'	09° 20'	549	Sud tilt=30° campi	3,387	4,094	4,899	5,326	5,869	6,072	6,240	5,825	5,105	4,308	3,385	2,967	1754,7
Olbia	OT	40° 56'	09° 30'	15	orizzontale	2,074	2,918	4,085	5,085	6,146	6,658	6,702	5,783	4,538	3,255	2,122	1,715	1560,0
Olbia	--	40° 56'	09° 30'	15	Sud tilt=30° abitazioni	3,384	4,082	4,924	5,325	5,864	6,077	6,221	5,796	5,106	4,235	3,171	2,832	1740,7
Olbia	--	40° 56'	09° 30'	15	Sud tilt=30° campi	3,404	4,111	4,966	5,376	5,926	6,144	6,289	5,854	5,152	4,268	3,193	2,849	1756,4
Oristano	OR	39° 54'	08° 36'	9	orizzontale	2,204	2,934	4,173	5,187	6,146	6,702	6,711	5,916	4,622	3,339	2,302	1,877	1591,5
Oristano	OR	39° 54'	08° 36'	9	Sud tilt=30° abitazioni	3,549	4,026	4,988	5,402	5,832	6,085	6,195	5,899	5,165	4,299	3,429	3,081	1769,3
Oristano	OR	39° 54'	08° 36'	9	Sud tilt=30° campi	3,571	4,056	5,030	5,455	5,893	6,152	6,263	5,958	5,211	4,332	3,452	3,100	1785,3
Padova	PD	45° 25'	11° 52'	12	orizzontale	1,507	2,394	3,742	4,823	5,867	6,403	6,413	5,418	4,156	2,694	1,707	1,147	1413,1
Padova	PD	45° 25'	11° 52'	12	Sud tilt=30° abitazioni	2,602	3,511	4,701	5,188	5,723	5,975	6,090	5,560	4,822	3,626	2,729	1,977	1602,8
Padova	PD	45° 25'	11° 52'	12	Sud tilt=30° campi	2,617	3,536	4,738	5,237	5,782	6,039	6,154	5,614	4,864	3,653	2,746	1,989	1617,0
Palermo	PA	38° 07'	13° 22'	14	orizzontale	2,270	3,159	4,204	5,243	6,286	6,686	6,715	5,886	4,645	3,517	2,339	2,021	1617,6
Palermo	PA	38° 07'	13° 22'	14	Sud tilt=30° abitazioni	3,498	4,270	4,933	5,400	5,908	6,014	6,140	5,805	5,115	4,459	3,352	3,205	1773,7
Palermo	PA	38° 07'	13° 22'	14	Sud tilt=30° campi	3,521	4,301	4,975	5,453	5,971	6,082	6,208	5,864	5,161	4,495	3,375	3,225	1789,9
Parma	PR	44° 48'	10° 20'	57	orizzontale	1,582	2,430	3,786	4,886	5,873	6,417	6,456	5,457	4,210	2,784	1,715	1,248	1430,7
Parma	PR	44° 48'	10° 20'	57	Sud tilt=30° abitazioni	2,711	3,526	4,727	5,239	5,711	5,971	6,112	5,580	4,863	3,734	2,691	2,155	1618,7
Parma	PR	44° 48'	10° 20'	57	Sud tilt=30° campi	2,727	3,550	4,765	5,288	5,770	6,036	6,177	5,635	4,906	3,762	2,709	2,167	1633,1
Pavia	PV	45° 11'	09° 09'	77	orizzontale	1,546	2,384	3,787	4,942	5,870	6,421	6,438	5,454	4,097	2,640	1,706	1,197	1419,6
Pavia	PV	45° 11'	09° 09'	77	Sud tilt=30° abitazioni	2,667	3,471	4,753	5,321	5,720	5,985	6,107	5,590	4,731	3,521	2,706	2,071	1607,2
Pavia	PV	45° 11'	09° 09'	77	Sud tilt=30° campi	2,683	3,495	4,791	5,371	5,779	6,050	6,172	5,645	4,772	3,548	2,723	2,083	1621,4
Perugia	PG	43° 07'	12° 23'	493	orizzontale	1,763	2,537	3,757	4,790	5,934	6,450	6,452	5,519	4,251	2,955	1,986	1,452	1461,3
Perugia	PG	43° 07'	12° 23'	493	Sud tilt=30° abitazioni	2,938	3,582	4,582	5,066	5,723	5,954	6,058	5,591	4,837	3,900	3,096	2,463	1642,3
Perugia	PG	43° 07'	12° 23'	493	Sud tilt=30° campi	2,956	3,607	4,620	5,114	5,783	6,019	6,123	5,646	4,880	3,929	3,116	2,478	1656,9
Pesaro	PU	43° 55'	12° 55'	11	orizzontale	1,532	2,422	3,755	4,827	5,928	6,497	6,475	5,488	4,248	2,843	1,690	1,226	1433,4
Pesaro	PS	43° 55'	12° 55'	11	Sud tilt=30° abitazioni	2,509	3,439	4,625	5,138	5,740	6,020	6,104	5,585	4,870	3,772	2,570	2,029	1599,8
Pesaro	PS	43° 55'	12° 55'	11	Sud tilt=30° campi	2,524	3,463	4,663	5,186	5,799	6,085	6,169	5,640	4,913	3,800	2,587	2,041	1614,2
Pescara	PE	42° 28'	14° 13'	4	orizzontale	1,814	2,658	3,805	4,971	6,008	6,589	6,473	5,560	4,343	3,035	1,858	1,482	1484,1
Pescara	PE	42° 28'	14° 13'	4	Sud tilt=30° abitazioni	2,983	3,746	4,613	5,250	5,776	6,062	6,058	5,613	4,926	3,987	2,785	2,466	1656,6
Pescara	PE	42° 28'	14° 13'	4	Sud tilt=30° campi	3,001	3,773	4,651	5,300	5,837	6,128	6,123	5,669	4,970	4,018	2,803	2,481	1671,5
Piacenza	PC	45° 03'	09° 42'	61	orizzontale	1,557	2,411	3,777	4,924	5,876	6,425	6,448	5,465	4,135	2,719	1,710	1,213	1425,1
Piacenza	PC	45° 03'	09° 42'	61	Sud tilt=30° abitazioni	2,680	3,511	4,729	5,294	5,721	5,986	6,112	5,598	4,776	3,642	2,702	2,098	1613,4
Piacenza	PC	45° 03'	09° 42'	61	Sud tilt=30° campi	2,695	3,535	4,767	5,344	5,780	6,050	6,177	5,653	4,818	3,670	2,719	2,110	1627,8

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Pisa	PI	43° 43'	10° 24'	4	orizzontale	1,748	2,479	3,816	4,705	5,925	6,497	6,483	5,536	4,230	2,853	1,834	1,400	1451,1
Pisa	PI	43° 43'	10° 24'	4	Sud tilt=30° abitazioni	2,972	3,525	4,703	4,989	5,731	6,015	6,105	5,630	4,837	3,775	2,839	2,402	1634,3
Pisa	PI	43° 43'	10° 24'	4	Sud tilt=30° campi	2,990	3,550	4,741	5,036	5,791	6,080	6,170	5,685	4,880	3,803	2,858	2,416	1648,9
Pistoia	PT	43° 56'	10° 55'	67	orizzontale	1,682	2,443	3,721	4,632	5,749	6,349	6,386	5,392	4,190	2,791	1,819	1,340	1420,1
Pistoia	PT	43° 56'	10° 55'	67	Sud tilt=30° abitazioni	2,845	3,477	4,576	4,911	5,563	5,885	6,020	5,481	4,796	3,688	2,828	2,286	1598,6
Pistoia	PT	43° 56'	10° 55'	67	Sud tilt=30° campi	2,862	3,501	4,614	4,958	5,621	5,949	6,085	5,536	4,838	3,716	2,846	2,300	1612,8
Pordenone	PN	45° 58'	12° 40'	24	orizzontale	1,513	2,335	3,581	4,587	5,600	6,142	6,185	5,271	3,950	2,556	1,598	1,139	1357,8
Pordenone	PN	45° 58'	12° 40'	24	Sud tilt=30° abitazioni	2,680	3,448	4,493	4,929	5,470	5,747	5,887	5,417	4,572	3,433	2,549	2,008	1545,8
Pordenone	PN	45° 58'	12° 40'	24	Sud tilt=30° campi	2,696	3,472	4,529	4,975	5,526	5,809	5,949	5,470	4,612	3,459	2,565	2,019	1559,4
Potenza	PZ	40° 38'	15° 48'	819	orizzontale	1,892	2,724	3,771	4,964	6,000	6,614	6,480	5,583	4,282	3,172	2,069	1,680	1503,4
Potenza	PZ	40° 38'	15° 48'	819	Sud tilt=30° abitazioni	2,968	3,721	4,468	5,178	5,713	6,030	6,008	5,575	4,769	4,084	3,045	2,726	1657,3
Potenza	PZ	40° 38'	15° 48'	819	Sud tilt=30° campi	2,987	3,748	4,506	5,227	5,773	6,096	6,073	5,631	4,812	4,116	3,065	2,743	1672,4
Prato	PO	43° 53'	11° 06'	61	orizzontale	1,687	2,436	3,713	4,635	5,819	6,387	6,406	5,435	4,201	2,808	1,841	1,352	1427,0
Prato	PO	43° 53'	11° 06'	61	Sud tilt=30° abitazioni	2,850	3,460	4,562	4,913	5,632	5,918	6,038	5,526	4,808	3,712	2,868	2,309	1605,9
Prato	PO	43° 53'	11° 06'	61	Sud tilt=30° campi	2,867	3,485	4,600	4,959	5,690	5,982	6,102	5,581	4,850	3,740	2,887	2,323	1620,2
Ragusa	RG	36° 56'	14° 44'	502	orizzontale	2,335	3,241	4,237	5,311	6,271	6,732	6,716	5,923	4,681	3,590	2,535	2,116	1639,4
Ragusa	RG	36° 56'	14° 44'	502	Sud tilt=30° abitazioni	3,514	4,316	4,916	5,433	5,856	6,016	6,102	5,801	5,109	4,494	3,614	3,287	1784,5
Ragusa	RG	36° 56'	14° 44'	502	Sud tilt=30° campi	3,538	4,349	4,959	5,487	5,919	6,084	6,169	5,860	5,156	4,530	3,639	3,308	1801,0
Ravenna	RA	44° 25'	12° 12'	4	orizzontale	1,442	2,399	3,777	4,810	5,947	6,453	6,471	5,394	4,230	2,799	1,660	1,108	1419,8
Ravenna	RA	44° 25'	12° 12'	4	Sud tilt=30° abitazioni	2,357	3,436	4,688	5,135	5,773	5,993	6,115	5,500	4,870	3,733	2,547	1,810	1586,2
Ravenna	RA	44° 25'	12° 12'	4	Sud tilt=30° campi	2,371	3,460	4,726	5,184	5,833	6,058	6,180	5,554	4,913	3,761	2,564	1,822	1600,4
Reggio di Calabria	RC	38° 07'	15° 39'	31	orizzontale	2,110	2,939	4,010	5,075	6,100	6,623	6,595	5,792	4,461	3,420	2,252	1,832	1563,9
Reggio di Calabria	RC	38° 07'	15° 39'	31	Sud tilt=30° abitazioni	3,180	3,905	4,671	5,216	5,733	5,960	6,033	5,708	4,888	4,310	3,194	2,818	1698,0
Reggio di Calabria	RC	38° 07'	15° 39'	31	Sud tilt=30° campi	3,201	3,934	4,711	5,267	5,794	6,027	6,099	5,766	4,933	4,344	3,217	2,836	1713,7
Reggio nell'Emilia	RE	44° 42'	10° 38'	58	orizzontale	1,608	2,448	3,792	4,849	5,870	6,415	6,458	5,443	4,221	2,788	1,726	1,243	1431,2
Reggio nell'Emilia	RE	44° 42'	10° 38'	58	Sud tilt=30° abitazioni	2,760	3,550	4,729	5,192	5,706	5,967	6,112	5,562	4,872	3,733	2,706	2,134	1618,8
Reggio nell'Emilia	RE	44° 42'	10° 38'	58	Sud tilt=30° campi	2,776	3,575	4,767	5,241	5,765	6,031	6,177	5,616	4,915	3,761	2,723	2,147	1633,1
Rieti	RI	42° 24'	12° 52'	405	orizzontale	1,881	2,594	3,787	4,745	5,807	6,366	6,375	5,471	4,223	3,026	2,005	1,445	1457,6
Rieti	RI	42° 24'	12° 52'	405	Sud tilt=30° abitazioni	3,123	3,628	4,584	4,990	5,578	5,858	5,964	5,515	4,769	3,968	3,068	2,379	1631,1

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Rieti	RI	42° 24'	12° 52'	405	Sud tilt=30° campi	3,142	3,654	4,622	5,037	5,636	5,922	6,028	5,570	4,811	3,998	3,089	2,394	1645,8
Rimini	RN	44° 04'	12° 34'	5	orizzontale	1,536	2,417	3,762	4,853	5,933	6,455	6,476	5,448	4,233	2,828	1,676	1,220	1430,5
Rimini	RN	44° 04'	12° 34'	5	Sud tilt=30° abitazioni	2,532	3,442	4,645	5,173	5,750	5,985	6,110	5,546	4,858	3,756	2,554	2,026	1599,0
Rimini	RN	44° 04'	12° 34'	5	Sud tilt=30° campi	2,547	3,466	4,683	5,222	5,809	6,050	6,175	5,600	4,900	3,784	2,571	2,038	1613,4
Roma	RM	41° 54'	12° 29'	20	orizzontale	1,971	2,740	3,931	4,944	6,126	6,568	6,576	5,657	4,389	3,160	2,095	1,583	1519,1
Roma	RM	41° 54'	12° 29'	20	Sud tilt=30° abitazioni	3,269	3,846	4,761	5,199	5,874	6,026	6,136	5,696	4,959	4,150	3,203	2,637	1702,3
Roma	RM	41° 54'	12° 29'	20	Sud tilt=30° campi	3,289	3,874	4,800	5,249	5,935	6,092	6,202	5,753	5,004	4,182	3,224	2,653	1717,6
Rovigo	RO	45° 04'	11° 48'	7	orizzontale	1,475	2,395	3,791	4,863	5,879	6,458	6,466	5,439	4,214	2,739	1,699	1,152	1422,2
Rovigo	RO	45° 04'	11° 48'	7	Sud tilt=30° abitazioni	2,492	3,482	4,752	5,222	5,725	6,017	6,130	5,570	4,882	3,676	2,681	1,959	1605,3
Rovigo	RO	45° 04'	11° 48'	7	Sud tilt=30° campi	2,507	3,506	4,790	5,271	5,784	6,081	6,195	5,625	4,924	3,704	2,698	1,970	1619,6
Salerno	SA	40° 41'	14° 46'	4	orizzontale	2,022	2,743	3,772	4,849	5,898	6,587	6,524	5,669	4,367	3,161	2,142	1,645	1508,0
Salerno	SA	40° 41'	14° 46'	4	Sud tilt=30° abitazioni	3,245	3,758	4,472	5,050	5,617	6,007	6,050	5,667	4,878	4,071	3,189	2,656	1668,8
Salerno	SA	40° 41'	14° 46'	4	Sud tilt=30° campi	3,265	3,785	4,510	5,099	5,676	6,073	6,116	5,724	4,921	4,103	3,211	2,673	1683,9
Sanluri	VS	39° 34'	08° 54'	135	orizzontale	2,268	3,013	4,198	5,212	6,173	6,763	6,691	5,902	4,606	3,411	2,348	1,919	1603,5
Sanluri	--	39° 34'	08° 54'	135	Sud tilt=30° abitazioni	3,649	4,136	5,005	5,418	5,847	6,128	6,167	5,872	5,130	4,390	3,487	3,139	1782,0
Sanluri	--	39° 34'	08° 54'	135	Sud tilt=30° campi	3,672	4,167	5,047	5,471	5,909	6,196	6,234	5,931	5,176	4,425	3,511	3,158	1798,1
Sassari	SS	40° 44'	08° 34'	225	orizzontale	2,125	2,829	4,093	5,140	6,169	6,686	6,703	5,830	4,495	3,272	2,148	1,706	1563,6
Sassari	SS	40° 44'	08° 34'	225	Sud tilt=30° abitazioni	3,474	3,909	4,924	5,380	5,879	6,096	6,215	5,838	5,042	4,249	3,205	2,791	1740,5
Sassari	SS	40° 44'	08° 34'	225	Sud tilt=30° campi	3,495	3,938	4,965	5,432	5,941	6,163	6,283	5,897	5,087	4,281	3,226	2,809	1756,2
Savona	SV	44° 18'	08° 29'	4	orizzontale	1,614	2,306	3,763	4,714	5,675	6,298	6,289	5,357	4,112	2,684	1,721	1,239	1398,1
Savona	SV	44° 18'	08° 29'	4	Sud tilt=30° abitazioni	2,730	3,259	4,660	5,020	5,500	5,848	5,939	5,455	4,711	3,538	2,661	2,089	1569,7
Savona	SV	44° 18'	08° 29'	4	Sud tilt=30° campi	2,746	3,282	4,698	5,067	5,557	5,911	6,002	5,509	4,752	3,565	2,678	2,102	1583,8
Siena	SI	43° 19'	11° 20'	322	orizzontale	1,788	2,541	3,794	4,762	5,933	6,478	6,457	5,477	4,233	2,921	1,972	1,509	1461,9
Siena	SI	43° 19'	11° 20'	322	Sud tilt=30° abitazioni	3,017	3,605	4,646	5,040	5,727	5,986	6,069	5,552	4,823	3,858	3,086	2,617	1649,6
Siena	SI	43° 19'	11° 20'	322	Sud tilt=30° campi	3,035	3,631	4,684	5,088	5,787	6,051	6,134	5,607	4,866	3,888	3,106	2,632	1664,2
Siracusa	SR	37° 04'	15° 18'	17	orizzontale	2,322	3,272	4,267	5,346	6,348	6,741	6,736	5,943	4,738	3,691	2,559	2,130	1651,8
Siracusa	SR	37° 04'	15° 18'	17	Sud tilt=30° abitazioni	3,500	4,379	4,963	5,476	5,932	6,029	6,124	5,826	5,184	4,657	3,669	3,329	1803,1
Siracusa	SR	37° 04'	15° 18'	17	Sud tilt=30° campi	3,523	4,412	5,006	5,529	5,996	6,096	6,192	5,886	5,232	4,694	3,695	3,350	1819,7
Sondrio	SO	46° 10'	09° 52'	307	orizzontale	1,308	2,310	3,634	4,644	5,507	5,956	5,889	4,956	3,776	2,551	1,597	1,044	1318,3
Sondrio	SO	46° 10'	09° 52'	307	Sud tilt=30° abitazioni	2,218	3,418	4,587	5,004	5,381	5,578	5,607	5,078	4,350	3,437	2,564	1,802	1496,3
Sondrio	SO	46° 10'	09° 52'	307	Sud tilt=30° campi	2,231	3,441	4,623	5,050	5,436	5,638	5,667	5,127	4,388	3,463	2,580	1,813	1509,5
Taranto	TA	40° 28'	17° 15'	15	orizzontale	2,015	2,888	3,957	5,090	6,022	6,620	6,639	5,723	4,518	3,280	2,104	1,719	1544,4
Taranto	TA	40° 28'	17° 15'	15	Sud tilt=30° abitazioni	3,207	3,991	4,718	5,314	5,730	6,030	6,148	5,716	5,059	4,244	3,098	2,794	1711,1

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)											Radiaz. globale annua (kWh/m ²)	
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov		dic
Taranto	TA	40° 28'	17° 15'	15	Sud tilt=30° campi	3,227	4,020	4,758	5,365	5,791	6,097	6,215	5,774	5,104	4,277	3,119	2,811	1726,6
Tempio Pausania	OT	40° 54'	09° 06'	566	orizzontale	2,085	2,785	4,064	5,046	6,117	6,660	6,684	5,790	4,445	3,211	2,123	1,699	1548,9
Tempio Pausania	--	40° 54'	09° 06'	566	Sud tilt=30° abitazioni	3,405	3,847	4,893	5,280	5,834	6,078	6,204	5,802	4,987	4,164	3,170	2,795	1724,0
Tempio Pausania	--	40° 54'	09° 06'	566	Sud tilt=30° campi	3,426	3,875	4,934	5,331	5,896	6,145	6,271	5,861	5,031	4,196	3,191	2,812	1739,6
Teramo	TE	42° 40'	13° 42'	432	orizzontale	1,778	2,635	3,748	4,931	5,950	6,497	6,405	5,462	4,251	3,019	1,885	1,453	1466,2
Teramo	TE	42° 40'	13° 42'	432	Sud tilt=30° abitazioni	2,924	3,722	4,544	5,212	5,725	5,984	6,001	5,514	4,818	3,973	2,854	2,420	1639,0
Teramo	TE	42° 40'	13° 42'	432	Sud tilt=30° campi	2,942	3,749	4,581	5,261	5,785	6,049	6,065	5,569	4,860	4,003	2,873	2,434	1653,7
Terni	TR	42° 34'	12° 39'	130	orizzontale	1,892	2,614	3,781	4,786	5,897	6,404	6,400	5,532	4,250	3,036	2,045	1,488	1469,8
Terni	TR	42° 34'	12° 39'	130	Sud tilt=30° abitazioni	3,167	3,676	4,584	5,042	5,670	5,897	5,992	5,586	4,811	3,995	3,165	2,489	1651,0
Terni	TR	42° 34'	12° 39'	130	Sud tilt=30° campi	3,186	3,703	4,622	5,090	5,729	5,962	6,057	5,642	4,854	4,026	3,185	2,504	1665,8
Torino	TO	45° 04'	07° 41'	239	orizzontale	1,612	2,513	3,825	4,882	5,710	6,327	6,309	5,303	4,018	2,725	1,801	1,309	1415,0
Torino	TO	45° 04'	07° 41'	239	Sud tilt=30° abitazioni	2,812	3,705	4,804	5,245	5,556	5,895	5,980	5,421	4,622	3,654	2,896	2,328	1615,3
Torino	TO	45° 04'	07° 41'	239	Sud tilt=30° campi	2,828	3,730	4,842	5,294	5,613	5,959	6,044	5,475	4,662	3,681	2,914	2,341	1629,5
Tortoli	OG	39° 56'	09° 39'	13	orizzontale	2,117	3,021	4,098	5,165	6,117	6,607	6,667	5,743	4,561	3,337	2,234	1,769	1570,7
Tortoli	--	39° 56'	09° 39'	13	Sud tilt=30° abitazioni	3,367	4,180	4,885	5,379	5,805	6,002	6,156	5,719	5,090	4,299	3,302	2,851	1741,0
Tortoli	--	39° 56'	09° 39'	13	Sud tilt=30° campi	3,388	4,210	4,927	5,431	5,867	6,068	6,223	5,777	5,135	4,332	3,324	2,869	1756,8
Trani	BT	41° 17'	16° 25'	7	orizzontale	1,887	2,768	3,884	5,071	6,092	6,686	6,601	5,731	4,462	3,233	2,011	1,566	1526,7
Trani	BA	41° 17'	16° 25'	7	Sud tilt=30° abitazioni	3,019	3,847	4,659	5,321	5,822	6,113	6,139	5,753	5,026	4,225	2,986	2,541	1692,8
Trani	BA	41° 17'	16° 25'	7	Sud tilt=30° campi	3,038	3,874	4,698	5,372	5,883	6,180	6,206	5,811	5,070	4,257	3,006	2,557	1708,2
Trapani	TP	38° 01'	12° 31'	3	orizzontale	2,345	3,221	4,292	5,284	6,321	6,717	6,732	5,918	4,704	3,548	2,454	2,032	1635,8
Trapani	TP	38° 01'	12° 31'	3	Sud tilt=30° abitazioni	3,641	4,366	5,048	5,443	5,938	6,038	6,152	5,833	5,183	4,500	3,554	3,219	1798,5
Trapani	TP	38° 01'	12° 31'	3	Sud tilt=30° campi	3,664	4,399	5,091	5,496	6,002	6,106	6,219	5,893	5,230	4,535	3,579	3,240	1815,0
Trento	TN	46° 04'	11° 07'	194	orizzontale	1,592	2,447	3,675	4,674	5,562	5,999	6,050	5,056	3,916	2,621	1,675	1,187	1357,5
Trento	TN	46° 04'	11° 07'	194	Sud tilt=30° abitazioni	2,886	3,672	4,643	5,036	5,434	5,615	5,760	5,183	4,532	3,547	2,724	2,135	1561,9
Trento	TN	46° 04'	11° 07'	194	Sud tilt=30° campi	2,902	3,697	4,680	5,083	5,490	5,676	5,821	5,234	4,571	3,574	2,741	2,147	1575,5
Treviso	TV	45° 40'	12° 15'	15	orizzontale	1,528	2,367	3,674	4,743	5,778	6,344	6,357	5,370	4,087	2,665	1,668	1,152	1396,8
Treviso	TV	45° 40'	12° 15'	15	Sud tilt=30° abitazioni	2,680	3,481	4,615	5,103	5,641	5,926	6,044	5,516	4,742	3,594	2,670	2,012	1588,2
Treviso	TV	45° 40'	12° 15'	15	Sud tilt=30° campi	2,695	3,505	4,652	5,150	5,699	5,990	6,108	5,570	4,783	3,621	2,687	2,024	1602,2
Trieste	TS	45° 39'	13° 46'	2	orizzontale	1,446	2,240	3,508	4,559	5,684	6,160	6,163	5,267	3,939	2,605	1,571	1,106	1351,6
Trieste	TS	45° 39'	13° 46'	2	Sud tilt=30° abitazioni	2,486	3,243	4,364	4,885	5,546	5,755	5,857	5,402	4,544	3,493	2,466	1,904	1525,0
Trieste	TS	45° 39'	13° 46'	2	Sud tilt=30° campi	2,500	3,265	4,400	4,931	5,603	5,817	5,919	5,455	4,583	3,520	2,481	1,915	1538,6

Località	Prov	Lat	Long	Alt	Orientamento e tipo di suolo	Radiazione globale giornaliera media mensile (kWh/m ²)												Radiaz. globale annua (kWh/m ²)
						gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	
Udine	UD	46° 04'	13° 14'	113	orizzontale	1,450	2,255	3,526	4,461	5,564	6,055	6,077	5,155	3,860	2,513	1,530	1,085	1329,6
Udine	UD	46° 04'	13° 14'	113	Sud tilt=30° abitazioni	2,540	3,304	4,416	4,783	5,436	5,668	5,785	5,293	4,457	3,368	2,415	1,891	1507,0
Udine	UD	46° 04'	13° 14'	113	Sud tilt=30° campi	2,554	3,327	4,452	4,828	5,492	5,729	5,846	5,344	4,496	3,393	2,431	1,902	1520,3
Urbino	PU	43° 44'	12° 38'	485	orizzontale	1,593	2,480	3,730	4,875	5,943	6,492	6,461	5,452	4,202	2,828	1,730	1,261	1436,8
Urbino	PS	43° 44'	12° 38'	485	Sud tilt=30° abitazioni	2,624	3,529	4,578	5,186	5,750	6,011	6,085	5,539	4,801	3,735	2,634	2,089	1604,6
Urbino	PS	43° 44'	12° 38'	485	Sud tilt=30° campi	2,640	3,554	4,616	5,235	5,809	6,076	6,150	5,594	4,844	3,764	2,652	2,102	1619,0
Varese	VA	45° 49'	08° 50'	382	orizzontale	1,513	2,430	3,723	4,697	5,580	6,213	6,176	5,315	3,932	2,611	1,681	1,232	1377,4
Varese	VA	45° 49'	08° 50'	382	Sud tilt=30° abitazioni	2,663	3,616	4,699	5,054	5,445	5,809	5,874	5,460	4,542	3,514	2,712	2,219	1575,4
Varese	VA	45° 49'	08° 50'	382	Sud tilt=30° campi	2,678	3,641	4,736	5,101	5,501	5,871	5,936	5,514	4,581	3,540	2,729	2,231	1589,2
Venezia	VE	45° 26'	12° 20'	1	orizzontale	1,468	2,275	3,686	4,729	5,836	6,382	6,376	5,374	4,142	2,678	1,636	1,124	1396,0
Venezia	VE	45° 26'	12° 20'	1	Sud tilt=30° abitazioni	2,514	3,291	4,617	5,077	5,692	5,956	6,055	5,511	4,803	3,601	2,583	1,925	1576,2
Venezia	VE	45° 26'	12° 20'	1	Sud tilt=30° campi	2,529	3,314	4,654	5,125	5,751	6,020	6,119	5,565	4,845	3,628	2,600	1,936	1590,2
Verbania	VB	45° 56'	08° 33'	197	orizzontale	1,499	2,419	3,730	4,671	5,512	6,137	6,081	5,211	3,861	2,602	1,649	1,207	1361,4
Verbania	VB	45° 56'	08° 33'	197	Sud tilt=30° abitazioni	2,642	3,605	4,717	5,027	5,381	5,741	5,786	5,349	4,452	3,507	2,655	2,170	1557,8
Verbania	VB	45° 56'	08° 33'	197	Sud tilt=30° campi	2,657	3,629	4,755	5,074	5,436	5,802	5,848	5,401	4,491	3,534	2,671	2,182	1571,5
Vercelli	VC	45° 20'	08° 25'	130	orizzontale	1,543	2,445	3,783	4,910	5,799	6,387	6,394	5,448	4,060	2,657	1,728	1,258	1417,4
Vercelli	VC	45° 20'	08° 25'	130	Sud tilt=30° abitazioni	2,678	3,599	4,758	5,289	5,653	5,958	6,069	5,589	4,689	3,560	2,766	2,233	1613,1
Vercelli	VC	45° 20'	08° 25'	130	Sud tilt=30° campi	2,693	3,624	4,796	5,338	5,711	6,022	6,133	5,644	4,730	3,586	2,784	2,245	1627,3
Verona	VR	45° 27'	10° 60'	59	orizzontale	1,580	2,465	3,712	4,734	5,701	6,269	6,340	5,338	4,121	2,680	1,720	1,179	1399,9
Verona	VR	45° 27'	10° 60'	59	Sud tilt=30° abitazioni	2,779	3,649	4,659	5,084	5,558	5,851	6,021	5,473	4,777	3,605	2,760	2,056	1595,5
Verona	VR	45° 27'	10° 60'	59	Sud tilt=30° campi	2,795	3,674	4,696	5,132	5,615	5,914	6,085	5,526	4,818	3,632	2,777	2,067	1609,6
Vibo Valentia	VV	38° 41'	16° 06'	476	orizzontale	2,062	2,914	4,054	5,131	6,121	6,657	6,616	5,798	4,486	3,363	2,280	1,822	1566,8
Vibo Valentia	VV	38° 41'	16° 06'	476	Sud tilt=30° abitazioni	3,134	3,903	4,759	5,296	5,771	6,008	6,070	5,733	4,942	4,258	3,287	2,846	1709,8
Vibo Valentia	VV	38° 41'	16° 06'	476	Sud tilt=30° campi	3,154	3,932	4,799	5,348	5,832	6,075	6,136	5,791	4,987	4,292	3,310	2,864	1725,6
Vicenza	VI	45° 33'	11° 33'	39	orizzontale	1,574	2,451	3,693	4,770	5,752	6,318	6,360	5,382	4,130	2,675	1,723	1,200	1405,6
Vicenza	VI	45° 33'	11° 33'	39	Sud tilt=30° abitazioni	2,778	3,632	4,635	5,131	5,611	5,899	6,043	5,525	4,793	3,604	2,777	2,115	1603,8
Vicenza	VI	45° 33'	11° 33'	39	Sud tilt=30° campi	2,794	3,656	4,672	5,179	5,669	5,963	6,107	5,579	4,835	3,631	2,794	2,127	1618,0
Villacidro	VS	39° 27'	08° 44'	267	orizzontale	2,241	2,967	4,186	5,221	6,175	6,766	6,691	5,854	4,597	3,389	2,345	1,897	1598,1
Villacidro	--	39° 27'	08° 44'	267	Sud tilt=30° abitazioni	3,578	4,048	4,980	5,424	5,845	6,127	6,163	5,818	5,114	4,348	3,472	3,078	1770,6
Villacidro	--	39° 27'	08° 44'	267	Sud tilt=30° campi	3,601	4,078	5,022	5,477	5,907	6,195	6,230	5,877	5,160	4,382	3,495	3,097	1786,7
Viterbo	VT	42° 25'	12° 06'	326	orizzontale	1,926	2,667	3,893	4,862	6,062	6,522	6,509	5,587	4,339	3,080	2,087	1,537	1498,7
Viterbo	VT	42° 25'	12° 06'	326	Sud tilt=30° abitazioni	3,226	3,758	4,737	5,124	5,827	6,000	6,090	5,640	4,919	4,056	3,235	2,585	1685,2
Viterbo	VT	42° 25'	12° 06'	326	Sud tilt=30° campi	3,245	3,784	4,776	5,173	5,888	6,065	6,155	5,696	4,963	4,086	3,256	2,601	1700,3

I grafici per alcune significative località italiane

Sono riportati i grafici con l'andamento della radiazione globale giornaliera durante l'anno, per alcune località italiane. In particolare, il grafico riporta l'andamento della radiazione solare globale incidente:

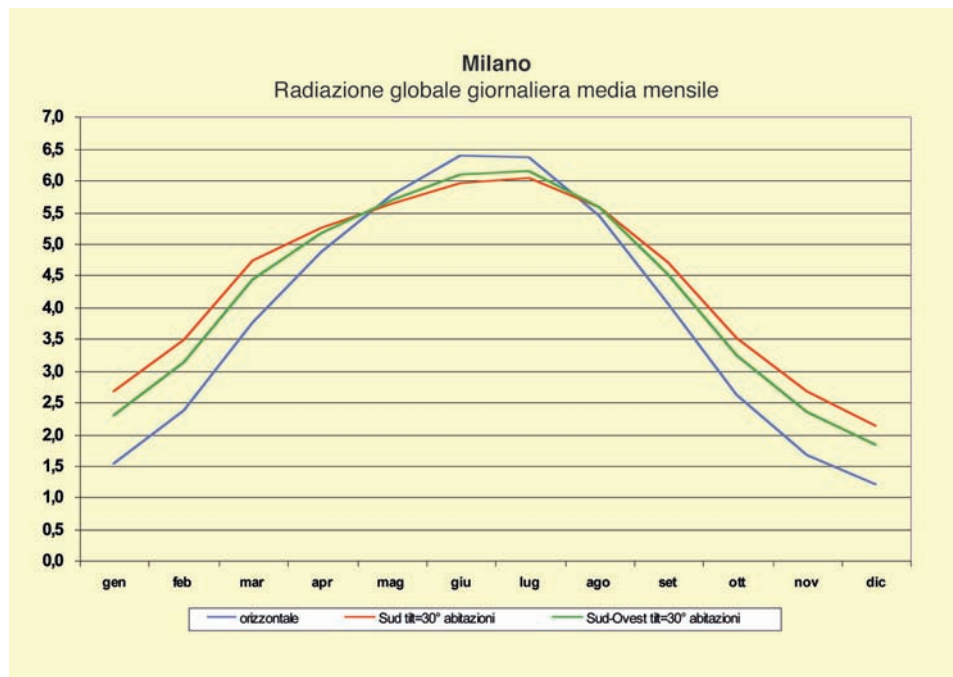
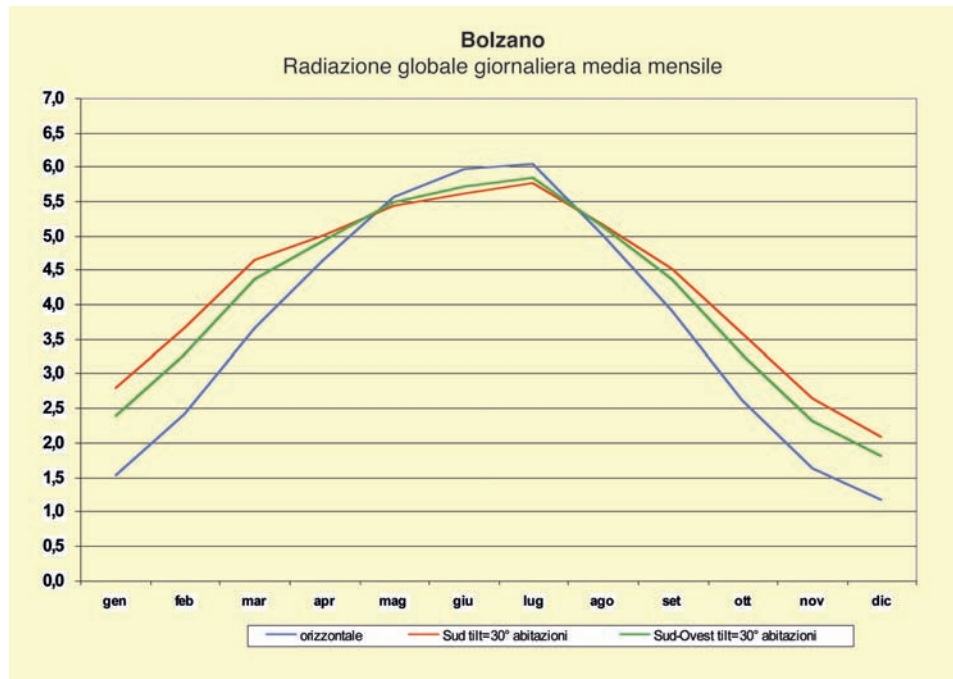
- su di un piano orizzontale (linea azzurra);
- su di un piano inclinato di 30° orientato a sud (linea rossa);
- su di un piano inclinato di 30° orientato a sud-ovest (linea verde).

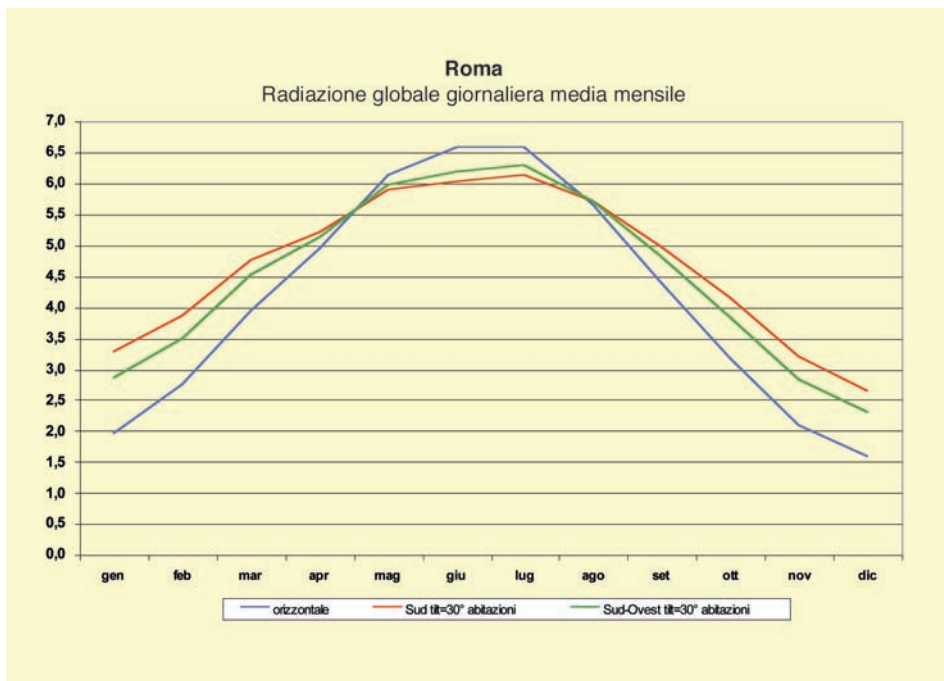
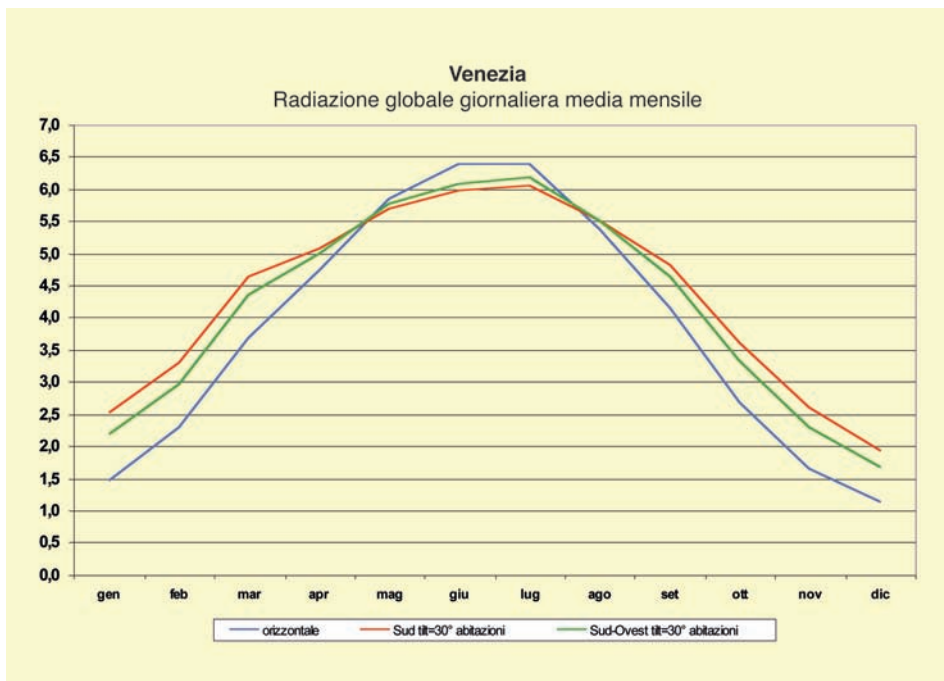
Si osserva come, in tutti i casi, il valore di radiazione nei mesi estivi assuma valori più elevati che nei mesi invernali, come è lecito aspettarsi. In tutte le località indicate, si nota come la radiazione globale che incide su di un piano orizzontale raggiunga dei valori di picco, nei mesi estivi, più elevati della radiazione che incide su di un piano inclinato; tuttavia, negli altri mesi (da gennaio ad aprile e da agosto a dicembre) la radiazione globale su di un piano inclinato è maggiore di quella sull'orizzontale.

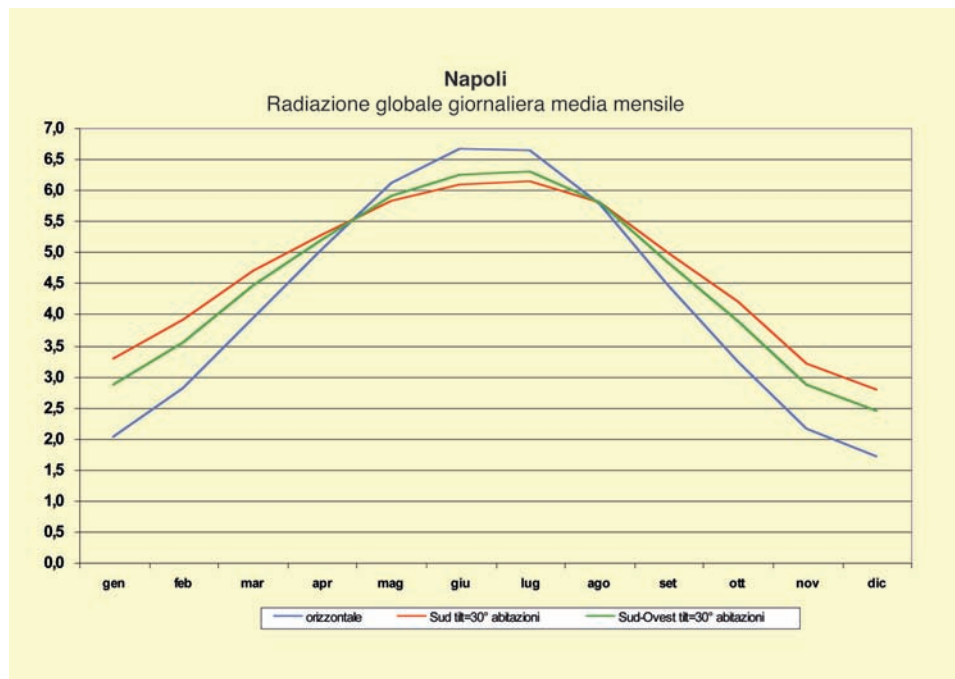
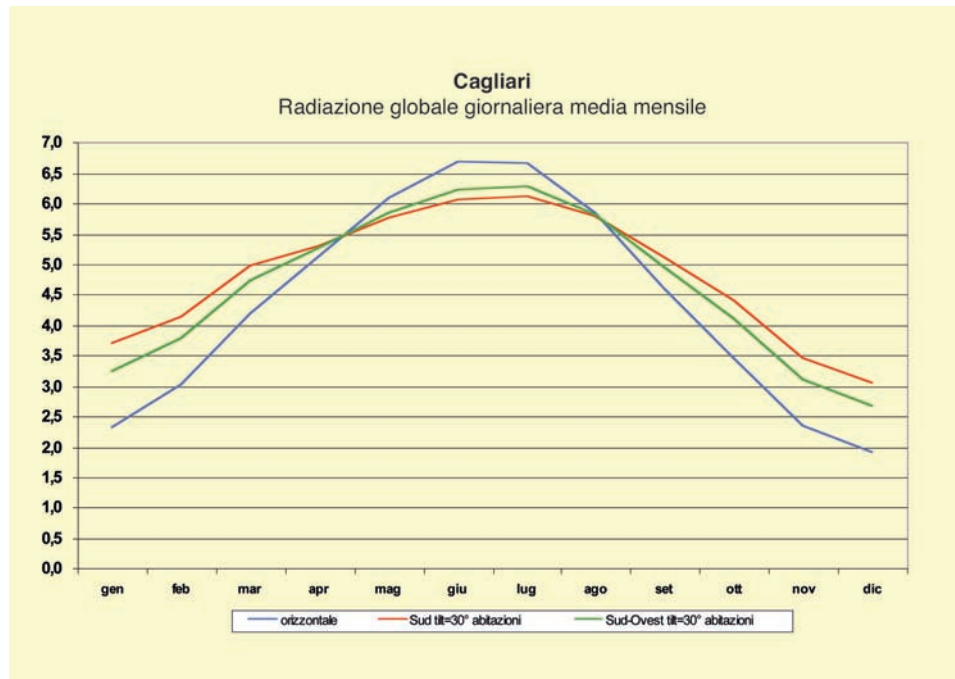
I valori di picco raggiunti dalla radiazione solare su di un piano orizzontale variano tra le diverse località riportate, al variare della latitudine; in particolare, le località più a nord hanno valori di picco più bassi (6 kW/m² per Bolzano, 6,3 kW/m² per Milano e Venezia) rispetto a quelle del centro (6,5 kW/m² per Roma), e a quelle del sud Italia, che hanno valori di picco di 6,7-6,8 kW/m².

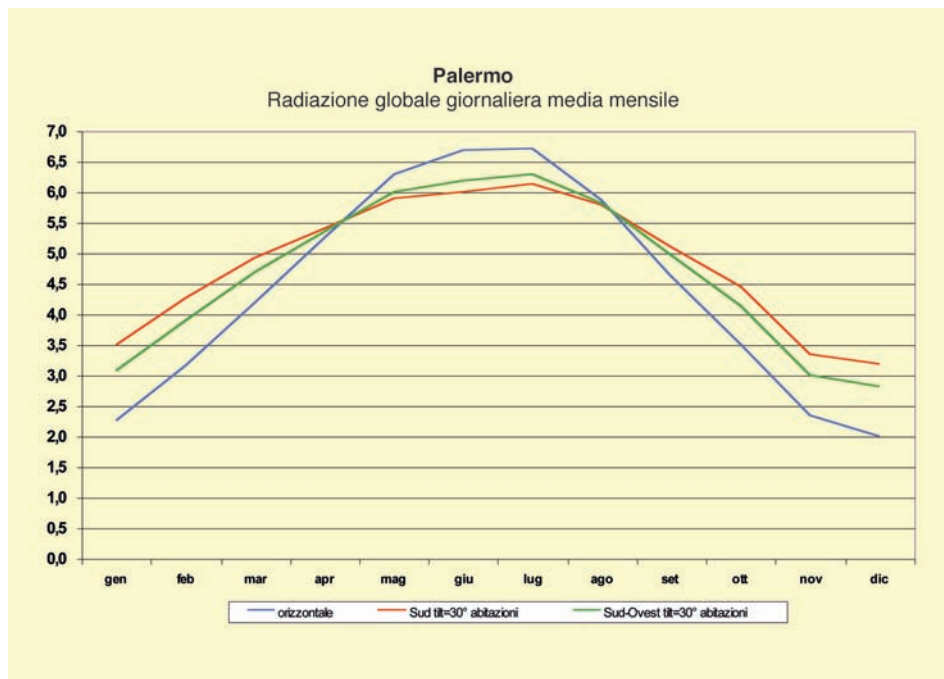
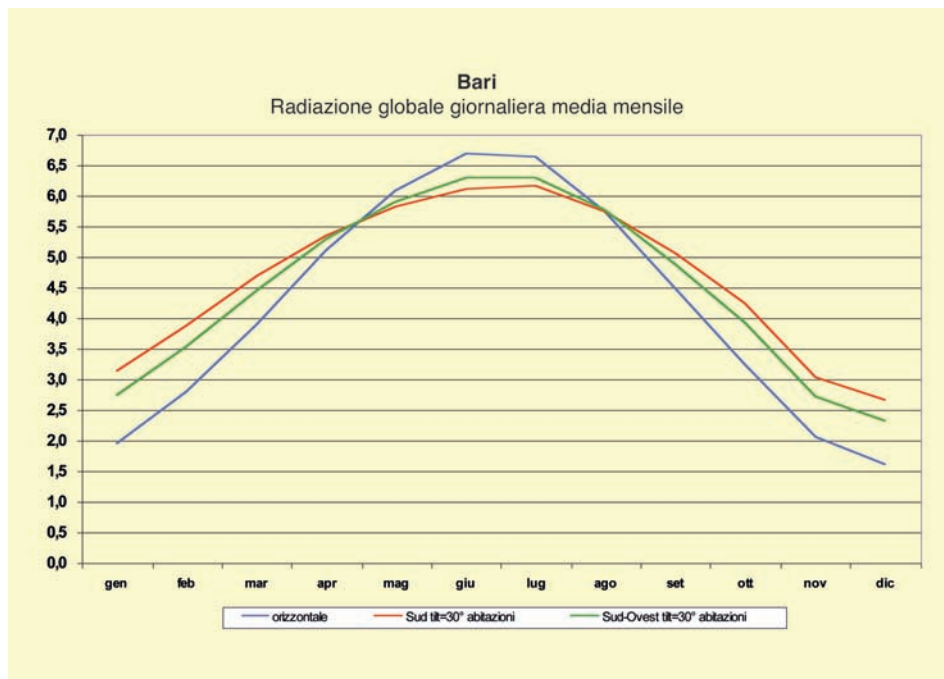
Si osserva infine come i valori di radiazione globale giornaliera su di un piano inclinato non variano significativamente se il pannello è orientato con azimut perfettamente a sud, oppure se è orientato a sud-ovest, evidenziando come un'orientazione non perfettamente a sud non influisca in modo rilevante sulla resa dell'impianto; infatti la perdita in termini di radiazione globale annua incidente sul pannello è di pochi punti percentuali, ad esempio del -4% per Bolzano, o del -2,9% per Palermo.

L'utilizzo di pannelli con una inclinazione di 30° comporta invece un considerevole vantaggio rispetto all'utilizzo di pannelli solari orizzontali, con un guadagno che varia tra il +9,6% di Palermo ed il +15,3% di Bolzano.









Edito dall'ENEA

Unità Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 – Roma

www.enea.it

Edizione del volume a cura di Antonino Dattola

Finito di stampare nel mese di Luglio 2008
da Fabiano Group Srl – Canelli (AT)

