

# INDICE

<b>Sommario .....</b>	<b>4</b>
<b>Capitolo 1 .....</b>	<b>8</b>
<b>L'Energia solare .....</b>	<b>8</b>
1.1 Caratteristiche dell'energia solare e dispositivi di conversione.....	8
1.1.1 <i>La radiazione solare al suolo</i> .....	8
1.1.2 <i>I materiali semiconduttori</i> .....	11
1.1.3 <i>La conversione fotovoltaica</i> .....	17
1.2 Tecnologie fotovoltaiche per lo sfruttamento dell'energia solare .....	23
1.2.1 <i>Celle fotovoltaiche in silicio mono e poli cristallino e ad elevata efficienza</i> .....	23
1.2.2 <i>Celle fotovoltaiche a film sottile</i> .....	27
1.2.2.1 Celle in Copper Indium Diselenide (CIS).....	27
1.2.2.2 Celle in Tellururo di Cadmio (CdTe).....	29
1.2.2.3 Celle in Silicio amorfo (a-Si).....	30
<b>Capitolo 2 .....</b>	<b>32</b>
<b>Monitoraggio di impianti fotovoltaici innovativi e tradizionali.....</b>	<b>32</b>
2.1 Monitoraggio di impianti fotovoltaici installati sul territorio italiano .....	32
2.1.1 <i>Obiettivi del monitoraggio</i> .....	32
2.1.2 <i>Approccio seguito per l'acquisizione ed elaborazione dei dati</i> .....	35
2.1.3 <i>Periodo di monitoraggio</i> .....	35
2.2 Monitoraggio di impianti simili collocati in località differenti.....	36
2.2.1 <i>Finalità del monitoraggio</i> .....	36
2.2.2 <i>Descrizione delle diverse tipologie di moduli monitorati</i> .....	37
2.3 Modalità di analisi e parametri considerati per la valutazione dei dati acquisiti.....	40
<b>Capitolo 3 .....</b>	<b>44</b>
<b>Descrizione del sistema di acquisizione e monitoraggio .....</b>	<b>44</b>
<b>Capitolo 4 .....</b>	<b>50</b>
<b>Analisi ed elaborazione dei dati ottenuti.....</b>	<b>50</b>
4.1 Analisi energetica di impianti simili collocati in località differenti.....	50
4.1.1 <i>Moduli in CIS</i> .....	51
4.1.2 <i>Moduli in silicio amorfo</i> .....	54
4.1.3 <i>Moduli in CdTe</i> .....	57
4.1.4 <i>Moduli in silicio policristallino</i> .....	57

4.1.5	<i>Moduli ad elevata efficienza Si HE#1</i>	58
4.1.6	<i>Moduli ad elevata efficienza Si HE#2</i>	58
4.1.7	<i>Performance degli inverter installati</i>	59
4.1.8	<i>Conclusioni</i>	59
4.2	<b>Analisi della prestazioni e dell'affidabilità di impianti tradizionali installati sul territorio italiano</b>	64
4.2.1	<i>Analisi complessiva dei dati acquisiti</i>	64
4.2.2	<i>Analisi dettagliata di un impianto collocato nel Nord d'Italia</i>	66
4.2.3	<i>Impianto ad inseguimento installato nel Cento Italia</i>	69
4.2.4	<i>Confronto tra impianti sperimentali e impianti installati per applicazioni reali</i>	74
4.2.5	<i>Conclusioni</i>	79
4.3	<b>Diagnostica dei dati acquisiti</b>	81
4.3.1	<i>Criteri utilizzati per la verifica della congruenza dei dati raccolti</i>	81
4.3.2	<i>Principali problemi riscontrati</i>	84
4.3.2.1	<i>Ombreggiamento parziale dei moduli</i>	85
4.3.2.2	<i>Limitazioni di potenza</i>	86
4.3.2.3	<i>Malfunzionamento degli inverter</i>	87
4.3.2.4	<i>Mancanza di alimentazione</i>	89
4.3.3	<i>Implementazione del sistema di monitoraggio IesWeb</i>	91
<b>Capitolo 5</b>		<b>92</b>
<b>La manutenzione negli impianti fotovoltaici</b>		<b>92</b>
5.1	<i>Pulizia dei moduli</i>	94
5.2	<i>Mancato ripristino delle condizioni di normale funzionamento</i>	95
5.3	<i>Danni causati dal vento</i>	96
5.4	<i>Funzionamento errato degli inverter</i>	97
5.5	<i>Problemi legati all'installazione dei moduli</i>	97
5.6	<i>Incidenti : Incendio degli inverter</i>	98
<b>Conclusioni</b>		<b>100</b>
<b>Allegato 1</b>		<b>102</b>
<b>Bibliografia</b>		<b>109</b>

## Sommario

Tra le diverse tecnologie attraverso cui è possibile sfruttare la fonte solare, il fotovoltaico rappresenta quella di gran lunga più diffusa in Italia.

Il 2009 ha segnato un primo passo verso la maturità del mercato fotovoltaico nel nostro Paese che, dopo il boom delle installazioni registrate nel 2007 e specialmente nel 2008, si è assestato su tassi di crescita consistenti, arrivando nel dicembre 2009 a superare la soglia di 1 GW di potenza in esercizio.

Dal punto di vista tecnologico, le celle fotovoltaiche di “prima generazione”, a base di silicio mono e poli cristallino, rappresentano ancora ad oggi la soluzione largamente dominante (circa l’85% dell’installato a livello mondiale). Si tratta, infatti, di una tecnologia affidabile e pienamente dimostrata dal punto di vista commerciale, con margini residui d’incremento dell’efficienza di trasformazione e di riduzione del costo di produzione non particolarmente ampi (i costruttori stimano che entro il 2012 le celle in silicio mono-cristallino raggiungeranno un’efficienza del 20%, mentre quelle poli-cristalline del 18%).

Maggiori speranze sono riposte invece nella tecnologia a film sottile (thin film), che è alla base delle celle fotovoltaiche denominate di “seconda generazione”. Nel corso del 2009 si sono registrati ingenti investimenti sia nello sviluppo sperimentale che nell’installazione di capacità produttiva di moduli fotovoltaici a film sottile.

Tra le diverse tecnologie a film sottile, il silicio amorfo sembra avere le prospettive di crescita più favorevoli (15% del mercato totale entro la fine del 2012), seguito dal tellururo di cadmio (12% del mercato totale al 2012).

Con la raggiunta maturità delle celle al silicio di “prima generazione”, una crescente attenzione è stata dedicata all’inverter, altro componente critico

dell'impianto fotovoltaico, che influenza in modo sostanziale il rendimento e l'efficienza globale dell'impianto e risulta essenziale nell'interfaccia con la rete.

Il presente lavoro di tesi si colloca all'interno di questo scenario di sviluppo del settore fotovoltaico e si propone come obiettivi finali l'ampliamento delle conoscenze relative alle diverse tecnologie esistenti, l'investigazione mediante opportuni progetti di sperimentazione del comportamento outdoor di alcune tipologie di moduli in film sottile e in silicio cristallino collocate in diverse località italiane, l'analisi del comportamento e dell'affidabilità degli inverter associati ai moduli fotovoltaici, il confronto tra le diverse tecnologie disponibili, ed infine l'individuazione di eventuali guasti o malfunzionamenti presenti.

Tramite tale attività di ricerca sarà possibile intervenire ripristinando il normale funzionamento dell'impianto e dei componenti ad esso associati, incrementando così la produttività dell'impianto stesso e le sue prestazioni.

I diversi obiettivi saranno perseguiti mediante l'utilizzo di un sofisticato sistema di monitoraggio, che permetterà di acquisire un gran numero di dati provenienti dai diversi impianti installati sul territorio italiano e di elaborarli in modo tale da poter essere utilizzati per effettuare valutazioni sugli impianti stessi.

Essendo privi di parti in movimento, gli impianti fotovoltaici richiedono un livello limitato di manutenzione ordinaria, che generalmente consiste in un'ispezione degli organi meccanici ed elettrici, una verifica dell'integrità e della pulizia dei moduli fotovoltaici e un'analisi del corretto funzionamento degli inverter.

Tramite tali interventi sarà possibile il mantenimento delle prestazioni di progetto ed il prolungamento della vita utile dell'impianto fotovoltaico.

Attraverso il supporto di un sistema di monitoraggio si potrà infine effettuare una manutenzione e un controllo più continuativo degli impianti fotovoltaici, permettendo di rilevare eventuali errori progettuali, come ad esempio l'ombreggiamento dei moduli, il sottodimensionamento degli inverter, e la presenza di eventuali guasti o malfunzionamenti.



L'obiettivo finale risulta quindi quello di offrire soluzioni ottimizzate per la corretta progettazione, realizzazione e manutenzione degli impianti fotovoltaici, fornendo indicazioni e mettendo a disposizione informazioni utili a tutti i soggetti che si interfacciano con tale tecnologia, quali progettisti, installatori e utenti.



# Capitolo 1

## L'Energia solare

### 1.1 Caratteristiche dell'energia solare e dispositivi di conversione

#### 1.1.1 *La radiazione solare al suolo*

L'emissione di radiazione luminosa da parte del sole è una conseguenza delle continue reazioni nucleari che avvengono al suo interno, tra le quali la più importante è quella di fusione dell'idrogeno.

Il 90 % di tale energia è generata nella porzione più interna del sole che ha un diametro del 23% rispetto al totale. Quest'ultimo, misurato in corrispondenza della fotosfera, che costituisce lo strato più esterno, risulta pari a 1,39 milioni di km.

Nella porzione più interna, la densità è dell'ordine delle centinaia di chilogrammi al decimetro cubo e la temperatura raggiunge decine di milioni di gradi.

L'irraggiamento complessivo solare a livello della fotosfera è pari a circa  $63000 \text{ kW/m}^2$ , con una temperatura equivalente di  $5779\text{K}$ . Questo valore di potenza specifica decresce geometricamente con la distanza e dopo aver percorso i 149,5 milioni di km che separano la terra dal sole, assume un valore molto più ridotto. Infatti, all'esterno dell'atmosfera terrestre, alla radiazione solare è associata una potenza complessiva pari a  $1367 \text{ W/m}^2$ , chiamata costante solare.

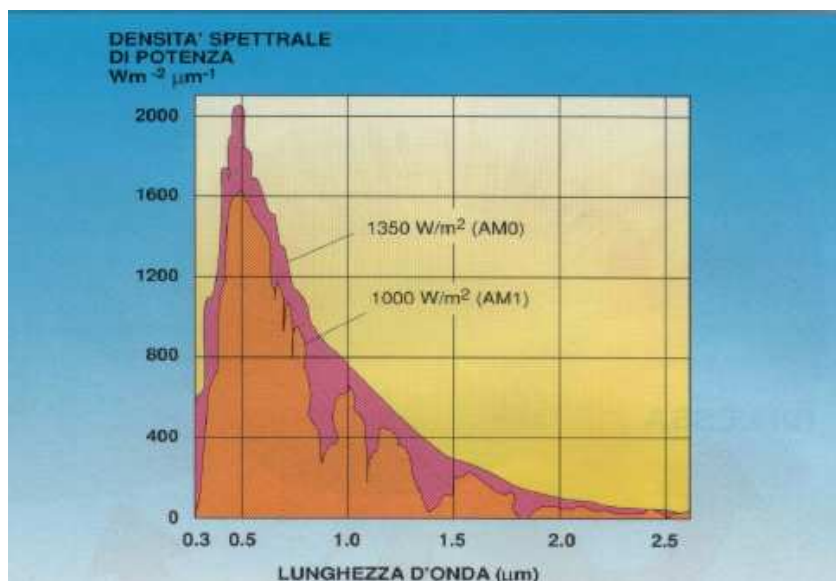
Tramite il moto di rivoluzione, la terra descrive un'orbita ellittica e quindi la distanza tra i due corpi celesti varia periodicamente nel corso dell'anno tra due valori estremi corrispondenti ai punti di afelio e perielio. Per questo motivo, la costante solare rappresenta il valore medio della potenza specifica, la quale in realtà oscilla entro un intervallo del 3%, con valore massimo nel periodo invernale e minimo nella stagione estiva.

Al livello del suolo, si registra un'energia specifica minore della costante solare, a causa dei fenomeni di assorbimento e diffusione che hanno luogo nell'atmosfera, che modificano non solo il contenuto energetico della radiazione nel suo complesso ma anche la sua composizione spettrale.

Per tenere conto dei fenomeni di assorbimento è stata definita a livello internazionale la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass 1), intesa come lo spessore di atmosfera standard attraversata dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare.

Alle latitudini europee è comunque spesso necessario far riferimento a spettri di radiazione ancora più attenuati rispetto all'AM1 (per esempio AM1.5, AM2 o anche maggiori a seconda dei casi), per tenere conto del percorso di attraversamento della radiazione nell'atmosfera dovuto alla più o meno pronunciata deviazione dei raggi solari rispetto allo zenit.

La curva AM0, corrispondente alla radiazione solare misurata al di fuori dell'atmosfera terrestre, risulta invece essere molto simile allo spettro di emissione di un corpo nero alla temperatura di 5760 K.



**Figura 1.1 - Diagramma della densità spettrale di potenza AM0 (extraterrestre) e AM1 (attraversamento terrestre)**

A livello internazionale, al fine di stabilire delle condizioni di prova unificate per le prove di laboratorio, cui sottoporre i componenti fotovoltaici, si considera la curva AM1,5 come radiazione solare standard di riferimento.

Per quanto riguarda invece la progettazione, il valore di radiazione massima al suolo viene assunto pari a  $1000 \text{ W/m}^2$  con radiazione spettrale di riferimento. Questo valore è poi codificato dalla norma CEI che definisce le condizioni di prova normalizzate o STC, aggiungendo alla radiazione spettrale di riferimento la temperatura della cella pari a  $25^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ .

Per la misurazione della radiazione solare vengono utilizzati degli strumenti chiamati solarimetri. Essi si differenziano in base alla componente di radiazione misurata o al principio di funzionamento utilizzato.

Il piranometro è un solarimetro a termopila utilizzato per misurare l'irraggiamento globale incidente sul piano di captazione, esso può essere anche a banda ombreggiante e in tal caso permette la misurazione della componente diffusa.

Per quanto riguarda la componente diretta è necessario invece l'utilizzo di un pireliometro.

Oltre ai tradizionali piranometri, esistono anche solarimetri ad effetto fotovoltaico. Essi sono costituiti da sensori in silicio cristallino, i quali forniscono un segnale di uscita proporzionale alla radiazione incidente e dipendente dalla temperatura della cella.

Questi sensori, ad effetto fotovoltaico, sono spesso preferiti ai piranometri in quanto presentano un'affidabilità comparabile con quella dei moduli monitorati e un minor costo rispetto ai precedenti.

### ***1.1.2 I materiali semiconduttori***

La conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore, quest'ultimo deve essere realizzato mediante una giunzione P-N, ovvero una giunzione tra due semiconduttori, di cui uno incorpora atomi di un elemento drogante di tipo P (ad esempio boro) e l'altro atomi di tipo N (ad esempio fosforo). Tale fenomeno prende il nome di effetto fotovoltaico o più propriamente effetto fotoelettrico e fu dettagliatamente descritto da Einstein nel 1904.

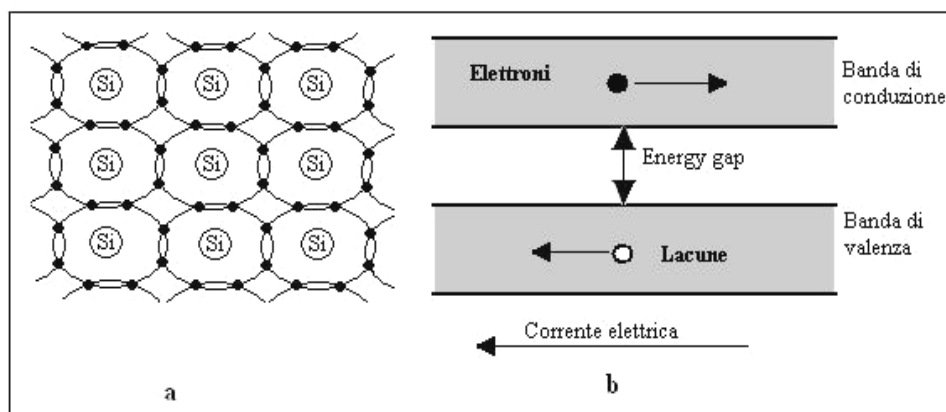
Per capire come questo fenomeno possa avvenire è possibile analizzare il reticolo cristallino del silicio. Esso rappresenta uno dei semiconduttori più comuni e fa parte degli elementi del IV gruppo. La sua struttura atomica è caratterizzata da un nucleo con 14 protoni ed altrettanti elettroni orbitanti intorno ad esso. Essendo appartenente al IV gruppo, l'atomo di silicio ha quattro elettroni di valenza nell'orbitale più esterno. Per raggiungere l'ottetto, e quindi una configurazione stabile, gli atomi di silicio tendono ad assumere una struttura cristallina, in cui ciascun atomo si lega con quattro atomi attigui, mettendo in

condivisione con ciascuno di essi un proprio elettrone di valenza. Il legame che si viene a formare prende il nome di legame covalente.

Gli elettroni appartenenti alle orbite più interne sono invece fortemente legati al nucleo e pertanto non entrano in gioco nei legami con gli altri atomi e nella conduzione elettrica.

I cristalli di questo tipo sono detti intrinseci e in essi gli elettroni vincolati nei legami covalenti con gli altri atomi si trovano tutti nello stato energetico che appartiene alla banda di valenza e, a meno che non intervengano fattori esterni, non dispongono dell'energia sufficiente per passare alla banda di conduzione.

Secondo il principio di esclusione di Pauli, relativo alla formazione di bande di valenza e conduzione, in un atomo isolato ciascun elettrone occupa un livello energetico differente da tutti gli altri, corrispondentemente ad un definito stato quantico. Nel reticolo cristallino invece, l'effetto della vicinanza di un gran numero di atomi uguali fa sì che dalla configurazione a livelli si passi alla struttura a bande di energia, per effetto delle quali ciascun elettrone può essere in grado di occupare un qualsiasi livello energetico all'interno di ciascuna banda.



**Figura 1.2 – Rappresentazione del reticolo cristallino del silicio e delle bande di valenza e conduzione**

La banda di valenza e quella di conduzione sono tra loro separate da un gap di valore  $E_g$ , che nel caso del silicio a temperatura ambiente assume valori pari a 1,12 eV. Perché un elettrone possa passare da una banda inferiore a quella superiore è necessario fornirgli almeno tale energia, ad esempio sotto forma di energia fotoelettrica o termica.

Una volta passato nella banda di conduzione, l'elettrone è in grado di muoversi nel reticolo (almeno fino alla sua ricombinazione) esattamente come accade nei metalli, i quali sono conduttori proprio perché gli elettroni più esterni appartengono già alla banda di conduzione (le due bande sono parzialmente sovrapposte).

I materiali isolanti, viceversa, presentano un forte divario tra le due bande e quindi risulta molto difficile che gli elettroni riescano ad occupare la banda di conduzione.

Una situazione intermedia tra i due è rappresentata, come si è visto, dai materiali semiconduttori. In essi le due bande risultano separate, tuttavia ogni elettrone che passa alla banda di conduzione lascia libera una lacuna nella banda di valenza, la quale è anch'essa in grado di muoversi sotto l'effetto di un campo elettrico comportandosi come una carica positiva.

In conclusione, nel reticolo cristallino di un materiale semiconduttore la conduzione elettrica può avvenire a seguito del movimento degli elettroni nella banda di conduzione e delle lacune nella banda di valenza.

Sostituendo un atomo di silicio con un atomo pentavalente, quale il fosforo, si ottiene un reticolo con un elettrone in più rispetto a quanti richiesti per i legami covalenti che, quindi, è disponibile per la conduzione. Il fosforo e gli altri elementi del V gruppo vengono quindi chiamati donatori. Secondo questa configurazione il silicio presenta un numero di elettroni mobili molto maggiore rispetto alle lacune. I primi vengono chiamati per questo motivo maggioritari, i secondi minoritari.



Se invece alcuni degli atomi di silicio del reticolo sono sostituiti da atomi di materiale trivalente, quale il boro (B), uno dei quattro legami con gli atomi circostanti non è completato; manca un elettrone di valenza e pertanto è presente una lacuna mobile. Tali atomi trivalenti sono detti accettori. In questo caso le lacune prendono il nome di portatori maggioritari, mentre gli elettroni saranno i minoritari.

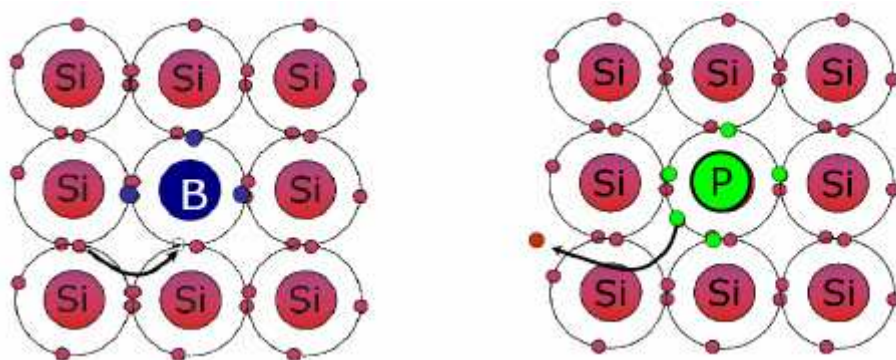
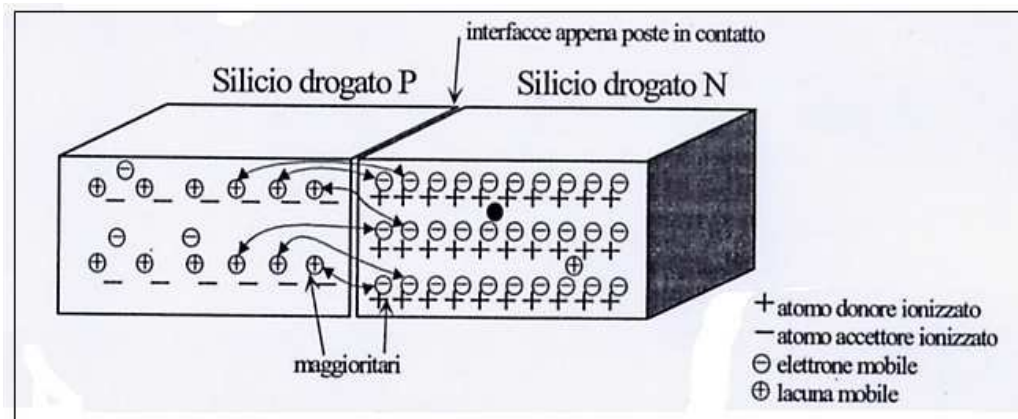


Figura 1.3 – Schema del reticolo cristallino del silicio di tipo P e N

L'operazione di inserimento di atomi differenti nel reticolo cristallino prende il nome di drogaggio. Nel caso tale operazione avvenga mediante atomi di Fosforo il drogaggio si dice essere di tipo N, mentre se viene effettuata con atomi di Boro si dice di tipo P.

La quantità di drogante inserito all'interno del reticolo è una variabile molto importante e delicata che caratterizza la bontà del semiconduttore. Se i livelli di drogaggio delle zone N e P risultano uguali, si ottiene un semiconduttore con resistività minore, ma ancora con comportamento intrinseco. Il semiconduttore si dice in questo caso compensato. Se invece i valori di drogaggio risultano eccessivi, la mobilità dei portatori inizia a degradare sensibilmente ed iniziano a comparire fenomeni di scattering nel reticolo che rendono più difficoltoso il moto dei portatori, determinando un peggioramento della resistività.

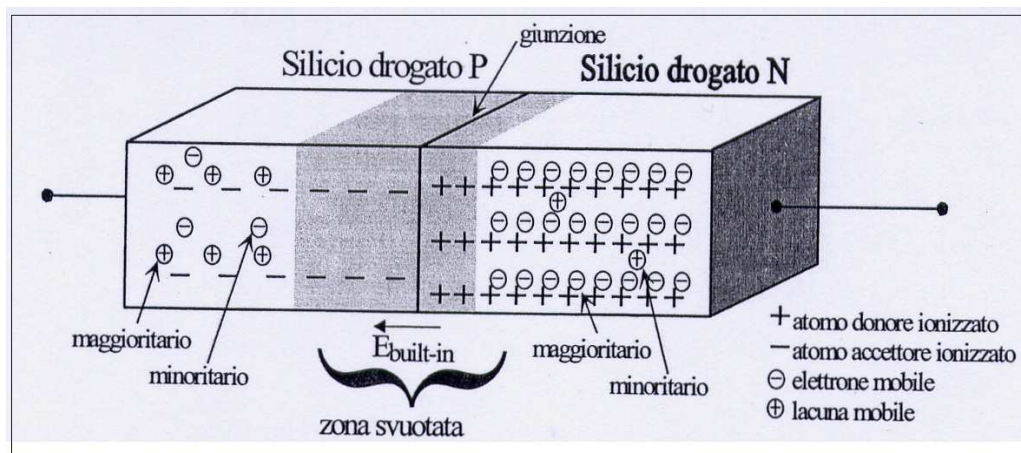
A questo punto, ponendo a contatto due zone drogate rispettivamente N e P gli elettroni tendono a diffondere dalla zona N (dove sono in numero superiore) verso la zona drogata P (dove sono minoritari e, quindi, ve ne sono pochissimi). Viceversa accade per le lacune. Appena la zona drogata N perde gli elettroni più prossimi all'interfaccia, che vanno nella zona P e qui si ricombinano con le lacune in maggioranza, in questa zona di confine iniziano a rimanere scoperti gli atomi donatori ionizzati positivamente che, essendo fissi, non possono migrare: quindi la zona di confine nel semiconduttore di tipo N tende a caricarsi positivamente. Viceversa la zona di confine P tende a caricarsi negativamente. Questi meccanismi diffusivi, che portano alla ricombinazione di portatori mobili, è visibile in figura 1.4



**Figura 1.4 – Moto di diffusione e ricombinazione**

Dunque, dopo un transitorio iniziale di corrente, si crea una carica netta all'interfaccia che origina un campo elettrico. Come riassunto schematicamente in figura 1.5, nella zona di giunzione la concentrazione di portatori liberi è trascurabile; nella zona P sono presenti ioni negativi, lasciati dalle lacune che si sono spostate nella zona N; viceversa nella zona N si trovano ioni positivi lasciati dagli elettroni diffusi nella zona P. La quantità di ioni positivi fissi scoperti è perfettamente uguale a quella degli ioni negativi, poiché la ricombinazione elettrone-lacuna avviene sempre in rapporto uno a uno. Sono

questi ioni positivi e negativi che danno origine al campo elettrico interno di "built-in", che si crea spontaneamente, senza alcun intervento dall'esterno.



**Figura 1.5 – Distribuzione delle cariche mobili e fisse quando la giunzione P-N raggiunge l'equilibrio**

Oltre al moto diffusivo si sovrappone un moto di deriva. All'equilibrio non si ha più un flusso netto di corrente, poiché la ulteriore diffusione di maggioritari è ostacolata dalla barriera di potenziale, originata dal campo elettrico. Nel caso del silicio, la differenza di potenziale che si viene a creare tra le due zone è di circa  $V_{\text{built-in}} = 0,6 \div 0,7$  V, valore che dipende dai livelli di drogaggio, dalla temperatura e dal tipo di semiconduttore stesso. La zona scoperta da cariche mobili prende il nome di zona di svuotamento o di carica spaziale.

Tale giunzione in elettronica viene utilizzata per realizzare il diodo a semiconduttore, ma nel contempo costituisce anche una cella fotovoltaica.

Nel caso del diodo, applicando un potenziale tra P e N (il positivo sul P e il negativo su N) si osserva il passaggio di corrente elettrica, purché il potenziale applicato sia in grado di annullare il potenziale elettrico interno. Normalmente un diodo al silicio inizia a condurre significativamente quando la tensione ai suoi capi supera  $0,6 \div 0,7$  V, anche se il fenomeno è abbastanza graduale.

Viceversa, invertendo la polarità del generatore, il potenziale elettrico interno si somma a quello esterno, non consentendo quindi il passaggio di cariche (a meno

di una debole corrente di saturazione dovuta al formarsi di coppie elettrone/lacuna per effetto termico).

### ***1.1.3 La conversione fotovoltaica***

Il tasso di generazione di coppie di portatori è legato alla capacità del materiale di assorbire efficacemente la luce incidente, ovvero alla capacità di creare una coppia elettrone-lacuna per ogni fotone incidente. Le coppie di cariche così generate risentono del potenziale elettrico interno alla giunzione e si muovono di conseguenza, per cui gli elettroni generati nella giunzione P sono attirati verso la N, mentre le lacune generate nella giunzione N sono attratte verso la P.

La cella fotovoltaica si comporta quindi come un generatore con il polo positivo sulla giunzione P e quello negativo sulla giunzione N.

La capacità di generare coppie lacuna-elettrone è misurata da una grandezza chiamata risposta spettrale (SR, Spectral Response), data dal rapporto fra la corrente generata e la potenza incidente e pari a:

$$SR = \frac{e \cdot \lambda}{h \cdot c} \cdot QE$$

dove QE (efficienza quantica) è il rapporto tra fotoni incidenti e coppie di portatori generate,  $\lambda$  è la lunghezza d'onda,  $e$  il valore assoluto della carica dell'elettrone,  $h$  la costante di Planck pari a  $6,62608 \cdot 10^{-34}$  J·s e  $c$  la velocità della luce nel vuoto. Essendo la lunghezza d'onda  $\lambda$  l'inverso della frequenza, e utilizzando come semiconduttore il silicio, l'energia necessaria a liberare una coppia elettrone/lacuna corrisponde ad una lunghezza d'onda massima per la radiazione luminosa di  $1,15 \mu\text{m}$  secondo la legge di Planck  $E = \frac{c \cdot h}{\lambda}$ .

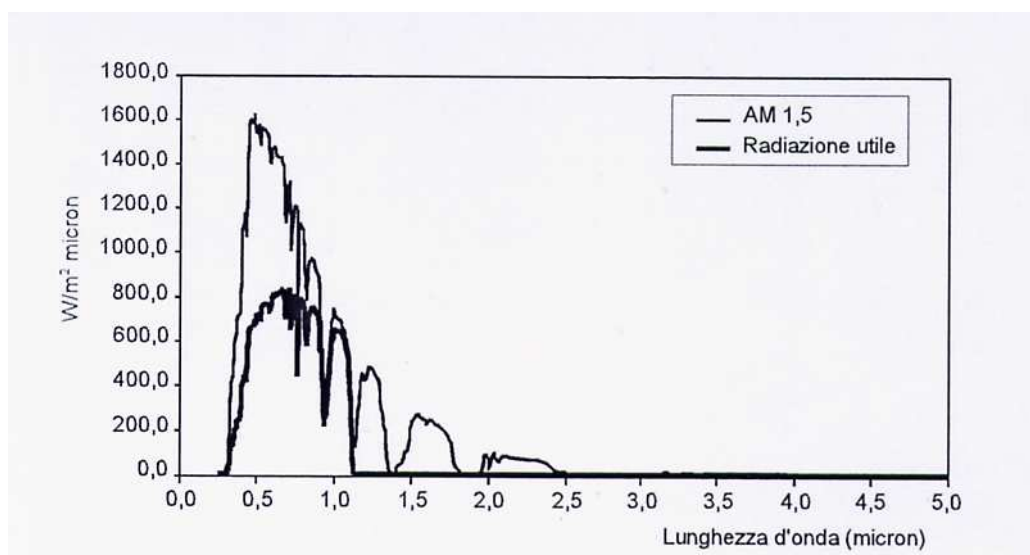
La frazione eccedente questo limite, avente cioè lunghezza d'onda maggiore è quindi energia insufficiente e corrisponde a circa il 25% dell'energia

complessivamente contenuta nello spettro solare. Il rimanente 75% risulta pertanto in grado di liberare coppie elettrone/lacuna.

Tuttavia, al diminuire della lunghezza d'onda, ai fotoni risulta associata un'energia sempre maggiore, ma in eccesso rispetto a quella richiesta.

La parte eccedente costituisce un surplus che va inevitabilmente perduto, ossia trasformato in calore.

La quantità di energia fotovoltaica teoricamente ricavabile da una cella fotovoltaica in silicio, a partire dallo spettro di radiazione AM1.5, è rappresentata in figura 1.6.



**Figura 1.6 – Porzione della radiazione solare utilizzata dalle celle in silicio confrontata con la curva AM1.5**

Il rendimento delle celle fotovoltaiche in silicio, è però molto distante da quanto si potrebbe dedurre dal diagramma precedente in quanto intervengono ulteriori inefficienze che possono essere così riassunte:

- Perdite ottiche: tali perdite sono dovute al fatto che non tutti i fotoni incidenti arrivano alla giunzione. Alcuni vengono riflessi dal vetro posto davanti alla cella o dallo strato di silicio stesso e altri vengono invece intercettati

dall'elettrodo frontale. Tale perdita può essere limitata ponendo uno strato di ossido di titanio sullo strato di silicio-n che limita le riflessioni;

- Perdite per ricombinazione: alcune coppie elettrone-lacuna prima che la carica giunga agli elettrodi tendono a ricombinarsi rilasciando energia sotto forma di calore e luce. Queste perdite dipendono principalmente dal grado di purezza del silicio utilizzato e dallo spessore dello strato di materiale attivo;
- L'incapacità del materiale semiconduttore di sfruttare l'energia in eccesso rispetto all'"energy gap" provoca una perdita di energia per dissipazione sotto forma di calore e costituisce circa il 30% dello spettro solare;
- Perdite per effetto Joule nella cella e negli elettrodi, dovuta alla resistenza elettrica.
- Parte dell'energia potenziale delle coppie elettrone/lacuna che vengono separate risulta inefficace ai fini della conversione in energia elettrica e viene persa;
- Perdite per mancato assorbimento: alcuni fotoni, soprattutto con lunghezza d'onda elevata, tendono ad oltrepassare lo strato di silicio senza provocare l'effetto desiderato. Per ovviare a tale inconveniente, viene posta una lamina di alluminio sul fondo della cella. Tale lamina garantisce, oltre ad un sostegno strutturale, la riflessione dei fotoni con lunghezza elevata, che devono attraversare nuovamente lo strato di silicio.

Da quanto appena esposto risulta che solo una parte della corrente complessivamente prodotta dalla radiazione luminosa risulta utile alla conversione diretta in energia elettrica. Per cercare di migliorare la frazione di energia utile è necessario ottimizzare la cella per limitare le perdite. Un parametro molto importante nel processo di ottimizzazione è costituito dallo spessore della cella.

Uno spessore di materiale utile molto sottile comporterebbe infatti benefici per quanto riguarda la riduzione delle perdite per ricombinazione, ma

contemporaneamente provocherebbe l'aumento delle perdite per mancato assorbimento.

Il processo di ottimizzazione di una cella fotovoltaica può essere più proficuamente analizzato mediante l'ausilio del circuito equivalente della cella stessa. I valori numerici dei parametri contenuti nel circuito equivalente vengono ricavati mediante misure di laboratorio.

Dal circuito equivalente mostrato in figura 1.7 si nota l'esistenza della resistenza serie  $R_s$  dovuta principalmente alla particolare realizzazione dell'elettrodo superiore della cella che deve mediare tra l'esigenza di realizzare un buon contatto ed oscurare il meno possibile la superficie della cella esposta alla luce.

La resistenza  $R_p$ , detta anche di shunt, è un parametro chiave nelle prestazioni della cella in condizioni di debole irraggiamento. Il suo valore è molto importante in quanto condiziona pesantemente l'efficienza del modulo in cui la cella viene inserita.

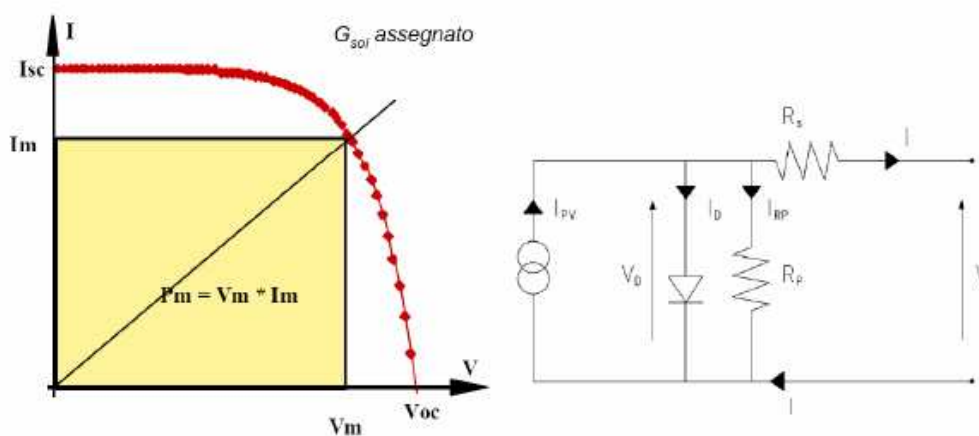


Figura 1.7 - Curva caratteristica e circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Analizzando la caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica di silicio cristallino riportata in figura 1.7 è possibile notare che:

- La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di generazione tensione-corrente in corrispondenza del quale

la potenza elettrica ottenibile a parità di altre condizioni, risulta massima ( $I_M \cdot V_M$ ). Il rapporto tra la potenza massima e quella data dal prodotto di  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  (corrente di corto circuito e tensione a vuoto) è chiamato fill-factor o fattore di riempimento della cella. Quest'ultimo per le usuali celle al silicio cristallino si aggira intorno a  $0,75 \div 0,80$ . Il fill-factor è anche un parametro di giudizio sul rendimento della cella; esso assume infatti valori elevati in caso di elevate prestazioni.

- La corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  risulta di poco superiore alla corrente di massima potenza  $I_{pmax}$ , ne segue la evidente difficoltà nell'uso di un dispositivo elettromeccanico di interruzione automatica della corrente.

Andando ad analizzare l'andamento della curva caratteristica in funzione dell'irraggiamento (figura 1.8) è possibile notare come la tensione a vuoto  $V_{ov}$  mantiene valori prossimi a quello massimo anche in presenza di bassissimi valori di radiazione solare; ciò significa che l'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nell'oscurare totalmente la superficie captante. Per quanto riguarda la corrente erogata, essa varia invece in modo proporzionale alla radiazione incidente.

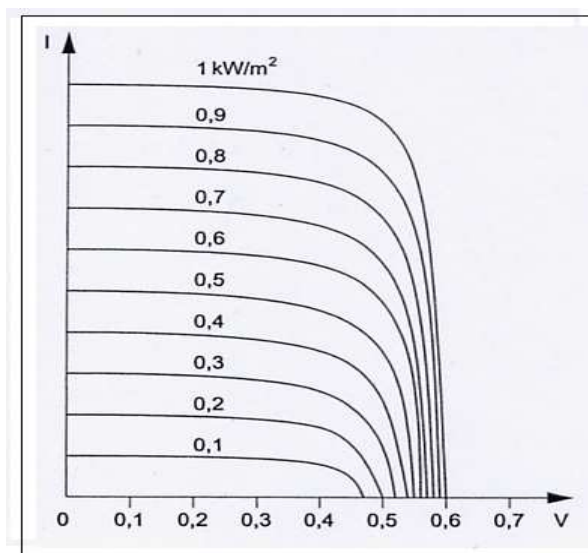
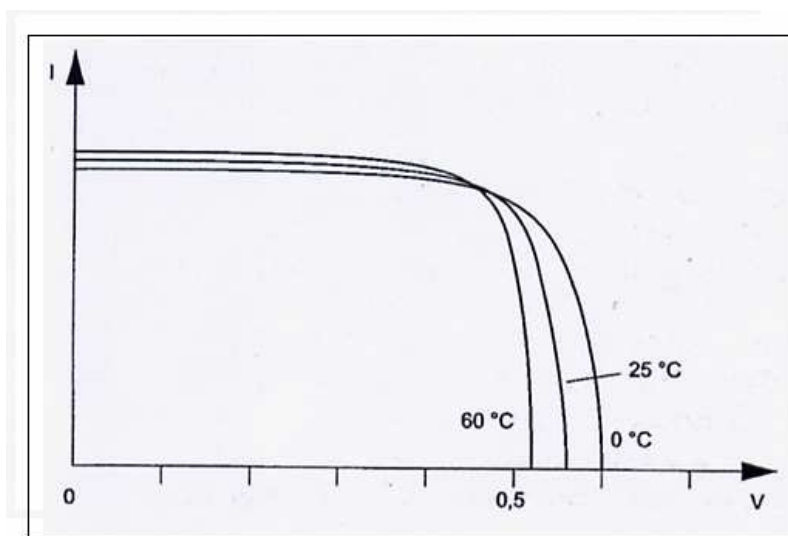


Figura 1.8 – Variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente



All'aumentare della temperatura, la curva di tensione-corrente della cella fotovoltaica si modifica (figura 1.9) facendo registrare una diminuzione della tensione a vuoto di circa  $2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  e, congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito pari a circa  $0,2 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ . Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura  $0 \div 60^\circ\text{C}$ .

I due fenomeni, benché di segno opposto, si traducono in pratica in una diminuzione della potenza resa al punto di massima potenza, valutabile intorno al  $4 \div 4,5 \text{ } \%$  per ogni aumento di 10 gradi della temperatura delle celle.



**Figura 1.9 – Variazione della curva caratteristica in funzione della temperatura**

## **1.2 Tecnologie fotovoltaiche per lo sfruttamento dell'energia solare**

### *1.2.1 Celle fotovoltaiche in silicio mono e poli cristallino e ad elevata efficienza*

La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio. La ragione di questa scelta è principalmente dovuta al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile sul nostro pianeta in quantità molto abbondante e, oltretutto, è largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione lavorazione e drogaggio. Inoltre, gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica, che tollera maggiori concentrazioni di impurità: tipicamente  $10^{-5} \div 10^{-6}$  contro i valori di  $10^{-8} \div 10^{-9}$  richiesti invece dall'industria elettronica. Questa sinergia tra le due industrie ha permesso inizialmente una diminuzione dei costi della materia prima per la costruzione dei pannelli fotovoltaici.

Fra i tipi di silicio utilizzati per la conversione dell'energia solare in elettrica, il più diffuso fin'ora è stato quello cristallino che rappresenta circa il 90% del mercato mondiale, suddiviso in monocristallino, circa il 35%, e policristallino, circa il 55%.

Le varie tipologie di celle in silicio cristallino si differenziano sostanzialmente in base al processo di lavorazione utilizzato per la loro produzione.

Secondo le tecniche più tradizionali, le celle in silicio a cristallo singolo, o monocristallo, vengono prodotte tagliando una barra di silicio di purezza elevata. Questo tipo di celle é molto costoso a causa del complicato processo di produzione: il wafer di monocristallo si produce solitamente con il processo Czochralski, basato sulla cristallizzazione di un "seme" di materiale molto puro,

che viene immerso nel silicio liquido e quindi estratto e raffreddato lentamente per ottenere un lingotto cilindrico con diametri compresi tra i 13 e 20 cm e lunghezze che possono raggiungere i 200 cm.

Successivamente, le celle vengono ottenute tagliando opportunamente tale cilindro in spessori di 0.25-0.35 mm e dandogli una forma quadrata con angoli smussati in modo da poter sfruttare al meglio l'area attiva delle celle una volta assemblate nei moduli fotovoltaici. Per minimizzare le perdite per riflessione la superficie superiore viene poi trattata producendo dei micro-solchi. Il prezzo dei pannelli realizzati mediante celle mono-cristalline è nell'intorno di 5-6 €/Wp.

I vantaggi presentati da tale tipologia di celle sono elevati rendimenti, lunga durata e mantenimento delle prestazioni senza particolari degni.

Le celle di tipo monocristallino sono caratterizzate usualmente da un'omogenea colorazione blu in quanto la superficie della cella è ricoperta da un sottile strato di ossido di titanio, che favorisce l'assorbimento delle radiazioni con lunghezza d'onda corta.

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti. L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.

Il wafer di multi cristallo deriva solitamente dalla fusione e successiva ricristallizzazione del silicio di scarto dell'industria elettronica ("scrap" di silicio). Da questa fusione si ottengono lingotti con forma di parallelepipedo, per cui i wafer ricavati presentano forma squadrata e caratteristiche striature (spessore della cella di 0.2-0.35 mm). Il rendimento è inferiore al mono-cristallino (12-14%), ma anche il prezzo. La durata è comunque molto elevata (paragonabile a quella del mono-cristallino) e anche il mantenimento delle prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni).

Questo tipo di celle é riconoscibile dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.

Le tecnologie legate all'impiego di wafer di silicio, in forma mono o policristallina, ovvero quelle cosiddette di prima generazione, detengono attualmente circa il 90% del mercato mondiale. Hanno raggiunto infatti da alcuni anni la completa maturità commerciale e risultano una tecnologia affidabile e pienamente dimostrata.

Per entrambe le tecnologie, la connessione elettrica tra celle è ottenuta per mezzo di due contatti metallici, generalmente uno sulla faccia esposta e l'altro su quella opposta, normalmente ottenuti per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurare la necessaria aderenza alla superficie della cella. Mentre la metallizzazione posteriore copre tutta la faccia, quella frontale esposta alla luce deve avere una configurazione geometrica tale da consentire un buon compromesso fra trasparenza alla radiazione incidente e massima cattura degli elettroni liberi nel processo di conversione.

Un'innovazione tecnica realizzata recentemente consiste nella produzione di celle in silicio cristallino con i contatti anteriori non più in superficie, ma annegati nella struttura della cella. Tali celle prendono il nome di back-contact o a contatti posteriori. Questa innovazione consente da un lato un deciso miglioramento dell'efficienza della cella di circa il 2% (che si riflette sui moduli in un aumento di circa l'1,5%) ma anche un aspetto della cella uniforme senza la grigliatura tipica dei tradizionali moduli in silicio cristallino. Avendo entrambi i contatti metallici sul retro, l'ombreggiatura è praticamente nulla, le perdite per ricombinazione sono molto limitate e in linea di principio l'assemblaggio nei moduli è semplificato. Tuttavia il materiale deve essere di qualità molto più elevata di quello usato per le celle commerciali descritte in precedenza.

Un'altra tecnologia che permette l'aumento dell'efficienza dei moduli è rappresentata dalle celle multistrato.

L'idea è sostanzialmente quella di accoppiare tra loro diverse giunzioni caratterizzate da "energy gap" differenti. In particolare negli strati superiori si depositano semiconduttori aventi "energy gap" maggiore, mentre negli strati inferiori, semiconduttori in grado di assorbire fotoni con lunghezza d'onda maggiore, che non sono stati assorbiti dagli strati superiori.

Una tipologia può essere rappresentata per esempio dall'unione di silicio monocristallino (con  $E_g$  pari a 1,12 eV) e silicio amorfo il quale presenta un  $E_g$  maggiore (1,75 eV). Tale tipologia di cella, denominata HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer: eterogiunzione con sottile strato intrinseco), viene realizzata depositando uno strato ultrasottile di silicio amorfo su un substrato di silicio monocristallino ad alto rendimento. Tra i due semiconduttori è posto un materiale intrinseco, in grado di stabilizzare il funzionamento della cella e diminuire il degrado dei materiali impiegati. Le celle di questo tipo sono più sottili delle normali celle in silicio cristallino (0,2 mm, invece di 0,35) e in fase di fabbricazione utilizzano meno energia di quelle tradizionali, poiché il processo di produzione delle giunzioni richiede temperature di soli 200°C. Ulteriori vantaggi sono rappresentati dalla struttura simmetrica che permette alla cella HIT di generare corrente da entrambi i lati, ma soprattutto da una minore perdita di efficienza durante il funzionamento ad elevate temperature.

Anche alle alte temperature le celle fotovoltaiche HIT sono in grado di mantenere una efficienza più elevata delle migliori celle solari convenzionali al silicio cristallino: ciò si rivela molto importante nei mesi estivi, in cui si registra la maggior parte della produzione elettrica dell'impianto.

### *1.2.2 Celle fotovoltaiche a film sottile*

A differenza della tecnologia cristallina nella quale il materiale semiconduttore si presenta solido in forma di wafer con spessore di qualche centinaio di micron, in questo caso la materia attiva può essere depositata in strati spessi pochi micron su una grande varietà di superfici di appoggio.

Il materiale semiconduttore viene infatti depositato generalmente come miscela di gas, mediante una tecnica denominata CDV<sup>1</sup>, su supporti a basso costo come vetro, polimero, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

La deposizione di un gas consente l'immediato beneficio di un minor utilizzo di materiale attivo, che rappresenta circa il 50% del costo della cella, che si riduce da 300 µm delle celle cristalline a 4-5 micron di quelle a film sottile. Inoltre, il processo produttivo dei film sottili consente una riduzione di alcune fasi di lavorazione che, a differenza del silicio cristallino, possono essere automatizzate.

Altro importante vantaggio dei moduli in film sottile, risiede in un minor degrado delle prestazioni alle temperature elevate e superiori alle condizioni standard.

Ogni tipologia di film sottile possiede caratteristiche e potenzialità diverse.

Di seguito verranno analizzate tre tipologie di celle a film sottile, che risultano a differenti stadi di maturità industriale.

#### *1.2.2.1 Celle in Copper Indium Diselenide (CIS)*

Il CIS (diseleniuro di indio e rame) è un semiconduttore policristallino composto. Mediante l'arricchimento con quantità variabili di gallio, è possibile ottenere celle con efficienze ed "energy gap" maggiori rispetto al caso di CIS

---

<sup>1</sup> Chemical Vapour Deposition: processo che avviene a temperatura relativamente bassa, 300°C, e permette la deposizione di strati sottili, con spessori di pochi micron.

semplice. La struttura delle celle in CIS o in CIGS presenta un substrato di vetro di spessore compreso tra i 2 e 3 mm su cui è depositato un sottile strato di molibdeno (circa 0,5  $\mu\text{m}$ ), che costituisce il contatto posteriore. Per quanto riguarda il materiale assorbente (CIS o CIGS), esso presenta uno spessore di circa 2-3  $\mu\text{m}$  e può essere depositato utilizzando diversi processi. Al momento, quello che dà i risultati più soddisfacenti è la "coevaporazione in vuoto". Questo processo avviene introducendo il substrato all'interno di una camera in cui è creato il vuoto e in cui si fanno contemporaneamente evaporare, ad una temperatura all'incirca di 600°C, i vari materiali (rame, indio, selenio ed eventualmente gallio), che vanno poi a depositarsi su di esso.

Mediante questa tecnica, le quantità di materiale impiegate risultano assai contenute.

La eterogiunzione, che costituisce la cella vera e propria, viene realizzata unendo al materiale assorbitore uno strato tampone o "buffer" di CdS (solfuro di cadmio, 0,05-0,07  $\mu\text{m}$  di spessore), quasi interamente trasparente alla luce visibile e infrarossa. Infine, il contatto frontale della cella viene realizzato mediante la deposizione di un ulteriore film sottile di ossido di zinco (ZnO), che risulta essere oltre ad un buon conduttore, anche trasparente alla luce.

Come per altre tecnologie a film sottile, le celle vengono realizzate contemporaneamente sullo stesso substrato durante un unico processo produttivo.

I moduli hanno efficienze ancora relativamente basse: i prototipi di laboratorio raggiungono anche il 19-20%, mentre i prodotti commerciali sono attestati su efficienze comprese tra il 10-11%. Questi moduli mostrano scarsa sensibilità alle ombre e buon rendimento a basse illuminazioni, come del resto accade anche per le altre tecnologie a film sottile. Tale caratteristica può risultare importante in molte applicazioni.

I moduli CIS possono essere realizzati sia in sandwich vetro-vetro, sia su supporto flessibile, e trovano molte applicazioni nel mercato residenziale

(BIPV). L'aspetto elegante del modulo CIS, legato alla sua finitura nera opaca, offre diverse possibilità architettoniche, sia come elemento strutturale che come finitura nelle facciate degli edifici.

### *1.2.2.2 Celle in Tellururo di Cadmio (CdTe)*

Il Tellururo di Cadmio (CdTe) è un ottimo materiale semiconduttore per la realizzazione di celle fotovoltaiche. Esso presenta infatti un energy gap (1.5 eV) che risulta molto prossimo al valore di ottimo per la sfruttamento dello spettro solare.

Si tratta in particolare di una cella a "eterogiunzione", formata da due diversi materiali, Solfuro di Cadmio (CdS) e Tellururo di cadmio (CdTe). Lo strato tampone o "buffer" superficiale utilizzato per queste celle (spessore 0.07-0.1  $\mu\text{m}$ ), che costituisce la giunzione di tipo N, è il solfuro di Cadmio (CdS), un eccellente semiconduttore che ha buone proprietà di trasparenza. Lo strato sottostante di CdTe ha uno spessore di circa 5  $\mu\text{m}$  e viene depositato con tecniche particolari di sublimazione in ambiente chiuso a 400-600°C. Con queste caratteristiche è teoricamente possibile realizzare moduli ad alta efficienza pur con processi semplici e a basso costo. In termini di prestazioni, il CdTe ha efficienze di cella (in dimensioni tipiche da laboratorio) certificate del 16.5%. I moduli commerciali più venduti, hanno invece efficienze stabilizzate inferiori, attorno all'11 %.

I vantaggi derivanti dall'utilizzo di questo materiale sono essenzialmente:

- basso costo di produzione rispetto a quello del silicio cristallino.
- discreto livello di efficienza e buona stabilità nel tempo

I moduli al CdTe hanno una struttura rigida su vetro e sono adatti per qualsiasi applicazione.



### 1.2.2.3 Celle in Silicio amorfo (a-Si)

Il silicio amorfo è una delle prime tipologie a film sottile studiate. Il processo produttivo impiega silicio con piccole aggiunte di idrogeno, necessario per stabilizzare la struttura e facilitare il drogaggio (per queste ragioni spesso si usa l'acronimo a-Si:H). Questo semiconduttore è una forma non cristallina del silicio avente una struttura reticolare continua in cui alcuni atomi presentano legami deboli. Tali legami possono essere passivati mediante aggiunta di idrogeno dando origine, come già detto, al silicio amorfo idrogenato. La struttura disordinata promuove l'assorbimento della radiazione solare, per cui spessori anche inferiori al micron sono sufficienti per avere un discreto assorbimento. Solitamente si riescono ad ottenere celle con spessori di 1-2 mm.

Un aspetto negativo del semiconduttore allo stato amorfo è quello di dare origine a dispositivi instabili che degradano significativamente la loro prestazione quando esposti al sole. Tale fenomeno è dovuto principalmente a variazioni strutturali nel materiale che riducono la sua fotoconduttività. La perdita di potenza prodotta si attesta intorno al 10% di quella dichiarata dal costruttore, nelle prime 300-400 ore di esposizione (effetto Staebler-Wronski). Tale fenomeno nel silicio cristallino risulta essere contenutissimo.

Questo comporta diverse difficoltà, tra cui:

- stabilire a priori le vere prestazioni dell'impianto realizzato dopo il degrado iniziale (non sempre il derating è indicato dai costruttori);
- confrontare economicamente, in termini di costi/prezzi dei moduli, espressi in watt, l'amorfo con altre scelte a pari potenza acquisita.

La particolare conformazione strutturale del semiconduttore provoca inoltre una limitazione delle prestazioni del prodotto in termini di efficienza di conversione,

la quale rimane ben al di sotto di quella del cristallino (5-8% delle migliori celle amorphe multi giunzione).

Per quanto riguarda la struttura della cella fotovoltaica, nel caso più semplice, essa risulta costituita da una singola giunzione in cui il materiale viene opportunamente drogato. Le giunzioni amorphe drogate non permettono la raccolta degli elettroni con lo stesso meccanismo delle giunzioni al silicio cristallino per cui si deve aggiungere fra le zone drogate P e N uno strato di silicio amorfo non drogato (zona intrinseca I), nel quale si genera un campo elettrico che permette la raccolta delle cariche elettriche (giunzione P-I-N). La cella a singola giunzione è di fatto poco usata ed è molto spesso sostituita dalle più complesse strutture a multigiunzione o tandem.

Sul fronte dei costi però, il silicio amorfo, presenta un processo produttivo con automazione molto spinta e conseguente riduzione dei costi e aumento della velocità di produzione: in questo senso, si prospettano ulteriori miglioramenti con associate significative riduzioni dei costi.

Il prodotto finale è quindi di prestazione elettrica (densità di potenza) inferiore rispetto al silicio cristallino ma anche di costo unitario (euro/W) più contenuto.

## **Capitolo 2**

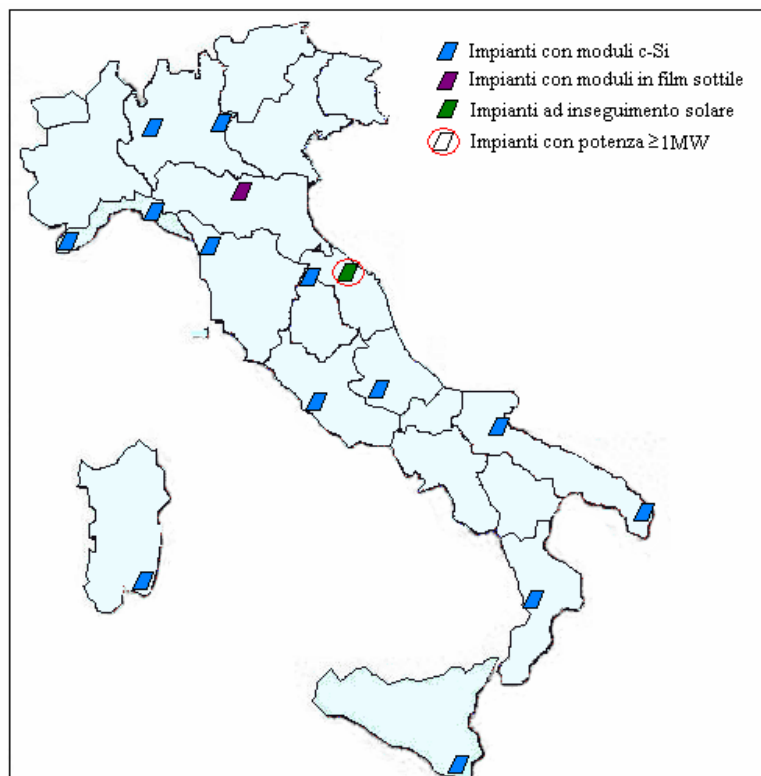
### **Monitoraggio di impianti fotovoltaici innovativi e tradizionali**

#### **2.1 Monitoraggio di impianti fotovoltaici installati sul territorio italiano**

##### ***2.1.1 Obiettivi del monitoraggio***

Al fine di analizzare e verificare le prestazioni e l'affidabilità degli impianti fotovoltaici che hanno accesso alle tariffe incentivanti definite nei decreti "Conto Energia", si è realizzato un progetto di monitoraggio di 15 impianti, connessi alla rete elettrica e di proprietà di enti pubblici, distribuiti sul territorio nazionale. In questo modo è possibile valutare le prestazioni degli impianti alle diverse latitudini e condizioni climatiche del nostro paese, tali da poter essere rappresentative dell'intera penisola. Grazie al monitoraggio dei dati, si possono inoltre individuare eventuali malfunzionamenti dei componenti dell'impianto e di conseguenza provvedere alla loro riparazione, garantendo un miglioramento delle prestazioni e della producibilità dell'impianto stesso.

In figura 2.1 è riportata la distribuzione dei vari impianti sul territorio italiano.



**Figura 2.1 – Distribuzione dei diversi impianti monitorati sul territorio italiano**

Gli impianti in questione si differenziano per la tipologia impiantistica, la tecnologia utilizzata per la realizzazione dei moduli, la potenza di picco, che va da pochi kW a 1 MW, e naturalmente per le condizioni climatiche.

In tabella 2.1 sono state riassunte le caratteristiche principali dei 15 impianti monitorati. La descrizione dettagliata di ciascuno di essi verrà riportata solamente nel caso in cui la particolare conformazione dell'impianto o dell'edificio su cui esso è installato risulti influenzare le prestazioni dei moduli fotovoltaici.

<b>Impianto</b>	<b>Lat °N</b>	<b>Pn [kWp]</b>	<b>Tecnologia Modulo</b>	<b>Inverter: numero e tipo</b>	<b>Tipo installazione</b>	<b>Angoli di tilt e azimuth</b>
P01	45.5	19.8	m-Si	4-TL	Tetto incl.	20° -15°
P02	45.6	12.8	m-Si	3-TL	Facciata	65° 34°
P03	41.7	14.8	m-Si	3-TL	Tetto piano	30° 0°
P04	43.7	20.0	s-Si	3-TL	Tetto piano	30° 10°
P05	44.3	19.8	s-Si	6-TL	Tetto incl.	20°-10°
P06	36.8	19.4	m-Si	3-TL	Tetto piano	30° 0°
P07	38.7	3.9	m-Si	1-TL	Tetto incl.	27° 35°
P08	40.2	5.4	m-Si	3-TL	Tetto piano	30° 0°
P09	43.7	19.8	m-Si	3-TL	Tetto incl.	20° 0°
P010	41.9	49.7	m-Si	9-TL	Terreno	30° 0°
P011	39.3	19.8	m-Si	1-TL	Tetto incl.	30° 60°
P012	43.8	14.9	s-Si	3-TL	Tetto piano	30° -17°
P013	43.5	999.9	m-Si	159-TL	Terreno	Inseguimento su 2 assi
P014	44.8	13.1	a-Si	2-TL	Tetto incl.	4° 0°
P015	42.1	19.8	a-s-Si	3-TL	Tetto incl.	14° 67°

**Tabella 2.1 - Caratteristiche dei 15 impianti fotovoltaici installati sul territorio italiano.**

In generale si può notare, sia dalla figura 2.1 che dalla tabella precedente, come la quasi totalità degli impianti monitorati (a parte un impianto in film sottile e un uno in silicio monocristallino ad inseguimento, di grossa taglia) è costituita da moduli in silicio cristallino (mono e poli) di taglia non troppo elevata e a struttura fissa.

### ***2.1.2 Approccio seguito per l'acquisizione ed elaborazione dei dati***

L'analisi delle prestazioni dei diversi moduli fotovoltaici è effettuata mediante l'elaborazione dei dati, provenienti dai vari impianti, ottenuti mediante un sofisticato sistema di acquisizione installato su ciascuno di essi.

Il sistema di monitoraggio, che verrà dettagliatamente descritto nel capitolo successivo, permette l'acquisizione dei dati con un elevato grado di precisione, rendendoli disponibili su un apposito sito web e scaricabili mediante l'utilizzo di uno specifico programma IesWeb, appositamente sviluppato dalla ditta TeamWare su specifiche di RSE.

Avendo disponibili i dati provenienti dai diversi impianti, la valutazione delle performance è effettuata mediante l'utilizzo di indicatori normalizzati.

Al fine di esaminare dettagliatamente le possibili perdite dei vari componenti si sono introdotti anche dei parametri aggiuntivi. Tali parametri e i vari indicatori normalizzati verranno approfonditi in seguito.

### ***2.1.3 Periodo di monitoraggio***

Il progetto di monitoraggio è stato avviato nel giugno del 2009 e prosegue tutt'ora.

L'acquisizione non è iniziata nello stesso periodo per tutti gli impianti monitorati. Per alcuni di essi infatti, l'acquisizione dei dati ha avuto inizio nel 2009 mentre per altri è in funzione solo da pochi mesi.

Nella tabella 2.2 sono riassunte le durate dei vari monitoraggi per i diversi impianti.

Con il colore nero è rappresentata l'entrata in funzione del sistema di acquisizione, mentre i periodi di non effettivo funzionamento del sistema di acquisizione sono rappresentati mediante il colore grigio. I mesi successivi

all'installazione del sistema di monitoraggio, privi di colorazione, rappresentano invece il mancato funzionamento dell'impianto.

	2009							2010									
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Tabella 2.2 - Rappresentazione dei periodi di monitoraggio per ciascuno impianto.

## 2.2 Monitoraggio di impianti simili collocati in località differenti

### 2.2.1 Finalità del monitoraggio

Data la presenza di diverse tecnologie fotovoltaiche in commercio, ognuna con le proprie caratteristiche di potenza prodotta e prestazioni, e tutte protese verso una sempre maggiore riduzione dei costi, si sono installati e monitorati due impianti simili connessi alla rete e collocati in due differenti località italiane .

I due impianti sono composti da sei sezioni, diverse sia dal punto di vista della potenza sia per quanto riguarda la tecnologia sfruttata per la produzione di energia elettrica.

L'acquisizione e il monitoraggio di questi due impianti è stata effettuata perseguendo diverse finalità tra cui:

- analizzare il decadimento delle prestazioni dei diversi moduli nel tempo;
- confrontare la differente risposta della medesima tecnologia a latitudini diverse e condizioni climatiche differenti;
- testare l'affidabilità degli inverter collegati a moduli innovativi e a film sottile.

### ***2.2.2 Descrizione delle diverse tipologie di moduli monitorati***

Gli impianti in questione sono stati installati rispettivamente a Catania e a Rubattino (MI). Le due località, essendo a latitudini differenti ( $45^\circ$  nord a Milano mentre  $37^\circ$  a Catania), presentano condizioni di temperatura e irraggiamento diverse.

L'impianto di Milano è il primo ad essere stato installato e i dati acquisiti si riferiscono quindi ad un arco temporale di circa due anni, mentre quello successivo di Catania è stato installato nel gennaio 2010.

Entrambi gli impianti sono costituiti da sei sezioni di moduli fotovoltaici di diversa tecnologia con inclinazione di  $30^\circ$  e orientati verso sud. Le varie sezioni sono collegate, sia a Catania che a Milano, ciascuna ad un proprio inverter. Due dei moduli presenti sono in silicio cristallino ad elevata efficienza, tre sono in film sottile e rispettivamente in silicio amorfo, CIS e CdTe, l'ultimo infine è in silicio policristallino tradizionale (figura 2.3).



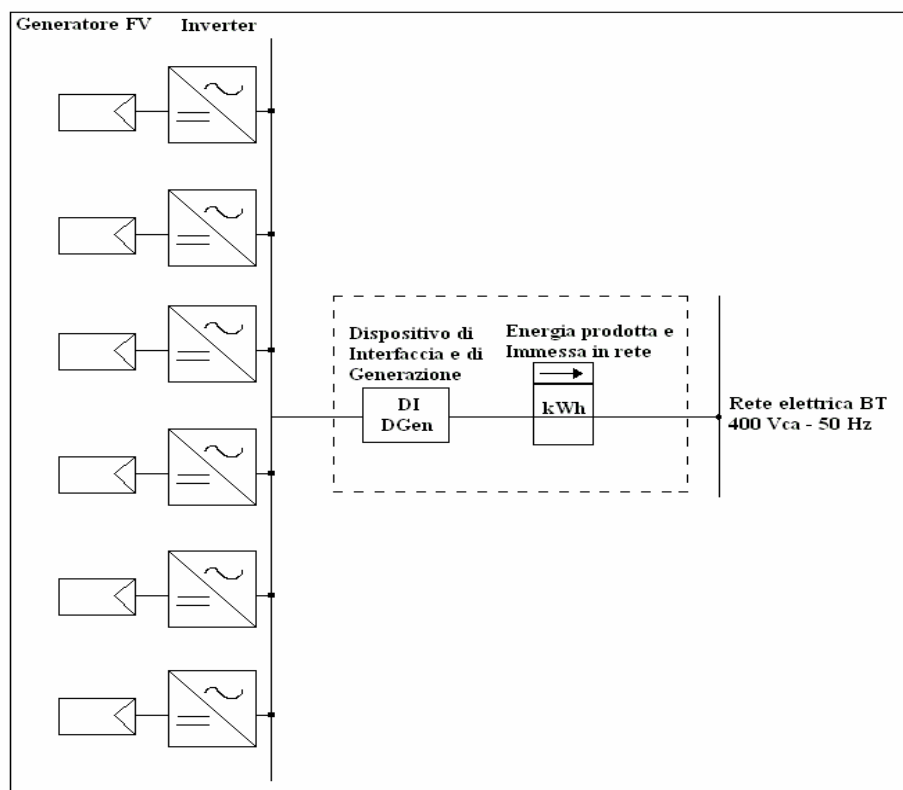


**Figura 2.3 – Moduli fotovoltaici costituenti le sei sezioni dell’impianto sperimentale monitorato**

Le caratteristiche principali di ogni sezione in cui risulta suddiviso il generatore fotovoltaico sono riassunte schematicamente in tabella 2.3, mentre in figure 2.4 è riportata la struttura a blocchi dell’impianto.

Sezione	Tipi di moduli	Numero di stringhe	Numero di moduli per stringa	Potenza di picco nominale [kW <sub>p</sub> ]	Tensione nominale stringa [V]	Potenza nominale inverter [kW]
GFV 11	Silicio ad elevata efficienza #1	1	5	1.05	209.7	1.10
GFV12	Silicio amorfo	6	2	1.20	216	1.10
GFV13	Silicio policristallino	1	8	1.76	228	1.70
GFV14	CIS	2	8	1.20	272	1.10
GFV15	CdTe	4	4	1.16	271.6	1.10
GFV16	Silicio ad elevata efficienza #2	1	4	1.20	218.8	1.10

**Tabella 2.3 - Caratteristiche principali delle diverse sezioni componenti il generatore fotovoltaico degli impianti sperimentali di Catania e Milano**



**Figura 2.4 – Schema a blocchi dell’impianto sperimentale suddiviso in sezioni.**

La varietà dei moduli monitorati permette di testare le diverse tecnologie fotovoltaiche presenti ad oggi sul mercato.

Al fine di ottenere elevati gradi di precisione, per quanto riguarda la potenza prodotta e i dati meteo, è stato creato un apposito sistema di acquisizione dati successivamente installato su ciascuna sezione dell'impianto. Tale sistema, di cui si parlerà approfonditamente nel capitolo successivo, è indipendente dall'inverter e permette di rilevare diverse grandezze tra cui:

- Irraggiamento,
- Temperatura dell'aria,
- Temperatura retro-modulo,
- Tensione e corrente continua
- Potenza in corrente alternata.

Prima dell'installazione i diversi moduli sono stati sottoposti ad opportune misurazioni in modo da ottenere le curve caratteristiche I-V in condizioni standard. Tali controlli sono stati ripetuti rispettivamente 3 e 6 mesi dopo l'esposizione, in modo da verificare eventuali decadimenti prestazionali.

### **2.3 Modalità di analisi e parametri considerati per la valutazione dei dati acquisiti**

Al fine di effettuare un'analisi dei diversi impianti monitorati, sia nel caso del programma "Conto Energia", sia nel caso dei due impianti gemelli collocati rispettivamente a Milano e a Catania, vengono utilizzati degli indicatori normalizzati e degli altri parametri creati appositamente per descrivere e analizzare le perdite di efficienza dei vari componenti. Questi coefficienti e la metodologia utilizzata per l'analisi degli impianti sono raccomandati e costantemente migliorati da gruppi di lavoro internazionali (EU PV PERFORMANCE, IEA PVPS Task2 e recentemente, IEA PVPS Task13).

Il vantaggio nell'utilizzo di tali parametri risiede essenzialmente nella possibilità di confrontare efficacemente i vari impianti, al variare della loro configurazione elettrica e del loro sito di installazione.

Tra tutti gli indicatori utilizzati, quello di maggior rilievo ed importanza ai fini della valutazione delle prestazioni e affidabilità dell'impianto è il Performance Ratio (PR). Esso rappresenta la frazione di energia generata rispetto a quella prevista teoricamente. È un indicatore adimensionale e evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, dovute alla temperatura dei moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle perdite nel BOS (incluso il rendimento dell'inverter) e infine ai guasti dei componenti. L'indicatore PR tiene inoltre conto dei fuori servizi dell'impianto nel periodo considerato.

Tale parametro è ricavabile mediante l'utilizzo di altri due indicatori secondo la formula:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R}$$

Dove con  $Y_f$  (Final Yield) è rappresentato l'indice energetico finale dell'impianto. Esso corrisponde alla porzione di energia giornaliera (valore medio mensile o annuale) in uscita dall'intero impianto, divisa per la potenza nominale  $P_o$ . A livello pratico è interpretabile come il numero di ore al giorno [h/d] per cui il generatore fotovoltaico dovrebbe funzionare alla potenza di uscita nominale  $P_o$  per fornire la stessa energia al carico (o alla rete) misurata nel periodo considerato.

$Y_R$  (Reference Yield) corrisponde invece alla radiazione solare giornaliera (mensile o annuale) sul piano dei moduli fotovoltaici, divisa per l'irraggiamento solare di riferimento ( $1 \text{ kW/m}^2$ ). Tale parametro come l'indicatore precedente, ha dimensioni h/d e può essere considerato come il numero di ore al giorno durante le quali l'irraggiamento solare dovrebbe essere pari al valore di riferimento, per fornire lo stesso valore di radiazione solare monitorato.

Per rappresentare le perdite presenti è necessario introdurre un ulteriore parametro  $Y_A$  (Array Yield). Esso rappresenta il rapporto tra l'energia giornaliera fornita in corrente continua e la potenza nominale  $P_0$ . L'indicatore  $Y_A$  tiene inoltre in considerazione gli effetti dovuti all'errore di allineamento dei moduli ad inseguimento e l'errato inseguimento del punto di massima potenza del sistema di conversione dell'energia.

A questo punto, è possibile calcolare le perdite come differenza tra due dei parametri sopra descritti, secondo la formula:

$$L_c = Y_R - Y_A$$

Tale parametro normalizzato rappresenta le perdite dovute alla conversione solare nei moduli fotovoltaici.

In aggiunta a questi indicatori è stato introdotto un ulteriore coefficiente che permette di prendere in considerazione solo la parte in corrente continua dell'impianto, garantendo così una valutazione più specifica dei moduli. Tale parametro è denominato  $PR_{DC}$ .



## Capitolo 3

### Descrizione del sistema di acquisizione e monitoraggio

I dati relativi agli impianti monitorati, sia quelli del “Conto energia”, sia quelli installati a Milano e a Catania, sono ricavati mediante un particolare sistema di monitoraggio, che permette di acquisire diverse grandezze con un elevato grado di precisione. Tali grandezze rilevate sono riportate in tabella 3.1.

Parametro	Simbolo	Unità di misura
<b>Meteorologia</b>		
Irraggiamento globale, sul piano orizzontale	$G_O$	W/m <sup>2</sup>
Irraggiamento globale, sul piano di moduli	$G_I$	W/m <sup>2</sup>
Temperatura dell'aria (al riparo della radiazione solare)	$T_{amb}$	°C
<b>Generatore fotovoltaico</b>		
Tensione di uscita in c.c.	$V_a$	V
Corrente di uscita in c.c.	$I_a$	A
Potenza di uscita in c.c.	$P_a$	kW
Temperatura dei moduli	$T_{mod}$	°C
<b>Rete di distribuzione pubblica</b>		
Potenza verso la rete di distribuzione	$P_u$	kW

**Tabella 3.1 – Parametri misurati per la valutazione delle prestazioni di impianti fotovoltaici**

In particolare, il sistema di monitoraggio permette di effettuare le misure di tensione e di corrente con un'incertezza non superiore al 1%, mentre la misura dell'irraggiamento solare, tramite solarimetro ad effetto fotovoltaico, con incertezza non superiore al 3%.

In figura 3.1 è rappresentata schematicamente la struttura del sistema di acquisizione. Esso è composto da diversi elementi, ciascuno avente caratteristiche e funzionalità diverse.

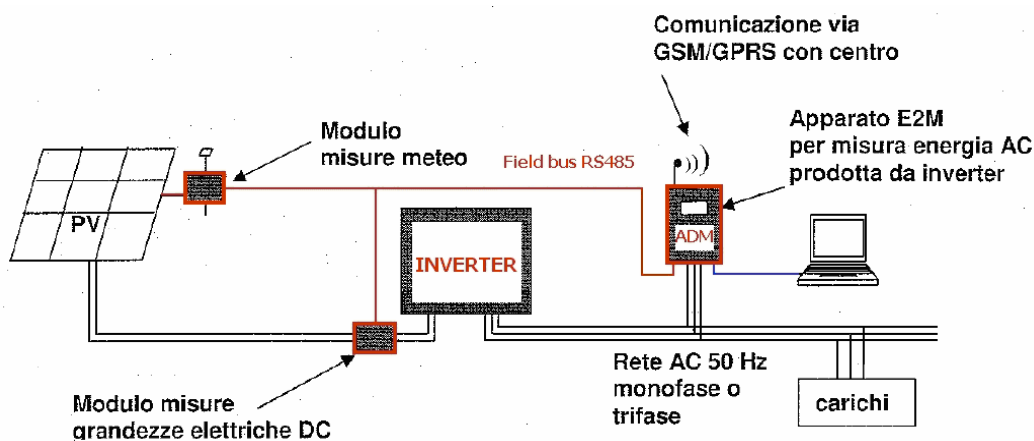


Figura 3.1 – Layout del sistema di acquisizione dati

L'Unità meteorologica (UMET) consente di acquisire i dati meteorologici di interesse per l'impianto fotovoltaico, quali irraggiamento solare sul piano orizzontale e sul piano dei moduli, temperatura ambiente e retro-modulo, velocità del vento. Per acquisire altre grandezze meteorologiche è possibile installare più unità UMET.

L'acquisizione della radiazione solare sul piano dei moduli è estremamente importante per la valutazione delle prestazioni dei diversi impianti monitorati.

Tale grandezza è acquisita, su ciascun impianto, utilizzando appositi sensori in silicio cristallino, i quali forniscono un segnale di uscita proporzionale alla radiazione incidente e dipendente dalla temperatura della cella.



Questi sensori ad effetto fotovoltaico, sono preferiti ai tradizionali piranometri (solarimetri a termopila) in quanto presentano resistenza agli agenti atmosferici nel tempo e una risposta spettrale comparabile con quella dei moduli monitorati e un minor costo rispetto al piranometro. Nel caso di impianti in silicio amorfo il sensore è dotato di appositi filtri per ricondursi alla risposta spettrale propria di tale tecnologia.

Al fine di ottenere misurazioni accurate della radiazione solare, i vari solarimetri sono stati selezionati in collaborazione con il JRC di Ispra e alcuni di essi sono stati sottoposti a taratura per confronto con un “Primary Reference Sensor” presso tale laboratorio. Gli altri solarimetri sono stati tarati, per confronto con un solarimetro tarato in origine al JRC di Ispra, presso la sede RSE a Piacenza (Figura 3.2)



**Figura 3.2 – Taratura solarimetri presso la sede RSE di Piacenza**

L'Unità in corrente continua (UCC) permette invece di acquisire i dati di funzionamento in c.c. (corrente, tensione, potenza) all'ingresso dell'inverter. Nel caso di più inverter sono installati più unità UCC;

Infine, l'Unità principale (E2M) consente di acquisire i dati di funzionamento in corrente alternata (corrente, tensione, frequenza, potenza e fattore di potenza) all'uscita dell'inverter o nel punto di parallelo degli stessi; questa unità svolge anche la funzione di raccolta dei dati acquisiti dalle altre unità (di tipo UMET e UCC), di memorizzazione dei dati e trasmissione dei dati alle unità di controllo remoto tramite connessione GSM o LAN.

Le varie unità UCC e UMET sono collegate all'unità E2M tramite connessioni con linee RS485.

Per accedere ai dati acquisiti dal sistema di monitoraggio, è stato creato un apposito programma, che consente il trattamento e l'elaborazione delle informazioni provenienti dai diversi impianti.

Tramite tale programma è infatti possibile connettersi periodicamente all'E2M per lo scaricamento dei dati ed elaborare le varie informazioni al fine di determinare le prestazioni degli impianti secondo le metodologie impostate e individuando eventuali anomalie dei vari componenti e del sistema di acquisizione.

Successivamente è possibile registrare tali informazioni all'interno di un apposito database.

In caso di guasti o malfunzionamenti di uno degli impianti o dei suoi componenti, il programma è in grado di generare messaggi informativi generando inoltre dei report periodici sul loro funzionamento, così da consentire una rapida ed efficace valutazione delle loro prestazioni energetiche.

Il grafico di Figura 3.3 mostra un resoconto generato dal programma, relativo a un impianto monitorato.

Nella parte in alto, sono riportati gli andamenti della potenza AC, della potenza DC, dell'irraggiamento solare in una tipica giornata estiva, mentre nella parte in basso è mostrato l'andamento della temperatura ambiente e di quella retro-modulo; in questo grafico si può notare, fra l'altro, come la conversione dell'energia da corrente continua ad alternata avvenga con buon rendimento.



**Figura 3.3 Esempio di monitoraggio di un impianto fotovoltaico: dati di potenza e meteo, misurati in una giornata estiva**



# Capitolo 4

## Analisi ed elaborazione dei dati ottenuti

### 4.1 Analisi energetica di impianti simili collocati in località differenti

Il confronto tra i due impianti sperimentali, costituiti da pannelli fotovoltaici innovativi e installati rispettivamente a Catania e a Milano, si basa essenzialmente sull'analisi delle prestazioni e della potenza prodotta dai diversi moduli.

Risulta conveniente, in questo studio, fare uso di alcuni dei coefficienti descritti nel paragrafo 2.3, e in particolare del performance ratio in corrente continua ( $PR_{DC}$ ) e della temperatura media retro-modulo ( $T_{mod,md}$ ).

La scelta di utilizzare il  $PR_{DC}$  per caratterizzare le prestazioni delle diverse tecnologie fotovoltaiche, è legata al fatto che, a differenza del PR tradizionale, il  $PR_{DC}$  non tiene conto delle perdite dovute all'inverter e quindi permette di analizzare le prestazioni dei singoli moduli al variare della località di installazione (temperatura, irraggiamento) a pari tecnologia fotovoltaica utilizzata. L'affidabilità degli inverter, collegati agli impianti innovativi, è trattata separatamente.

Nei paragrafi successivi verranno inoltre analizzate singolarmente le diverse tecnologie di moduli presenti negli impianti di Milano e Catania e per ciascuna di esse saranno effettuate delle valutazioni riguardanti la dipendenza delle prestazioni da diversi fattori, quali la temperatura, l'irraggiamento, etc.

Dalla figura 4.1, che presenta l'andamento complessivo dei performance ratio in corrente continua dei vari moduli, è possibile notare la presenza di un guasto al

sistema di acquisizione nel mese di Dicembre. L'andamento del  $PR_{DC}$  mostra infatti un drastico abbassamento per la quasi totalità delle tecnologie. Nei mesi di Gennaio e Febbraio inoltre, i moduli sono stati portati in laboratorio e sottoposti a dei test. La disponibilità dei dati risulta pertanto limitata e quindi anche l'attendibilità dei risultati ottenuti in questi due mesi.

### ***4.1.1 Moduli in CIS***

Osservando il comportamento dei moduli in CIS installati a Milano e Catania è possibile notare come in entrambi i casi il livello di  $PR_{DC}$  risulti inferiore rispetto alle altre tecnologie monitorate (figure 4.1, 4.2). Le scadenti performance di questi moduli sono dovute, con grande probabilità, ad un degrado delle prestazioni principalmente nei primi mesi di esposizione, ad un andamento stagionale del  $PR_{DC}$  di tale tecnologia e soprattutto al minor rendimento dei moduli in CIS in presenza di basso irraggiamento. Dal diagramma in figura 4.1 è possibile notare come, nel caso dell'impianto di Milano, il  $PR_{DC}$  non abbia mai raggiunto valori superiori all'80%, e sia addirittura sceso al di sotto del 65% nei mesi invernali. Tale comportamento è riscontrabile anche nei moduli installati a Catania. In questo caso, la stagionalità dell'andamento del  $PR_{DC}$  risulta meno evidente, sia per un minor divario di irraggiamento tra inverno e estate, sia per il forte degrado delle prestazioni che si manifesta nei primi mesi di esposizione.

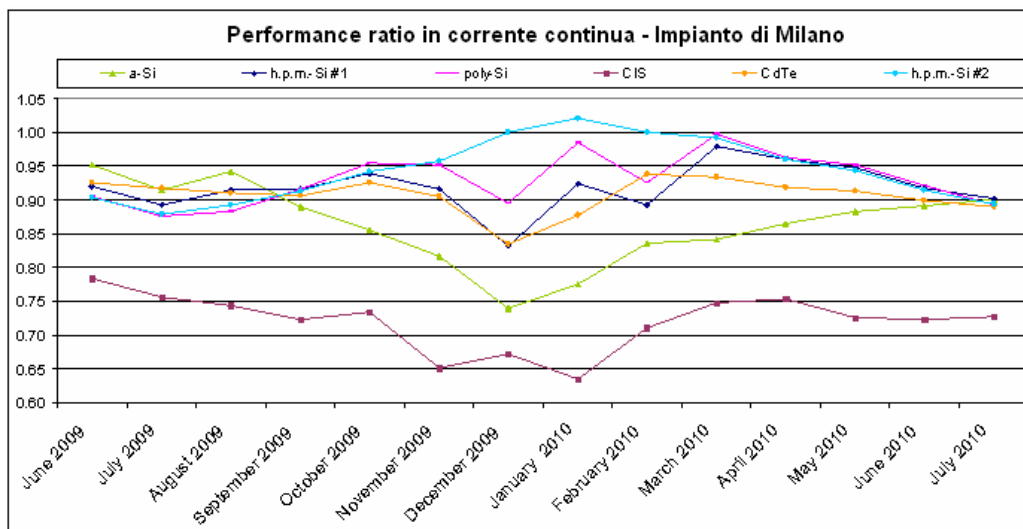


Figura 4.1 – Performance Ratio in corrente continua dei moduli installati a Milano.

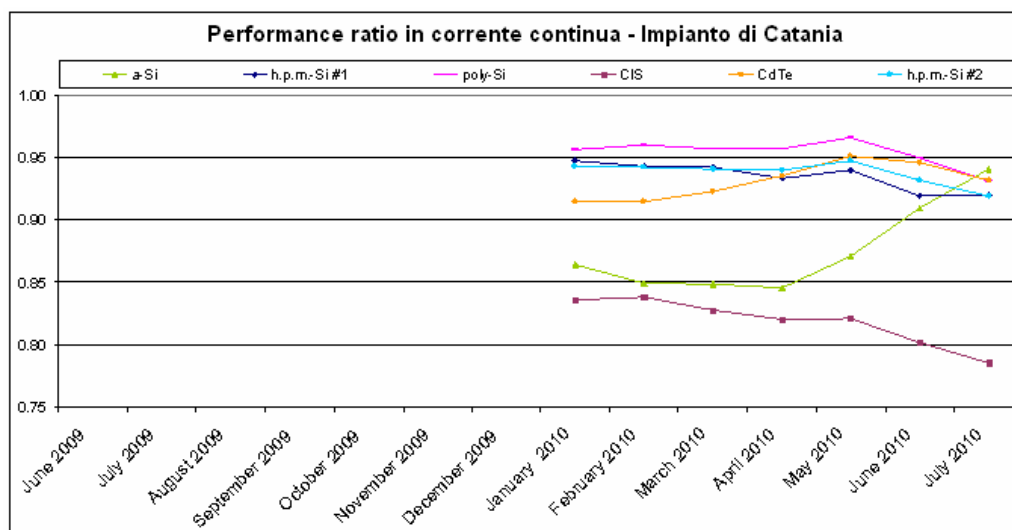
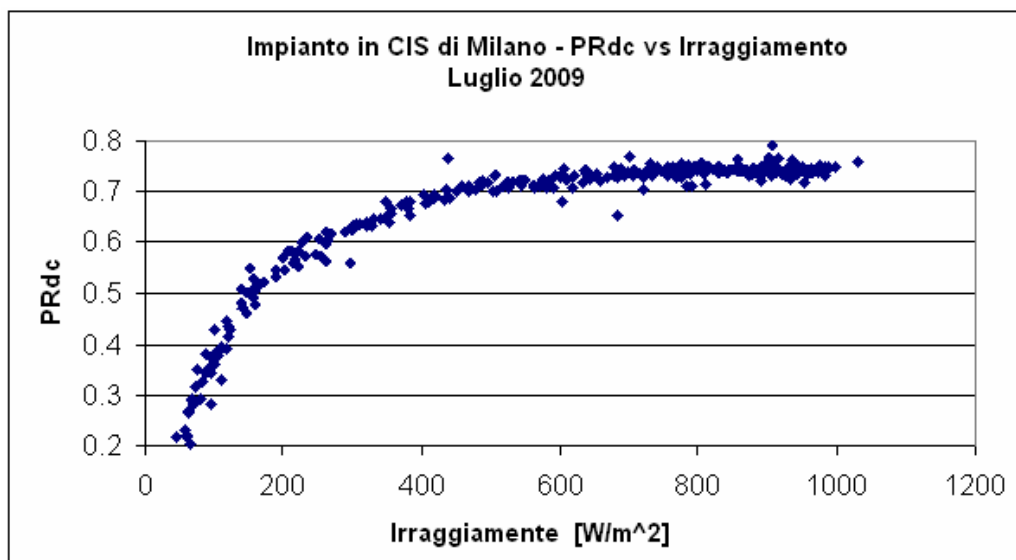
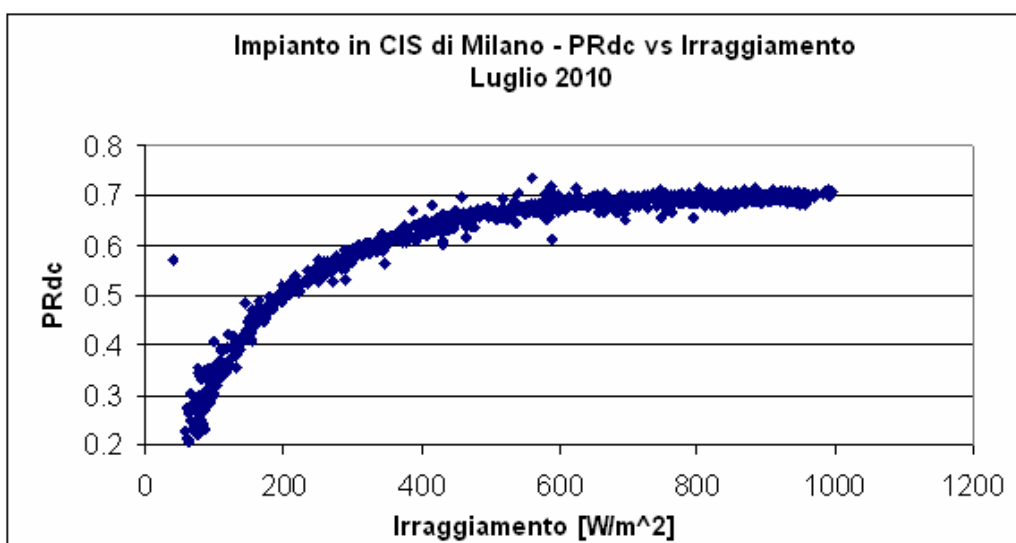


Figura 4.2 – Performance Ratio in corrente continua dei moduli installati a Catania

A sostegno delle ipotesi fatte sul possibile decadimento delle prestazioni dei moduli in CIS, sono riportati nelle immagini successive gli andamenti del  $PR_{DC}$  rispettivamente nei mesi di luglio 2009 e 2010. A pari valori di irraggiamento è chiaramente visibile come il performance ratio in corrente continua passi dal 76%, al 73% a distanza di un anno.



**Figura 4.3 – Andamento del PR<sub>DC</sub> in funzione dell’irraggiamento per moduli CIS installati a Milano, Luglio 2009.**



**Figura 4.4 - Andamento del PR<sub>DC</sub> in funzione dell’irraggiamento per moduli CIS installati a Milano, Luglio 2010.**

Proseguendo con il monitoraggio si avranno a disposizione un numero sempre maggiore di dati che permetteranno di effettuare uno studio più approfondito sulle possibili cause del degrado di questa tecnologia a film sottile.



#### 4.1.2 Moduli in silicio amorfo

Per quanto riguarda i moduli in silicio amorfo, il confronto tra Milano e Catania viene effettuato su un impianto da 1.20 kW. Analizzando i dati ricavati dall'acquisizione e schematicamente riassunti in tabella 4.1, è possibile notare un forte andamento stagionale delle prestazioni di tale tecnologia. L'impianto installato a Milano presenta infatti valori di  $PR_{DC}$  pari al 75% nei mesi invernali, mentre sale a valori intorno al 90% nei mesi estivi. Lo stesso andamento è riscontrabile anche nell'impianto installato a Catania, ma diversamente da quanto accade a Milano, data la presenza di elevati irraggiamenti anche nel periodo invernale, il  $PR_{DC}$  non scende mai al di sotto dell'80%.

**Impianto in silicio amorfo Milano**

Power (kW) 1.20	Irradiation kWh/m <sup>2</sup>	Energy produced DC kWh	PR <sub>dc</sub>	T <sub>mod</sub> , md
June 2009	93.07	106.36	0.95	35.2
July 2009	96.45	105.87	0.91	36.4
August 2009	167.99	189.94	0.94	38.4
September 2009	147.79	157.73	0.89	32.3
October 2009	109.86	112.71	0.85	23.5
November 2009	34.45	33.77	0.82	13.1
December 2009	36.20	32.13	0.74	7.5
January 2010	22.09	20.56	0.78	6.0
February 2010	46.48	46.60	0.84	10.4
March 2010	112.08	113.27	0.84	16.9
April 2010	157.11	163.11	0.87	25.1
May 2010	144.05	152.70	0.88	26.0
June 2010	175.63	187.76	0.89	33.6
July 2010	211.80	229.06	0.90	39.7

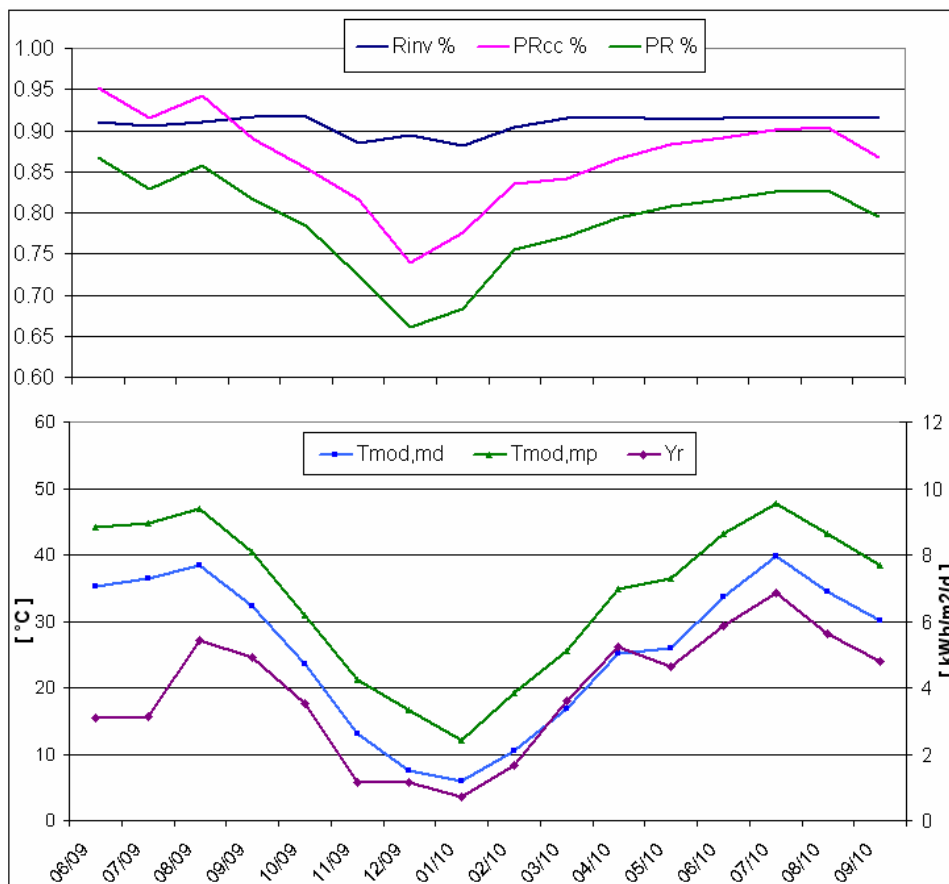
**Impianto in silicio amorfo Catania**

Power (kW) 1.20	Irradiation kWh/m <sup>2</sup>	Energy produced DC kWh	PR <sub>dc</sub>	T <sub>mod</sub> , md
January 2010	107.32	111.20	0.86	17.5
February 2010	136.59	139.19	0.85	20.0
March 2010	154.60	157.36	0.85	21.1
April 2010	173.28	175.78	0.85	24.8
May 2010	199.17	208.05	0.87	28.3
June 2010	201.48	219.90	0.91	32.8
July 2010	203.37	229.46	0.94	37.0

**Tabella 4.1 – Tabelle riassuntive del funzionamento degli impianti sperimentali di Milano e Catania.**

Le cause di tale andamento stagionale delle prestazioni sono da ricercarsi in un comportamento meta-stabile del materiale semiconduttore e da una dipendenza delle prestazioni dalla storia di esposizione alla luce dei moduli. Oltre all'andamento stagionale, è possibile notare anche un certo degrado dei moduli nel tempo. Aumentando il periodo di esposizione alla radiazione solare (light soaking) si assiste infatti ad una diminuzione delle prestazioni e dell'energia prodotta in corrente continua. Tale fenomeno, definito come “Steabler-Wronski Effect”, può essere in parte contrastato dal funzionamento dei moduli alle alte temperature. In tali condizioni, avviene infatti una ricottura del modulo (thermal annealing effect) con aumento delle prestazioni.

Dai diagrammi riportati in figura 4.5 e rappresentanti l'andamento delle prestazioni dei moduli in silicio amorfo, è possibile verificare un innalzamento del performance ratio nei mesi estivi, corrispondente ad un aumento della temperatura media retro modulo.



**Figura 4.5 – Analisi delle prestazioni al variare della temperatura dei moduli in silicio amorfo<sup>2</sup>.**

Per quanto riguarda il rendimento dell'inverter, esso sembra mantenersi costante su valori piuttosto elevati, presentando livelli di prestazione leggermente superiori al diminuire delle temperature.

<sup>2</sup> Nei mesi di Dicembre, Gennaio e Febbraio, i dati non sono attendibili in quanto in questo periodo oltre ad un malfunzionamento, i moduli sono stati portati in laboratorio per essere sottoposti a dei test.

### **4.1.3 Moduli in CdTe**

La tecnologia a film sottile basata sull'impiego del CdTe, facendo riferimento ai diagrammi riportati nelle figure 4.1 e 4.2, presenta dei livelli di  $PR_{DC}$  molto buoni, che assumono valori maggiori del 90% sia a Milano che a Catania. Anche in questo caso, come per le altre tecnologie, è possibile riscontrare un certo andamento stagionale delle prestazioni, con valori di  $PR_{DC}$  più elevati nei mesi estivi, in cui l'irraggiamento è maggiore, e valori minori in inverno. Tale fenomeno però, non risulta così rilevante come nei casi precedenti.

Un aspetto positivo è rappresentato da una scarsa dipendenza delle prestazioni di tali moduli dalla temperatura. Essi presentano infatti perdite di efficienza, all'aumentare della temperatura, intorno allo  $0,2\%/^{\circ}C$  contro lo  $0,45\%/^{\circ}C$  dei moduli in silicio cristallino.

### **4.1.4 Moduli in silicio policristallino**

Dall'analisi dei diagrammi riportati in figura 4.1 e 4.2, e prendendo in considerazione l'andamento delle prestazioni in corrente continua dei moduli in silicio policristallino, è possibile notare come i valori di  $PR_{DC}$  si mantengano piuttosto elevati durante tutto l'anno, sia nel caso dell'impianto installato a Catania sia per quello di Milano.

I moduli in silicio policristallino presentano infatti valori di Performance Ratio in corrente continua intorno al 90%-95% in tutte le stagioni.

Ciò che influenza questo tipo di tecnologia è essenzialmente la temperatura. I pannelli in silicio policristallino lavorano infatti con efficienze minori se esposti a elevati livelli di temperatura.

#### ***4.1.5 Moduli ad elevata efficienza Si HE#1***

Questa tipologia di moduli, costituita da un tandem di silicio monocristallino e amorfo, permette di sfruttare una porzione di spettro solare più ampia rispetto al semplice silicio cristallino, data la sovrapposizione delle diverse energy gap dei due semiconduttori. Questa particolare conformazione influenza quindi le prestazioni dei moduli. Osservando l'andamento delle curve del  $PR_{DC}$ , rappresentate in figura 4.1 e 4.2, è possibile infatti notare come le prestazioni risultino intermedie tra quelle del silicio amorfo e cristallino. L'andamento complessivo prevede valori molto buoni di  $PR_{DC}$  in tarda estate e in primavera. Tale andamento è riscontrabile sia nell'impianto di Catania che in quello di Rubattino.

#### ***4.1.6 Moduli ad elevata efficienza Si HE#2***

I moduli in silicio policristallino con contatti posteriori presentano nel complesso prestazioni molto elevate, che si mantengono superiori al 90% per tutto l'anno. Analizzando i dati provenienti dall'acquisizione degli impianti di Milano e Catania si è osservato che questi moduli tendono a funzionare molto bene con livelli di temperatura non troppo elevati. Nei mesi invernali, in particolar modo nell'impianto sperimentale di Milano, si sono registrati valori di  $PR_{DC}$  addirittura superiori all'unità. La possibile causa di tale comportamento anomalo può essere dovuta alla temperatura retro-modulo, che nei mesi invernali assume valori molto inferiori alle condizioni standard (25°C) e che quindi può andare ad influenzare positivamente la quantità di energia prodotta. In generale, si assiste ad un comportamento molto buono di tale tecnologia, sia durante i mesi estivi, che invernali.

#### ***4.1.7 Performance degli inverter installati***

Per la valutazione dell'affidabilità dei diversi inverter installati su ogni sezione degli impianti di Milano e Catania, si è fatto uso di un opportuno coefficiente denominato Rinv. Tale indice rappresenta un vero e proprio rendimento e permette di dare un'indicazione sulla quantità di energia alternata convertita rispetto a quella in continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Analizzando tale coefficiente per le diverse tecnologie monitorate, si può concludere che tutti gli inverter installati hanno mantenuto elevate efficienze di conversione per tutta la durata del monitoraggio (valori intorno al 90% per efficienze nominali del 92%).

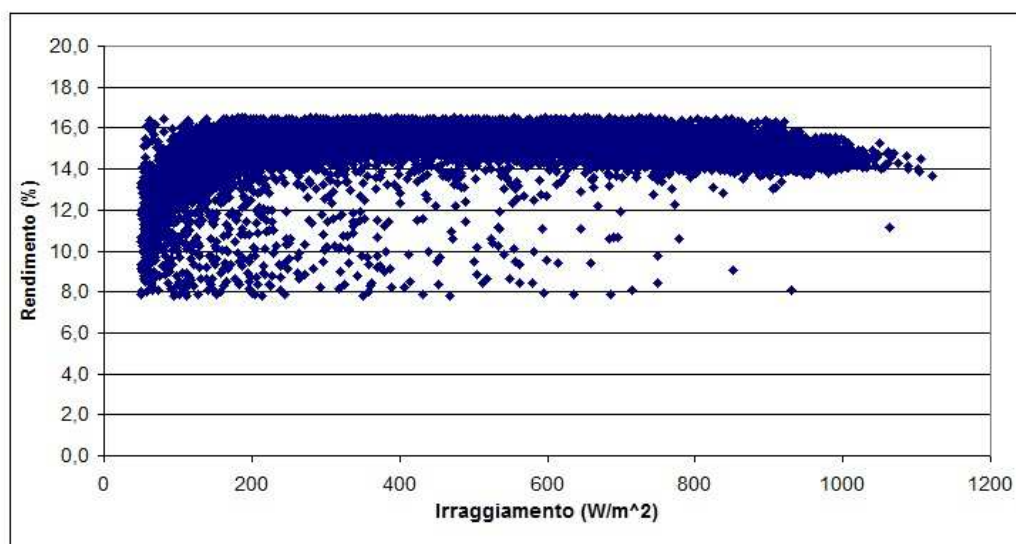
#### ***4.1.8 Conclusioni***

Dopo un periodo di circa 16 mesi dalla connessione alla rete elettrica, i vari moduli componenti gli impianti hanno presentato un buon grado di affidabilità, pur presentando efficienze di conversione molto diverse gli uni dagli altri. Anche gli inverter e gli altri componenti associati a ciascuna sezione dell'impianto hanno mostrato prestazioni elevate. Per quanto riguarda i moduli in silicio cristallino, dall'elaborazione dei dati acquisiti, si sono ottenuti livelli di  $PR_{DC}$  sempre superiori all'88% con piccole variazioni stagionali, a differenza di quanto è accaduto per i CIS monitorati. Essi hanno avuto infatti performance meno brillanti (valori di  $PR_{DC}$  sempre inferiori all'84% con diminuzioni ulteriori nei mesi invernali) e hanno dimostrato di essere soggetti ad un forte degrado, soprattutto nei primi mesi di esposizione. L'analisi dei moduli in silicio amorfo, ha rivelato un elevato andamento stagionale delle prestazioni di questa tecnologia, con prestazioni migliori nei mesi estivi.

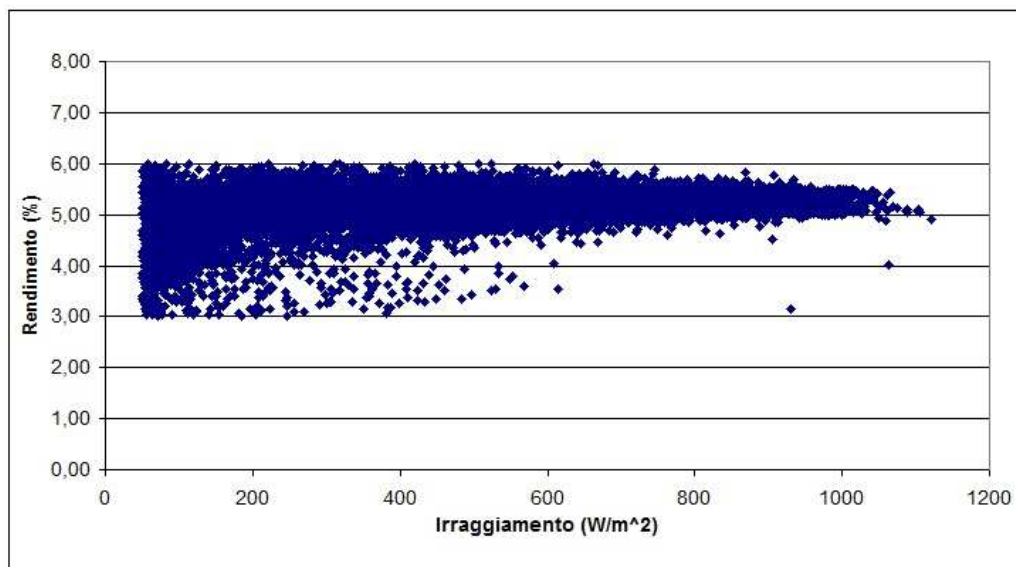
Per quanto riguarda i moduli ad elevata efficienza, quelli in silicio monocristallino e amorfo hanno presentato un andamento stagionale, con

prestazioni migliori nelle stagioni intermedie, mentre quelli con contatti posteriori hanno dimostrato un buon comportamento sia per quanto riguarda i mesi invernali, che in estate, con livelli prestazionali molto elevati.

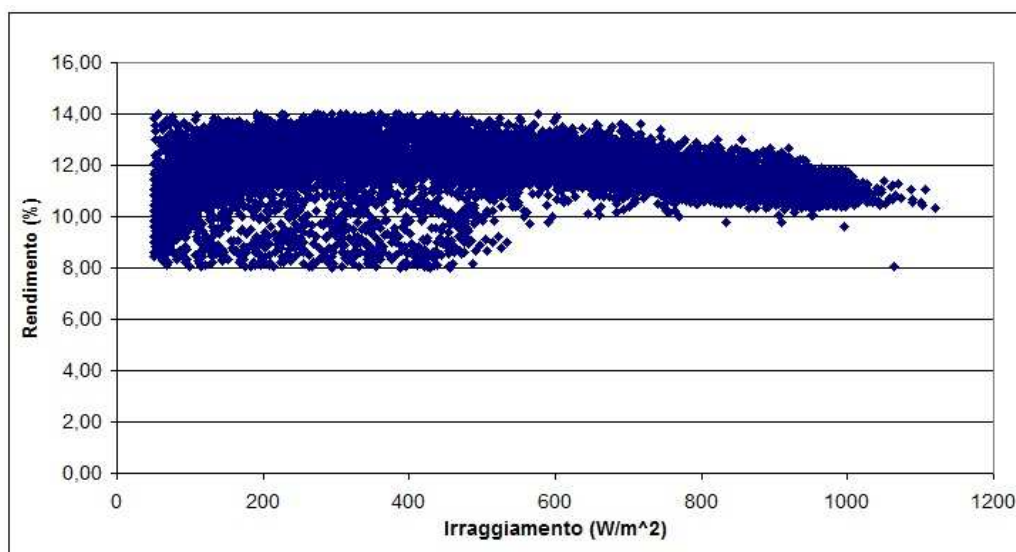
Confrontando le diverse tecnologie monitorate dal punto di vista del rendimento, prendendo in considerazione l'impianto di Milano, data la maggior disponibilità di dati, e andando ad analizzare, nei diagrammi successi, l'andamento di tale parametro in funzione dell'irraggiamento presente è possibile effettuare alcune considerazioni.



**Figura 4.6 – Rendimento della sezione Gfv11 (Si HE1) in funzione dell'irraggiamento.  
Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**

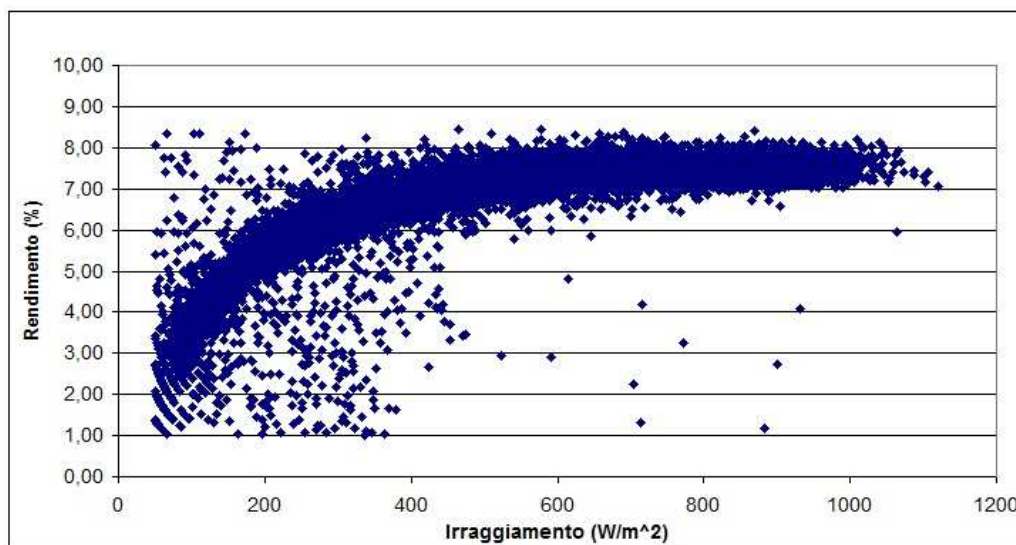


**Figura 4.7 – Rendimento della sezione Gfv12 (a-Si) in funzione dell’irraggiamento. Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**

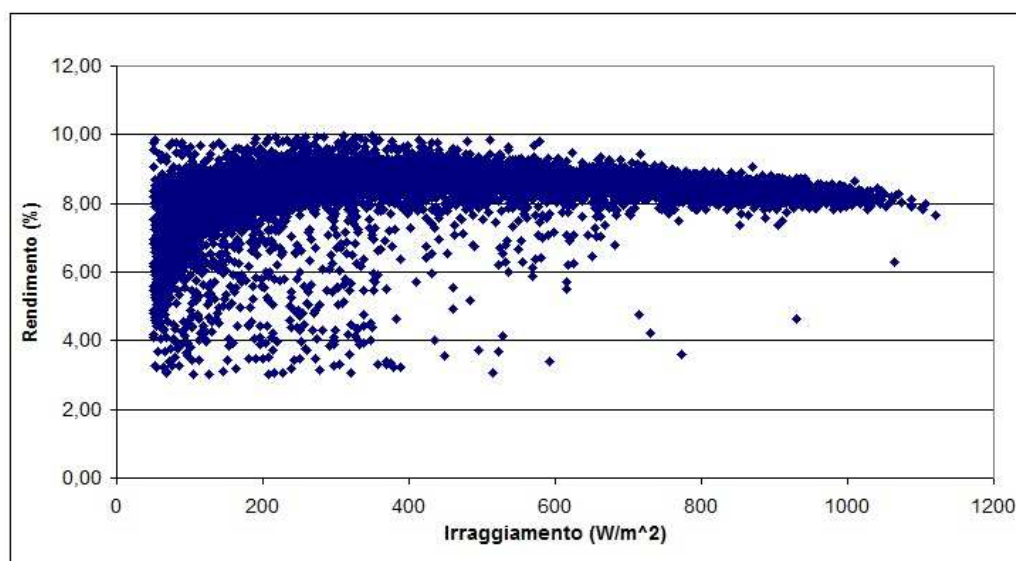


**Figura 4.8 – Rendimento della sezione Gfv13 (Si poli) in funzione dell’irraggiamento. Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**

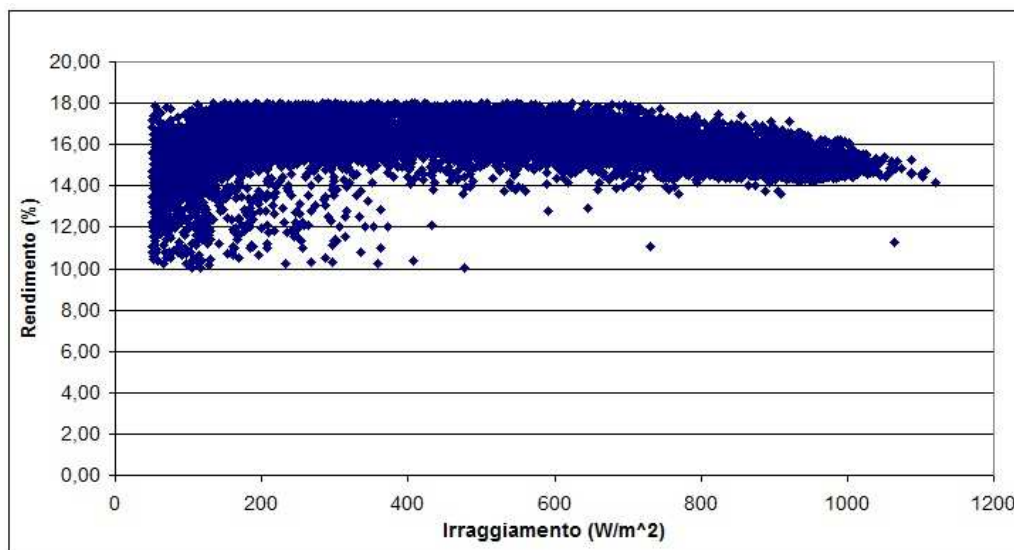




**Figura 4.9 – Rendimento della sezione Gfv14 (CIS) in funzione dell’irraggiamento. Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**



**Figura 4.10 – Rendimento della sezione Gfv15 (CdTe) in funzione dell’irraggiamento. Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**



**Figura 4.11 – Rendimento della sezione Gfv16 (Si HE2) in funzione dell’irraggiamento. Periodo di monitoraggio (Giugno 2009 – Settembre 2010)**

L’andamento del rendimento in funzione dell’irraggiamento è molto simile per gli impianti basati su modelli in silicio cristallino (Gfv 11-13-16): l’efficienza si porta al valore massimo già per irraggiamenti superiori ai  $50 \text{ W/m}^2$ , e presenta una diminuzione lieve ma costante all’aumentare dell’irraggiamento (a causa dell’aumento della temperatura del modulo all’aumentare dell’irraggiamento stesso). L’impianto basato su moduli in CdTe presenta una diminuzione inferiore del rendimento in funzione dell’irraggiamento, mentre il silicio amorfo evidenzia un andamento sostanzialmente costante dell’efficienza. Infine, l’andamento dell’impianto basato su moduli CIS è in chiara controtendenza rispetto agli altri, evidenziando un basso valore di efficienza in presenza di medio-basso irraggiamento.

La sezione in silicio Si HE2 ad alta efficienza mostra costantemente un rendimento pari o superiore agli altri impianti. Questo comportamento risulta più marcato nei mesi invernali.

Concludendo, è possibile affermare che i moduli in silicio cristallino si sono dimostrati i migliori in entrambe le località, con efficienze superiori a tutte le

altre tecnologie, e adatti in particolar modo a funzionare alle condizioni climatiche caratteristiche di Milano.

Proseguendo con l'acquisizione dei dati, relativi ai diversi moduli fotovoltaici, sarà possibile effettuare considerazioni più specifiche e osservare andamenti più stabili in quanto per ora i dati a disposizione sono solo preliminari.

## **4.2 Analisi della prestazioni e dell'affidabilità di impianti tradizionali installati sul territorio italiano**

Tramite l'analisi e l'elaborazione dei dati provenienti dai diversi impianti, installati sul territorio nazionale, è possibile effettuare delle valutazioni sulle prestazioni e sull'affidabilità dei moduli e dei componenti, rilevando possibili guasti e malfunzionamenti.

Le informazioni così ottenute permettono di ampliare le conoscenze sul comportamento dei moduli in silicio cristallino operanti in diverse località italiane.

### **4.2.1 *Analisi complessiva dei dati acquisiti***

Da una prima analisi dei dati è possibile notare in generale un buon andamento delle prestazioni e dell'affidabilità dei diversi impianti, che presentano valori di performance ratio quasi sempre superiori al 75%.

Come mostrato nel diagramma in figura 4.12, le prestazioni migliori si sono ottenute in prevalenza durante i mesi invernali, mentre negli altri periodi, soprattutto in estate, si sono registrati livelli inferiori di PR.

Tali riduzioni, evidenti maggiormente negli impianti installati nelle regioni del sud Italia, sono spesso attribuite al sottodimensionamento degli inverter.

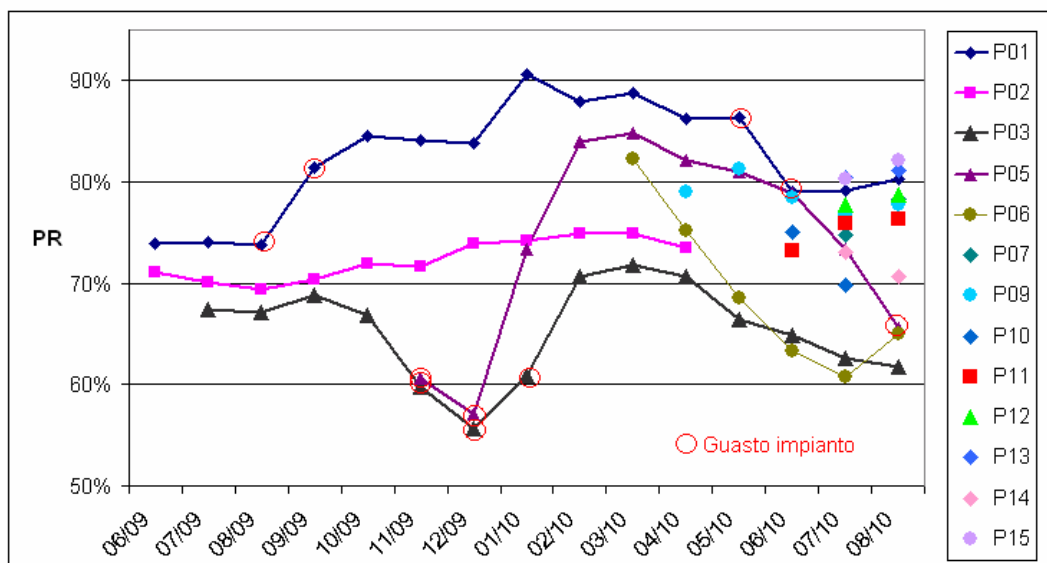


Figura 4.12 – Andamento nel tempo del PR per i diversi impianti monitorati

In questi casi infatti, in presenza di elevati irraggiamenti, la potenza prodotta dall'impianto può risultare superiore a quella consentita dall'inverter.

Il protrarsi di tale funzionamento anomalo porta inevitabilmente alla rottura per surriscaldamento dell'inverter stesso.

L'utilizzo del particolare sistema di acquisizione, descritto nel capitolo 3, ha permesso di effettuare il monitoraggio e l'analisi delle prestazioni e dell'affidabilità dei diversi impianti on-line. In questo modo è stato possibile individuare eventuali malfunzionamenti e guasti ai componenti.

Nonostante le buone prestazioni degli impianti, sono comunque presenti dei fattori che hanno portato ad una riduzione delle prestazioni dei diversi moduli. I principali sono:

- Sottodimensionamento degli inverter, specialmente nelle regioni del sud Italia;
- Interruzione della produzione causata da guasti agli inverter. Tali eventi molto spesso non vengono individuati (come ad esempio l'apertura degli

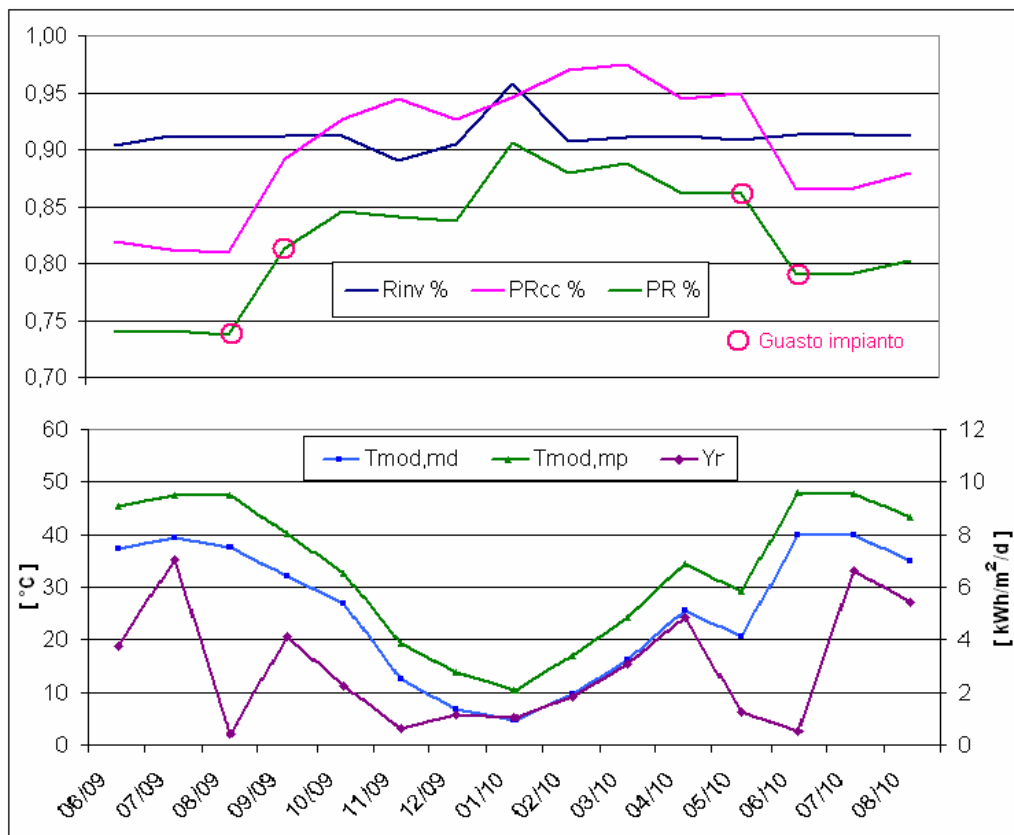
interruttori) e quindi non viene ripristinato il normale funzionamento dell'impianto;

- Ombreggiamento reciproco dei moduli
- In alcuni casi, si assiste al posizionamento secondo un layout elettrico che trascura il giusto orientamento dei moduli

#### ***4.2.2 Analisi dettagliata di un impianto collocato nel Nord d'Italia***

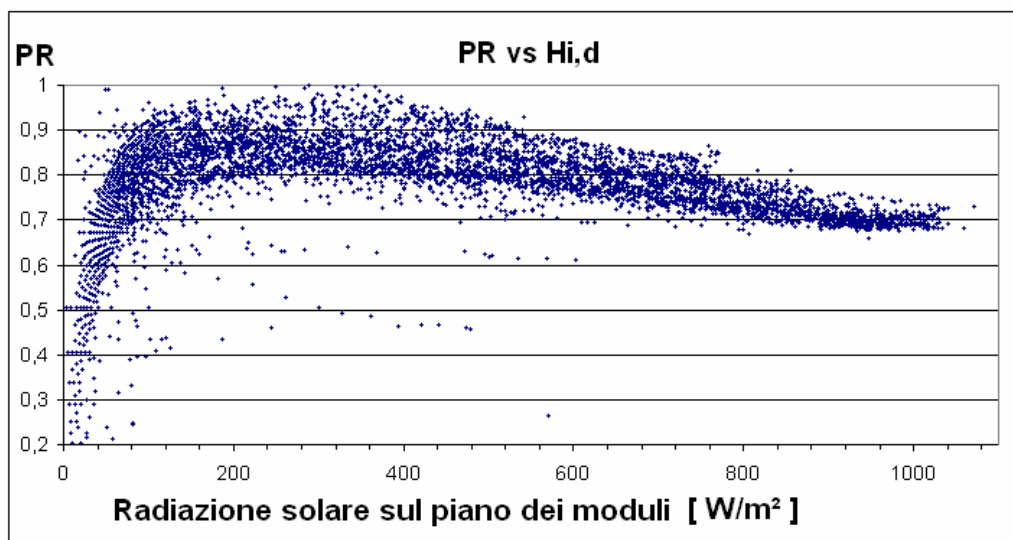
Al fine di approfondire lo studio delle prestazioni degli impianti in silicio policristallino è possibile proseguire l'analisi, mostrata a livello generale nel paragrafo precedente, prendendo in considerazione uno solo dei 15 impianti monitorati e più precisamente un impianto installato nel nord d'Italia con potenza nominale di picco pari a 20 kW<sub>p</sub>. Il motivo di tale scelta è legato al fatto che quest'impianto è uno dei primi ad essere stato monitorato, e quindi la disponibilità di dati è molto maggiore rispetto agli altri.

Correlando l'andamento del performance ratio con quello della temperatura, è possibile avere conferma del fatto che le prestazioni dei moduli in silicio policristallino sono più elevate nei mesi invernali, mentre si riducono nei mesi estivi in cui le temperature risultano maggiori.



**Figura 4.13 – Andamento mensile delle prestazioni e della temperatura retromodulo di un impianto installato nel nord d'Italia**

Diagrammando l'andamento del performance ratio al quarto d'ora in funzione dell'irraggiamento sul piano dei moduli, è possibile osservare un andamento complessivo delle prestazioni superiore al 75%. Per irraggiamenti inferiori a  $100\text{W/m}^2$  il PR presenta valori molto bassi. Tale fenomeno è giustificabile dal fatto che, sotto un certo livello di radiazione solare, l'inverter non funziona correttamente e non si ottiene quindi l'inseguimento del punto di massima potenza. Oltre i  $700\text{W/m}^2$  si assiste ancora ad un calo di prestazioni, questa volta a causa di un surriscaldamento dei moduli.



**Figura 4.14 – Andamento delle prestazioni in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli.**

Nella tabella successiva sono riepilogati mensilmente i dati di funzionamento dell'impianto e i relativi indicatori normalizzati.

Da una sua analisi è possibile affermare che l'impianto ha funzionato con buoni livelli prestazionali.

Si tenga presente che il sistema di monitoraggio ha avuto un periodo di malfunzionamento in Agosto ed un altro tra Ottobre e Novembre per quanto riguarda il 2009, mentre nel 2010 si sono presentati dei guasti nei mesi di Maggio e Giugno, pertanto i dati relativi a tali mesi sono solo parziali.

PNOM 19,80	Dati disponibili %	Irraggiamento corretto kWh/m2	Energia CC corretta kWh	Energia CA corretta kWh	Yr heq.	Ya kWh/kWp/g	Yf kWh/kWp/g	PR%	Perdite campo FV kWh/kWp/g	Perdite conversione kWh/kWp/g	giorni del mese	Pinv %	PRcc %	Tmod, md	Tmod, mp
Giugno	52%	113,05	1833,01	1655,89	3,77	3,09	2,79	74%	0,68	0,30	30	0,90	0,82	37,21	45,43
Luglio	100%	218,13	3505,69	3199,44	7,04	5,71	5,21	74%	1,33	0,50	31	0,91	0,81	39,36	47,49
Agosto	8%	13,11	210,12	191,49	0,42	0,34	0,31	74%	0,08	0,03	31	0,91	0,81	37,65	47,55
Settembre	98%	123,92	2188,54	1996,69	4,13	3,68	3,36	81%	0,45	0,32	30	0,91	0,89	32,11	40,05
Ottobre	65%	68,78	1261,99	1151,69	2,22	2,06	1,88	85%	0,16	0,18	31	0,91	0,93	26,85	32,53
Novembre	66%	18,97	354,65	315,76	0,63	0,60	0,53	84%	0,04	0,07	30	0,99	0,94	12,64	19,30
Dicembre	96%	36,10	661,96	598,83	1,16	1,08	0,98	84%	0,09	0,10	31	0,90	0,93	6,72	13,80
Gennaio	100%	32,68	612,25	586,22	1,05	1,00	0,96	91%	0,06	0,04	31	0,96	0,95	4,66	10,48
Febbraio	99%	51,84	995,02	902,45	1,85	1,79	1,63	88%	0,06	0,17	28	0,91	0,97	9,60	16,98
Marzo	100%	95,87	1850,51	1684,49	3,09	3,01	2,74	89%	0,08	0,27	31	0,91	0,97	16,20	24,33
Aprile	100%	144,86	2709,56	2471,87	4,83	4,56	4,16	86%	0,27	0,40	30	0,91	0,94	25,43	34,45
Maggio	40%	38,57	725,38	659,02	1,24	1,18	1,07	86%	0,06	0,11	31	0,91	0,95	20,58	29,24
Giugno	8%	16,36	280,26	256,03	0,55	0,47	0,43	79%	0,07	0,04	30	0,91	0,87	39,85	48,07
Luglio	100%	205,52	3524,81	3219,78	6,63	5,74	5,25	79%	0,89	0,50	31	0,91	0,87	39,95	47,67
Agosto	100%	168,59	2937,56	2679,94	5,44	4,79	4,37	80%	0,65	0,42	31	0,91	0,88	35,08	43,22
<b>TOTALE</b>		<b>1346,35</b>	<b>23651,30</b>	<b>21569,59</b>	<b>2,95</b>	<b>2,61</b>	<b>2,38</b>	<b>0,81</b>	<b>0,33</b>	<b>0,23</b>	<b>457</b>	<b>0,91</b>	<b>0,89</b>		

Tabella 4.3 - Dati di funzionamento dell'impianto P01 (Giugno2009 - Agosto 2010)

### 4.2.3 Impianto ad inseguimento installato nel Cento Italia

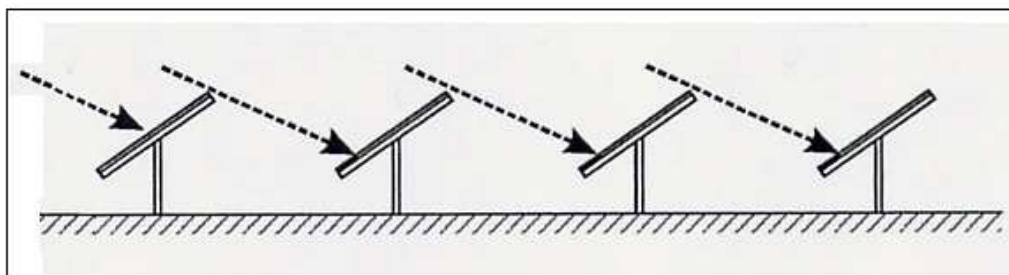
Nella progettazione di un impianto ad inseguimento solare le variabili da tenere in considerazione sono diverse e tra loro collegate. Esse devono essere opportunamente valutate al fine di ottimizzare l'energia captata, stabilendo il massimo angolo di rotazione durante l'inseguimento, il passo in gradi di ogni movimento dell'inseguitore ed il livello di automazione del controllo meccanico dell'impianto. Lo studio di queste diverse variabili deve essere affrontato e sviluppato mediante appositi modelli di simulazione, valutando l'energia captata modificando i diversi parametri a disposizione. Indipendentemente dalla soluzione di movimentazione, deve essere poi considerata nel bilancio complessivo, l'energia spesa per la rotazione, che si attesta solitamente intorno al 2% - 3% della potenza totale prodotta.

Le strategie di inseguimento adottabili sono essenzialmente di due diversi tipi.

La più comune, denominata Tracking, e rappresentata schematicamente in figura 4.15, si basa sul posizionamento dei moduli, nelle prime ore del mattino, in modo tale da massimizzare l'energia solare captata. Lo svantaggio evidente di questa tecnica sta nel fatto che durante le prime e ultime ore di esercizio

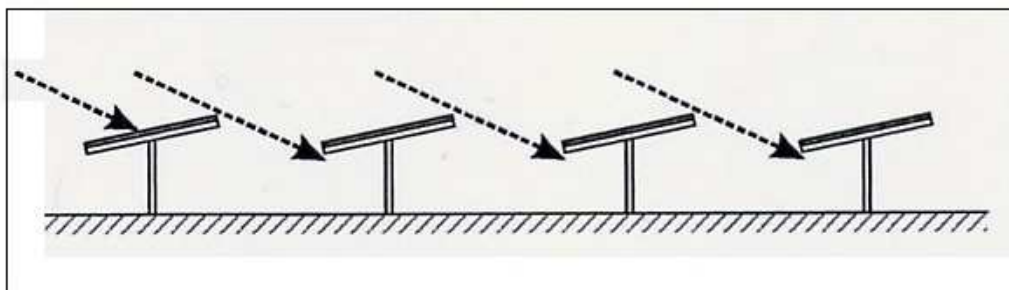


(mattina e sera) i filari, principalmente il primo esposto al sole, ombreggia tutti gli altri riducendo considerevolmente l'energia prodotta.



**Figura 4.15 - Impianto ad inseguimento secondo la modalità Tracking.**

La seconda strategia, denominata Backtracking (figura 4.16), prevede di iniziare l'inseguimento, nelle prime ore del mattino, con il piano dei moduli orizzontale e controinseguire il sole calibrando i movimenti in modo da evitare il reciproco ombreggiamento dei filari fino a quando non risultino "naturalmente" non ombreggiati e poi inseguire normalmente.



**Figura 4.16 – Impianto ad inseguimento secondo la modalità Backtracking.**

Entrambe queste soluzioni consentono di incrementare il livello di energia captata rispetto alla tipologia fissa e il semplice passaggio da una strategia all'altra permette un guadagno di circa il 5% di energia. Tale incremento è ottenibile anche distanziando maggiormente i filari della soluzione Tracking, ma con l'onere di un maggior acquisito di terreno per l'installazione, si riducono i vantaggi della maggior produzione elettrica.

Un altro parametro molto importante per il confronto tra strutture ad inseguimento e fisse è rappresentato dal Ground Ratio (GR) che indica il rapporto tra superficie attiva e terreno totale occupato.

Per quanto riguarda l'impianto da 1 MW ad inseguimento solare su due assi installato nel centro Italia ed inserito all'interno del programma "Conto Energia", esso è costituito da 159 inseguitori solari, ciascuno dei quali è composto a sua volta da 28 moduli in silicio monocristallino.

Basando il sistema di movimentazione sulla strategia Tracking, tale impianto presenta, nelle prime e ultime ore di funzionamento, un ombreggiamento reciproco dei diversi inseguitori. La perdita di energia prodotta, in questo caso, è ulteriormente aggravata dal particolare layout delle stringhe. La loro disposizione è infatti verticale e pertanto, quando i moduli risultano ombreggiati, nella parte inferiore, entrambe le stringhe presentano una riduzione in termini di energia prodotta.



**Figura 4.17– Impianto ad inseguimento installato nel Centro Italia.**

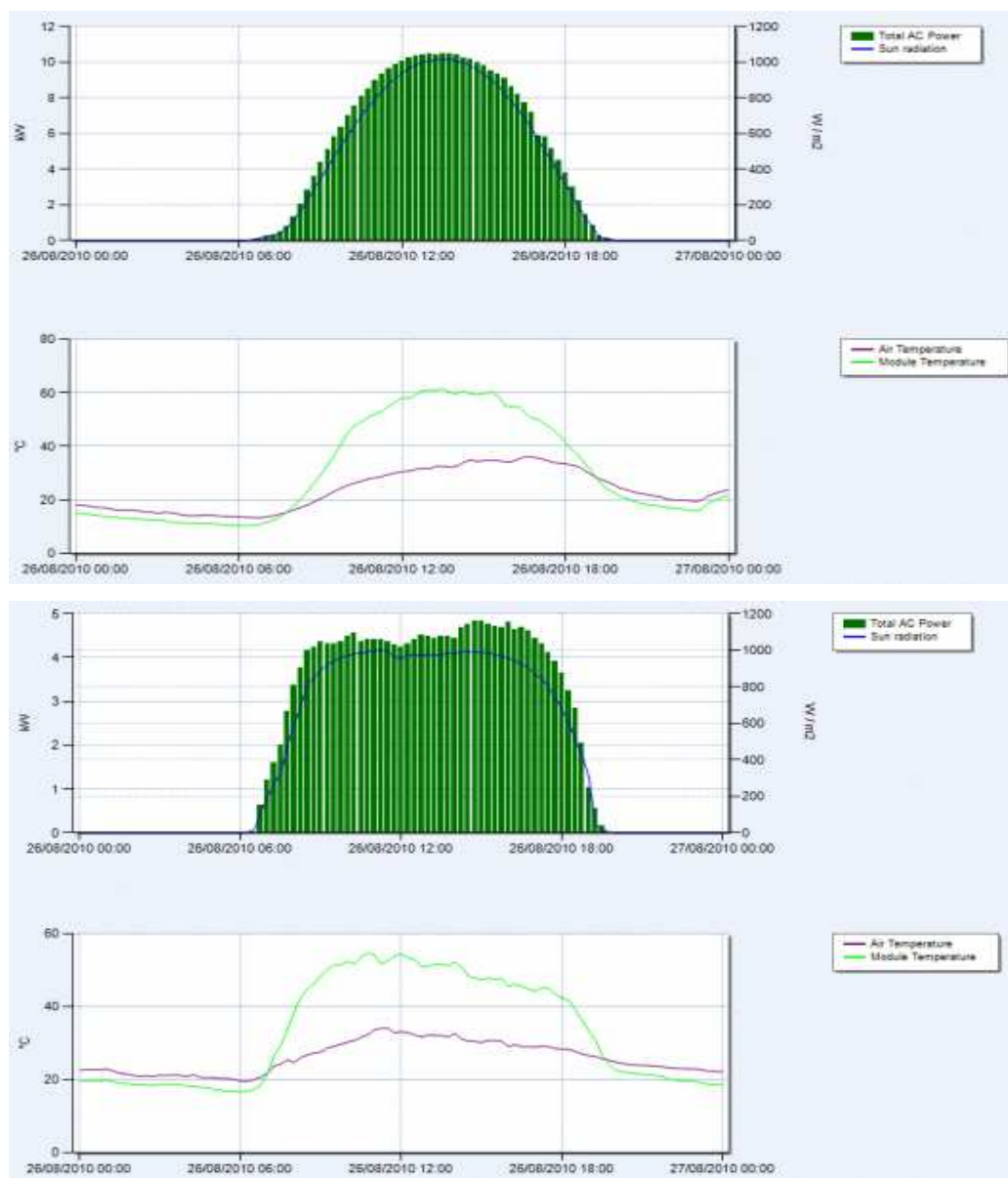
Prendendo in considerazione un impianto fisso in silicio monocristallino, facente parte del programma “Conto Energia”, installato nel centro Italia, è possibile effettuare un confronto con l’impianto ad inseguimento precedentemente descritto.

L’impianto a struttura fissa presenta un piano dei moduli con inclinazione variabile, in quanto segue il profilo della copertura su cui è installato, in media circa 30°, rivolto verso sud (figura 4.18). Nonostante questa particolare conformazione dell’impianto, le prestazioni risultano comunque abbastanza elevate.



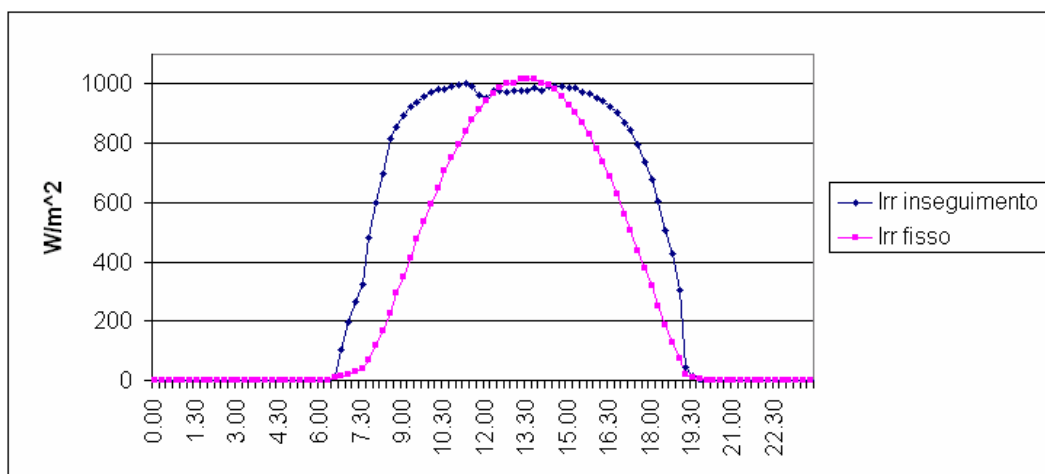
**Figura 4.18 – Impianto a struttura fissa installato nel centro Italia.**

Dai diagrammi successivi è possibile osservare la forma diversa delle curve di potenza prodotta dai due impianti, durante l’arco della giornata. Mentre l’impianto a struttura fissa segue fedelmente l’andamento a campana della generazione solare, quello ad inseguimento tende ad appiattire la curva aumentando l’energia captata nelle prime ed ultime ore della giornata.



**Figura 4.19 – Andamento della potenza in corrente alternata rispettivamente di un impianto fisso ed uno ad inseguimento solare**

Confrontando i due impianti sulla base dell'irraggiamento incidente sul piano dei moduli, è possibile osservare che l'impianto ad inseguimento, adottando la strategia di movimentazione Tracking nelle prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio, assorbe una maggiore quantità di energia solare rispetto all'impianto fisso e quindi ha una maggior produzione di energia elettrica.



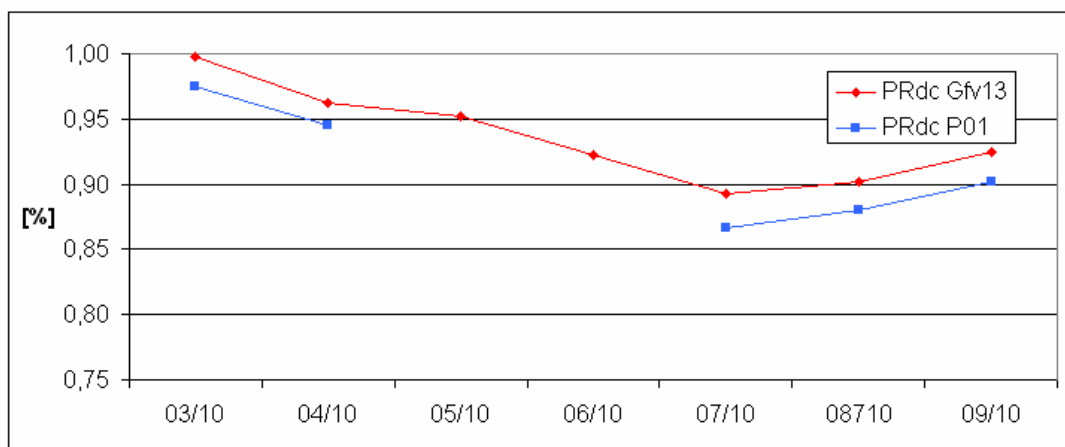
**Figura 4.20 – Andamento del l'irraggiamento incidente sul piano dei moduli di due impianti: uno ad inseguimento e l'altro fisso in una tipica giornata del mese di agosto.**

#### ***4.2.4 Confronto tra impianti sperimentali e impianti installati per applicazioni reali***

Al fine di effettuare un confronto tra il comportamento dei moduli in silicio policristallino installati negli impianti sperimentali di Catania e Milano e i moduli utilizzati in applicazioni reali, si sono diagrammate le prestazioni in termini di  $PR_{DC}$  di due dei 15 impianti contenuti all'interno del programma "Conto Energia".

Per quanto riguarda la zona di Milano, per poter effettuare un'analisi a pari condizioni climatiche, si è scelto un impianto installato nei pressi di Marcallo con Casone, in silicio policristallino e contrassegnato dalla sigla P01.

Dai grafici riportati nelle figure successive è possibile osservare che, nel caso dei moduli installati presso la sede RSE in via Rubattino a Milano, il  $PR_{DC}$  si assesta su valori molto elevati.



**Figura 4.21 – Andamento del  $PR_{DC}$  rispettivamente dell’impianto sperimentale Gfv13 e dell’impianto parzialmente integrato di Milano P01<sup>3</sup>.**

Nel caso dell’impianto installato nella periferia milanese, il  $PR_{DC}$ , nonostante sia sempre abbastanza elevato, assume valori più bassi, soprattutto nei mesi estivi.

Il motivo di tale divario può imputarsi alla differente tecnica di installazione dei moduli stessi. Nel primo caso infatti, i pannelli sono posizionati a terra, su di una struttura di sostegno che li mantiene sollevati dal suolo e inclinati di 30° con orientamento verso sud. Il secondo impianto risulta essere invece parzialmente integrato nella copertura di una scuola pubblica, con inclinazione di 20° e orientato a sud-est.

---

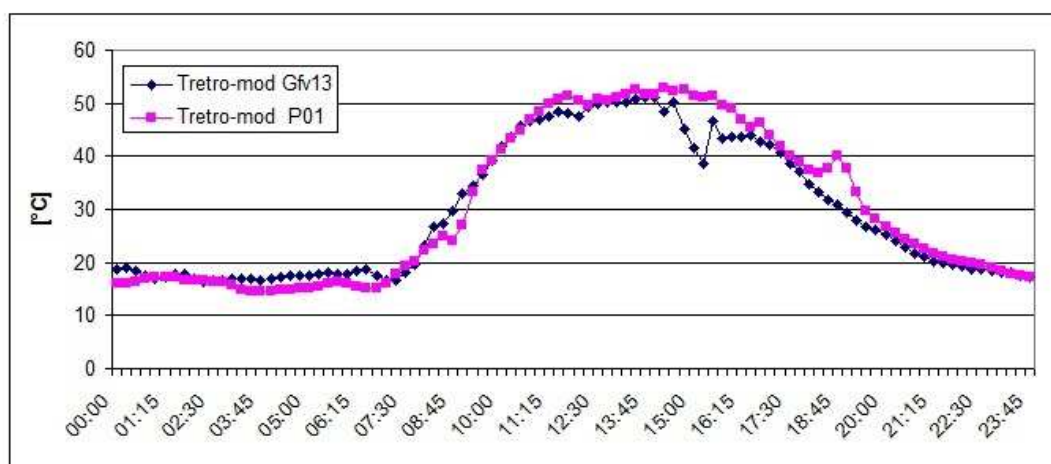
<sup>3</sup> Il verificarsi di un guasto all’intero sistema di acquisizione nei mesi di Maggio e Giugno, per quanto riguarda l’impianto parzialmente integrato, ha portato alla perdita dei dati, e quindi ad un’interruzione, nei diagrammi riportati, delle curve di  $PR_{DC}$  e temperatura.





**Figura 4.22 – Foto degli impianti P01 e Gfv13**

Questa diversa tipologia di installazione porta ad una differente ventilazione dei pannelli. I moduli dell’impianto sperimentale, essendo posizionati a terra, in un ampio spazio, godono di una maggiore ventilazione e quindi in estate raggiungono livelli di temperatura retro-modulo inferiori rispetto a quelli percepiti dai pannelli parzialmente integrati dell’impianto P01, che arrivano in alcuni casi anche a  $50 \div 60 \text{ }^\circ\text{C}$  (figura 4.23).



**Figura 4.23 – Andamento della Tretro-mod degli impianti Gfv 13 e P01 in una tipica giornata d’estate**

Questo risultato mette in evidenza la minor propensione dei moduli in silicio policristallino alle applicazioni in ambito edilizio con modalità totalmente integrata, in quanto la quasi totale assenza di ventilazione, in questo caso, porterebbe nei mesi estivi ad una flessione prestazionale, dovuto ad un aumento eccessivo della temperatura retro-modulo.

Oltre alla diversa tipologia d'installazione, i due impianti presentano anche una diversa potenza nominale di picco. Mentre in un caso la potenza si assesta intorno ai 20 kW (impianto P01), nel caso dell'impianto sperimentale di Milano, essa è di 1,76 kW.

Avendo minor potenza, quest'ultimo impianto sarà costituito da un numero inferiore di moduli. Tale caratteristica porta ad una minor perdita, anche se limitata, di mismatch dei pannelli finali, che quindi avranno prestazioni superiori rispetto a quelli installati sulla copertura dell'edificio, nel caso dell'impianto P01.

Per quanto riguarda lo studio delle prestazioni dei moduli installati nel sud d'Italia, i pannelli in silicio policristallino dell'impianto sperimentale (Gfv3) sono stati confrontati con quelli posizionati sulla copertura di un edificio pubblico nei pressi di Ispica e contrassegnati dal codice P06.

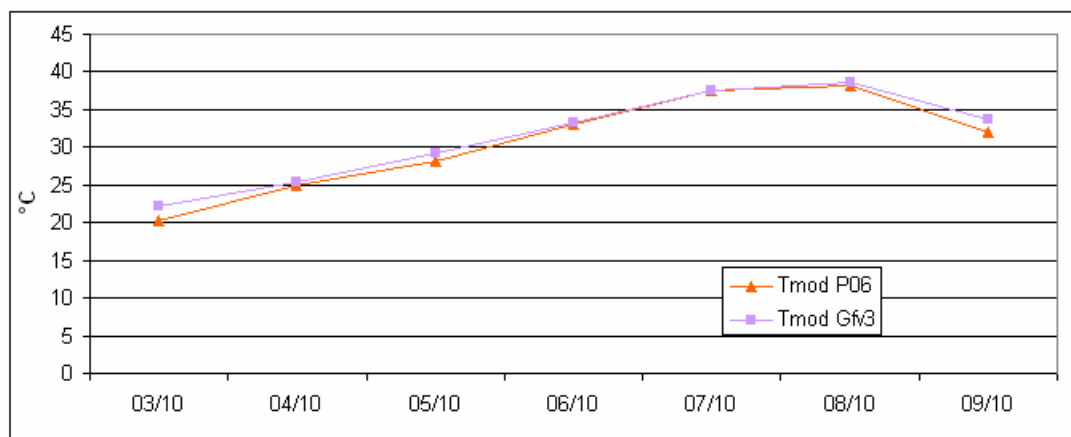
In questo caso, essendo la copertura di tipo piano, i moduli dell'impianto P06 sono posizionati, come i pannelli sperimentali, su apposite strutture inclinate di 30° ed orientati a sud.





**Figura 4.24 – Foto degli impianti P06 installato ad Ispica e sperimentale posizionato su una struttura a terra Gfv3**

La ventilazione risulta quindi assicurata in entrambi i casi, consentendo ai moduli di non raggiungere mai temperature eccessive, come si può notare dal diagramma figura 4.25

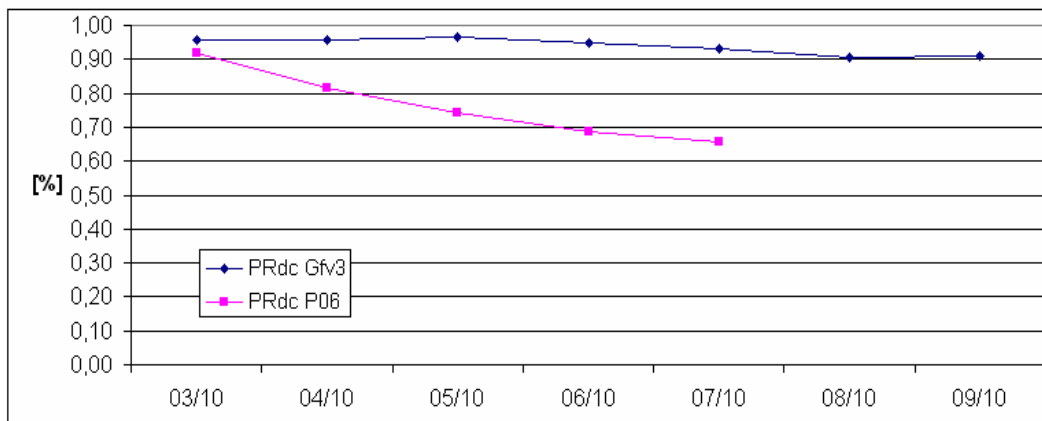


**Figura 4.25 – Andamento delle temperature retro-modulo degli impianti Gfv3 e P06**

Queste particolari condizioni di funzionamento permettono il raggiungimento di elevate prestazioni in termini di  $PR_{DC}$  nel caso dei moduli sperimentali situati a Catania, mentre nel caso dei pannelli installati ad Ispica, tale indice risulta

piuttosto basso a causa di un probabile sottodimensionamento degli inverter, che provoca nei periodi di maggior irraggiamento una limitazione di potenza.

La dipendenza delle prestazioni dei moduli in silicio policristallino dalla temperatura, nonostante la ventilazione, è sempre comunque presente, con una diminuzione del PR durante i mesi estivi.



**Figura 4.26 – PRDC dei moduli sperimentali e dell’impianto su tetto piano installato a Ispica<sup>4</sup>.**

#### 4.2.5 Conclusioni

Dalla valutazione del comportamento degli impianti italiani installati in diversi siti sul territorio nazionale, si è potuto riscontrare, in generale, un buon livello di prestazioni e una discreta qualità e stabilità degli impianti stessi. I performance ratio registrati si sono infatti mantenuti superiori al 75%.

Tuttavia, per alcuni impianti, si sono riscontrati problemi che hanno limitato le prestazioni attese. Le principali cause possono schematicamente essere riassunte come segue:

- Problemi progettuali:
  - ombreggiamento reciproco dei moduli

---

<sup>4</sup> I dati relativi ai mesi di Agosto e Settembre, per l’impianto P06, non sono presenti a causa di un guasto avvenuto a valle del sistema di acquisizione.

- sottodimensionamento degli inverter
- componenti utilizzati non eccellenti
- problemi operativi
  - guasto di inverter
  - eccessivo riscaldamento dei moduli per limitata circolazione dell'aria sul lato posteriore dei pannelli.

A seguito delle analisi effettuate sui diversi impianti monitorati, è possibile affermare che, in generale, i moduli fotovoltaici in silicio policristallino rappresentano il componente più affidabile dell'impianto. Infatti, una delle principali cause di fuori servizio degli impianti è legata al sottodimensionamento, o malfunzionamento degli inverter e non ai singoli pannelli.

Le prestazioni dei moduli in silicio policristallino risultano influenzate dalla temperatura. Questa particolare caratteristica, meno accentuata in quelli a film sottile, rende questa tecnologia meno adatta alle applicazioni edilizie totalmente integrate nelle coperture. La scarsa ventilazione dei moduli porterebbe infatti ad un surriscaldamento dei pannelli, con relativo abbassamento delle prestazioni.

Per alcuni degli impianti monitorati non è stato possibile effettuare un'analisi dettagliata, in quanto il sistema di acquisizione è entrato in funzione solo da pochi mesi. I dati a disposizione, infatti, non risultano sufficienti per una valutazione complessiva dell'impianto.

Con il procedere del monitoraggio, e l'acquisizione sempre maggiore di informazioni relative a tali impianti, sarà possibile effettuare delle considerazioni più specifiche, avendo a disposizione dati sufficienti per la caratterizzazione stagionale delle diverse tecnologie e per l'individuazione col passare del tempo di un possibile degrado dei moduli installati in località differenti d'Italia.

### **4.3 Diagnostica dei dati acquisiti**

La diagnostica dei diversi impianti monitorati è fondamentale al fine di rilevare tempestivamente eventuali malfunzionamenti dell'impianto o del sistema di acquisizione favorendo il miglioramento della producibilità degli impianti stessi.

#### ***4.3.1 Criteri utilizzati per la verifica della congruenza dei dati raccolti***

I dati acquisiti dal sistema di monitoraggio IESWebPV, prima di essere elaborati mediante i parametri normalizzati descritti nel paragrafo 2.3, vengono sottoposti ad opportune analisi per verificarne la congruenza.

A tale scopo sono stati introdotti degli appositi coefficienti e indici che permettono di limitare o eventualmente ricostruire i dati, qualora il sistema di acquisizione non funzioni correttamente.

#### **1. Radiazione solare e potenza in c.a.**

Il controllo della congruenza dei valori di radiazione solare e potenza in c.a. consiste nella verifica che essi siano superiori ai valori minimi impostati o non siano disponibili in quanto non trasmessi dal sistema di acquisizione E2M<sup>5</sup>.

L'evento di "dato non congruente" in almeno una delle grandezze suddette comporta il settaggio del "coefficiente X" pari a 0; in caso di "dato congruente" il "coefficiente X" è posto pari a 1.

In seguito a tale controllo, ai dati reali tabulati vengono affiancate due nuove colonne contenenti i dati di radiazione e potenza corrispondenti a valori di X pari a 1.

Il motivo di questo controllo risiede nel fatto che:

---

<sup>5</sup> In questo caso i corrispondenti "record" del file dati contengono degli asterischi

- nel caso della radiazione solare esiste la possibilità di eventuali acquisizioni errate durante le ore notturne o in periodi in cui l'impianto non è in funzione; lasciando tali imprecisioni si otterrebbero valori Performance Ratio inferiori rispetto al caso reale, valori di disponibilità dell'impianto maggiori del 100% e, infine, perdite del generatore fotovoltaico più elevate di quelle effettive;
- nel caso della potenza in c.a. si potrebbero conteggiare valori in periodi in cui invece l'impianto non è in funzione.

Grandezze controllate	Radiazione solare e potenza in a.c.
Tipo di controllo	Valori superiori ai valori minimi impostati Valori diversi da asterischi
Azioni conseguenti	Coefficiente $X = 0$ Due colonne aggiuntive, contenenti solo i dati di radiazione e potenza in corrispondenza di $X = 1$ .

**Tabella 4.4 – tabella riassuntiva operazioni effettuate per controllo radiazione solare e potenza a.c.**

## 2. Potenza in c.c.

Per quanto riguarda la potenza in c.c., a causa di errori di funzionamento del sistema di acquisizione, è possibile che si verifichino le seguenti situazioni:

- il valore di potenza in c.c. risulta inferiore a quello di potenza in a.c.
- è presente il valore di potenza in a.c., ma non quello di potenza in c.c.

Includendo questi valori incoerenti, nell'elaborazione dei dati, si arriverebbe a conclusioni errate sul funzionamento dell'impianto stesso e dei suoi componenti. Si otterrebbero infatti rendimenti d'inverter maggiori di uno.

Il controllo della congruenza dei valori di potenza in c.c. consiste nella verifica che essi siano sempre maggiori rispetto alle corrispondenti potenze in a.c.

In caso di “dato congruente” il coefficiente X1 restituisce il valore originario di potenza in c.c., in caso di “dato non congruente”, ricostruisce il valore di potenza c.c. partendo dal dato di potenza in a.c. e dal rendimento medio d’inverter.

In seguito a tale controllo, ai dati reali tabulati viene affiancata una nuova colonna contenente i nuovi valori di potenza in c.c., a questo punto sempre maggiori della potenza in a.c.

Grandezze controllate	Potenza in c.c.
Tipo di controllo	Valori superiori ai valori di potenza in c.a. Valori diversi da asterischi
Azioni conseguenti	Coefficiente X1 = potenza in d.c. acquisita; se potenza in d.c. superiore a potenza in a.c.  Coefficiente X1 = potenza in a.c./ rendimento medio inverter; se potenza in d.c. inferiore a potenza in a.c., o potenza in d.c. non presente.  Una colonna aggiuntiva, contenente i dati reali o ricostruiti di potenza in c.c. con valore superiore alla relativa potenza in a.c.

**Tabella 4.5 – Tabella riassuntiva delle correzioni effettuate sulla potenza c.c**

Successivamente, il calcolo degli indicatori normalizzati, effettuato per l’elaborazione dei dati, viene svolto attingendo alle nuove colonne create, contenenti i valori opportunamente analizzati e ricostruiti e non più ai dati inizialmente acquisiti.

Per quantificare il numero delle correzioni effettuate, a causa dell’incongruenza dei dati, sono stati introdotti tre indici: m.Irr, m.pac, m.Kpcc, che vengono associati alle misure effettuate ogni 15 min. Essi assumono valore 0, nel caso ci sia rispondenza tra il dato acquisito e quello corretto, o valore 1, in caso siano state effettuate delle modifiche.

Per ogni mese vengono infine calcolati  $m.Irr,tot$ ,  $m.pac,tot$ ,  $m.Kpcc,tot$ . Tali coefficienti conteggiano il numero delle correzioni effettuate sull'irraggiamento, sulla potenza in ac, e sulla potenza in c.c. nell'intero mese.

#### ***4.3.2 Principali problemi riscontrati***

A seguito dell'analisi della congruenza dei dati acquisiti, risulta indispensabile verificare che i moduli e i componenti costituenti l'impianto funzionino correttamente. Tale verifica deve essere effettuata periodicamente, sia per evitare la perdita di dati, sia per consentire il repentino ripristino delle normali condizioni di funzionamento.

L'approccio seguito per l'individuazione di eventuali guasti è quello di analizzare delle grandezze prestabilite osservando il loro andamento attraverso grafici e parametri appositamente creati.

Attraverso questo studio approfondito, è stato possibile individuare la presenza di alcune situazioni di funzionamento anomalo.

La ricerca delle possibili cause di tali malfunzionamenti è la parte più importante della diagnostica in quanto permette, attraverso supposizioni e ipotesi, di ricavare delle soluzioni pratiche per poter ripristinare il normale funzionamento dell'impianto.

Nei paragrafi successivi sono riportate le diverse problematiche riscontrate dall'analisi dei dati effettuata.

Per ogni caso trattato vengono mostrati gli andamenti delle grandezze che hanno permesso di rilevare il guasto o il malfunzionamento, le ipotesi effettuate su tali dati e alcune indicazioni sulle possibili soluzioni da adottare.

#### 4.3.2.1 Ombreggiamento parziale dei moduli

Un primo controllo per individuare la presenza di un eventuale ombreggiamento viene effettuato confrontando l'andamento dell'irraggiamento solare con quello della potenza in corrente alternata prodotta dall'impianto, istante per istante.

Tale operazione è semplificata dall'utilizzo del sistema di monitoraggio descritto al Capitolo 3. Esso permette infatti, di rappresentare i diversi dati raccolti direttamente in opportuni grafici, come quello mostrato in figura 4.27.

Il diagramma, in questo caso, si riferisce ad un impianto del progetto "Conto Energia" installato nel sud Italia



**Figura 4.27 – Andamento della potenza in corrente alternata rispetto al livello di irraggiamento**

Come si può osservare nelle prime ore del mattino, nonostante la presenza di un buon livello di irraggiamento (curva blu), l'andamento della potenza in corrente alternata si mantiene su valori piuttosto bassi.



Tale fenomeno può essere un sintomo di ombreggiamento parziale dei moduli. Andando ad analizzare i dati acquisiti riferiti al quarto d'ora e calcolando il performance ratio per ogni intervallo temporale, è possibile notare la presenza di valori molto ridotti (20%-30%) di tale indicatore durante le prime ore del mattino, mentre valori normali durante il resto della giornata.

Questo andamento particolare del PR conferma l'ipotesi fatta di ombreggiamento mattutino.

Le diverse anomalie di ogni impianto vengono tabulate in appositi archivi in modo da avere sempre presente le cause delle basse prestazioni degli impianti stessi.

#### 4.3.2.2 *Limitazioni di potenza*

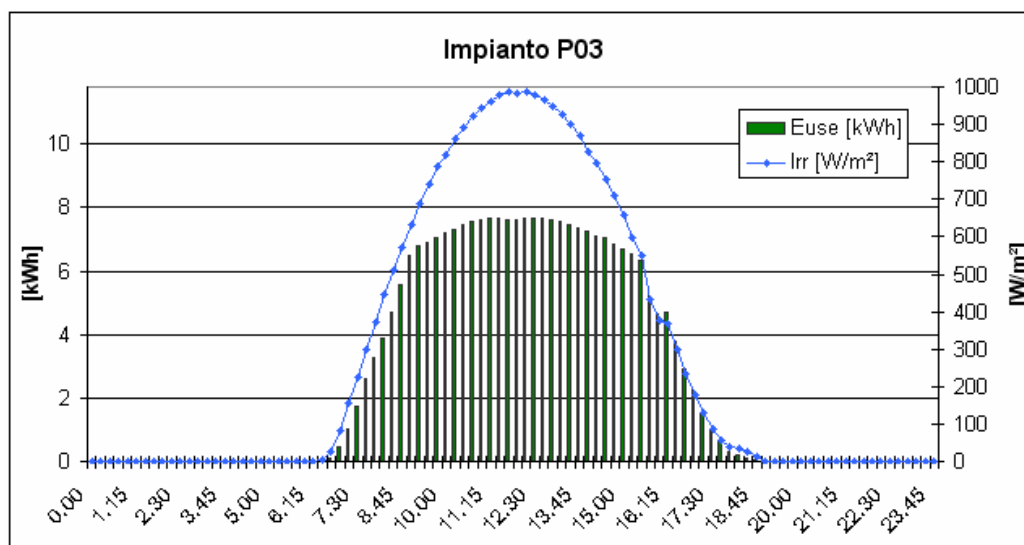
Tale problema si riscontra con maggior frequenza negli impianti installati nelle zone meridionali.

Il motivo di tale fenomeno è dovuto al sottodimensionamento degli inverter.

Nelle giornate con irraggiamento particolarmente elevato può accadere infatti, che l'impianto si trovi a produrre una potenza maggiore rispetto a quanto consentito dall'inverter ad esso associato.

Il perdurare di queste situazioni, in cui l'inverter si trova a lavorare ad una potenza maggiore rispetto a quella massima, porta ad un suo surriscaldamento, che, a lungo andare non può che condurre alla rottura dell'inverter stesso.

Il fenomeno si può individuare andando a confrontare l'andamento della curva di irraggiamento solare con quella di potenza in corrente alternata prodotta.



**Figura 4.28 – Andamento della potenza in corrente alternata rispetto al livello di irraggiamento.**

In questo caso, come mostrato in figura 4.29, è possibile notare un comportamento anomalo, nelle ore centrali della giornata, della curva di potenza in corrente alternata.

Essa infatti, mentre nelle ore mattutine e nel tardo pomeriggio, segue l'andamento della curva di irraggiamento, nelle ore centrali della giornata, in cui c'è maggiore irraggiamento, si assesta su un valore massimo e lo mantiene circa costante.

A seguito dell'individuazione di tale problema, è necessario provvedere alla sostituzione dell'inverter per evitare una sua successiva rottura.

#### 4.3.2.3 Malfunzionamento degli inverter

Gli inverter, per il funzionamento in parallelo con la rete elettrica, hanno l'obiettivo di convertire l'energia elettrica da corrente continua, prodotta dai moduli fotovoltaici, a corrente alternata ed immetterla in rete nel modo più efficace possibile.

Avendo come ingresso direttamente la tensione dei pannelli fotovoltaici, e non quella delle batterie come nel caso di impianti stand-alone, gli inverter devono adattarsi a variazioni di tale grandezza molto più ampie ed inoltre necessitano di un circuito inseguitore del punto di massima potenza o Maximum Power Point Tracker (MPPT) sulla curva caratteristica I-V del generatore stesso.

Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante le condizioni di tensione e corrente per cui è massima la potenza trasferita alla rete.

Dalle analisi di diagnostica effettuate sui dati acquisiti, è possibile verificare se il dispositivo in questione sta funzionando correttamente oppure no.

Nel caso di un particolare impianto, installato nel centro Italia, e dotato di tre inverter, si è potuto notare un andamento anomalo della potenza in corrente alternata rispetto all'irraggiamento. Analizzando nel dettaglio i dati relativi al quarto d'ora, si è osservato come in uno dei tre inverter installati, il dispositivo di MPPT non funzionasse correttamente. Tale malfunzionamento porta l'intero impianto alla produzione di una potenza minore rispetto alla massima consentita. Il fenomeno, mostrato in figura 4.29, si manifesta con maggior evidenza nelle ore centrali della giornata, in cui l'irraggiamento risulta più elevato.



**Figura 4.29 - Andamento della potenza in corrente alternata rispetto al livello di irraggiamento.**

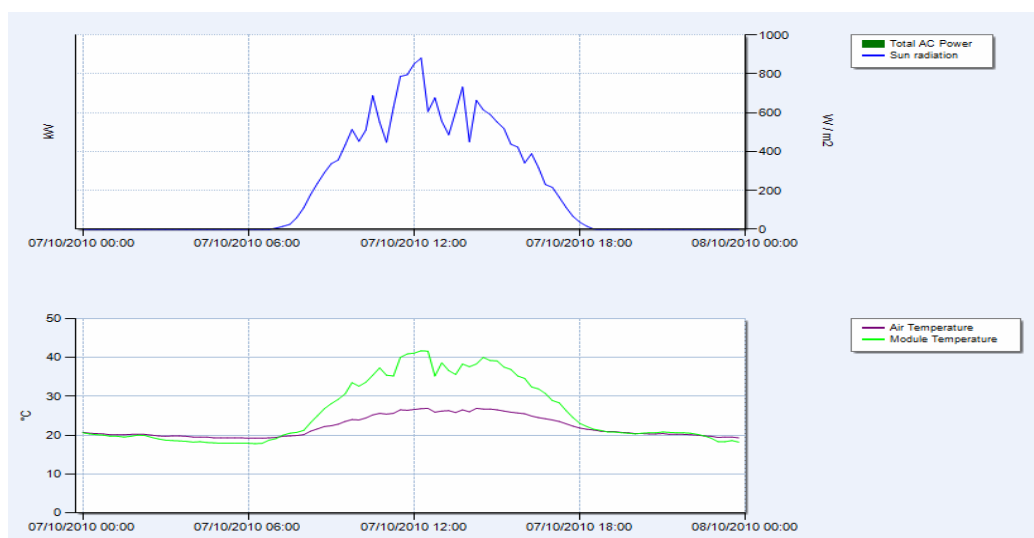
#### 4.3.2.4 Mancanza di alimentazione

Tale malfunzionamento può essere provocato da diverse cause, tra cui le più importanti sono:

- Intervento del dispositivo di protezione d'interfaccia dell'inverter.  
In caso avvengano guasti sulla rete elettrica, tale dispositivo permette di sganciare automaticamente il collegamento dell'inverter con la rete.
- Intervento degli interruttori magnetotermici
- Presenza di guasti sui contatori
- Mancato ripristino del collegamento con la rete elettrica dopo eventuali sopralluoghi sull'impianto.

A seguito di questi avvenimenti, se il problema non viene risolto prontamente o se il collegamento non viene ripristinato (molto spesso per dimenticanza da parte degli operatori) i dati e l'energia prodotta vengono persi.

Tramite l'utilizzo del sistema di monitoraggio, è possibile rendersi conto della presenza di tale malfunzionamento in quanto, scaricando i dati relativi ad un determinato impianto, si hanno valori nulli di potenza e rappresentazioni grafiche come quelle in figura 4.30



**Figura 4.30 – Potenza in corrente continua nulla a causa di un malfunzionamento dell'impianto.**

Nel caso rappresentato in figura 4.30, il guasto deve essersi verificato in un punto a valle del sistema di acquisizione, in quanto sono presenti sia le informazioni provenienti dal modulo meteo (irraggiamento, temperatura dell'aria, etc) che la tensione in ingresso agli inverter.

### ***4.3.3 Implementazione del sistema di monitoraggio IesWeb***

Le problematiche riscontrate e descritte nei paragrafi precedenti sono state individuate grazie ad una periodica analisi dei dati provenienti dagli impianti monitorati. Tale operazione, indispensabile al fine di individuare eventuali guasti e malfunzionamenti, è stata effettuata manualmente. L'importanza di questo studio ha portato però alla necessità di automatizzare questo processo, in modo che il programma di monitoraggio possa automaticamente, dopo l'acquisizione dei dati, analizzarli e inviare opportune e-mail contenenti messaggi di avviso o allarme, a seconda della gravità dell'evento.

Il codice di implementazione, studiato appositamente per la diagnostica degli impianti, riportato nell'Allegato 1, si suddivide in due livelli di analisi.

Nel primo livello il software controlla, per ciascun impianto, la presenza o meno delle diverse grandezze acquisite, come irraggiamento, temperatura, potenza in a.c. etc... In caso una delle grandezze non sia presente, il programma genera automaticamente una e-mail, diversa per ciascun impianto, contenente degli appositi avvisi o allarmi.

Nel secondo livello, le diverse grandezze vengono nuovamente analizzate al fine di verificarne la coerenza.

I dati acquisiti e i diversi indici calcolati vengono infatti confrontati con parametri prestabiliti, e con apposite soglie ritenute limite al fine di considerare valide le acquisizioni effettuate.

Anche in questo caso, se i dati non soddisfano i requisiti richiesti, il software invia all'utente delle apposite e-mail.

I messaggi inviati per la segnalazione di guasti o incoerenze vengono stabiliti in precedenza, così come le soglie minime e gli intervalli di accettabilità per le diverse grandezze acquisite (vedi Allegato1).

## **Capitolo 5**

### **La manutenzione negli impianti fotovoltaici**

Gli impianti fotovoltaici, essendo comunemente privi di parti in movimento, richiedono un livello limitato di manutenzione ordinaria, che generalmente consiste in un'ispezione degli organi meccanici ed elettrici, una verifica dell'integrità e della pulizia dei moduli fotovoltaici e un'analisi del corretto funzionamento degli inverter.

Tramite tali interventi è possibile il mantenimento delle prestazioni di progetto ed il prolungamento della vita utile dell'impianto fotovoltaico.

Attraverso l'impiego di appositi sistemi di monitoraggio, a supporto delle opere di manutenzione, è possibile rilevare eventuali errori progettuali, come ad esempio l'ombreggiamento dei moduli, il sottodimensionamento degli inverter, e la presenza di eventuali guasti o malfunzionamenti.

Al fine di controllare il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico risulta opportuno effettuare delle apposite verifiche sui componenti dell'impianto stesso.

Tali attività riguardano principalmente:

- la verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico, effettuata nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc).

- la verifica della tensione a vuoto delle stringhe (su un campione di stringhe). Lo scopo di tale controllo è principalmente legato alla verifica della correttezza della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.
- la verifica della corrente delle stringhe (su un campione di stringhe)
- la verifica dell'isolamento delle stringhe (su un campione di stringhe)
- il controllo periodico dello stato di fusibili e diodi di blocco. La frequenza di tale verifica dovrebbe essere quanto più elevata possibile per evitare, in caso di guasto, danneggiamenti nei moduli (nel caso di corto circuito dei diodi di blocco) e perdite di energia prodotta (nel caso di apertura dei fusibili o diodi di blocco). Se l'impianto fotovoltaico non è dotato di sistema di acquisizione dati che misuri la corrente delle stringhe, la frequenza minima di controllo delle stesse non dovrebbe essere inferiore a 3 mesi. Se invece l'impianto è dotato di un sistema di monitoraggio in grado di segnalare l'assenza o la marcata diminuzione della corrente di una stringa, è possibile effettuare il controllo quasi in tempo reale individuando prontamente l'apertura di un fusibile o di un diodo (quest'ultimo alquanto improbabile). Ciò può avvenire mediante l'installazione di appositi misuratori di corrente o utilizzando la capacità degli inverter (oramai quasi tutti quelli in commercio) di trasmettere il valore delle correnti delle stringhe afferenti ad esso o a quadri di stringa. Più difficile è invece individuare se un diodo di blocco si trovi in condizione di corto circuito. Il modo inequivocabile di individuare tale condizione di guasto è quello di misurare, preferibilmente con cadenza annuale, la tensione ai suoi capi quando è percorso da corrente: se questa è zero allora il diodo è in corto circuito. Tuttavia, indizi sulla sua condizione di guasto sono ottenibili anche da un buon sistema di acquisizione dei dati di esercizio del generatore fotovoltaico.



- Verifica generale dello stato dei quadri elettrici e dei loro componenti (es. stato di conservazione, serraggio dei morsetti, stato dei materiali isolanti).

A seguito di sopralluoghi e controlli sugli impianti monitorati sono state individuate diverse situazioni che comportano una diminuzione della potenza erogabile dall'impianto, e che vengono analizzate di seguito.

### **5.1 Pulizia dei moduli**

La mancata pulizia dei moduli, principalmente negli impianti collocati in località con elevata presenza di polveri (es. zone con forte tasso d'inquinamento da polveri o industriali), conduce ad una diminuzione della potenza erogabile dall'impianto fotovoltaico.

A causa di tale sporco, infatti, si viene a determinare un mismatch incrementale nella connessione serie - parallelo di questi moduli con gli altri componenti l'impianto (figura 5.1).



**Figura 5.1 – Sporco dei moduli dovuto a depositi di carbone**

## **5.2 Mancato ripristino delle condizioni di normale funzionamento**

A seguito di un'eventuale apertura degli interruttori legata ad interventi di manutenzione o verifica degli impianti, o dovuta all'intervento delle protezioni (es. differenziale), una mancata richiusura di tali interruttori provoca inevitabilmente una perdita di energia erogabile dall'impianto fotovoltaico.

Le condizioni di normale funzionamento devono essere ripristinate anche a seguito dell'intervento degli scaricatori di sovratensione.

Nell'immagine in figura 5.2 è riportato il caso di un impianto che presentava assenza di corrente su 4 stringhe affluenti ad una stesso quadro di parallelo stringhe di 1° livello.

A seguito di opportune indagini è risultato che ciò era provocato dall'apertura dei relativi fusibili. La funzionalità dell'impianto è stata quindi ripristinata chiudendo i sezionatori portafusibili.



**Figura 5.2 - Quadro di parallelo stringhe di 1° livello**

### 5.3 Danni causati dal vento

Negli impianti costituiti da moduli sorretti da apposite strutture di sostegno e collocati a terra o su coperture piane, qualora le strutture stesse non siano opportunamente ancorate, l'azione del vento può provocare in alcuni casi dei danni, disallineando le schiere di moduli e disponendole in posizione non di progetto (figura 5.3).



**Figura 5.3 – Disallineamento delle schiere di moduli a causa dell'azione del vento**

Le conseguenze relative a tale disallineamento possono essere differenti:

- Ombreggiamento reciproco dei moduli;
- Disposizione dei moduli secondo un angolo di azimut diverso da quello di progetto con conseguente riduzione della radiazione solare captata;
- Problemi legati ad un incremento del mismatch dell'impianto provocato da un differente orientamento dei moduli delle stringhe.

Tutti questi fattori portano ad una riduzione dell'energia prodotta dall'impianto.

#### **5.4 Funzionamento errato degli inverter**

Il dispositivo MPPT presente negli inverter ha lo scopo di individuare istante per istante le condizioni di tensione e corrente per cui è massima la potenza trasferita alla rete. In caso di un suo malfunzionamento, se l'inverter non viene sostituito o riparato, la perdita di parte dell'energia erogabile dall'impianto risulta inevitabile.

Grazie alla presenza di un sistema di monitoraggio è possibile tenere costantemente sotto controllo i diversi impianti, individuando tempestivamente eventuali guasti.

Il corretto funzionamento degli inverter può essere accertato anche tramite alcune verifiche effettuate su tale componente.

#### **5.5 Problemi legati all'installazione dei moduli**

Nel caso vengano effettuati degli errori durante la fase d'installazione dei moduli la potenza erogabile dall'impianto può subire limitazioni.



**Figura 5.4 - Ombreggiamento per sovrapposizione di profilati su alcuni moduli**

In figura 5.4 è riportato il caso di un impianto in cui i profilati metallici di ancoraggio provocano un ombreggiamento di una striscia dei moduli. Giacché l'ombreggiamento causa la copertura parziale o totale di una cella, viene limitata la potenza generata dalla stessa ed anche quella di tutte le celle in serie ad essa. In aggiunta a tale perdita si assiste anche ad un mismatch incrementale, che si viene a creare nella connessione serie - parallelo di questi moduli con gli altri. Per ripristinare il corretto funzionamento dell'impianto sarebbe necessario sostituire i profilati di fissaggio (solo quelli che coprono i moduli) con altri meno larghi o posizionati in modo più opportuno.

## 5.6 Incidenti : Incendio degli inverter

In figura 5.6 è riportato l'esempio di un locale inverter seriamente danneggiato da un incendio. Nel caso specifico non è stata individuata la causa, ma in generale è sempre opportuno verificare lo stato degli isolanti ed il serraggio dei morsetti per evitare il propagarsi di incendi.



**Figura 5.5 – Incendio degli inverter di un impianto fotovoltaico**



## Conclusioni

Dalla campagna di monitoraggio effettuata sui diversi impianti e dalla successiva analisi dei dati ottenuti è stato possibile ampliare le informazioni riguardanti le differenti tecnologie fotovoltaiche sia tradizionali che innovative. Tali risultati potranno essere messi a disposizione e utilizzati da tutti i soggetti che si interfacciano con questa tecnologia.

Mediante lo studio e l'acquisizione dati, provenienti da quindici impianti collocati sul territorio italiano, si sono potute valutare le prestazioni dei moduli in silicio cristallino sia fissi che ad inseguimento soggetti a diverse condizioni climatiche.

Attraverso tale progetto è stata inoltre analizzata l'affidabilità degli inverter associati ai diversi impianti scoprendo che tali componenti risultano essere la causa principale del malfunzionamento degli impianti stessi.

Per quanto riguarda il confronto tra le diverse tecnologie innovative e l'analisi del comportamento di ciascuna di esse in presenza di condizioni climatiche differenti, è stato realizzato un apposito progetto di monitoraggio riguardante due impianti gemelli collocati rispettivamente a Catania e a Milano.

Oltre all'analisi dei dati acquisiti è stato effettuato un accurato lavoro di diagnostica dei vari impianti, che ha permesso di rilevare la presenza di guasti e malfunzionamenti presenti. Lo studio delle possibili cause di non corretto funzionamento dei diversi impianti fotovoltaici è stato svolto in modo manuale acquisendo periodicamente i dati, verificandone la congruenza e analizzandoli per verificare eventuali anomalie nell'impianto.

In seguito all'individuazione di eventuali guasti si è provveduto ad elaborare soluzioni consone per il ripristino delle normali condizioni di funzionamento,

permettendo così di incrementare la produttività dell'impianto e le sue prestazioni.

Data l'importanza del tema trattato e della necessità di un controllo continuativo dei dati è nata l'idea di costituire un software appositamente dedicato che ad intervalli di tempo prestabiliti (solitamente 15 minuti) analizzi i dati acquisiti dal sistema di monitoraggio, ne verifichi la congruenza e invii apposite mail di allarme o avviso in modo da segnalare le diverse problematiche riscontrate sull'impianto.

A tal fine il presente lavoro di tesi è stato finalizzato anche all'ideazione e alla stesura di un codice di implementazione del programma di acquisizione utilizzato che si trasformerà in seguito in un software di diagnostica.

Grazie a tale strumento sarà possibile per i gestori d'impianto venire a conoscenza dell'instaurarsi di eventuali guasti in tempo reale e intervenire tempestivamente per il ripristino delle normali condizioni di funzionamento.

Attraverso l'utilizzo dei sistemi di monitoraggio e acquisizione dati è stato inoltre possibile effettuare un'opera di manutenzione più accurata, individuando l'importanza che essa ha per il corretto funzionamento e per il prolungamento della vita utile dell'impianto.

Grazie al monitoraggio e ai sopralluoghi effettuati si sono infatti rilevati errori di progettazione, sporcamento dei moduli, e altre condizioni di funzionamento degli impianti ritenute non idonee e si è potuto così intervenire per il ripristino delle condizioni di progetto.

Con il procedere della campagna di acquisizione dati e la nascita del software di diagnostica si avrà a disposizione una quantità di dati e informazioni sempre maggiore e sarà quindi possibile proseguire con il lavoro di analisi dei diversi impianti e delle differenti tecnologie fotovoltaiche.



# Allegato 1

## ANALISI DATI TRAMITE IL SOFTWARE IESdia

### Controllo di congruenza dei dati acquisiti ()

- Impianto fotovoltaico XX
- Lettura della latitudine del sito
- calcolo delle ore di soleggiamento (= ore comprese fra l'alba e il tramonto locale)

Tipo di grandezza analizzata	Controllo	Azioni compiute
1° livello		
Irraggiamento (Irr)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Irr < Irr,min1XX ? <b>SI</b> oppure Irr = "***" ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX01 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX01 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX01 eventi consecutivi)

Tipo di grandezza analizzata	Controllo	Azioni compiute
Temperatura ambiente (Tamb)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Tamb < Tamb,minXX? <b>SI</b> oppure Tamb > Tamb,maxXX? <b>SI</b> oppure Tamb = “****” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX02 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX02 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX02 eventi consecutivi)
Temperatura retro-modulo (Tmod)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Tmod <Tmod,minXX ? <b>SI</b> oppure Tmod > Tmod,maxXX? <b>SI</b> oppure Tmod = “****” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX03 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX03 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX03 eventi consecutivi)
Potenza a.c. (Pac)	Ore di soleggiamento? <b>SI</b> e Pac < Pac,minXX ? <b>SI</b> oppure Pac = “****” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX04 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX04 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX04 eventi consecutivi)
Potenza c.c (Pcc) (*)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Pcc > Pcc,maxXX? <b>SI</b> oppure Pcc = “****” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX05 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX05 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX05 eventi consecutivi)

<b>Tipo di grandezza analizzata</b>	<b>Controllo</b>	<b>Azioni compiute</b>
Tensione c.c. (Vcc)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Vcc <= 0 ? <b>SI</b> oppure Vcc = “***” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX06 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX06 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX06 eventi consecutivi)
Corrente c.c. (Icc)	Ore di soleggiamento ? <b>SI</b> e Icc <= 0 ? <b>SI</b> oppure Icc = “***” ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX07 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX07 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX07 eventi consecutivi)
<b>2° livello</b>		
Potenza c.c (Pcc)	Pcc < Pca? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX01 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX08 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX08 eventi consecutivi)
Performance ratio (PR)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PR < PR,min1XX ? <b>SI</b>	Invia allarme tipo AXX08 tramite e-mail (inizio allarme solo al verificarsi dei primi EXX09 eventi consecutivi fine allarme solo se non si verificano EXX09 eventi consecutivi)
Performance ratio (PR)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PR < PR,min2XX ? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX02 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX10 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX10 eventi consecutivi)
Performance ratio (PR)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PR > PR,maxXX <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX03 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX11 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX11 eventi consecutivi)
Rendimento inverter. (Rinv)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e Rinv < Rinv,minXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX04 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX12 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX12 eventi consecutivi)

<b>Tipo di grandezza analizzata</b>	<b>Controllo</b>	<b>Azioni compiute</b>
Performance ratio c.c.1 (PRcc1)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc1 < PRcc1,minXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX05 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX13 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX13 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.1 (PRcc1)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc > PRcc1,maxXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX06 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX14 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX14 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.2 (PRcc2)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc < PRcc2-minXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX07 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX15 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX15 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.2 (PRcc2)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc > PRcc2-maxXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX08 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX16 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX16 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.3 (PRcc3)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc < PRcc3-minXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX09 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX17 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX17 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.3 (PRcc3)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc > PRcc3-maxXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX10 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX18 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX18 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.4 (PRcc4)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc < PRcc4-minXX? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX11 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX19 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX19 eventi consecutivi)
Performance ratio c.c.4 (PRcc4)	Irr > Irr,min2XX ? <b>SI</b> e PRcc > PRcc4-max? <b>SI</b>	Invia avviso tipo WXX12 tramite e-mail (inizio avviso solo al verificarsi dei primi EXX20 eventi consecutivi fine avviso solo se non si verificano EXX20 eventi consecutivi)

**Definizione dei parametri (calcolati ogni 15 min):**

$$P_{cc} = P_{cc1} * N_{inv1} + P_{cc2} * N_{inv2} + P_{cc3} * N_{inv3} + P_{cc4} * N_{inv4}$$

$$PR = \frac{P_{ac} \cdot G}{Irr \cdot P_{nom}}$$

$$PR_{cc,1} = \frac{P_{cc,1} \cdot G}{Irr \cdot P_{nom}}$$

$$PR_{cc,2} = \frac{P_{cc,2} \cdot G}{Irr \cdot P_{nom}}$$

$$PR_{cc,3} = \frac{P_{cc,3} \cdot G}{Irr \cdot P_{nom}}$$

$$PR_{cc,4} = \frac{P_{cc,4} \cdot G}{Irr \cdot P_{nom}}$$

$$R_{inv.} = \frac{P_{ac}}{P_{cc}}$$

Dove: $N_{inv,n}$	rappresenta il numero di inverter di tipo “n” installati;
$Irr$	è l’irraggiamento solare sul piano dei moduli in $W/m^2$ ;
$G$	è l’irraggiamento in condizioni standard pari a $1.000 W/m^2$ ;
$P_{nom}$	rappresenta la potenza nominale dell’impianto in kWp;
$P_{cc}$	è la potenza totale in corrente continua in ingresso agli inverter (max 4 per impianto) in kW;
$P_{cc,1}$	è la potenza in corrente continua in ingresso all’inverter di tipo 1 in kW;
$P_{cc,2}$	è la potenza in corrente continua in ingresso all’inverter di tipo 2 in kW;
$P_{cc,3}$	è la potenza in corrente continua in ingresso all’inverter di tipo 3 in kW;
$P_{cc,4}$	è la potenza in corrente continua in ingresso all’inverter di tipo 4 in kW;
$P_{ac}$	è la potenza totale in corrente alternata in uscita dagli inverter in kW;

Soglie da impostare in un file di inizializzazione relative ad ogni impianto XX:

- $Irr, min1XX = 4 \quad W/m^2$
- $Irr, min2XX = 100 \quad W/m^2$
- $P_{ac}, minXX = 0,04 \quad kW$
- $PR, min1XX = 50 \quad \%$
- $PR, min2XX = (65 - 70 \%)$
- $PR, maxXX = 96 \%$
- $PR_{cc1}, minXX = 64 \%$  (soglia per ombreggiamento)
- $PR_{cc2}, minXX =$
- $PR_{cc3}, minXX =$
- $PR_{cc4}, minXX =$
- $PR_{cc1}, maxXX =$
- $PR_{cc2}, maxXX =$
- $PR_{cc3}, maxXX =$

- PRcc4,maxXX =
- Rinv,minXX = 85 %
- EXX01 = 3
- EXX02 = 3
- EXX03 = 3
- EXX04= 3
- EXX05 = 3
- EXX06 = 3
- EXX07 = 3
- EXX08= 3
- EXX09 = 3
- EXX10 = 3
- EXX11 = 3
- EXX12= 3
- EXX13 = 3

NB La notifica di allarme e/o avviso viene effettuata con una unica e-mail, che contiene tutti gli allarmi e gli avvisi generati

## Bibliografia

- [1] F.Groppi, C. Zuccaro, *Impianti solari fotovoltaici a norme CEI* - Editoriale Delfino 2008
- [2] F. Zappa, R. Zappa, *Fondamenti di Elettronica* - editrice Esculapio 2003
- [3] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P.Kenny, E. D. Dunlop, M.Pravettoni, *Seasonal variations on energy yield of a a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules* - Progress in photovoltaics: research and applications, 2010.
- [4] N. Amin, C.W. Lung, K. Sopian, *A practical field study of various solar cells on their performance in Malaysia* - Renewable Energy, 2009.
- [5] G. Nofuentes, M. Fuentes, J.Aguilera, J.V. Muñoz, *An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate* - Journal of solar engineering engineering, 2009
- [6] C. Radue, E.E. van Dyck, E.Q. Macabebe, *Analysis of performance and device parameters of CIGS PV modules deployed outdoors* - Thin solid films, 2009
- [7] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P.Kenny, E. D. Dunlop, *Controlled conditioning of a a-Si:H thin film modules for efficiency prediction* - Thin solid films 2008
- [8] W. Zhou, H. Yang, Z. Fang, *A novel model for photovoltaic array performance prediction, Applied energy 2007 Controlled conditioning of a a-Si:H thin film modules for efficiency prediction* - Applied energy 2007
- [9] E.L. Meyer, E.E. van Dyck, *Assesing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters* - IEEE transaction of reliability, 2004
- [10] A.J. Carr, T.L. Pryor, *A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates*, Solar energy 2004



[11] Kyoko Ichida, Shunichi Fukushige, Akihiko Nakajima, Takashi Minemoto, Hideyuki Takakura, *Impact of environment factors on solar cell parameters of a-Si// $\mu$ c-Si photovoltaic modules* - Solar Energy Materials & Solar Cells 2008

[12] Thomas Huld, Ralph Gottschalg, Hans Georg Beyer, Marko Topic, *Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging* - Solar energy 2009