



POLITECNICO DI MILANO

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

LAUREA IN INGEGNERIA ENERGETICA – PRODUZIONE E CONVERSIONE

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ENERGETICA

SIMONE MAENZA

(matr. n° 709792)

**ANALISI E SVILUPPO DI
IMPIANTI FOTOVOLTAICI A
CONCENTRAZIONE**

TESI DI LAUREA

Relatore: Prof. Ing. Paolo Silva
(Dipartimento di Energia – Politecnico di Milano)

Correlatore: Dott. Francesco Aleo
(Enel Ingegneria e Innovazione SpA
Area Tecnica Ricerca – Catania)

ANNO ACCADEMICO 2009 – 2010

SOMMARIO

Il seguente lavoro di tesi tratta dell'analisi e dello sviluppo di sistemi fotovoltaici a concentrazione.

Dopo un'introduzione sul panorama delle rinnovabili e sulla normativa vigente, si scende nel particolare della produzione elettrica mediante sfruttamento dell'effetto fotovoltaico (specificatamente ci si occuperà del fotovoltaico a concentrazione).

Verrà fatta un'analisi sui rendimenti di cella e di modulo, al fine di studiare gli effetti delle varie cause di perdita che si hanno ai vari livelli.

Nel corso della seconda fase verrà analizzato il sistema fotovoltaico a concentrazione nel suo complesso (che consta di diversi moduli collegati tra loro su un sistema ad inseguimento solare), il che permette di valutare: rendimenti di collegamento tra i diversi moduli, capacità di inseguimento del sistema, rendimenti in corrente continua ed alternata a monte e valle dell'inverter, variazione del rendimento a causa di uno spettro differente rispetto alle condizioni di prova.

Lo scopo è quello di analizzare ed avere un'effettiva idea delle reali performance del sistema rispetto alle valutazioni effettuate durante le condizioni on-design, mediante l'analisi della ricorrenza di guasti e dunque la disponibilità effettiva del sistema, nonché la risposta a condizioni meteorologiche non ottimali. Il confronto, in condizioni ottimali e non, verrà effettuato per diverse tecnologie di produzione al fine di valutare, mediante un'analisi economica, la tecnologia più competitiva sul mercato.

Infine è stato creato uno scenario economico confrontando le diverse tecnologie poste in due diversi siti, con le conseguenti modifiche ai parametri operativi che si otterranno.

Parole chiave : Fotovoltaico a concentrazione; Performance Ratio; Rendimenti, Sistema a inseguimento biassiale; Costi livellati.

ABSTRACT

The following thesis deals with the analysis and development of concentrated photovoltaic systems.

After an introduction on the assortment of renewable energy production systems and its legislations in different countries, we have a deeper analysis of the production of electricity by using photovoltaic systems.

Performance analysis will be done on cell and module, to study the reasons of the different kinds of loss.

During the second phase we analyze the PV system as a whole (which consists of several modules connected together on a solar tracking system), which allows us to evaluate: the efficiency of the connection between different modules, the tracking system capacity, the performances of AC and DC cables (upstream and downstream the inverter), losses due to a different spectrum than the test conditions.

We have the opportunity to analyze the occurrence of faults and therefore the actual availability of the system and the response to sub-optimal weather conditions, to give an idea of the real system utilization compared to the assessments made during the on-design conditions.

After the analysis of various systems in optimal conditions and comparison with the actual conditions of use (including therefore the stops for failure or technical problems), we have the estimation of costs among the different proposed solutions.

Finally an economic scenario has been done by comparing different technologies arranged in two different sites, with consequent changes to the operating parameters.

Key words : Concentrated Photovoltaic; Performance Ratio; Efficiency, Biaxial tracking system; Levelized costs.

INDICE

SOMMARIO	1
INTRODUZIONE.....	6
CAPITOLO 1 FONTI RINNOVABILI	7
1.1 LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE (FER).....	7
1.1.1 Biomasse.....	9
1.1.2 Geotermica.....	9
1.1.3 Idroelettrica.....	10
1.1.4 Marina.....	12
1.1.5 Eolica.....	19
1.1.6 Solare.....	22
1.2 IL QUADRO PRODUTTIVO	24
1.3 IL QUADRO NORMATIVO	28
CAPITOLO 2 L'ENERGIA SOLARE	30
2.1 L'ENERGIA DEL SOLE	30
2.2 STRUMENTI DI MISURA.....	33
2.2.1 Misure di radiazione.....	33
Misure della radiazione diretta	35
Misure della radiazione globale	36
Misure della radiazione diffusa	40
Misure della radiazione ultravioletta	42
2.2.2 Misure meteorologiche.....	42
Misure della velocità del vento: il tacho-anemometro	43
Misure della direzione del vento: il gonio-anemometro	45
Misure della temperatura e dell'umidità: il termoigrometro	46
2.2.3 Strumenti utilizzati.....	48

CAPITOLO 3 LA PRODUZIONE D'ENERGIA ELETTRICA DAL SOLE 50

3.1	L'EFFETTO FOTOVOLTAICO.....	50
3.2	MODELLO ELETTRICO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	57
3.3	RENDIMENTI E PERDITE DI MODULO	68

CAPITOLO 4 L'EVOLUZIONE DEL FOTOVOLTAICO..... 70

4.1	TECNICHE DI PRODUZIONE E TIPOLOGIE DI MODULI	70
4.1.1	<i>Fotovoltaico a concentrazione</i>	<i>83</i>
	<i>I dispositivi ottici</i>	<i>83</i>
	<i>I dispositivi di puntamento</i>	<i>92</i>
4.2	IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO	94
4.2.1	<i>Il mercato mondiale.....</i>	<i>96</i>
4.2.2	<i>Il mercato italiano.....</i>	<i>101</i>
4.2.3	<i>Il costo del fotovoltaico.....</i>	<i>104</i>

CAPITOLO 5 GLI INDICI DI RIFERIMENTO PER LA VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI DI SISTEMA 115

5.1	IL REFERENCE YIELD - Y_R	115
5.2	L'ARRAY YIELD - Y_F	116
5.3	IL PERFORMANCE RATIO - PR.....	117
5.4	RENDIMENTO DI SISTEMA IN DC η_{SIST_DC}	119
5.4.1	<i>Perdite di mismatch.....</i>	<i>119</i>
5.4.2	<i>Ombreggiamento</i>	<i>123</i>
5.4.3	<i>Sporcizia.....</i>	<i>126</i>
5.4.4	<i>Formazione di condensa.....</i>	<i>127</i>
5.4.5	<i>Sun-Tracking</i>	<i>127</i>
5.4.6	<i>Cavi in DC.....</i>	<i>128</i>
5.4.7	<i>Invecchiamento.....</i>	<i>128</i>
5.5	RENDIMENTO DI SISTEMA IN AC η_{SIST_AC}	130
5.5.1	<i>Perdite di inverter e trasformatore.....</i>	<i>130</i>
5.5.2	<i>Perdite dei cavi in AC, di diodi e connessioni.....</i>	<i>133</i>
5.6	RENDIMENTO FINALE.....	133
5.6.1	<i>Disponibilità del sistema</i>	<i>136</i>

CAPITOLO 6 VALUTAZIONE SPERIMENTALE E CONFRONTO DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI FV TESTATI..... 137

6.1	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI MISURA, ACQUISIZIONE, MEMORIZZAZIONE E TRASMISSIONE DEI DATI (SAD)	137
6.2	DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE A	139
	<i>L'inseguitore solare</i>	141
	<i>L'interfacciamento con la rete ed il sistema di monitoraggio</i>	143
	<i>Il sistema</i>	144
6.2.1	<i>Analisi delle prestazioni del sistema</i>	146
6.2.2	<i>Differenza tra le condizioni on-design e le condizioni di reale utilizzo</i>	153
6.3	DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE B	157
	<i>Ottica del sistema</i>	159
	<i>Sistema di raffreddamento del modulo</i>	162
	<i>Il sistema</i>	164
	<i>Il sistema di inseguimento</i>	167
6.3.1	<i>Analisi delle prestazioni del sistema</i>	168
6.3.2	<i>Differenza tra le condizioni on-design e le condizioni di reale utilizzo</i>	175
6.4	DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE C	180
6.4.1	<i>Analisi delle prestazioni del sistema</i>	182
6.4.2	<i>Differenza tra le condizioni on-design e le condizioni di reale utilizzo</i>	186
6.5	DESCRIZIONE DEL SISTEMA D – FOTOVOLTAICO PIANO	190
6.5.1	<i>Analisi delle prestazioni del sistema</i>	191
6.6	CONFRONTO TRA GLI IMPIANTI IN CONDIZIONI OTTIMALI	193
6.7	ANALISI DELLE PERDITE E DEI GUASTI.....	198
6.8	ANALISI ECONOMICA DI CONFRONTO FRA LE DIVERSE TECNOLOGIE	201
6.9	IPOTESI DI UTILIZZO IN UN DIVERSO SITO.....	206

CONCLUSIONI E PROSPETTIVE..... 210

NOMENCLATURA..... 211

BIBLIOGRAFIA..... 217

RINGRAZIAMENTI..... 219

APPENDICE 220

INTRODUZIONE

L'energia elettrica è ormai diventata un bisogno imprescindibile per l'uomo, quasi al pari dei bisogni primari quali acqua o cibo. Quotidianamente si utilizzano diverse apparecchiature, ormai indispensabili per svolgere i più svariati compiti, che necessitano dell'energia elettrica per il loro funzionamento.

La richiesta è in continua crescita e l'andamento previsto per il futuro non accenna a diminuire. Analisi predittive sugli impieghi dell'energia elettrica nei prossimi 20 anni annunciano un incremento della richiesta energetica superiore al 50%, il che equivale a dire che bisognerà installare nuovi impianti di produzione di energia per una potenza complessiva pari a quella installata fino ad oggi.

La produzione di energia elettrica (considerando che nella maggior parte dei casi si utilizzano impianti "termoelettrici") porta con sé il grave svantaggio di provocare l'immissione in atmosfera di sostanze inquinanti (ad esempio i "gas serra") che hanno effetti devastanti sul clima terrestre. Inoltre l'innalzamento dei prezzi del greggio e di quasi tutti i combustibili fossili causa un incremento dei costi di produzione dell'energia da fonti tradizionali. Ulteriormente non si deve sottovalutare la dipendenza dagli approvvigionamenti di combustibili fossili da paesi spesso politicamente instabili o competitori dal punto di vista politico-economico.

La soluzione al problema della crescente richiesta di energia elettrica non può dunque essere individuata nell'installazione di nuovi impianti "termoelettrici" che causerebbero un'ulteriore fonte di inquinamento e di innalzamento dei costi dell'energia.

In virtù di tutti gli studi effettuati nell'ultimo decennio sui concetti di sviluppo sostenibile e di inquinamento atmosferico, l'unica strada verso cui tendere è l'utilizzo di "fonti rinnovabili di energia" (così dette perché si rigenerano in tempi pari a quelli in cui vengono impegnate).

Nel presente lavoro di tesi è stata effettuata l'analisi di sistemi fotovoltaici a concentrazione allo scopo di ottimizzare e meglio fruire dell'energia disponibile tramite insolazione su un sito prescelto, ed ha avuto dunque come obiettivo il confronto fra diversi sistemi per poter poi proporre la commercializzazione del sistema più efficiente e meglio prestante.

CAPITOLO 1

FONTI RINNOVABILI

1.1 LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE (FER)

L'energia proveniente dallo sfruttamento di fonti diverse dai combustibili fossili (che vengono intesi come “fonte di energia tradizionale”) viene generalmente definita “rinnovabile”.

Per fonte rinnovabile si intende quella fonte di energia che è capace di rigenerarsi ad una velocità pari o maggiore rispetto a quella del suo sfruttamento.

La capacità di sfruttamento di queste fonti di energia in molti casi non è ancora sufficientemente sviluppata sì da renderle comparabili alle fonti tradizionali, seppure si siano raggiunti obiettivi importanti per quanto riguarda la riduzione dei costi di produzione, al punto di renderle economicamente competitive.

Inoltre, grazie alle limitazioni imposte all'emissione di gas serra decretate in seguito al protocollo di Kyoto, il mercato delle fonti energetiche alternative è in continua espansione.

Le principali *FER* sono costituite da:

- *biomasse* (in cui si può includere anche lo sfruttamento dei Rifiuti Solidi Urbani);
- *geotermica*;
- *idraulica* (bacino; acqua fluente; pompaggio);
- *marina* (moto ondoso [Pelamis; a colonne d'acqua oscillante]; gradiente salino; correnti marine; maree; OTEC [differenza di temperatura o talassotermica]);
- *eolica* (on-shore; off-shore; kytewind; t-wind);
- *solare* (termodinamico; fotovoltaico piano; fotovoltaico a concentrazione).

Ultimamente si tende spesso a includere la fonte *nucleare* tra le rinnovabili a causa della grande sovrabbondanza di uranio presente in natura rispetto alla scarsa quantità necessaria per produrre energia mediante il suo sfruttamento, rendendolo così difficilmente “esauribile in tempi brevi”.

La fonte rinnovabile effettivamente più sfruttata è senza dubbio l'**idroelettrica**, storicamente addirittura precedente allo sfruttamento dei combustibili fossili.

Ad essa negli anni s'è affiancata come fonte rinnovabile la **geotermica**.

Per questi tipi di impianti si prevede però un minimo incremento di potenza installata, in quanto per vincoli naturalistici si ha un effettivo limite nel numero di siti in cui queste fonti sono disponibili; gli unici sviluppi possibili si avrebbero mediante miglie di impianti esistenti, il che fa già presupporre un aumento di potenza non significativo.

Negli anni è andata crescendo significativamente la produzione da **biomasse**, per la quale si prevede un ulteriore ampliamento considerando gli sviluppi della combustione di *Rifiuti Solidi Urbani* che viene vista sempre più come la soluzione ideale per lo smaltimento della parte organica dei rifiuti.

Le fonti che sembrano indubbiamente più interessanti per il futuro sono l'eolica ed la solare.

L'energia **eolica** (on-shore ed off-shore) ha attualmente conquistato una percentuale significativa dell'energia prodotta, ed ha raggiunto una competitività economica nei confronti delle fonti fossili tale da attrarre investimenti sempre crescenti nel settore.

L'energia **solare fotovoltaica** è la "nuova entrata" nel panorama della produzione, e mediante le politiche degli incentivi sta crescendo vertiginosamente, realizzando maggiori trend di sviluppo rispetto alle altre fonti rinnovabili. Non ha però ancora raggiunto un'adeguata competitività economica senza i sovvenzionamenti, quindi non si può ancora definire "matura" sotto questo punto di vista; sicuramente otterrà percentuali via via crescenti negli anni, parallelamente all'abbassamento dei costi di produzione ed all'aumento dei rendimenti.

Per quanto riguarda l'energia **solare termodinamica**, essa presenta già un'interessante percentuale di produzione in Spagna, e sono molti i progetti che si stanno sviluppando per lo sfruttamento di questa fonte di energia. Questo metodo di produzione dell'energia è sfruttato sin dai primi anni '80 con il progetto statunitense SEGS, che prevede l'utilizzo di "olio diatermico" per lo scambio di calore, con modalità differenti rispetto a quelle attuali in cui si sfrutta come fluido termovettore una miscela di "sali fusi".

Le **altre fonti** citate (l'energia marina, i nuovi tipi di eolica, la fotovoltaica a concentrazione) sono ancora a livello sperimentale e non commerciale, ma promettono di essere la nuova frontiera per la produzione da fonti rinnovabili.

1.1.1 BIOMASSE

Il “materiale organico” utilizzato per la generazione di energia elettrica mediante sfruttamento di biomasse deriva principalmente da scarti di produzione industriale e dai rifiuti solidi urbani.

La “conditio sine qua non” per l’utilizzo delle biomasse come combustibile è che abbiano un potere calorifico apprezzabile per produrre energia termica da sfruttare nelle caldaie. In molti casi è necessaria una preliminare essiccazione del materiale per diminuirne il tasso d’umidità.

Attualmente esistono due metodi di utilizzazione del combustibile a biomassa per alimentare i bruciatori:

- combustione su griglie;
- combustione in letti fluidi.

I due metodi differiscono nel processo di combustione: il primo (più economico) prevede un unico stadio di combustione; il secondo (più oneroso ma meno inquinante) prevede diverse zone di combustione al fine di limitare l’emissione di CO.

In alternativa alla combustione diretta è possibile sfruttare le biomasse per la produzione di gas metano di sintesi (*syngas*) a seguito del processo di digestione anaerobica.

1.1.2 GEOTERMICA

I vapori caldi scaturenti dal sottosuolo costituiscono una fonte di energia che può essere sfruttata per la produzione di energia elettrica.

Uno dei maggiori problemi per lo sfruttamento di tale fonte di energia è rappresentato dalla composizione chimica di questi vapori che nella maggior parte dei casi non permette il loro sfruttamento “diretto” in turbina: infatti si potrebbero provocare fenomeni di corrosione che obbligano a diversi trattamenti o addirittura al loro utilizzo come fluido ausiliario in uno scambiatore di calore al fine di evitare il contatto con le pale della turbina (che altrimenti richiederebbe una manutenzione troppo onerosa).

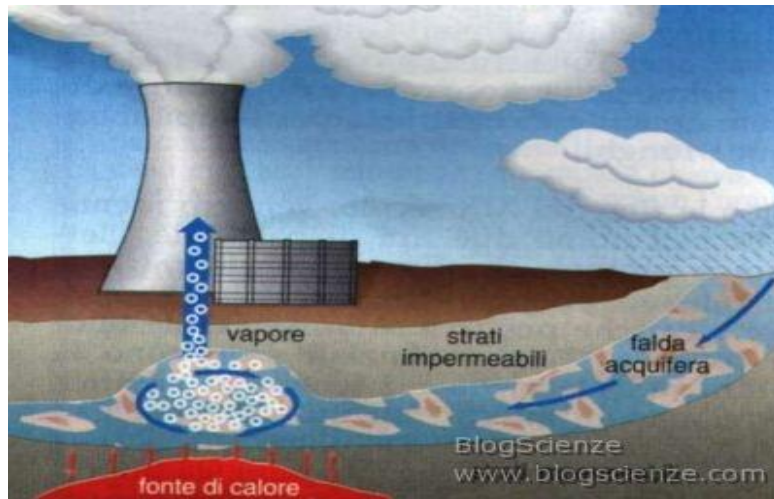


Figura 1.1 – Esempio di centrale geotermica.

Nonostante la gratuità di questa fonte di energia, i costi per ottenere una buona configurazione impiantistica risultano comunque non adeguati a mantenere entro limiti competitivi il valore dell'energia prodotta mediante questa tecnologia.

A dispetto di quanto detto, bisogna però ricordare alcuni casi (in cui la composizione dei vapori è risultata particolarmente favorevole allo sfruttamento diretto in turbina) dove l'impiego di questa fonte di energia è stato valutato sufficientemente conveniente da permettere la creazione di diverse centrali: in particolare si riportano gli esempi di Islanda e Giappone che, grazie alla natura vulcanica delle loro isole, hanno investito molto sulla geotermia fino a farla diventare la principale fonte di energia alternativa insieme a quella idroelettrica.

1.1.3 IDROELETTRICA

Ancor prima dell'utilizzo dei combustibili fossili, lo sfruttamento dell'energia idroelettrica fu fondamentale per il primo processo di rivoluzione industriale.

Le principali tipologie di impianto per lo sfruttamento dell'energia idraulica sono:

- centrali a bacino/serbatoio;
- centrali ad acqua fluente;
- centrali di pompaggio.

Le centrali a bacino sfruttano un bacino idrico situato a quota maggiore rispetto alla centrale. Incanalando l'acqua proveniente dal bacino verso valle si sfrutta il passaggio in turbina per la produzione di energia elettrica.

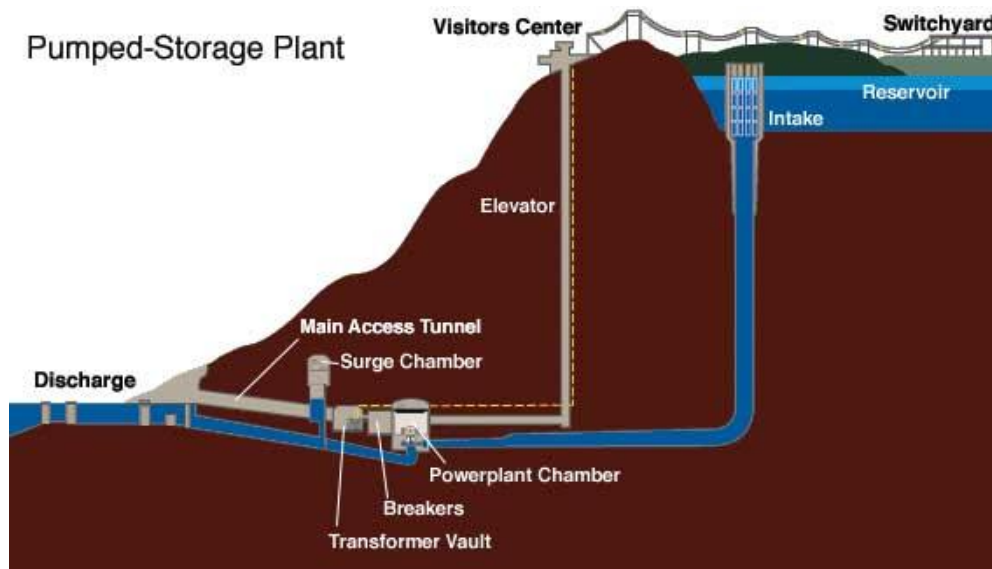


Figura 1.2 – Centrale idroelettrica a bacino.

Le centrali ad acqua fluente sono state le prime centrali elettriche utilizzate ed inizialmente non permettevano la regolazione del flusso d'acqua proveniente da monte. La tecnica consisteva nello sfruttamento parziale della portata d'acqua dei fiumi per la produzione di energia elettrica.

L'evoluzione di questo tipo di centrale mediante l'utilizzo di dighe e di bacini di raccolta ha permesso un maggior controllo sulla portata ed un miglior dimensionamento delle turbine (che altrimenti dovevano essere dimensionate per la minima portata d'acqua e quindi producevano minore potenza).

Infine si hanno le cosiddette centrali di pompaggio, in cui si sfrutta la differenza di quota tra due bacini per poter produrre energia.

A differenza delle normali centrali a bacino, questo tipo di centrali sfrutta la portata diretta da un bacino superiore ad uno inferiore per la produzione di potenza nei momenti in cui si ha una richiesta di picco del carico; viceversa, nel momento in cui la richiesta di carico è minima, l'acqua viene pompata dal bacino inferiore a quello superiore per la reintegrazione del bacino stesso.



Figura 1.3 – Centrale idroelettrica a doppio bacino.

L'utilizzo dell'energia idroelettrica è tuttora secondo solo all'utilizzo dei combustibili fossili ed in alcune nazioni (Canada, Austria, Svizzera, Norvegia, ...) rimane ancora la fonte principale per la produzione di energia.

1.1.4 MARINA

Attualmente in fase di studio è lo sfruttamento del mare quale fonte alternativa per la produzione di energia elettrica. Le principali metodologie per la produzione di energia mirano allo sfruttamento di:

- maree;
- gradiente termico (Ocean Thermal Energy Conversion);
- moto ondoso;
- correnti marine;
- gradiente salino.

Lo sfruttamento delle maree è stato il primo metodo utilizzato per la produzione di energia elettrica dal mare. Solo in alcuni luoghi esistono le particolari condizioni che permettono quest'utilizzo non molto dissimile da quello delle centrali idroelettriche a bacino.

L'impianto di produzione costruito in Francia nel 1966 all'estuario del fiume Rance è forse uno dei pochi attualmente in funzione: le particolari condizioni di questo territorio causano la formazione di un'onda di marea alta fino ai 13 m d'altezza. Mediante l'utilizzo di una diga è stato creato un bacino che permette lo sfruttamento del passaggio dell'acqua dal fiume al mare nei momenti di bassa marea e dal mare al bacino nel momento in cui la differenza di quota si inverte. Ovviamente il funzionamento è discontinuo e si interrompe al momento in cui non c'è un dislivello sufficiente: questo causa una produzione di potenza inferiore a quella che si avrebbe nel caso di una centrale ad acqua fluente di pari dimensioni.

Per quanto riguarda lo sfruttamento della differenza di temperatura (OTEC) che si ha alle diverse profondità, sono stati costruiti dei prototipi che non hanno ancora avuto ulteriori sviluppi.

L'idea è quella di sfruttare un ciclo chiuso di Rankine che utilizza come fluido di lavoro l'ammoniaca: sfruttando la differenza di temperatura, l'ammoniaca passa dallo stato liquido a quello gassoso permettendone l'espansione in turbina, per venire successivamente ricondensata allo stato liquido nelle zone a più bassa temperatura.

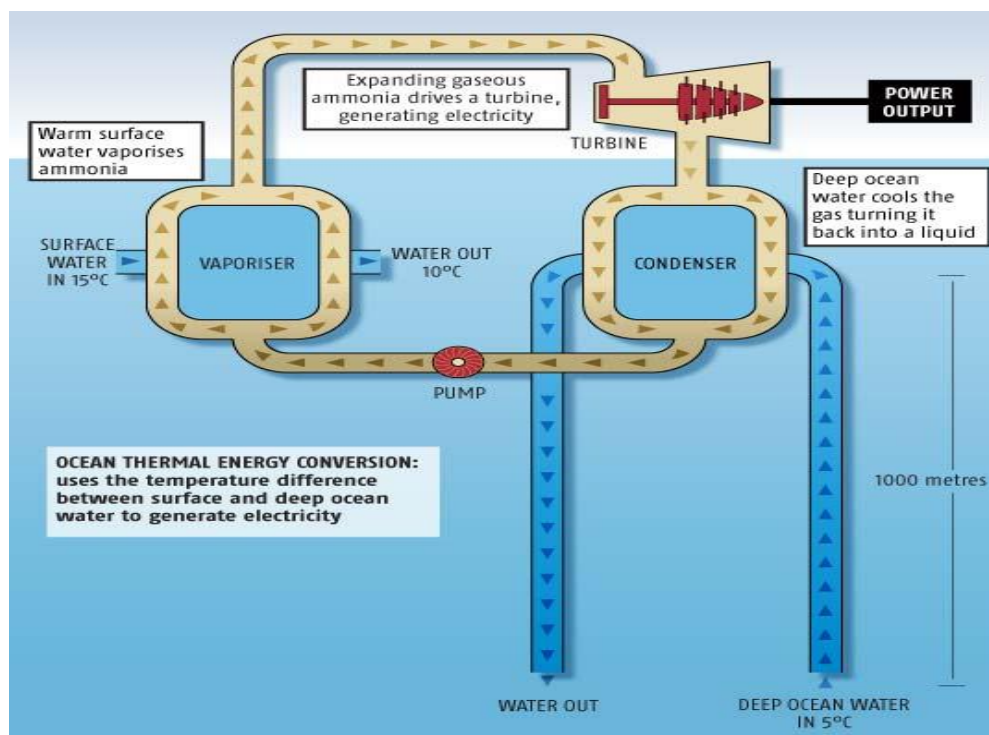


Figura 1.4 – Centrale OTEC a ciclo chiuso.

A ciclo aperto non si usa l'ammoniaca, ma si sfrutta direttamente l'acqua marina che, messa in contenitori a bassa pressione, evapora facendo passare il vapore in turbina e producendo così energia elettrica.

In questo caso si ha l'ulteriore vantaggio che l'acqua marina, evaporando, lascia il sale: una volta ricondensata (e quindi riportata allo stato liquido) si ottiene dunque acqua potabile, sfruttabile per l'irrigazione o l'uso domestico.

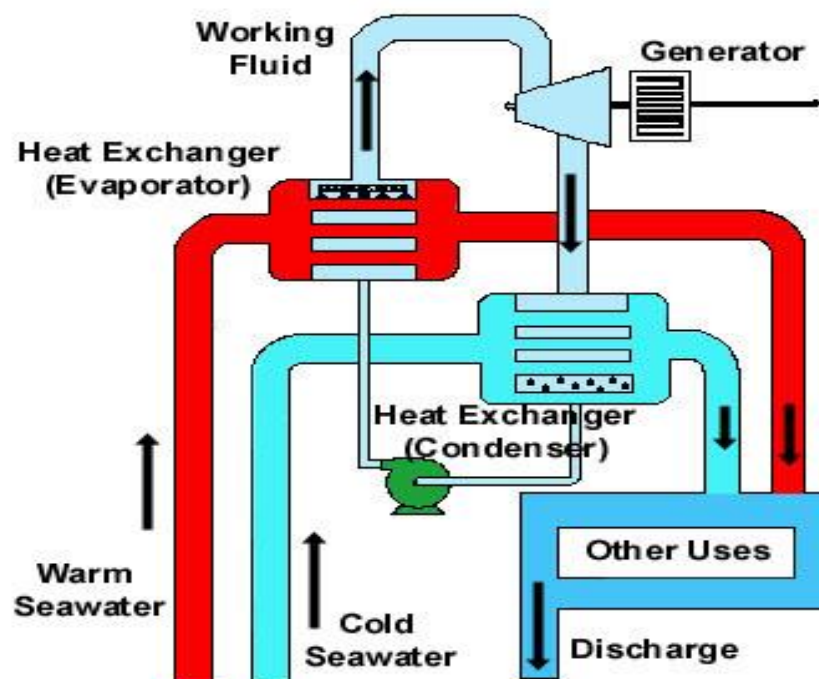


Figura 1.5 – Centrale OTEC a ciclo aperto.

Sono ancora in fase di sperimentazione anche diversi impianti per lo sfruttamento del moto ondoso.

Il moto ritmico delle onde può essere sfruttato in mare aperto:

- il progetto *Pelamis* è un sistema basato su una struttura semisommersa (un *serpentone* costituito da strutture tubolari galleggianti ancorate al fondo marino) che sfrutta il movimento ritmico delle onde per agire su dei pistoni idraulici accoppiati a dei generatori in grado di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica.

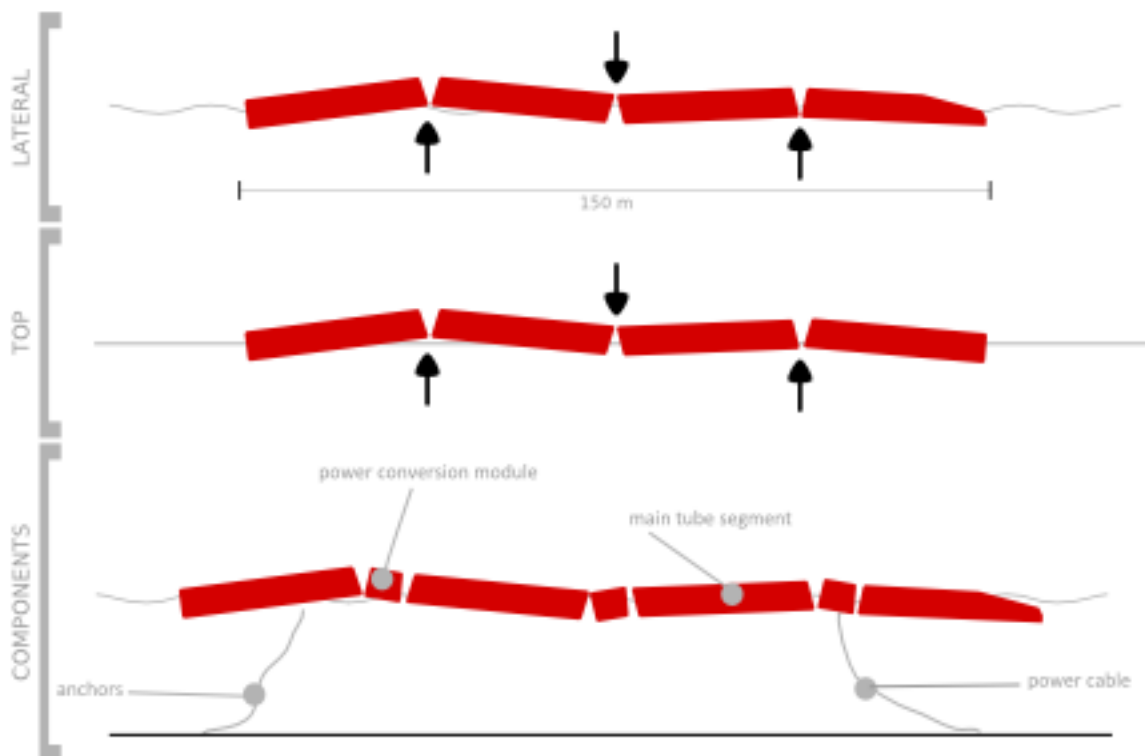


Figura 1.6 – Centrale Pelamis.

Il moto ritmico delle onde può essere sfruttato anche sulla costa:

- noti come impianti a colonna d'acqua oscillante, gli impianti vengono costruiti sulla costa sfruttando insenature naturali o creando conche artificiali: si tratta di una grossa struttura cilindrica cava senza base, parzialmente immersa nell'acqua marina, nella cui apertura superiore si trova una turbina eolica Wells.

Il moto ondoso fa in modo che all'interno della struttura si crei un movimento d'aria: quando l'onda sale, l'aria si comprime dal basso verso l'alto facendo girare la turbina in senso antiorario ed uscendo verso l'alto; viceversa quando l'onda scende, l'aria occupa il posto dell'acqua facendo così girare la turbina nel senso opposto.

Questo movimento in senso orario e antiorario della turbina farebbe perdere molta energia, perché ad ogni onda, si vedrebbe accelerare, decelerare ed invertire il verso di rotazione; per evitare questo inconveniente si utilizzano le turbine Wells, create appositamente per convertire in un unico verso di rotazione il passaggio dell'aria alternativamente diretto verso l'alto o verso il basso.

Fra le principali problematiche si segnalano un forte impatto visivo e un'elevata rumorosità.

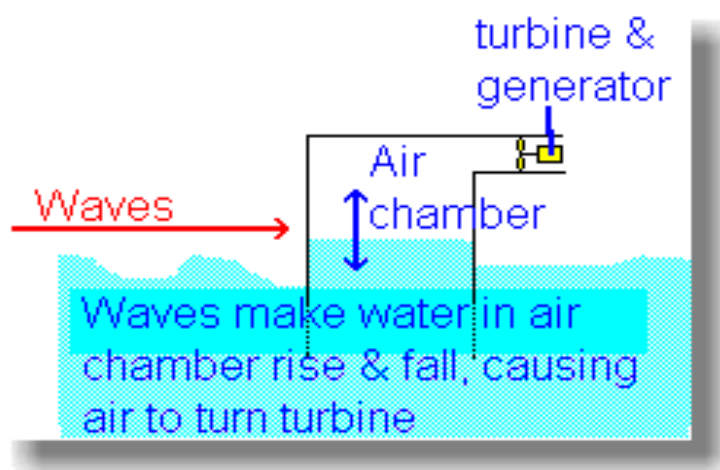


Figura 1.7 – Centrale a colonna d'acqua oscillante.

Per quanto riguarda lo sfruttamento delle correnti marine è da sottolineare il progetto di ricerca realizzato nello Stretto di Messina (tra Capo Peloro e il Castello di Scilla) per l'utilizzo di una turbina Kobold ad asse verticale.

Lo sfruttamento delle correnti marine è molto simile allo sfruttamento dei venti. L'acqua delle correnti è più lenta del vento, ma essendo molto più densa dell'aria permette di produrre più energia.

Il problema principale è lo “sporciamento” (*fouling*), cioè il fenomeno dell'accumulo e deposito di organismi viventi (alghe o animali marini).

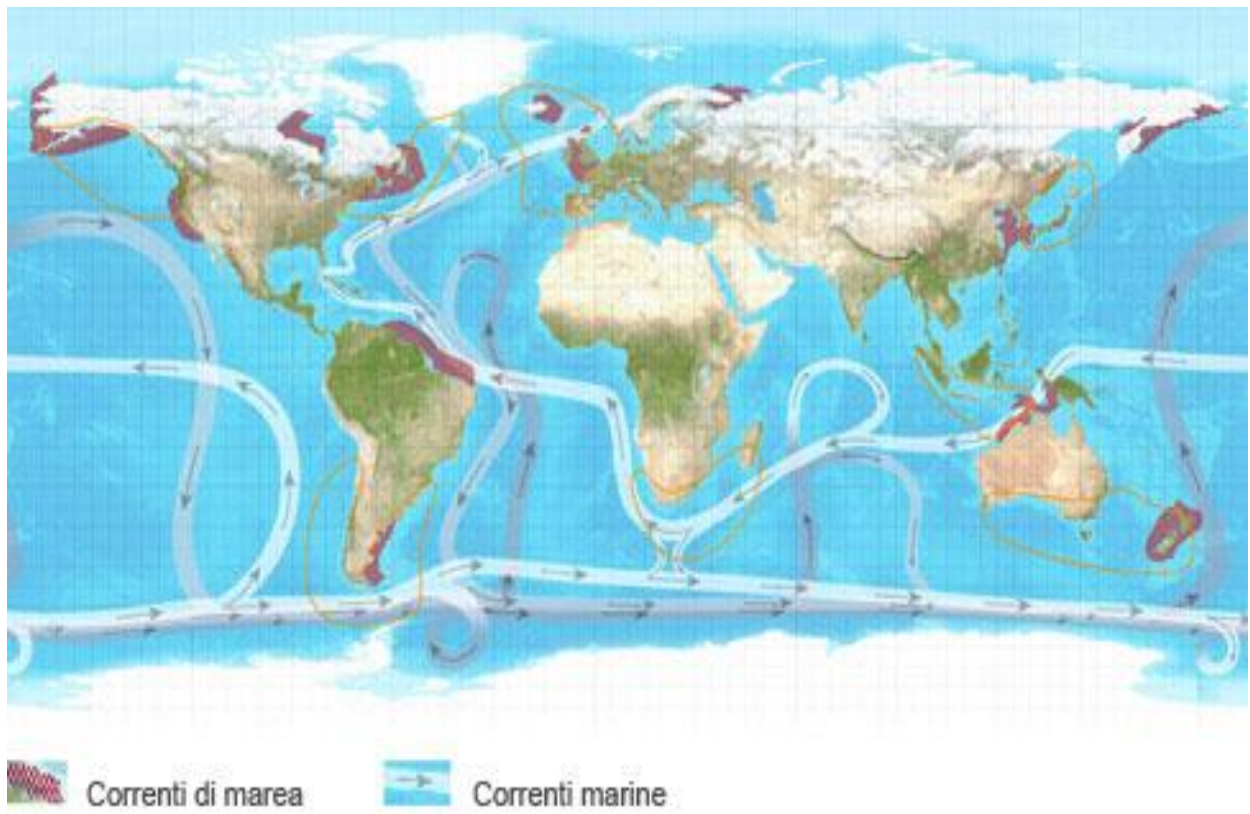


Figura 1.8 – *Mappa delle principali correnti marine.*

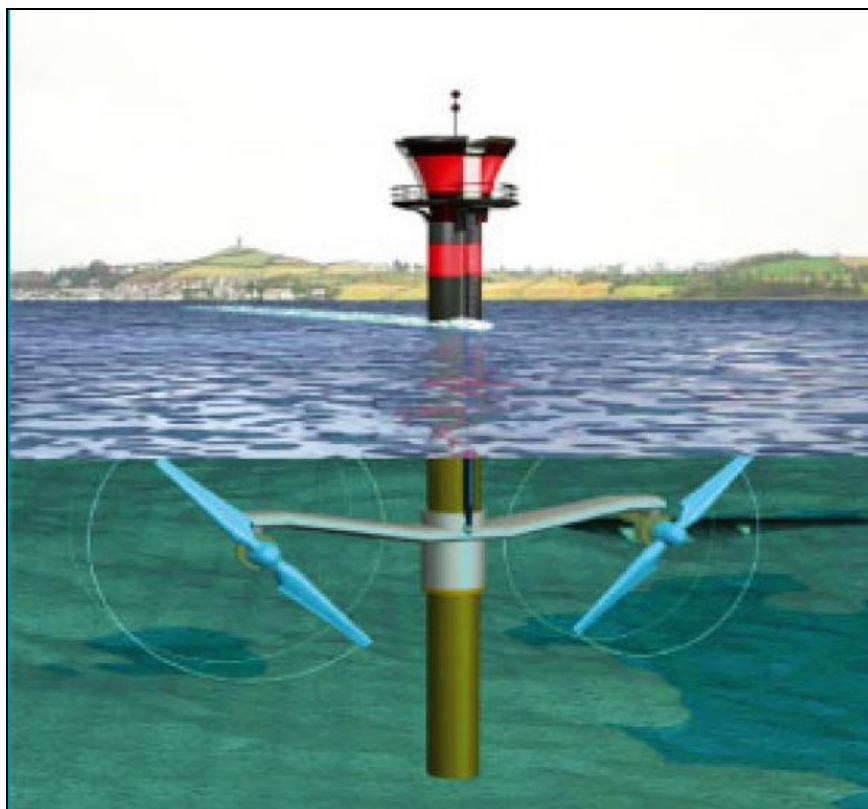
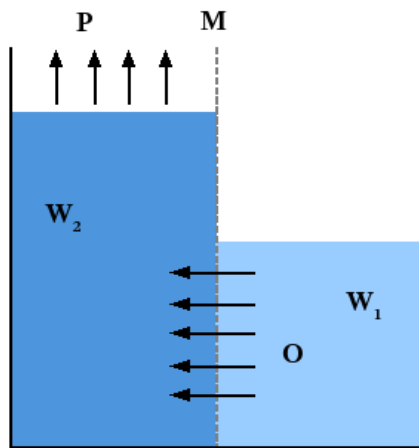


Figura 1.9 – *Esempio di turbine sottomarine.*

L'energia *a gradiente salino*, detta anche *energia osmotica*, è l'energia ottenuta mediante lo sfruttamento della differenza di concentrazione del sale fra l'acqua di mare e l'acqua dolce (per esempio alla foce di un fiume).

Il metodo per ottenere energia dal gradiente salino è la dialisi elettro-inversa. Il prodotto di scarto di questo processo è acqua salmastra.

L'osmosi è un processo spontaneo che tende a diluire la soluzione più concentrata, riducendo la differenza di concentrazione. L'acqua dolce tende a passare la membrana per andare a rendere più dolce l'acqua salata.



W1	Acqua dolce
W2	Acqua salata
M	Membrana
O	Processo osmotico
P	Pressione risultante

Figura 1.10 – Funzionamento del processo osmotico.

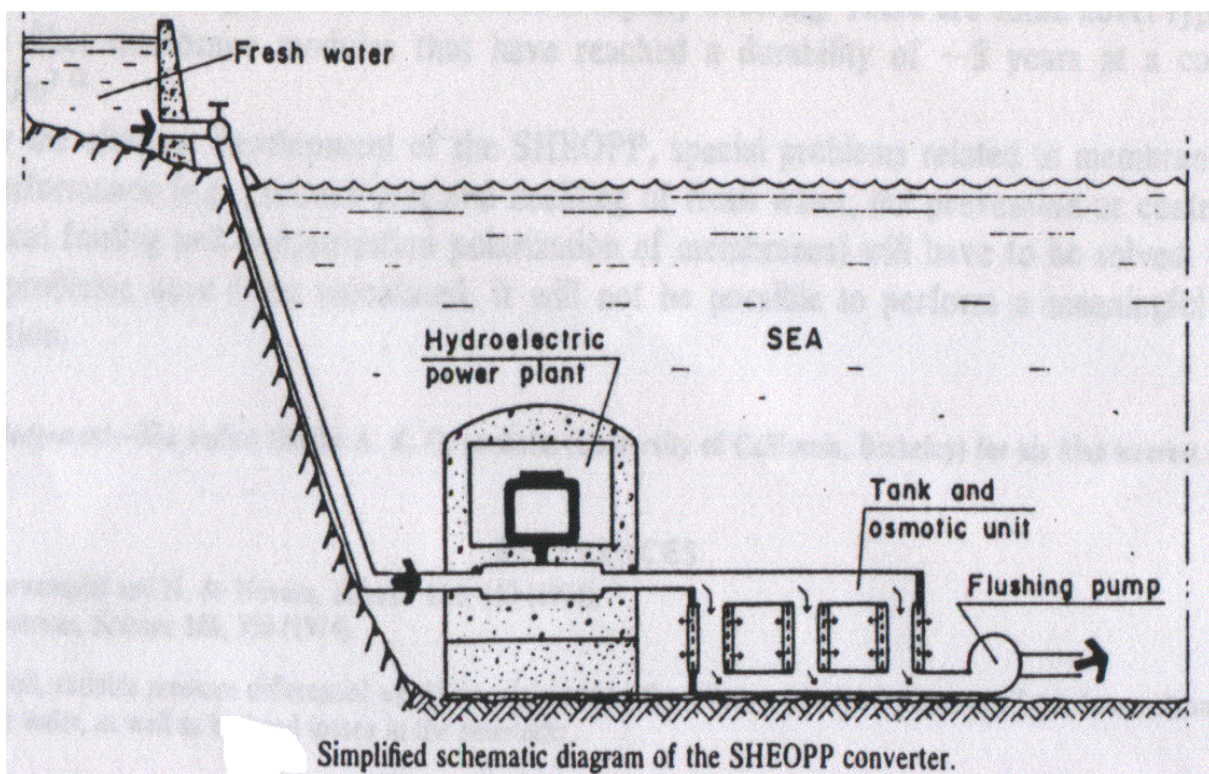


Figura 1.11 – Esempio di centrale a gradiente salino.

1.1.5 EOLICA

Dopo l'energia idroelettrica è sicuramente la fonte d'energia rinnovabile che ha conquistato la più ampia fetta di mercato.

L'energia eolica sfrutta come fluido di lavoro il vento: mediante l'utilizzo delle turbine è possibile trasformare la velocità assiale del vento in velocità di rotazione delle pale della turbina, sfruttando quindi la rotazione dell'albero per la produzione di energia all'alternatore.

Maggiori sono l'altezza da terra e la grandezza delle pale, maggiore è la velocità del vento e la quantità di vento (portata d'aria) che si può sfruttare.

Inoltre in funzione della posizione geografica si ha un vento più o meno costante che permette una produzione di energia maggiormente costante, evitando le raffiche che possono danneggiare le turbine o le "interferenze" dovute a colline, montagne, foreste o città nelle vicinanze che limitano la produzione.

Spesso per questo vengono sfruttate le coste o la cima delle colline (eolico on-shore).



Figura 1.12 – Esempio di centrale eolica.

Ultimamente si stanno sviluppando sempre di più le centrali in mare aperto (off-shore), che hanno il vantaggio di poter sfruttare un vento più costante e più forte rispetto alla terraferma, con meno problemi per quanto riguarda l'inquinamento visivo che spesso viene considerato eccessivo.

I problemi in questo caso sono determinati dall'azione corrosiva dell'acqua marina sulle fondamenta dei pali, nonché dalle onde che causano sollecitazioni meccaniche sull'intera struttura.

Nonostante questo si hanno però maggiori capacità di produzione e dunque vantaggi economici notevoli.



Figura 1.13 – Esempio di centrale eolica off-shore.

Il kite wind generator è un tipo di generatore eolico differente da quelli attuali: invece di sfruttare frontalmente il vento, si cerca di sfruttarlo mediante aquiloni (simili ai paracadute da parapendio).

Il vento viene sfruttato ad una quota maggiore rispetto alle turbine eoliche: maggiore è la quota, maggiore è la velocità del vento.

In particolare si immagina di utilizzare i venti attorno agli 800 metri di altitudine, con velocità di circa 30 *km/h* per permettere agli ingranaggi (una turbina di 1.600 metri di diametro) di girare a circa 15 *giri/h* e produrre energia.

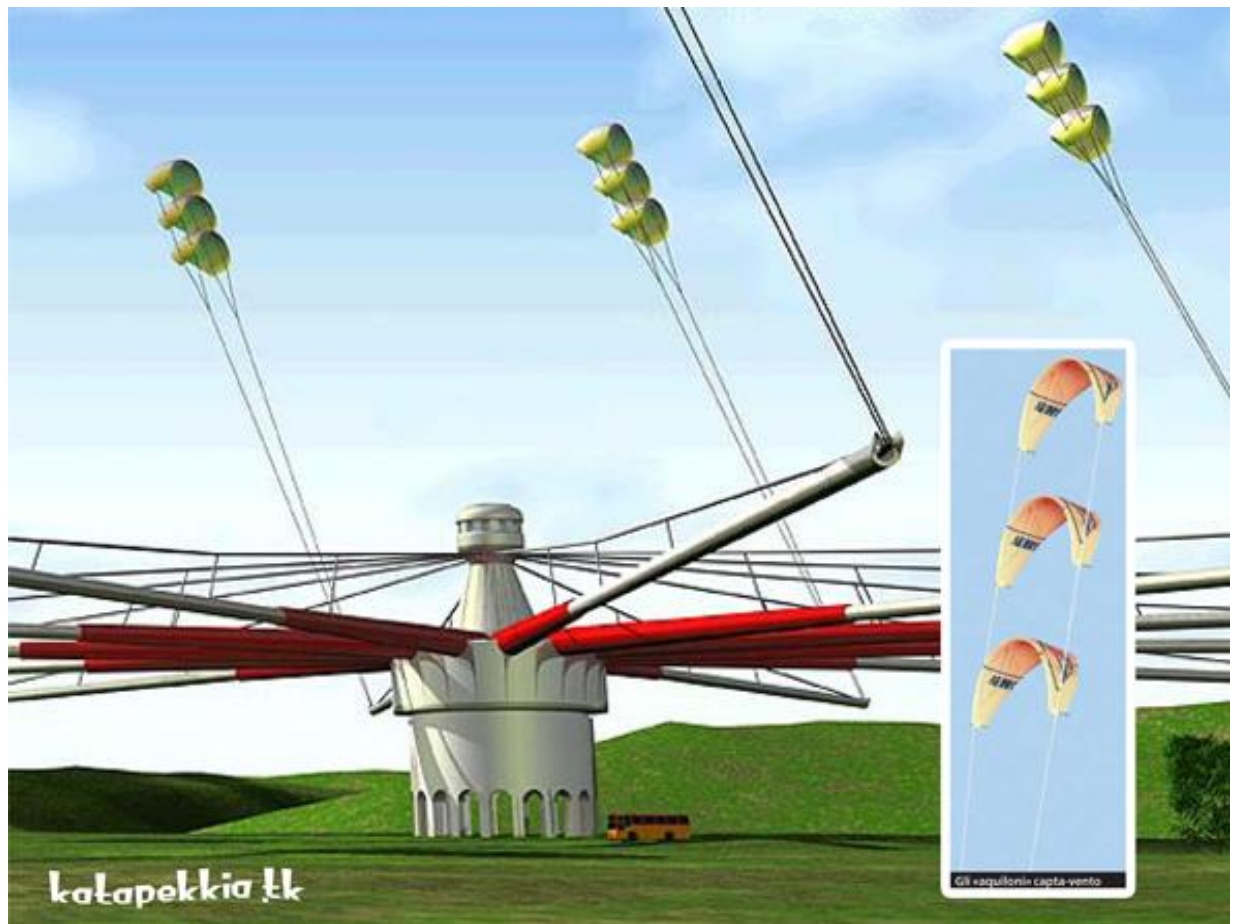


Figura 1.14 – Esempio di kite wind generator.

Per modificare la produzione si agisce sulle funi di collegamento modificando la portanza degli aquiloni e quindi sfruttando meglio o peggio il vento a disposizione.

Si è ancora soltanto alla fase sperimentale, ma già si prevede che le maggiori difficoltà si avranno riguardo ai contrasti col traffico aereo o al rischio dovuto a funi così lunghe.

Un altro nuovo metodo sperimentale si basa sull'utilizzo di una coppia di *palloni aerostatici* che stazionano a quote superiori agli 800 metri, frenati a terra da cavi che fungono anche da elemento di trasmissione del moto.

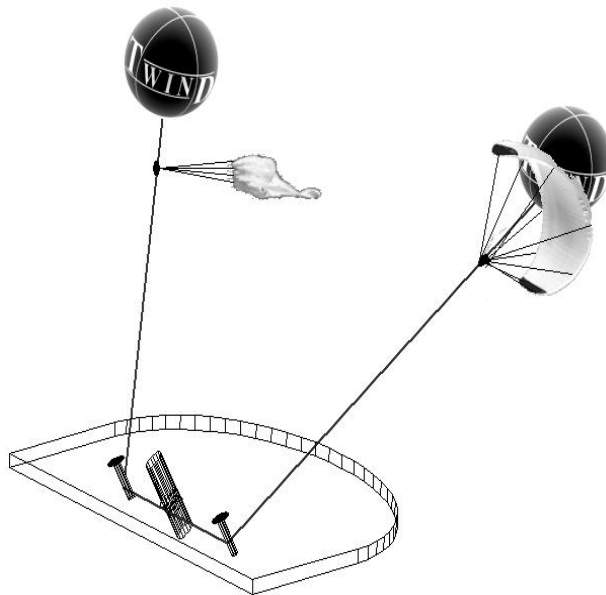


Figura 1.15 – Esempio di T-wind generator.

Quando un pallone viene trascinato orizzontalmente dalla forza del vento che spinge sulla superficie della sua vela aperta, l'altro pallone, a vela chiusa, viene riportato sulla verticale della piattaforma trainato dallo stesso cavo collegato al primo pallone.

Al termine dello srotolamento del cavo, giunto a fine corsa, un meccanismo automatico opera la chiusura delle ali a vela del primo pallone e l'apertura delle ali a vela del secondo; in questo modo le funzioni dei due palloni si invertono replicando la stessa dinamica.

Questa tecnologia permetterà di ottenere energia mediante il continuo movimento alternativo del cavo agganciato a due palloni aerostatici.

1.1.6 SOLARE

L'energia proveniente dal sole può essere trasformata in energia termica (solare termico) o convertita direttamente in energia elettrica (solare fotovoltaico).

L'energia del sole sotto forma di energia termica viene utilizzata prevalentemente per innalzare la temperatura di un fluido per l'uso diretto (ad esempio l'utilizzo per la produzione di acqua calda ad uso sanitario) o per l'utilizzo in cicli termodinamici.

Nel primo caso si utilizzano pannelli all'interno dei quali è allocata una serpentina di tubi; nel secondo caso (sfruttato ad esempio nel "progetto Archimede" alla centrale Enel di Priolo-

Gargallo per la produzione di energia elettrica) si concentrano i raggi, mediante un sistema di specchi parabolici, su un collettore in cui passa un fluido composto da *sali fusi* di sodio (Na) e di potassio (K) capace di assorbire il calore e rilasciarlo in caldaia per far evaporare l'acqua da far passare in turbina.

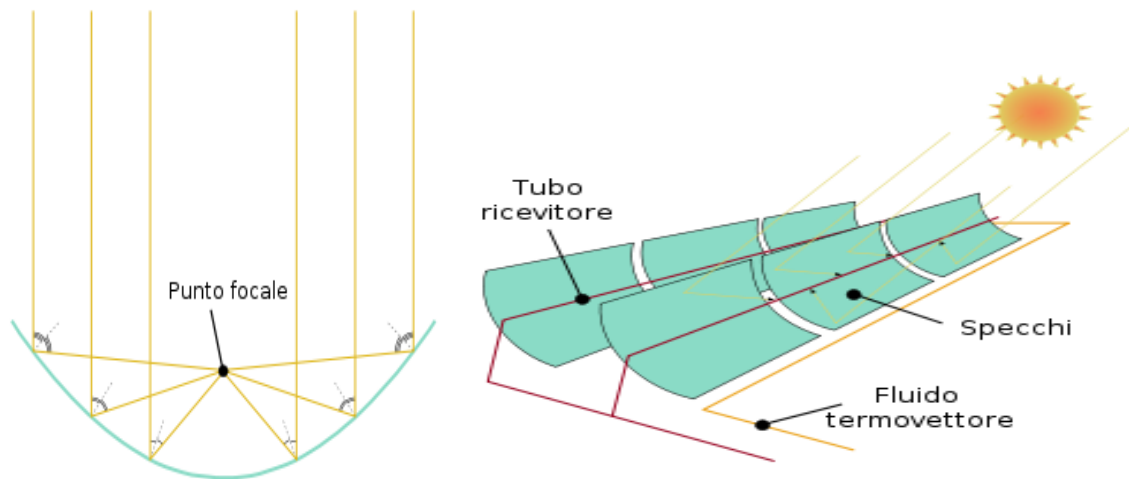


Figura 1.16 – *Specchi parabolici piani.*

La trasformazione diretta in energia elettrica sfrutta invece l'effetto fotovoltaico, derivato dall'effetto fotoelettrico scoperto da A. Einstein. L'energia ricevuta dal sole permette il passaggio dalla banda di valenza a quella di conduzione degli elettroni dell'anello più esterno, i quali restituiscono in seguito questa energia al momento del ritorno alla posizione originaria attorno al nucleo: mediante un'opportuna modifica del materiale che assorbe la radiazione è possibile sfruttare quest'effetto per la creazione di una differenza di potenziale tra i due elettrodi e dunque la produzione di energia elettrica.

Gli inconvenienti dell'energia solare sono principalmente da ricercare nella non costanza della radiazione (dipendente dalle condizioni atmosferiche) e dal periodo di sfruttamento che si limita ovviamente alle sole ore diurne.

1.2 IL QUADRO PRODUTTIVO

Dal rapporto TERNA inerente alla produzione di energia elettrica italiana nella stagione 2008, risulta un contributo fornito dalle fonti alternative pari al 18,5% del consumo lordo totale nazionale di energia elettrica.

Di questa percentuale, l'82% è la produzione dovuta alle centrali idroelettriche.

Nonostante rappresenti attualmente la maggior quantità di energia prodotta con le fonti alternative, nel settore idroelettrico non si prevede una grossa espansione a causa del forte impatto ambientale che comportano questo tipo di impianti.

Analogamente, per quanto riguarda l'energia geotermica (che ha contribuito per un 9% all'energia prodotta con le fonti rinnovabili) non si prevedono particolari incrementi nella produzione.

I settori in cui si prevede il maggior numero di interventi per la produzione di energia sono le biomasse, il solare e l'eolico (che attualmente ricoprono solamente la più piccola porzione, vedi *figura 1.17 ed 1.18*).

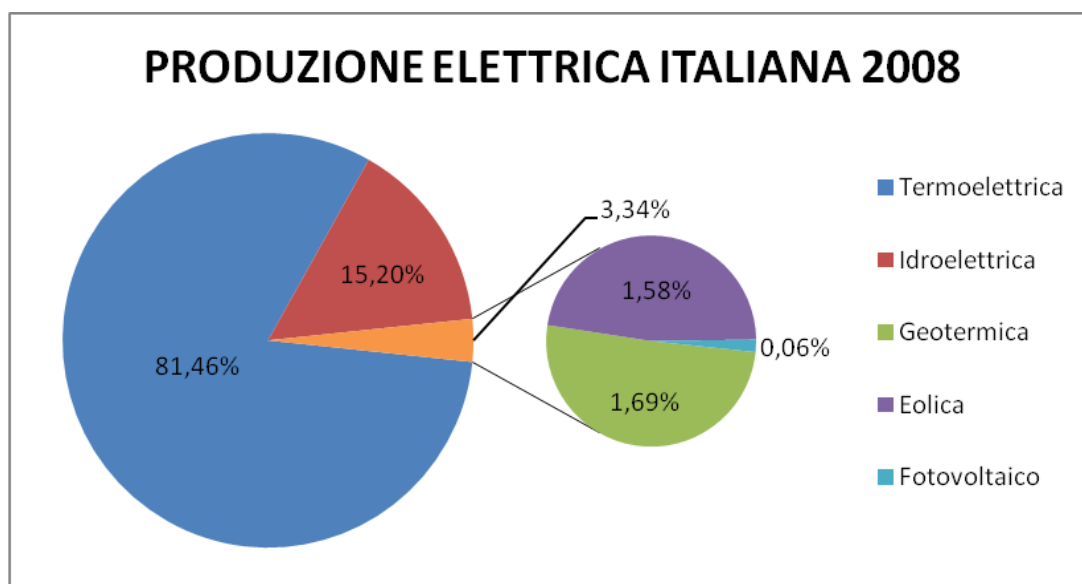


Figura 1.17 – Percentuali relative alla produzione di energia elettrica in Italia per la stagione 2008.

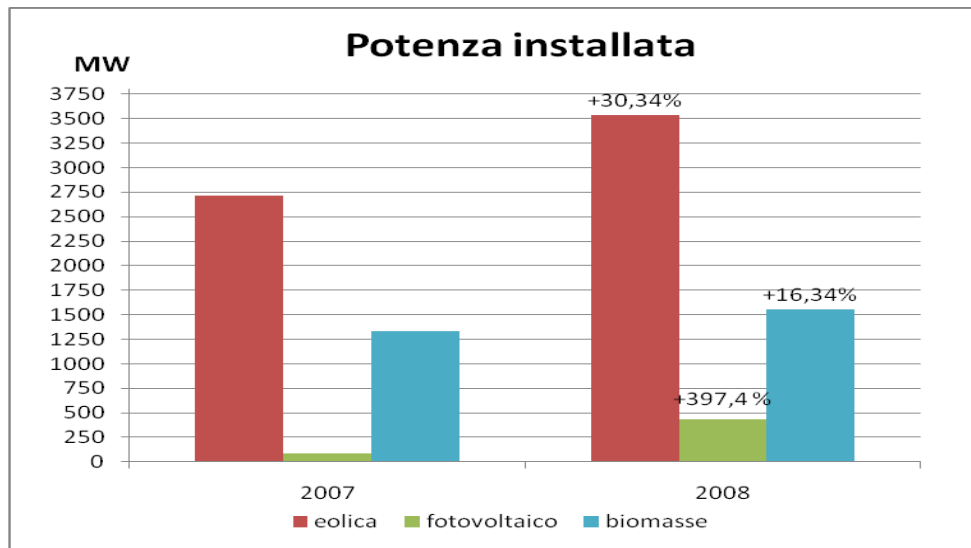


Figura 1.18 – Analisi della potenza “rinnovabile” installata in Italia tra il 2007 ed il 2008 (non sono state incluse la geotermia e l’idroelettrico in quanto non hanno subito variazioni significative).

L’incremento della produzione di energia generata mediante fonti rinnovabili è evidente analizzando la *figura 1.19* in cui si sono inclusi i dati a partire dal 2001: le variazioni del geotermico sono pressoché insignificanti, seppure si noti un innalzamento tra il 2002 ed il 2003 per le migliorie apportate ad alcuni impianti; da notare invece il continuo incremento di eolico e biomasse, e l’enorme incremento del fotovoltaico negli ultimi due anni (dovuto in particolare alle normative entrate in vigore in Italia, con l’introduzione dei sovvenzionamenti statali che hanno favorito l’installazione di nuovi impianti).

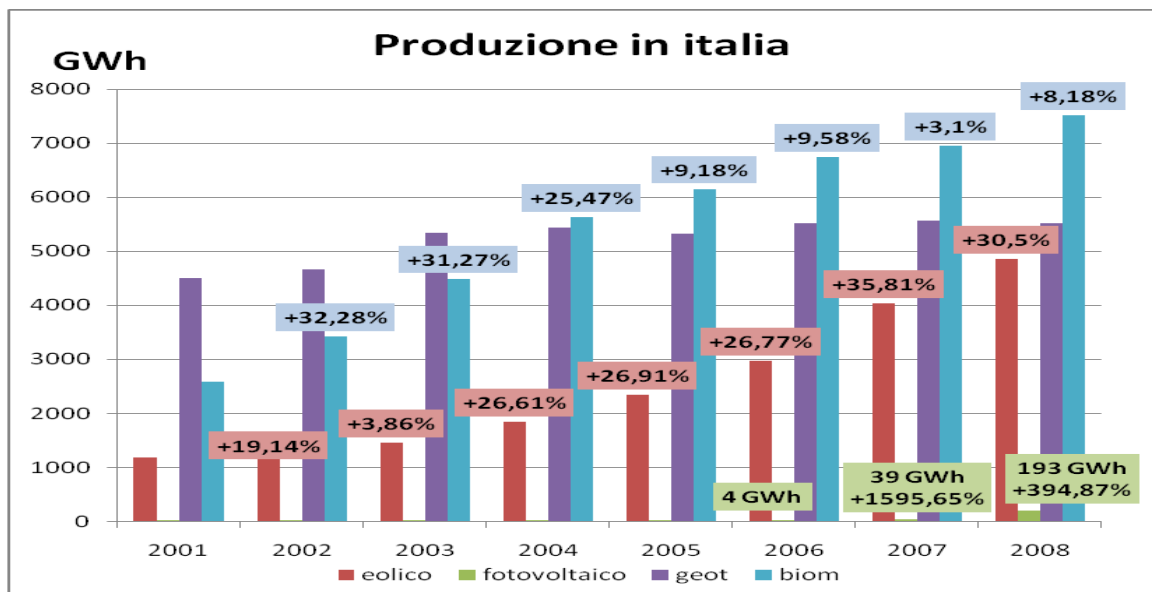


Figura 1.19 – Analisi dei GWh “rinnovabili” prodotti dal 2001 al 2008.

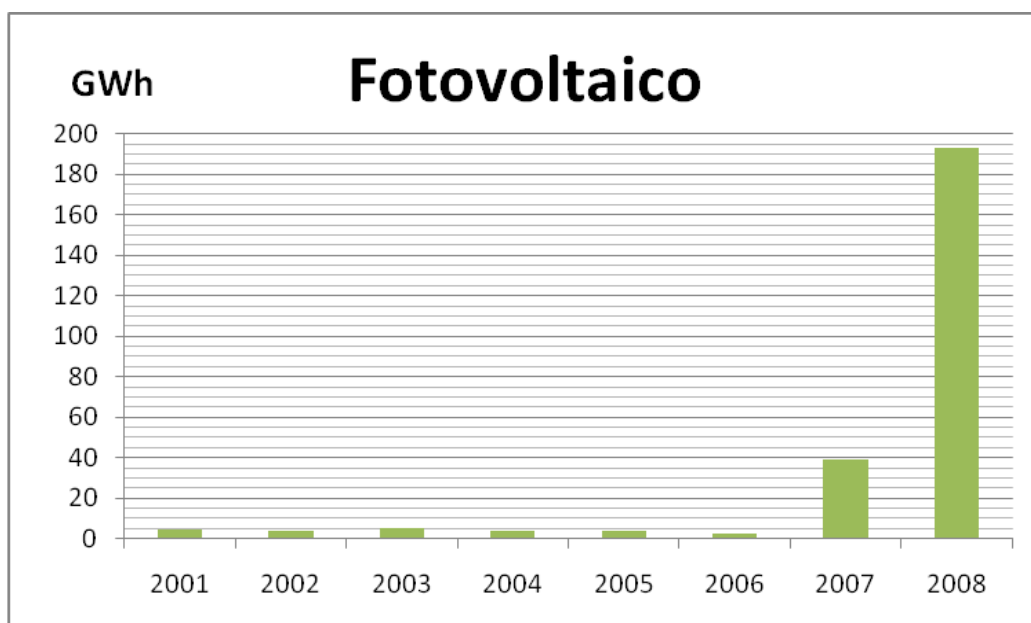


Figura 1.19a – Particolare del fotovoltaico.

Attualmente sono in fase di studio diversi progetti per la creazione di termovalorizzatori (unitamente a centri di raccolta differenziata dei rifiuti per favorire lo smistamento di biomasse), di “parchi eolici” in diverse regioni d’Italia (particolarmente in Sicilia sono previsti la realizzazione di un parco della potenza di 10 MW nella Piana di Catania ed un incremento della produzione di 2-3 MW al parco già presente nel ragusano).

Per quanto riguarda l’energia solare è già prevista per legge, ma è ancora in fase di realizzazione, l’installazione di pannelli su tutti gli edifici pubblici.

Oltre alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (con la conseguente riduzione della quantità di gas serra emessi in atmosfera), la spesa dello stato permetterebbe anche l’ampliamento del mercato dell’energia solare mediante l’abbassamento dei prezzi dei moduli fotovoltaici e quindi la sua maggior accessibilità ai privati (fornendo dunque la spinta necessaria alla diffusione di questa tecnologia).

Bisogna ricordare che un incremento nella produzione di energia da fonti rinnovabili consentirebbe all’Italia di diminuire la quota di energia che attualmente è costretta ad importare per far fronte alla richiesta, pari a quasi il 15% del totale.

Infine, analizzando l’andamento dei grafici 1.20, si può avere un panorama completo dello sviluppo della produzione energetica italiana: si nota un primo periodo (a partire dall’inizio del ‘900) in cui l’idroelettrico è stato il mattone principale, ma a causa del limite di siti sfruttabili non ha potuto svilupparsi ulteriormente; in gli impianti termoelettrici (in cui si possono distinguere olio

combustibile, carbone e gas: quest'ultimo sviluppatosi molto nell'ultimo ventennio anche in sostituzione di quelli ad olio combustibile), che hanno aumentato e continuano ad aumentare la loro quota parte; quindi la quota del nucleare, che scompare dal 1987 in seguito al referendum; infine la quota della geotermia che verrà presto superata dalle altre rinnovabili, le quali hanno fatto la loro comparsa significativa solamente nell'ultimo decennio.

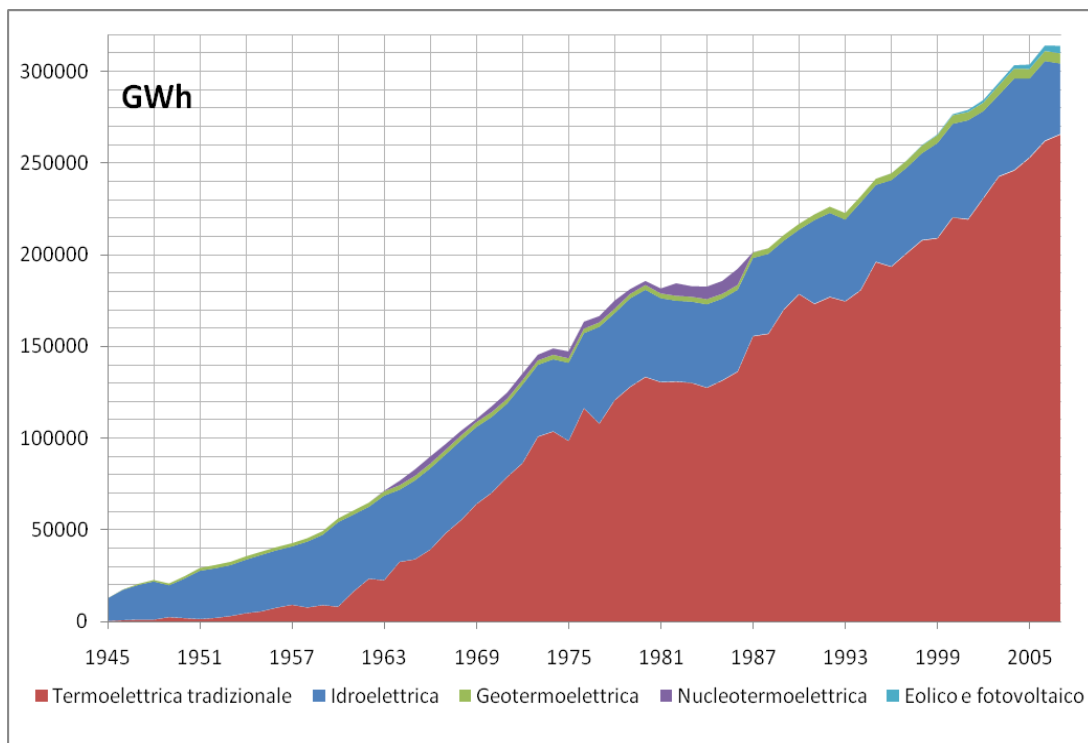


Figura 1.20a – *Produzione elettrica italiana.*

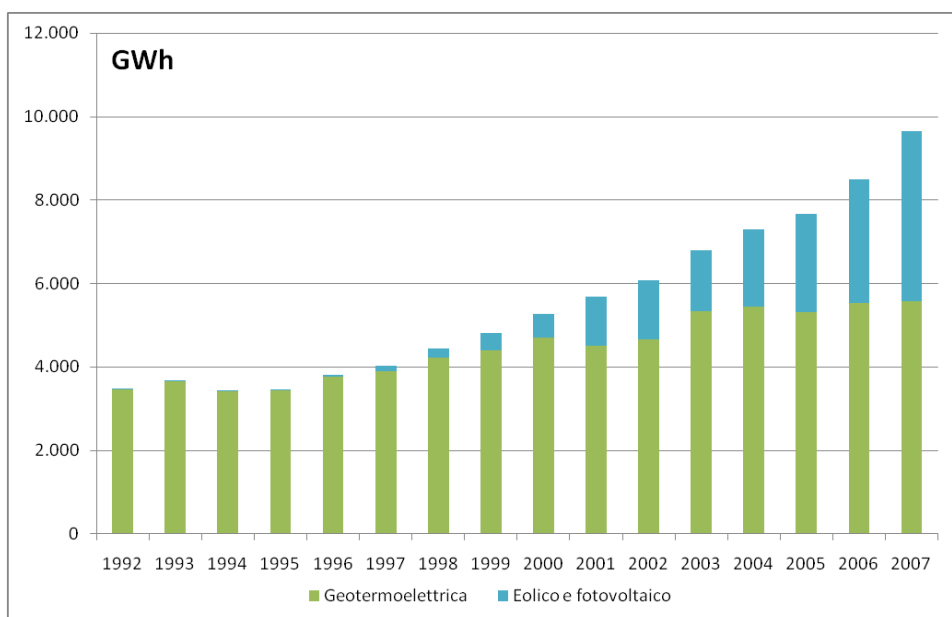


Figura 1.20b – *Particolare dell'ultimo ventennio. La quota di eolico e fotovoltaico sta registrando un incremento superiore a quanto finora osservato per le altre fonti: ciò fa ben sperare per il futuro di queste fonti di energia.*

1.3 IL QUADRO NORMATIVO

I vincoli imposti dal protocollo di Kyoto sull'emissione di "gas serra" in atmosfera hanno spianato la strada allo sviluppo delle *fonti energetiche rinnovabili (FER)* per la produzione di energia elettrica.

In seguito a queste imposizioni sono state emesse una serie di direttive al fine di regolamentare la generazione da *FER*.

In particolare si ricorda la *direttiva europea 96/92/CE* che è stata recepita in Italia dal *Decreto Bersani (art 11 D.Lgl 79/99)* che impone ad ogni produttore di energia elettrica la quota minima del 2% di energia immessa in rete proveniente da *FER*. Quest'obbligo può essere soddisfatto attraverso la generazione di energia mediante impianti utilizzando fonti rinnovabili, mediante l'importazione di energia (di entità pari alla frazione prevista dal programma) prodotta da fonte rinnovabile o attraverso l'acquisto di "certificati verdi" pari alla quota imposta.

I "certificati verdi" sono degli attestati, rilasciati dal gestore della rete, che accertano la produzione annua di energia pari a 100 MWh mediante l'utilizzo di *FER*.

Il *Decreto Legislativo 192/2005* (attuativo della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico ed al fabbisogno energetico nell'edilizia) stabilisce le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione delle fonti rinnovabili e contribuire a conseguire gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni di gas a effetto serra posti dal protocollo di Kyoto.

Il *decreto legislativo n°311 del 2006* modifica ed integra il precedente decreto, ed in particolare rende obbligatorio l'utilizzo di pannelli fotovoltaici, pannelli solari per la produzione di acqua calda e schermature solari esterne, per tutti gli edifici nuovi o ristrutturati con superficie superiore a 1000 m².

Obbliga inoltre gli uffici pubblici all'esposizione della targa energetica, e a decorrere dal 1° luglio 2009 si applica alle singole unità immobiliari, nel caso di trasferimento a titolo oneroso (mentre era già in precedenza applicato ai trasferimenti a titolo oneroso di interi fabbricati).

Non ultima è la cosiddetta "20-20-20", normativa europea che prevede entro il 2020 il raggiungimento del 20% di produzione energetica da fonti rinnovabili, il 20% di riduzione di emissione di CO₂, l'aumento dell'efficienza energetica del 20%.

Per quanto riguarda l'Italia, si dovranno ridurre del 13% le emissioni di CO₂ e si dovrà aumentare del 17% la produzione energetica da fonti rinnovabili entro il 2020, rispetto ai livelli del 2005.

Le normative emesse e quelle in fase di approvazione hanno lo scopo di favorire l'utilizzo di impianti a fonte rinnovabile ed incrementarne la diffusione nel territorio nazionale.

CAPITOLO 2

L'ENERGIA SOLARE

2.1 L'ENERGIA DEL SOLE

L'energia solare è la fonte primaria di energia sulla Terra.

Ogni secondo nel nucleo del Sole 600 000 000 di tonnellate di idrogeno (equivalenti a $3,4 \times 10^{38}$ protoni) vengono convertite in 595 740 000 tonnellate di elio.

Dopo questa trasformazione, 4 260 000 tonnellate di idrogeno (pari allo 0,75%) sembrano esser state “perse”; in realtà questa massa mancante si è trasformata direttamente in energia, ossia in radiazione elettromagnetica, secondo la nota equazione massa-energia di Albert Einstein: $E = mc^2$.

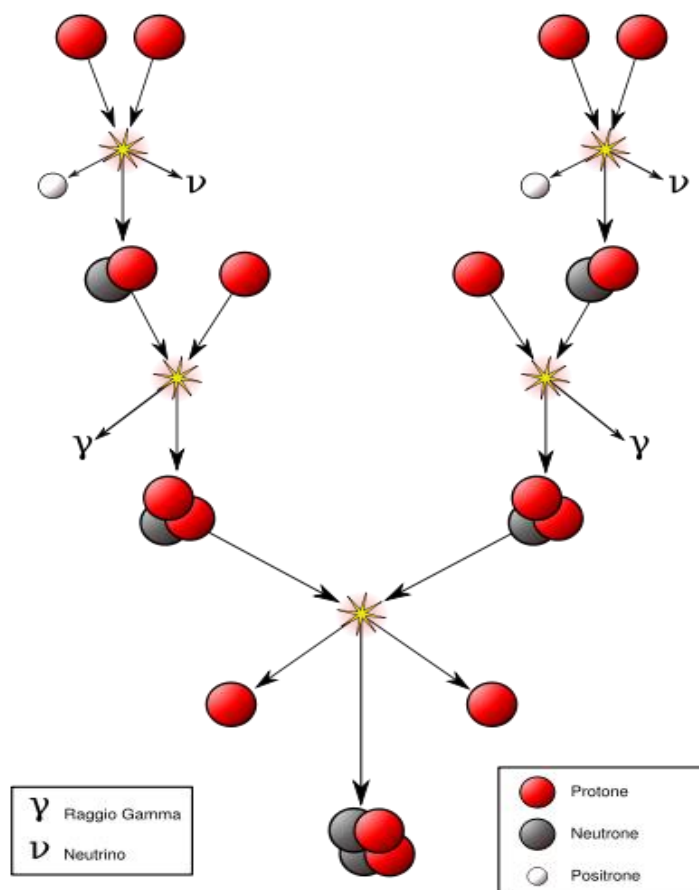
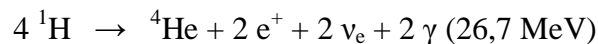


Figura 2.1 – Schema della catena protone-protone.

L'idrogeno è fuso secondo una sequenza di reazioni nucleari che vengono denominate reazioni a catena protone-protone che possono essere riassunte nella formula:



dove:

- e^+ è un positrone;
- γ è un fotone nella frequenza dei raggi gamma;
- ν_e è un neutrino elettronico;
- **H** ed **He** sono rispettivamente gli isotopi dell'idrogeno e dell'elio.

L'energia rilasciata da queste reazioni è espressa in milioni di elettronvolt. La concomitanza di un gran numero di queste reazioni, che avverranno continuamente senza sosta sino all'esaurimento dell'idrogeno, genera l'energia necessaria per sostenere il collasso gravitazionale cui la stella sarebbe naturalmente sottoposta.

L'energia generata ogni secondo è pari a $3,83 \times 10^{26}$ joule, che equivale a 112 500 000 000 TWh: il solo dato che può fungere da termine di paragone è la produzione mondiale di energia elettrica, che è inferiore ai 19 000 TWh. Detto in altri termini, per eguagliare l'energia prodotta dal Sole in un solo secondo, tutti gli impianti di produzione di energia elettrica del nostro pianeta dovrebbero funzionare a pieno regime per circa 6 000 000 anni.

I fotoni, emessi ad alta energia (nelle frequenze dei raggi γ ed X), vengono assorbiti in appena alcuni millimetri di plasma solare e quindi riemessi in direzioni casuali, con un'energia minore: per questo motivo la radiazione necessita di un tempo tra 10 000 e 170 000 anni per raggiungere la superficie della stella. I fotoni, una volta raggiunta la fotosfera, vengono emessi principalmente sotto forma di luce visibile (in generale si hanno emissioni in tutte le lunghezze d'onda dello spettro elettromagnetico).

Al contrario dei fotoni, i neutrini liberati dalle reazioni interagiscono molto più debolmente con la materia, e quindi raggiungono la superficie quasi immediatamente.

La quantità di energia luminosa che giunge per unità di superficie esposta direttamente alla radiazione solare (al di fuori dell'atmosfera) prende il nome di *costante solare* e vale circa 1370 W/m²; moltiplicando questo valore per la superficie dell'emisfero terrestre esposto in ogni istante al Sole si ottiene una potenza maggiore di 50×10^6 GW.

Tuttavia, a causa dell'attenuazione subita durante l'attraversamento dell'atmosfera terrestre, alla superficie il valore della costante scende a circa 1000 W/m^2 , in condizioni di tempo sereno quando il Sole è allo zenit.

La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, ma poco concentrata, in quanto distribuita su tutta la superficie del pianeta.

A livello della superficie terrestre inoltre bisogna considerare che l'energia solare è concentrata nel livello di lunghezza d'onda da 0,4 a 2,5 micrometri.

2.2 STRUMENTI DI MISURA

Il rendimento dei sistemi fotovoltaici è dipendente da svariati fattori.

Durante la caratterizzazione del sito è importante registrare i valori dell'irradianza solare (diffusa, normale diretta, globale); della temperatura ambiente; della velocità e direzione del vento (che agisce sul sistema influenzando i processi di scambio termico); dell'umidità relativa (che può ridurre la captazione della radiazione solare da parte della cella in caso di formazione di condensa).

Per studiare al meglio la risposta dei moduli fotovoltaici è importante scendere nel dettaglio delle misure radiometriche mediante analisi spettrali che permettono di valutare i valori di irradianza relativi alle diverse lunghezze d'onda, al fine di registrare i valori imputabili alle radiazioni UV (che contribuiscono ai fenomeni di degradazione che potrebbero subire i materiali, in particolare quelli costituenti l'ottica dei sistemi a concentrazione) nonché a fornire dati utili per suggerire l'utilizzo di moduli costituiti da materiali particolarmente sensibili a determinate lunghezze d'onda (nella prospettiva di impiego di celle fotovoltaiche a multigiunzione).

2.2.1 MISURE DI RADIAZIONE

Gli strumenti utilizzati per misurare la radiazione solare sono:

- **pireliometri**: utilizzati per la misura della componente diretta della radiazione solare, vengono disposti sempre in posizione ortogonale al fascio solare;
- **piranometri** (o solarimetri): misurano la radiazione solare globale (ovvero le componenti diretta e diffusa) incidente, su superfici orizzontali o inclinate rispetto all'orizzontale entro un campo di veduta di 180°;
- **pirgeometri**: misurano il flusso radiante infrarosso su una superficie piana, hanno un campo di veduta ideale di 150° ed un range di misura tipico tra 5-50 μm .

Si utilizzano dei sensori di tre diverse categorie: sensori termoelettrici, sensori termomeccanici e sensori a semiconduttore.

I **sensori termoelettrici** assorbono la radiazione incidente (a prescindere dalla frequenza, il che li rende insensibili alla variazione di lunghezza d'onda dello spettro solare) e convertono l'energia termica acquisita in un segnale elettrico.

Un sensore di questo tipo è la **termocoppia**.

La **termocoppia** è un sensore di temperatura costituito da una coppia di diversi conduttori metallici uniti ad un capo: quando vi è una differenza di temperatura tra la giunzione che funge da sensore (che viene illuminata) e la giunzione di riferimento (che viene mantenuta oscurata), si genera una forza elettromotrice per effetto Seebeck. Una serie di più termocoppie collegate tra loro viene detto **termopila**, ed ha lo scopo di ampliare il segnale di risposta.

La differenza di potenziale ΔV che si genera al variare della temperatura ΔT è data da:

$$\Delta V = N \alpha \Delta T$$

dove N è il numero di termocoppie, α è un coefficiente dipendente dai materiali.

Tale differenza di potenziale sarà proporzionale all'intensità di radiazione incidente sulla giunzione-sensore (le giunzioni-riferimento delle varie termocoppie che costituiscono la termopila devono essere tutte alla stessa temperatura).

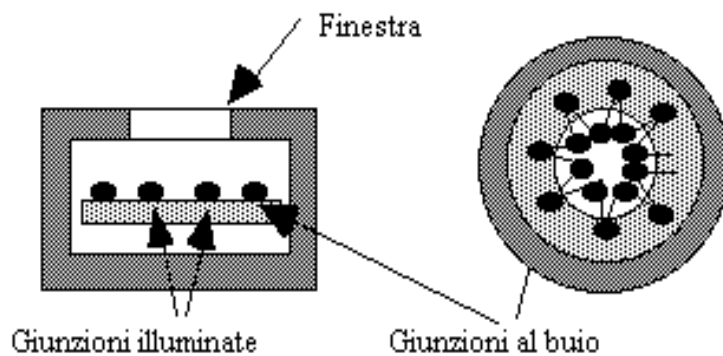


Figura 2.2 – Schema della disposizione delle giunzioni-sensore e giunzioni-riferimento all'interno di una termopila.

I **sensori termomeccanici** sfruttano invece il principio di dilatazione termica secondo il quale un metallo varia le proprie dimensioni col variare della temperatura (funzione dell'esposizione alla radiazione solare). Questi strumenti hanno un elevato tempo di risposta (pari a qualche minuto) che non permette il loro utilizzo per misurare istantaneamente i livelli di radiazione solare.

I **sensori a semiconduttore** sfruttano l'effetto fotoelettrico, ovvero la creazione di coppie elettrone-lacuna nei semiconduttori, quando investiti da radiazioni di lunghezza d'onda tale da possedere un livello energetico superiore al salto energetico che l'elettrone deve fare per passare alla banda di conduzione. Quando il numero di fotoni è sufficiente a formare abbastanza coppie elettrone-lacuna, si genera una differenza di potenziale, che è correlata all'intensità della luce incidente. In questo caso si ha una risposta in funzione della lunghezza d'onda, dunque in funzione dello spettro della radiazione incidente.

Le **fotoresistenze** ad esempio sono costituite da un materiale semiconduttore (PbS, CdS, CdSe) in cui la conducibilità aumenta proporzionalmente all'intensità della luce incidente, determinando quindi una riduzione della resistenza: per la caratteristica economicità e per la lentezza di risposta vengono prevalentemente utilizzati come rivelatori di soglia luminosa (**interruttori crepuscolari**).

MISURE DELLA RADIAZIONE DIRETTA

La **radiazione solare diretta** viene misurata con il **pireliometro**.

È uno strumento telescopico alla base del quale è posta una termopila.

Esso è regolarmente rivolto verso il sole in quanto la sua superficie captante deve essere sempre perpendicolare ai raggi solari. Per far ciò viene utilizzato un inseguitore solare (*sun-tracker*) su cui viene disposto lo strumento di misura: mediante un sensore posto sullo stesso piano del pireliometro si valuta lo scostamento rispetto alla normale e viene dato al sun-tracker il segnale di aggiustamento della posizione (la posizione di perpendicolarità ai raggi solari dello strumento è indicata dai due forellini posti sulle due lamine di alluminio montate alle due estremità del tubo del pireliometro).

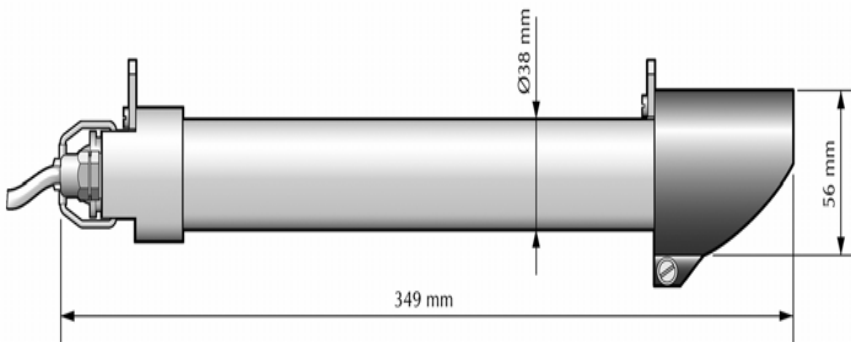


Figura 2.3 – *Pireliometro: schema e posizionamento sul sun-tracker.*

La piccola apertura del diaframma (definita “apertura di angolo solido”) permette alla superficie captante di vedere il disco solare ed una piccola porzione di cielo che lo contorna.

Il pireliometro è dotato di una termopila circolare posta alla base del tubo cilindrico: al surriscaldamento della termopila causato dalla radiazione incidente si ha una risposta con un segnale in uscita in millivolt proporzionale alla radiazione.

Alla base del pireliometro, esternamente, è posto un piccolo contenitore emisferico trasparente con all’interno gel di silice, che ha lo scopo di assorbire eventuale umidità infiltratasi all’interno del tubo del pireliometro.

MISURE DELLA RADIAZIONE GLOBALE

I **piranometri** sono strumenti che misurano la radiazione solare globale e diffusa che giunge su una superficie fissata, ed hanno un angolo di visuale di 180°.

Diversamente dagli assorbitori conici di cui sono dotati i pireliometri, gli elementi sensibili dei piranometri sono superfici piane.

I piranometri hanno una sensibilità tale che il segnale di tensione in uscita in condizioni di massima illuminazione è dell’ordine del millivolt.

Il sensore del **piranometro BW (nero e bianco)** è una termopila differenziale, i cui avvolgimenti hanno una disposizione radiale piana, con una copertura emisferica di vetro che ha un’ottica di precisione in grado di trasmettere uniformemente lunghezze d’onda tra 0.285 e 2.8 μm

(vedi figura 2.4). Nella parte laterale del piranometro vi è un'apertura per il posizionamento del gel essiccatore, utile per assorbire l'umidità all'interno della cupola di vetro.

Lo strumento è dotato di un circuito di compensazione della temperatura per minimizzare gli effetti legati alle fluttuazioni della temperatura ambientale.



Figura 2.4 – Piranometro “black & white”.

Il cuore del piranometro spettrale è invece una termopila circolare a multigiunzione, il cui sensore è rivestito con una lacca nera dotata di un elevato coefficiente di assorbimento a tutte le lunghezze d'onda; si hanno inoltre due cupolette semisferiche e concentriche in vetro.



Figura 2.5 – Piranometro spettrale.

Si possono avere *tre effetti* principali sulla risposta dei piranometri a causa della risposta del sensore rispetto all'altezza e all'inclinazione del sole:

- ***effetto coseno***: indica la variazione dell'assorbanza direzionale al variare dell'angolo d'incidenza della radiazione: è direttamente proporzionale al valore del rapporto tra radiazione diretta e radiazione diffusa.
- ***effetto azimut***: sebbene in condizioni ideali la risposta di un ricevitore è proporzionale al coseno dell'angolo di incidenza e non varia con l'azimut, a causa di alcune imperfezioni di produzione si possono avere anche variazioni azimutali dell'assorbanza.
- ***effetto dell'inclinazione***: i piranometri sono generalmente calibrati su una superficie orizzontale, rivolti verso l'alto. La necessità di effettuare misurazioni della radiazione (diretta, diffusa e globale, nonché quella riflessa dal terreno) su piani inclinati può modificare la qualità delle risposte a causa di questo effetto di "tilt": generalmente l'errore resta entro il 2%.

Ulteriormente le risposte dei piranometri dipendono da sensibilità, variazioni della temperatura ambientale, risposta spettrale del sensore, tempo di risposta, effetto dell'equipaggiamento ausiliario.

La differenza di temperatura tra la termopila e l'ambiente esterno fornisce un segnale in tensione lineare rispetto la radiazione solare assorbita.

Questa variazione potrebbe essere influenzata dalla presenza di vento, di pioggia o umidità; per questo motivo vi sono due cupole di vetro concentriche che proteggono la superficie della termopila: esse hanno ugual trasmittanza per la componente diretta della radiazione solare per tutte le posizioni del sole nella sfera celeste.

La copertura più esterna può essere sostituita con filtri emisferici, in grado di trasmettere radiazioni entro un limitato campo di lunghezze d'onda (da cui il nome "piranometro spettrale").

Una cartuccia svitabile contenente gel di silice (posta alla base del piranometro) previene la presenza di umidità all'interno delle cupole.

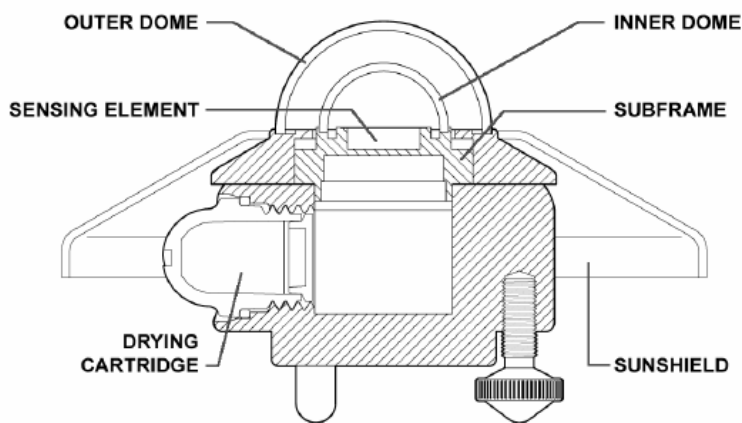


Figura 2.6 – Sezione di un piranometro.

La selettività della termopila è del 2%: all'interno del range spettrale del piranometro l'assorbimento è lo stesso entro il 2% per ogni lunghezza d'onda della radiazione.

La risposta spettrale del piranometro è dunque da considerarsi praticamente costante nell'intero range di lunghezza d'onda dello spettro solare.

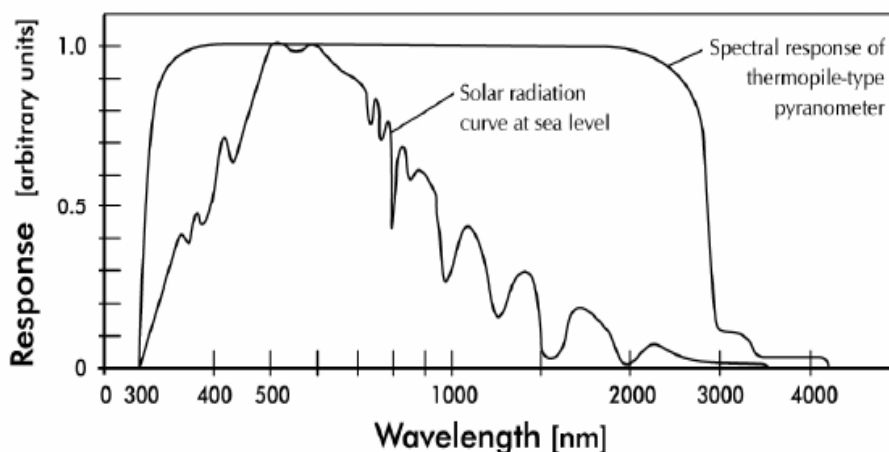


Figura 2.7 – Risposta spettrale del piranometro.

I piranometri standard secondari di cui dispone la stazione radiometrica hanno un'incertezza del 2% per la misura della radiazione oraria e dell'1% per la misura di quella giornaliera.

Le misure di radiazione globale all'interno della stazione vengono eseguite su tre piani differenti, a 0°, 45° e 90°, mentre un'altra misura di radiazione globale viene eseguita sul piano orizzontale del sun-tracker per fare un confronto immediato con la misura di radiazione diffusa relativa allo stesso piano.



Figura 2.8 – Piattaforma radiometrica.

MISURE DELLA RADIAZIONE DIFFUSA

Oltre ai piranometri tradizionali vengono utilizzati dispositivi quali la *shading band* e la *shading ball* per il calcolo della sola radiazione diffusa mediante i **piranometri oscurati**.

Per il calcolo della sola radiazione diffusa è necessario eliminare la componente diretta della radiazione dalle misurazioni della radiazione globale ottenuti sullo stesso piano di riferimento, utilizzando per l'appunto dei dispositivi atti ad oscurare la componente ortogonale al sensore quali la banda di occultazione o la sfera d'occultazione.

L'irradianza diffusa viene dunque determinata: $I_{diff} = I_{glob} - I_{norm} \cdot \cos(\theta_z)$

Il **piranometro con shading band** è fissato su un piano orizzontale, la banda è montata parallelamente al piano equatoriale ed è inclinata rispetto alla verticale con un angolo pari alla latitudine. La struttura di sostegno della banda reca delle slitte graduate per la regolazione sulla latitudine e sulla declinazione. Settimanalmente è necessaria la regolazione della banda per rispondere alle variazioni della declinazione solare. La superficie della banda è tinta di nero per minimizzare gli effetti di riflessione.



Figura 2.9 – Piranometro con banda d'occultazione.

Il *piranometro con shading ball* è montato sul piano orizzontale del sun-tracker, e la cupoletta è perfettamente oscurata dall'ombra generata dalla sfera che istante per istante copre il disco solare.



Figura 2.10 – Piranometro con sfera d'occultazione.

Le misure di radiazione diffusa eseguite con la banda di occultazione (*shading band*) sono meno esatte rispetto a quelle eseguite con la *shading ball*, in quanto la banda causa l'occultazione di una parte di radiazione diffusa proveniente dalla parte ombreggiata.

MISURE DELLA RADIAZIONE ULTRAVIOLETTA

Oltre ai piranometri si utilizzano **radiometri spettrali** operanti nelle bande UV_A e UV_B.

I radiometri sono composti da un fotodiodo seguito da filtri ottici i quali hanno lo scopo di filtrare la componente UV dello spettro solare per far incidere questa parte di radiazione su uno strato di fosforo dal quale si genera una radiazione visibile misurabile dal fotodiodo.

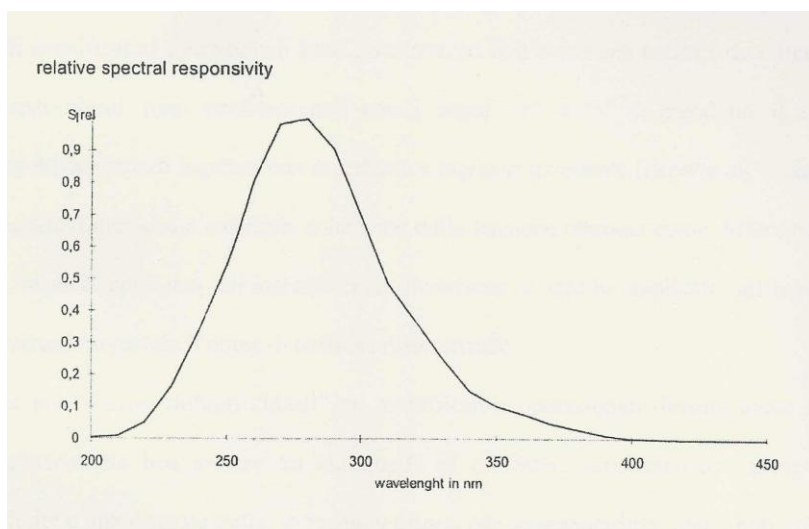


Figura 2.11 – Risposta spettrale dei radiometri a banda larga ottimizzati per la radiazione UV.

2.2.2 MISURE METEOROLOGICHE

La caratterizzazione meteo-climatica del sito è costituita da una stima media (giornaliera, mensile, stagionale ed annuale) dei vari parametri che influenzano le prestazioni dei moduli.

In particolare è necessario monitorare:

- la velocità e la direzione del vento;
- l'umidità relativa;
- la temperatura dell'aria;
- la pressione atmosferica;
- la piovosità.

MISURE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO: IL TACO-ANEMOMETRO

I principali strumenti atti alla misurazione della velocità del vento (anemometri) differiscono in funzione del metodo di misurazione:

- anemometri ad energia cinetica (anemometri a coppe);
- anemometri a pressione (tubi di Pitot, anemoclinometri, anemometri resistivi);
- anemometri a variazione di temperatura (anemometri a filo caldo);
- anemometri sonori (anemometri doppler).

Gli **anemometri a coppe** sono rivelatori planari omnidirezionali che misurano il modulo della velocità del vento su un piano orizzontale.

L'anemometro della stazione è costituito da tre semisfere cave montate su bracci rotanti collegati ad un perno: la velocità del vento provoca la rotazione di questo sistema in quanto le superfici convesse delle coppe possiedono un più alto coefficiente di trascinamento rispetto a quello delle superfici concave.

Il trasmettitore compara la velocità di rotazione delle coppe alla velocità del vento secondo una relazione lineare: $u = a\omega + u_0$

dove a è il coefficiente di calibrazione, u_0 la soglia iniziale di velocità del vento (estrapolato dall'intersezione della retta di calibrazione con la retta relativa ad una velocità di rotazione pari a zero, seppure sotto i 2,5 m/s una parabola approssimerebbe meglio l'andamento della curva), ω è la velocità di rotazione delle coppe, u la reale velocità del vento.

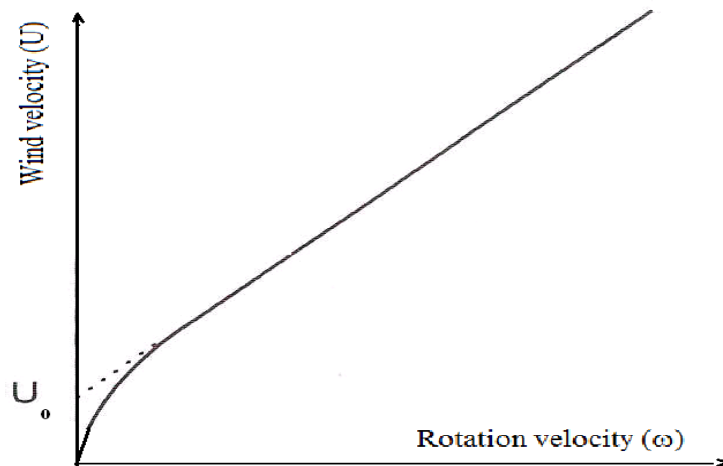


Figura 2.12 – Risposta di funzionamento di un anemometro a coppe.

L'anemometro è dotato di un opto-tachimetro costituito da un disco rotante a 32 tacche collegato al rotore a coppe, che ruotando fa ruotare il disco: quando tale disco, che presenta una serie di parti opache e trasparenti in successione, viene investito dalla luce emessa da LED, essendo attraversato da questa nelle sue zone trasparenti, consente alla luce di giungere sui fotodiodi ricevitori. La frequenza di lettura del disco viene convertita in un segnale di tensione in uscita.

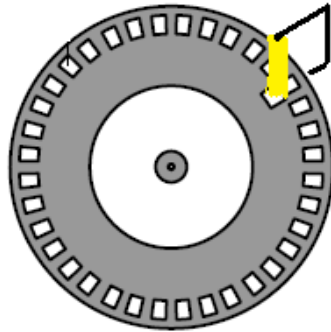


Figura 2.13 – *Tachimetro opto-elettronico.*

Al fine di eliminare le perturbazioni relative alla presenza di ostacoli nell'ambiente circostante, il tachimetro è montato su un palo di alluminio anodizzato alto 10 m.

Il tempo di risposta è pari ad 1,16 s.



Figura 2.14 – *Taco-gonioanemometro a coppe rotanti.*

MISURE DELLA DIREZIONE DEL VENTO: IL GONIO-ANEMOMETRO

Il **gonioanemometro a banderuola** consiste in una paletta rettangolare di metallo posta alla fine di una piccola asta orizzontale: quest'ultima ruota, tramite un perno, attorno ad un asse verticale.

La banderuola è caratterizzata dal non avere una posizione preferenziale e dal presentare un'unica posizione di equilibrio per una data direzione del vento.

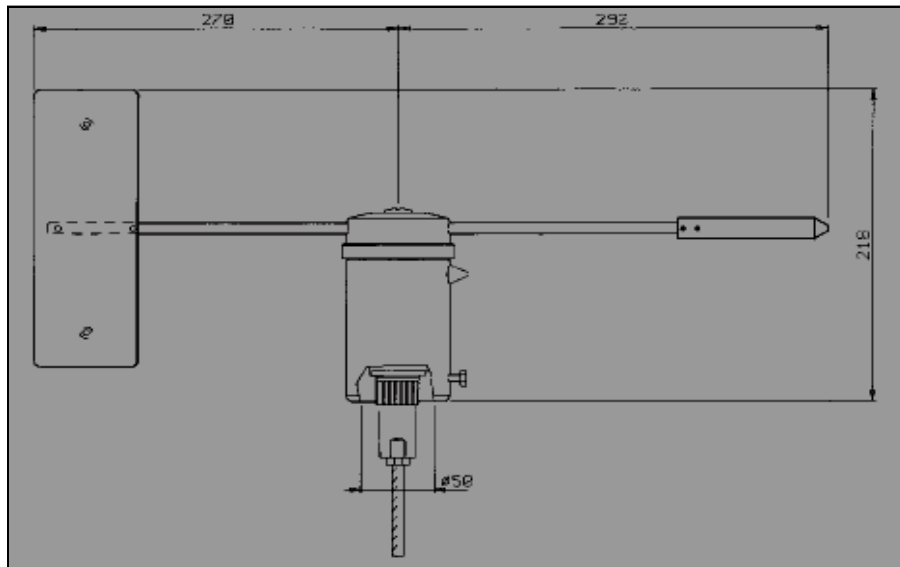


Figura 2.15 – *Gonioanemometro a banderuola.*

Nel gonioanemometro del sito il sistema di misura della posizione angolare della banderuola è una *resistenza variabile* (o potenziometro): questo trasmettitore è composto da un cursore con contatto mobile e un resistore circolare ai cui capi è applicata una tensione V pari a 24 Volt.

A seconda della posizione del cursore il segnale in uscita V_u varia linearmente con la relazione: $V_u = \alpha V$

con α dipendente dall'angolo della direzione del vento θ mediante la relazione: $\theta = V_u/kV$.

Il tempo di risposta è pari a 0,23 s.

MISURE DELLA TEMPERATURA E DELL'UMIDITÀ: IL TERMOIGROMETRO

Il termoigrometro è uno strumento che misura la temperatura ambiente e l'umidità relativa dell'aria.



Figura 2.16 – Termoigrometro.

La misura della temperatura mediante i termometri a resistenza è basata sulla caratteristica, comune a tutti i conduttori e i semiconduttori, di modificare la propria resistenza elettrica al variare della temperatura. Questa variazione dR/dt , definita “coefficiente di temperatura”, non è costante nell'intero campo di temperatura preso in considerazione, ma è essa stessa una funzione della temperatura.

La variazione della resistenza al variare della temperatura per un termometro a resistenza Pt 100 (100 Ω è il valore di resistenza nominale alla temperatura di 0° C) è mostrata in grafico.

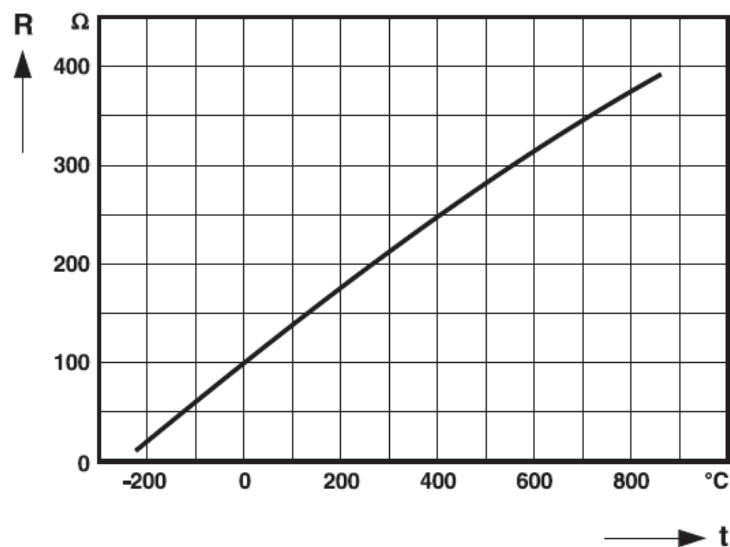


Figura 2.17 – Caratteristica R-t per il termo resistore Pt100.

La relazione tra la resistenza e la temperatura è rappresentata da un polinomio; nel caso del platino è la relazione di *Callendar-van Dusen*: $R = R_0 [1 + At + Bt^2 + C(t - 100)t^3]$
dove: A , B e C sono costanti dipendenti dalle proprietà del platino, $R_0 = 100 \Omega$.

(Per temperature comprese tra 0 e 630 °C, il termine con la terza potenza di t è trascurabile ma per temperature sotto il punto di congelamento dell'acqua e fino a -200 °C occorre considerare le potenze fino al terzo ordine.)

L'igrometro di cui dispone la stazione meteorologica è uno strumento di tipo capacitivo: esso è costituito da una lastra quadrata di vetro sottile ($6 \text{ mm} \times 6 \text{ mm}$), sulla quale sono posti, ad una certa distanza, due elettrodi di tantalio collegati da un filo e ricoperti da uno strato di polimero igroscopico.

I materiali igroscopici hanno la caratteristica di variare le proprie dimensioni in funzione dell'umidità assorbita. Dalla capacità variabile tra i due elettrodi, dovuta alla variazione della loro distanza, si perviene al valore di umidità.

Questo tipo di igrometro ha il vantaggio di essere sensibile alla sola umidità relativa dell'aria e di essere scarsamente condizionato dalla temperatura.

2.2.3 STRUMENTI UTILIZZATI

Gli strumenti che costituiscono la **stazione radiometrica** del centro ricerca Enel sono stati installati orientati verso sud. Si utilizzano dunque:

- 1 pireliometro per la misura dell'**irradianza diretta** (montato sul sun-tracker, sistema di inseguimento solare);
- 6 piranometri:
 - 3 per effettuare misure di **radiazione globale** su piani a 0°, 45° e 90° rispetto all'orizzontale;
 - 1 per misure di radiazione globale sul piano orizzontale del suntracker;
 - 1 per effettuare misure di **radiazione diffusa** tramite shading ball;
 - 1 per misure di radiazione diffusa tramite una banda di occultazione (shading band), su un piano orizzontale fisso.
- 2 sensori di radiazione solare globale Standard Secondari (per la **calibrazione**);
- 1 radiometro per la misura della **radiazione UV-A**;
- 1 radiometro per la misura della **radiazione UV-B**

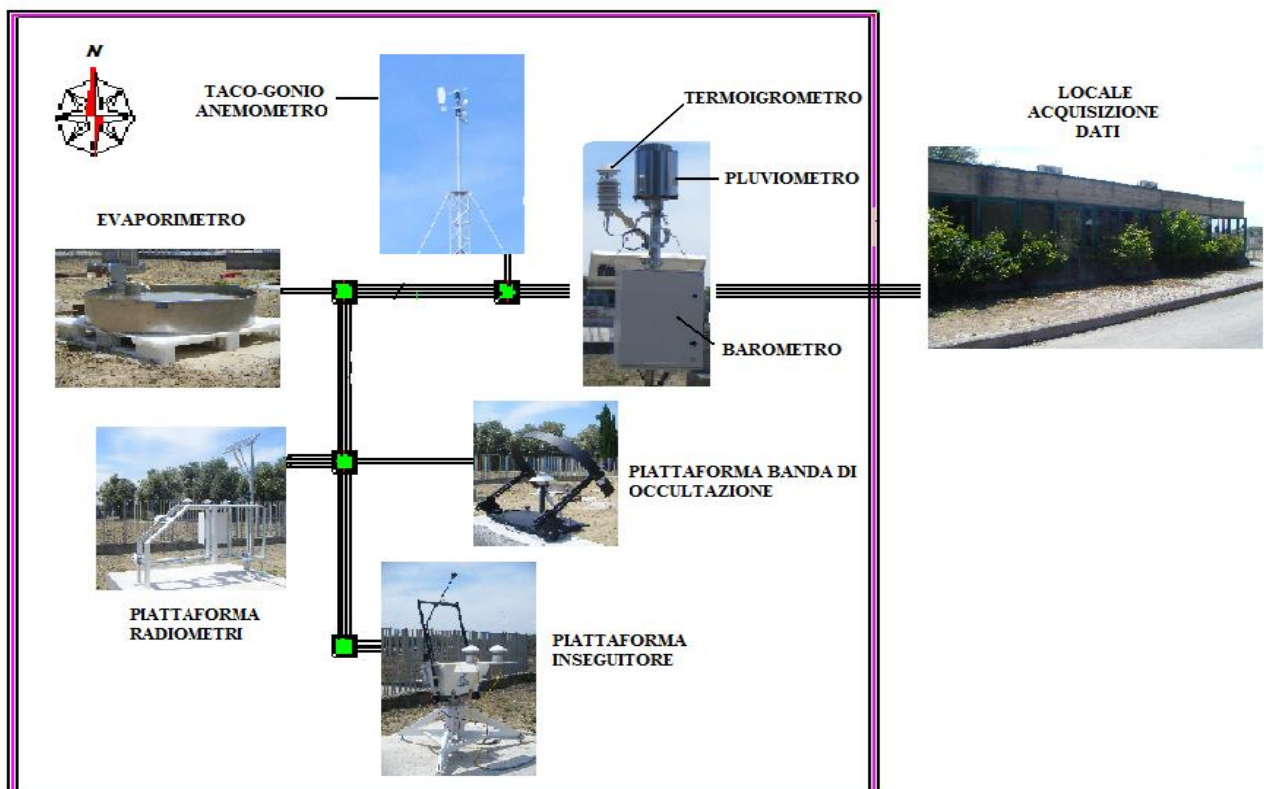


Figura 2.18 – Elenco degli strumenti di misura.

Gli strumenti che costituiscono la **centralina meteorologica** sono:

- 1 tacoanemometro per la misura della *velocità del vento*;
- 1 gonioanemometro per la misura della *direzione del vento*;
- 1 termoigrometro per la misura della *temperatura ambiente* e dell'*umidità relativa*;
- 1 barometro per la misura della *pressione atmosferica*;
- 1 pluviometro per la misura della *quantità di pioggia*.

CAPITOLO 3

LA PRODUZIONE D'ENERGIA ELETTRICA DAL SOLE

3.1 L'EFFETTO FOTOVOLTAICO

L'**effetto fotoelettrico** è costituito dall'emissione di elettroni da una superficie quando questa viene colpita da una radiazione elettromagnetica ad una certa frequenza.

La teoria che spiega l'effetto fotoelettrico (del quale l'effetto fotovoltaico rappresenta una sottocategoria) fu pubblicata nel 1905 da Albert Einstein che per questo ricevette il premio Nobel.

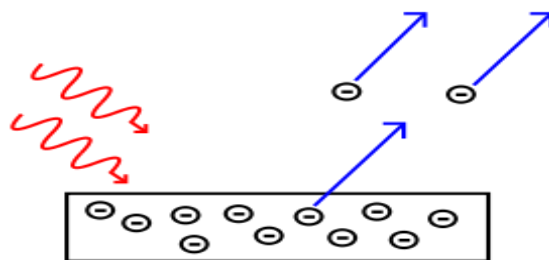


Figura 3.1 – Emissione di elettroni in seguito alla ricezione di energia dalla radiazione elettromagnetica per effetto fotoelettrico.

Nella fisica dello stato solido la **struttura elettronica a bande** di un solido descrive la varietà di energie che ad un elettrone è "consentito" o "proibito" possedere. Gli elettroni in un solido riempiono gli stati consentiti partendo dal livello energetico più basso fino ad esaurimento.

L'ultima banda riempita di elettroni si definisce **banda di valenza**, la prima banda lasciata vuota si definisce invece **banda di conduzione**.

L'intervallo di energie fra la banda di valenza e quella di conduzione si definisce **banda proibita** (band gap).

Possono verificarsi diverse possibilità:

✓ se si ha l'ultima banda solo parzialmente riempita da elettroni e con degli spazi vuoti si ha a che fare con un **conduttore**, cioè un sistema in cui gli ultimi elettroni hanno la possibilità di spostarsi in livelli energetici molto vicini e dunque possiedono una mobilità elevata che porta il

sistema a essere appunto un buon conduttore di elettricità (banda di valenza e banda di conduzione sono di fatto sovrapposte);

✓ se l'ultima banda è stata riempita completamente e tra questa banda e la successiva consentita si trova una banda proibita (band gap) di energie, il solido viene definito **isolante** (banda di valenza e banda di conduzione sono separate da un considerevole gap energetico, maggiore di 5 elettronVolt).

✓ se il band gap è sufficientemente piccolo, tale che a temperatura ambiente si ha la possibilità di attraversamento della banda da parte degli elettroni, si parla di **semiconduttori** (il gap tra banda di valenza e banda di conduzione non è così elevato da impedire il passaggio degli elettroni tra i due livelli energetici).

Il meccanismo di funzionamento dell'effetto fotovoltaico si basa dunque sull'utilizzo di materiali **semiconduttori**.

L'energia minima necessaria all'elettrone per allontanarsi dall'atomo deve essere uguale o superiore alla banda proibita del materiale:

$$E_{fotone} = E_{\lambda} \geq E_{gap}$$

$$E_{\lambda} = \frac{hc}{\lambda}$$

dove λ è la lunghezza d'onda, h la costante di Plank, c la velocità della luce.

Questo equivale a dire che gli elettroni devono ricevere fotoni entro una determinata lunghezza d'onda per far sì che essi posseggano l'energia minima per l'eccitazione ed il passaggio dell'ultimo elettrone nella banda di conduzione: nel caso del silicio a temperatura ambiente si ha un $E_{gap} = 1.12 \text{ eV}$, che equivale a dire (ricordando che $c = \text{velocità della luce} = 3 \times 10^9 \text{ [m/s]}$; $h = \text{costante di Plank} = 6,6 \times 10^{-34} \text{ [Js]}$) una lunghezza d'onda $\lambda_{max} = 1,1 \text{ }\mu\text{m}$ (più lunga del visibile, avendo il limite agli infrarossi a circa $0,73 \text{ }\mu\text{m}$).

Il rendimento di una cella è determinato anche dalla sensibilità alla lunghezza d'onda ricevuta e dall'assorbimento ottico dell'area attiva del semiconduttore.

Nella cella di silicio cristallino questa zona sensibile alla luce è compresa circa nell'intervallo tra 0,35 e 1,1 micrometri.

Le perdite di *mismatch* considerano proprio la diversa sensibilità della cella alle diverse lunghezze d'onda incidenti sulla superficie della stessa.

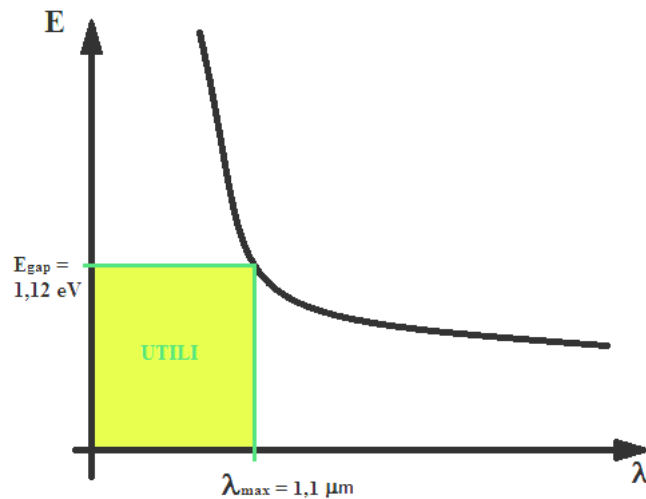


Figura 3.2 – I fotoni che possiedono energia maggiore di 1,12 eV (cioè hanno lunghezza d'onda inferiore ad 1,1 μm) sono tutti utili a far passare di banda gli elettroni del semiconduttore.

L'energia di gap è una funzione della temperatura.

- a temperatura ambiente (**27 °C**) è di $E_{gap} = 1.12 \text{ eV}$ per il silicio, $E_{gap} = 0.42 \text{ eV}$ per il germanio;
- a **0 °C** il gap è 1.17 eV per il silicio e 0.74 eV per il germanio;
- per temperature prossime allo **zero assoluto** si comportano entrambi come isolanti.

Quando la temperatura aumenta non è trascurabile la probabilità che gli ultimi elettroni, presenti nella banda di valenza, possano passare alla banda di conduzione, per eccitazione termica.

Gli elettroni passati alla banda di conduzione se sottoposti all'azione di un campo elettrico esterno danno luogo ad una corrente.

Nel caso di materiali isolanti serve troppa energia per far sì che il fotone incidente “liberi” un elettrone (il gap risulta troppo elevato per poter essere eguagliato dall'energia del fotone incidente); mentre per i materiali conduttori l'energia è piccolissima, quindi già a temperatura ambiente c'è una continua liberazione di elettroni e sostanzialmente una continua creazione e

distruzione di coppie elettrone-lacuna (l'energia necessaria alla creazione viene fornita direttamente dalle fluttuazioni termiche).

Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino di un semiconduttore, si verifica la transizione in *banda di conduzione* di un certo numero di elettroni. Si rendono pertanto “disponibili” i portatori di carica, che possono essere sfruttati per generare una corrente.

Per realizzare ciò è necessario creare un campo elettrico interno alla cella, stabilendo un eccesso di atomi caricati negativamente in una parte del semiconduttore, ed un eccesso di atomi caricati positivamente nell'altra.

Questo meccanismo si ottiene mediante il **drogaggio** del semiconduttore.

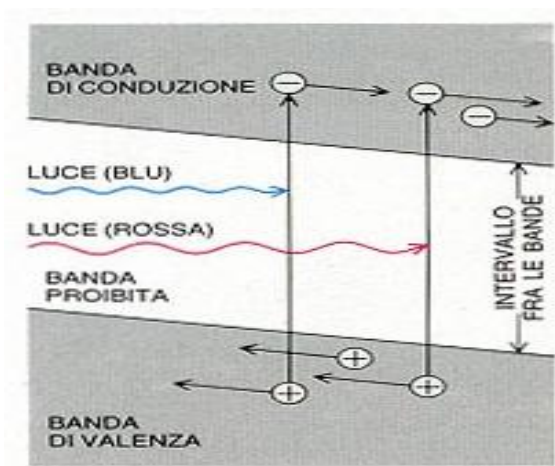


Figura 3.3 – Esempio di struttura elettronica a bande (è rappresentata la transizione degli elettroni alla banda di conduzione in seguito alla radiazione ricevuta).

Ogni elettrone che passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione, lascia un livello vuoto definito *lacuna*.

La presenza delle lacune rende disponibili altri livelli che possono essere occupati da altri elettroni della banda di valenza e quindi si può avere un moto ordinato di cariche, sotto l'azione di un campo elettrico, anche nella banda di valenza.

In un semiconduttore in presenza di un campo elettrico esterno abbiamo un flusso di carica negativa dovuto agli elettroni nella banda di conduzione, ed un flusso di carica positiva dovuto alle lacune nella banda di valenza.

I semiconduttori hanno legami tetraivalenti, cioè ogni atomo è legato ad altri quattro atomi dello stesso tipo nel reticolo cristallino: ciò è dovuto all'esistenza di quattro elettroni di valenza degli atomi (silicio, germanio) del semiconduttore.

Il **drogaggio** consiste nell'aggiunta di piccole percentuali di atomi diversi per aumentare le proprietà di conduzione del semiconduttore:

- ✓ aggiungendo atomi pentavalenti (atomi che hanno dunque cinque elettroni di valenza: fosforo, arsenico, antimonio, ...) si ha un aumento di elettroni di conduzione: questo tipo di drogaggio viene chiamato **drogaggio di tipo n**.
- ✓ se invece si aggiungono atomi trivalenti al semiconduttore (ovvero atomi che hanno tre elettroni di valenza nei livelli energetici più esterni: boro, gallio, indio, ...), questi creano delle "trappole" per gli elettroni (lacune), cioè legami instabili entro il conduttore e attraggono gli elettroni liberi in modo da stabilizzarsi: questo tipo di drogaggio viene chiamato **drogaggio di tipo p**.

I	II	III	IV	V	VI
		B	C	N	O
		Al	Si	P	S
Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se
Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te

Tavola 3.1 – Tavola periodica degli elementi abbreviata.

Il materiale è globalmente neutro, poiché il drogaggio avviene con atomi neutri (non ioni), quello che cambia è l'eccesso-difetto di elettroni nei legami covalenti.

Al contatto tra i due materiali così ottenuti si verifica un flusso di diffusione di elettroni dalla *zona n* alla *zona p* e di lacune in direzione opposta, fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico, che stabilisce un eccesso di carica positiva nella *zona n*, un eccesso di elettroni nella *zona p* e una regione intermedia detta *regione di svuotamento (depletion region)*.

Il risultato è un campo elettrico interno (campo elettrico di *built-in*) che si estende a cavallo della regione di svuotamento.

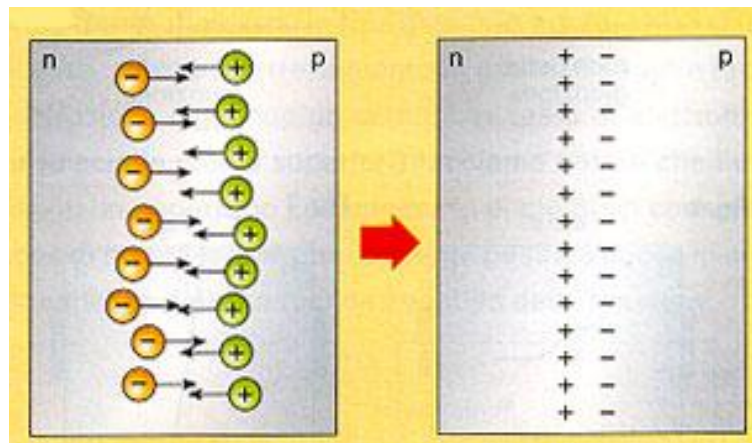


Figura 3.4 – Formazione del campo elettrico interno in seguito al drogaggio del materiale.

Questo campo è situato il più vicino possibile alla regione del dispositivo che assorbe la luce.

I fotoni quando colpiscono il semiconduttore della cella fotovoltaica possono venirne riflessi, attraversarla o esserne assorbiti.

Questi ultimi sono quelli utili, poiché un fotone assorbito può strappare un elettrone da uno stato legato ed elevarlo ad uno libero nella banda di conduzione del materiale. La luce che viene assorbita da un semiconduttore produce dunque due portatori di carica liberi: l'elettrone nella banda di conduzione, e la buca nella banda di valenza.

Illuminando con fotoni la giunzione dalla parte *n*, vengono a crearsi le coppie elettrone-lacuna sia nella *zona n* che nella *zona p*; il campo elettrico separa gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri; gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo elettrico impedisce loro di invertire la marcia.

Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale il flusso di elettroni parte dallo strato *n*, a potenziale maggiore, verso lo strato *p*, a potenziale minore, fintanto che la cella resta esposta alla luce: è possibile così osservare una corrente elettrica.

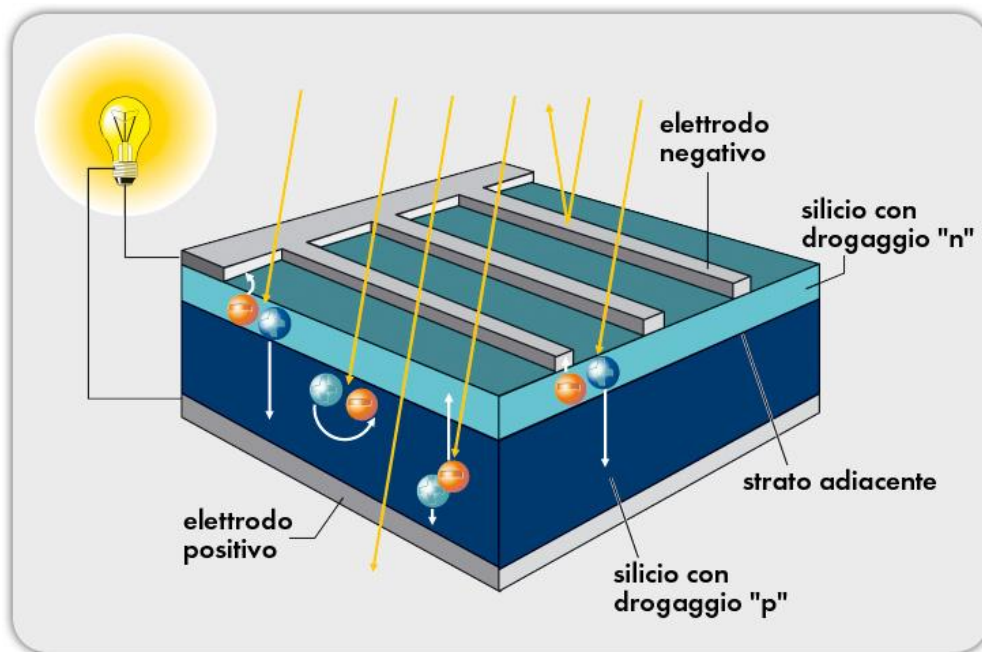


Figura 3.5 – Schema degli strati e del movimento delle cariche all'interno di una cella fotovoltaica.

Le prestazioni dei moduli fotovoltaici sono suscettibili di variazioni anche significative in base:

- al rendimento dei materiali;
- all'irraggiamento a cui le sue celle sono esposte (condizioni meteo);
- all'angolazione con cui la radiazione giunge rispetto alla superficie (90° è ottimale);
- alla temperatura di esercizio dei materiali, che tendono a ridurre le proprie prestazioni in ambienti caldi.

3.2 MODELLO ELETTRICO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

È utile servirsi di una *rappresentazione elettrica equivalente* ai fenomeni fisici che avvengono all'interno della cella fotovoltaica, al fine di comprendere meglio gli effetti dei vari componenti.

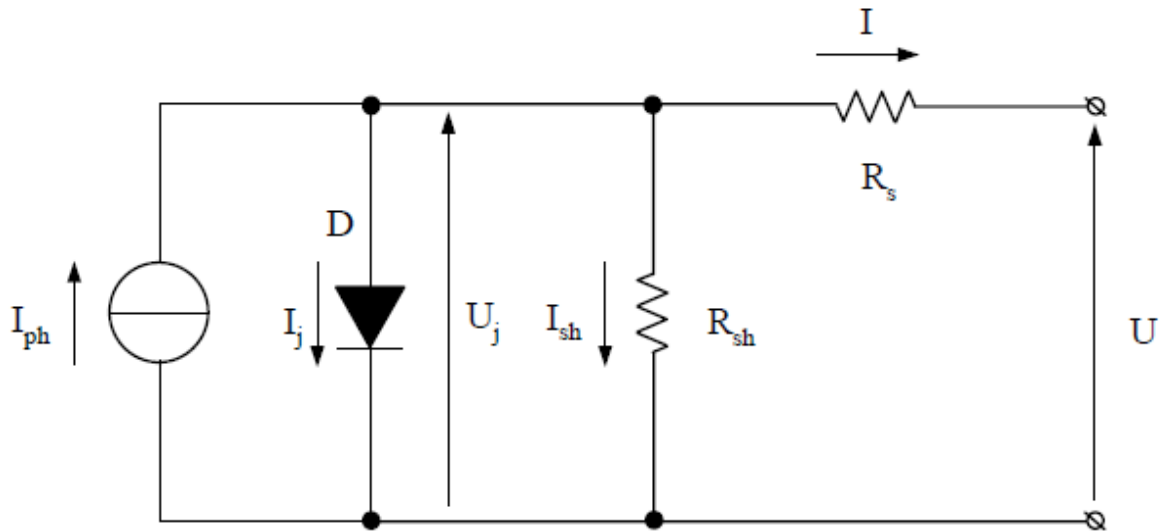


Figura 3.6 – Schema elettrico equivalente di una cella fotovoltaica.

L'effetto fotovoltaico precedentemente descritto è rappresentabile mediante il generatore di corrente I_{ph} proporzionale alla superficie della cella A , alla radiazione incidente G ed al tipo di cella utilizzata k :

$$I_{ph} = k A G$$

L'effetto di ricombinazione elettrone-lacuna che si ha all'interfaccia della giunzione $p-n$ viene rappresentata mediante il diodo D e dunque la rispettiva corrente I_j :

$$I_j = I_0 \left(e^{\frac{U_j q}{m k T}} - 1 \right)$$

dove:

- I_0 è la corrente di saturazione inversa della giunzione;
- U_j è la tensione agli estremi della giunzione (vengono utilizzati indifferentemente U o V per indicare la tensione);

- q carica dell'elettrone;
- K costante di Boltzmann;
- T temperatura assoluta della giunzione;
- m coefficiente di non idealità della giunzione.

La variazione causata dalla corrente I_j sulla curva caratteristica corrente - tensione è rappresentata in figura.

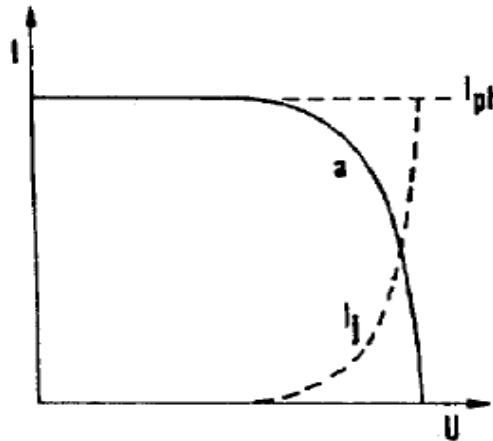


Figura 3.7 – Variazione della curva I-V a causa degli effetti di ricombinazione elettrone-lacuna.

Nel circuito elettrico equivalente si nota la presenza di due resistenze, una in serie ed una in parallelo, denominate rispettivamente R_{sh} (resistenza di shunt) ed R_s (resistenza in serie).

La resistenza di shunt rappresenta la dispersione superficiale tra la piastra e la griglia. In essa possiamo considerare la corrente $I_{sh} = U_j / R_{sh}$.

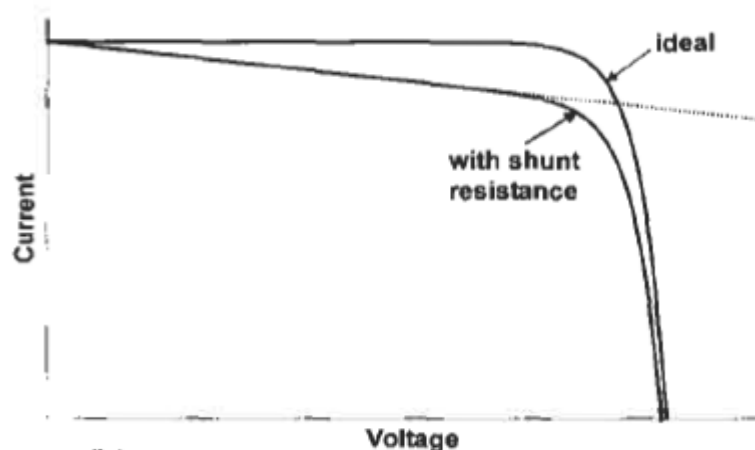


Figura 3.8 – Variazione della curva I-V a causa degli effetti della resistenza di shunt.

La resistenza in serie è data dalla somma di diverse resistenze interne alla cella:

Component of resistance	Notation	Expression
Emitter resistance	R_e	$R_e = \frac{R_{sp}d_f}{7\ell_f}$
Resistance of the base	R_b	$R_b = AW_b\rho_b$
Contact resistance: front contact	R_{fc}	$R_{fc} = \frac{\sqrt{R_{sp}\rho_{cf}}}{\ell_f} \coth\left(W_f\sqrt{\frac{R_{sp}}{\rho_{cf}}}\right)$
Contact resistance: rear contact	R_{bc}	$R_{bc} = A\rho_{cr}$
Resistance of the finger contact	R_f	$R_f = \frac{\ell_f\rho_m}{3t_fW_f}$
Resistance of the collecting busbar (per unit length)	R_{bb}	$R_{bb} = \frac{\rho_m}{3t_fW_{bb}}$

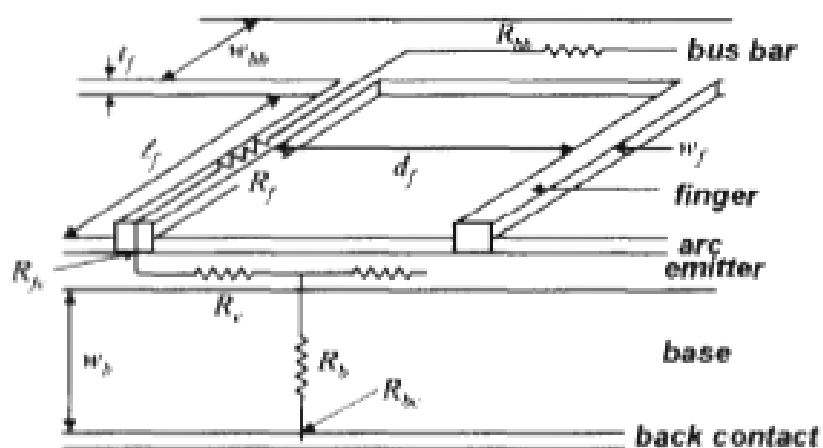


Figura 3.9 – Schema elettrico della resistenza in serie suddivisa nelle diverse componenti.

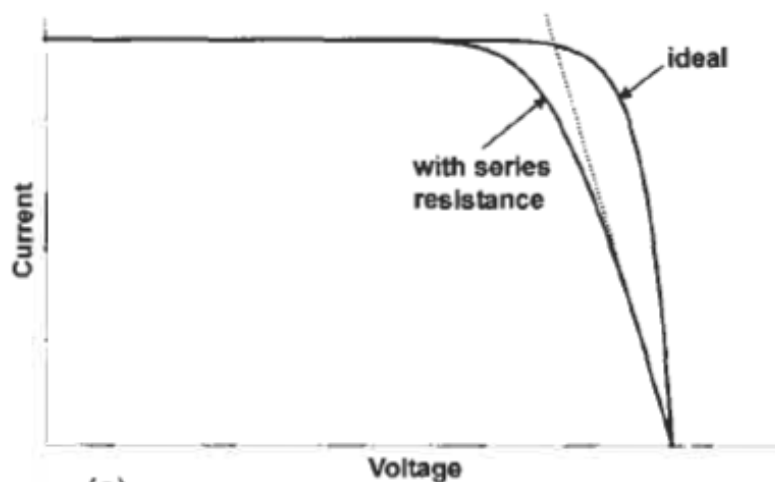


Figura 3.10 – Variazione della curva I-V a causa degli effetti della resistenza in serie.

Si ottiene dunque (riguardando lo schema elettrico di *figura 3.6*) una corrente finale pari a:

$$I = I_{ph} - I_j - U_j R_{sh}$$

e dunque una tensione (considerando le cadute sulla resistenza in serie) pari a:

$$U = U_j - R_s I$$

Sostituendo dalle precedenti equazioni avremo che:

$$U = \frac{k T}{q} \ln \frac{I_{ph} - \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} - R_s I$$

ovvero, considerando che $R_{sh} \gg R_s$, si ha:

$$U = \frac{k T}{q} \ln \frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} - R_s I$$

La tensione a circuito aperto sarà dunque pari a:

$$U_{oc} = \frac{k T}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0}\right) \approx \frac{k T}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right)$$

essendo $I_{ph} \gg I_0$.

Dalle relazioni precedentemente ricavate è ulteriormente possibile scrivere un'equazione che metta in relazione la corrente con la tensione:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{q/kT(U+R_s I)} - 1 \right]$$

che nel caso di tensione $U=0$ fornisce il valore della corrente di corto circuito:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[e^{q/kT R_s I} - 1 \right]$$

che risulta uguale alla $I_{ph} = k A G$ nel caso di $R_s = 0$.

Da quanto visto sinora è possibile tracciare il grafico corrente-tensione I-V in cui vengono evidenziati i valori di I_{sc} e V_{oc} che fornirebbero la massima potenza ideale, e la curva reale di funzionamento in cui vengono considerate la I_j , le R_{sh} e le R_s come visto nei singoli casi:

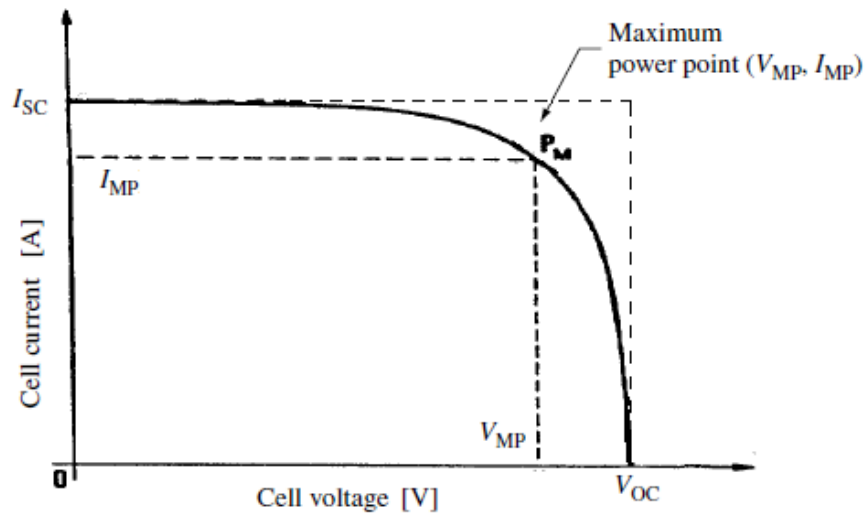


Figura 3.11 – Curva I-V reale messa a confronto con il rettangolo ideale di I_{sc} e V_{oc} . L'area mancante è denominata **Fill Factor** (detta anche fattore di riempimento o di forma).

La massima potenza idealmente producibile P_{id} è pari al rettangolo racchiuso dalle rette passante per I_{sc} e per V_{oc} . In realtà a causa delle varie componenti che influiscono sulla curva I-V, la massima potenza ottenibile è pari a $P_{max} = I_m V_m$.

Il rapporto tra queste due potenze, pari all'area "mancante" alla curva per il raggiungimento del rettangolo ideale, è denominato Fill Factor (o fattore di riempimento):

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} = \frac{P_{max}}{I_{sc} V_{oc}}$$

esprimibile anche mediante un'espressione empirica:

$$FF = \frac{V_{oc} - \frac{kT}{q} \ln[q V_{oc} / kT + 0.72]}{V_{oc} + kT/q}$$

Analizzando i valori di energia ricevuti dalla cella è dunque possibile trovare tre principali fonti di perdita rispetto all'energia ricevuta dai fotoni:

- perdita dei fotoni ricevuti la cui energia è minore di quella del band gap del semiconduttore ($hc/\lambda < E_{gap}$);

- perdite per “termalizzazione” dei fotoni con energia superiore a quella del band gap ($hc/\lambda > E_{gap}$);
- perdite interne alla cella rappresentate dal *Fill Factor*.

In figura 3.12 si ha un esempio per una cella di Si monocristallino con $E_{gap} = 1,12$ eV.

Il rettangolo bianco è rappresentativo della massima efficienza ottenibile dalla cella considerata.

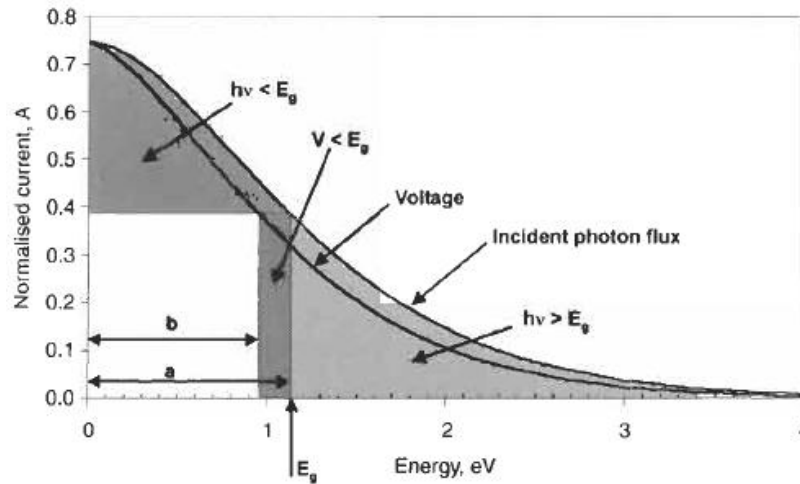


Figura 3.12 – Grafico di Henry: sono evidenziate le perdite per una cella di Si monocristallino.

Nel grafico si suppone di avere la *massima concentrazione possibile*, cioè la massima luce focalizzata sulla cella al massimo rapporto di concentrazione pari ad $1/f_{\omega} = 45,872$

(dove $f_{\omega} = (R_s/R_{SE})^2 = \omega_s/\pi$, con R_s pari al raggio del Sole (696×10^3 km), R_{SE} pari alla distanza media Terra-Sole (149.6×10^6 km). Si ottiene dunque $\omega_s = 6.85 \times 10^{-5}$ ed $f_{\omega} = 2.18 \times 10^{-5}$).

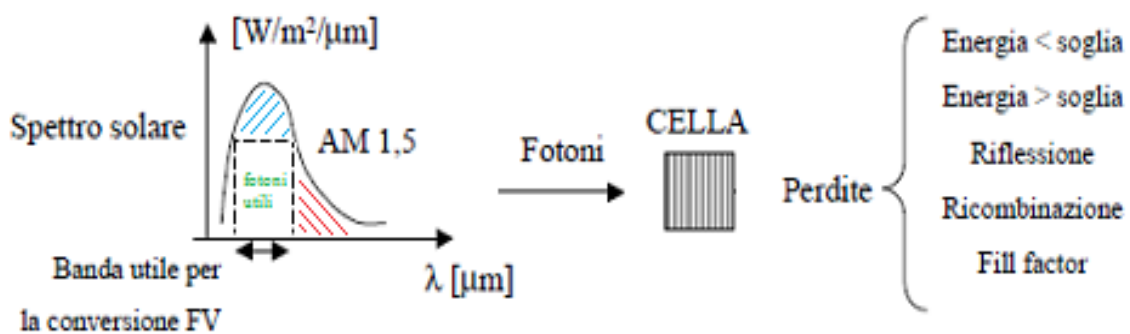


Figura 3.13 – Analisi delle perdite di cella.

In funzione del *Fill Factor* è possibile definire un **rendimento di cella** pari a:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_{in}} = \frac{FF V_{OC} I_{SC}}{P_{in}}$$

dove $P_{in} = P_{sun}$ è la potenza solare incidente sulla cella.

In tabella si notano dei valori tipici per le diverse tecnologie utilizzate:

	Efficiency (%)	I_{sc} (mA/cm ²)	V_{oc} (V)	FF (%)
<i>Crystalline: single junction</i>				
c-Si	24.7	42.2	0.706	82.8
GaAs	25.1	28.2	1.022	87.1
InP	21.9	29.3	0.878	85.4
<i>Crystalline: multijunction</i>				
GaInP/GaAs/Ge tandem	31.0	14.11	2.548	86.2
<i>Thin-film: single junction</i>				
CdTe	16.5	25.9	0.845	75.5
CIGS	18.9	34.8	0.696	78.0
<i>Thin-film: multijunction</i>				
a-Si/a-SiGe tandem	13.5	7.72	2.375	74.4
<i>Photoelectrochemical</i>				
Dye-sensitised TiO ₂	11.0	19.4	0.795	71.0

Figura 3.14 – Valori tipici di efficienza η_g , I_{SC} , V_{OC} e *Fill Factor* per vari tipi di cella.

Nel caso in cui si concentri la luce solare di un fattore X , assumendo che il grado di illuminazione della cella non modifichi i parametri del semiconduttore o la sua temperatura (assunzione valida solamente per bassi valori di concentrazione) si ottiene che la corrente di cortocircuito diventa:

$$I_{SC}^{Xsuns} = X I_{SC}^{1sun}$$

È possibile dunque riscrivere il rendimento mediante la formula:

$$\eta = \frac{FF^{Xsuns} V_{OC}^{Xsuns} I_{SC}^{Xsuns}}{P_{in}^{Xsuns}} = \frac{FF^{Xsuns} V_{OC}^{Xsuns} X I_{SC}^{1sun}}{X P_{in}^{1sun}} = \frac{FF^{Xsuns} V_{OC}^{Xsuns} I_{SC}^{1sun}}{P_{in}^{1sun}}$$

Definendo la tensione a circuito aperto pari a:

$$V_{OC}^{Xsuns} = V_{OC}^{1sun} + \frac{kT}{q} \ln X.$$

Ricordando che il *Fill Factor* è una funzione della V_{OC} , si ottiene infine:

$$\eta^{Xsuns} = \eta^{1sun} \left(\frac{FF^{Xsuns}}{FF^{1sun}} \right) \left(1 + \frac{\frac{kT}{q} \ln X}{V_{OC}^{1sun}} \right)$$

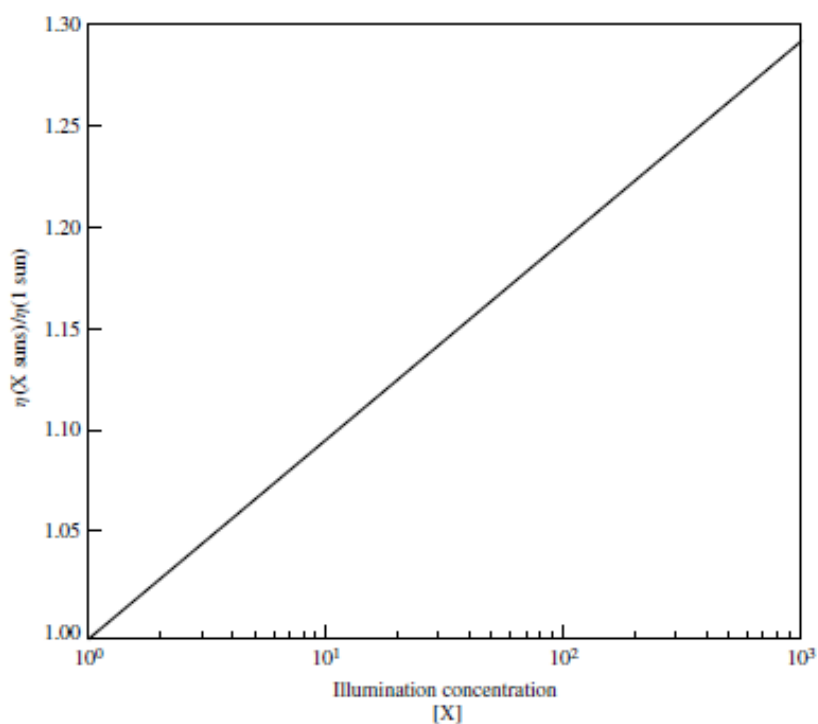


Figura 3.15 – Incremento delle prestazioni in funzione del grado di concentrazione.

Da quanto visto sembrerebbe dunque che l'incremento del rendimento della cella sia direttamente proporzionale al fattore di concentrazione X .

Bisogna però riconsiderare le assunzioni fatte e vedere come si modifica la curva I-V al variare della radiazione incidente e della temperatura di cella.

Osservando la formula della corrente di corto circuito I_{sc} e della tensione a circuito aperto U_{oc} , si nota immediatamente che la prima ha un legame lineare con la radiazione G , mentre la seconda ha un legame logaritmico: fino a valori minimi di 50 W/m^2 la U_{oc} è praticamente costante.

La risposta della curva I - V al variare dell'irradianza G è rapidissima, pari a circa $10\div 20 \mu\text{s}$.

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[e^{q/kT R_s I} - 1 \right]$$

che risulta uguale alla $I_{ph} = k A G$ nel caso di $R_s = 0$.

$$U_{oc} = \frac{k T}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \approx \frac{k T}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} \right)$$

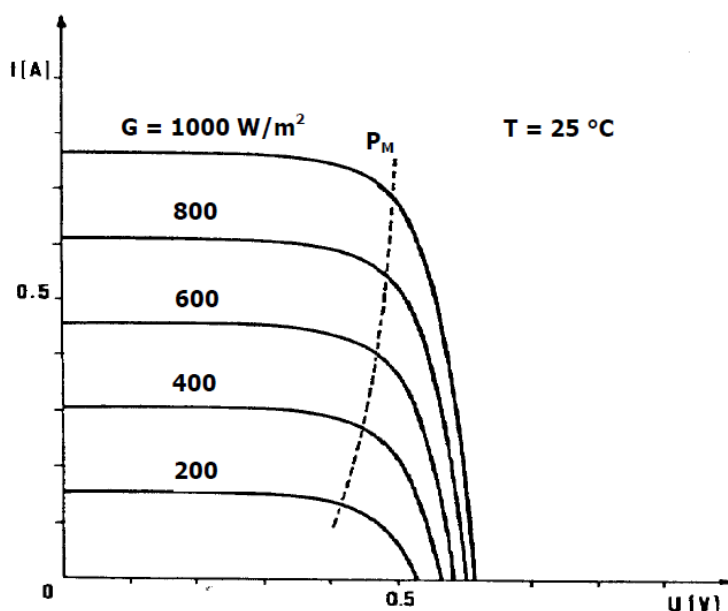


Figura 3.16 – *Variazione della curva I - V al variare della radiazione incidente G .*

Al variare della temperatura T (ad irradianza costante) si ha un aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} e della corrente di corto circuito I_{sc} . Ulteriormente un aumento della corrente I_j nel diodo che causa una riduzione della tensione a circuito aperto U_{oc} .

La tensione a vuoto dunque si riduce considerevolmente con l'aumentare della temperatura (per il silicio cristallino la tensione si riduce del 4 % per ogni $10 \text{ }^\circ\text{C}$ di aumento della temperatura).

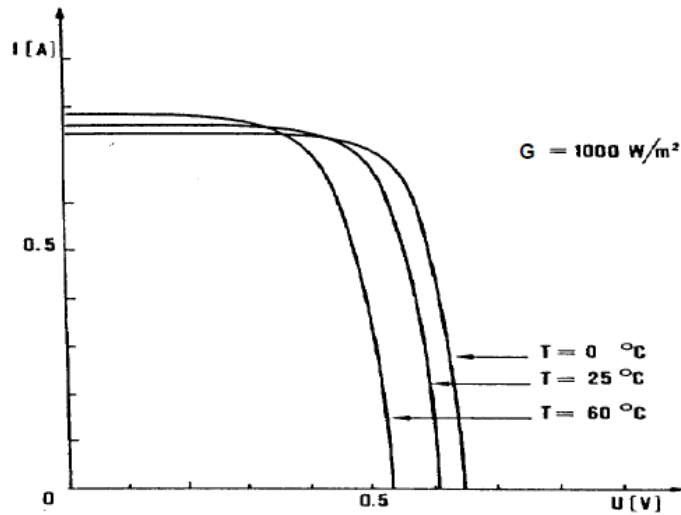


Figura 3.17 – Variazione della curva I-V al variare della temperatura T .

Guardando dunque l'andamento del rendimento e della densità di potenza e di corrente, è evidente che il punto ottimale sia per il rendimento, che per la massima potenza, è il punto individuato dal “maximum power point” P_M .

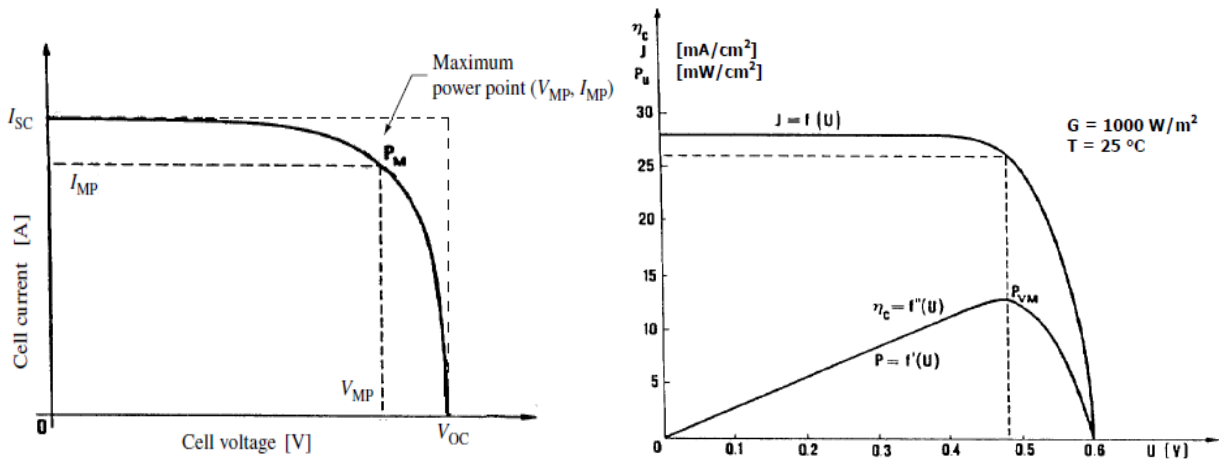


Figura 3.18 – Curva di potenza e di rendimento sovrapposte alla curva I-V.

Per riuscire a rimanere nel campo di funzionamento del P_M è necessario riuscire ad ottimizzare il carico al variare della radiazione incidente o della temperatura con un dispositivo noto come “Maximum Power Point Tracker” (MPPT) il cui scopo è quello di comportarsi come un banco di resistenze, e portare il carico nel punto di ottimo (è noto anche come “adattatore di carico”).

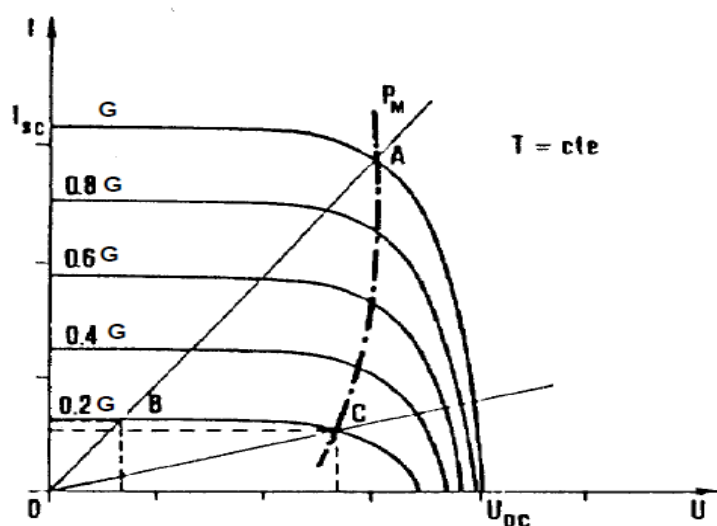


Figura 3.19 – Funzionamento dell'MPPT al variare della radiazione incidente. Se la radiazione da G diventa $0,2G$, il punto di funzionamento passa da \underline{A} a \underline{B} . Per ottimizzare il funzionamento l'MPPT varia il carico resistivo spostando il punto di funzionamento in \underline{C} .

Un altro parametro importante da tenere in considerazione è la temperatura nominale di lavoro di cella **NOCT** (*Nominal Operating Cell Temperature*).

Essa è definita dal valore di temperatura a cui si stabilizza il modulo durante il funzionamento a circuito aperto, sottoposto a una irradianza di I pari a 800 W/m^2 , con una velocità del vento v di 1 m/s , una temperatura ambiente T_a di 20°C e $AM = 1,5$.

Conoscere la temperatura nominale di lavoro della cella è necessario per valutare la temperatura di cella T_c nelle reali condizioni di irradianza G e di temperatura ambiente T_a mediante la:

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT} - 20}{0.8} \cdot G [\text{kW/m}^2]$$

ESEMPIO:

Avendo un modulo formato da 36 celle in silicio monocristallino, nelle STC:

$$I_{SC} = 3 \text{ A}; \quad U_{OC} = 21,4 \text{ V}; \quad dU_{OC}/dT = -0,0022 \times 36 = -0,079 \text{ V/}^\circ\text{C};$$

$$P_M = 50 \text{ Wp}; \quad \text{NOCT} = 45 \text{ }^\circ\text{C}; \quad G = 600 \text{ W/m}^2; \quad T_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Risulta:

$$I_{SC} (0.6 \text{ kW/m}^2) = 0.6 \times 3 = 1.8 \text{ A}$$

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT} - 20}{0.8} \cdot G [\text{kW/m}^2]$$

$$T_C = 30 + 0.6 \times (45-20) / 0.8 \approx 49 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$U_{oc}(T) = U_{oc}(T_{STC}) + \frac{dU_{oc}}{dT} \times (T - T_{STC})$$

$$U_{OC} (49 \text{ }^\circ\text{C}) = 21.4 - 0.079 \times (49-25) = 19.5 \text{ V}$$

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} = \frac{P_{max}}{I_{sc} V_{oc}}$$

Il *fill factor* dato da $FF = 50 / (3 \times 21.4) \approx 0.78$ e nell'ipotesi che sia indipendente da irradianza e temperatura, si ottiene:

$$P_M (\underline{G=600 \text{ W/m}^2}, \underline{T_C=49 \text{ }^\circ\text{C}}) = 0.78 \times 1.8 \times 19.5 \approx 27 \text{ W}$$

3.3 RENDIMENTI E PERDITE DI MODULO

Avendo definito la $P_{max} = I_m V_m$ è dunque possibile definire il *rendimento globale di modulo* η_{glob} pari a:

$$\eta_{glob} = P_{max} / P_{sun}$$

dove $P_{sun} = G S$ (rispettivamente radiazione globale e superficie di cella).

Analizzando accuratamente il rendimento globale, esso può essere considerato come il prodotto di diversi rendimenti parziali:

$$\eta_{glob} = \eta_{riemp} \eta_{incap} \eta_{irr}$$

Il **rendimento di riempimento** η_{riemp} considera che solo la parte attiva del modulo (le celle) genera l'effetto fotovoltaico, mentre la rimanente parte della radiazione colpisce parti non utili alla produzione. Esso è definito dal rapporto fra l'area occupata dalle celle e l'area totale del modulo (S_{celle} / S_{modulo}).

Il **rendimento di incapsulamento** η_{incap} è esprimibile dal prodotto di diversi termini:

$$\eta_{incap} = \eta_C \eta_{TR} \eta_{MIS}$$

dove:

- η_C è il **rendimento di conversione fotovoltaica** della cella “nuda”, cioè senza l'interposizione della resina incapsulante e del vetro di copertura;
- η_{TR} è il **rendimento di trasmissione ottica** indicativo dell'assorbimento della radiazione solare causato dai materiali interposti prima tra la cella nuda e l'atmosfera;
- η_{MIS} è il **rendimento di mismatch**, che considera la diversità delle celle del modulo che hanno un diverso comportamento a parità di radiazione ricevuta.

Il **rendimento di irradianza disuniforme** η_{irr} considera invece la disuniformità della radiazione che incide sulle diverse celle del modulo.

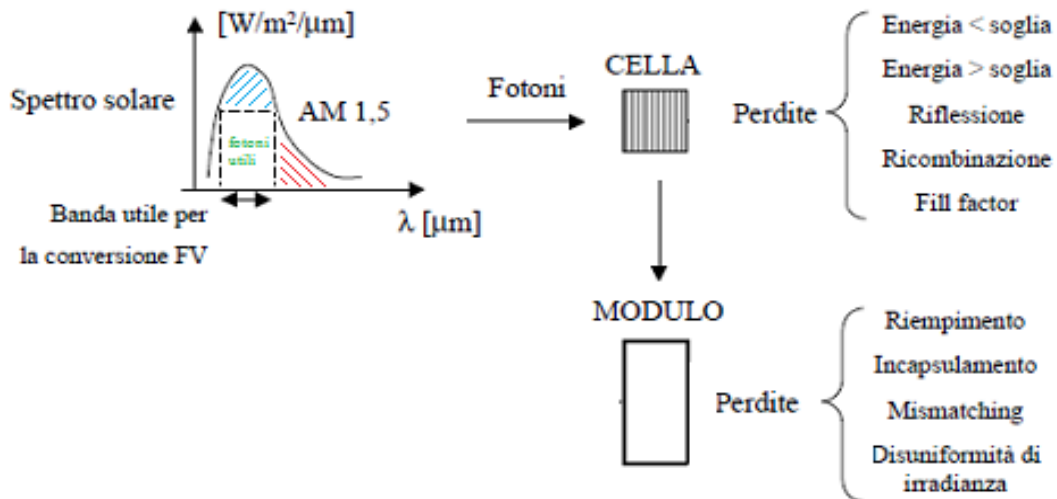


Figura 3.20 – Analisi delle perdite di cella e di modulo.

CAPITOLO 4

L'EVOLUZIONE DEL FOTOVOLTAICO

4.1 TECNICHE DI PRODUZIONE E TIPOLOGIE DI MODULI

In base al processo di lavorazione si ottengono diverse tipologie di celle, a partire sempre dal materiale di base che generalmente è un metallo semiconduttore quale il silicio.

Il silicio è presente in enormi quantità nelle sabbie delle spiagge marine come biossido di silicio (silice). La grande abbondanza non limita però i costi di raffinazione per ottenere livelli di impurità minimi.

In realtà il grado di purezza necessario all'industria fotovoltaica (detto appunto "grado solare") è inferiore alla purezza necessaria per l'industria elettronica ("grado elettronico") come visibile in grafico.

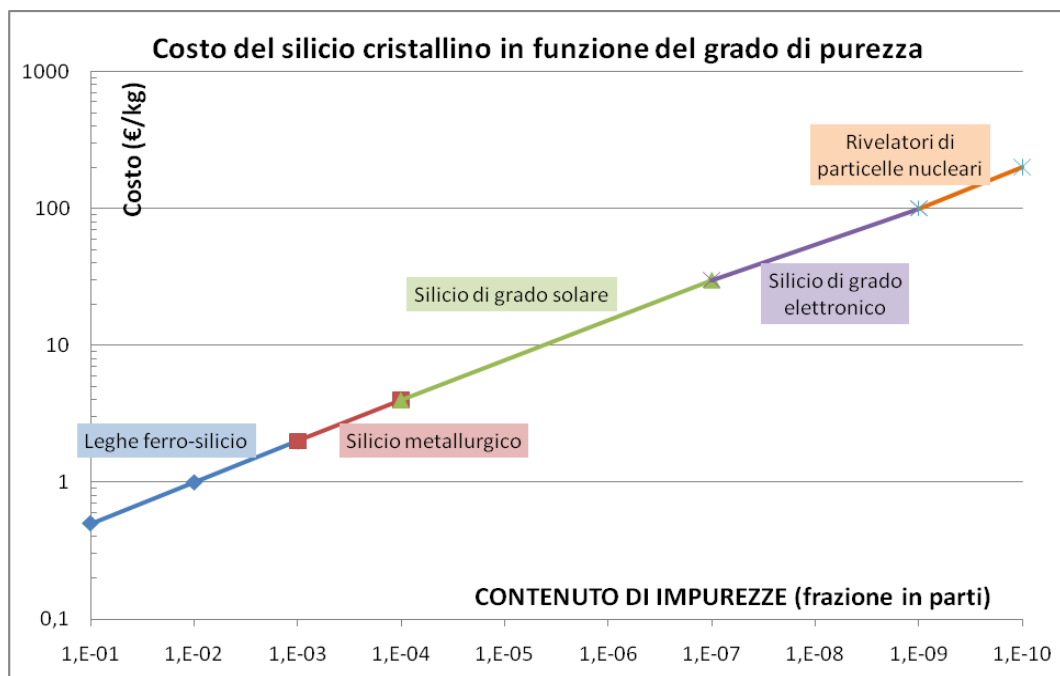


Figura 4.1 – Costo del silicio in funzione del grado di purezza.

Il silicio attualmente maggiormente utilizzato è il materiale di scarto prodotto dalla lavorazione dell'industria microelettronica: a partire dal silicio con un grado di purezza metallurgico (MG) (ottenuto a partire dal quarzo mediante riduzione tramite coke) in seguito a processi di distillazione frazionata e successiva distillazione ad alta temperatura con idrogeno si ottiene il grado di purezza SGS (Semiconductor Grade Silicon) mediante processo Siemens:

- $\text{SiO}_2 + 2\text{C} = \text{Si}_{95\%} + 2\text{CO}$ (in forni ad arco elettrico a $T \sim 1800^\circ\text{C}$)
(purezza metallurgica, al costo di circa 1€/kg).
- $\text{Si}_{95\%} + 3\text{HCl} = \text{SiHCl}_3_{98,9\%}$ (*triclorosilano*)_(liq) + H_2 _(gas) + (SiH_4) (*silano*, da evitare)
per distillazione si ottiene $\text{SiHCl}_3_{2\text{ ppm}}$ ($T \sim 350^\circ\text{C}$)
- $\text{SiHCl}_3_{2\text{ ppm}} + \text{H}_2 = \text{Si}_{2\text{ ppm}} + 3\text{HCl}$ ($T \sim 1100^\circ\text{C}$)
per deposizione del Si puro microcristallino (asporto il silicio dagli elettrodi ed ho polvere di silicio)

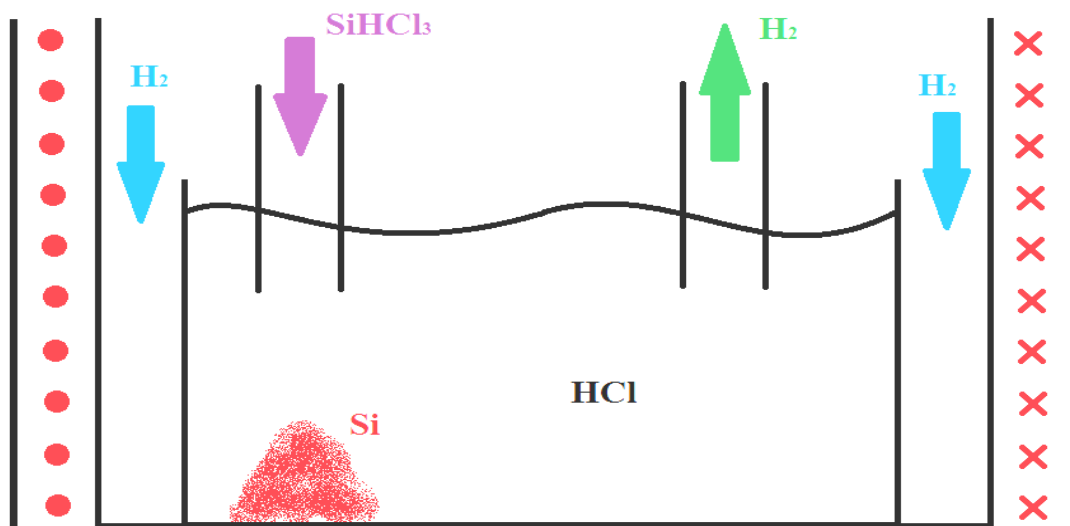


Figura 4.2 – Processo Siemens: generazione di polvere di Si in forni ad induzione elettromagnetica.
Si utilizza H_2 per raffreddare le pareti del bacino di creazione e far sì che il Si si depositi sotto forma solida.

Il drogaggio *p* col boro avviene nel processo a Si fuso (durante il processo Siemens).

Il drogaggio *n* avviene invece mediante processo di Electron Vapor Deposition, in un processo sottovuoto in cui il fosforo sublima e si deposita sul silicio, mediante diffusione intermolecolare, per lo spessore desiderato.

Mediante l'inserimento di un cristallo iniziale di Si (che faccia da germe di cristallizzazione) all'interno di un forno ad induzione elettromagnetica ottengo la deposizione del silicio sul germe di cristallizzazione: facendo ruotare questo cristallo ottengo, man mano che esso viene tirato fuori, un cilindro dal diametro tra 1÷100 mm che cresce alla lunghezza di 1÷2 mm/minuto.

Questo processo di formazione di barre di Si_{2 ppm} è detto processo Czochralski.

Da qui si ottengono monocristalli con grado di purezza dell'ordine di 0,1-1 ppm: a questo processo è imputabile il 65% del costo di un modulo.

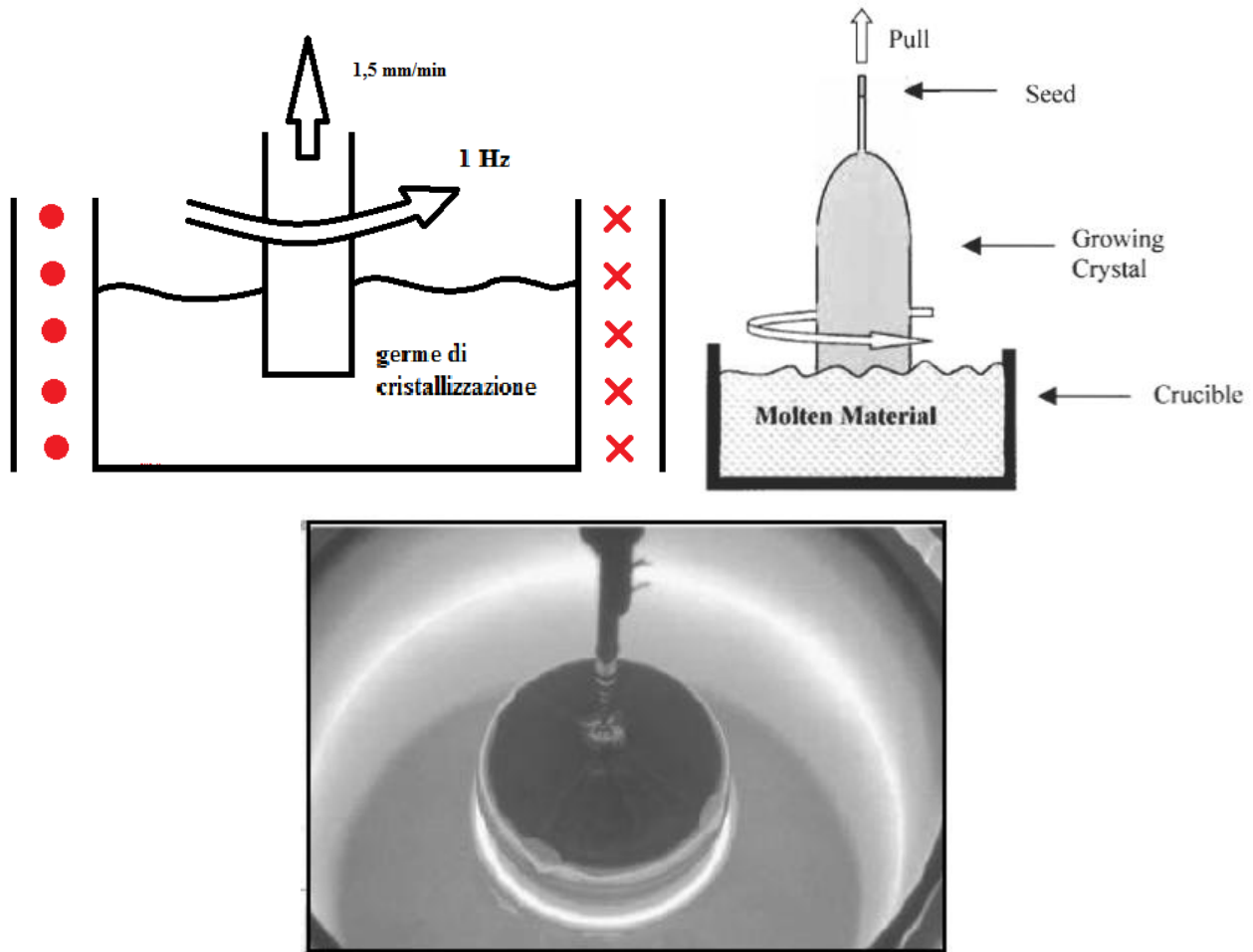


Figura 4.3 – Processo Czochralski.

Un altro metodo di creazione della barra (in questo caso quadrangolare) è il metodo floating zone in cui la barra di silicio (sinterizzata a partire dalla polvere mediante compressione ad alta pressione e temperatura) viene mossa all'interno di una spira magnetizzata, fondendo e ricristallizzandosi in una direzione preferenziale.

Si ottengono cristalli meno ordinati (dunque rendimenti minori) ma meno scarti, maggiore economicità e rapidità nella formazione delle barre.

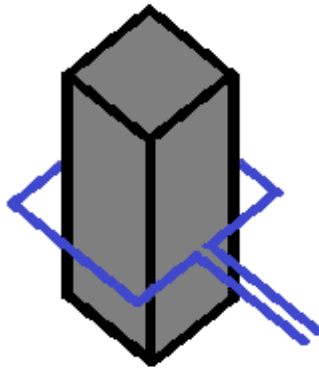


Figura 4.4 – Processo floating zone.

Col metodo edge growth si crea invece per capillarità la crescita del dischetto dello spessore voluto tra due superfici messe ad una distanza pari allo spessore desiderato (non si crea Si monocristallino ma policristallino).

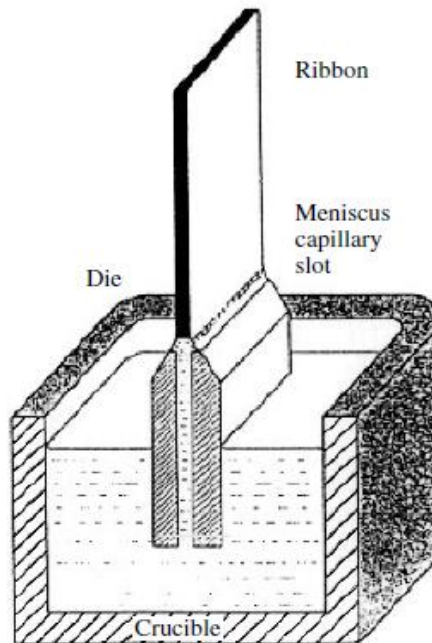


Figura 4.5 – Processo edge growth.

In ogni caso a partire dalle barre si ha la necessità di tagliare i dischetti con spessore dell'ordine di $200\div 300\ \mu\text{m}$; considerando che lo spessore della sega (nel caso di mola diamantata) è pari a $100\ \mu\text{m}$, durante il taglio si perde in scarti quasi il 50% di ciò che è stato creato, e deve essere reinserito nel processo di cristallizzazione (con i fili diamantati si arriva al 25%).

Ovviamente nel caso di sezione circolare si hanno ulteriori scarti dovuti alla necessità di creare la forma quadrangolare necessaria per la creazione dei moduli fotovoltaici.

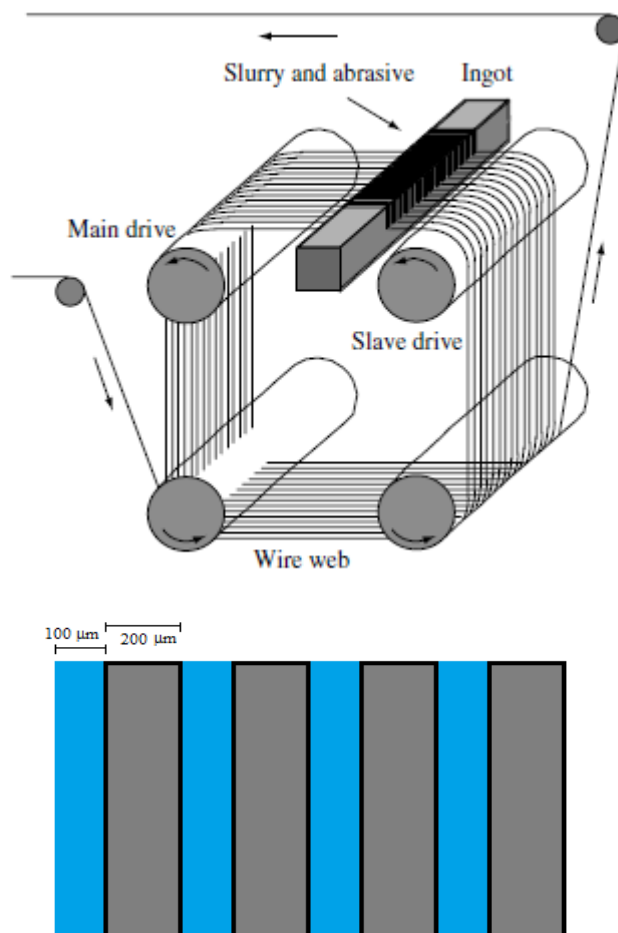
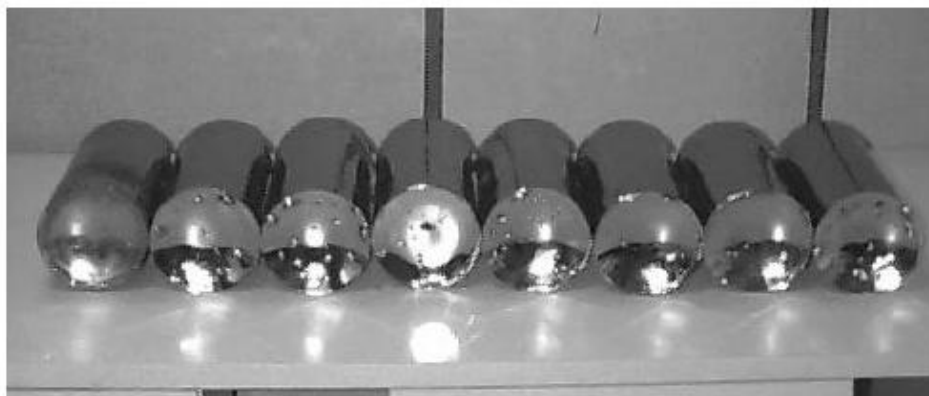


Figura 4.6 – La sequenza di figure mostra in successione i cilindretti di Si prodotti, la tecnica di taglio e lo spessore d’inserimento della sega con la relativa produzione di scarti durante il taglio dei dischi dai cilindretti.

Un diverso metodo di produzione, detto *casting del silicio*, consente di ottenere silicio policristallino con grani grossi, in seguito al raffreddamento del silicio fuso mediante forni a radiofrequenza (anche a partire dal silicio metallurgico, evitando dunque il processo Siemens).

Un modo di ridurre il numero di distillazioni del triclorosilano è il metodo *Union Carbide* in cui si ha la deposizione del silicio microcristallino in polvere (seppure con gradi di purezza inferiori al processo Siemens, quindi dell'ordine di 5 ppm).

Tutti questi metodi servono a ridurre il costo del materiale trattato per la formazione delle celle, ma ovviamente incidono sul rendimento finale delle stesse.

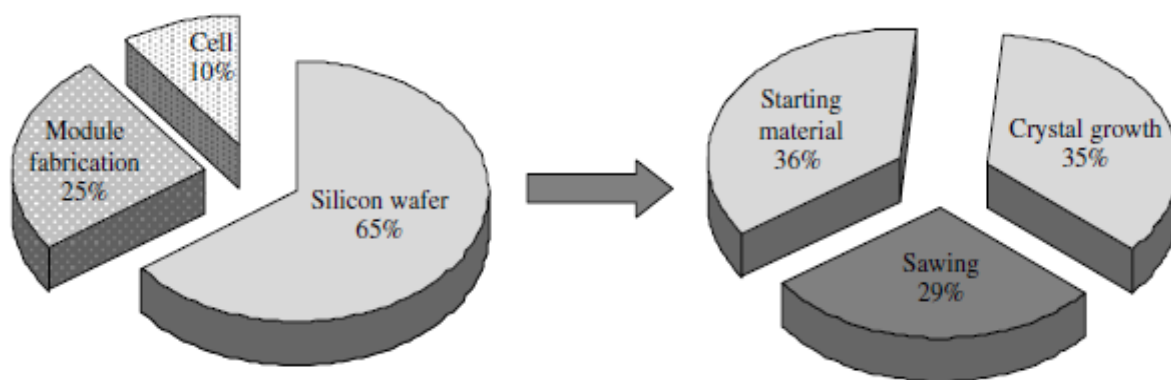


Figura 4.7 – Distribuzione media dei costi di produzione dei moduli fotovoltaici.

Tipo di modulo	Costo (Dicembre 2008) €/W	Costo (Dicembre 2009) €/W	Efficienza %
Modulo in silicio monocristallino (Si)	3,02	1,75 ÷ 1,9	14÷17
Modulo in silicio policristallino	2,8	1,95 ÷ 2	12÷15
Modulo in CdTe (telluro di cadmio)	1,85	1,7	9÷12
Modulo in silicio amorfo (a-Si)	1,7	1,6	7÷9

Tabella 4.1 – Costi ed efficienze medie dei diversi tipi di moduli [13].

I moduli in silicio mono o policristallino rappresentano oggi la maggior parte del mercato (oltre il 90%).

Ogni cella fotovoltaica viene collegata in superficie mediante una griglia di materiale conduttore che ne canalizzi gli elettroni. Ogni singola cella viene connessa alle altre mediante ribbon metallici, per poter creare opportunamente serie e/o paralleli elettrici.

Sopra una superficie posteriore di supporto, in genere realizzata in materiale isolante con scarsa dilatazione termica (come il vetro temperato o un polimero), vengono appoggiati un sottile strato di acetato di vinile (*EVA*), l'insieme dei moduli precedentemente connessi, un secondo strato di acetato e un materiale trasparente che ha lo scopo di protezione meccanica anteriore per le celle (in genere anche qui vetro temperato).

Il "sandwich" ottenuto viene fissato ad una cornice in alluminio, pratica per il fissaggio del pannello alle strutture di sostegno necessarie a sostenerlo e orientarlo verso il sole.

Silicio monocristallino: ogni cella è realizzata a partire da un wafer la cui struttura cristallina è omogenea (monocristallo); esso è opportunamente drogato in modo da realizzare una giunzione p-n.

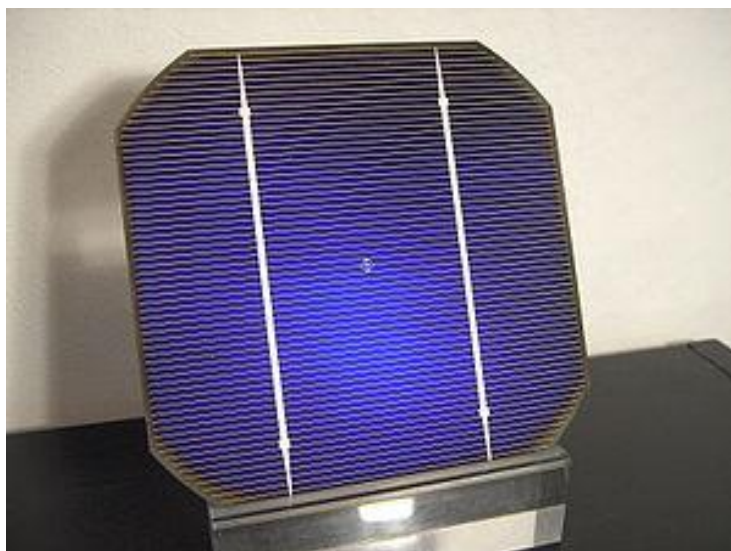


Figura 4.8 – *Cella fotovoltaica in silicio monocristallino.*

Silicio policristallino: il wafer non è strutturalmente omogeneo ma è organizzato in grani localmente ordinati. Maggiore è la grandezza del grano, minore è la possibilità di trovare le impurezze di bordo grano che causano perdite di ricombinazione elettrone-lacuna. Lo spessore di taglio dei dischi deve essere maggiore rispetto al monocristallino, in quanto si ha una minor resistenza meccanica (350÷450 μm rispetto ai 200 del monocristallino).



Figura 4.9 – Cella fotovoltaica in silicio policristallino.

Silicio amorfo: gli atomi di silicio vengono depositi chimicamente sulla superficie di sostegno, in forma strutturalmente disorganizzata. Questa tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio (spessori dell'ordine del micron).

I moduli in silicio amorfo mostrano generalmente un'efficienza meno costante confrontandoli con le altre tecnologie rispetto ai valori nominali, pur avendo garanzie in linea con il mercato. La causa maggiore di perdita è causata dal piccolo spessore, che genera mancato assorbimento (quindi un'ulteriore riduzione delle lunghezze d'onda disponibili per superare l'energy gap) e per ricombinazione locale (che causa una riduzione delle prestazioni di oltre il 30% nel primo anno di vita, fino a “stabilizzazione” del materiale).

Può essere trattato ulteriormente in forni ad alta temperatura al fine di creare dei microcristalli che orientano il silicio depositato (silicio microcristallino).



Figura 4.10 – Cella fotovoltaica in silicio amorfo.

Eterogiunzione (multigiunzione): letteralmente giunzione tra sostanze diverse, in cui viene impiegato uno strato di silicio cristallino come superficie di sostegno di uno o più strati amorfi o cristallini, ognuno dei quali ottimizzato per una specifica sotto-banda di radiazioni.

Lo scopo è quello di sfruttare al meglio lo spettro solare e permettere alle radiazioni di diversa lunghezza d'onda di interagire con strutture di semiconduttori il cui energy gap è prossimo alle lunghezze d'onda ricevute.

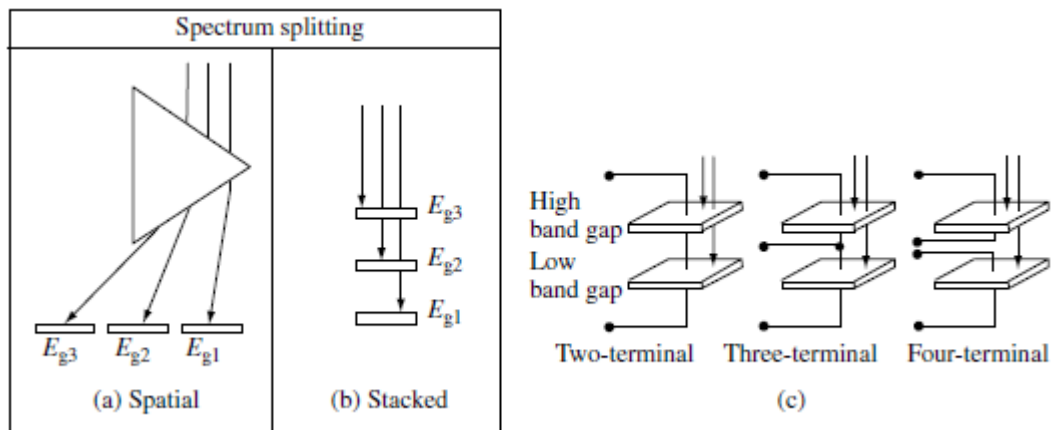


Figura 4.11 – a) Disposizione spaziale degli strati con suddivisione prismatica dello spettro; b) Disposizione in pila delle diverse giunzioni della cella.

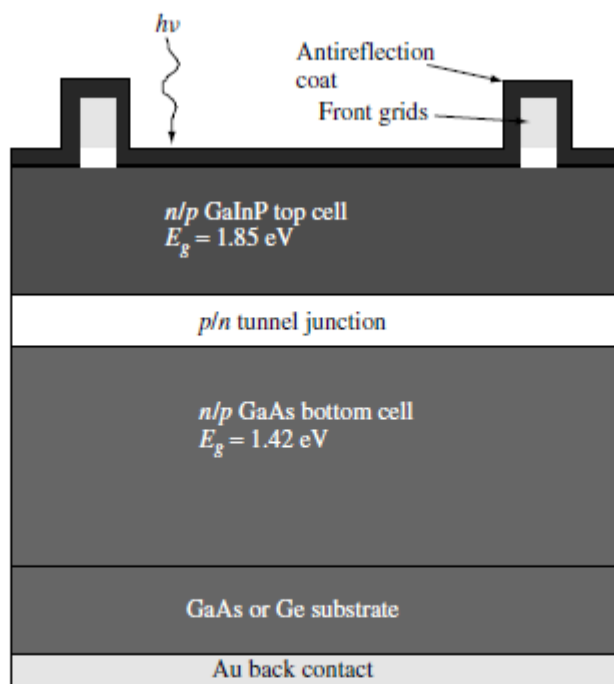


Figura 4.12 – Esempio di cella multigiunzione.

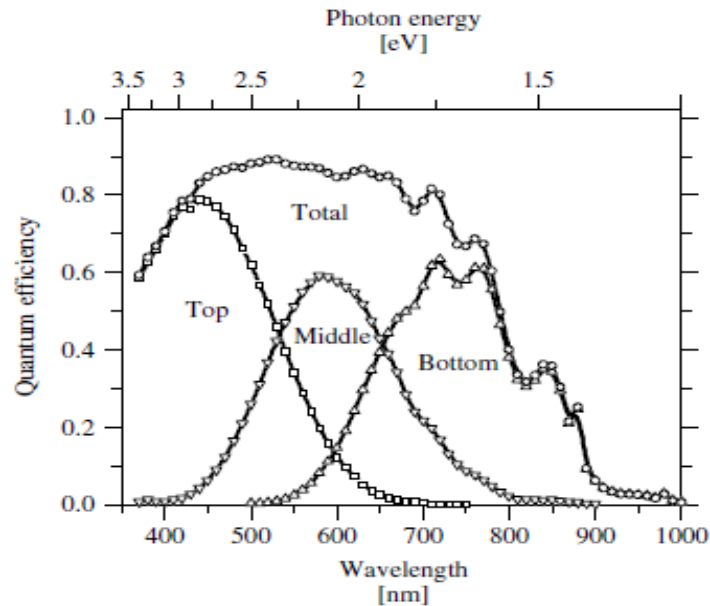


Figura 4.13 – L'efficienza quantica è definita dal rapporto, alla specifica energia del fotone considerata, tra la densità di corrente prodotta j (A/cm^2) ed il flusso di fotoni incidenti: $QE = j / e\phi$
 In figura si nota come con le tre giunzioni ottimizzate per diverse lunghezza d'onda, si ottenga un rendimento totale medio pari alla somma dei singoli strati.

Concentration ratio	Number of cells in the stack	Maximum efficiency (%)
1	1	31.0
	2	49.9
	3	49.3
	...	
	∞	68.2
46.300	1	40.8
	2	55.7
	3	63.9
	...	
	∞	86.8

Figura 4.14 – A livello teorico, aumentando indefinitamente il numero di strati ottimizzati all'interno del band gap (ed aumentando il rapporto di concentrazione) si possono raggiungere rendimenti massimi fino all'86,8%.

Vengono testati diversi materiali semiconduttori:

- **Tellururo di cadmio (CdTe):** è un semiconduttore composto da un elemento del secondo ed uno del sesto gruppo. L'energy gap diretto è pari a $E_g = 1,5$ eV, e la lunghezza d'onda massima è pari a $\lambda=825$ nm. Questo permette lo sfruttamento di fotoni con lunghezze d'onda inferiori, dal maggior potere energetico, seppur causa un riscaldamento dei materiali.

- Solfuro di cadmio (CdS) microcristallino: i costi di produzione sono decisamente ridotti in quanto per la sua produzione non è necessario il raggiungimento delle elevatissime temperature essenziali invece alla fusione e purificazione del silicio.

Esso viene applicato ad un supporto metallico per spray-coating (viene letteralmente spruzzato come una vernice).

Gli svantaggi principali sono la tossicità del cadmio ed i bassi rendimenti.

- Arseniuro di gallio (GaAs): una lega binaria con proprietà semiconduttive tali da assicurare rendimenti elevatissimi. A causa dell'elevato costo del materiale, è utilizzata prevalentemente per applicazioni di nicchia, quali applicazioni militari o scientifiche avanzate (come missioni automatizzate di esplorazione planetaria o fotorivelatori particolarmente sensibili).

- Diseleniuro di indio-rame-gallio (CIGS) $Cu(InGa)Se_2$: con rendimenti prossimi al 17% è la tecnologia a film sottile dalla maggiore efficienza.

Si ha la possibilità di sfruttare bande energetiche da $1,04 \div 2,7$ eV e quindi di utilizzare al meglio la radiazione con un ampio spettro.

Cell	Efficiency [%]		Efficiency (%)
GaAs	25.1 ± 0.8	<i>Crystalline: single junction</i>	
GaAs (thin film)	23.3 ± 0.7		
GaAs(poly)	18.2 ± 0.5		
InP	21.9 ± 0.7	c-Si	24.7
GaInP/GaAs	30.3	GaAs	25.1
GaInP/GaAs/Ge	28.7 ± 1.4	InP	21.9
Si	24.7 ± 0.5	<i>Crystalline: multijunction</i>	
GaAs	27.6 ± 1.0		
GaInAsP	27.5 ± 1.4	GaInP/GaAs/Ge tandem	31.0
InP	24.3 ± 1.2	<i>Thin-film: single junction</i>	
GaInP/GaAs/Ge	32.4 ± 2.0		
GaAs/GaSb	32.6 ± 1.7		
InP/GaInAs	31.8 ± 1.6	CdTe	16.5
GaInP/GaAs	30.2 ± 1.4	CIGS	18.9
Si	26.8 ± 0.8	<i>Thin-film: multijunction</i>	
		a-Si/a-SiGe tandem	13.5
		Photoelectrochemical	
		Dye-sensitised TiO_2	11.0

Figura 4.15 – L'efficienza dei diversi tipi di materiali utilizzati ottimizzata per il proprio band gap.

Delle tecnologie citate, soltanto l'amorfo permette la flessione del modulo.

Le celle in Si amorfo sfruttano microcristalli di silicio mediante l'EVP (electron vapor deposition), e non è dunque presente la struttura cristallina del materiale che ne impedirebbe la flessione: si ha pertanto la possibilità di utilizzare superfici flessibili (tali da rendere questo tipo di tecnologie più facilmente integrabili in strutture già esistenti, in una configurazione meno “*invasiva*” rispetto ai moduli tradizionali) che, insieme al basso costo ed alla possibilità di sfruttare con minori perdite la radiazione diffusa, rende economicamente attraente questa soluzione nonostante i rendimenti inferiori.

In generale bisogna dire che il silicio monocristallino presenta migliori rendimenti in quanto i grani di Si sono meglio orientati per le necessità di funzionamento.

Nel caso del policristallino è conveniente comunque avere pochi grandi cristalli piuttosto che molti piccoli, in maniera da limitare le perdite determinate dalle impurezze di bordo grano che causano la ricombinazione elettronica.

La versione più diffusa di cella fotovoltaica è in materiale cristallino, costituita da una lamina di semiconduttore.

Esemplari di celle fotovoltaiche in materiale amorfo sono già utilizzati nell'alimentazione di piccoli dispositivi elettronici di consumo, quali calcolatrici, orologi e simili.

Il **rendimento** della cella fotovoltaica si ottiene valutando il rapporto tra l'energia prodotta dalla cella e l'energia luminosa che investe l'intera sua superficie (l'efficienza del modulo è sempre minore a causa di ulteriori perdite).

Alcuni pannelli per uso aerospaziale hanno rendimenti nominali che raggiungono anche il 40%, e sono prodotti con materiali rari e costosi ed altamente tossici (come i moduli in GaAs).

Valori tipici riscontrabili nei prodotti commerciali a base silicea si attestano intorno al:

- 15% nei moduli in silicio monocristallino;
- 13% nei moduli in silicio policristallino;
- 7% nei moduli in silicio amorfo.

(A parità di produzione elettrica richiesta, la superficie occupata da un campo fotovoltaico amorfo sarà più che doppia rispetto ad un equivalente campo fotovoltaico cristallino)

Le prestazioni dei moduli fotovoltaici sono variabili in funzione:

- del rendimento dei materiali;
- della tolleranza di fabbricazione percentuale rispetto ai valori di targa;
- dell'irraggiamento a cui le celle sono esposte;
- dell'angolazione con cui la radiazione giunge sulla superficie;
 - della temperatura di esercizio dei materiali, che tendono ad "affaticarsi" in ambienti caldi;
- della composizione dello spettro di luce.

Per motivi costruttivi, il rendimento dei moduli fotovoltaici è in genere inferiore o uguale al rendimento della loro peggior cella.

Le prestazioni di un pannello fotovoltaico diminuiscono annualmente di circa un punto percentuale, a causa del logoramento dei materiali.

La normativa obbliga una garanzia di minimo due anni sui difetti di fabbricazione e sul calo di rendimento del silicio nel tempo (questa arriva minimo 20 anni).

La garanzia oggi nei moduli di buona qualità è del 90% sul nominale per 10 anni, dell'80% sul nominale per 25 anni.

I moduli fotovoltaici odierni hanno una vita stimata di 80 anni circa [1], anche se è plausibile ipotizzare che vengano dismessi dopo un ciclo di vita di 35-40 anni, a causa della perdita di potenza.

4.1.1 FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE

Rispetto al classico utilizzo su superfici piane, si può cercare di “ridurre” il costo dei moduli riducendo la quantità del componente più costoso (cioè la cella fotovoltaica).

Per far ciò si cerca di concentrare la massima quantità di radiazione solare su una superficie minore, per far sì che a parità di superficie irradiata sia maggiore la radiazione ricevuta.

L'inconveniente principale di questo tipo di tecnologia è la possibilità di utilizzare soltanto la componente diretta della radiazione, dovendo dunque fare a meno della componente diffusa.

Questo comporta la necessità di utilizzare dispositivi di inseguimento della traiettoria solare, per far sì che il modulo sia sempre orientato ortogonalmente alla radiazione incidente.

Il costo dei dispositivi ottici per concentrare i raggi solari da una superficie maggiore ad una minore è tale da rendere economicamente conveniente questa soluzione rispetto all'utilizzo di una superficie maggiore del modulo fotovoltaico.

Negli anni lo sviluppo dei sistemi ottici ha portato ad un incremento nell'efficienza e nei rapporti di concentrazione, oltre che ad una riduzione dei costi che ha permesso a questi sistemi di essere considerati competitivi rispetto a quelli non concentrati.

In particolare si è potuto osservare che i sistemi a concentrazione si inseriscono alla perfezione nella produzione di grandi potenze piuttosto che di piccole produzioni domestiche, anche a causa della maggiore complessità impiantistica di cui necessitano (considerata eccessiva per l'utenza domestica).

I DISPOSITIVI OTTICI

Il **rapporto di concentrazione** può essere definito in svariate maniere.

Principalmente si utilizza il “rapporto di concentrazione geometrico” definito quale rapporto tra l'area d'ingresso della radiazione solare sul concentratore diviso l'area funzionale della cella fotovoltaica.

Ulteriormente si può parlare di “numero di soli”, definito dal rapporto tra l'intensità della radiazione incidente concentrata sull'area attiva della cella diviso il valore medio di radiazione globale, considerato pari a $0,1 \text{ W/cm}^2$.

È utile un esempio per capire come effettivamente viene concentrata la radiazione solare: concentrando 10 W su una cella di superficie pari a 2 cm^2 , si ottiene una concentrazione di 50 soli .

Considerando che in realtà la radiazione diretta è pari a $0,085 \text{ W/cm}^2$, che l'efficienza di trasmissione della lente non è unitaria ma è pari all'85%, la concentrazione diverrebbe pari a:

$$[(10/0,2) \cdot (0,85 \cdot 0,085)] / 0,1 = 36 \text{ soli}$$

L'area attiva di una cella di 1 cm^2 è in realtà pari a $[0,8 \text{ cm} \times 0,8 \text{ cm} = 0,64 \text{ cm}^2]$ a causa dei rendimenti di riempimento precedentemente analizzati; ipotizzando una concentrazione geometrica di 100X si può ragionare su una superficie di 64 cm^2 ; partendo da un wafer circolare di 10 cm^2 (dal quale si possono produrre 52 celle di $[1 \text{ cm} \times 1 \text{ cm}]$), con un'efficienza di trasmissione della cella pari all'85%, si ottiene che la potenza sulle celle sarebbe pari a: $[0,85_{\text{eff_tras}} \times 0,085_{\text{rad_dir}} \times 64_{\text{sup_effett}} \times 52_{\text{n_celle}} = 240 \text{ W}]$.

Se il wafer fosse modellato con forma quadrata, avremmo un'area pari a 78 cm^2 su cui inciderebbero $7,8 \text{ W}$ di potenza (la radiazione globale incidente è pari a $0,1 \text{ W/cm}^2$): l'effetto della concentrazione è l'incremento di potenza dai $7,8 \text{ W}$ ai 240 W , cioè con un concentratore ottico di 100X si ha una riduzione di 31 volte nell'utilizzo del wafer.

Il rapporto di concentrazione geometrico C per un sistema ad inseguimento bi-assiale, con materiale dielettrico con indice di rifrazione n è pari a:

$$C = A_{\text{concentrator}}/A_{\text{receiver}} \leq C_{\text{max}} = n^2 \sin^2(\theta_{\text{max,out}})/\sin^2(\theta_{\text{max,in}})$$

dove:

- $\theta_{\text{max,in}}$ è il massimo angolo d'ingresso al concentratore;
- $\theta_{\text{max,out}}$ è il massimo angolo d'uscita dal concentratore.

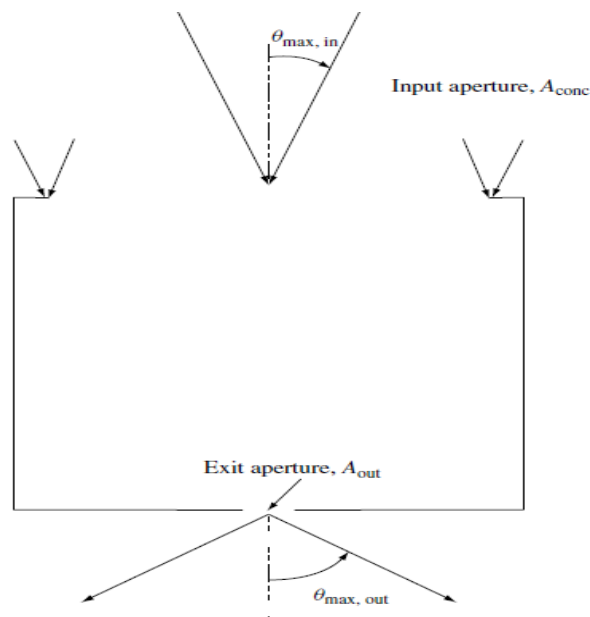


Figura 4.16 – Schema generico di un concentratore.

Ipotizzando di progettare un concentratore che accetti come $\theta_{max,in}$ un angolo pari alla metà dell'angolo del Sole visto dalla Terra, circa $\frac{1}{4}^\circ$, si può ottenere un valore massimo ipotetico di concentrazione pari a 40 000 (sarebbe come restituire al ricevitore la densità di potenza radiativa che si ha alla superficie del Sole).

Supponendo di avere un corpo sferico di raggio r_1 che emette una radiazione, ad una distanza r_2 dall'ingresso del concentratore, avremmo che:

$$\sin \theta_{max,in} = r_1/r_2$$

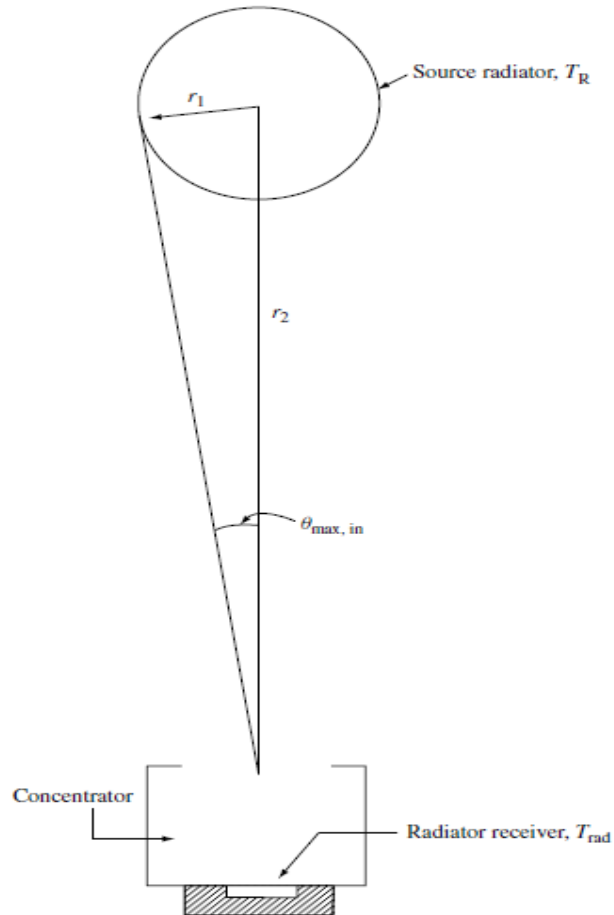


Figura 4.17 – Corpo sferico che emette verso il concentratore ($\sin \theta_{max,in} = r_1/r_2$).

La massima potenza alla superficie del corpo nero sarà pari a:

$$P_{rad} = \sigma T_s^4$$

dove: σ è la costante Stefan-Boltzmann, e T_s è la temperatura del corpo radiante.

La potenza in ingresso al concentratore sarà pari a:

$$P_{conc} = (r_1/r_2)^2 P_{rad} = \sin^2 \theta_{max,in} P_{rad}$$

La potenza in ingresso al ricevitore sarà data dal prodotto della potenza in ingresso al concentratore per il rapporto di concentrazione C :

$$P_{rec} = C [\sin^2 \theta_{max,in} P_{rad}]$$

Ipotizzando che anche il ricevitore sia un corpo nero, si ha che:

$$P_{rec} = \sigma T_r^4$$

cioè: $P_{rec} = \sigma T_r^4 = C \sin^2 \theta_{max,in} P_{rad} = C \sin^2 \theta_{max,in} \sigma T_s^4$

o ulteriormente:
$$C = \frac{T_r^4}{T_s^4} \frac{1}{\sin^2 \theta_{max,in}}$$

Avendo che $T_r \leq T_s$ (poiché il ricevitore deve essere a temperatura minore della sorgente, come dice la seconda legge della termodinamica) si ottiene che:

$$C \leq C_{max} = \frac{1}{\sin^2 \theta_{max,in}}$$

Il fattore n^2 deriva dalla legge di Stefan-Boltzmann in un mezzo dielettrico:

$$P = n^2 \sigma T^4$$

Nel caso in cui il concentratore possa accettare un angolo massimo $\theta_{max} = 90^\circ$, si ottiene $C_{max} = n^2$ nel caso in cui il ricevitore sia immerso in materiale dielettrico con indice di rifrazione pari ad n .

L'utilizzo di **dispositivi di concentrazione statici** che non utilizzano meccanismi di inseguimento solare possono fornire un fattore di concentrazione massimo di circa 6-13,5 X (Goetzberger ha raggiunto, mediante combinazione dei seguenti accorgimenti, un fattore pari a 12 X).

Utilizzando come angolo massimo di accettazione quello relativo alla porzione di cielo in cui si trova il sole (con un range di $\pm 24^\circ$ rispetto al piano ortogonale all'asse di rotazione terrestre), si ottengono concentrazioni modeste dell'ordine di 2-3 X (nonostante non si sfruttino tutte le ore di luce disponibili nei casi non concentrati); ulteriormente utilizzando celle bifacciali (che accettano la luce sia alla superficie superiore che a quella inferiore) si può incrementare di un fattore 2 X; infine

utilizzando un dielettrico con $n = 1,4$, si ottiene un ulteriore fattore di 1,5-2,25 X (l'immersione in materiale dielettrico può però incrementare le probabilità di fuga dei raggi incidenti sulla superficie del modulo ricevitore e ridurre la capacità di intrappolamento della luce, causando una perdita di rendimento della cella; inoltre l'utilizzo di materiale dielettrico può aumentare il peso del sistema, causando complicazioni impiantistiche ed economiche).

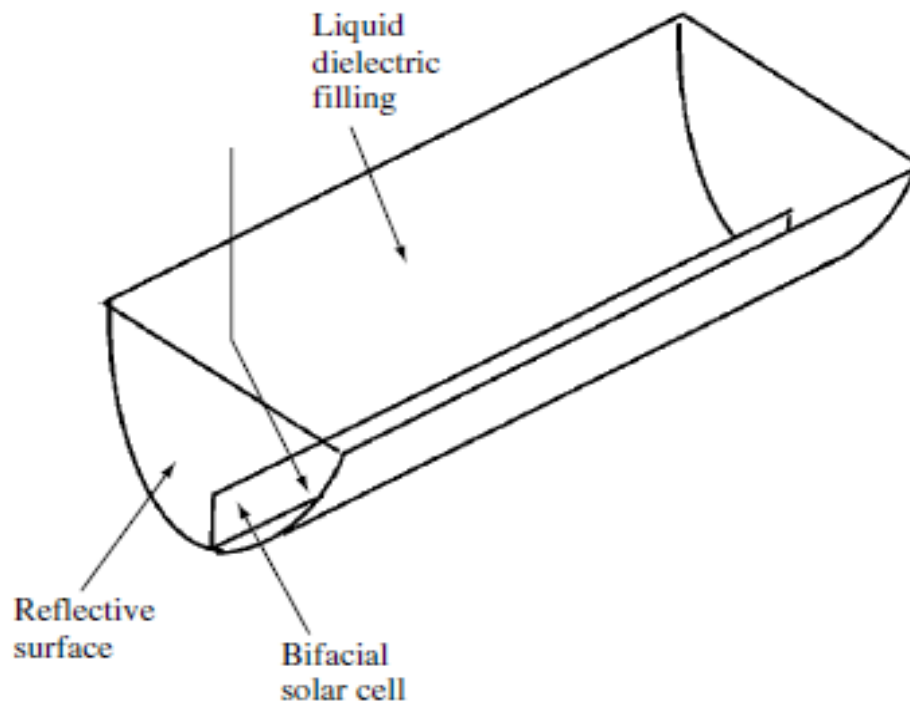


Figura 4.18 – Concentratore ottico statico con celle bifacciali, materiale dielettrico e superficie riflettente.

L'idea dei concentratori statici è quella di risparmiare sulla componentistica abbastanza onerosa necessaria all'inseguimento. È possibile, inoltre, sfruttare la concentrazione sui moduli commerciali già utilizzati nelle piccole installazioni, incrementandone le prestazioni.

L'obiettivo è di raggiungere un angolo di accettazione molto maggiore (pari a 30° in una direzione, e circa 90° nell'altra), fattori di concentrazione superiori a 4 X, e durate tali da favorire l'implementazione nei moduli piani.

Attualmente i costi sono ancora eccessivi, ma gli spiragli di sviluppo sembrano sufficientemente interessanti da continuare gli investimenti sulla ricerca.

I concentratori ottici possono essere riflessivi o rifrattivi, lineari o puntuali.

Le lenti a rifrazione non possono essere troppo spesse per motivi economici e pratici, dunque generalmente vengono utilizzate lenti di Fresnel: il materiale è generalmente materiale plastico PMM (polymethyl methacrylate). Spesso si ha la presenza di un dispositivo ottico secondario con lo scopo di concentrare ulteriormente e di rendere più uniforme l'immagine.

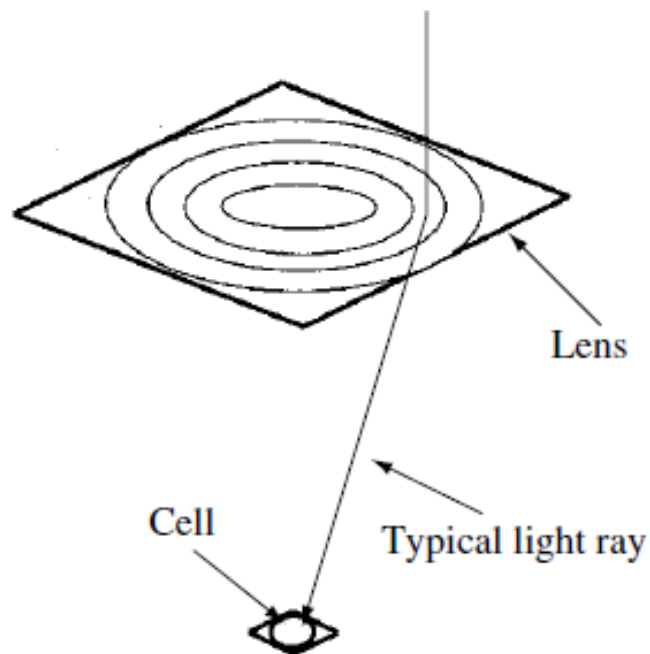


Figura 4.19 – Concentratore puntuale a lente di Fresnel.

Sistemi a concentrazione puntuale con lenti di Fresnel

I sistemi a concentrazione puntuale con lenti di Fresnel sono generalmente organizzati in blocchi costituiti da diverse lenti (la prima generazione conteneva quattro lenti di 30 cm × 30 cm).

Negli anni si è ottimizzata l'ottica del sistema con lenti leggermente più piccole, che garantiscono maggior semplicità nel montaggio e nel raffreddamento delle celle.

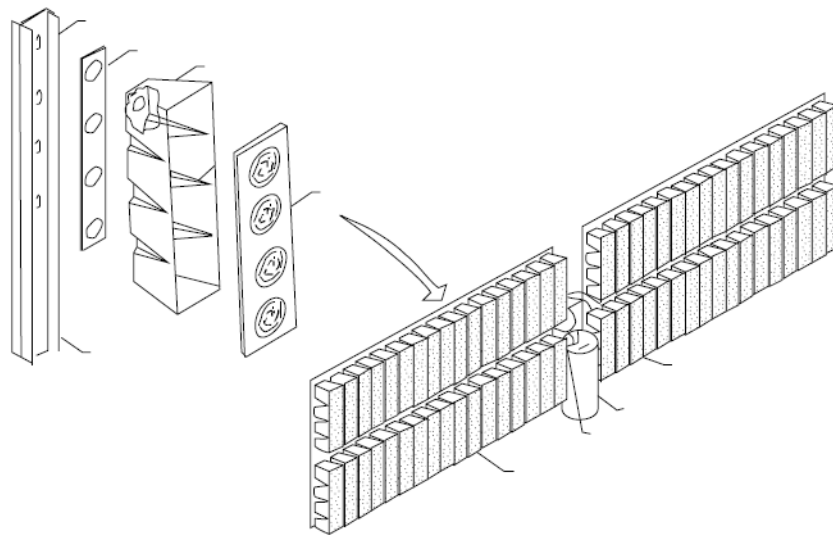


Figura 4.20-a – Schema di montaggio di concentratori ottici puntuali.

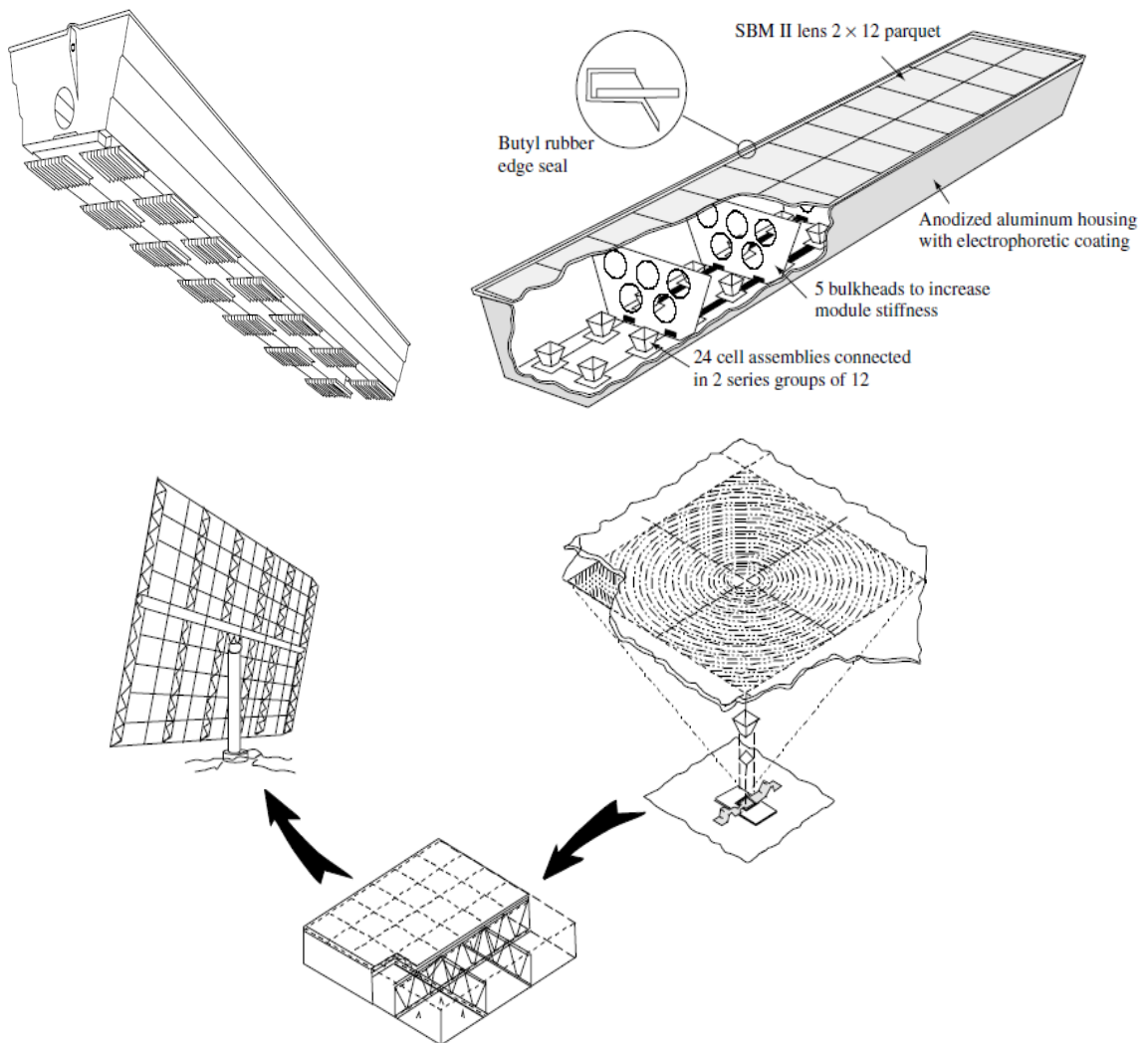


Figura 4.20-b – Schema di montaggio di concentratori ottici puntuali.

Per quanto riguarda invece i dispositivi a riflessione, si sfrutta generalmente la proprietà della parabola di indirizzare al suo fuoco tutti i raggi paralleli al suo asse. Sfruttando questa proprietà vengono realizzati dei paraboloidi di rotazione che focalizzano i raggi solari sul punto focale.

Il progetto EPRI (ThermoPhotoVoltaic TPV)

L'idea è di sfruttare soltanto i fotoni con energia prossima al gap del semiconduttore, e di riflettere i rimanenti fotoni incidenti per riscaldare una superficie radiante che, una volta riscaldata, ri-emetta una radiazione (dovuta a quel livello di temperatura) prossima anch'essa al band gap.

Questo metodo di "*riciclo dei fotoni*" è alla base di questa tecnica chiamata "conversione ThermoPhotoVoltaic (TPV)".

Ovviamente si hanno difficoltà nel riuscire a rendere la cella trasparente ai fotoni con energia non adeguata, ed essendo la concentrazione molto alta (10 000 X) si hanno temperature dell'ordine dei 2000 °C che sollecitano i materiali.

I "compound parabolic concentrator"

Una categoria importante di dispositivi riflessivi sono i "compound parabolic concentrator (CPC)": in questi dispositivi entrambi i lati del concentratore ottico sono parabole, ma il fuoco per entrambe è sul lato opposto della cella (come se fosse un paraboloide bucato al fondo, in maniera tale da concentrare i raggi sul fondo piuttosto che sul fuoco: questo permette soluzioni costruttive più semplici per il posizionamento della cella rispetto ai normali paraboloidi di rotazione).

I CPC sono considerati concentratori "ideali" in quanto forniscono la massima concentrazione possibile per la porzione di cielo in vista dal massimo angolo di accettazione:

$$C = n / \sin\theta_{max,in}$$

dove n è l'indice di rifrazione del dielettrico.

Sono anche definiti concentratori "nonimaging" in quanto non sono direttamente relazionati all'immagine del sole sul concentratore, ma all'intera porzione di cielo vista entro la θ_{max} .

Vengono utilizzati prevalentemente per bassa concentrazione, in quanto per grandi concentrazioni sarebbero troppo ingombranti.

Ulteriormente è opportuno utilizzare questi sistemi come *ottica secondaria*, a valle di un'ottica primaria di Fresnel (che possiedono maggior angolo d'accettazione pur rimanendo più compatti rispetto a quanto sarebbe un CPC).

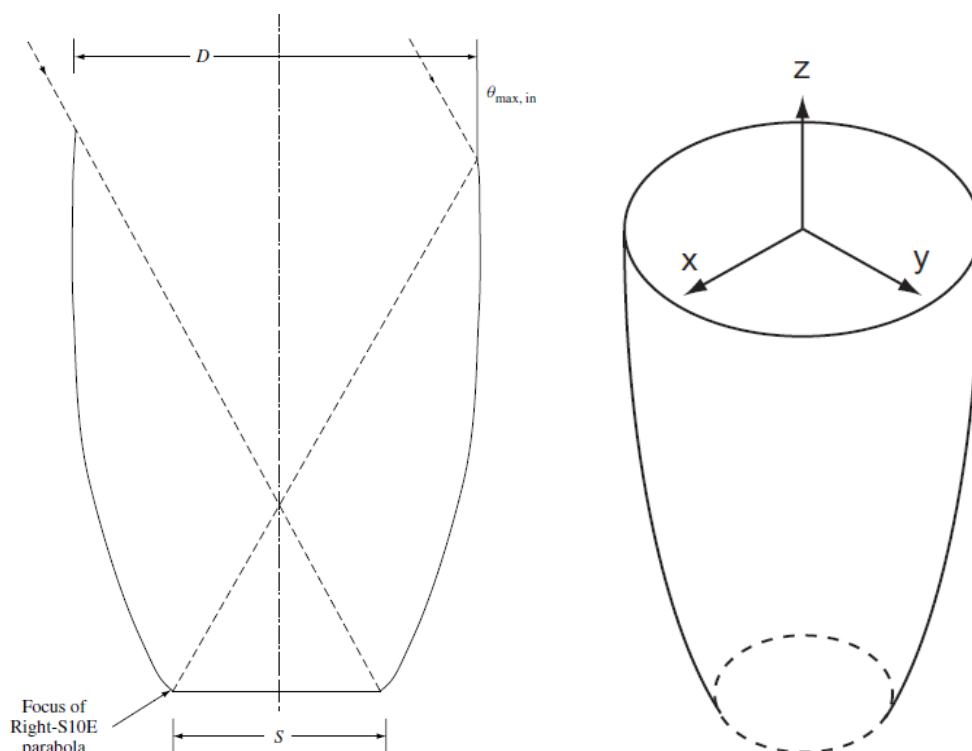


Figura 4.21 – Geometria di un “compound parabolic concentrator (CPC)” con $\theta_{max} = 30^\circ$.

Sistemi ottici secondari vengono spesso utilizzati a valle dei sistemi ottici primari al fine di aumentare ulteriormente la concentrazione o l'angolo d'accettazione.

Nella maggior parte dei casi i sistemi ottici secondari vengono sfruttati a valle di sistemi primari a concentrazione puntuale con lenti di Fresnel, in cui si ottengono rapporti di concentrazione di 200-1000 X.

Per lo più i sistemi ottici secondari sono costituiti da compound parabolic concentrator (CPC) rifrattivi.

I DISPOSITIVI DI PUNTAMENTO

I dispositivi di puntamento sono necessari al mantenimento dell'ortogonalità tra la cella e la radiazione solare incidente (al fine di sfruttare al meglio la radiazione diretta nei dispositivi ottici).

Esistono tre tipologie principali di dispositivi di puntamento bi-assiali:

- i dispositivi a piedistallo;
- i dispositivi roll-tilt;
- i dispositivi turntable.

I dispositivi a piedistallo sono costituiti da un supporto centrale che regge una struttura piana su cui vengono montati i pannelli. Un motore elettrico orienta periodicamente il dispositivo secondo la rotazione azimutale (sull'asse verticale) e l'elevazione (secondo l'asse orizzontale).

Il maggior inconveniente è il carico causato dal vento che genera una forza torcente che può danneggiare la struttura.

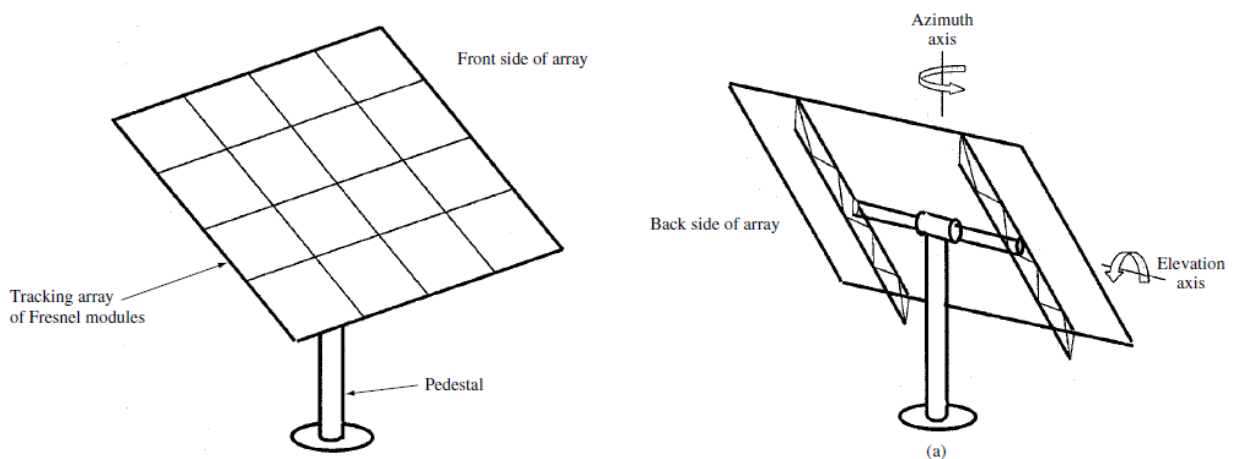


Figura 4.22-a – *Inseguitore solare biassiale a piedistallo.*

I dispositivi di puntamento roll-tilt riducono decisamente i carichi dovuti al vento.

Per la minimizzazione dell'ombreggiamento la direzione nord-sud è preferibile; l'installazione del sistema è più difficoltosa rispetto ai sistemi a piedistallo.

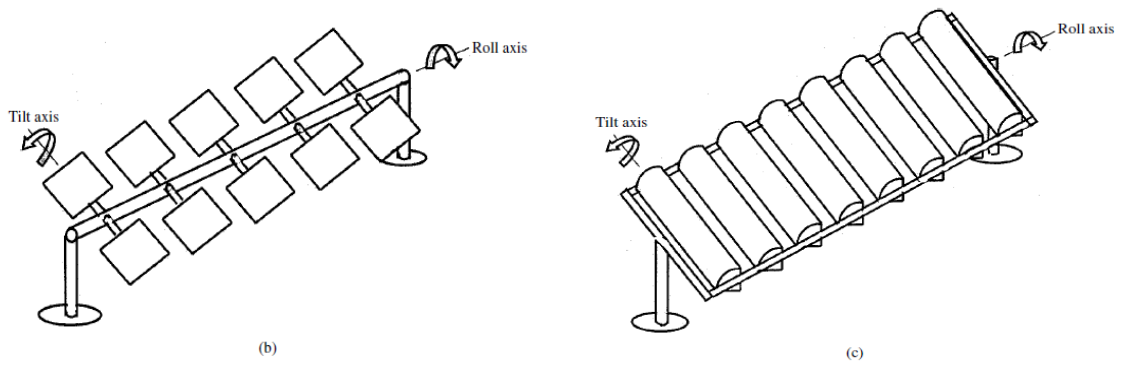


Figura 4.22-b-c – *Inseguitore solare biassiale roll-tilt.*

I dispositivi turntable hanno la miglior risposta ai carichi causati dal vento, e possono utilizzare dispositivi di tracciamento più semplici, seppure presentano le maggiori complicazioni impiantistiche.

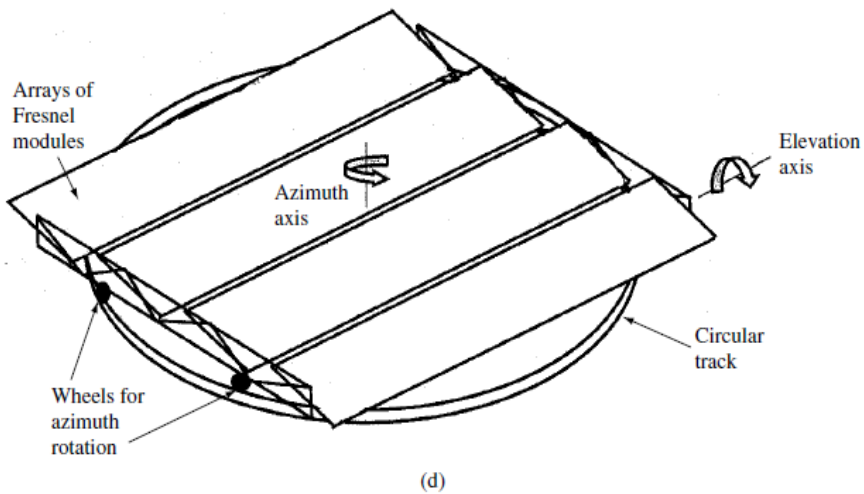


Figura 4.22-d – *Inseguitore solare biassiale turntable.*

4.2 IL MERCATO DEL FOTOVOLTAICO

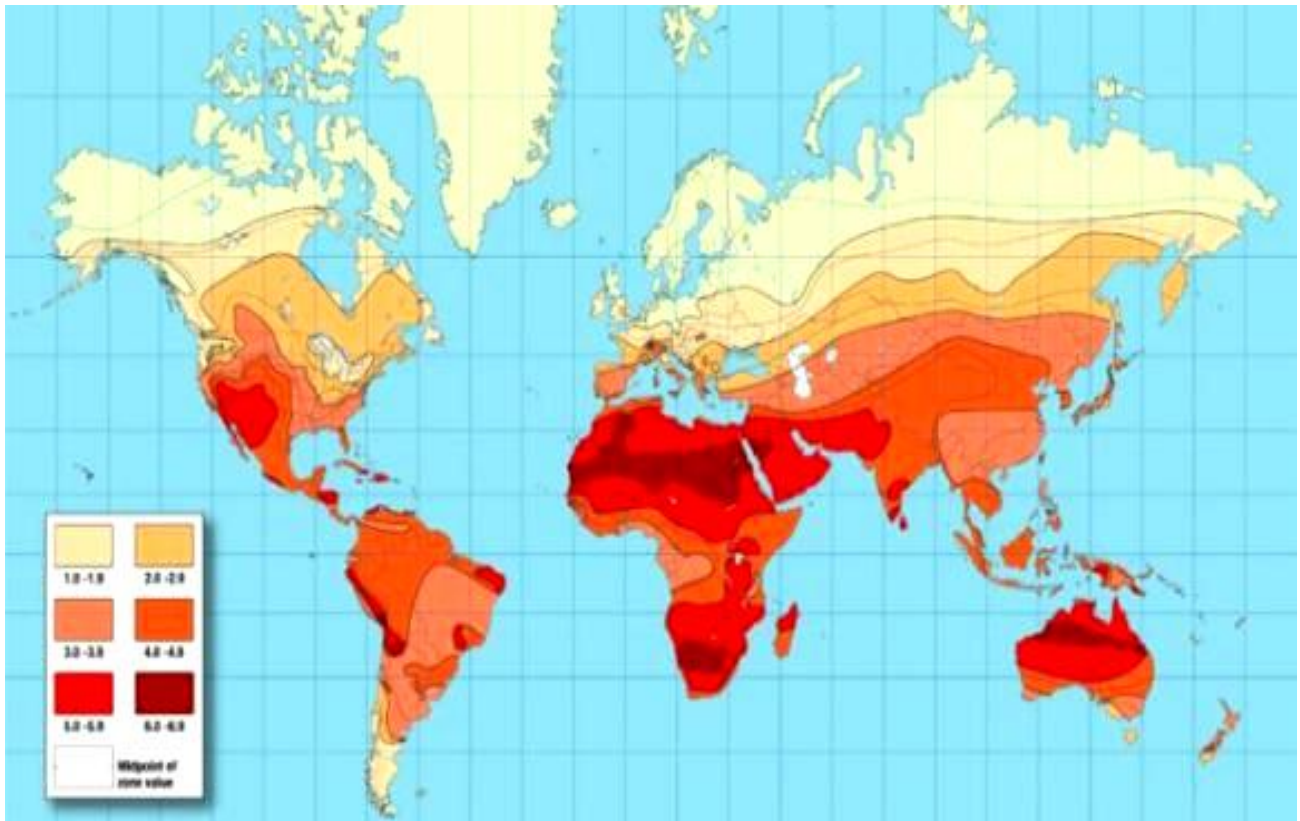


Figura 4.23 – Valori medi di irraggiamento solare mondiale.

Il mercato del fotovoltaico a livello mondiale si conferma il mercato tecnologico col più alto tasso di crescita.

Sebbene soltanto negli ultimi anni siano aumentati gli investimenti (parallelamente alle periodiche crisi del mercato del petrolio), alcune nazioni sono state più lungimiranti di altre nello sviluppo tecnologico e soprattutto nell'applicazione commerciale di questo tipo di tecnologie.

L'incremento della potenza installata a livello mondiale mostra delle fluttuazioni, ma sicuramente si può affermare che il mercato è in crescita e nei prossimi anni la crescita sarà ancora più vertiginosa.

Year	Cumulative (MW)	Increase (%)
1992	105	
1993	130	24
1994	158	22
1995	192	22
1996	237	23
1997	305	29
1998	386	27
1999	510	32
2000	716	40
2001	975	36
2002	1 318	35
2003	1 810	37
2004	2 835	57
2005	4 188	48
2006	5 627	34
2007	7 866	40
2008	13 425	71

Figura 4.24 – Valori di potenza installata cumulata a livello mondiale.

Tra le varie tecnologie disponibili, sicuramente prevalgono le celle cristalline per quasi il 90% del totale prodotto (46,5% policristalline e 43,4% monocristalline).

La quota percentuale dei moduli a film sottile è però in crescita e si assesta al 7,6% con 191 MWp prodotti: in particolare si ha il 4,7% per le celle al silicio amorfo, 2,7% per quelle al telluro di cadmio, 0,2% per celle CIS.

Le aziende più operative nel settore sono sicuramente le giapponesi *Sharp* e *Kyocera*, la tedesca *Q-Cells*, seguite dalla crescente *Suntech Power* cinese e dalla *Sanyo Electric*.

Ulteriormente si ha la presenza della taiwanese *Motech Industries* e della tedesca *Solarworld*. In grande crescita l'americana *Sunpower* (celle monocristalline ad alta efficienza con contatti sul retro) e le cinesi *CEEG Nanjing PV-Tech* e *Baoding Tianwei Yingli* (azienda con produzione integrata verticalmente: wafer, celle e moduli).

4.2.1 IL MERCATO MONDIALE

NAZIONE	Potenza cumulata al 2006 (MWp)	Potenza per abitante (Wp) 2006	Potenza cumulata al 2008 (MWp)	Potenza per abitante (Wp) 2008
Austria	29	3,51	32,4	3,92
Germania	3063	37,16	5340	64,78
Danimarca	2,8	0,53	3,3	0,62
Spagna	60,5	2,7	3354	149,68
Francia	32,7	0,52	179,7	2,86
Gran Bretagna	13,6	0,23	22,5	0,38
Italia	57,9	0,99	458,3	7,84
Olanda	51,2	3,14	57,2	3,51
Portogallo	3,4	0,33	68	6,60
Svezia	4,8	0,54	7,9	0,89

Figura 4.25 – Valori di potenza fotovoltaica installata in Europa.

Da notare in particolare il valore di “potenza abitante” che evidenzia lo sfruttamento pro-capite dell’energia fotovoltaica.

Le analisi aggiornate fino al 2008 mostrano gli incrementi sbalorditivi avvenuti negli ultimi anni.

Country	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Austria AUT	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4,9	6,1	10,3	16,8	21,1	24,0	25,6	27,7	32,4
Svizzera CHE	4,7	5,8	6,7	7,5	8,4	9,7	11,5	13,4	15,3	17,6	19,5	21,0	23,1	27,1	29,7	36,2	47,9
Germania DEU	5,6	8,9	12,4	17,7	27,8	41,8	53,8	69,4	113,7	194,6	278,0	431,0	1034,0	1926,0	2759,0	3835,5	5340,0
Danimarca DNK	*	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,5	1,6	1,9	2,3	2,7	2,9	3,1	3,3
Spagna ESP	~	~	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	4,0	7,0	12,0	23,0	48,0	145,0	693,0	3354,0
Francia FRA	1,8	2,1	2,4	2,9	4,4	6,1	7,6	9,1	11,3	13,9	17,2	21,1	26,0	33,0	43,9	75,2	179,7
Regno Unito GBR	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	1,1	1,9	2,7	4,1	5,9	8,2	10,9	14,3	18,1	22,5
Italia ITA	8,5	12,1	14,1	15,8	16,0	16,7	17,7	18,5	19,0	20,0	22,0	26,0	30,7	37,5	50,0	120,2	458,3
Olanda NDL	1,3	1,6	2,0	2,4	3,3	4,0	6,5	9,2	12,8	20,5	26,3	45,7	49,2	50,7	52,2	52,8	57,2
Norvegia NOR	3,8	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	7,7	8,0	8,3
Portogallo PRT	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,1	1,3	1,7	2,1	2,7	3,0	3,4	17,9	68,0
Svezia SWE	0,8	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,2	4,8	6,2	7,9

Figura 4.26 – Valori di potenza fotovoltaica cumulata (MWp) installata in Europa.

Per quanto concerne l’Europa si deve fare un ragionamento separato per quanto riguarda Germania e Spagna, che a livello mondiale sono attualmente leader della tecnologia, seguite al

passo soltanto da Giappone ed Usa (comunque a livello di potenza inferiore rispetto ai due paesi europei).

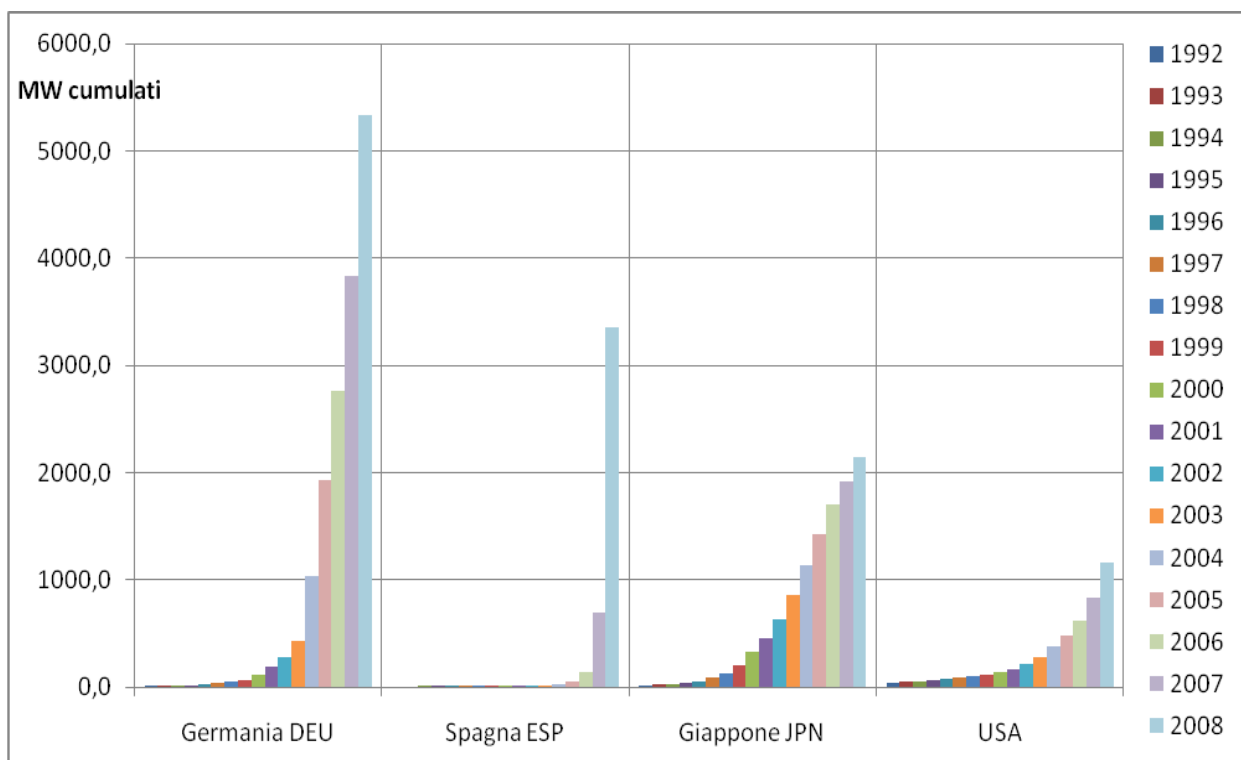


Figura 4.27 – Valori di potenza fotovoltaica cumulata installata nei paesi leader.

In particolare la Germania è leader mondiale del settore con la massima potenza cumulata installata (posizione indubbiamente insuperabile a livello europeo, ma che presto verrà contesa dalla Cina a livello mondiale) grazie alle politiche di *“technology push”* con incentivi alla ricerca che hanno portato allo sviluppo rapido di una tecnologia che, nonostante le non favorevoli condizioni di irraggiamento del paese, ha la massima diffusione ed integrazione nel parco elettrico tedesco.

La grande crescita della Spagna è dovuta in gran parte al Decreto Reale (436/2004) che ha lanciato il conto energia spagnolo che, nella versione attuale, prevede incentivi per il fotovoltaico di 0,44 €/kWh per 25 anni.

Come la Spagna, anche l'Italia ha attuato una politica di *“market pull”* in cui non si è incentivata la ricerca, ma ci si è concentrati maggiormente sugli incentivi all'acquisto ed alla diffusione sul mercato della tecnologia.

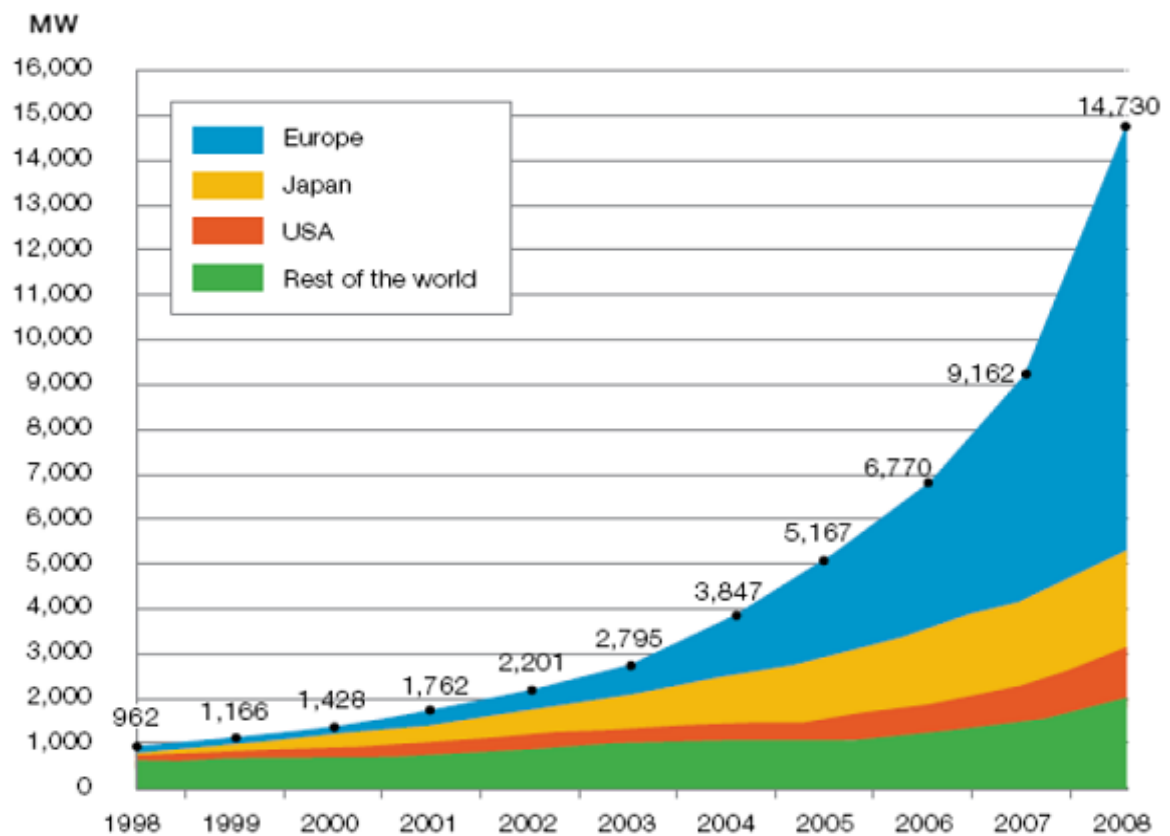


Figura 4.28 – *Produzione (MW) al 2008 dei principali paesi produttori.*

Analizzando a livello mondiale si può evidenziare una seconda fascia di produzione importante costituita da una serie di paesi che hanno superato negli ultimi anni i 50MW di potenza fotovoltaica installata.

Tra questi l'Italia, la Corea, la Francia ed il Portogallo hanno mostrato in particolare i più alti tassi di crescita negli ultimi anni, che sottolineano l'applicazione di politiche incentivanti.

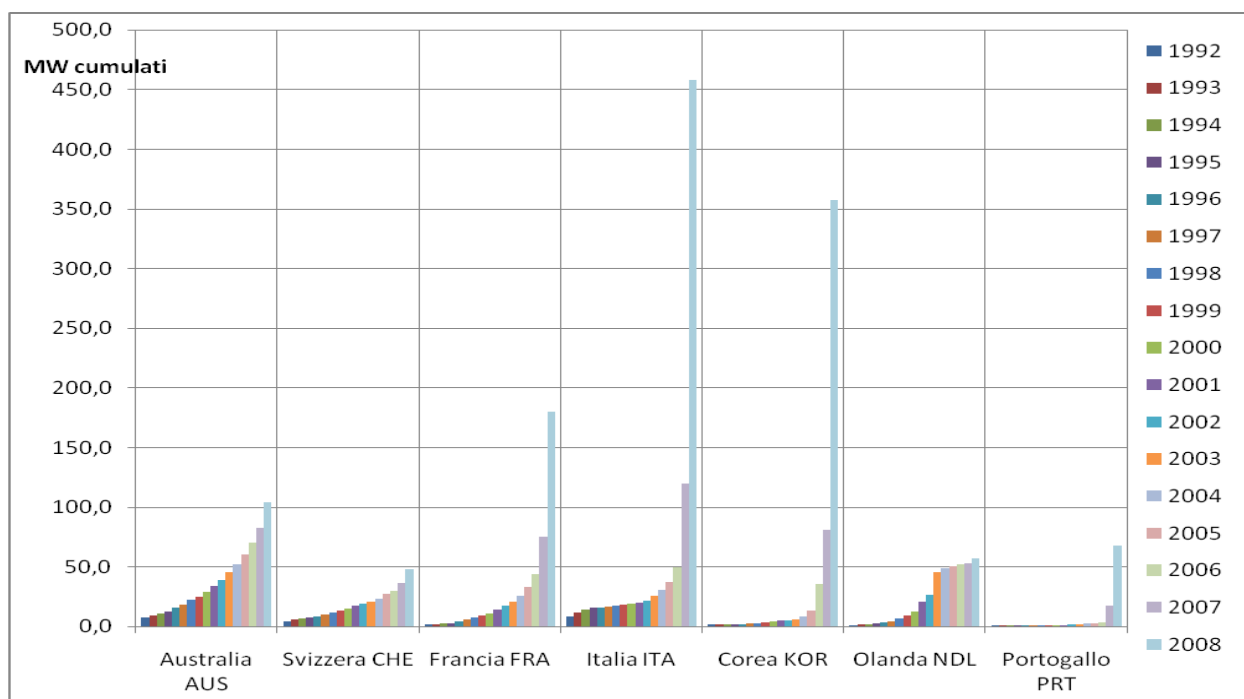


Figura 4.29 – Produzione cumulata (MW) al 2009 dei paesi produttori di “seconda fascia”.

Country	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AUS	2,0	3,0	3,0	3,8	2,8	3,9	4,4	5,5	6,5	6,7	8,3	9,7	12,2	22,0
AUT	0,3	0,3	0,5	0,7	0,8	1,2	1,2	4,2	6,5	4,2	3,0	1,6	2,1	4,7
CAN	0,4	0,7	0,8	1,1	1,3	1,4	1,6	1,2	1,8	2,1	2,8	3,8	5,3	6,9
CHE	0,8	0,9	1,3	1,8	1,9	1,9	2,3	1,9	1,5	2,1	4,0	2,6	6,5	11,7
DEU	5,3	10,1	14,0	12,0	15,6	44,3	80,9	83,4	153,0	603,0	892,0	833,0	1 076,5	1 504,5
ESP	~	~	~	~	~	~	2,0	3,0	5,0	11,0	25,0	97,0	548,0	2 661,0
FRA	0,5	1,5	1,7	1,5	1,5	2,2	2,6	3,3	3,9	5,2	7,0	10,9	31,3	104,5
ITA	1,7	0,2	0,7	1,0	0,8	0,5	1,0	2,0	4,0	4,7	6,8	12,5	70,2	338,1
JPN	12,2	16,2	31,7	42,1	75,2	121,6	122,6	184,0	222,8	272,4	289,9	286,6	210,4	225,3
KOR	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,6	2,5	5,0	22,3	45,4	276,3
NLD	0,4	0,9	0,7	2,5	2,7	3,6	7,7	5,8	19,6	3,6	1,7	1,5	1,6	4,4
PRT	~	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	0,4	0,4	0,5	0,4	~	14,5	50,1
USA	9,0	9,7	11,7	11,9	17,2	21,5	29,0	44,4	63,0	100,8	103,0	145,0	206,5	338,0

Notes: Countries that are experiencing (or have recorded in a past year) annual installed PV power of >5 MW

Figura 4.30 – Potenza fotovoltaica installata annualmente (MW) al 2008.

Osservando l’andamento della potenza installata negli ultimi anni è evidente che basta l’introduzione di una politica incentivante (che sia dal lato di fondi alla ricerca “technology push”, piuttosto che da quello degli incentivi di mercato “market pull”) per avere una rapidissima crescita delle installazioni ed un rapido inserimento nel mercato (l’esempio del Portogallo in questo caso è

evidente: in meno di un anno ha ottenuto gli stessi risultati dell'Olanda e della Svizzera, le cui politiche sono rimaste "timide" riguardo alla tecnologia fotovoltaica).

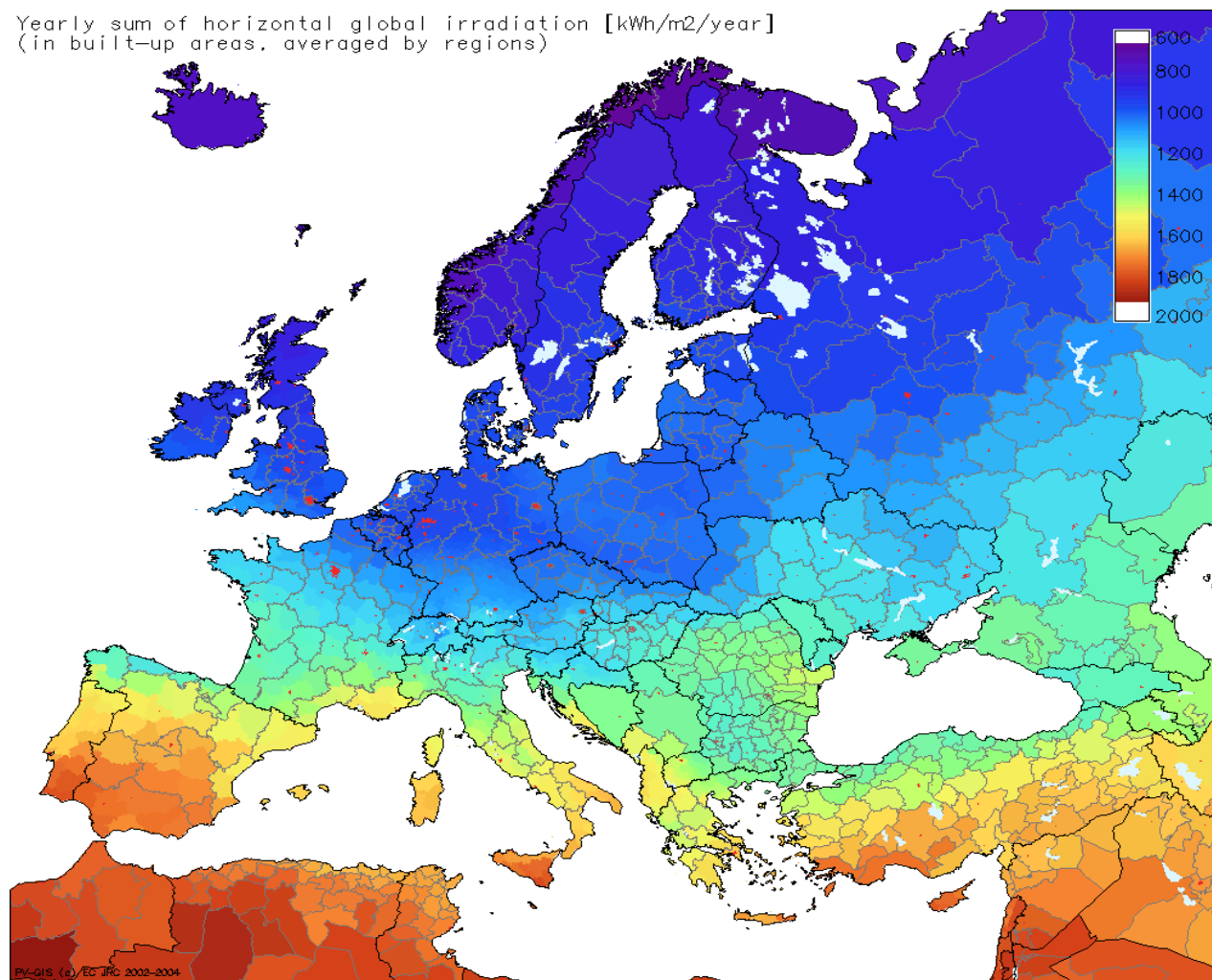


Figura 4.31 – *Mappa dell'irraggiamento europeo.*

4.2.2 IL MERCATO ITALIANO

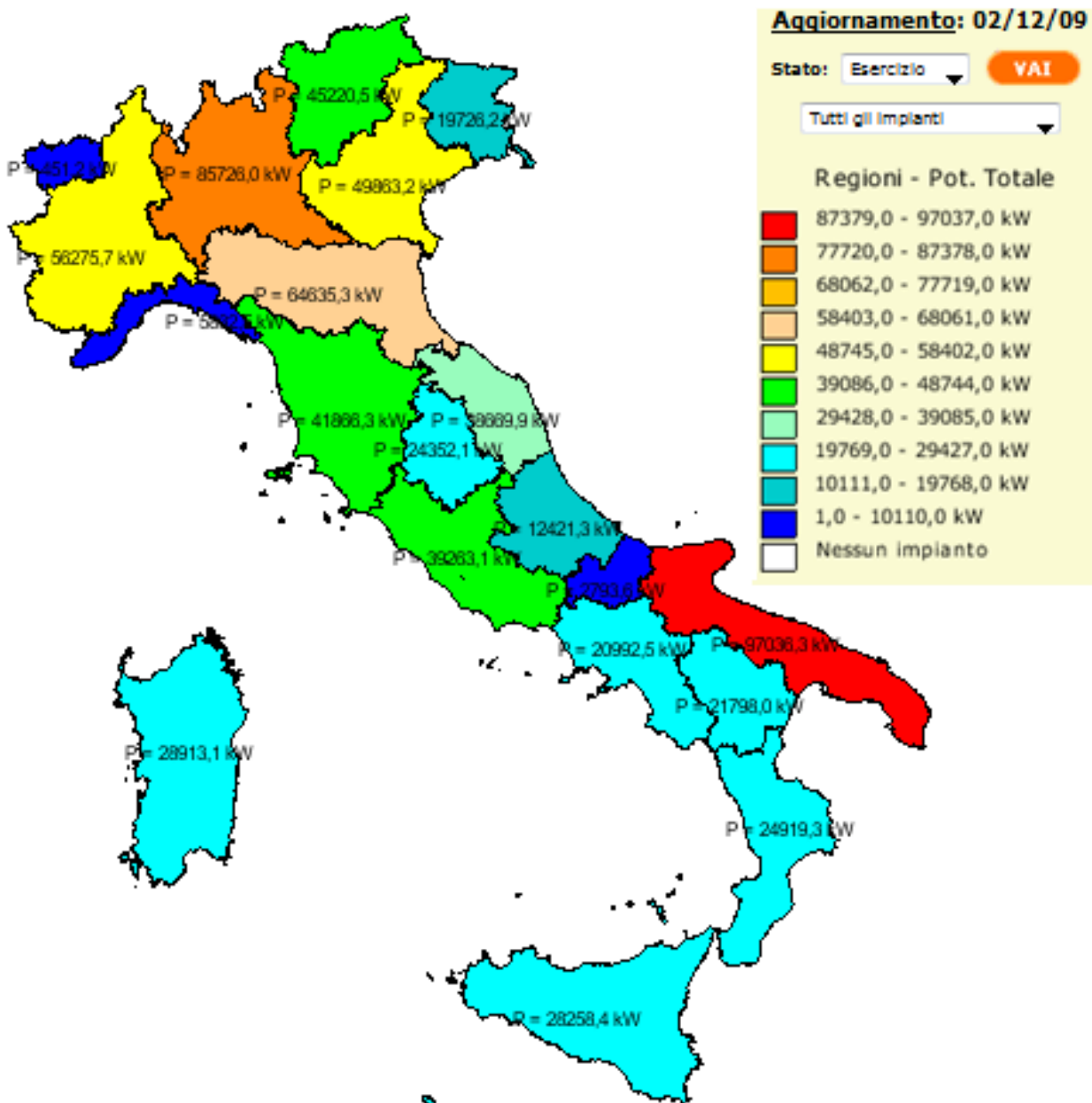


Figura 4.32 – Valori di potenza fotovoltaica installata in Italia al 2009.

Indubbiamente le caratteristiche geografiche italiane dovrebbero portare notevoli vantaggi rispetto al resto d'Europa, seppure il nostro mercato fotovoltaico sia andato avanti inizialmente molto a rilento rispetto a quello mondiale.

Come già analizzato, il costo di produzione di energia elettrica dalla fonte fotovoltaica è ancora maggiore rispetto alle fonti tradizionali e non permetterebbe una competitività economica se

non mediante un sistema di incentivi che ne aiuti la crescita fino alla riduzione dei costi ed al raggiungimento di una maturità tecnologica.

Il Decreto del 28 luglio 2005 ha attivato questo sistema di incentivi.

Inizialmente si sono presentati due pesanti limiti: una potenza massima ammissibile all'incentivazione di 85 MW_p/anno e un'eccessiva burocratizzazione (cosa che attualmente è forse a tutt'oggi uno dei maggiori fattori di limitazione allo sviluppo delle rinnovabili, sia per il solare che per l'eolico in particolare).

Grazie alla delibera n.90 del 19 febbraio 2007 sono state definite regole che hanno consentito l'avvio del nuovo "Conto Energia": con le nuove disposizioni, riviste e aggiornate rispetto ai vecchi decreti (del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006), si è ottenuta una semplificazione del meccanismo d'incentivazione, riducendo gli aspetti burocratici (è sufficiente realizzare l'impianto per richiedere la tariffa incentivante al GSE) ed abbattendo il tetto massimo di potenza installabile.

Nel mercato fotovoltaico si è dunque registrata un'importante crescita: nei primi 6 mesi del 2007 la potenza fotovoltaica installata è stata pari a 19 MWp con 1.773 impianti (più di quanto fosse stato installato in tutto il 2006): nel 2007 si è avuta una crescita del 300% .

Nel 2008 la sua crescita è stata del 110% rispetto all'anno precedente, con 146 MW_p installati per 11.800 impianti realizzati.

8 LUGLIO 2008:

REGIONE	MWp installati	Numero di impianti
Lombardia	21,49	2643
Puglia	19,30	1204
Emilia Romagna	17,91	1785
Trentino A.A.	16,80	886
Toscana	12,07	1153
Piemonte	11,37	1178

16 LUGLIO 2009:

REGIONE	MWp installati	% di crescita	Numero di impianti
Puglia	69,61	224 %	3269
Lombardia	59,78	210 %	6403
Emilia Romagna	46,16	158 %	4107
Piemonte	43,33	158 %	3420
Trentino A.A.	34,64	187 %	1957
Toscana	33,98	199 %	3420

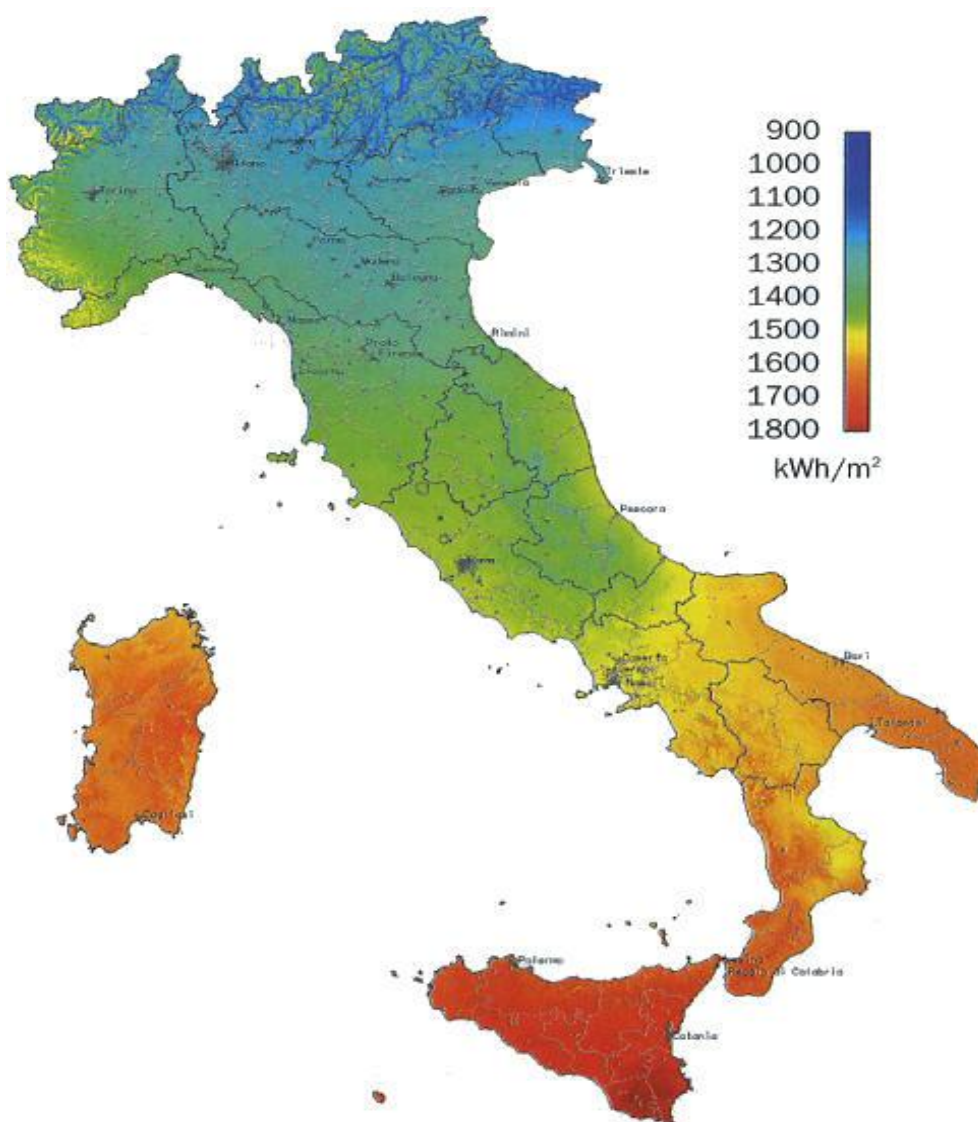


Figura 4.33 – Mappa dell'irraggiamento solare in Italia (sono mostrati i valori di irraggiamento globale su piano orizzontale).

4.2.3 IL COSTO DEL FOTOVOLTAICO

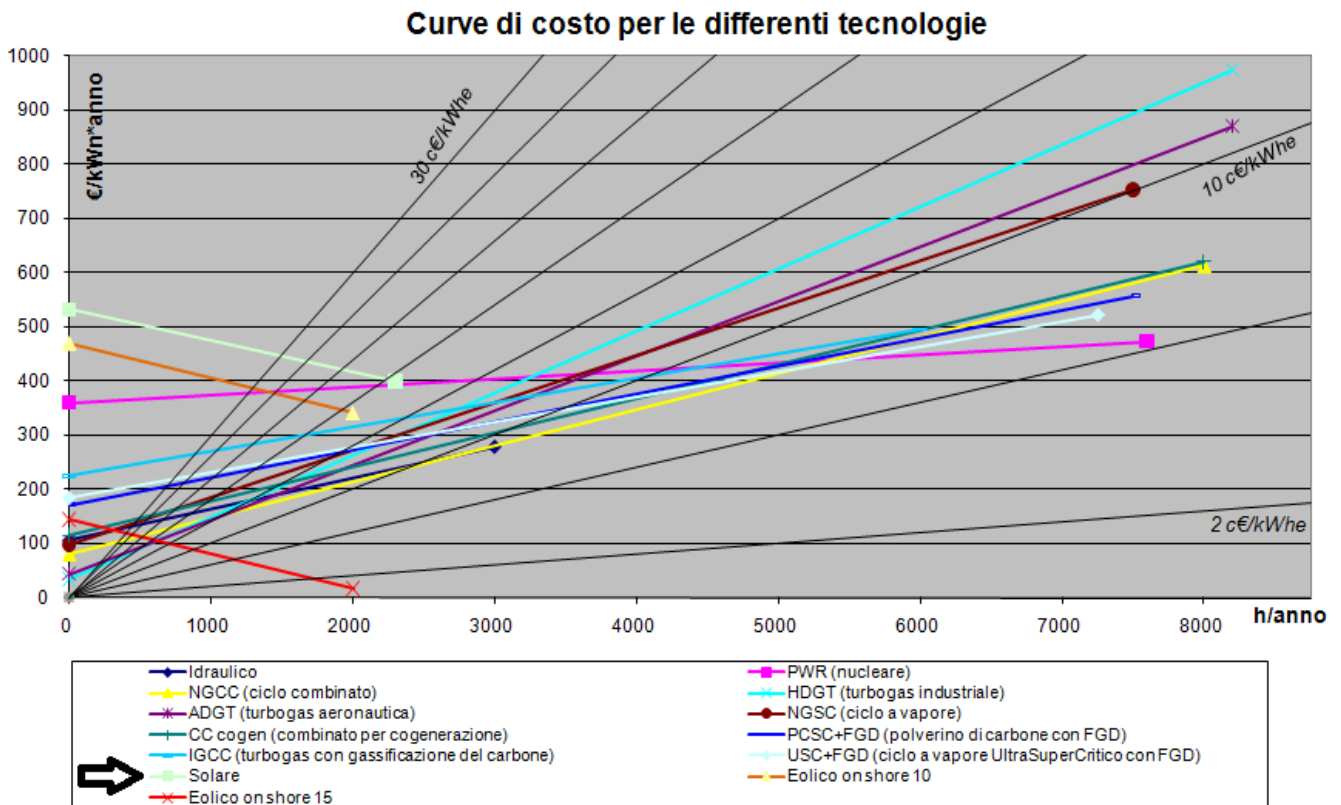


Figura 4.34 – Confronto tra i costi di produzione di energia elettrica mediante differenti tecnologie (sono stati considerati gli incentivi alle rinnovabili e le penali alla produzione di CO₂ aggiornati all'anno 2007).

Diversi studi sul fronte economico segnalano la possibilità che il costo di produzione dell'elettricità da fonte solare si possa avvicinare a quello delle fonti tradizionali e possa già nei prossimi 5 anni diventare competitivo.

Secondo un rapporto della *Photon Consulting* datato 2006 i costi di produzione d'energia col fotovoltaico si abbasseranno dai 25 c\$/kWh_{PRODOTTO} del 2006 fino a 0,18 \$ in Germania, 0,13 \$ in California e 0,12 \$ in Spagna entro il 2010 (alcune industrie leader del settore saranno in grado di portarlo fino a 0,10 \$, un costo paragonabile a quello delle centrali a ciclo a vapore Ultra-Super-Critico).

Sebbene siano costi di O&M, e non prezzi al consumatore finale, è una previsione indicativa delle grandi aspettative che si hanno da questa fonte di energia.

La strada verso il raggiungimento di questo obiettivo è già stata aperta dall'introduzione delle tariffe incentivanti che stanno permettendo un'elevata diffusione della tecnologia dei moduli di silicio con un rapidissimo incremento del know-how (come avviene sempre nelle fasi iniziali di

sviluppo di una nuova tecnologia) che porta ad un incremento dei rendimenti e ad una riduzione dei costi.

L'espressione generale della **curva d'apprendimento** si può esprimere:

$$P(t) = P(0) \times \left[\frac{q(t)}{q(0)} \right]^{-b}$$

- $P(t)$ = prezzo medio del prodotto al tempo t ;
- $q(t)$ = produzioni cumulative al tempo t ;
- b = coefficiente di apprendimento;
- PR (progress ratio) = 2^{-b}

Questa espressione è tale che ad ogni raddoppio della produzione cumulativa si ha una riduzione del costo marginale pari a $(1-PR)\%$. Nel caso del fotovoltaico il valore del coefficiente di apprendimento b è stato valutato circa pari a 0,17-0,24, tale da restituire un PR tra 84-88 % (cioè i costi si riducono circa del 14% ad ogni raddoppio della produzione cumulata).

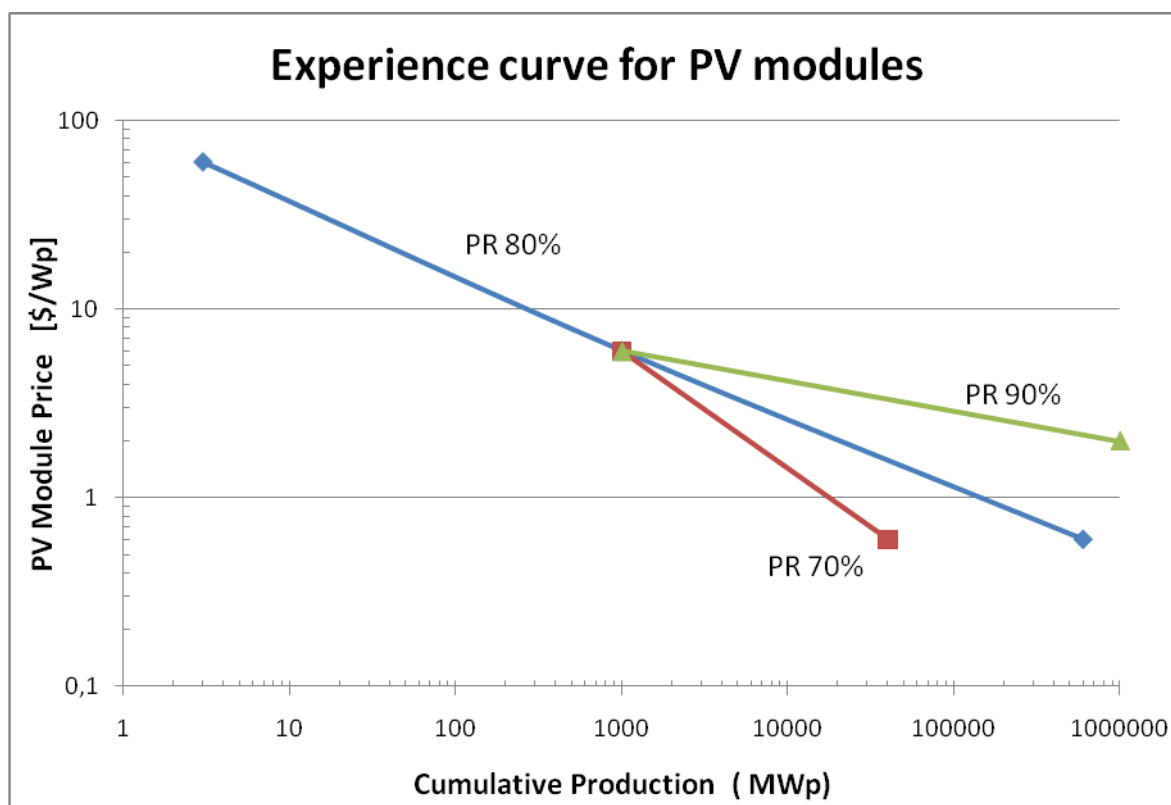


Figura 4.35 – Esempio di curve d'apprendimento al variare del progress-ratio.

Sebbene questo trend sia destinato a ridursi negli anni, si è ancora in una fase di grande sviluppo e crescita del settore: la ricerca della tecnologia migliore non si ferma ai dispositivi attualmente in commercio, ma attualmente si è in corsa per lo sviluppo di nuove generazioni di dispositivi captanti capaci di sfruttare maggiormente la radiazione solare (magari sfruttando anche la radiazione infrarossa come si sta studiando all'MIT) o di permettere una collocazione differente dei dispositivi stessi (ad esempio con l'integrazione sulle superfici murarie esistenti).

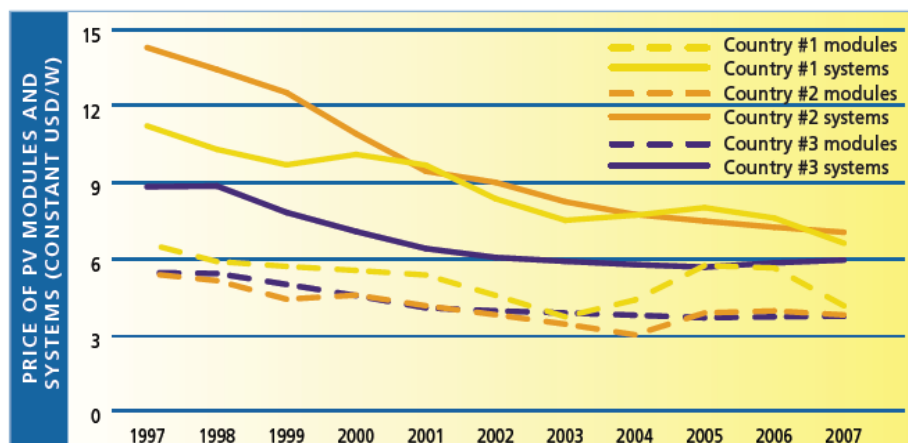


Figura 4.36 – Esempio di curve d'apprendimento reali.

Modules (EUR per W)	Country	Off-grid (EUR per W)		Grid-connected	
		<1 kW	>1 kW	<10 kW	>10 kW
		EUR	EUR	EUR	EUR
2,9-4,6	AUS	10,2-17	8,5-12,4	5,1-7,3	3,9-5,6
3,0-3,5	AUT	6-15	6-15	4,8-5,8	4,8-5,5
2,4-5,1	CAN	9,5		3,8-4,4	3,8-5,1
2,9-3,0	CHE	14,1	10,5	6,0-6,4	5,2-5,4
2,0-4,3	DEU			3,9-4,5	3,7
4,0-6,7	DNK	9,3-12,0	20,0-26,7	4,7-11,4	6,7-13,3
2,3-3,5	ESP	11,4-14,4	9,7-11,4	7-7,5	5,7-6
3,2	FRA			7-8,3	5,1-6
3,2-3,9	GBR	6,2-9,2	5,0-9,4	4,2-12,6	5,0-9,9
2,2-2,9	ISR	6,1	6,8	4,1-5,1	
2,2-3,3	ITA	10-13		5,5-6,5	4,2-5,5
2,9	JPN			4,7	3,5
1,8-2,0	KOR			4,1-5,7	5,7
3,2-4,8	MEX	11,6	10,0	8,4	5,8
3,1	MYS			4,9	4,9
	NOR	15,0-21,7		10,8-14,4	
2,5-3,0	PRT		8-10	5-6	4,2
2,7-6,3	SWE	9,2		9,9	6,9
2,9-3,4	TUR	8-9	6-8	4,5	4
2,5	USA	4,8-6,1	5,4-6,8	4,8-6,1	4,4

Figura 4.37 – Prezzi di modulo e di sistema nel 2008 [19].

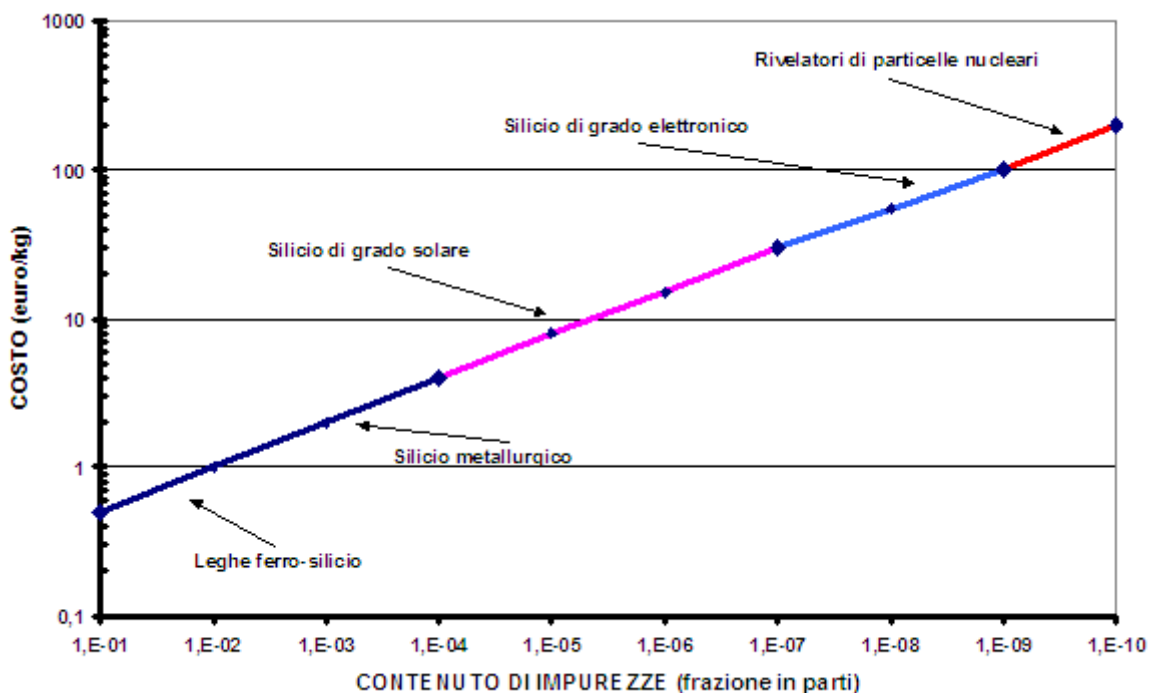
In quest'ultima tabella si vuole evidenziare la differenza tra i costi di modulo e di sistema: la variazione dipende dal tipo di modulo o di sistema considerato.

Bisogna ovviamente sottolineare che nel caso di sistemi ad inseguimento biassiale (come nei casi che analizzeremo) i costi del sistema sono significativamente maggiori rispetto ai casi qui mostrati.

D'altra parte l'idea di utilizzare sistemi ad inseguimento biassiale per lo sfruttamento della concentrazione ottica è nata proprio per sfruttare la possibilità di svincolarsi dai costi di modulo per ottenere costi finali del *kWh* prodotto competitivi con le fonti fossili tradizionali. Si ha dunque la possibilità di utilizzare moduli più "pregiati" e costosi ma con quantità decisamente più limitate grazie alla concentrazione.

Per studiare l'incidenza del costo della cella sul costo del kWh prodotto bisogna però analizzare l'intera filiera che sta a monte [14 – 15].

Ipotizzando lo spessore della cella fotovoltaica, di dimensioni $12.5 \times 12.5 = 156 \text{ cm}^2$, pari a 0,25 mm per monocristallino e 0,35 mm per policristallino, si può valutare un peso pari nei due casi a 9 e 13 grammi. Contabilizzando la resa del taglio e la percentuale di scarti (che sono circa pari al 45%) a partire dai dischi ottenuti secondo vari processi, per ciascuna cella si consumano rispettivamente 33 gr e 47 gr di silicio.



Fra 100 e 30 €/kg si ha il silicio monocristallino ottenuto con il metodo Czochralski: il cosiddetto silicio di grado elettronico.

Al di sotto dei 30 €/kg, si ha il silicio di grado solare. Quando si sale con la concentrazione d'impurezze al di sopra di una parte su 10^4 , l'efficienza della cella si riduce e non è più competitiva per la conversione fotovoltaica.

La zona a 1÷4 €/kg si riferisce al silicio di grado metallurgico, così come viene prodotto dalla silice per riduzione con idrogeno in forno elettrico ad arco.

Ulteriormente si ha il silicio impiegato per la realizzazione delle leghe magnetiche FeSi con cui si fanno i lamierini dei trasformatori e dei motori elettrici.

Dal grafico seguente si ha la suddivisione dei costi in funzione del grado di purificazione che si vuole ottenere:

Materiale	Silicio monocristallino			Silicio policristallino		
	Fase del processo	Grado di purezza	Consumo energetico (kWh/kg)	Costo cumulato (€/kg)	Grado di purezza	Consumo energetico (kWh/kg)
Produzione Si metallurgico $\text{SiO}_2 + \text{C} = \text{Si} + \text{CO}_2$	95%	30	0.9	95%	30	0.9
Produzione triclorosilano $\text{Si} + 3\text{HCl} = \text{SiHCl}_3 + \text{H}_2$	98.9%	5	2	98.9%	5	2
Purificazione SiHCl_3 (distillazione)	2 ppm (dist. a triplo stadio)	15	6.5	1 ppm (distillazione monostadio)	5	4.5
Deposizione Si puro microcristallino (reazione con H_2 a 1000 °C, processo Siemens) $\text{SiHCl}_3 + \text{H}_2 = \text{Si} + 3\text{HCl}$	2 ppmiliardo	450	60	1-10 ppm (processo Union Carbide, alternativo a Siemens)	30	10÷20
Fabbricazione monocristalli	1-0.1 ppmiliardo (Czochralski)	75	100÷200	1-10 ppm (casting)	30	40÷30
\\\	Tot. spesa energetica		575	Tot. spesa energetica		100

E' evidente che la fase di deposizione del silicio in polvere microcristallina dal silano con il processo Siemens fa accrescere i costi a causa dell'aumento del consumo energetico e della bassa resa del processo (circa del 37%).

La spesa energetica complessiva per il silicio di grado elettronico è pari a circa 575 kWh/kg ed il costo intorno ai 100÷200 €/kg.

Considerando la quantità di silicio impiegata, utilizzando il silicio monocristallino di grado elettronico, si ha un costo energetico per il solo materiale (escluso il costo aggiunto dalla realizzazione delle celle) pari a circa 19 kWh/fetta ed un costo economico di circa 3.3 €/fetta.

Non è necessario usare il silicio di grado elettronico per la produzione di celle fotovoltaiche. Con silicio di minore purezza chimica ed anche con materiale policristallino a grani grossi (detto anche semicristallino) è possibile realizzare celle di ottima efficienza. Il costo del silicio puro a una parte su 10^5 è valutabile intorno ai 10÷20 €/kg.

Si è visto che il costo maggiore è causato dal processo Siemens, necessario per riportare a forma solida il silicio puro presente nella fase vapore dei clorosilani.

E' allora evidente che occorre ideare un processo a basso costo, alternativo alla distillazione frazionata dei clorosilani per purificare il silicio metallurgico fino al grado richiesto per l'applicazione solare.

Quando il silicio ha un grado d'impurezze a livello di una parte su centomila, non si riescono ad ottenere monocristalli di grandi dimensioni con il metodo Czochralski: i lingotti ottenuti hanno tutti natura semicristallina o policristallina.

Nel materiale policristallino così ottenuto si ha (durante la fase di solidificazione dal silicio fuso) il fenomeno della segregazione delle impurezze alle interfacce di separazione tra i cristalli: si ha cioè un effetto di concentrazione di atomi elettricamente attivi lungo i bordi di grano che, oltre un determinato livello di concentrazione, creano dei percorsi ad alta conduttività elettrica che cortocircuitano la giunzione *p-n* della cella con la conseguente drastica riduzione dell'efficienza.

Un modo di ridurre i costi è quello di utilizzare gli scarti della microelettronica: le parti di testa e di coda dei lingotti di silicio Czochralski per uso elettronico vengono scartate perché non adeguate per la fabbricazione dei microcircuiti.

Il mercato del silicio puro ha visto l'offerta di questi scarti (detti silicio off-grade) ad un costo intorno ai 10÷15 €/kg.

L'industria del fotovoltaico ha approfittato finora di questo materiale mediante la nuova fusione degli scarti e la crescita di monocristalli con il metodo Czochralski. Il costo della fusione e crescita Czochralski è di circa 40 €/kg che si vanno ad aggiungere ai 15 €/kg del costo degli scarti. Si riesce dunque a produrre un materiale di grado solare al costo di circa 55 €/kg, circa la metà di quello del silicio di grado elettronico.

Ipotizzando una efficienza del 14% si ottiene un costo del materiale pari a circa 0,8 €/W. Per quanto riguarda la spesa energetica invece si ha un peggioramento causato dalla nuova spesa energetica causata dalla fusione pari circa a 75 kWh/kg, che si va ad aggiungere al costo di produzione precedentemente affrontato pari a 575 kWh/kg: si ha dunque una spesa energetica di 650 kWh/kg, con un incremento del 13% ed il conseguente allungamento del “tempo di ritorno dell'energia”.

Si può alternativamente utilizzare il metodo del *casting del silicio*, in cui si ha la cristallizzazione per raffreddamento graduale dalla fase liquida del silicio fuso in grandi crogioli di quarzo o di grafite in forno a radiofrequenza.

Si ottiene silicio policristallino con grani grossi, di diametro dell'ordine del cm, che può essere lavorato meccanicamente in modo da ottenere fette dello spessore di 0,35 mm, di area pari a 12.5 cm × 12.5 cm e di peso pari a 12 g (47 g compresi i vari scarti) di efficienza pari circa al 13%.

Il casting del silicio può essere applicato sul silicio elettronico off grade: avendo una resa temporale di produzione del lingotto migliore del Czochralski, la produttività è più alta e quindi il costo è più basso.

A partire dagli scarti (15 €/kg) si ottiene il materiale delle celle ad un costo di 45 €/kg: si raggiungono costi pari a circa 1 €/W. Il costo è maggiore rispetto al materiale monocristallino da off grade (pari a 0,8 €/W) a causa del maggior spessore necessario e della minor efficienza di conversione.

Il casting è comunque considerato più vantaggioso perché permette di utilizzare anche il silicio metallurgico (purché come si è detto sufficientemente purificato); inoltre si ha già un vantaggio sulla riduzione della spesa energetica, essendo il processo di accrescimento più rapido rispetto al processo Czochralski e la resa in cristallo più alta: la spesa energetica sarà pari a 30 kWh/kg.

Utilizzare il silicio prima del processo Siemens, permette di avere spese energetiche complessive intorno ai 100 kWh/kg, contro i 650 del processo Czochralski su silicio off grade.

Riducendo ad un solo stadio la distillazione del triclorosilano, mediante un metodo di deposizione del silicio microcristallino in polvere diverso da quello Siemens, si ottiene un silicio microcristallino di grado solare ad un prezzo intorno ai 20 €/kg. Tale processo è stato brevettato con il nome “Union Carbide”.

Tale prezzo è comunque superiore a quello del silicio di scarto dell’elettronica (off-grade) disponibile sul mercato al costo di 10÷15 €/kg.

È in corso attualmente il cosiddetto fenomeno dello “shortage” del silicio off-grade: la quantità disponibile di silicio off grade non riesce più a coprire la domanda dei fabbricanti di celle fotovoltaiche ed i prezzi di tale materiale si sono incrementati da 10 a 30 €/kg.

In questo modo il processo Union Carbide diventa concorrenziale e permette la riduzione del costo (in caso ottimistico) fino a 0,7 €/W. In aggiunta ai benefici economici si ha una riduzione del tempo di ritorno dell’energia pari a circa 2÷3 anni (nelle condizioni di funzionamento che si hanno in Italia) contro i 3÷5 anni del silicio monocristallino.

Analizzando più in dettaglio la ripartizione dei costi di produzione per i vari componenti di un sistema fotovoltaico collegato alla rete (senza accumulo) si ha che i costi per una cella fotovoltaica sono dati da:

Voci di costo	Resa	Costo progressivo del materiale lavorato
<i> Casting lingotto silicio </i>	1	50 (€/kg)
<i> Squadratura e selezione </i>	0,6	83,3 (€/kg)
<i> Taglio in fette </i>	0,5	166,7 (€/kg)
<i> Scarto fette </i>	0,8	208 (€/kg)
<i> Fetta da 156 cm² </i>	/	2,65 (€/fetta)

Tab. - Costo del silicio policristallino in fette: area (12,5×12,5) cm², spessore 0,35 mm, peso 12,7 g.

Ipotizzando una cella di riferimento con volume di 5.47 cm³, essendo la densità del silicio pari a 2,33 g/cm³, la quantità contenuta nella cella sarà di 12,74 g, che, ipotizzando un valore di mercato di 208 €/kg, porta il costo dovuto al silicio a 2,65 euro per cella.

Valutando a livello di modulo si ha:

Voce di costo	Costo (cella da 156 cm ²) (€)	Costo Wp (effic. cella 13% = 2 W) (€/W)	Costo per m ² (€/m ²)	Incidenza (%)
<i>Fetta silicio</i>	2,65	1,325	169,9	51,1
<i>Materiali, tecnologie, lavoro, energia, scarto celle, ecc.</i>	2,53	1,265	162,2	48,9
<u>Totale costo cella</u>	<u>5,18</u>	<u>2,59</u>	<u>332,1</u>	<u>100</u>
<i>Silicio 36 fette</i>	95,4	1,325	169,7	37,1
<i>Mat. e tecnologie 36 celle</i>	91,08	1,265	162,1	35,4
<u>36 celle (0,562 m²; 72 W)</u>	<u>186,48</u>	<u>2,59</u>	<u>331,8</u>	<u>72,5</u>
<i>Resa impannellamento 0,96</i>	194,25	2,70	345,9	75,5
<i>Materiali, tecnologie impannellamento, lavoro, energia, ecc.</i>	63	0,87	112,1	24,5
<u>Costo del modulo (area attiva delle celle = 0,562 m²)</u>	<u>257,2</u>	<u>3,57</u>	<u>458,0</u>	<u>100</u>
<i>Costo modulo (Fill Factor modulo 0,85; area finale modulo 0,66 m²; 72 W; eff. mod. 11%)</i>	257,2	3,57	389,7	/

Tab. - Modulo silicio policristallino da 36 celle da (12,5×12,5) cm², efficienza 13%, potenza 72 Wp, area 0,66 m²: struttura del costo di produzione (i dati si riferiscono ad una linea di produzione in Italia da 1 MW).

Il costo del silicio pesa sul costo totale della singola cella per circa il 51%. Tale peso si riduce al 37% a livello di costo del modulo.

Il costo del kWh prodotto è dunque dato nella sua forma più semplice dal rapporto tra la spesa annuale sostenuta per l'impianto e il numero di kWh fotovoltaici che nel corso dell'anno vengono immessi nella rete:

$$C_{kWh} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} (C_m + C_{st} + 2.5 C_c)}{\eta_{STC}} + \frac{7.31 \cdot 10^{-4} C_{a\&m}}{\eta_{STC}} + 5.43 \cdot 10^{-3} C_p$$

dove η_{STC} è l'efficienza dei moduli misurata nelle condizioni STC.

I valori sono stati ottenuti utilizzando:

- fattore finanziario di annualità = 0,075 (vita operativa 30 anni, interesse reale 5%);

- perdite dovute all'assemblaggio dei moduli nei pannelli 0,92, perdite dovute alla temperatura 0,92, perdite dovute alle apparecchiature elettroniche 0,95;
- ore annuali equivalenti alla massima insolazione 1700 (sito centro-meridionale);
- fattore di disponibilità dell'impianto 0,95.

Lasciando il costo dei moduli C_m e la loro efficienza η_{STC} come variabili indipendenti, ed ipotizzando i seguenti costi accessori:

- costo delle strutture di sostegno $C_{st} = 150 \text{ €/m}^2$;
- costo del terreno $C_t = 2,5 \text{ €/m}^2$ (terreni marginali);
- costo annuale esercizio e manutenzione $C_{e\&m} = 2 \text{ €/m}^2$;
- costo delle apparecchiature elettroniche 400 euro/kW.

si ottiene:

$$C_{kWh} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} C_m}{\eta_{STC}} + \frac{9.51 \cdot 10^{-3}}{\eta_{STC}} + \frac{1.46 \cdot 10^{-3}}{\eta_{STC}} + 2.17 \cdot 10^{-2}$$

Il **primo** termine della somma rappresenta il contributo del costo dei moduli; il **secondo** quello delle strutture di sostegno e del terreno; il **terzo** è quello dovuto alle spese di esercizio e manutenzione; il **quarto** è quello delle apparecchiature elettroniche (inverter ed interfaccia alla rete).

Per avere un riferimento, utilizzando un valore di efficienza pari a $\eta_{STC} = 11\%$, si ottiene:

- 1) Moduli = $5,54 \cdot 10^{-4} C_m$;
- 2) Strutture e terreno = 8,6 c€/kWh
- 3) Esercizio e manutenzione = 1,5 c€/kWh
- 4) Elettronica di potenza = 2,2 c€/kWh

Escludendo il contributo dei moduli si ottiene già un valore pari a 12,3 c€/kWh, già maggiore dei 7c€/kWh che servirebbero per la competitività con la produzione tradizionale.

Si evidenzia che l'efficienza di conversione contribuisce alla riduzione dei costi a diversi livelli, ed è dunque un parametro fondamentale su cui agire.

Ritornando al valore attuale del costo di modulo, valutato prima pari a circa 390 €/m², il contributo al costo del kWh è pari a 21,6 c€/kWh, per un totale di 33,9 c€/kWh.

Contributi al costo del kWh	c€	Percentuale %
<i>Moduli</i>	21,6	63,7
<i>Strutture di sostegno e terreno</i>	8,6	25,4
<i>Esercizio e manutenzione</i>	1,5	4,4
<i>Elettronica di potenza</i>	2,2	6,5
<i>Totale</i>	33,9	100

Tab. – Struttura del costo del kWh.

Essendo il costo del silicio pari solo al 37% del costo di modulo, sulla base delle percentuali sopra indicate la quota del silicio sarà pari al 23,6% e quella del resto del modulo varrà il 39,4%.

In definitiva, quindi, l'incidenza odierna del silicio sul costo del kWh fotovoltaico è pari a circa il 24%.

CAPITOLO 5

GLI INDICI DI RIFERIMENTO PER LA VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI DI SISTEMA

Con l'ampliamento del mercato del fotovoltaico si è vista la necessità di creare dei parametri prestazionali per il confronto fra i diversi moduli utilizzati, i quali possono differire notevolmente in funzione del tipo di tecnologia utilizzata, nonché per le dimensioni.

Inoltre è stata necessaria la creazione di ulteriori metodi di confronto per l'analisi delle prestazioni in differenti condizioni di irraggiamento.

Lo sviluppo di tali parametri di confronto permette non soltanto una migliore analisi tecnico-economica per valutare la convenienza sul mercato di un modulo piuttosto che di un altro, ma soprattutto di comprendere i margini di sviluppo di determinati componenti in seguito alla valutazione delle singole cause di perdita di rendimento.

L'obiettivo è dunque una normalizzazione delle misure di radiazione solare e di potenza elettrica prodotta.

L'indice utilizzato è il *Performance Ratio* (PR) che confronta l'effettiva producibilità del sistema rispetto a quella attesa.

5.1 IL REFERENCE YIELD - Y_R

Per determinare il PR si ha la necessità di definire un parametro noto come *Reference Yield* (Y_R).

Esso rappresenta il rapporto tra l'irraggiamento solare diretto normale incidente su una superficie captante perpendicolare ai raggi solari E_{DNI} in $[kWh/m^2]$ e l'irradianza diretta normale di riferimento **DNI** (pari a $850 W/m^2$ per i sistemi a concentrazione).

Rappresenta quindi il numero equivalente di ore alla **DNI** di riferimento.

L'unità di misura è in ore [h].

$$Y_R = \frac{E_{DNI}}{DNI_{ref}} [h]$$

Il *Reference Yield* (Y_R) è una funzione di: luogo, orientamento e la variazione delle condizioni meteo mensili od annuali.

5.2 L'ARRAY YIELD - Y_F

Un altro indice rappresentativo delle dimensioni del sistema è l'*Array Yield* (Y_F).

Si ottiene dal rapporto tra l'energia prodotta (E in [kWh]) e la potenza nominale del sistema (P_o in [kW_p]).

È possibile definire due parametri Y_F rispettivamente a monte o a valle dell'inverter, utilizzando rispettivamente l'energia prodotta a monte dell'inverter (E_{DC}) o l'energia prodotta a valle dell'inverter (E_{AC}).

Si ottengono dunque rispettivamente la *DC array yield* (Y_{DC}) che rappresenta il numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale P_o necessarie al sistema per fornire la stessa energia E_{DC} :

$$Y_{f_DC} = \frac{E_{DC}}{P_o} \left[\frac{kWh}{kWp} \right]$$

e la *AC final yield* (Y_{AC}) che rappresenta il numero di ore equivalenti di funzionamento, alla potenza nominale P_o , necessarie al sistema per fornire la stessa energia E_{AC} :

$$Y_{f_AC} = \frac{E_{AC}}{P_o} \left[\frac{kWh}{kWp} \right]$$

L'unità di misura è $h = [kWh/kW_p]$.

L' *Array Yield* (Y_F) normalizza l'energia prodotta rispetto alle dimensioni del sistema, fornendo dunque un ottimo metodo di comparazione tra sistemi differenti.

5.3 IL PERFORMANCE RATIO - PR

Avendo definito i precedenti parametri, è possibile dunque calcolare il valore del *Performance Ratio* dal rapporto tra i due:

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

Il PR può essere anch'esso determinato a monte o valle dell'inverter utilizzando rispettivamente i due valori di Y_f pocanzi valutati:

$$PR_{DC} = \frac{Y_{f-DC}}{Y_R} \quad [a \text{ dim}]$$

$$PR_{AC} = \frac{Y_{f-AC}}{Y_R} \quad [a \text{ dim}]$$

L'unità di misura è $\frac{kWh/kW}{h}$ e risulta dunque una grandezza adimensionale.

Il PR permette di definire l'effetto complessivo delle perdite sulla producibilità del sistema fotovoltaico dovute a:

- problemi di mismatch;
- temperatura di retro modulo;
- un imperfetto sfruttamento della radiazione solare;
- inefficienze dell'inverter;
- perdite legate alla trasmissione in DC o in AC;
- ulteriori malfunzionamenti del sistema o dei suoi componenti

(ricordando nuovamente che per definizione il PR rappresenta il rapporto fra la producibilità effettiva e quella attesa del sistema).

Inoltre, è possibile valutare le seguenti perdite energetiche:

- Perdite DC (L_c) calcolate come differenza tra Y_R e Y_{DC} in ore $h = [kWh/kW_p]$.

$$L_c = Y_R - Y_{DC} \left[\frac{kWh}{kW_p} \right]$$

Tale fattore di perdita comprende le *perdite termiche* causate da una temperatura di cella maggiore di 25°C e le perdite dovute ai *collegamenti elettrici*, ai diodi di bypass, alla scarsa pulizia della superficie, al *mismatch*, ad errori del MPPT, a *perdite spettrali* e a riduzioni della potenza DC dovute a malfunzionamenti vari dell'inverter.

- Perdite di sistema (L_s) calcolate come differenza tra Y_R e Y_{AC} ed espresse anche esse in ore $h = [kWh/kW_p]$.

Tale fattore di perdita rappresenta le perdite legate alla *conversione statica DC/AC*.

$$L_s = Y_R - Y_{AC} \left[\frac{kWh}{kW_p} \right]$$

Fattori di perdita	Valore medio	Range
PV module nameplate DC rating	0,95	0,8 - 1,05
Mismatch	0,98	0,97 - 0,995
Shading	1	0,00 - 1,00
Soiling	0,95	0,3 - 0,995
Sun-tracking	1	0,95 - 1,00
DC wiring	0,98	0,97 - 0,99
Age	1	0,7 - 1,00
Diodes and connections	0,995	0,99 - 0,997
Inverter and Transformer	0,92	0,88 - 0,96
AC wiring	0,99	0,98 - 0,993
System availability	0,98	0,00 - 0,995
Overall DC-to-AC derate factor	0,77	

Tab 5.1 – *Elenco dei rendimenti di sistema.*

Nel caso di sistemi ad inseguimento si considera anche il sun-tracking.

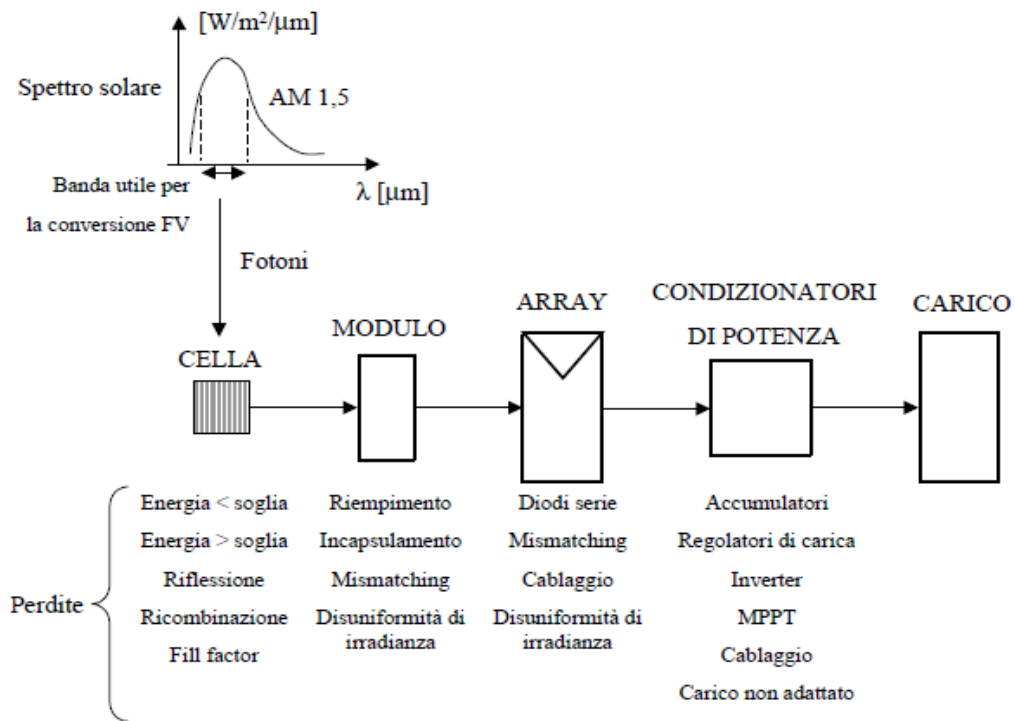


Figura 5.1 – Elenco delle inefficienze che influiscono sul rendimento.

5.4 RENDIMENTO DI SISTEMA IN DC η_{SIST_DC}

5.4.1 PERDITE DI MISMATCH

La radiazione solare è composta da fotoni, i quali posseggono un determinato livello energetico in funzione della propria lunghezza d'onda calcolabile mediante la relazione:

$$E_{\lambda} = \frac{hc}{\lambda}$$

dove λ è la lunghezza d'onda, h la costante di Plank, c la velocità della luce.

Solo nel caso in cui la E_{λ} è maggiore della E_G (energy gap) del semiconduttore, si ha la produzione della coppia elettroni-lacune.

Le celle fotovoltaiche vengono dunque progettate per sfruttare la radiazione solare entro un determinato campo di lunghezze d'onda (tale da permettere il superamento dell'energy gap ed il passaggio dalla banda di valenza a quella di conduzione).

Lo spettro della radiazione solare che incide sulla superficie terrestre è differente da quello emesso sulla superficie del sole: le sostanze presenti in atmosfera hanno la capacità di assorbire-filtrare parte della radiazione solare.

Immaginando il Sole come un corpo nero di temperatura superficiale pari a 5762 K, si avrebbe lo spettro di radiazione completo.

Sulla superficie esterna della Terra (fuori dall'atmosfera) si ha un'energia incidente pari a $1,353 \text{ kW/m}^2$ e ci si trova in condizioni di *air mass zero (AM0)*. La differenza spettrale rispetto all'emissione continua del corpo nero è dovuta alla non esatta corrispondenza tra la nostra stella ed un corpo nero ideale.

Per arrivare alla superficie la radiazione deve attraversare gli strati dell'atmosfera in cui si incontrano molecole di diversa grandezza, capaci di assorbire e/o riflettere la radiazione ricevuta ad una determinata lunghezza d'onda (per lo stesso fenomeno che causa l'effetto serra). Si ha dunque la condizione di **AM1.5** sulla superficie, con una densità di potenza pari a circa 1 kW/m^2 .

Ovviamente anche in questo caso si hanno delle condizioni differenti a seconda che si consideri la radiazione diretta o globale, nella quale è necessario includere anche la parte di radiazione riemessa dalle molecole che l'avevano precedentemente assorbita, e dunque la componente diffusa. Si hanno dunque due valori di *air mass*, cioè **AM1.5g** (globale) ed **AM1.5d** (diretta).

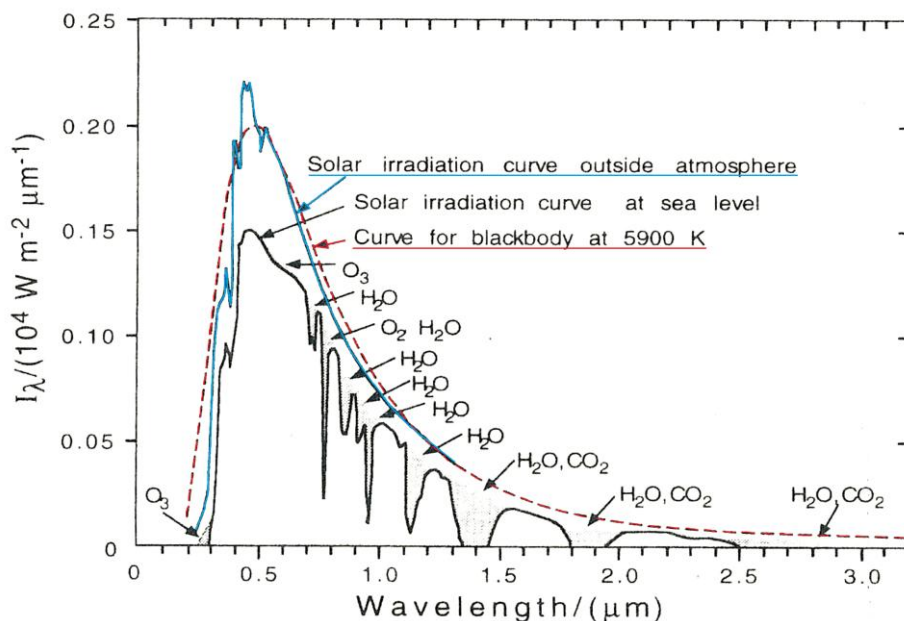


Figura 5.2 – Spettro di radiazione per un corpo nero alla temperatura superficiale del Sole (5900 K), per le condizioni all'esterno dell'atmosfera (**AM0**) e per le condizioni sulla superficie terrestre (**AM1.5g**) (sono evidenziate le molecole che entrano in risonanza ed assorbono l'energia a differenti lunghezze d'onda).

Inoltre bisogna considerare che l'*air mass* (cioè lo spessore di atmosfera attraversato) è anche una funzione dell'angolo d'incidenza, in quanto cambia la quantità di molecole che si frappongono fra l'emettitore (il Sole) ed il ricevitore (il pannello):

$$\text{Air Mass} = \frac{1}{\cos \theta}$$

dove θ è l'angolo di incidenza ($\theta=0$ quando il sole è all'azimut).

(A titolo esemplificativo, al tramonto l'AM aumenta, dunque si attenua λ , dunque la radiazione visibile si "sposta" verso l'infrarosso facendo sì che al tramonto il sole sembri più rosso)

Rispetto a quella fornita durante i test indoor per valutare le performance dei moduli, la radiazione reale può dunque subire variazioni a causa della presenza più o meno accentuata di determinate sostanze in atmosfera, capaci di assorbire la radiazione incidente a differenti lunghezze d'onda.

Questo fa sì che, in funzione del tipo di cella, si hanno diverse risposte rispetto ad una variazione dello spettro dalle condizioni di riferimento, in quanto le varie tecnologie sono influenzate da differenti lunghezze d'onda.

Le celle multigiunzione (la cui caratteristica è proprio quella di unire diversi tipi di semiconduttori, al fine di sfruttare un più ampio spettro di radiazione incidente) sono le più influenzate da una variazione "casuale" dello spettro, in quanto è più probabile che venga parzialmente assorbita in atmosfera la radiazione entro una lunghezza d'onda che potrebbe essere effettivamente sfruttata per la produzione di energia.

Inoltre la differente risposta tra il modulo ed un dispositivo di riferimento può essere causata da una disuguale composizione tra le due celle messe a confronto, le quali potrebbero reagire diversamente alla stessa lunghezza d'onda.

Come definito dalla normativa EN 60904-3 l'errore dovuto alla differenza spettrale viene calcolato a partire dagli integrali dei prodotti delle risposte spettrali relative del dispositivo di riferimento e del campione in prova, degli irraggiamenti spettrali relativi del simulatore e della distribuzione spettrale dell'irraggiamento solare di riferimento.

Quindi, se:

J_1	è la densità della corrente di cortocircuito della cella di riferimento esposta ad un irraggiamento di $1000 \text{ W} \times \text{m}^{-2}$ con distribuzione spettrale di riferimento [$A \times \text{m}^{-2}$];
J_2	è la densità della corrente di cortocircuito della cella di riferimento, misurata in radiazione solare naturale o simulata [$A \times \text{m}^{-2}$];
$s_{1\lambda}$	è la risposta spettrale assoluta della cella di riferimento alla lunghezza d'onda λ [$A \times \text{W}^{-1}$];
$k_1 \times s_{1\lambda}$	è la risposta spettrale relativa della cella di riferimento alla lunghezza d'onda λ ;
J_3	è la densità della corrente di cortocircuito del campione in prova esposto ad un irraggiamento di $1000 \text{ W} \times \text{m}^{-2}$ con distribuzione spettrale di riferimento [$A \times \text{m}^{-2}$];
J_4	è la densità della corrente di cortocircuito del campione in prova, misurata in condizioni di radiazione naturale o simulata [$A \times \text{m}^{-2}$];
$s_{2\lambda}$	è la risposta spettrale assoluta del campione in prova alla lunghezza d'onda λ [$A \times \text{W}^{-1}$];
$k_2 \times s_{2\lambda}$	è la risposta spettrale relativa del campione in prova alla lunghezza d'onda λ ;
$G_{s\lambda}$	è l'irraggiamento spettrale assoluto alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale di irraggiamento di riferimento [$\text{W} \times \text{m}^{-2} \times \mu\text{m}^{-1}$];
$k_3 \times G_{s\lambda}$	è l'irraggiamento spettrale relativo alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale di irraggiamento di riferimento;
$G_{t\lambda}$	è l'irraggiamento spettrale assoluto alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale della radiazione solare, naturale o simulata [$\text{W} \times \text{m}^{-2} \times \mu\text{m}^{-1}$];
$k_4 \times G_{t\lambda}$	è l'irraggiamento spettrale relativo alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale della radiazione solare, naturale o simulata;

allora:

$$J_1 = \int s_{1\lambda} \times G_{s\lambda} \times d(\lambda)$$

$$J_2 = \int s_{1\lambda} \times G_{t\lambda} \times d(\lambda)$$

$$J_3 = \int s_{2\lambda} \times G_{s\lambda} \times d(\lambda)$$

$$J_4 = \int s_{2\lambda} \times G_{t\lambda} \times d(\lambda)$$

Gli integrali dei prodotti della risposta spettrale forniscono i parametri che seguono:

$$A_1 = \int k_1 \times s_{1\lambda} \times k_3 \times G_{s\lambda} \times d(\lambda) = k_1 \times k_3 \times J_1$$

$$A_2 = \int k_1 \times s_{1\lambda} \times k_4 \times G_{t\lambda} \times d(\lambda) = k_1 \times k_4 \times J_2$$

$$A_3 = \int k_2 \times s_{2\lambda} \times k_3 \times G_{s\lambda} \times d(\lambda) = k_2 \times k_3 \times J_3$$

$$A_4 = \int k_2 \times s_{2\lambda} \times k_4 \times G_{t\lambda} \times d(\lambda) = k_2 \times k_4 \times J_4$$

L'errore nella misura della densità della corrente di cortocircuito del campione in prova è l'**errore di disadattamento spettrale (%)**, ed è dato dunque da:

$$\left[\frac{(J_4 - J_3)}{J_3} \right] \times 100 = \left[\frac{(A_1 \cdot A_4)}{(A_2 \cdot A_3)} \cdot \left(\frac{J_2}{J_1} \right) - 1 \right] \times 100$$

Al mismatch generalmente vengono imputate perdite inferiori al 2% del rendimento totale.

5.4.2 OMBREGGIAMENTO

Una cella solare di silicio monocristallino, in condizioni ottimali genera mediamente una tensione di 0,5 V ed eroga una densità di corrente (funzione della superficie illuminata) pari a 0,25 mA/mm² (cioè, per una cella dal diametro di 100 mm, una corrente pari a 2,5 A).

I carichi richiedono tensioni e correnti superiori. Si ha la necessità di mettere più di una cella, in serie al fine di ottenere la tensione richiesta ed in parallelo per aumentare la corrente: questo mira al raggiungimento della potenza richiesta.

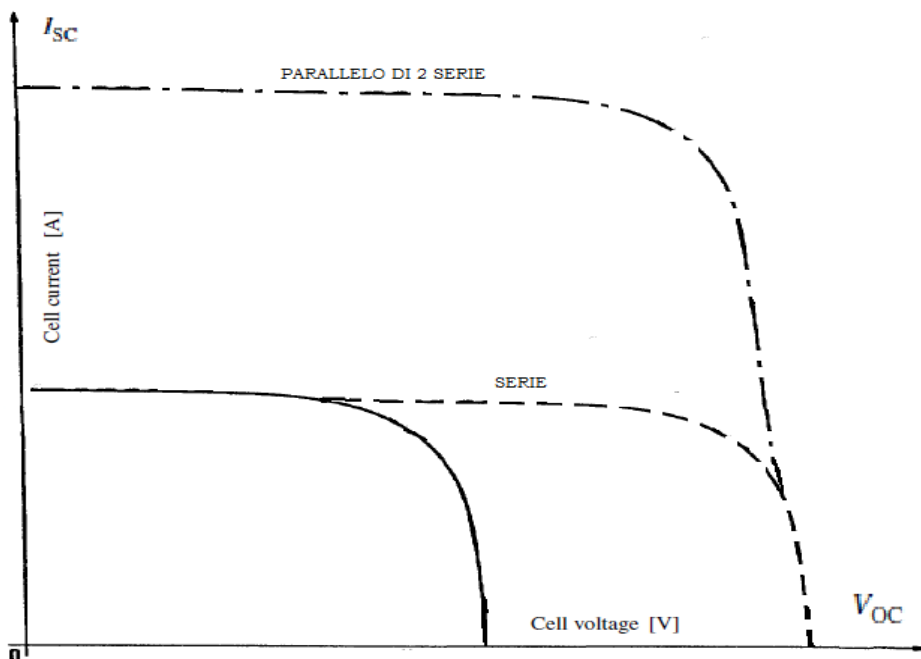


Figura 5.3 – Effetto del collegamento in serie o in parallelo sulla curva I-V.

Come già visto nel capitolo in cui si analizzano le caratteristiche elettriche della cella elettrica, al variare dell'irraggiamento ricevuto si ha una variazione sulla curva I-V: in particolare si ha una riduzione della corrente di corto circuito (sostanzialmente uno slittamento verso il basso in una curva I-V, verso sinistra se tracciamo la V-I).

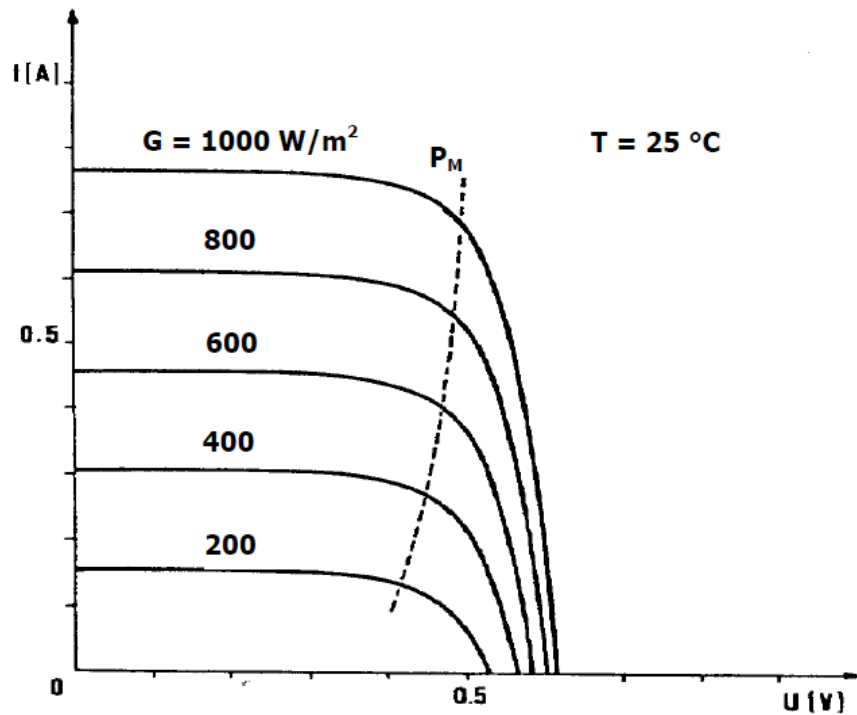


Figura 5.4 – Variazione della curva I-V al variare della radiazione incidente G .

Considerando un sistema di celle moduli (insieme di celle) collegati a loro volta in serie o in parallelo, si può notare come (osservando lo schema elettrico considerato in figura) nel caso di ombreggiamento di una cella si ottiene una variazione di irraggiamento che si ripercuote sulla curva I-V: esso può portare (nel caso in esame) al funzionamento della cella non da generatore ma da carico.

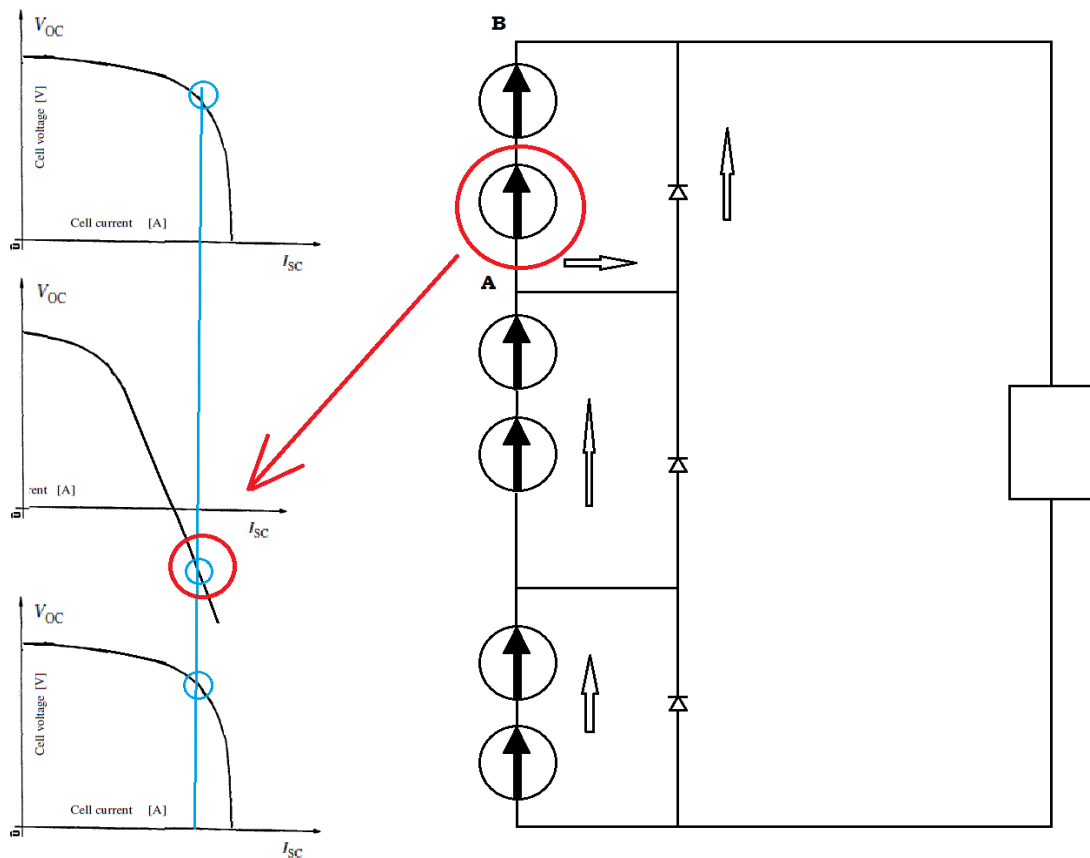


Figura 5.5 – La cella evidenziata si comporta da utilizzatore.

Come è evidente nel circuito elettrico in esame si ha la presenza di diodi in derivazione ogni due celle, al fine di evitare che la cella che si comporta da utilizzatore raggiunga una tensione pari alla tensione di rottura (generalmente compresa tra 15÷30 V per le celle di silicio), dovuta alla somma delle tensioni delle celle che seguono. Considerando che ogni singola cella non raggiunge più di 0,5 V, si dovrebbe sommare la tensione di circa 30÷60 celle consecutive.

La presenza di diodi di protezione fa sì che nel caso in esame la corrente passi per il diodo e non attraversi la cella che funziona da utilizzatore.

La presenza del diodo permette inoltre di sfruttare al meglio la tensione prodotta dalla serie di celle funzionanti correttamente e non permette alla cella momentaneamente ombreggiata di danneggiare eccessivamente le prestazioni dell'intero sistema.

La condizione ideale sarebbe appunto di avere la presenza di un diodo ogni singola cella, ma è una soluzione costruttivamente difficile ed economicamente costosa. Si agisce dunque inserendo

dei diodi ogni n celle al fine di proteggere dalla tensione di rottura e di rimanere entro un determinato range di economicità e di fattibilità del sistema.

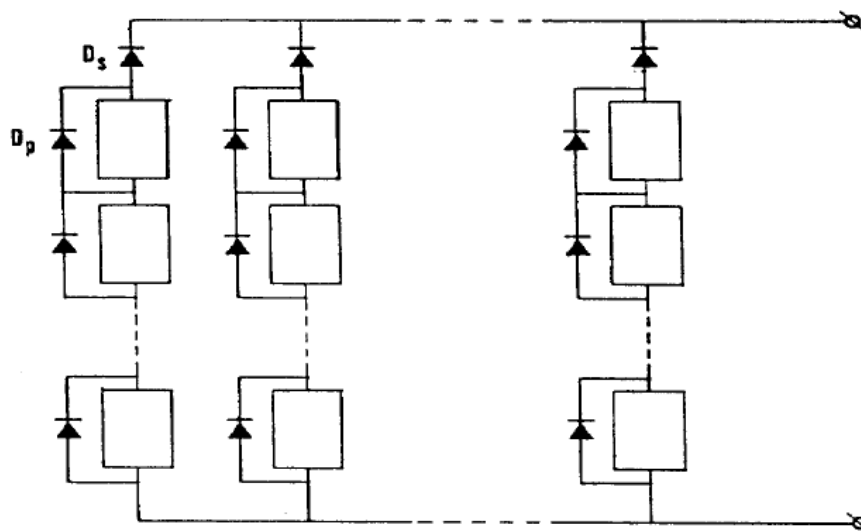


Figura 5.6 – Inserimento dei diodi di protezione sui moduli e sulle intere stringhe.

5.4.3 SPORCIZIA

L'effetto è sostanzialmente lo stesso che si ha nel caso di ombreggiamento, in quanto si ha un impedimento alla radiazione di giungere sulla cella. Nel caso di ombreggiamento ovviamente si ha la possibilità di sfruttare comunque l'irraggiamento diffuso presente (ovviamente il discorso non vale per il fotovoltaico a concentrazione in cui si sfrutta la componente diretta della radiazione), mentre nel caso di sporcizia la radiazione passante può essere anche completamente nulla.

Inoltre si deve considerare che la presenza di sporco sul modulo può durare fino al successivo lavaggio dello stesso (naturale tramite pioggia o manuale).

A differenza dell'ombreggiamento (il quale generalmente è considerato nel caso di passaggio di nuvole, o di erroneo posizionamento del sistema che viene adombrato durante determinati periodi del giorno), la sporcizia è generalmente strettamente connessa al sito, il quale può presentare zone sabbiose o piogge particolarmente fangose che lasciano depositi sui moduli.

Va considerato anche il caso di deposito di neve sul pannello in come sporcamento temporaneo, in quanto si tratta sempre di materiale che si adagia sulla superficie impedendo il raggiungimento della radiazione alle celle.

Generalmente le perdite di “soiling” sono circa pari al 5%.

5.4.4 FORMAZIONE DI CONDENSA

La non perfetta costruzione del modulo può causare la formazione di condensa dovuta all’umidità. L’effetto è simile all’ombreggiamento o allo sporcamento, ma è ancor più grave perché la condensa si forma all’interno, tra il rivestimento e la cella.

Questo determina una mancata produzione causata dalla minor quantità di radiazione solare che raggiunge la cella. Spesso vengono utilizzate delle valvole sul lato del modulo, al fine di bilanciare la pressione tra interno ed esterno. Tale accorgimento, anche in caso di danneggiamento della cassa o del rivestimento, sfavorisce la formazione di vapor d’acqua sulle superfici interne del modulo.

5.4.5 SUN-TRACKING

Le perdite di sun-tracking sono dovute a malfunzionamenti del sistema di puntamento che provocano un disallineamento del sistema rispetto la posizione ortogonale al sole.

Ovviamente tali perdite si presentano soltanto nel caso in cui si abbia un dispositivo di puntamento, dunque non esistono per i sistemi piani.

Tali malfunzionamenti possono essere di vario genere: un guasto meccanico può intervenire sui motori necessari al puntamento, causando l’impossibilità al sistema di rispondere al comando di allineamento che riceve; il disallineamento può essere causato anche da un errore dell’algoritmo che comanda i motori.

Il malfunzionamento del sun-tracking generalmente è facilmente riconoscibile dal confronto tra le misure della DNI effettuate dai sistemi di misura del sistema e quelle rilevate dalla stazione meteo-radiometrica.

Nel caso dei sistemi a concentrazione, che funzionano con la radiazione diretta, il malfunzionamento causa una mancata produzione.

5.4.6 CAVI IN DC

Per la legge di Ohm si ha una caduta di tensione sui cavi in funzione della resistenza e della corrente sugli stessi.

Inoltre per effetto Joule si ha un surriscaldamento dei cavi.

Per limitare le perdite sui cavi è opportuno mantenere al minimo indispensabile la lunghezza dei collegamenti (le perdite imputabili sono pari a circa il 2% del totale).

5.4.7 INVECCHIAMENTO

Una prerogativa dei sistemi fotovoltaici è la lunga vita utile pari ad oltre 20 anni con un'efficienza non eccessivamente ridotta rispetto a quella di partenza e senza deterioramenti che possano inficiare la sicurezza.

Ovviamente maggiore è la vita utile, più consistente è il plusvalore che si può ottenere dall'utilizzo di un sistema il cui costo (economico ed ambientale) viene ripagato già entro i primi anni di vita.

Le cause di deterioramento possono essere molteplici: esposizione a cicli termici, carichi meccanici, esposizione alle radiazioni, umidità, agenti atmosferici di varia natura (pioggia, grandine, neve).

I parametri che prima risentono dell'invecchiamento sono il Fill Factor e la corrente di corto circuito (quindi in generale l'intero rendimento della cella).

Uno degli elementi che subisce maggiormente i cicli di esposizione radiativa è il rivestimento superficiale polimerico che viene a subire rotture molecolari a causa dei raggi UV. Il

peggioramento della capacità di trasmissione ottica sarebbe già in sé causa di riduzione del rendimento. Inoltre il depositarsi di molecole sulla superficie della cella, che aumentano le resistenze in serie, riduce ulteriormente le prestazioni.

Le resistenze aggiuntive sono dovute anche al possibile distacco della cella dal supporto, a causa dei cicli termici che provocano dilatazioni del materiale.

Infine non bisogna dimenticare gli effetti di ricombinazione molecolare (che comunque sono maggiormente presenti nei primi anni di vita) che diminuiscono l'efficienza di conversione della radiazione da parte della cella.

5.5 RENDIMENTO DI SISTEMA IN AC η_{SIST_AC}

5.5.1 PERDITE DI INVERTER E TRASFORMATORE

Un condizionatore di potenza per un sistema fotovoltaico è un insieme di tutti o parte degli elementi schematizzati in figura:

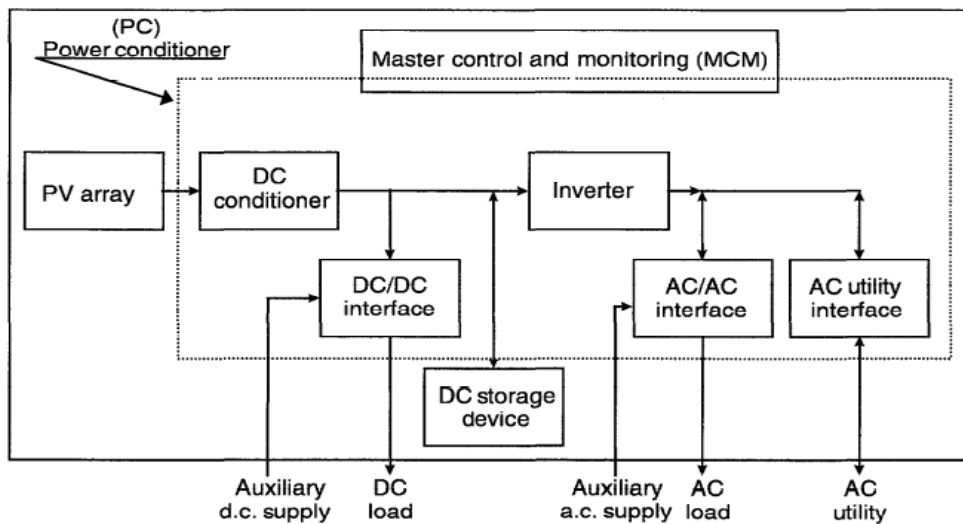


Figura 5.7 – Schema di un condizionatore di potenza.

L'efficienza è condizionata da diversi fattori:

- livelli di potenza;
- tensione d'ingresso e d'uscita;
- temperatura.

Esistono due tipi di rendimenti: il *rendimento di potenza* ed il *fattore di conversione*, rispettivamente:

$$\eta_P = (P_{aAC}/P_{aDC}) \times 100 \text{ (\%)}$$

$$\eta_C = (P_{fAC}/P_{fDC}) \times 100 \text{ (\%)}$$

dove:

- η_P è il rendimento di potenza (rapporto tra le potenze attive d'uscita ed ingresso);
- P_{aAC} è la potenza attiva in a.c.;
- P_{aDC} è la potenza attiva in d.c.;

- η_C è il fattore di conversione (rapporto tra i livelli di potenza fondamentale tra uscita ed ingresso);
- P_{FAC} è la potenza fondamentale;
- P_{FDC} è la potenza media (tensione media \times corrente media).

Il rendimento di potenza viene valutato mediante la formula:

$$\eta_R = (P_0/P_i) \times 100$$

dove η_R è l'efficienza d'uscita (%), P_0 è la potenza d'uscita (kW), P_i è la potenza in ingresso al condizionatore di potenza (kW) (comprende ad esempio la potenza per il sistema di controllo dell'inverter).

Il rendimento energetico viene calcolato mediante l'equazione:

$$\eta_E = (W_0/W_i) \times 100$$

dove η_E è l'efficienza energetica (%), W_0 è l'energia in uscita valutata durante uno specifico periodo di valutazione (kWh), W_i è l'energia in ingresso al condizionatore durante il medesimo periodo (kWh).

La potenza attiva P_a è valutata mediante l'espressione:

$$P_a = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt \text{ or } = \frac{1}{T} \int_0^T p(t)dt$$

dove $v(t)$ è la tensione variabile, $p(t)$ è la potenza variabile, $i(t)$ è la corrente variabile, T è il periodo.

La differenza tra i due rendimenti è causata dalla valutazione delle componenti armoniche, dunque dalle forme d'onda di tensione e corrente.

Il fattore di potenza $PF\%$ è pari a:

$$PF = (W_2/(V_2 \times A_2)) \times 100$$

dove potenza, tensione e corrente sono valutati mediante misurazione.

Un MPPT (maximum power point tracker) corregge la tensione d'ingresso per poter massimizzare la potenza d'uscita.

L'energia di un condizionatore di potenza dipende dunque sia dall'irraggiamento ricevuto che dal carico. Il rendimento viene valutato pari al rapporto tra l'energia in uscita ed in ingresso.

Avendo diverse condizioni di carico ed irraggiamento per differenti periodi, è possibile valutare un' efficienza media pesata η_{WT} pari alla somma dei prodotti per ogni livello di potenza e rispettivo "peso temporale":

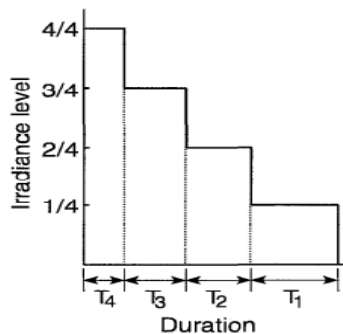
$$\eta_{WT} = \frac{\sum P_{oi} \cdot T_i}{\sum P_{li} \cdot T_i} = \frac{P_{11} \cdot \eta_1 \cdot T_1 + \dots + P_{1n} \cdot \eta_n \cdot T_n}{P_{11} \cdot T_1 + \dots + P_{1n} \cdot T_n}$$

$$= K_1 \eta_1 + K_2 \eta_2 + \dots + K_n \eta_n$$

dove il coefficiente di peso K_i è dato da:

$$K_i = P_{li} \cdot T_i / \sum P_{li} \cdot T_i \quad ; \quad \sum K_i = 1 \text{ and } i=1,2,3,\dots$$

Nel caso in cui la curva d'irraggiamento sia come indicata in figura:



si ottiene:

$$\eta_{WT} = \frac{1T_1}{T_{WT}} \eta_{1/4} + \frac{2T_2}{T_{WT}} \eta_{2/4} + \frac{3T_3}{T_{WT}} \eta_{3/4} + \frac{4T_4}{T_{WT}} \eta_{4/4} \geq \eta_{ER}$$

$$T_{WT} = 1T_1 + 2T_2 + 3T_3 + 4T_4$$

dove:

- η_{ER} è il rendimento energetico specificato;
- $\eta_{1/4}, \dots$, sono i rendimenti ai diversi livelli di potenza.

Generalmente al sistema descritto sono imputabili perdite pari a circa 4÷8%.

5.5.2 PERDITE DEI CAVI IN AC, DI DIODI E CONNESSIONI

Analogamente a quanto visto per le perdite dei cavi in DC si hanno perdite in funzione della lunghezza e del tipo di collegamenti dovute alle cadute di tensione.

Per limitare le perdite sui cavi è opportuno mantenere al minimo indispensabile la lunghezza dei collegamenti (limitando così tale fattore di perdita a valori inferiori al 2%).

5.6 RENDIMENTO FINALE

Le diverse fonti di perdita che si riscontrano nei vari livelli sono più o meno superabili o eliminabili.

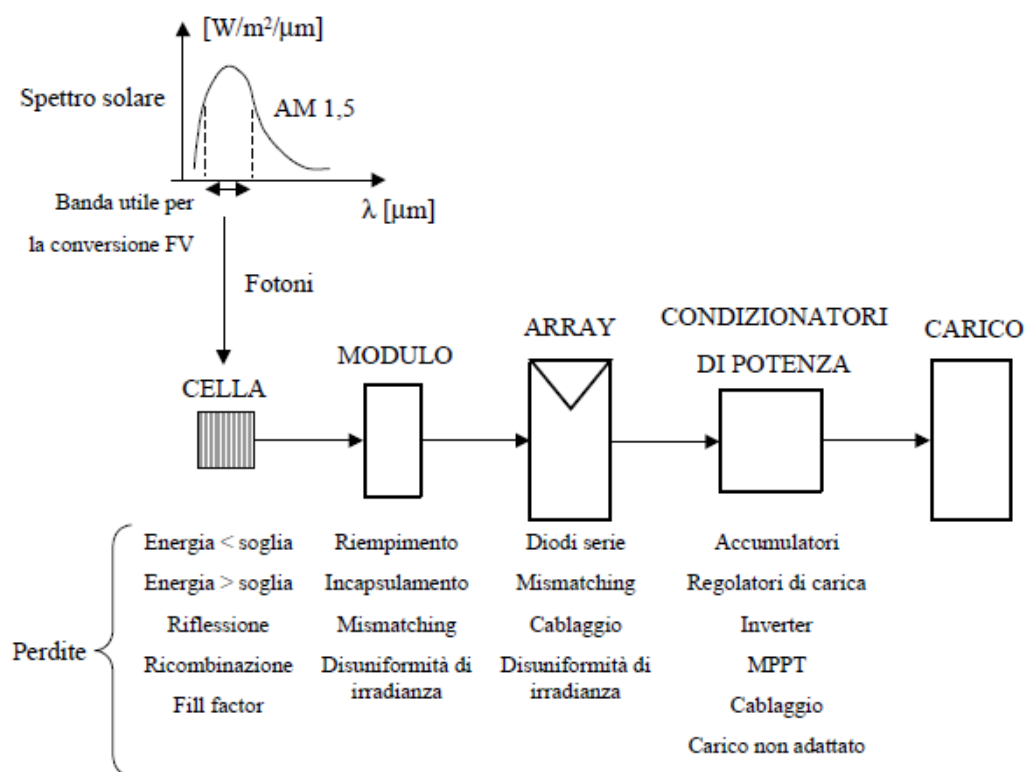


Figura 5.8 – Elenco delle perdite ai diversi livelli del sistema.

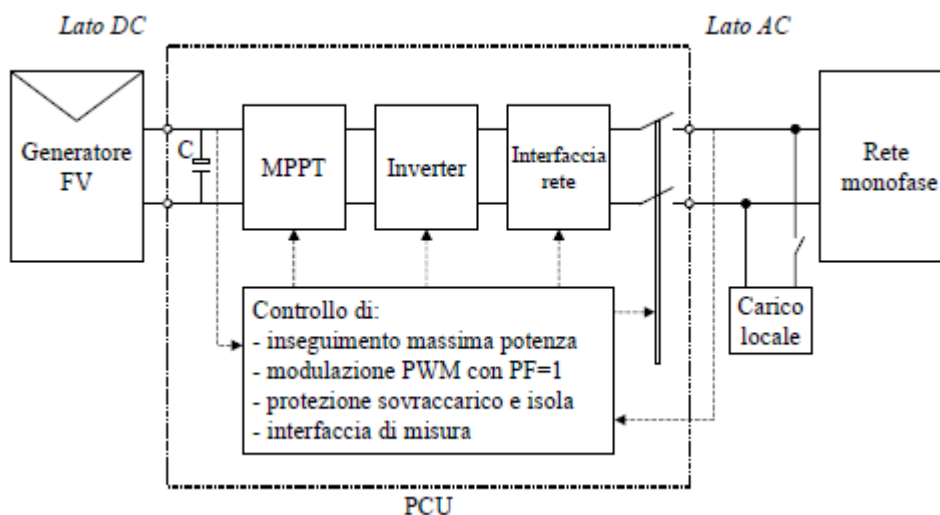


Figura 5.9 – Elenco degli elementi presenti tra il generatore ed il carico.

Ad ogni perdita è imputabile una diminuzione del rendimento.

Come già visto nei capitoli precedenti, si ha un decadimento del rendimento dalla cella al sistema secondo i fattori illustrati in *figura 5.10*.

Fattori di perdita	Valore medio	Range
PV module nameplate DC rating	0,95	0,8 - 1,05
Inverter and Transformer	0,92	0,88 - 0,96
Mismatch	0,98	0,97 - 0,995
Diodes and connections	0,995	0,99 - 0,997
DC wiring	0,98	0,97 - 0,99
AC wiring	0,99	0,98 - 0,993
Soiling	0,95	0,3 - 0,995
System availability	0,98	0,00 - 0,995
Shading	1	0,00 - 1,00
Sun-tracking	1	0,95 - 1,00
Age	1	0,7 - 1,00
Overall DC-to-AC derate factor	0,77	

Figura 5.10 – Elenco delle diminuzioni di rendimento dovute alle singole perdite.

Per quanto riguarda il rendimento di cella si deve operare sui diversi metodi di produzione, nonché sulla svariata gamma di tecnologie di cella, alla ricerca di una soluzione ottima per lo sfruttamento massimo della radiazione ricevuta (in funzione ovviamente anche del tipo di radiazione che si prevede).

In realtà per scegliere la cella più opportuna bisogna già avere un'idea riguardo al tipo di impianto (piano, a concentrazione) ed anche ai vincoli di costo.

A livello di modulo si deve agire invece sui metodi di montaggio al fine di ridurre le perdite di riempimento (cioè aumentare la parte effettivamente attiva rispetto alla superficie ricevente), nonché a livello dell'ottica al fine di aumentare i rendimenti di trasmissione e ridurre le perdite. In questo caso si deve inoltre fare un'accurata valutazione dei collegamenti per evitare le perdite per distacco o per invecchiamento dei materiali.

Passando poi al livello del sistema si aggiungono gli ultimi fattori di perdita che diminuiscono il rendimento di cella iniziale.

Diversi problemi sono eliminabili già durante la fase costruttiva: una miglior disposizione del sistema per evitare l'ombreggiamento; una posa di cavi lunghi il minimo indispensabile per evitare le perdite dovute alla trasmissione.

Nel caso di impianti a concentrazione bisogna avere un adeguato dispositivo di puntamento del sistema ad inseguimento, oltre che un'opportuna ventilazione del retro modulo del sistema, onde evitare sovratemperature che riducono le prestazioni della cella.

È dunque di fondamentale importanza l'analisi delle singole perdite che si riscontrano ai diversi livelli, al fine di poter intervenire sulle cause di perdita maggiori e poter così incrementare il rendimento finale del sistema.

5.6.1 DISPONIBILITÀ DEL SISTEMA

Un elemento da non sottovalutare è l'analisi della disponibilità del sistema.

A prescindere da tutti i singoli fattori di perdita, bisogna tener conto dell'incorrere di guasti che causano un danneggiamento tale da bloccare la produzione e dunque la necessità di fermare gli impianti.

Bisogna nettamente separare in questo caso i sistemi piani dai sistemi ad inseguimento, in quanto i sistemi piani (grazie anche alla maggior esperienza accumulata sul campo ed alla nettamente minore complicazione impiantistica) sono molto poco soggetti a periodi di mancata produzione a causa di guasti.

I sistemi ad inseguimento, proprio a causa della presenza di diversi componenti meccanici in movimento, sono più afflitti da questo genere di problemi.

Come visto parlando del "sun-tracking", la maggior parte delle ore di indisponibilità del sistema sono causate da problemi di allineamento rispetto alla direzione normale all'irraggiamento.

Nei casi analizzati durante la sperimentazione le ore di indisponibilità dei sistemi causati da questo genere di guasti sono state nettamente superiori rispetto a quanto non accadrebbe in impianti di produzione, in quanto sarebbero previste squadre pronte nell'immediatezza alla riparazione più che allo studio, alla comprensione ed alla risoluzione dei problemi intercorsi.

Si deve però sottolineare che proprio queste fasi di studio e sperimentazione sono necessarie all'incremento delle ore di disponibilità ed alla miglior progettazione dei sistemi nel momento in cui si passerà alla fase commerciale.

CAPITOLO 6

VALUTAZIONE SPERIMENTALE E CONFRONTO DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI FV TESTATI

6.1 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI MISURA, ACQUISIZIONE, MEMORIZZAZIONE E TRASMISSIONE DEI DATI (SAD)

Per tutti i sistemi considerati è previsto un SAD (*sistema acquisizione dati*) che permette la misurazione, l'acquisizione, la memorizzazione e la trasmissione di diversi parametri del sistema.

In particolare il sistema SAD prevede:

Sensori meteo-radiometrici	➤ Piranometro installato solidalmente al tracker.	Misura di irradianza globale normale (GNI)
	➤ Termocoppia applicata sulla parte posteriore di uno o più moduli	Misura della temperatura retro modulo
	➤ Sensore per la misura della temperatura ambiente solidale al sistema	Misura della temperatura aria ambiente
	➤ Anemometro solidale al sistema	Misura della velocità del vento
	➤ Anemometro di sicurezza	Misura della velocità del vento e controllo delle condizioni di vento eccedenti i limiti.
Sensori per tensioni e correnti	➤ Circuito elettronico per la misura di tensioni e correnti	Misura di tensioni e correnti (lato DC e AC)
Inverter	➤ Inverter	Misura di tensioni e correnti lato AC
	➤ Gruppo di acquisizione segnali ambientali	Acquisizione sensori ambientali ed elettrici

Figura 6.1 – Sistema per la misura e l'acquisizione dati.

Il sistema viene accoppiato ad una stazione meteo-radiometrica indipendente: questo permette di avere misure di confronto, necessarie per una miglior comprensione dei dati ricevuti (in particolar modo nel caso di malfunzionamenti, le anomalie dei dati SAD vengono confrontate con i dati della stazione radiometrica per una più rapida comprensione del tipo di guasto).

Per la configurazione impiantistica comune ai diversi sistemi, si ha la possibilità di effettuare le misure di tensione, corrente e potenza, a valle del generatore FV (lato DC).

Le misurazioni lato AC vengono fornite generalmente dall'inverter stesso.

Questa possibilità di effettuare le misure elettriche sia a monte che a valle dell'inverter, permette di distinguere meglio le eventuali cause di perdita del sistema e dunque di poter opportunamente agire per ridurle al minimo e migliorare le prestazioni.

6.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE A

L'impianto A è un impianto a bassa concentrazione, di potenza nominale complessiva pari a 4,65 kW_p ; la superficie captante complessiva è pari a 44,6 m² e le celle fotovoltaiche sono realizzate in silicio monocristallino. Il sistema è dotato di un inseguitore solare biassiale (sui piani dell'azimuth e dell'altezza solare), ed è connesso con la rete di distribuzione in BT presente presso il "Laboratorio Solare Avanzato di Passo Martino, Catania" (fig.6.1).



Figura 6.2 – Sistema a concentrazione A.

Il componente di base del sistema è il modulo innovativo (fig.6.2). Ogni modulo ha una potenza nominale pari a 89,4 W_p in CSTC, con un fattore di concentrazione geometrica/ottica pari a 25/20 soli.

Il sistema ottico modulare a riflessione presenta un' efficienza ottica pari all'80%, ed è costituito da coni di materiale plastico rivestito da un film metallico che riflette la radiazione incidente convogliandola alla base del tronco di cono dove è posta la cella FV. La riflessione operata dai tronchi conici genera un basso livello di concentrazione, consentendo una sensibile tolleranza sull'angolo di accettazione del modulo: si ha una minor necessità di precisione nel puntamento del sistema elettromeccanico di inseguimento.

Sono presenti 160 elementi ottici che concentrano la luce solare ognuno su una singola cella

FV in silicio monocristallino di dimensione $(14 \times 16) \text{ mm}^2$ per un numero complessivo di celle per singolo modulo pari a 160.

Vengono utilizzati in ciascun modulo circa $0,036 \text{ m}^2$ di celle in silicio monocristallino con un'efficienza di conversione pari a 16,7%. Il silicio impiegato è solamente pari al 5% circa rispetto ad un pannello tradizionale di pari potenza.

Le celle sono realizzate con tecnologia LGBC (*Laser Grooved Buried Contact*) ed hanno un'efficienza di conversione pari al 16,7% alla concentrazione considerata; sono suddivise in file da 10 unità, ognuna dotata di diodo di by-pass di protezione.



Figura 6.3 – Modulo del sistema A.

La struttura è inscatolata all'interno di un box metallico con copertura di vetro (fig 6.3) che funge sia da supporto che da sistema di dissipazione passiva del calore.



Figura 6.4 – Supporto metallico posteriore del modulo del sistema A.

In *Tab 6.1* si riportano le caratteristiche fisiche e geometriche del modulo del sistema A.

Fattore di concentrazione geometrico/ottico [soli]	25/20
Numero celle	160
Dimensione cella [mm x mm]	14×16
Efficienza di cella [%]	16,7
Efficienza di modulo [%]	11,8
P_{\max} in CSTC ⁽¹⁾ [W]	89,4 ⁽²⁾
Voc [V]	27
Isc [A]	4,5
Vmpp [V]	23
Impp [A]	4,14
FF [%]	78
NOCT ⁽²⁾ [°C]	45
Dimensioni totali modulo [mm x mm x mm]	1160×740x185
Tensione in uscita [V]	12
Accettanza angolare [°]	± 4

Tab 6.1 – *Caratteristiche del modulo del sistema A.*

(1) CSTC: DNI 850 W/m², Tcella 25°C, AM1,5

(2) NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) conditions:

AM1,5 GNI 800 W/m² Tamb 20°C wind speed 2 m/s.

L'INSEGUITORE SOLARE

I sistemi a concentrazione necessitano di un sistema elettromeccanico di inseguimento del sole che consenta l'esposizione continua alla radiazione diretta, cioè con la superficie ricevente dei moduli sempre “perpendicolare” ai raggi solari.

Maggiore è il fattore di concentrazione, minore è l'angolo di accettazione del sistema e dunque maggiore deve essere la precisione del sistema di puntamento solare. I moduli a media e alta concentrazione (con un fattore di concentrazione > 300 soli) hanno bisogno di essere montati su sistemi di inseguimento molto rigidi e molto precisi (solitamente, con valori di accettanza angolare di circa ± 1° si richiede una precisione di puntamento di circa ±0,5° se non si vuole avere un calo drastico della potenza generata).

Il modulo del sistema A è stato progettato per poter essere installato su un sistema elettromeccanico per l'inseguimento solare su due assi che presenta un'accettanza angolare di ±4°:

ciò consente di impiegare sia una meccanica di movimentazione “rilassata” (con un beneficio di costo), sia una struttura di sostegno per i moduli non troppo rigida e pesante.

In *Tab 6.2* si riportano le caratteristiche geometriche del sistema di movimentazione.

Larghezza [mm]	10582
Altezza in posizione verticale [mm]	5171
Altezza in posizione orizzontale [mm]	2807
Altezza totale sulla base [mm]	850
Altezza della base in superficie [mm]	600
Diametro della base [mm]	2920
Superficie ricevente moduli FV [m ²]	44,6

Tab 6.2 – *Caratteristiche geometriche del sistema di inseguimento.*

Il sistema di movimentazione è dotato di:

- struttura d'appoggio per l'inseguimento su 2 assi in acciaio zincato a caldo;
- struttura rotante con cilindri, meccanismo di comando e struttura montante;
- due motori trifase asincroni.

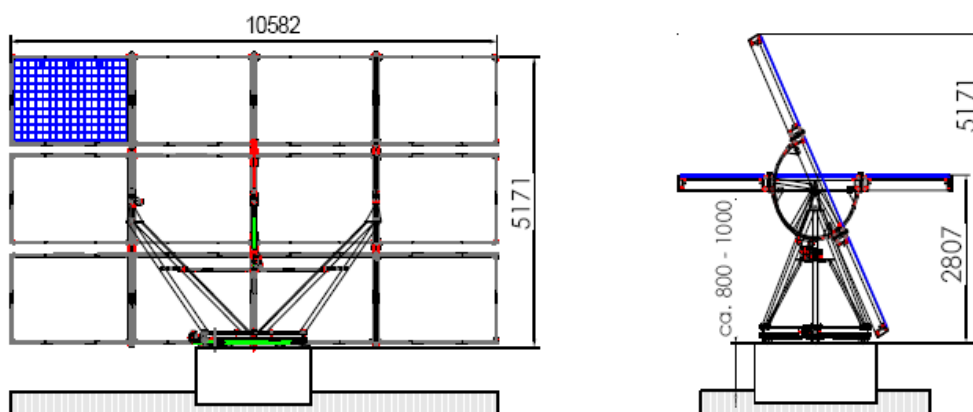


Figura 6.5 – *Schema del sistema ad inseguimento biassiale.*

L'azionamento dei motori è controllato tramite un sistema elettronico di puntamento solare in cui è implementato un algoritmo tempo-dipendente.

Esso è dotato anche di un sistema di protezione dalle condizioni atmosferiche avverse: in particolare, nel caso di valori eccessivi di velocità del vento rispetto ai limiti di sicurezza imposti

dal costruttore dell'inseguitore (generalmente oltre i 100 km/h), il sistema di movimentazione porterà automaticamente la struttura d'appoggio in posizione di sicurezza per minimizzare la resistenza meccanica al vento.

Il sistema elettronico di puntamento è dotato di interfaccia per:

- un sensore di puntamento solare a fotodiodi;
- un piranometro solidale al sistema sul piano tracciante (misura l'irradianza globale normale);
- un sensore di temperatura ambientale;
- un sensore di temperatura della parte posteriore dei moduli;
- un anemometro;
- un circuito di pilotaggio per la scheda elettronica di potenza;
- un sistema di monitoraggio dei parametri della scheda elettronica.

La scheda elettronica è programmata per riconoscere i dati ambientali rilevabili all'esterno attraverso sensori e per adeguare la posizione del sistema.

L'INTERFACCIAMENTO CON LA RETE ED IL SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il generatore FV è suddiviso in 4 stringhe, ciascuna composta da 13 moduli collegati in serie tra loro. Le stringhe sono collegate in parallelo a due a due nel quadro ed entrano separatamente nei due canali dell'inverter.

Il gruppo di conversione DC/AC dell'impianto è costituito da un ***inverter*** grid-connected monofase da 6 kW. L'inverter è installato nella struttura del sistema di movimentazione, solidale ad esso al fine di ridurre la lunghezza e lo spessore dei cavi, diminuendo i costi e le perdite di potenza.

L'inverter è dotato di un doppio canale di ingresso: in corrispondenza di ciascun canale è presente un convertitore DC/DC del tipo boost che permette di ottenere una tensione continua di uscita maggiore di quella di ingresso e di ridurre notevolmente le perdite di commutazione (in *figura* sono presenti i due convertitori DC/DC indicati come Booster 1 e Booster 2). L'assenza di trasformatori permette di ottenere elevate efficienze di conversione DC/AC superiori al 97% .

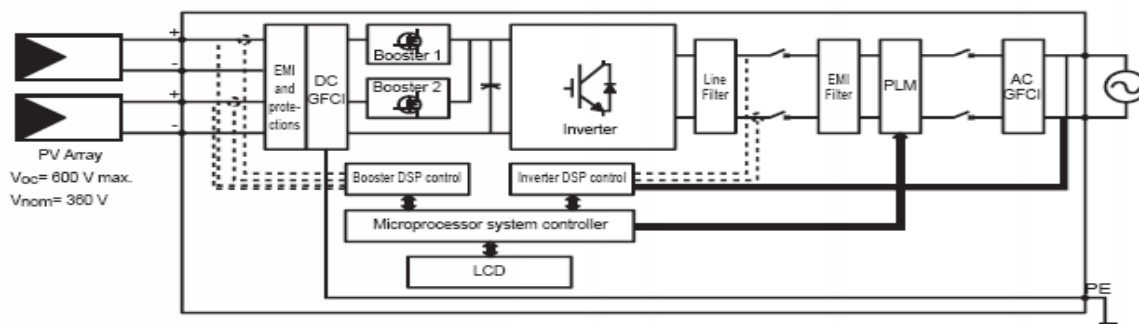


Figura 6.6 – Schema a blocchi del gruppo di conversione statico DC/AC.

In Tab 3 si riportano le caratteristiche dell’inverter..

Potenza dell’inverter [W]	6000
Efficienza massima [%]	97
Tensione nominale di ingresso [V]	360
Max tensione in ingresso [V]	600
Tensione in ingresso, range MPPT [V]	90 - 580
Tensione in ingresso, range operativo MPPT a piena potenza [V]	180 - 530
Max corrente di corto circuito per ciascuna stringa [A]	22
Max corrente di funzionamento in ingresso di ciascuna stringa [A]	18
Max potenza in ingresso per stringa [W]	4000

Tab 6.3 – Caratteristiche dell’inverter Aurora.

IL SISTEMA

Sull’inseguitore biassiale sono montati 52 moduli fotovoltaici assemblati su un telaio metallico rigido che viene mantenuto per l’intera giornata perpendicolare al sole da un sistema automatico di tracciamento solare completo di motorizzazioni e elettronica di controllo e potenza.

Il generatore FV risulta suddiviso in 4 stringhe ciascuna composta da 13 moduli in serie e con una superficie ricevente pari a 11,15 m².

Le stringhe sono collegate in parallelo a due a due nel quadro di campo in DC in modo da arrivare separatamente al gruppo di conversione statica DC/AC su due canali DC distinti.

N° moduli		13
$P_{STRINGA}$	[Wp]	1235
V_{MPP}	[V]	299
I_{MPP}	[A]	4,14
V_{OC}	[V]	352
Isc	[A]	4,45

Tab 6.4 – Caratteristiche elettriche per ogni stringa del sistema.

Le celle FV sono suddivise in gruppi da 10 unità, ogni gruppo è dotato di diodo di by-pass di protezione per un numero totale di celle per modulo pari a 160 (10×16).

In *Tabella 5* si riportano le caratteristiche fisiche, geometriche ed elettriche.

C_{geom}/C_{ottica}	sol	25/20
Efficienza cella	[%]	16,7
Efficienza modulo	[%]	11,8
V_{oc} (modulo)	[V]	27
I_{sc} (modulo)	[A]	4,5
Area totale captante	[m ²]	44,6
Accettanza angolare	[°]	± 4
Potenza 850 W/m ² DNI & 25°C	[kW _p]	4,65
$\Delta V_{oc}/\Delta T$	[V/°C]	-0,08
$\Delta P_{max}/\Delta T$	[%/°C]	-0,45

Tab 6.5 – Caratteristiche elettriche di cella, modulo e sistema.

In *Tabella 5* si riportano anche i coefficienti di temperatura per le celle in silicio cristallino che descrivono l'effetto delle variazioni di temperatura sulla tensione di circuito aperto e sulla massima potenza: poiché, al variare della temperatura, tanto la tensione quanto la potenza diminuiscono, i relativi coefficienti risultano negativi.

La potenza nominale del generatore FV in condizioni CSTC pari a 4,65 kWp è stata calcolata moltiplicando la potenza di un modulo per il numero complessivo di moduli installati.

6.2.1 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA

Il sistema precedentemente descritto è stato studiato per un periodo di tempo che va da Febbraio 2009 a Gennaio 2010. Nei 12 mesi analizzati il funzionamento del sistema è stato pressoché ottimale, con una minima insorgenza di guasti tali da impedirne il funzionamento per periodi prolungati, salvo i mesi di Aprile e Giugno in cui sono state effettuate opere di manutenzione al sistema meccanico di inseguimento.

L'analisi delle prestazioni permette di individuare i limiti e le possibili migliorie da apportare al sistema.

Sul tracker del sistema A è stato installato un piranometro per la misura dell'irradianza globale normale (GNI). Le misure di questo piranometro sono state confrontate con le misure della stazione meteo del sito, valutando così la bontà del tracker del sistema A rispetto ai radiometri della stazione meteo e l'affidabilità del piranometro del sistema rispetto a quello di riferimento. Confrontando inoltre queste misure di irradianza con le misure di energia prodotta si ha la possibilità di individuare potenziali malfunzionamenti in altre componenti del sistema, nel caso in cui la curva di energia prodotta non sia legata all'irradianza ricevuta.

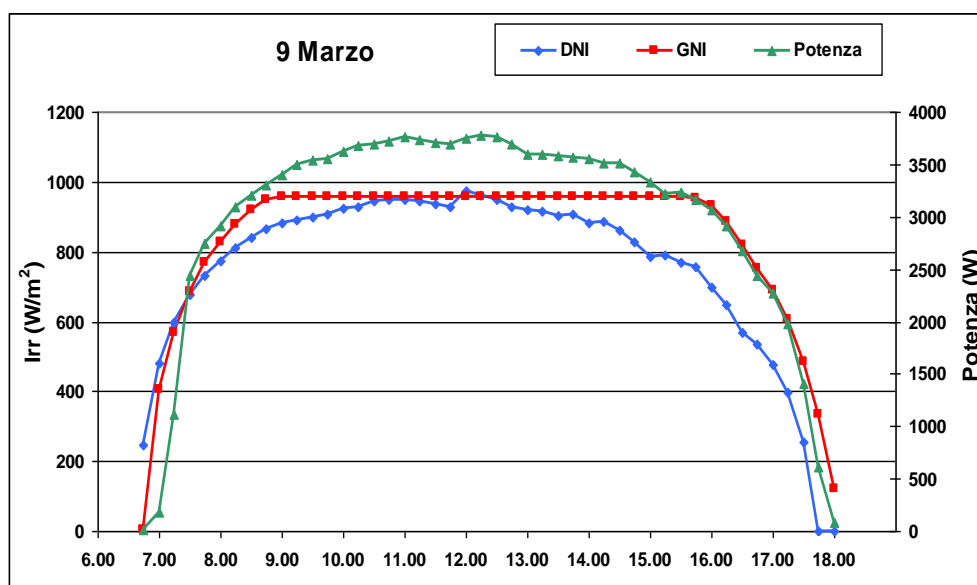


Figura 6.7 – Confronto giornaliero tra la GNI misurata dal sistema A, la DNI della centralina e la potenza prodotta (proporzionale alla DNI ricevuta dal sistema).

La limitazione nel valore di GNI del sistema A è dovuta ad un errato campo di validità impostato nel software.

Poiché il sistema è a concentrazione, esso è sensibile all'irradianza diretta normale DNI. Tutti i calcoli effettuati sono stati eseguiti utilizzando le misure di DNI della stazione meteo.

Si riportano in seguito due esempi: nel primo grafico, relativo al 10-10-2009 si ha una giornata soleggiata; nel secondo grafico, relativo al 13-10-2009, si nota la presenza di nubi che nell'arco della giornata hanno limitato la DNI diretta sul sistema (e sulla stazione meteo, sita poco distante).

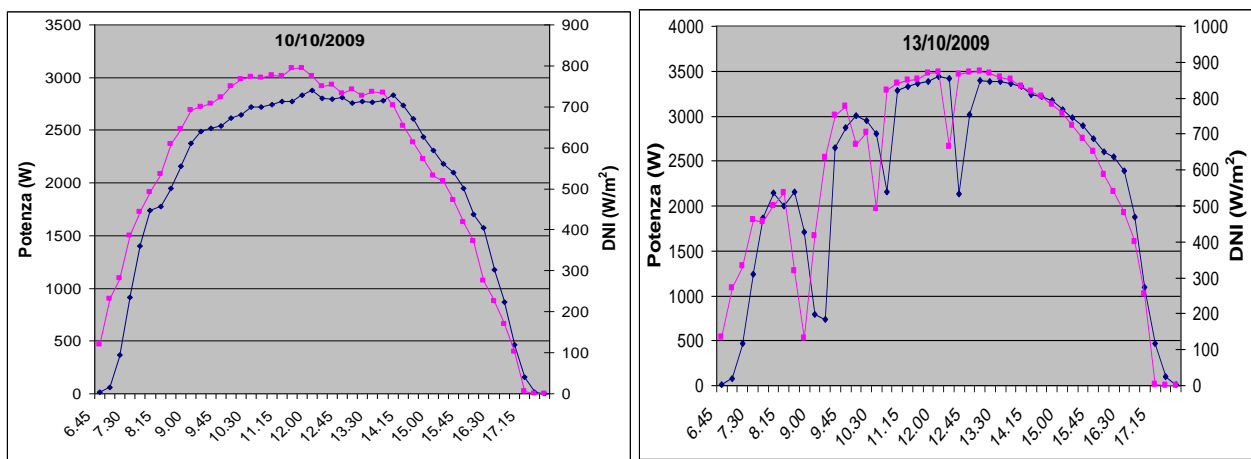


Figura 6.8 – Confronto fra potenza prodotta (curva blu) e DNI in due giornate: la prima soleggiata, la seconda con presenza di nubi.

Com'è facilmente riscontrabile in figura 6.9, il valore di Y_R (riguardando la giornata di funzionamento ottimale del 9 Marzo) segue fedelmente l'andamento della DNI giornaliera, così come l'andamento dell' Y_f segue l'energia prodotta:

$$Y_R = \frac{E_{DNI}}{DNI} \quad ;$$

$$Y_f = \frac{E_{PROD}}{P_0} \quad .$$

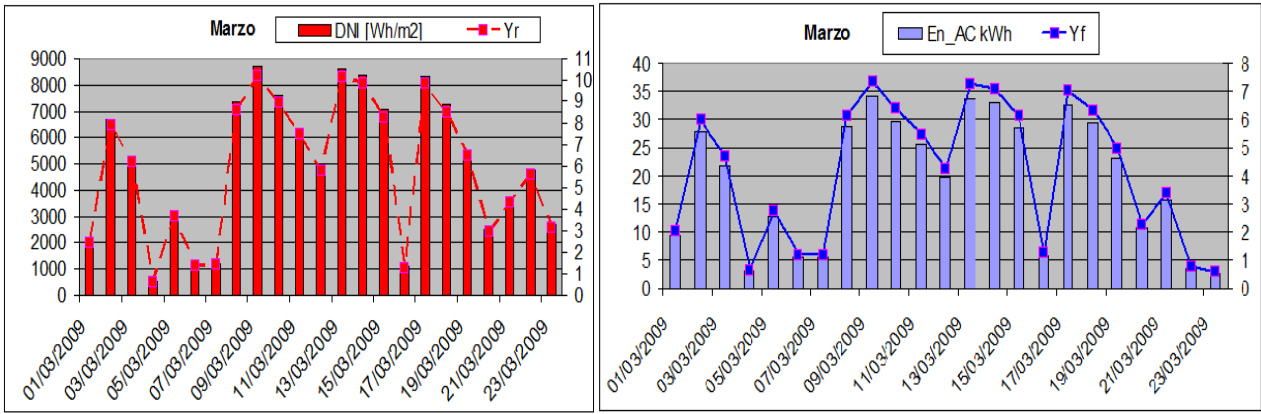


Figura 6.9 – Confronto tra la Y_f , Y_R (in ore), la potenza prodotta e la DNI.

In figura 6.10 si nota l'andamento del rendimento rispetto la DNI ricevuta dal sistema (vista tramite l' Y_R), e dunque il valore dell'energia prodotta (visto tramite l' Y_f), essendo:

$$\eta = \frac{E_{PROD}}{E_{DNI} \times A} \times 100$$

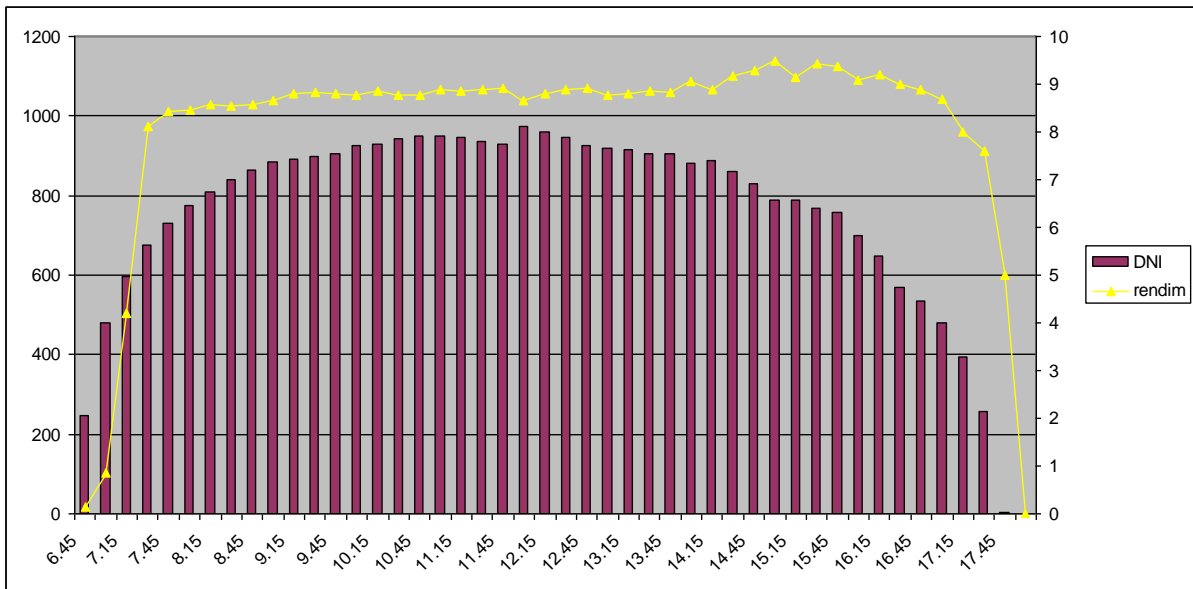


Figura 6.10 – Confronto tra la DNI ed il rendimento (9 Marzo).

Un altro modo di visualizzare le performance del sistema è mediante il PR (performance ratio), il quale è un'espressione del rendimento normalizzata rispetto alla radiazione ricevuta ed alla potenza del sistema:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} = \frac{E_{PROD}}{P_0} \times \frac{DNI}{E_{DNI}} = \eta \times \frac{A}{100} \times \frac{DNI}{P_0}$$

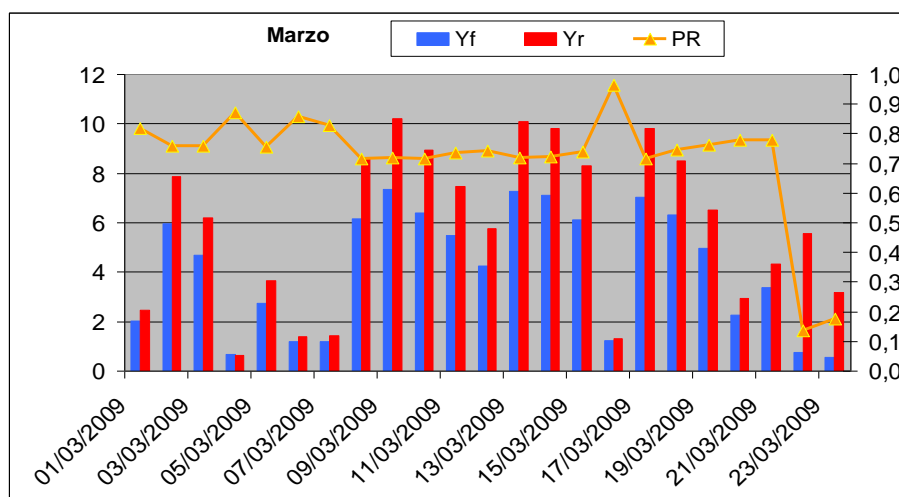


Figura 6.11 – Confronto tra il PR e gli indici di riferimento (Marzo).

Dal periodo di analisi si è valutata una differenza tra l'efficienza di modulo misurata pari all'11,8% (che rappresenta l'efficienza energetica nominale in DC del modulo del prototipo in condizioni CSTC) e l'efficienza del sistema in AC che è risultata in realtà inferiore: mediamente si è riscontrato un valore intorno al 8÷9%.

Lo scarto è tuttavia contenuto: considerando che il sistema non è mai stato pulito dalla data di installazione, si hanno delle perdite causate dallo sporco della superficie (le perdite di "soiling" raggiungono generalmente un massimo del 5% del rendimento). Aggiungendo ulteriormente i valori medi di perdite di inverter, di cavi DC ed AC, di mismatch, si stima un'efficienza media pari al 10% (prossimo all'8,5÷9,5% misurato).

Fattori di perdita	<i>Valore medio</i>	<i>Range</i>
Inverter and Transformer	0,92	0,88 - 0,96
PV module nameplate DC rating	0,95	0,8 - 1,05
Soiling	0,95	0,3 - 0,995
DC wiring	0,98	0,97 - 0,99
Mismatch	0,98	0,97 - 0,995
System availability	0,98	0,00 - 0,995
AC wiring	0,99	0,98 - 0,993
Diodes and connections	0,995	0,99 - 0,997
Age	1	0,7 - 1,00
Shading	1	0,00 - 1,00
Sun-tracking	1	0,95 - 1,00
Overall DC-to-AC derate factor	0,77	

Tab 6.6 – Valori medi dei fattori di perdita di sistema..

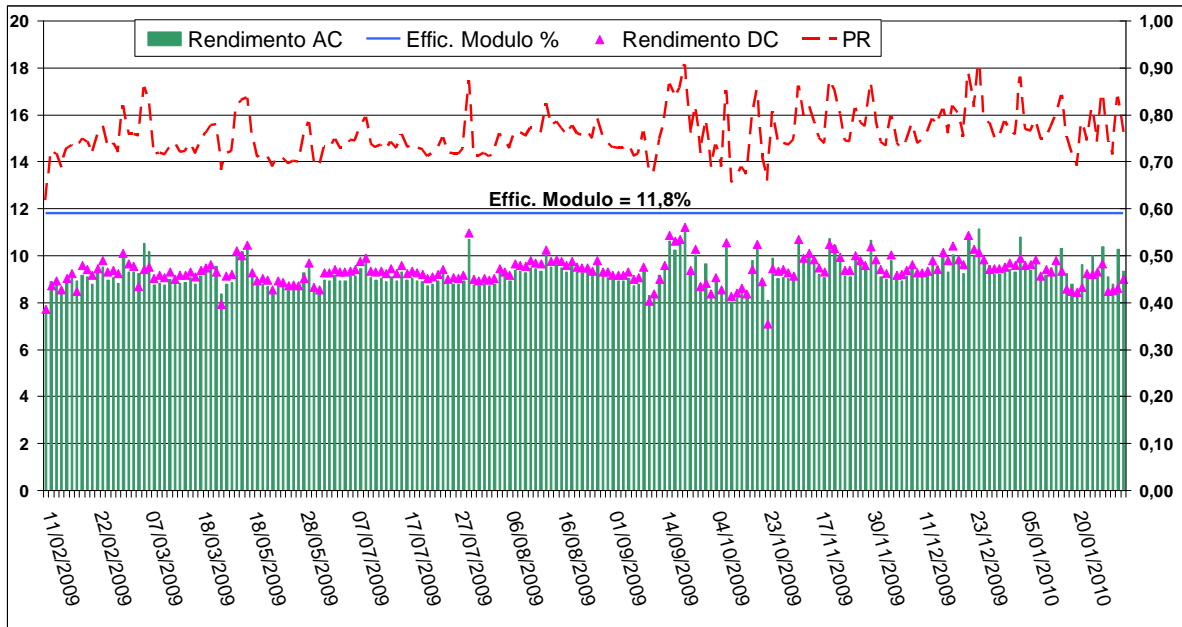


Figura 6.12 – Confronto tra il rendimento di modulo (linea blu), il rendimento medio di sistema ed i valori di PR che oscillano attorno ad un valor medio di $0,7 \div 0,9$.

Dall'analisi dei valori di temperatura, si può notare che in alcuni mesi la temperatura di retro modulo sale in funzione del periodo dell'anno.

Il valore massimo di temperatura massima riscontrato sul retro modulo durante il mese di Agosto 2009 è pari a 56°C .

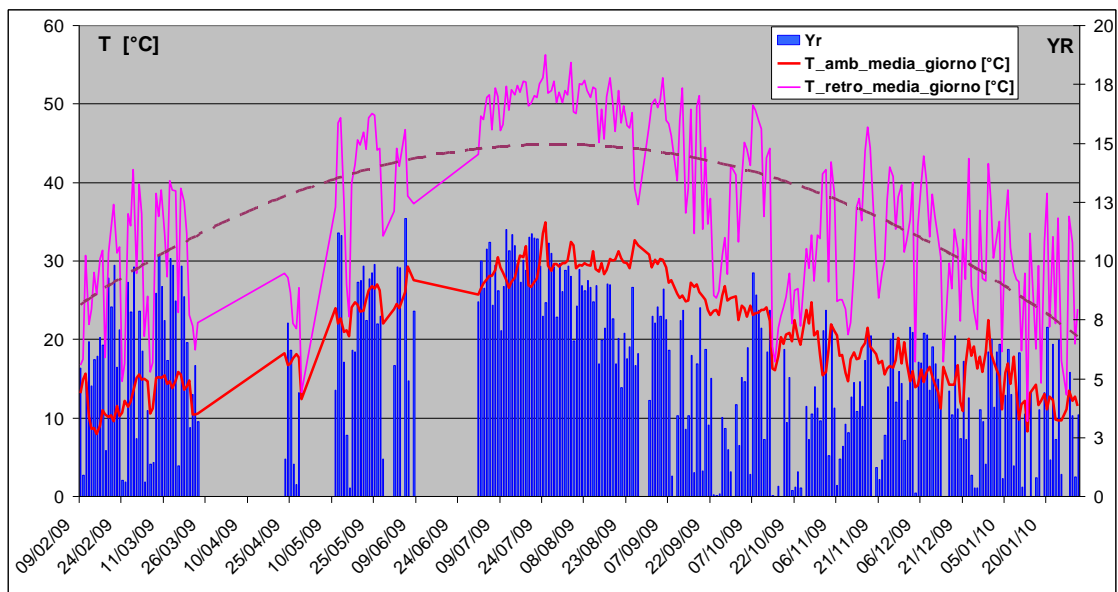


Figura 6.13 – Andamento annuale delle temperature e dell' Y_r . Da notare il picco nei mesi estivi.

Questo incremento di temperatura ha un effetto sul rendimento (e dunque sul PR), come è semplice notare nei due grafici seguenti.

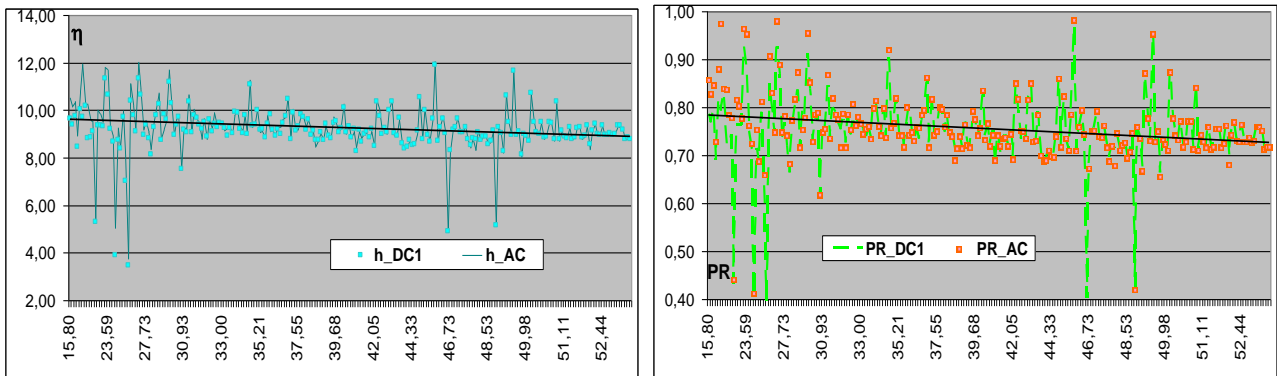


Figura 6.14 – Andamento del rendimento e del PR in funzione della temperatura di retro modulo.

Ovviamente le due curve presentano lo stesso andamento, ma il dato sensibile è la riduzione massima pari a circa il 10% del totale.

Ricapitolando dunque le prestazioni nel periodo analizzato si può osservare la *figura 6.15*: l'andamento della Y_R mostra l'incremento di radiazione che si ha nei mesi più caldi, ma l'andamento del PR mostra la riduzione di prestazioni dovute a quest'eccesso di temperatura.

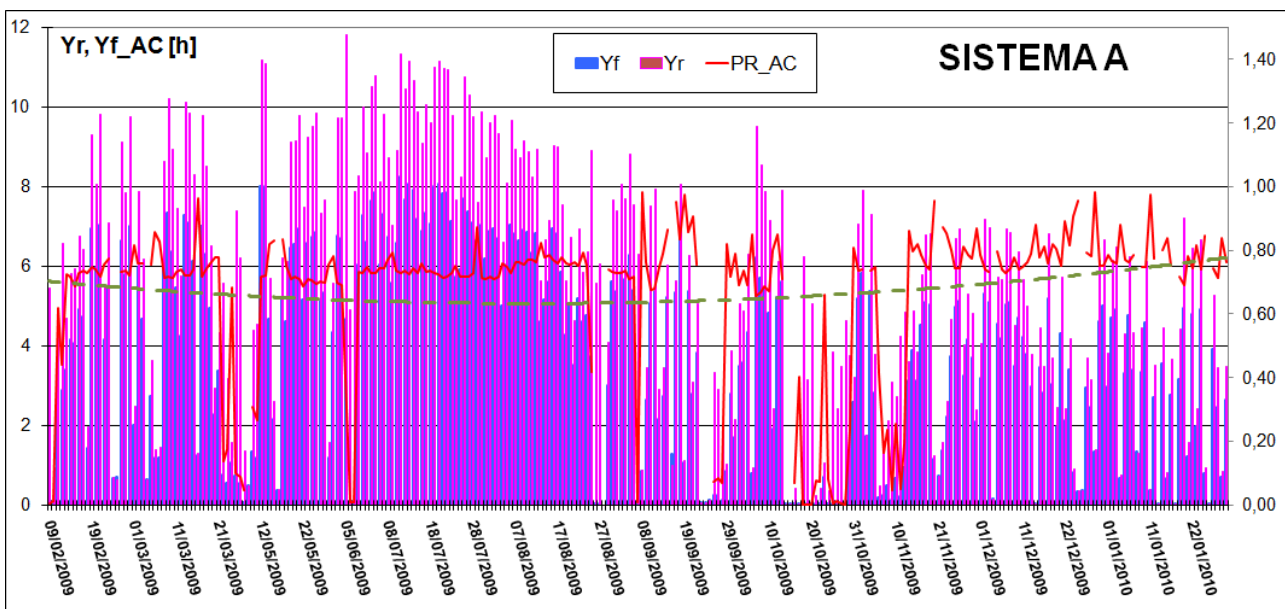


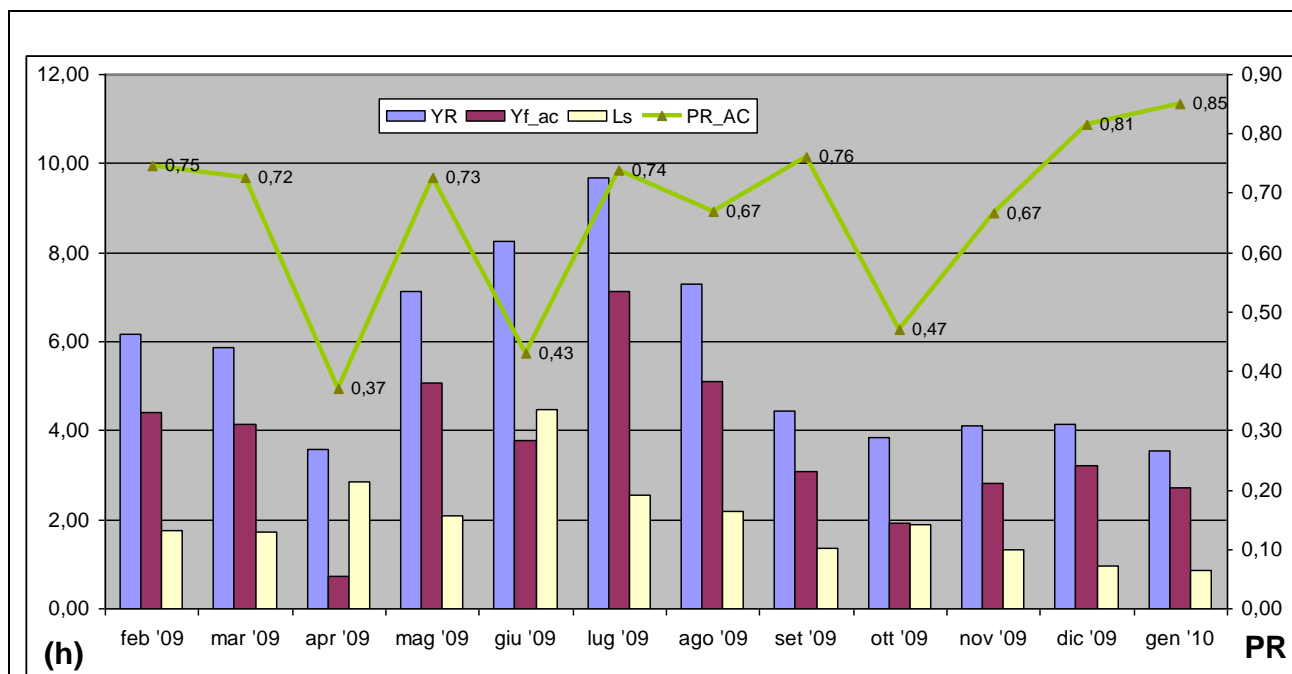
Figura 6.15 – Andamento annuale di Y_f , Y_R , PR e PR_medio (curva verde).

Per fare un'analisi più mirata bisogna distinguere tra due situazioni: la condizione di reale funzionamento, in cui si sono verificati diversi guasti che sono stati studiati accuratamente in questa fase sperimentale (al fine di limitarne la frequenza e aumentare la velocità di risoluzione degli stessi durante quella che sarà la fase commerciale); la condizione ottimale, in cui i guasti sono stati esclusi dalla raccolta dati (ed ovviamente si hanno prestazioni migliori, come se i guasti venissero riparati nell'immediatezza e non con giorni di blocco).

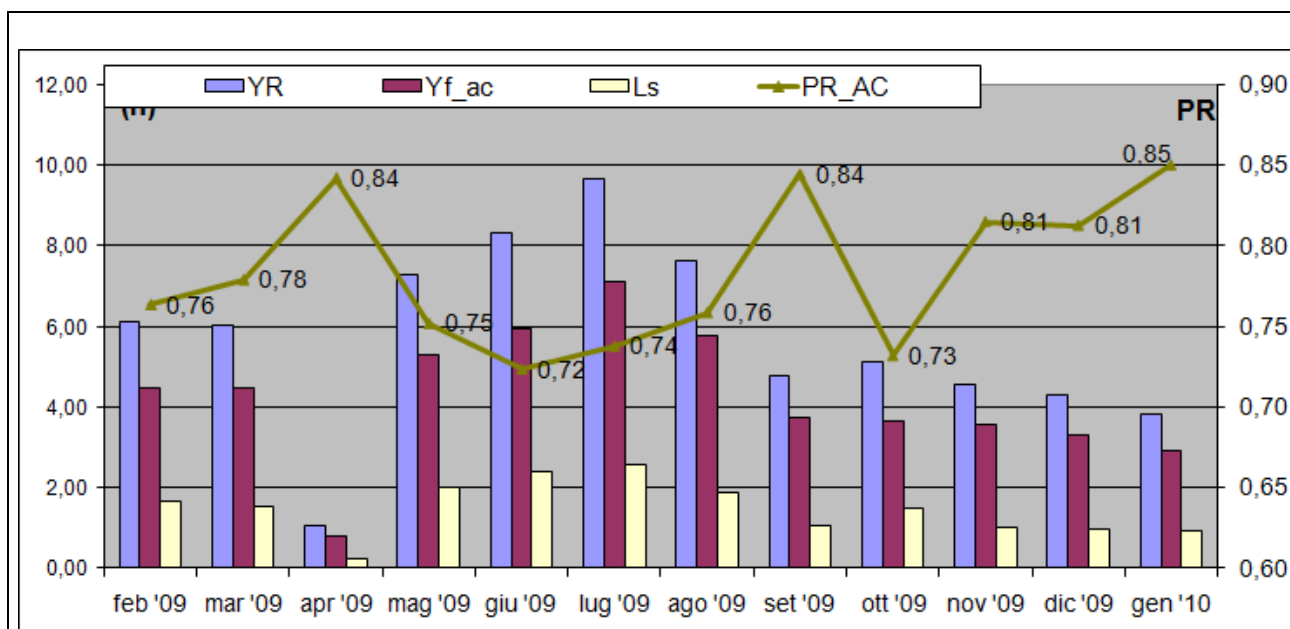
Comunque da queste analisi sono stati esclusi i periodi di fermo totale dell'impianto a causa di manutenzione straordinaria.

6.2.2 DIFFERENZA TRA LE CONDIZIONI ON-DESIGN E LE CONDIZIONI DI REALE UTILIZZO

Analizzando i valori massimi ed i valori medi, si può fare un ragionamento sulle condizioni ottimali che si sono avute durante i mesi di funzionamento.



CONDIZIONI REALI	Y_R	$Y_{f_{ac}}$	L_s	PR_{AC}
feb '09	6,15	4,39	1,76	0,75
mar '09	5,87	4,13	1,73	0,72
apr '09	3,57	0,71	2,86	0,37
mag '09	7,14	5,06	2,07	0,73
giu '09	8,26	3,77	4,49	0,43
lug '09	9,68	7,12	2,56	0,74
ago '09	7,30	5,12	2,18	0,67
set '09	4,45	3,09	1,36	0,76
ott '09	3,83	1,93	1,90	0,47
nov '09	4,12	2,80	1,32	0,67
dic '09	4,16	3,20	0,95	0,81
gen '10	3,55	2,70	0,85	0,85
MEDIA	5,67	3,67	2,00	0,66



CONDIZIONI OTTIMALI	Y _R	Y _{f ac}	L _s	PR _{AC}
feb '09	6,13	4,48	1,65	0,76
mar '09	6,01	4,46	1,55	0,78
apr '09	1,03	0,78	0,25	0,84
mag '09	7,29	5,29	2,00	0,75
giu '09	8,34	5,95	2,39	0,72
lug '09	9,68	7,12	2,56	0,74
ago '09	7,64	5,78	1,86	0,76
set '09	4,79	3,73	1,07	0,84
ott '09	5,14	3,66	1,47	0,73
nov '09	4,56	3,56	1,00	0,81
dic '09	4,30	3,31	0,98	0,81
gen '10	3,82	2,91	0,91	0,85
MEDIA	5,73	4,25	1,47	0,78

Nell'analisi delle condizioni reali sono state incluse anche tutte le giornate in cui si hanno dati disponibili. Se ulteriormente si aggiungessero le giornate di fermo assoluto per manutenzione si avrebbe un ulteriore peggioramento di tutti gli indici di riferimento. Le "condizioni reali" vengono dunque considerate le giornate in cui si sono avuti guasti o malfunzionamenti riparabili entro brevi tempi d'intervento, al fine di escludere così i guasti più gravi, che hanno bloccato completamente gli impianti (e dunque anche la rilevazione dei dati che sarebbero tutti pari a 0).

Così facendo si ha una parziale indicazione dei guasti che potrebbero capitare durante l'esercizio dell'impianto, pur sottolineando ulteriormente che i dati delle condizioni ottimali sono più realistici per quanto riguarda un'analisi "commerciale" dei sistemi, in quanto l'analisi di

“ricerca” dei sistemi non è mirata alla produzione ma alla comprensione ed allo studio dei singoli guasti piuttosto che all’intervento immediato sugli stessi (ulteriore motivo per cui non sono stati inclusi i dati relativi ai giorni di blocco totale di produzione, che farebbero crollare i valori di PR a valori “inaccettabili” per una soluzione commerciale).

Osservando l’andamento delle perdite di sistema L_s (calcolate come differenza tra Y_R e Y_{AC} , ed espresse anche esse in ore $h = [kWh/kWp]$), le perdite complessive (dalla radiazione ricevuta all’energia prodotta in AC) sono pari ad oltre il 35% nelle condizioni reali, mentre si riducono al 25% nelle condizioni ottimali

$$Y_R = \frac{E_{DNI}}{DNI} \quad ; \quad Y_f = \frac{E_{PROD}}{P_0} \quad ; \quad L_s = Y_R - Y_{AC} \left[\frac{kWh}{kWp} \right] \quad .$$

Si evince cioè che il 35% dell’energia ricevuta (ad una DNI pari a quella di riferimento) vada persa nel sistema (funzionante alla potenza nominale).

Ulteriormente si può affermare che si necessita del 35% di ore in più per far sì che il sistema (funzionante alla potenza nominale) riesca a produrre un’energia pari a quella ricevuta alla DNI di riferimento.

VALORI	MAX	MEDIA
DNI _{DAY} [Wh/m ²]	9620,71	5093,29
En _{DC1} [Wh]	19288,59	10404,58
En _{DC2} [Wh]	19977,90	10620,97
η _{DC1}	10,74	9,37
η _{DC2}	10,97	9,5
En _{AC} [Wh]	38440,00	20840,95
η _{AC}	13,63	9,17
Y _{f,DC1} [h]	8,30	4,48
Y _{f,DC2} [h]	8,59	4,57
PR _{DC1}	0,88	0,76
PR _{DC2}	0,89	0,77
Y _f [h]	8,27	4,48
PR _{AC}	0,98	0,75
T _{RETRO} _{media_giorno} [°C]	56,23	38,83
T _{AMB} _{media_giorno} [°C]	34,88	20,7

Tab 6.7 – Valori massimi e medi misurati sul sistema A nel periodo analizzato.

IMPIANTO A monocristallino

(2009_02 – 2010_01) 12 mesi

DNI_{rif}	850	<i>W/m²</i>
S_{TOT}	$22,3 \times 2 = 44,6$	<i>m²</i>
P_{SISTEMA}	4,65	<i>kW</i>
P_{MODULO}	89,4	<i>W</i>
S_{CELLA}	14 × 16	<i>mm × mm</i>
S_{CELLA_ATTIVA}	5,5 × 5,5	<i>mm × mm</i>
Spessore_{CELLA}	150	<i>μm</i>
celle/modulo	160	
moduli/stringa	13	
stringhe/sistema	2	
P_{STRINGA}	1235	<i>W</i>
C_{GEOMETRICA}	25	<i>sol</i>
C_{OTTICA}	50	<i>sol</i>
η_{OTTICO}	80	<i>%</i>
AHA angolo d'accettazione	4	°
η_{CELLA}	16,7	<i>%</i>
η_{MODULO}	11,8	<i>%</i>
FF	78	<i>%</i>
η_{INVERTER}	96	<i>%</i>
Quantità misurate	$E_{DNI}; E_{AC}; E_{DC_{1-2}}; Y_{f_{AC}}; Y_{f_{DC_{1-2}}}; \eta_{AC};$ $\eta_{DC_{1-2}}; Y_R; PR_{AC}; PR_{DC_{1-2}}; T_{CELLA}; T_{AMB};$ NOCT = 45°C	

Tab 6.8 – Dati di targa e misurazioni effettuate sul sistema A.

6.3 DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE B

Il sistema fotovoltaico a concentrazione **B** ad inseguimento biassiale di potenza nominale complessiva pari a 7,84 kW_p è costituito da 2 inseguitori indipendenti e realizzato con celle fotovoltaiche a tripla giunzione. I due sottosistemi hanno potenza nominale pari a 3,92 kW_p e superficie ricevente di 16,13 m².



Figura 6.16 - Sistema a concentrazione B.

Il componente di base del sistema è il modulo a concentrazione: esso è costituito da lenti di Fresnel ed ottica secondaria accoppiate con celle a tripla giunzione.

La concentrazione geometrica, data dal rapporto tra l'area di apertura della lente di Fresnel e l'area attiva della cella, è pari a 476 *sol*.



Figura 6.17 - Il modulo del sistema B.

Il modulo del sistema B è costituito dalla serie di 10 celle a tripla giunzione realizzate mediante la tecnica di deposizione *MOCVD* (*Metal Organic Chemical Vapour Deposition*) impiegando composti del III-V gruppo della tavola periodica (InGaP-InGaAs) su un substrato di Germanio (Ge).

Le dimensioni della cella sono $(6,5 \times 5,5) \text{ mm}^2$, e la superficie attiva è di $(5,5 \times 5,5) \text{ mm}^2$, il suo spessore è di circa 150 μm .

Ogni cella è circondata da due piste larghe ciascuna 0,5 mm ed è equipaggiata con un diodo di bypass per la protezione delle celle adiacenti.

All'interno di un modulo le celle sono montate su un substrato ceramico metallizzato dotato di bassa resistenza termica e sono saldate nella parte posteriore. La parte metallizzata è incapsulata mediante un materiale polimerico resistente ai raggi UV e solo i poli rimangono scoperti. Le celle ed i contatti sono incapsulati con del silicone.

Le principali caratteristiche della cella riportate in *Tab.6.9* fanno riferimento a misure effettuate in condizioni indoor con un simulatore solare per concentrazioni fino a 4 soli, ed outdoor per 380 soli.

Soli	Spettro	Condizioni	Isc	Voc	Pmax	FF	η
1	AM 1.5G	Simulatore, $T_{\text{cella}} = 25^\circ\text{C}$	3.37 mA	2.5 V	0.007 W	85%	25%
4	AM 1.5G	Simulatore, $T_{\text{cella}} = 25^\circ\text{C}$	13.4 mA	2.65 V	0.03 W	87%	26%
380	AM 1.5D	Irraggiamento reale, $T_{\text{cella}} = 45^\circ\text{C}$	1.39 A	2.93 V	3.53 W	88%	32%

Tabella 6.9 - Caratteristiche della cella a 1, 4 e 380 soli

In *Tab.6.10* sono riportati i coefficienti di temperatura della cella: tali coefficienti descrivono l'effetto delle variazioni di temperatura sulla *corrente di corto circuito*, sulla *tensione di circuito aperto* e sulla *massima potenza* (poiché, al variare della temperatura, tanto la tensione quanto la potenza massima diminuiscono i relativi coefficienti che risultano negativi).

$\Delta I_{sc}/\Delta T$ [$\mu\text{A}/\text{cm}^2\text{ }^\circ\text{C}$]	9	$\Delta I_{sc}/I_{sc} \Delta T$ [% / $^\circ\text{C}$]	0,081
$\Delta V_{oc}/\Delta T$ [$\text{mV}/^\circ\text{C}$]	- 6	$\Delta V_{oc}/V_{oc} \Delta T$ [% / $^\circ\text{C}$]	- 0,24
$\Delta P_{max}/\Delta T$ [$\text{mW}/\text{cm}^2\text{ }^\circ\text{C}$]	- 0,09	$\Delta P_{max}/P_{max} \Delta T$ [% / $^\circ\text{C}$]	- 0,388

Tabella 6.10 - Coefficienti di temperatura della cella.

OTTICA DEL SISTEMA

Il sistema ottico è composto da un elemento primario ed uno secondario. La lente primaria proietta un'immagine del sole all'interno dell'apertura di ingresso dell'ottica secondaria; l'immagine può scorrere entro i margini dell'apertura, garantendo un certo grado di tolleranza all'intero sistema.

In questo modo è possibile assorbire le imprecisioni del sistema di inseguimento, i difetti di assemblaggio e le deformazioni di natura termica.

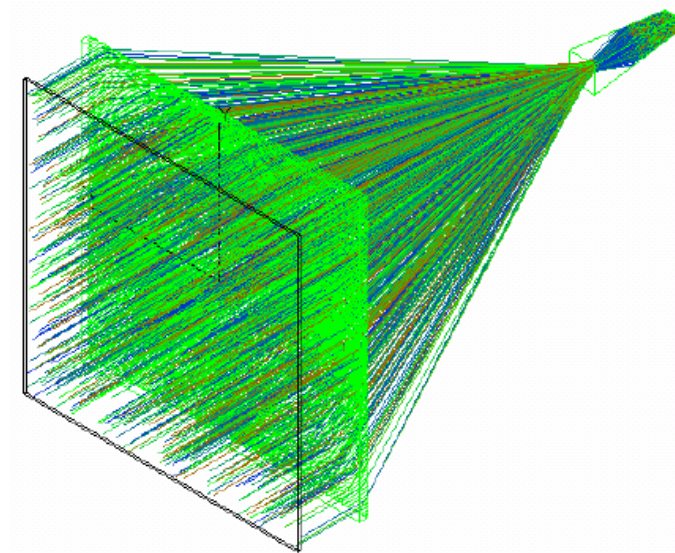


Figura 6.18 - Schema funzionale del sistema ottico di concentrazione.

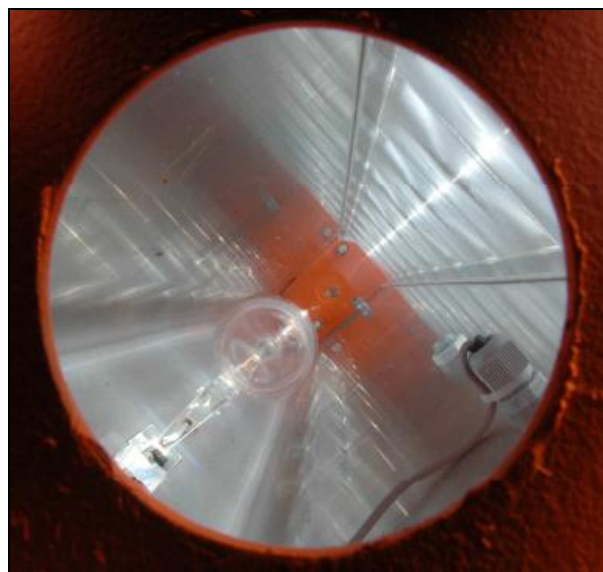


Figura 6.19 - Vista interna del modulo. In alto a destra è possibile notare l'ottica primaria, in basso a sinistra si notano le ottiche secondarie e le celle.

L'ottica primaria del modulo è costituita da una lente di Fresnel. La lente è costituita da una successione di prismi, ognuno avente una superficie con inclinazione leggermente diversa: a causa della diversa inclinazione, la luce incidente viene rifratta da ogni prisma con angoli diversi e l'effetto complessivo è una concentrazione dei raggi incidenti su un fuoco (*figura 20*).

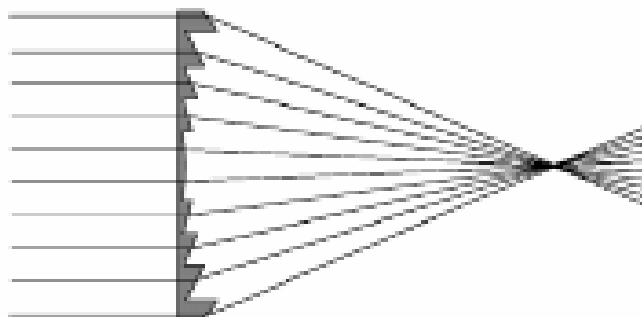


Figura 6.20 - Effetto concentrante di una lente di Fresnel.

La lente positiva a-sferica ha uno spessore medio di 3 mm, un'apertura di forma quadrata (120×120 mm) ed una distanza focale di 152 mm. Essa è ottenuta per pressofusione di un foglio estruso di PMMA (poli-metil-metacrilato) altamente trasparente alla radiazione UV, senza trattamenti antiriflesso, in grado di resistere alla grandine in ottemperanza alla normativa.

Più è nitida l'immagine del Sole proiettata dall'ottica primaria sull'apertura di ingresso dell'ottica secondaria, maggiore è il grado di tolleranza del sistema ottico (*AHA, Acceptance Half Angle*), di conseguenza minore è la precisione richiesta al sistema di inseguimento e puntamento. Minore è la separazione ottica del prisma, maggiore è la nitidezza dell'immagine, dunque maggiore l'AHA del sistema. Nel caso in esame, il compromesso migliore per garantire una discreta efficienza ottica e una buona concentrazione focale è stato ottenuto con un passo del prisma pari a 1 mm, il che consente di ottenere un angolo d'accettazione AHA pari a 1.15°.

La misura dell'*AHA* viene effettuata applicando la seguente procedura: il concentratore viene puntato finché l'immagine del sole giace al centro dell'apertura di ingresso dell'ottica secondaria, in questa condizione vengono misurate la corrente di corto circuito (I_{sc}) e la radiazione diretta normale (DNI). Immediatamente dopo, l'inseguimento viene fermato e si continua a misurare in continuo la DNI, la I_{sc} e il tempo; si misura l'intervallo di tempo durante il quale il valore di I_{sc} scende al 90% del valore iniziale, nelle condizioni di Irradianza Diretta Normale (DNI) costante. L'intervallo di tempo misurato corrisponde ad AHA, considerando che la velocità apparente del sole è di 15°/h . Con questa procedura sono stati ottenuti valori di AHA compresi tra 0.75° e 1.15° dipendendo, l'intervallo di confidenza, dagli errori di misura e dalle tolleranze di costruzione.

Nelle lenti di Fresnel un'importante causa di inefficienza ottica è rappresentata dalle perdite all'apice, dovute alla dispersione della luce che si verifica in corrispondenza dei bordi smussati del prisma, a seguito di processi produttivi imperfetti.

L'ottica secondaria è costituita da un DTIRC (*“Dielectric filled Total Internal Reflecting Concentrator”*) in vetro BK7, modellato a forma di tronco di piramide invertito: la forma piramidale tronca è stata realizzata mediante un getto fuso di vetro, con un elevato grado di lucentezza, al fine di garantire ottime qualità ottiche per la superficie.

Il sistema è progettato per attuare una concentrazione massima di 4 soli (la sua apertura di ingresso è di 11×11 mm, esattamente quattro volte la superficie attiva della cella) e le perdite che lo caratterizzano sono ridotte a valori minori del 3%.

Essa svolge contemporaneamente il ruolo di debole concentratore e omogeneizzatore di flusso, cioè raccoglie e canalizza il flusso luminoso concentrato dall'ottica primaria, preservando dal surriscaldamento gli altri componenti interni al modulo (connessioni, diodi di bypass).

L'ottica secondaria è incollata direttamente sulla cella utilizzando come adesivo un elastomero così da evitare i problemi legati al differente coefficiente termico di espansione della cella e dell'ottica secondaria; l'adesivo sopporta l'alta temperatura indotta dalla concentrazione di radiazione e al contempo mantiene un legame sufficientemente saldo, rendendo superfluo l'uso di sistemi meccanici di fissaggio.

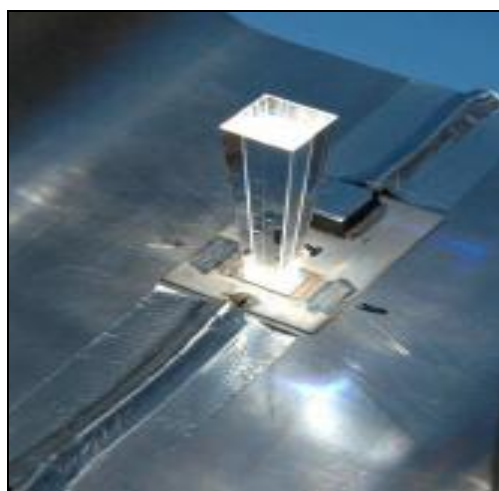


Figura 6.21 - Ottica secondaria, realizzata con vetro BK7 ad elevata lucentezza, in forma piramidale tronca.

Il fattore di concentrazione geometrico (C_{geom}) di un sistema ottico rappresenta il rapporto tra l'area di apertura della lente (A_p) e l'area attiva della cella (A_c): $C_{geom} = \frac{A_p}{A_c}$

Il fattore di concentrazione geometrica totale (C) è il risultato della combinazione tra il fattore di concentrazione dell'ottica primaria ($A_p / A_{os} = 119$ soli) ed il fattore di concentrazione dell'ottica secondaria ($A_{os} / A_c = 4$ soli), dunque vale:

$$C = 119 \cdot 4 = 476$$

L'efficienza ottica è prossima all'80% ed è ottenuta dal rapporto tra la corrente di corto circuito (I_{sc}) della cella misurata sotto concentrazione e la I_{sc} della cella ad 1 sole. La concentrazione ottica reale è quindi pari a:

$$C_{ottica} = 0,80 \cdot 476 = 380 \text{ soli}$$

SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO DEL MODULO

Il sistema di raffreddamento è un sistema passivo costituito da un dissipatore di calore a forma di U ricavato per estrusione da una lega di alluminio, spesso 1 mm. Tale struttura costituisce anche il principale componente del modulo, ovvero la sua cassa.

La resistenza termica del dissipatore è di 1.8 °C/W e secondo i modelli del costruttore, considerando un'efficienza di cella pari al 32%, è tale da mantenere la temperatura di cella a 40 °C con una temperatura ambientale di 25 °C, ed una DNI di 850 W/m².

Senza il dissipatore termico le celle dei moduli piani lavorano a temperature più alte: considerando una temperatura operativa di lavoro di un modulo NOCT di 47 °C, una temperatura ambiente di 25°C, un'irradianza di 900 W/m² e una velocità del vento di 1 m/s la temperatura di cella è di circa 55 °C (maggiore di ben 15 °C rispetto al sistema B).

L'assemblaggio è completamente impermeabile all'acqua, alla polvere e al polline.

Una valvola compensatrice (*figura*) permette il passaggio dell'aria, bilanciando così la differenza di pressione tra l'ambiente esterno e l'interno del modulo, impedendo la penetrazione da parte di liquidi o particelle solide (riducendo la possibilità di formazione di condense interne).

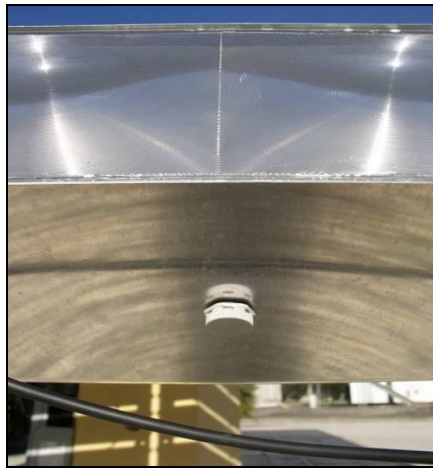


Figura 6.22 - Valvola di compensazione

Ricordando infine la definizione del Fill Factor:

$$FF = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

in cui: V_{oc} [V] rappresenta la tensione di circuito aperto del modulo; I_{sc} [A] la corrente di corto circuito del modulo; V_{mpp} [V] e I_{mpp} [A] rappresentano rispettivamente la tensione e la corrente in corrispondenza del punto di massima potenza.

Ricapitolando dunque le caratteristiche del modulo, in *Tab.3* abbiamo:

Celle per modulo	10
Dimensione lente	120 x 120 mm
Dimensione ottica secondaria	11 X 11 mm
Dimensione parte solare attiva	5,5 X 5,5 mm
Rapporto concentrazione geom./ottico	476/380
Angolo di accettazione	$\pm 1^\circ$
Dimensioni modulo	1,206 x 0,130 x 0,194 H (m)
Peso modulo	2.7 Kg
Efficienza cella	32%
Efficienza modulo	24%
Voc	29V
Isc	1.42 A
Vmmp	26V
Immp	1,36 A
FF	86%
Potenza A 1000W/m2 DNI & 25° C (T)	35W
Potenza A 850W/m2 DNI & 25° C (T)	32W

Tabella 6.11 - Caratteristiche nominali del modulo fotovoltaico M40.

IL SISTEMA

Il sistema fotovoltaico è costituito da 8 stringhe collegate in parallelo. Ciascuna stringa è costituita da 14 moduli collegati in serie. Ciascun modulo è costituito da 10 celle collegate in serie.

Le potenze nominali dichiarate dal costruttore per il sistema installato sono le seguenti:

$$7,840 = 3,92 \times 2 \quad \text{kW}_p \quad ; \quad \text{DNI} = 1000 \text{ W/m}^2 \quad ; \quad T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$7,168 = 3,584 \times 2 \quad \text{kW}_p \quad ; \quad \text{DNI} = 850 \text{ W/m}^2 \quad ; \quad T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

I moduli non sono posizionati sullo stesso piano della griglia di supporto, ma hanno un'inclinazione relativa di 30° (*Figura 11*). Ciò comporta i seguenti vantaggi:

✓ quando il sole è all'orizzonte, il piano della griglia di supporto è inclinato di 60° invece che di 90° , il che permette di semplificare il progetto dell'inseguitore.

✓ usando tale configurazione, il piano della griglia è quasi sempre abbastanza orizzontale e quindi viene limitato l'effetto vela, a differenza di quanto avviene nei tradizionali sistemi a concentrazione.



Figura 6.23 - *Inclinazione relativa tra il modulo e la griglia di supporto.*

Il sistema è assemblato su un tracker di dimensioni $5 \times 4,8 \times 2,5$ m e resistenza al vento pari a 140 km/h con un' area di apertura solare effettiva pari a $16,13 \text{ m}^2$.

In *figura 24* si mostra lo schema costitutivo del sistema che, in modo semplificato, individua l'assemblaggio dei moduli e delle stringhe.

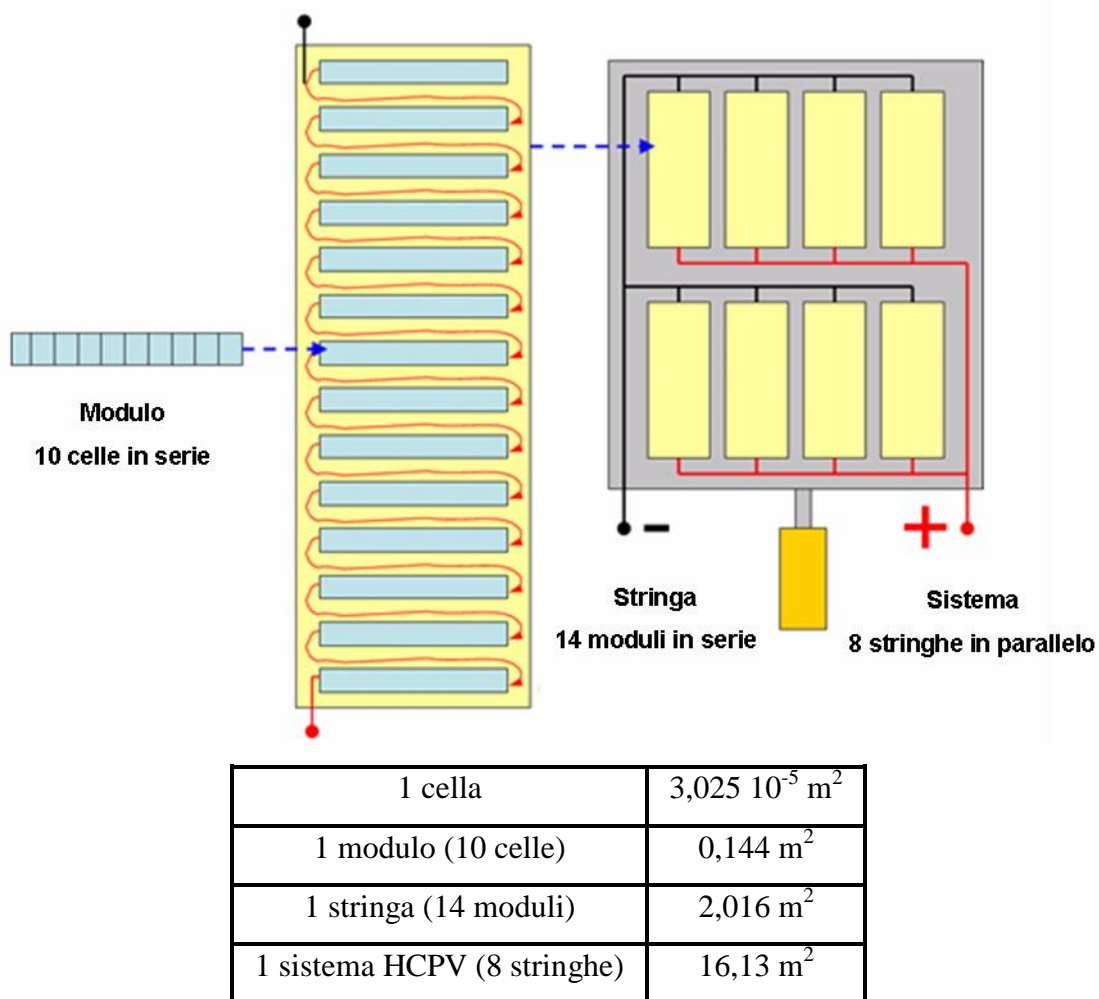


Figura 6.24 - Schema costitutivo del sistema.

I moduli utilizzati sono costituiti da celle, la cui struttura è la medesima di quelle destinate ad impieghi spaziali, aventi un' efficienza dichiarata pari al 32%.

L'impianto è costituito da 4 tipologie di modulo diversi per tipo di celle ed assemblaggio, come descritto in tabella.

L'impianto comprende due sistemi classificati come “*Sistema EST*” e “*Sistema OVEST*”, in relazione alla loro posizione rispetto alla direzione sud.

Lo schema di montaggio dei moduli nei due sistemi a concentrazione è differente come indicato in *figura 25*: nel *sistema EST* sono installati esclusivamente moduli con celle ottimizzate

per uso terrestre di tipo M40-T (ad eccezione dell'unico modulo M40 di classe B presente nella stringa 0011); nel sistema *OVEST* sono installati in configurazione mista moduli M40 di classe A, B, C con celle ottimizzate per uso spaziale.

Tipo	M40A	M40B	M40C	M40T
Efficienza di cella	32 %	31 %	30 %	32 %
Efficienza di modulo	24 %	22 %	20 %	24 %
V_{oc}	30.5 V			
I_{sc}	1.37 A	1.3 A	1.23 A	1.5 A
V_{mpp}	27 V			
I_{mpp}	1.18 A	1.11 A	1.1 A	1.3 A
Fill Factor	86 %			
Potenza @1000W/m ² DNI	34 W	31 W	28 W	36 W
Potenza @850W/m ² DNI	30 W	26 W	24 W	32 W
Coefficiente di temperatura su V_{oc} (relativo ad una cella)	-0,24 %/°C			
Coefficiente di temperatura su P_{mpp} (relativo ad una cella)	-0,388 %/°C			

Tabella 6.12 - Caratteristiche elettriche dei moduli.

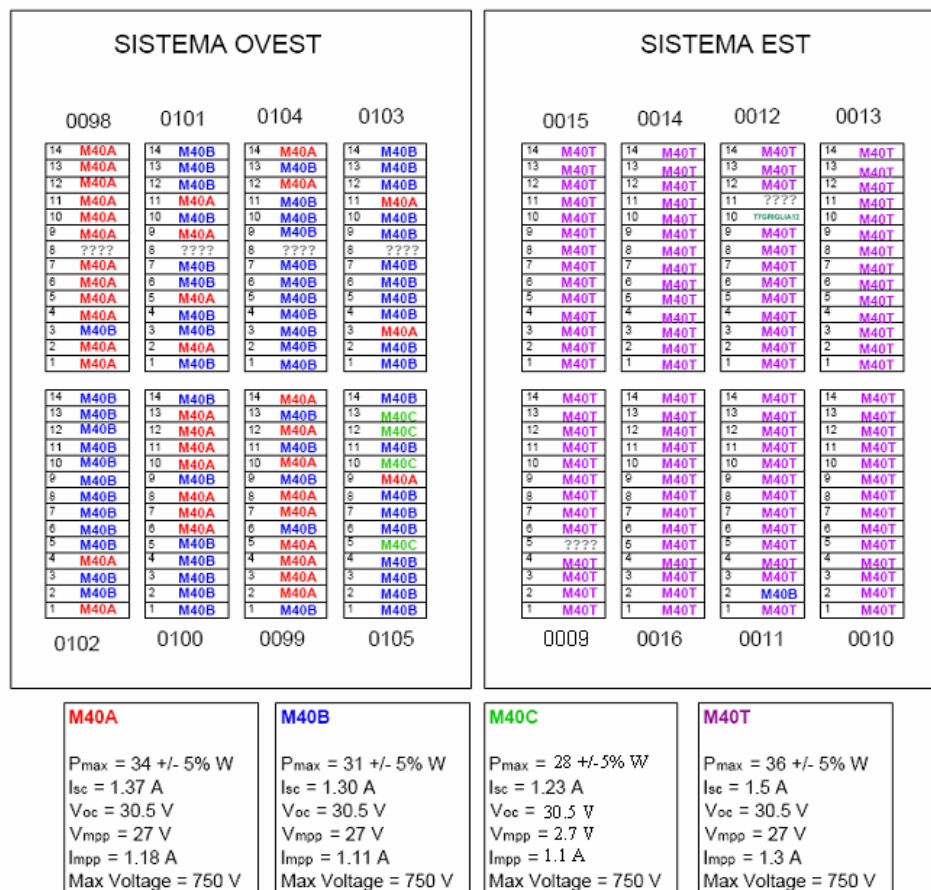


Figura 6.25 - Schema di assemblaggio dei moduli nei due sistemi EST e OVEST.

IL SISTEMA DI INSEGUIMENTO

Gli inseguitori biassiali sono composti da una parte meccanica (mostrata in *figura 26*) (che include due ruote dentate, una per la regolazione dell'angolo di elevazione ed una per la regolazione dell'angolo di azimut, ciascuna con vite senza fine e cremagliera) ed una parte elettrica ed elettronica che regola la movimentazione del tracker e ne controlla il posizionamento.



Figura 6.26 - *Inseguitore alt-azimutale con vite senza fine e cremagliera.*

Il sistema di controllo comprende due motori in corrente continua (DC) che funzionano con tensione di 12 V e corrente di 4 A, il cui movimento è governato da un microcontrollore che elabora il segnale di posizione del Sole proveniente da un sensore fotovoltaico di puntamento (Sun Sensor) e il segnale proveniente da un encoder meccanico il quale, attraverso uno switch attivato da una camma presente sull'albero di uscita del motore, invia un impulso elettrico ogni 30 secondi per ogni rotazione di 180° dell'albero motore.

Il moto viene trasmesso attraverso l'accoppiamento con le ruote dentate, la vite senza fine e la cremagliera.

L'utente ha la possibilità di impostare due tipologie di funzionamento, a loop aperto o a loop chiuso: nel caso di funzionamento a loop aperto la procedura di inseguimento viene gestita esclusivamente a livello software, attraverso un algoritmo astronomico impostato nel microcontrollore in grado di calcolare la traiettoria alt-azimutale del sole per un determinato valore di longitudine, latitudine e tempo (da impostare in funzione del sito di installazione, al primo avvio); nel caso di funzionamento a loop chiuso la posizione del sistema, normalmente gestita via software, viene regolata in modo più preciso mediante un sensore (Sun Sensor) montato sulla

griglia di supporto delle stringhe e orientato come le stesse. Gli elementi sensibili del Sun Sensor sono 5 fotoresistori che permettono di rilevare la posizione relativa istantanea tra il sole ed il sistema, mantenendo il raggio solare sempre ortogonale all'ottica di concentrazione.

Il costruttore dichiara una *precisione del sistema di inseguimento* pari a $\pm 0.5^\circ$.

6.3.1 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA

Il funzionamento di ambedue i sottosistemi durante il periodo di analisi è stato sospeso per diversi mesi a causa di guasti seri che ne hanno bloccato la produzione. La raccolta dati nell'arco dell'anno ha dunque subito un pesante stop che permette solo parzialmente di fare delle valutazioni precise sulla dinamica di funzionamento dei due sottosistemi B. Tuttavia si hanno sufficienti elementi per effettuare (specialmente su scala mensile piuttosto che su scala annuale) un'analisi che permetta di studiare le prestazioni del sistema.

VALORI SISTEMA B	MEDIA est	MEDIA ovest	MAX
En. DNI [kWh/m^2]	3,41	4,24	9,40
En. DC [kWh]	6,41	8,60	21,13
Rendimento En.- DC [%]	11,30	12,17	17,53
En. AC [kWh]	5,96	8,09	19,86
Rendimento En. - AC [%]	10,24	11,40	16,58
Y_{f_DC}	1,79	2,88	7,07
Y_{f_AC}	1,66	2,71	6,64
PR_{DC}	0,43	0,56	0,80
PR_{AC}	0,39	0,52	0,76

Tab 6.13 – Valori medi e massimi dei due sottosistemi B.

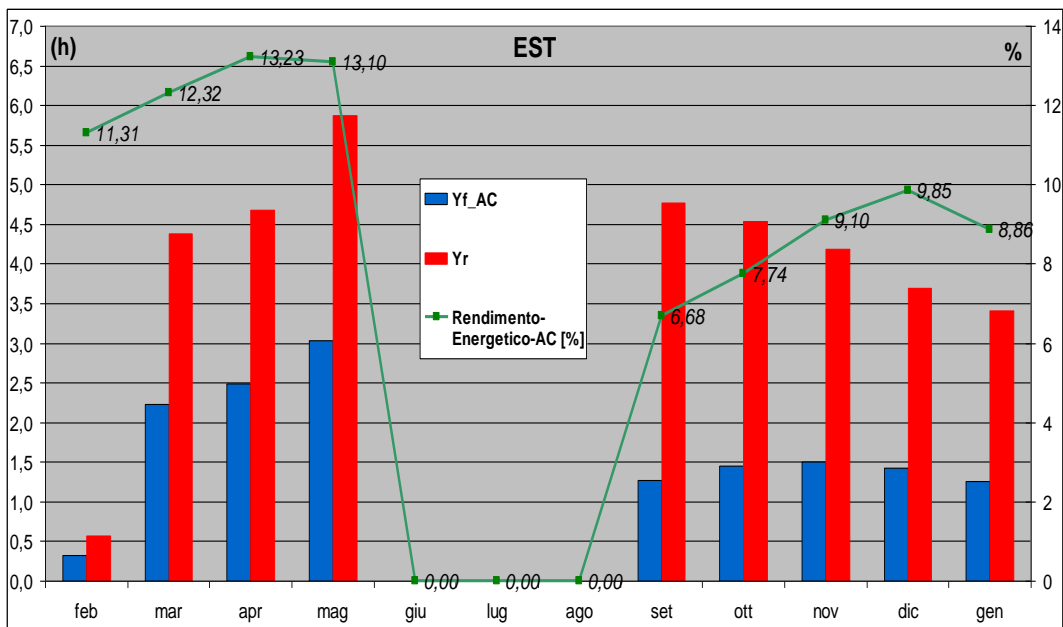


Figura 6.27 – Valori medi mensili per il sottosistema Est.

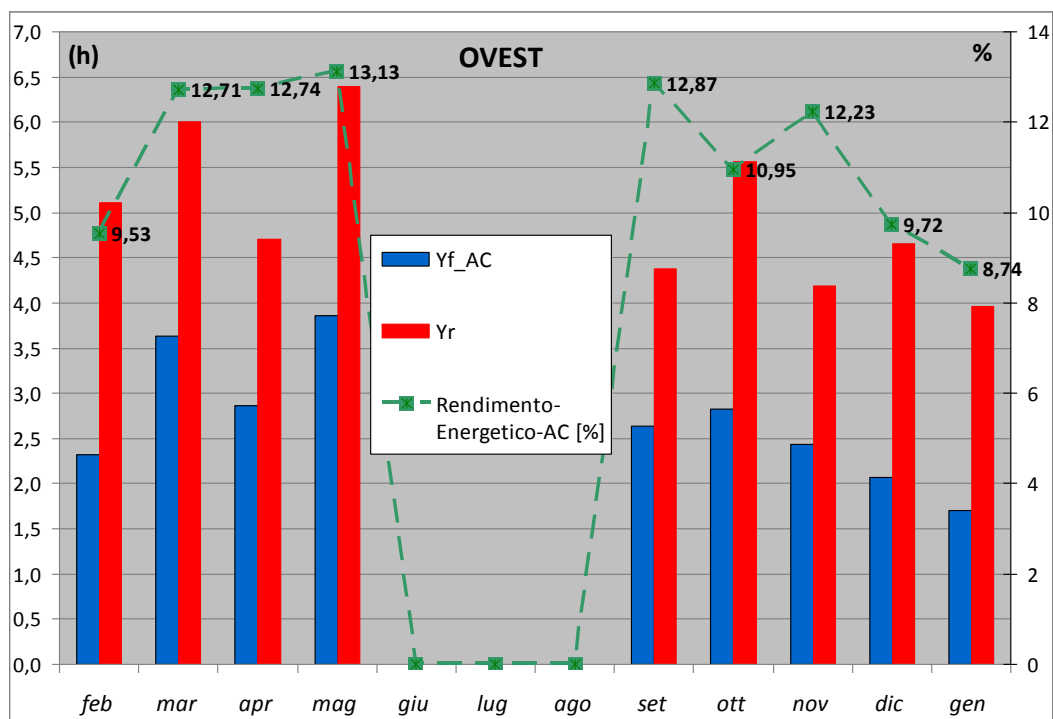


Figura 6.28-a – Valori medi mensili di rendimento per il sottosistema Ovest.

Dall'osservazione delle figure mostrate è immediato notare il blocco di tre mesi nel periodo tra giugno ed agosto, dovuto ad un guasto grave ai sistemi di inseguimento che per essere riparati hanno necessitato di lunghi periodi d'intervento.

In particolare si è avuta la rottura delle ruote dentate a causa di un non corretto funzionamento del sistema al sopraggiungere dei periodi estivi (in cui le altezze solari erano maggiori). Probabilmente la non accurata progettazione ha causato il problema, che ha necessitato di un lavoro di riparazione ed un elevato costo.

Si può inoltre osservare quanto ottimistici fossero i dati di targa riportati dal costruttore, il quale “vantava” un’efficienza di modulo pari al 24%, mentre si è riscontrato un valore massimo pari a circa il 17%.

Come considerato per il sistema A, mediamente si può imputare alle normali cause di perdita di sistema circa il 23% di riduzione del rendimento totale.

Fattori di perdita	<i>Valore medio</i>	<i>Range</i>
Inverter and Transformer	0,92	0,88 - 0,96
PV module nameplate DC rating	0,95	0,8 - 1,05
Soiling	0,95	0,3 - 0,995
DC wiring	0,98	0,97 - 0,99
Mismatch	0,98	0,97 - 0,995
System availability	0,98	0,00 - 0,995
AC wiring	0,99	0,98 - 0,993
Diodes and connections	0,995	0,99 - 0,997
Age	1	0,7 - 1,00
Shading	1	0,00 - 1,00
Sun-tracking	1	0,95 - 1,00
Overall DC-to-AC derate factor	0,77	

Tab 6.14 – *Valori medi dei fattori di perdita di sistema..*

Se ulteriormente si analizzano i valori medi piuttosto che il valore di picco, si nota che il gap è ancora maggiore e questo deve essere necessariamente determinato da cause oltre quelle citate.

Il sistema EST ha subito gravi riduzioni a causa della condensa accumulata all’interno dei sistemi, che ha ridotto di diverse unità percentuali le prestazioni dei moduli, tanto da renderle inferiori a quelle del sistema OVEST.

Il sistema OVEST ha avuto un rendimento energetico minore rispetto a quello dei singoli moduli. Questo era già previsto in quanto, in tale sistema, il collegamento tra moduli tra loro differenti (inoltre progettati per le applicazioni spaziali e non le applicazioni terrestri) aumenta notevolmente i fenomeni di mismatch spettrale nel sottosistema.

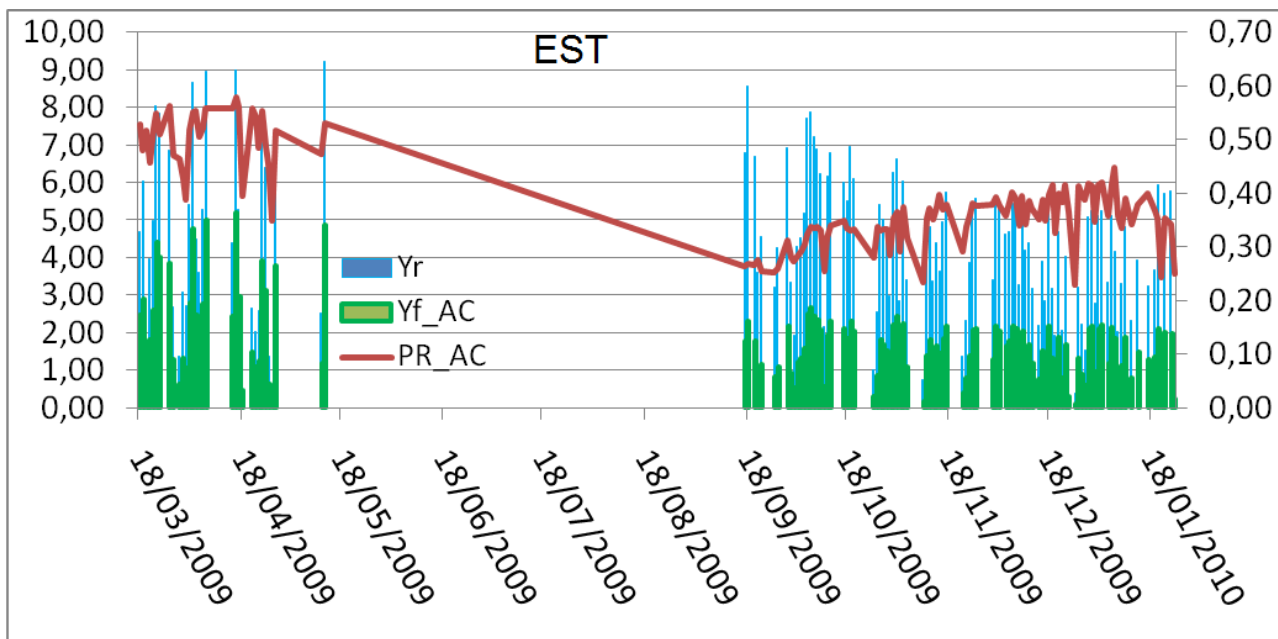


Figura 6.29 – Valori medi degli indici di funzionamento del sottosistema EST.

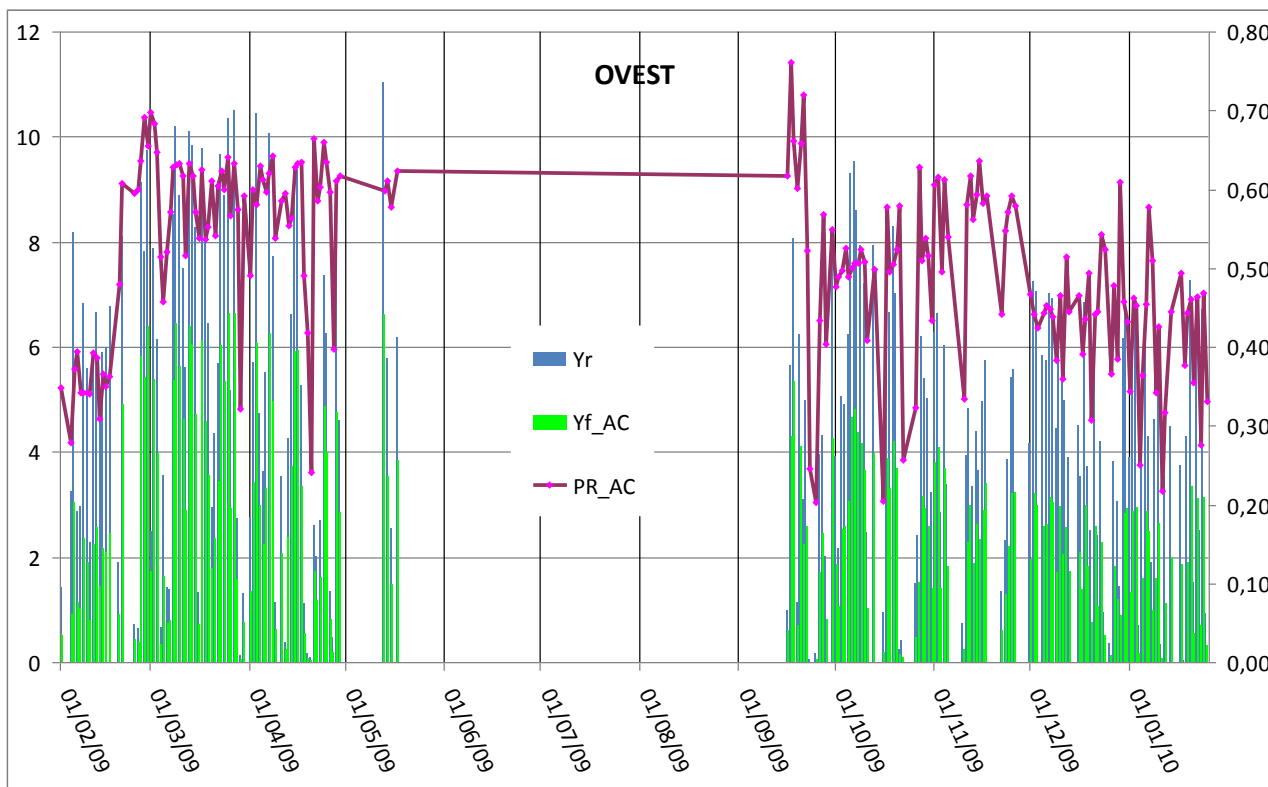


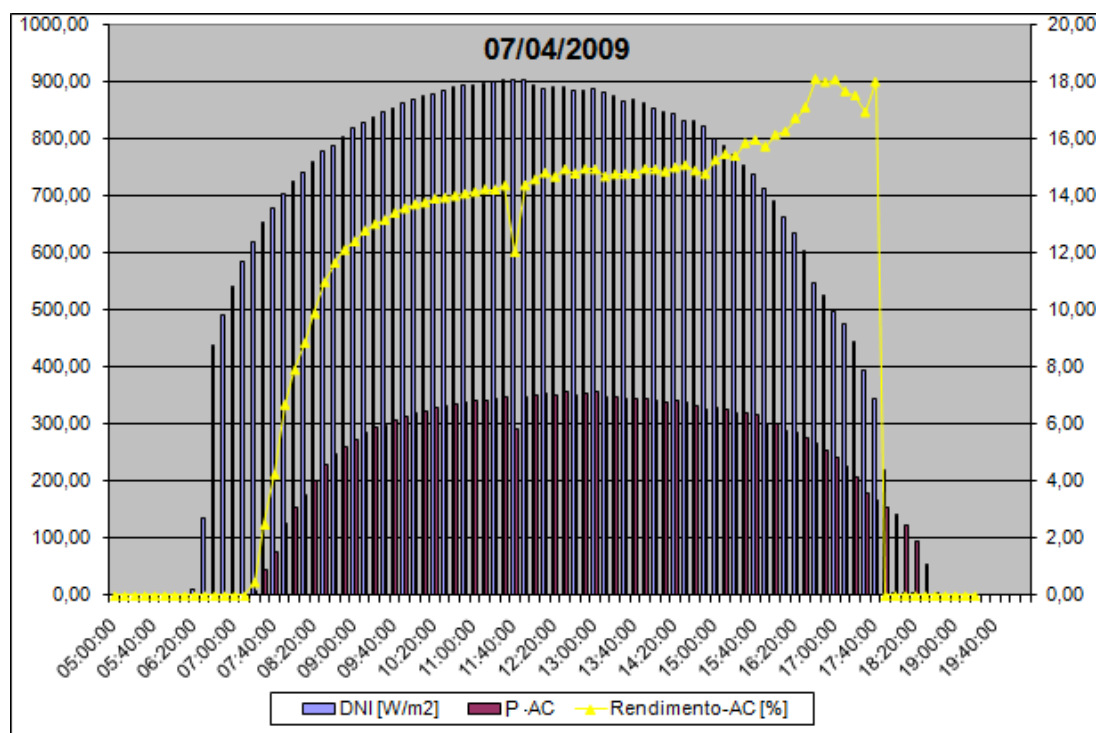
Figura 6.30 – Valori medi degli indici di funzionamento del sottosistema OVEST.

Il sistema EST è stato condizionato (nell'analisi dei soli valori ottimali) da un miglioramento dei rendimenti ed una minor quantità di guasti a partire dal rientro in funzione dopo la riparazione del sistema di inseguimento. Nonostante ciò ha mantenuto valori medi di PR e di rendimento inferiori al sistema OVEST a causa della condensa sui singoli moduli che non sono stati sostituiti durante la riparazione del sistema di inseguimento.

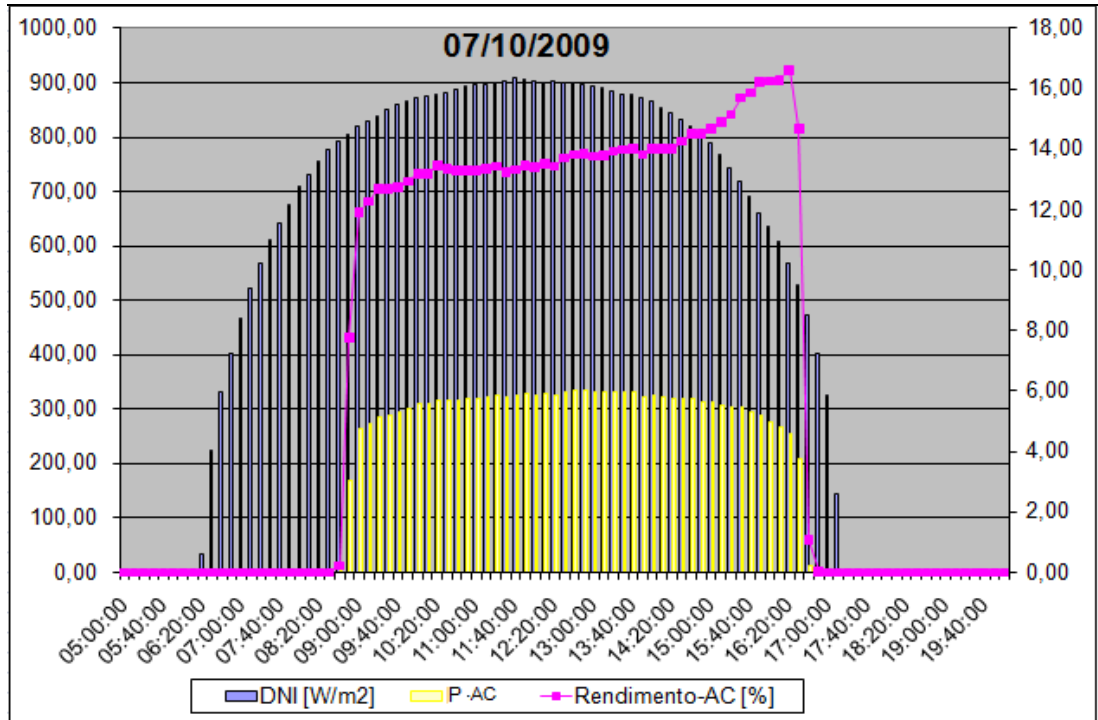
Mediamente si può comunque notare che i valori medi di PR sono diminuiti in seguito alle riparazioni; ciò è indicativo di una situazione complessivamente più stabile ma meno performante nel sistema di inseguimento.

In seguito si riportano gli esempi di quattro giornate in cui si sono avuti diversi eventi su cui fare delle considerazioni:

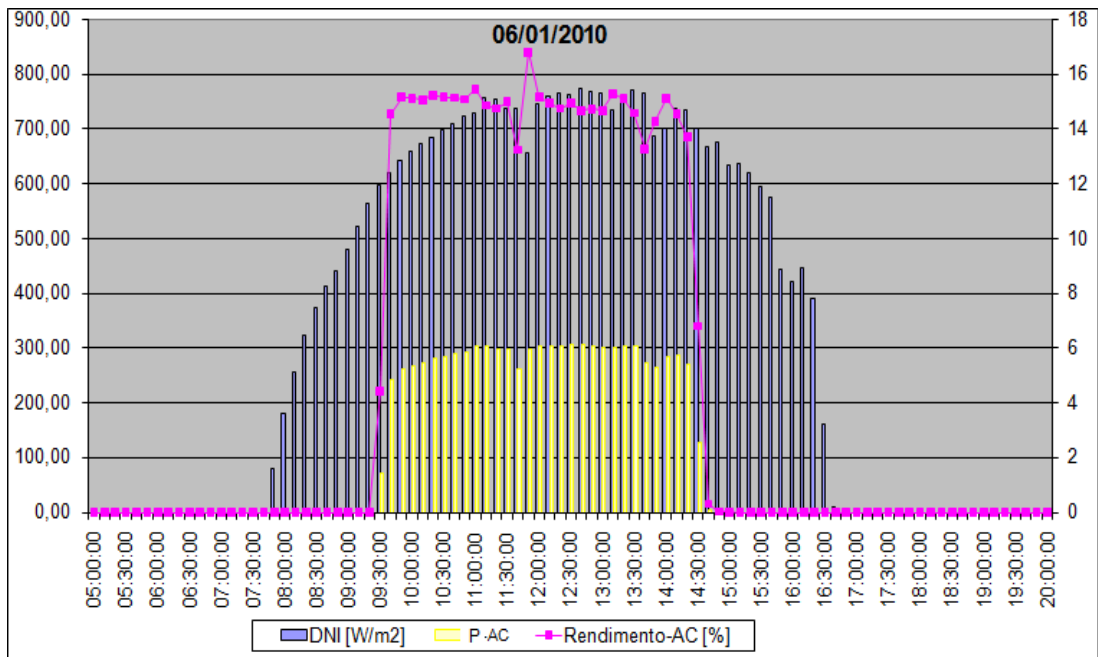
- **07/04/2009** : in questa occasione la rilevazione dei valori di potenza prodotta dal sistema OVEST non è coerente con la DNI raccolta dalla centralina (ricordando che solo sul sistema EST è montato un pireliometro per la misura della DNI solidalmente con il sistema). In quest'occasione il tracker della centralina e quello del sistema OVEST non erano chiaramente in fase, a causa di un problema nel software del sistema di inseguimento del sistema B.



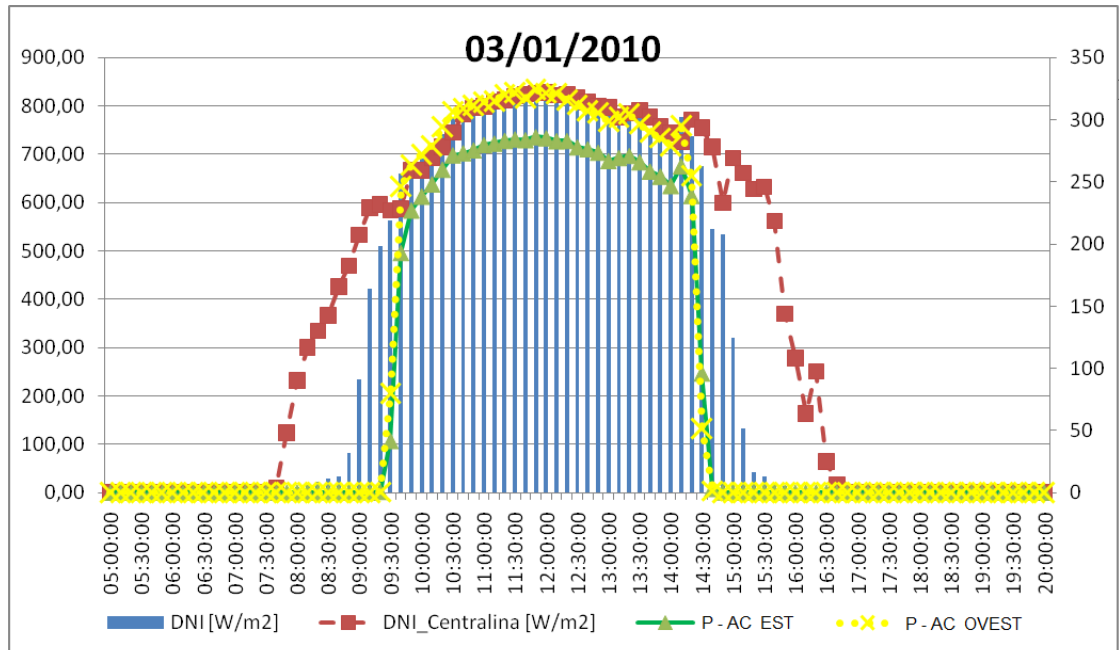
- **07/10/2009** : analogamente al mese di Aprile, si è verificato il medesimo problema. Si può inoltre iniziare a notare un andamento che si è riscontrato in seguito alla riparazione: il sistema non è più in grado di inseguire il sole alle basse altezze solari.



- **06/01/2010** : in questa giornata il problema accennato è ancora maggiormente presente, a causa delle minori altezze solari raggiunte durante il mese di gennaio rispetto al mese di ottobre.



- **03/01/2010** : in questo caso si confrontano il valore di DNI della centralina, il valore di DNI del pireliometro del sistema EST, ed i valori delle potenze prodotte dal sistema EST ed OVEST. Si evidenzia ulteriormente il problema già citato per la giornata del 06 Gennaio ed inoltre si nota la miglior resa del sistema OVEST rispetto al sistema EST (come evidenziato già precedentemente).



Come anticipato l'analisi dei dati annuali risulta essere in una scala eccessivamente vasta per rendere chiari i valori ricavati.

Si preferisce dunque un'analisi mensile al fine di comprendere meglio le dinamiche di funzionamento dei due sottosistemi sia nelle condizioni ottimali finora analizzate, sia nelle condizioni reali in cui (escludendo i guasti che hanno comportato un blocco totale della produzione e della raccolta dati) si sono verificate problematiche indicative delle capacità produttive del sistema.

6.3.2 DIFFERENZA TRA LE CONDIZIONI ON-DESIGN E LE CONDIZIONI DI REALE UTILIZZO

Analizzando il mese di aprile per tutti e due i sottosistemi si evince che il sistema EST ha avuto dei giorni di blocco causati da un malfunzionamento del sistema di inseguimento, che ha avuto comunque una rapida risoluzione. In tali giorni anche i valori di Y_R sono pari a 0.

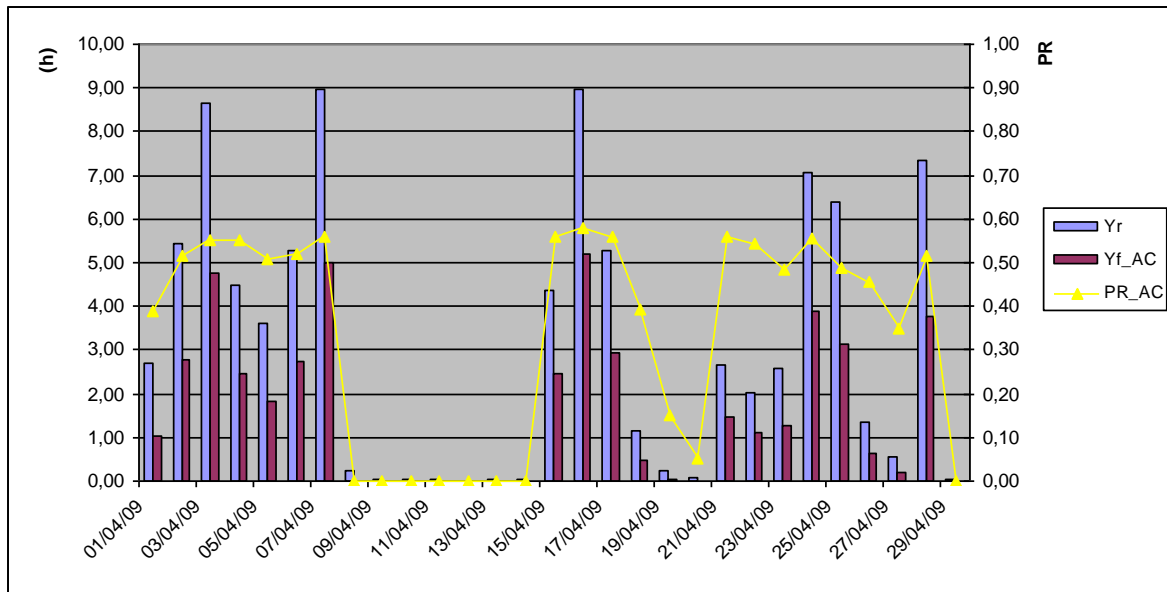


Figura 6.31 – Valori medi degli indici di funzionamento del sottosistema EST in condizioni reali ad Aprile.

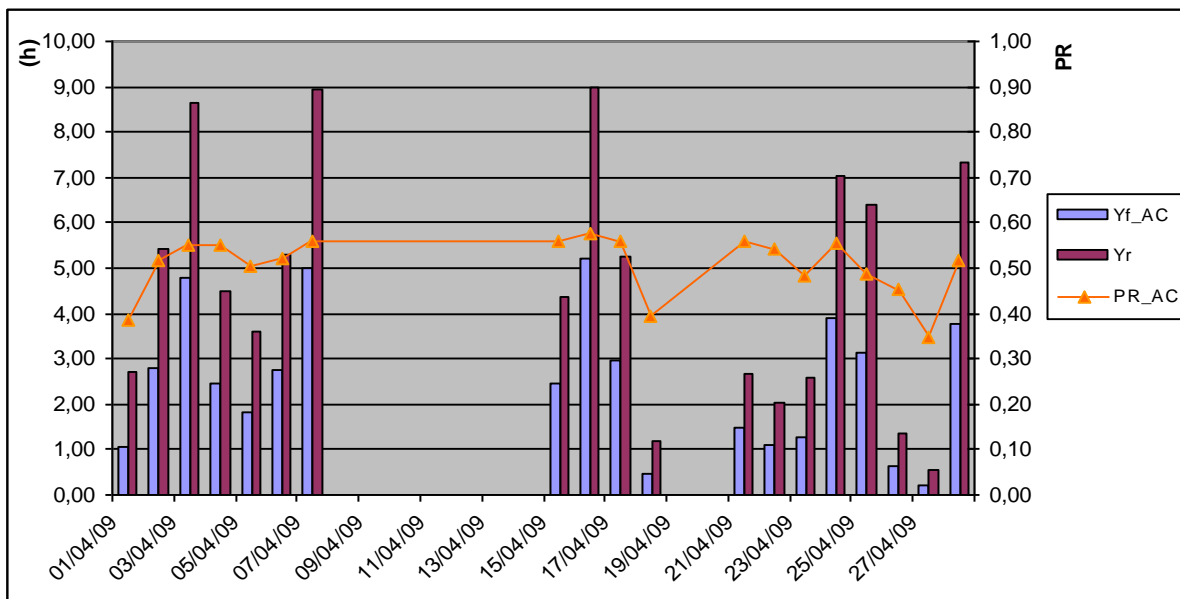


Figura 6.32 – Valori medi degli indici di funzionamento del sottosistema EST in condizioni ideali ad Aprile.

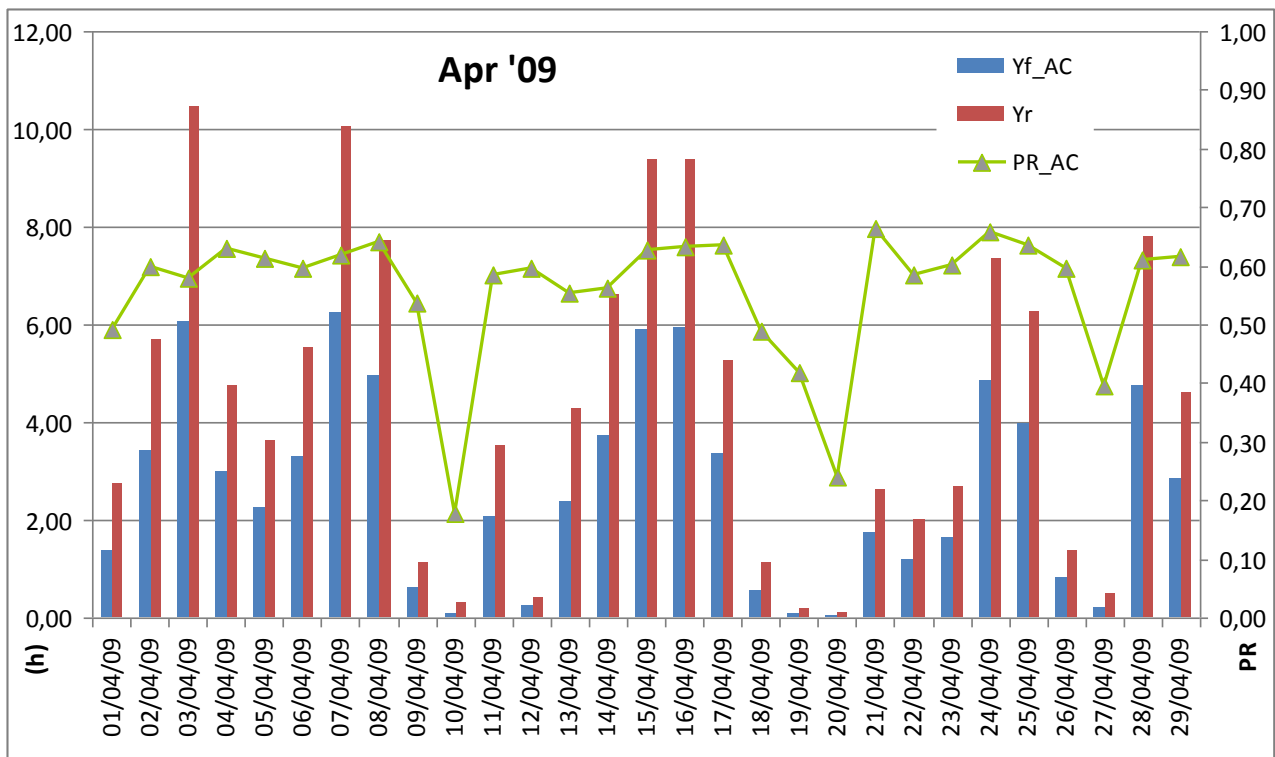


Figura 6.33 – Valori medi degli indici di funzionamento del sottosistema OVEST in condizioni reali ad Aprile.

Il sistema OVEST è stato invece caratterizzato da un funzionamento più costante. Anche in questo caso si notano i giorni di basso irraggiamento tra il 18 ed il 24 che sono riscontrabili anche nel periodo tra il 9 ed il 12. La rilevazione dati mostra chiaramente che il sistema EST era in blocco totale, presentando valori nulli fino al 15 (giornata in cui il sistema OVEST ha mostrato chiaramente di funzionare in condizioni più che ottimali).

Questo è un esempio del tipo di raccolta dati effettuata per tutti i mesi e tutte le giornate dell'anno e serve a sottolineare nuovamente la necessaria differenziazione tra le condizioni ottimali e quelle di reale funzionamento avvenute nel sito di studio in quanto, in caso di blocco, gli interventi di riparazione che si possono avere in un laboratorio non sono mai altrettanto tempestivi quanto quelli che si eseguirebbero nel caso di una centrale di produzione.

A tal proposito si nota come il valore medio del PR nei 3 grafici visualizzati sia molto differente: rispettivamente 0,34 per il sottosistema EST in condizioni reali; 0,51 per il sottosistema EST in condizioni ottimali; 0,58 per il sottosistema OVEST.

È quindi necessaria la separazione dei due casi al fine di avere dati più congrui al momento in cui si confronteranno fra loro le diverse tecnologie testate, per poter trarre più ragionevoli conclusioni in merito.

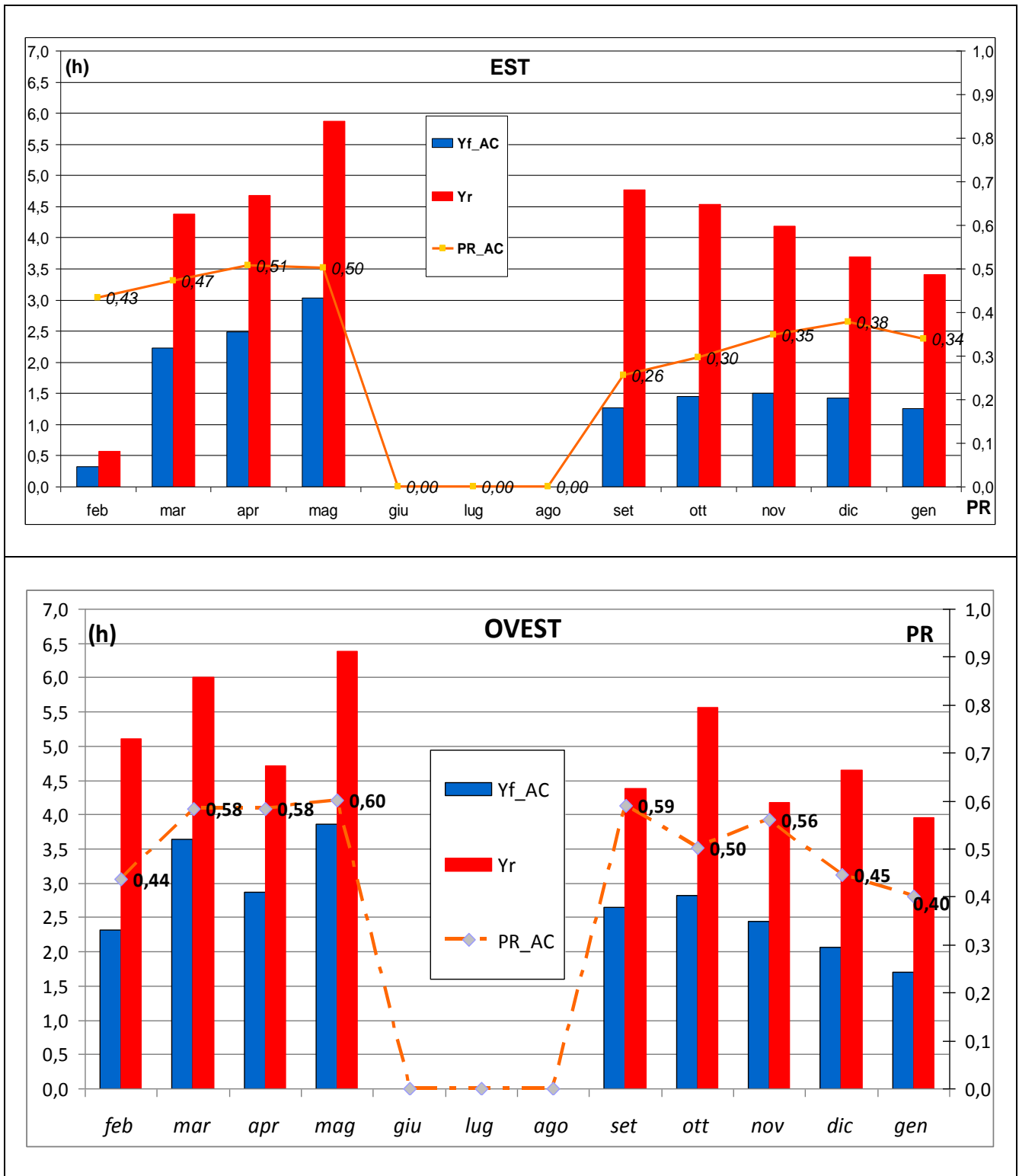


Figura 6.34 – Valori medi degli indici di funzionamento per i due sottosistemi.

	PR_{AC} SISTEMA EST	PR_{AC} SISTEMA OVEST
feb '09	0,43	0,44
mar '09	0,47	0,58
apr '09	0,51	0,58
mag '09	0,50	0,60
<u>giu '09</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>
<u>lug '09</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>
<u>ago '09</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>
set '09	0,26	0,59
ott '09	0,30	0,50
nov '09	0,35	0,56
dic '09	0,38	0,45
gen '10	0,34	0,40
<i>MEDIA</i>	<i>0,39</i>	<i>0,52</i>

Tab 6.15 – Valori medi mensili del PR per i due sottosistemi.

Osservando i valori dei due sottosistemi si può affermare che il sistema OVEST presenta complessivamente migliori prestazioni rispetto al sistema EST, mostrando un valore di PR sempre superiore.

IMPIANTO B : tripla giunzione InGaP

(2009_02 – 2010_01) 9 mesi (saltano GIU, LUG, AGO)

DNI_{if}	850	W/m^2
S_{TOT}	$16,13 \times 2$	m^2
$P_{SISTEMA}$	$3,92 \times 2$	kW
P_{Tot}	7,84	kW
S_{CELLA}	$6,5 \times 5,5$	$mm \times mm$
S_{CELLA_ATTIVA}	$5,5 \times 5,5$	$mm \times mm$
Spessore _{CELLA}	150	μm
celle/modulo	10	
moduli/stringa	14	
stringhe/sistema	8	
$C_{GEOMETRICA}$	476	solì
C_{OTTICA}	380	solì
η_{OTTICO}	80	%
AHA angolo accettaz	1,15	°
η_{CELLA}	32	%
η_{MODULO}	24	%
FF	86	%
Quantità misurate	$E_{DNI}; E_{AC}; E_{DC}; Y_{f_AC}; Y_{f_DC}; \eta_{AC}; \eta_{DC}; Y_R;$ $PR_{AC}; PR_{DC}; T_{cella_media} = 40^\circ C$	

Tab 6.16 – Dati di targa e misurazioni effettuate sul sistema B.

6.4 DESCRIZIONE DEL SISTEMA A CONCENTRAZIONE C

L'impianto oggetto della sperimentazione è costituito da due sistemi fotovoltaici C a celle multigiunzione, ad alto fattore di concentrazione, con inseguimento biassiale, ciascuno di potenza nominale pari a 2,92 kW_p e con superficie ricevente totale di 15,55 m² (figura 36).

I due sistemi verranno denominati con le sigle : CPV1 e CPV2.



Figura 6.35 - Sistemi C installati presso il "Laboratorio Solare Avanzato di Catania".

I sistemi, ciascuno di dimensioni lorde 3,8 m × 4,8 m × 0,5 m, sono caratterizzati da un fattore di concentrazione pari a 700 soli. L'ottica dei sistemi è realizzata con lenti di Fresnel di dimensioni pari a 240 mm × 240 mm e celle a tripla giunzione aventi un'efficienza di targa pari al 37% (alla concentrazione di 700 soli).

Ogni cella è in contatto sulla superficie inferiore con un dissipatore alettato di alluminio posto esternamente al modulo ed a contatto con l'aria esterna.

Ciascun sistema CPV è costituito da 270 celle suddivise in tre sub-moduli (C, L, R) collegati tra loro in serie (Figura 6.36); ciascun sub-modulo consta quindi di 90 celle collegate in serie.

In *Tabella 6.16* si riportano le caratteristiche fisiche, geometriche ed elettriche della cella, del sub-modulo e del sistema.

Le caratteristiche di targa del sub-modulo sono: $I_{sc} = 4,5 \text{ A}$ e $V_{oc} = 275 \text{ V}$ in condizioni CSTC (*Concentrator Standard Test Conditions*, cioè a una $DNI = 850 \text{ W/m}^2$ e $T_{cella} = 25^\circ\text{C}$).

La potenza nominale per ciascun sistema CPV è pari a $2,92 \text{ kW}_p$ (DC), con una corrente di corto circuito (I_{sc}) di $4,5 \text{ A}$ ed una tensione di circuito aperto (V_{oc}) di 825 V .

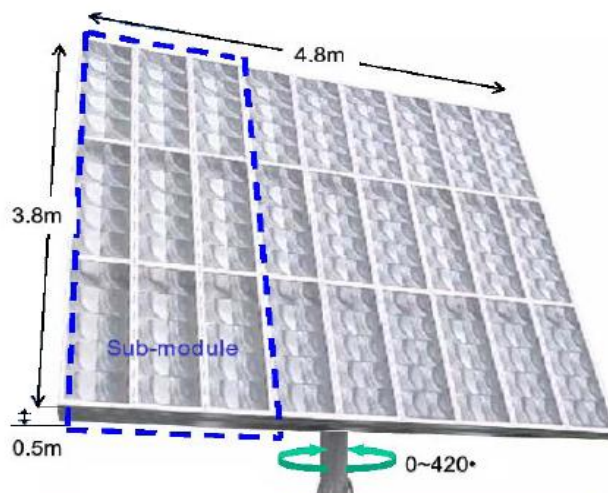


Figura 6.36 - Geometria del singolo sistema CPV-

<i>Lente / Cella</i>	
Dimensione lente	240 mm × 240 mm
Rapporto di concentrazione geom./ottico	700
Efficienza	37% sotto concentrazione di 700 soli
<i>Sub-modulo</i>	
sub-moduli/sistema	3
moduli/sub-modulo	9
celle/modulo	10
Dimensioni lorde	3,8 m × 1,6 m × 0,5 m
Superficie ricevente (area lenti)	5,18 m ²
Peso	1900 kg
V_{oc}	275 V
I_{sc}	4,5 A
<i>Singolo sistema CPV</i>	
Area superficie ricevente	15,55 m ²
V_{oc}	825 V
I_{sc}	4,5 A
Potenza a CSTC a 850 W/m^2 (DNI) ; 25°C (T_{cella})	2,92 kW

Tab 6.16 - Caratteristiche dei sistemi a concentrazione C.

Ciascun sistema a concentrazione è posto su un inseguitore solare biassiale alt-azimutale, la cui movimentazione è comandata da attuatori elettro-meccanici per il tilt e per l'azimut.

L'inverter utilizzato per la conversione DC/AC dell'energia elettrica prodotta dai due sistemi a concentrazione non è connesso alla totalità dei due sistemi ma soltanto ai due sub-moduli C ed R di ciascun sistema CPV; la serie dei due sub moduli C ed R di CPV1 è connessa in parallelo con la serie dei due sub moduli omologhi di CPV2. All'inverter arriva infine il parallelo delle 2 serie di sub-moduli.

Il restante sub-modulo L di CPV1 e CPV2 è connesso ad un I-V tester in modo che possa essere determinata, ad intervalli regolari, la curva corrente-tensione dei due sub-moduli L in parallelo.

6.4.1 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA

Il sistema C ha mostrato un funzionamento generalmente costante, con dei malfunzionamenti limitati ai mesi di Gennaio, di Maggio (in seguito al quale uno dei due sottosistemi è stato bloccato per manutenzione fino al mese di Agosto), ed infine ai mesi di Settembre ed Ottobre, in cui si sono avute problematiche risolte entro breve.

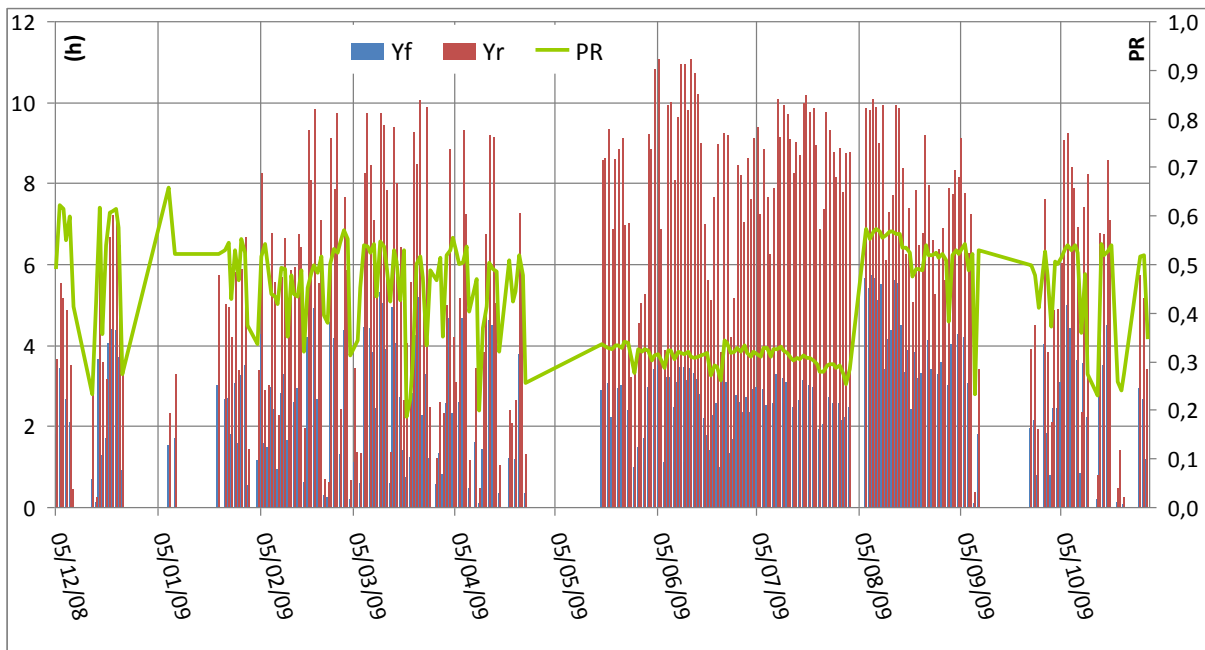


Figura 6.37 - Caratteristiche dei sistemi a concentrazione C.

La raccolta dati è limitata fino al periodo di Ottobre 2009 a causa di un malfunzionamento dell'automazione di raccolta e lettura dati, ancora in corso di risoluzione.

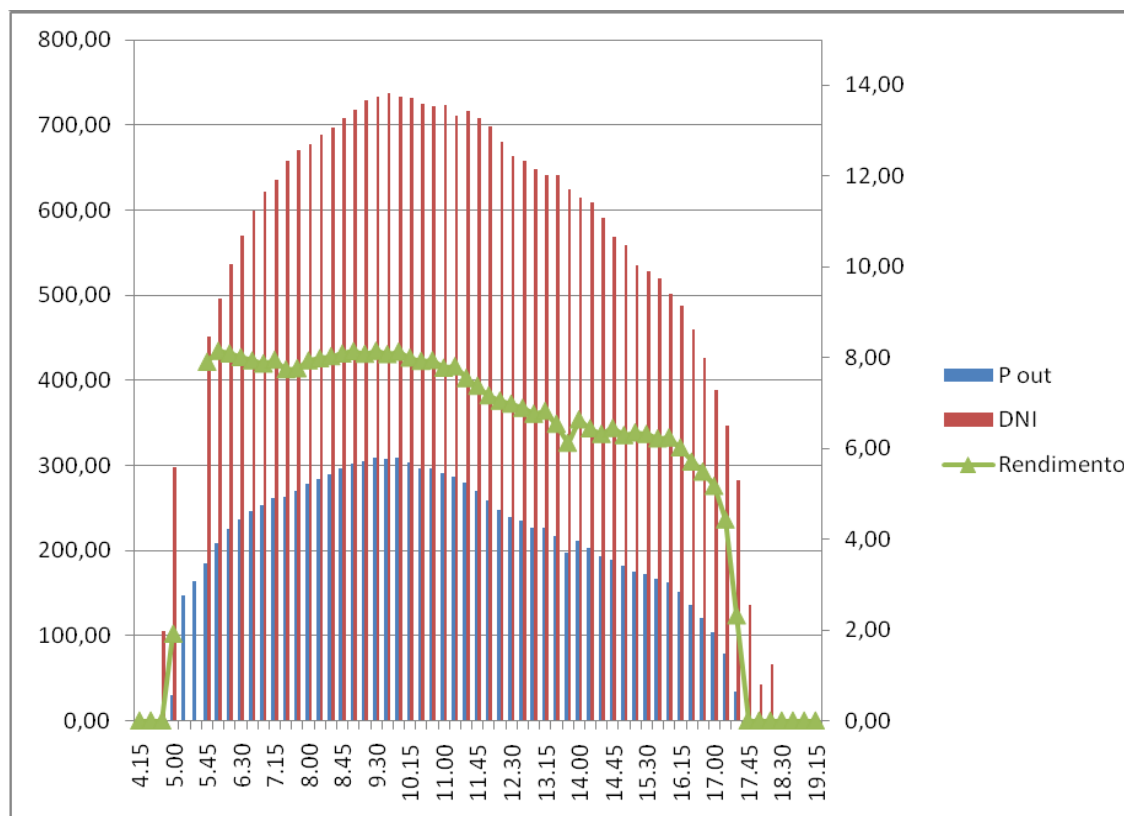


Figura 6.38 – Andamento di una giornata tipo, 7 luglio 2009.

Il sistema, come mostrato dalla figura di una giornata tipo, ha seguito l'andamento della DNI: in questo caso si nota un problema al sistema di raccolta dati della stazione meteorologica (la cui DNI è stata usata come confronto per ogni impianto, al fine di avere valori coerenti degli indici di riferimento) tra le 5.00 e le 5.45.

I valori del rendimento nella giornata analizzata sono stati compresi (escludendo l'incremento e la discesa) tra il 5÷8 %.

Come avvenuto per il sistema A, anche in questo caso è possibile osservare (grazie alla raccolta del valore di temperatura di retro-modulo) il diverso andamento della potenza prodotta in funzione della temperatura (che influisce sul rendimento).

La figura riporta l'esempio della potenza prodotta in funzione della DNI. Si nota che mediamente i valori di Dicembre sono maggiori rispetto ai valori di Agosto (seppure si abbia una

dispersione dei dati, l'andamento è facilmente osservabile): questo andamento è causato da una temperatura di retro-modulo media pari a 51,3 °C nel mese di Agosto ed a 49,7 °C nel mese di Dicembre.

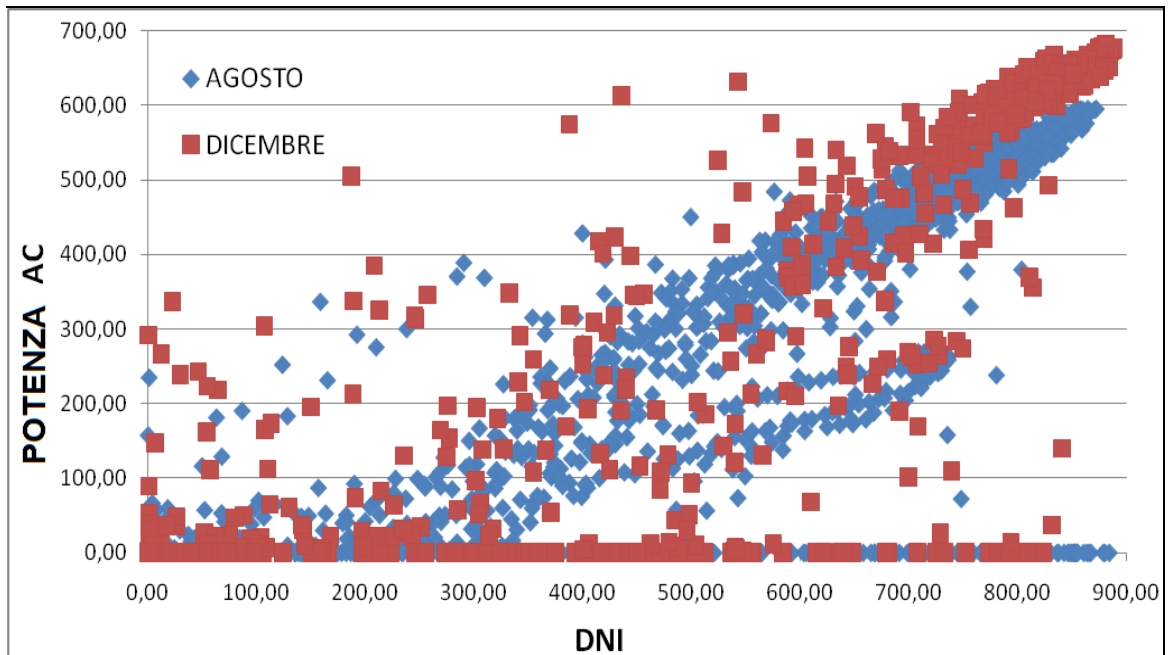
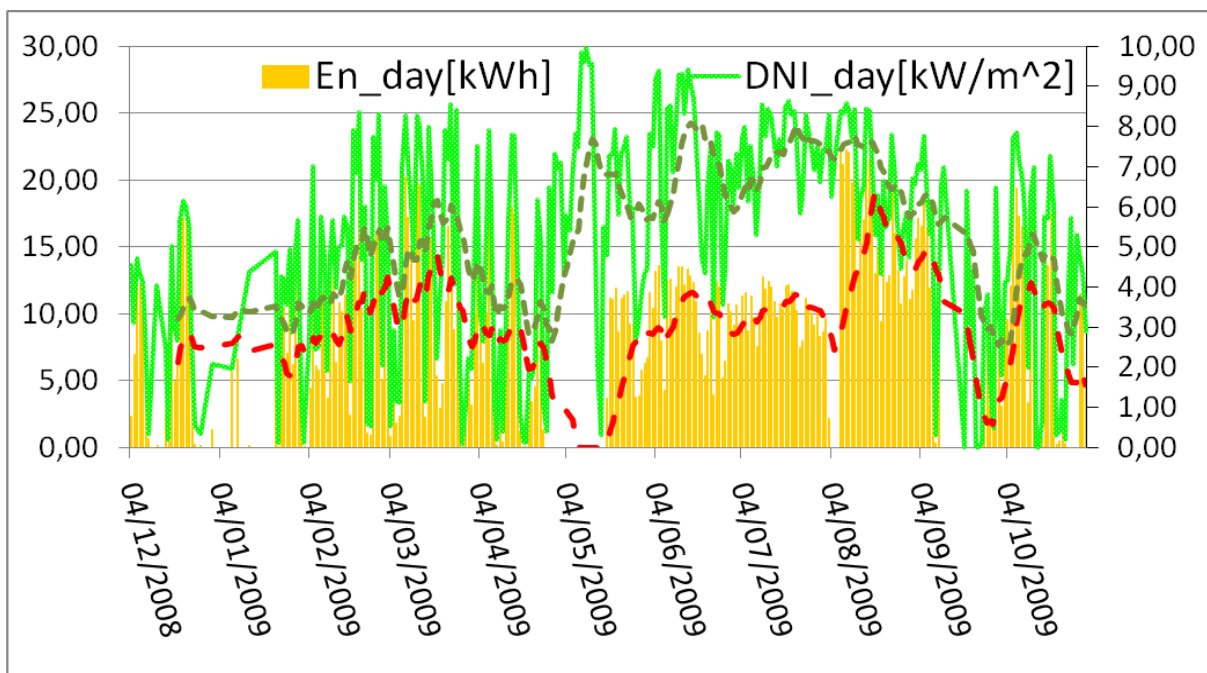


Figura 6.39 – Andamento della potenza prodotta in funzione della DNI. Ad Agosto si ha una $T_{CELLA} = 51,3$ °C contro i 49,7 °C di Dicembre.

Analizzando i valori ottimali si hanno delle differenze significative, che vale la pena sottolineare.



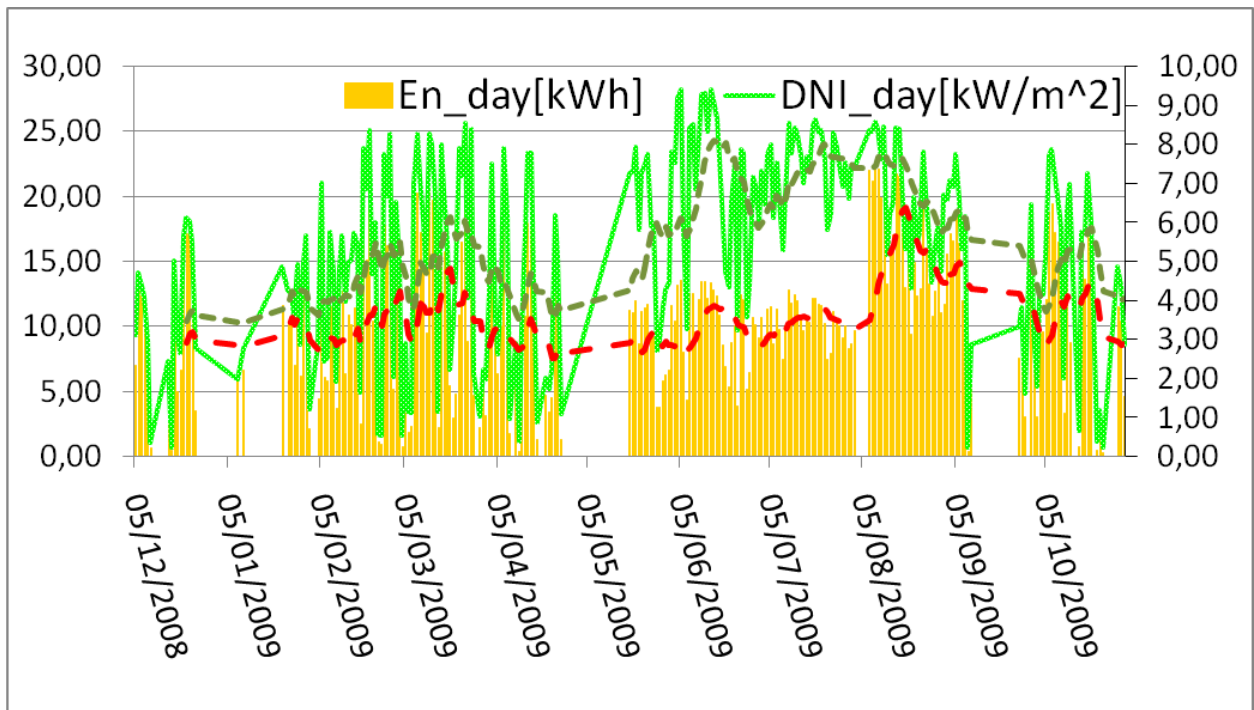


Figura 6.40 – Andamento dell'energia prodotta in funzione della DNI.

Nel caso ottimale sono stati esclusi i periodi di blocco avvenuti nel mese di Maggio (che hanno poi portato all'esclusione di metà del sistema, come è evidente dal distacco tra gli andamenti medi) e di alcuni malfunzionamenti avvenuti nel periodo di Settembre.

6.4.2 DIFFERENZA TRA LE CONDIZIONI ON-DESIGN E LE CONDIZIONI DI REALE UTILIZZO

Come già accennato il mese che ha presentato maggiori problemi è stato quello di Maggio in cui si è avuto il blocco totale di metà del sistema (problema iniziato negli ultimi giorni di Aprile).

È evidente, dal confronto tra il valore medio dell'intero mese ed il valore medio ottimale, che la variazione è tale da modificare notevolmente le conclusioni da trarre sul sistema.

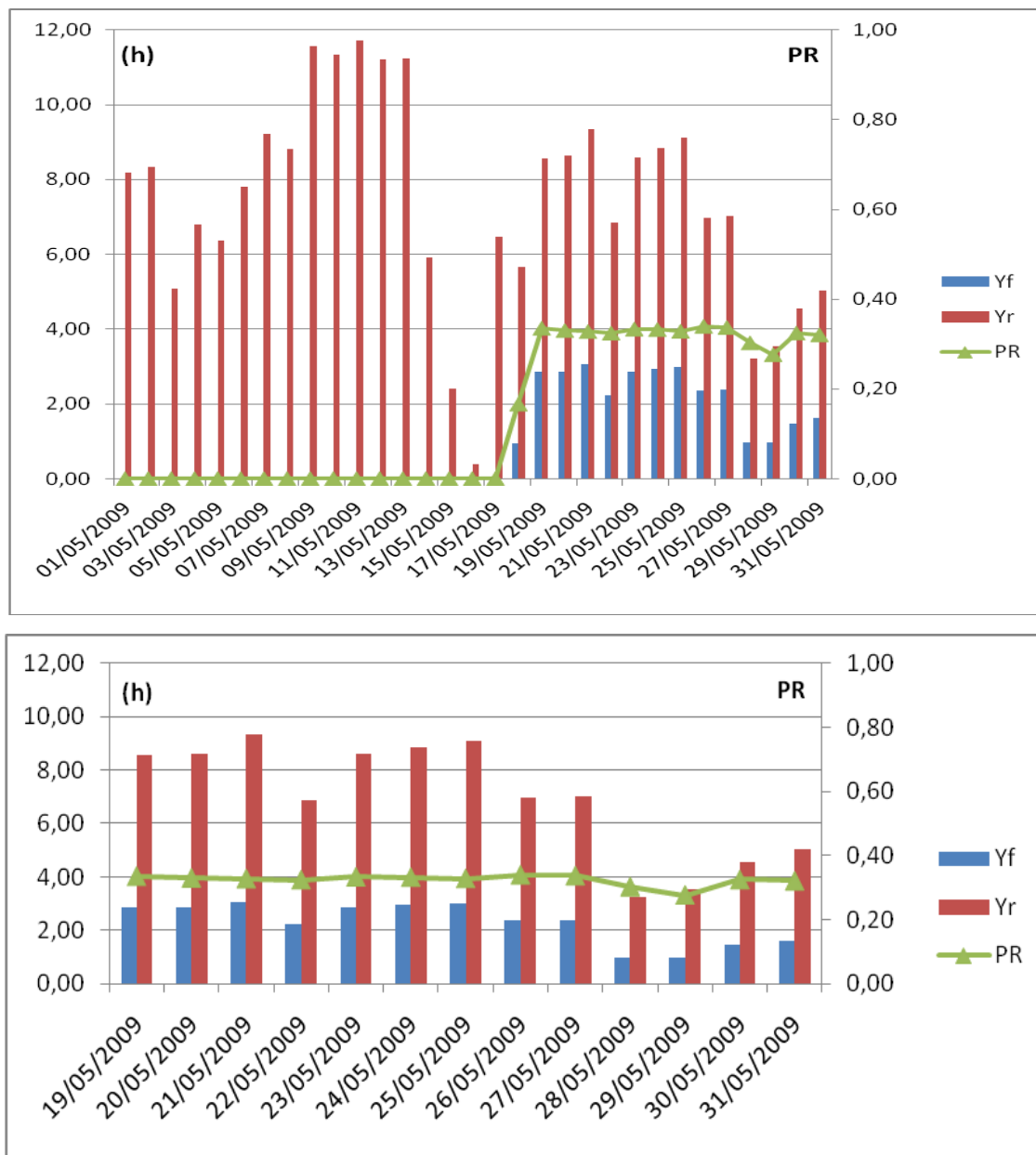


Figura 6.41 – Confronto tra l'intero mese di Maggio e le sole condizioni ottimali.

Mostrando i valori medi mensili si nota come il malfunzionamento di Maggio causi un drastico abbassamento agli indici di rendimento e conseguenzialmente di PR. Inoltre risulta evidente il funzionamento a “mezzo servizio” tra i mesi di Maggio, Giugno e Luglio.

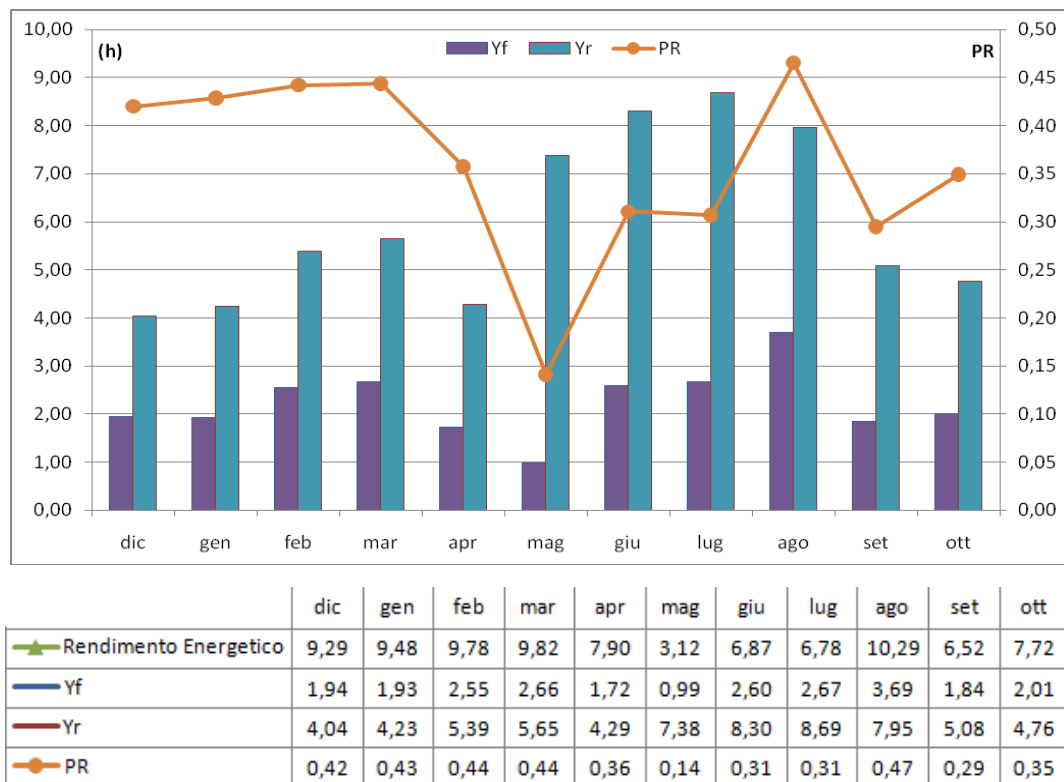
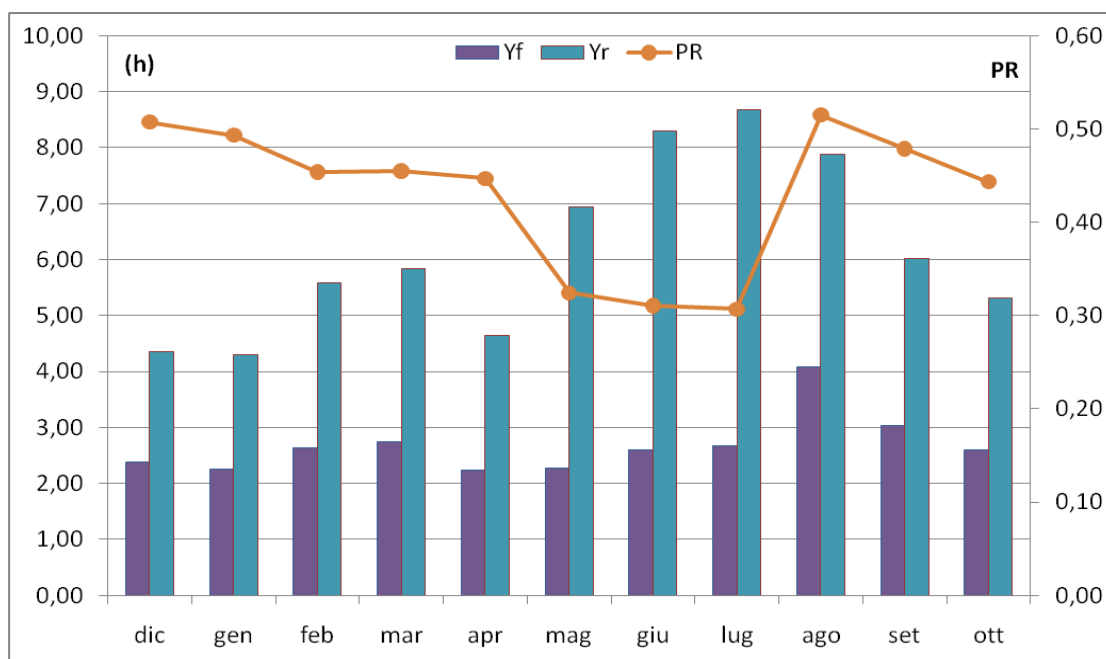


Figura 6.42 – Analisi degli indici prestazionali nell’analisi annuale.

	REALE	OTTIMALE
En_day [kWh]	8,71	10,45
DNI_day [kW/m ²]	5,08	5,25
Rendimento Energetico	7,96	9,52
Y _f	2,24	2,68
Y _R	5,98	6,17
PR	0,36	0,43
Ls	3,74	3,49

Tab 6.18 – Confronto tra i valori reali ed ottimali.

In tabella si vede che i valori di rendimento e di PR sono molto maggiori nel caso ottimale. Si può inoltre notare un diverso valore di Y_R, ma la variazione è causata da una differente selezione di giorni di funzionamento (che ovviamente hanno presentato diversi valori medi di irraggiamento e di energia prodotta nella giornata).



	dic	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott
— Rendimento Energetico	11,22	10,90	10,03	10,06	9,88	7,17	6,87	6,78	11,39	10,59	9,80
— Yf	2,38	2,25	2,64	2,75	2,24	2,28	2,60	2,67	4,08	3,03	2,60
— Yr	4,35	4,31	5,59	5,84	4,64	6,94	8,30	8,69	7,89	6,02	5,32
— PR	0,51	0,49	0,45	0,46	0,45	0,32	0,31	0,31	0,52	0,48	0,44

Figura 6.43 – Analisi degli indici prestazionali nell'analisi annuale ottimale.

La grande variazione del rendimento in confronto al rendimento di modulo dichiarato (22%) è indice di svariate perdite che eccedono notevolmente il 23% imputabile alle perdite generiche elencate già in precedenza per gli altri sistemi. La rimanente perdita è da imputare dunque a problemi di collegamento tra i moduli che hanno causato un decremento eccessivo del rendimento rispetto ai valori di targa.

IMPIANTO C : multi giunzione InGaAs-INGaP-Ge**(2008_12 – 2009_10) 11 mesi**

DNI_{rif}	850	W/m^2
S_{MODULO}	5,18	m^2
$P_{SISTEMA}$	$2,92 \times 2$	kW
P_{Tot}	3,893	kW
S_{TOTALE}	15,55	m^2
sub-moduli/sistema	3	
moduli/sub-modulo	9	
celle/modulo	10	
$C_{GEOMETRICA}$	700	solli
η_{CELLA}	37	%
η_{MODULO}	22	%
Quantità misurate	$E_{DNI}; E_{AC}; Y_{f,AC}; Y_R; PR_{AC}; \eta_{AC}; T_{CELLA_media} = 50^\circ C; FF = 0,65$	

Tab 6.19 – *Dati di targa e misurazioni effettuate sul sistema C.*

Per celle multi giunzione InGaAs-INGaP-Ge, generalmente il coefficiente $\gamma = dP_{max}/dT * P_{max}$ è pari a - 0,388 %/°C.

6.5 DESCRIZIONE DEL SISTEMA D – FOTOVOLTAICO PIANO

Il sistema fotovoltaico **D** su piano fisso è in celle di silicio policristallino di potenza nominale complessiva pari a 1,62 kW_p, per una superficie totale di 13,13 m².

Il sistema è orientato a Sud ed è inclinato di 30° rispetto al piano orizzontale ed è costituito da 10 moduli collegati in serie. Ciascun modulo è composto da 48 celle di silicio policristallino, divise in due gruppi di 24 celle ciascuno con i due gruppi collegati in parallelo.

Le caratteristiche di targa per ciascun modulo sono relative alla potenza nominale di 162 W, con V_{oc} di 28,4 V ed I_{sc} di 7,92 A in condizioni STC (GNI = 1000 W/m² e T_{cella} = 25°C, AM 1,5).

In *Tabella 6.20* si riportano le caratteristiche geometriche ed elettriche del sistema piano **D**.

Numero di moduli	10
Numero di celle per modulo	48
Dimensione modulo	1,32 m × 0,99 m
Superficie ricevente array	13,13 m ²
V _{oc}	284 V
I _{sc}	7,92 A
V _{mpp}	228 V
I _{mpp}	7,11 A
Fill Factor	0,71
Potenza STC 1000 W/m ² (GNI) ; 25°C (T _{cella})	1620 W

Tab 6.20 - Caratteristiche del sistema piano fisso **D**.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_{in}} = \frac{FFV_{OC}I_{SC}}{P_{in}}$$

Il rendimento dunque è pari a circa il 12,16%.

6.5.1 ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA

A differenza di tutti i sistemi analizzati, nel caso del sistema D le differenze tra le condizioni ideali ed ottimali sono state minime, in quanto sono stati minimi i guasti del sistema. Probabilmente il motivo è da ricercare in un sistema statico rispetto ad uno dinamico, che necessariamente ha una maggiore possibilità (visto anche il maggior numero di componenti che entrano in gioco) di subire dei guasti di vario genere.

	REALE	OTTIMALE
En_day [kWh]	6,25	6,55
G30°_day [kW/m ²]	5,51	5,56
Rendimento Energetico	8,80	9,19
Y _f	3,86	4,04
Y _R	5,51	5,56
PR	0,71	0,73

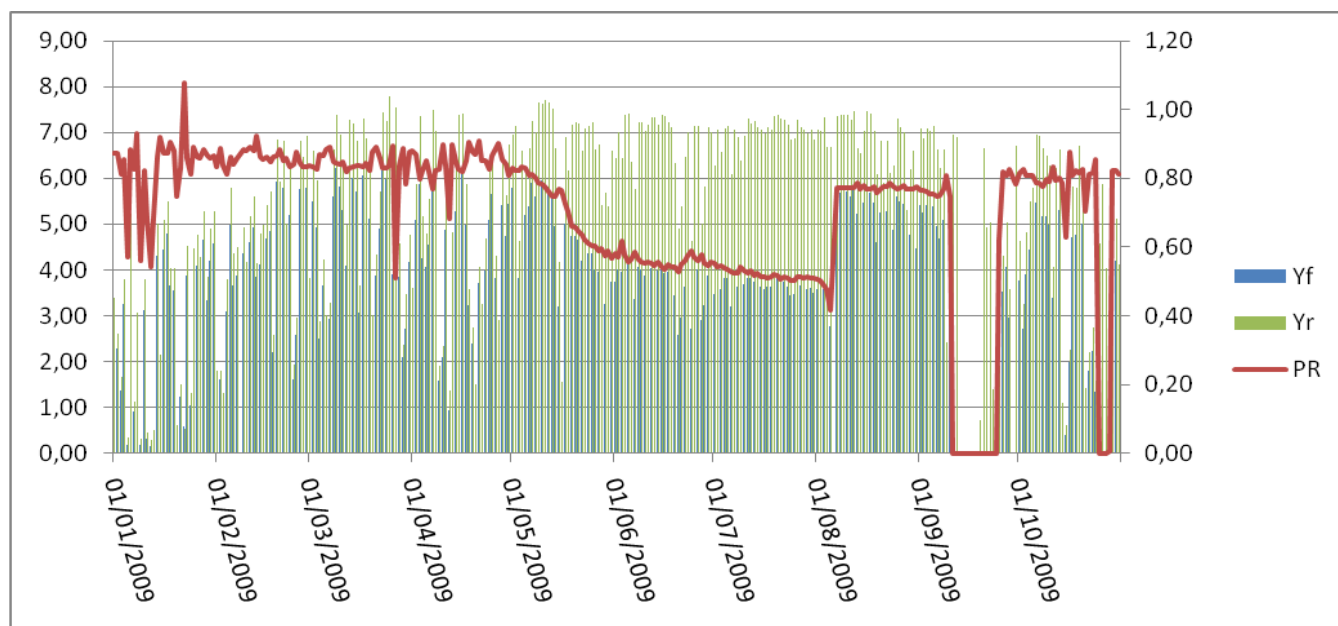


Figura 6.44 – Andamento degli indici per il sistema piano fisso D.

Si può notare un'improvvisa riduzione del valore del PR al sopraggiungere dei mesi estivi: questa riduzione è stata causata da un ombreggiamento sul sistema causato dalla vegetazione circostante, che ne ha ridotto notevolmente le prestazioni. Inoltre a causa di un problema al software di raccolta dati si ha un buco di dati alla fine del mese di Settembre.

Seppure presenti un rendimento non eccellente, il funzionamento (salvo i mesi di ombreggiamento) ha mostrato un valore pressoché costante durante l'intero periodo di analisi dati.

Si sottolinea l'utilizzo in questo caso della G_{30° invece della DNI: nel caso del modulo piano si utilizza la radiazione globale, non la diretta. In particolare viene preso come riferimento il valore ad un'inclinazione di 30° , pari cioè all'inclinazione del sistema.

IMPIANTO D : policristallino

(2009_01 – 2009_10) 10 mesi

$G_{NI_{rif}}$	1000	W/m^2
P_{MODULO}	162	W
$P_{SISTEMA}$	1620	W
S_{TOTALE}	13,13	m^2
celle/modulo	48	
moduli/sistema	10	
S_{MODULO}	$1,32 \times 0,99$	
FF	71	%
Quantità misurate	G_{30° ; E_{AC} ; Y_{f_AC} ; Y_R ; PR_{AC} ; η_{AC}	

Tab 6.21 – *Dati di targa e misurazioni effettuate sul sistema D.*

6.6 CONFRONTO TRA GLI IMPIANTI IN CONDIZIONI OTTIMALI

Dall'analisi effettuata sui diversi impianti su base annuale, si sono ricavati dei valori medi (in condizioni reali ed ottimali) di svariati parametri utili a fare un confronto.

È evidente che l'apparente contraddizione dei valori di DNI ricevuta sul sito - e quindi di Y_R - (che dovrebbero essere i medesimi a parità di periodo di analisi e località) viene meno sottolineando il diverso numero di giorni ottimali che si è avuto per ciascun impianto (seppure la località è la medesima, essendo stati utilizzati come confronto i dati raccolti dalla stazione meteorologica). Saranno conseguentemente differenti gli indici che si riferiscono alla radiazione ricevuta in tali giorni.

VALORI	SISTEMA A	SISTEMA B ovest	SISTEMA B est	SISTEMA C	SISTEMA D
Energia-DNI [kWh/m ²]	5,09	4,2	3,51	5,25	GNI_{30°} 5,56
En_{AC} [kWh]	20,84	7,87	5,82	10,45	6,55
η_{AC}	9,17	11,62	10,28	9,52	9,19
Y_R [h]	5,99	4,94	4,13	6,17	5,56
Y_f [h]	4,48	2,63	1,63	2,68	4,04
PR_{AC}	0,75	0,51	0,39	0,43	0,73
Ls	1,51	2,31	2,51	3,49	1,52

Tab 6.22 – Valori confrontati tra i diversi sistemi. I valori sono valori medi giornalieri calcolati su tutti i giorni di funzionamento ottimale dei diversi sistemi.

Si nota immediatamente che i valori migliori per l'indice prestazionale PR sono dati dal sistema A e dal sistema D (che effettivamente sono i sistemi che hanno avuto meno problemi durante l'intera fase di utilizzo).

In particolare il sistema A ha mostrato una miglior tecnologia di inseguimento rispetto agli altri sistemi analizzati.

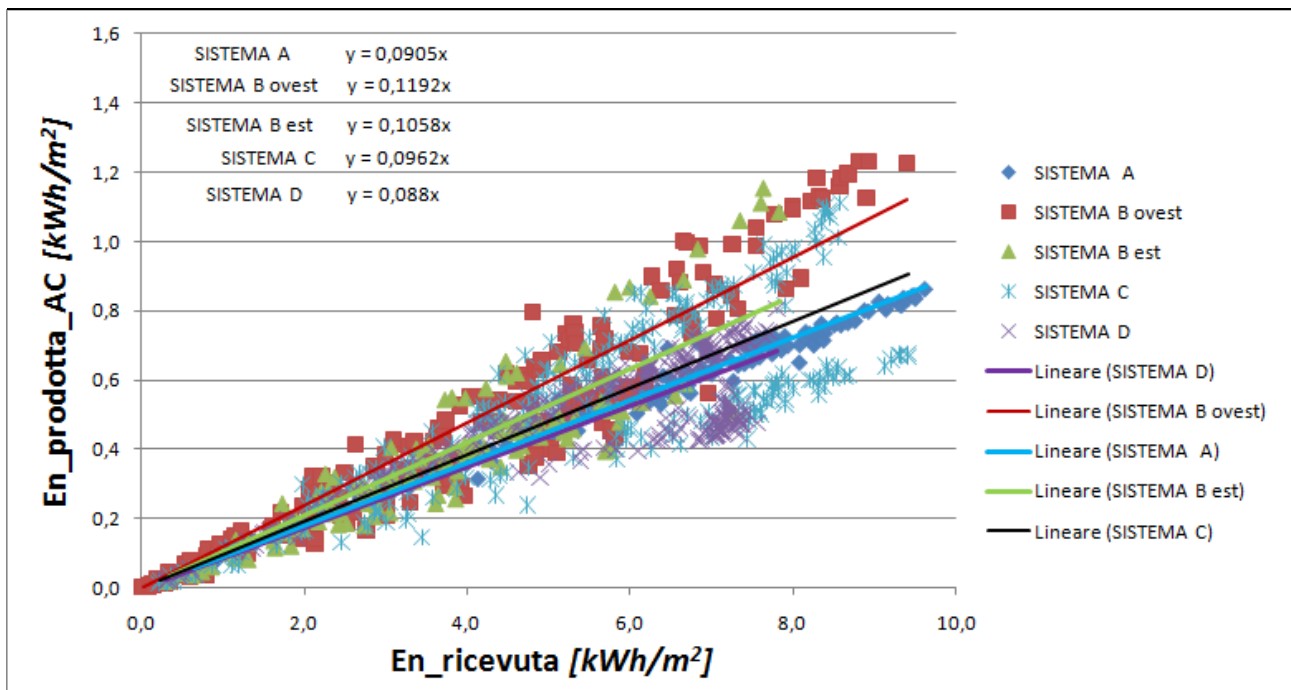


Figura 6.45 – I coefficienti angolari delle linee di tendenza sono indicativi del rendimento (valutato rapportando il valore di energia prodotta in AC con l'energia ricevuta). Tutti i valori sono stati normalizzati al metro quadro di superficie per poter opportunamente confrontare i diversi sistemi.

È indiscutibile che le prestazioni di un sistema non dipendano dunque esclusivamente dal rendimento di modulo, peraltro disatteso in quasi tutti i casi rispetto ai valori di targa.

In particolare si nota che i passaggi tra il rendimento di cella, modulo e sistema hanno avuto in tutti i casi un grave calo dei valori.

Il primo rendimento, quello di cella, è un fattore costitutivo della stessa.

Il secondo rendimento, quello di modulo, subisce una riduzione causata dal metodo di costruzione, dal collegamento tra la cella e la struttura del modulo, dai rendimenti ottici.

Il sistema infine riduce le proprie capacità produttive a causa dei collegamenti fra i vari moduli e delle varie perdite analizzate.

Nell'analisi delle condizioni ottimali non si sono potuti escludere i problemi costruttivi e di installazione che hanno ridotto il rendimento anche nei giorni ottimali, in quanto non causati da guasti ma da problemi insiti nel sistema.

Nel sistema D ad esempio si sono avuti diversi mesi di ombreggiamento che, nonostante il sistema funzionasse ad hoc, hanno ridotto i valori del rendimento medio (e dunque del PR medio) durante il periodo di funzionamento. A rigor di logica si sarebbe dovuto dunque supporre un valore di PR medio nei soli periodi privi di ombreggiamento: tale ragionamento porterebbe ad un PR medio pari a 0,81 , decisamente superiore al 0,73 ricavato.

Nel sistema C si sono avuti tre mesi di funzionamento a mezzo servizio, con solo uno dei due sottosistemi in funzione, che hanno causato una particolare riduzione del PR totale (nel caso in cui si facesse lo stesso ragionamento che si è fatto per il sistema D, si avrebbe un PR medio di 0,47). Inoltre si è avuta una riduzione del PR dovuta all'incremento della temperatura nei mesi caldi.

Un problema analogo si è avuto nel sistema A, che ha ridotto notevolmente il rendimento con l'aumentare della temperatura (come mostrato nei grafici).

Infine il sistema B ha avuto i maggiori problemi al sun-tracker che non hanno permesso di beneficiare al meglio della radiazione ricevuta ed hanno anche determinato un'importante serie di guasti tali da causare il fermo del sistema (non considerati nell'analisi in condizioni ottimali). Bisogna ricordare che il sistema EST ha avuto una gravissima riduzione delle prestazioni causata dalla condensa. Il sistema OVEST (che ha avuto anch'esso i problemi di condensa, seppur in minor quantità) ha subito perdite di mismatch notevolmente superiori alla norma a causa della diversità dei moduli (dove per norma si intende un sistema progettato con moduli della stessa tipologia).

IMPIANTO A : monocristallino

S_{TOT}	$22,3 \times 2 = 44,6$	m^2
$P_{SISTEMA}$	4,65	kW
celle/modulo	160	
moduli/stringa	13 / 2_sistemi-stringhe	
$C_{GEOMETRICA}$	25	<i>sol</i>
C_{OTTICA}	50	<i>sol</i>
η_{OTTICO}	80	%
AHA angolo accettaz	4	°
η_{CELLA}	16,7	%
η_{MODULO}	11,8	%
FF	78	%
$\eta_{INVERTER}$	96	%

IMPIANTO B : tripla giunzione InGaP

S_{TOT}	$16,13 \times 2$	m^2
$P_{SISTEMA}$	$3,92 \times 2$	kW
celle/modulo	10	
moduli/stringa	14	
stringhe/sistema	8	
$C_{GEOMETRICA}$	476	<i>sol</i>
C_{OTTICA}	380	<i>sol</i>
η_{OTTICO}	80	%
AHA angolo accettaz	1,15	°
η_{CELLA}	32	%
η_{MODULO}	24	%
FF	86	%

IMPIANTO C : multigiunzione

S_{MODULO}	5,18	m^2
P_{SISTEMA}	$2,92 \times 2$	kW
P_{Tot}	3,893	kW
S_{TOTALE}	15,55	m^2
celle/modulo	90	
moduli/sistema	3	
$C_{\text{GEOMETRICA}}$	700	<i>sol</i>
η_{CELLA}	37	%
η_{MODULO}	22	%

IMPIANTO D : policristallino

GNI_{rif}	1000	W/m^2
P_{SISTEMA}	1620	W
S_{TOTALE}	13,13	m^2
celle/modulo	48	
moduli/sistema	10	
FF	71	%
η_{CELLA}	12,12	%

6.7 ANALISI DELLE PERDITE E DEI GUASTI

Nell'analisi dei malfunzionamenti si esaminano le perdite percentuali che si riscontrano tra le condizioni reali ed ottimali (in cui cioè si escludono condizioni di blocco dell'impianto per manutenzione o guasti non risolvibili nell'arco della giornata).

PR	A	B est	B ovest	C	D
REALE	0,7	0,24	0,45	0,36	0,71
OTTIMALE	0,78	0,29	0,52	0,43	0,74
%	-10,26	-17,24	-13,46	-16,3	-4,05

Tab 6.23 – *Dati reali ed ottimali per i diversi sistemi studiati.*

Il sistema che ha subito meno guasti gravi (quindi presenta una minor differenza percentuale tra le condizioni ottimali e reali) è stato quello piano (D).

Al contrario il sistema B EST ha subito il maggior numero di fermi.

Il basso valore del sistema C è da imputare al minor numero di giorni analizzati. Incide particolarmente il fermo del mese di Maggio (avuto in questo impianto) sul totale dei giorni d'analisi.

La forte differenza che si ha tra le condizioni effettivamente riscontrate e quelle considerate ottimali è segno di una tecnologia non ancora matura per la fase commerciale. Essa può essere indicativa anche di un grave ritardo nella riparazione dei guasti avuti durante la fase di studio (seppure è stato sottolineato diverse volte che la fase di analisi che si è affrontata è stata incentrata anche sullo studio dei guasti ricorrenti, al fine di proporre in fase commerciale una tecnologia matura ed adeguata ad una produzione continua senza i numerosi blocchi che si sono riscontrati).

I guasti sicuramente più ricorrenti si sono avuti nei sistemi di inseguimento e sono causati da un mancato o ritardato inseguimento, da una incapacità di raggiungere determinate altezze solari, da una rottura dei componenti meccanici o semplicemente da un'erronea configurazione del software. Problemi di software si sono avuti a volte anche nella fase di raccolta dati, ma sono guasti più rapidamente risolvibili.

SISTEMA A	REALE	OTTIMALE	%
DNI _{DAY} [Wh/m ²]	4747,97	5093,29	-6,78
En _{DC1} [Wh]	8909,25	10404,58	-14,37
En _{DC2} [Wh]	9091,26	10620,97	-14,40
η _{DC1}	8,41	9,37	-10,25
η _{DC2}	8,59	9,5	-9,58
En _{AC} [Wh]	17871,12	20840,95	-14,25
η _{AC}	8,44	9,57	-11,81
Y _R	5,59	5,99	-6,68
Y _{f,DC1} [h]	3,83	4,48	-14,51
Y _{f,DC2} [h]	3,91	4,57	-14,44
PR _{DC1}	0,69	0,76	-9,21
PR _{DC2}	0,7	0,77	-9,09
Y _f [h]	3,84	4,48	-14,29
PR _{AC}	0,7	0,78	-10,26
T _{RETRO_media_giorno} [°C]	36,96	38,83	-4,82
T _{AMB_media_giorno} [°C]	20,59	20,7	-0,53
Ls	1,75	1,51	15,89

SISTEMA B	REALE ovest	OTTIMALE ovest	%	REALE est	OTTIMALE est	%
Energia-DNI [kWh/m ²]	3,79	4,24	-10,61	2,47	2,56	-3,52
En. DC [kWh]	7,18	8,6	-16,51	4,03	4,81	-16,22
Rendimento-Energetico-DC [%]	9,63	12,17	-20,87	9,49	8,48	11,91
En. AC [kWh]	6,75	8,09	-16,56	3,73	4,47	-16,55
Rendimento-Energetico-AC [%]	8,77	11,4	-23,07	6,31	7,68	-17,84
Y _{f,DC}	2,4	2,88	-16,67	1,13	1,34	-15,67
Y _{f,AC}	2,26	2,71	-16,61	1,04	1,25	-16,80
Y _R	4,49	4,99	-10,02	2,9	3,01	-3,65
PR _{DC}	0,49	0,56	-12,50	0,36	0,32	12,50
PR _{AC}	0,45	0,52	-13,46	0,24	0,29	-17,24
Ls	2,23	2,28	-2,19	1,86	1,76	5,68

SISTEMA C	REALE	OTTIMALE	%
En_day [kWh]	8,71	10,45	-16,65
DNI_day [kWh/m ²]	5,08	5,25	-3,24
Rendimento Energetico [%]	7,96	9,52	-16,39
Y _f	2,24	2,68	-16,42
Y _R	5,98	6,17	-3,08
PR	0,36	0,43	-16,28
Ls	3,74	3,49	7,16

SISTEMA D	REALE	OTTIMALE	%
En_day [kWh]	6,25	6,55	-4,58
G30°_day [kWh/m ²]	5,51	5,56	-0,90
Rendimento Energetico [%]	8,8	9,19	-4,24
Y _f	3,86	4,04	-4,46
Y _R	5,51	5,56	-0,90
PR	0,71	0,74	-4,05
Ls	1,65	1,52	8,55

6.8 ANALISI ECONOMICA DI CONFRONTO FRA LE DIVERSE TECNOLOGIE

A partire dai dati di mercato sul costo in €/W delle celle (valori che subiscono rapide variazioni anche nel giro di pochi mesi, a causa della rapida crescita del mercato del fotovoltaico degli ultimi anni) è possibile fare delle analisi per individuare i costi del kWh prodotto mediante gli impianti utilizzati. In particolare si nota che nell'anno 2009 il boom dei mercati di Cina, India e Taiwan ha causato una drastica riduzione dei prezzi.

Componente (per fotovoltaico piano)	Costo €/W 2008	Costo €/W Dic 2009
Modulo in silicio monocristallino	3,02	1,75÷1,9
Modulo in silicio policristallino	2,8	1,9÷2
Modulo in CdTe (telluro di cadmio)	1,85	1,7
Modulo in silicio amorfo (a-Si)	1,4	-
Inverter	13% del costo di impianto	0,18
Strutture e telai	63 €/mq	-

Tab 6.24 – Dati aggiornati ad dicembre 2009 (secondo Photon International).

L'incremento di costo tra il modulo ed il sistema è variabile in funzione del tipo di sistema e dei meccanismi di produzione degli stessi. Mediamente, al variare della nazione di produzione, si hanno incrementi tra modulo e sistema compresi tra il 70÷180%.

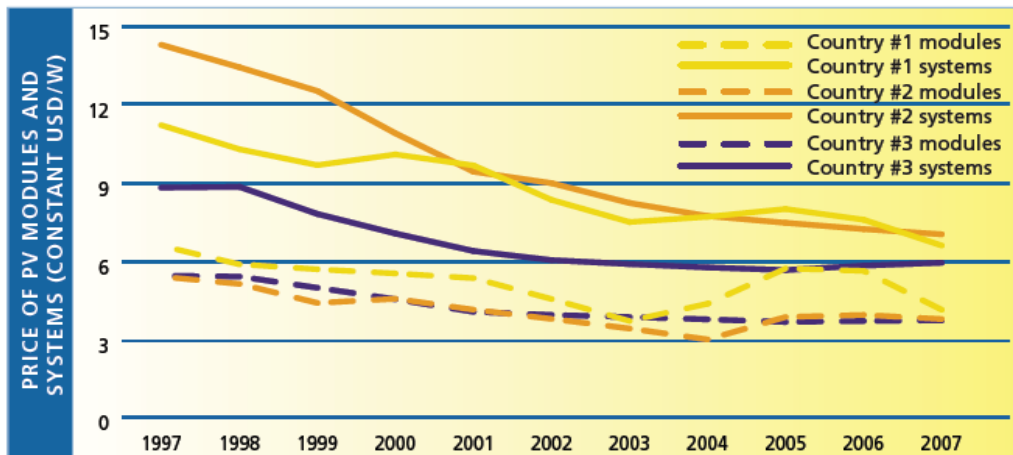


Fig.6.45 – Prezzi di sistema e di modulo in \$/W dal 1997 al 2007 per tre diversi scenari.

Utilizzando il metodo utilizzato da “G.Almonacid – *The CPV Challenge: Achieving Grid Parity – Universidad de Jaèn*” si può ricavare il valore del costo medio livellato: esso è un parametro indicativo del prezzo minimo di vendita dell’energia prodotta che serve a recuperare i costi di installazione ed esercizio durante la vita utile dell’impianto.

Mediante l’analisi del LEC (Levelised Electricity Cost) si ha la possibilità di confrontare diverse tecnologie di generazione dell’energia.

Viene utilizzata la formula:

$$LEC = \frac{TLCC}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}$$

dove:

- *Total Life-Cycle Cost* è dato da:

$$TLCC = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}$$

con C_n pari ai costi (oneri finanziari, O&M, riparazione, etc.) nel periodo n di riferimento;

- Q_n pari all’energia prodotta nell’anno n ;
- d è il tasso d’inflazione (discount rate);
- N è il periodo di analisi (pari alla vita utile).

Utilizzando i valori di energia mediamente prodotta durante il funzionamento ottimale (in cui cioè il sistema ha funzionato in maniera ottimale, a prescindere dalle condizioni meteo che si sono avute nelle giornate considerate) è possibile effettuare un'analisi sui costi livellati per le diverse tecnologie, utilizzando i dati seguenti:

SISTEMA A	REALE	OTTIMALE	%
DNI _{DAY} [Wh/m ²]	4747,97	5093,29	-6,78
En _{AC} [Wh]	17871,12	20840,95	-14,25
η _{AC}	8,44	9,57	-11,81
Y _R	5,59	5,99	-6,68
Y _f [h]	3,84	4,48	-14,29
PR _{AC}	0,7	0,78	-10,26
T _{RETRO} _{media_giorno} [°C]	36,96	38,83	-4,82
T _{AMB} _{media_giorno} [°C]	20,59	20,7	-0,53
Ls	1,75	1,51	15,89

SISTEMA B	REALE ovest	OTTIMALE ovest	%	REALE est	OTTIMALE est	%
Energia-DNI [kWh/m ²]	3,79	4,24	-10,61	2,47	2,56	-3,52
En. AC [kWh]	6,75	8,09	-16,56	3,73	4,47	-16,55
Rendimento-Energetico-AC [%]	8,77	11,4	-23,07	6,31	7,68	-17,84
Y _f _{AC}	2,26	2,71	-16,61	1,04	1,25	-16,80
Y _R	4,49	4,99	-10,02	2,9	3,01	-3,65
PR _{AC}	0,45	0,52	-13,46	0,24	0,29	-17,24
Ls	2,23	2,28	-2,19	1,86	1,76	5,68

SISTEMA C	REALE	OTTIMALE	%
En _{day} [kWh]	8,71	10,45	-16,65
DNI _{day} [kW/m ²]	5,08	5,25	-3,24
Rendimento Energetico [%]	7,96	9,52	-16,39
Y _f	2,24	2,68	-16,42
Y _R	5,98	6,17	-3,08
PR	0,36	0,43	-16,28
Ls	3,74	3,49	7,16

SISTEMA D	REALE	OTTIMALE	%
En_day [kWh]	6,25	6,55	-4,58
G30°_day [kW/m ²]	5,51	5,56	-0,90
Rendimento Energetico [%]	8,8	9,19	-4,24
Y _f	3,86	4,04	-4,46
Y _R	5,51	5,56	-0,90
PR	0,71	0,74	-4,05
Ls	1,65	1,52	8,55

Per effettuare i calcoli si è ipotizzato dunque un valore medio di costo di investimento del sistema pari a circa 7000 €/kW_{INSTALLATO} (in cui sono presenti tutte le voci di costo, da quello dei materiali a quello del lavoro) e dei costi di manutenzione annui pari a circa 500€.

Si è inoltre analizzato il caso di una vita utile di 30 anni con un discount rate pari al 7%.

Nel caso del sistema D, il costo del kW_{INSTALLATO} è stato valutato pari a 5000 €/kW_{INSTALLATO}, essendo il sistema piano meno oneroso del sistema a concentrazione ad inseguimento biassiale.

Per i sistemi C e D si è preferito utilizzare i valori di PR pari rispettivamente a 0,47 e 0,81, al fine di avere un'analisi dei costi più prossima ad un valore realistico.

SISTEMA	A	B ovest	B est	C	D
En _{AC} day [kWh]	20,84	8,09	4,47	16,95	7,29
En _{AC} annua [kWh]	7606,6	2952,85	1631,55	6187,10	2662,45
Potenza installata [kW]	4,65	3,92	3,92	5,84	1,62
Superficie sistema [m ²]	45	16,13	16,13	15,55	13,13
DNI (G30°) annua [kWh/m ²]	1782,6	1231,3	1219,93	1916	2029
LEC [€/kWh]	0,208	0,479	0,867	0,301	0,257

Tab 6.25 – I valori utilizzati di EN_{AC} e di DNI annuali (differenti a causa dei diversi giorni “ottimali” considerati) sono stati ricavati dai dati riguardanti il funzionamento ottimale dei sistemi.

I valori ricavati di LEC mostrano che il sistema A è ai limiti della competitività, mentre si è ancora in ritardo per gli altri sistemi. Banalmente il sistema B est, a causa della scarsa efficienza mostrata, presenta dei valori eccessivi. Per quanto riguarda il sistema D è evidente che se non si

fossero presentati i problemi riscontrati (ad esempio l'ombreggiamento) il LEC sarebbe sicuramente a valori inferiori.

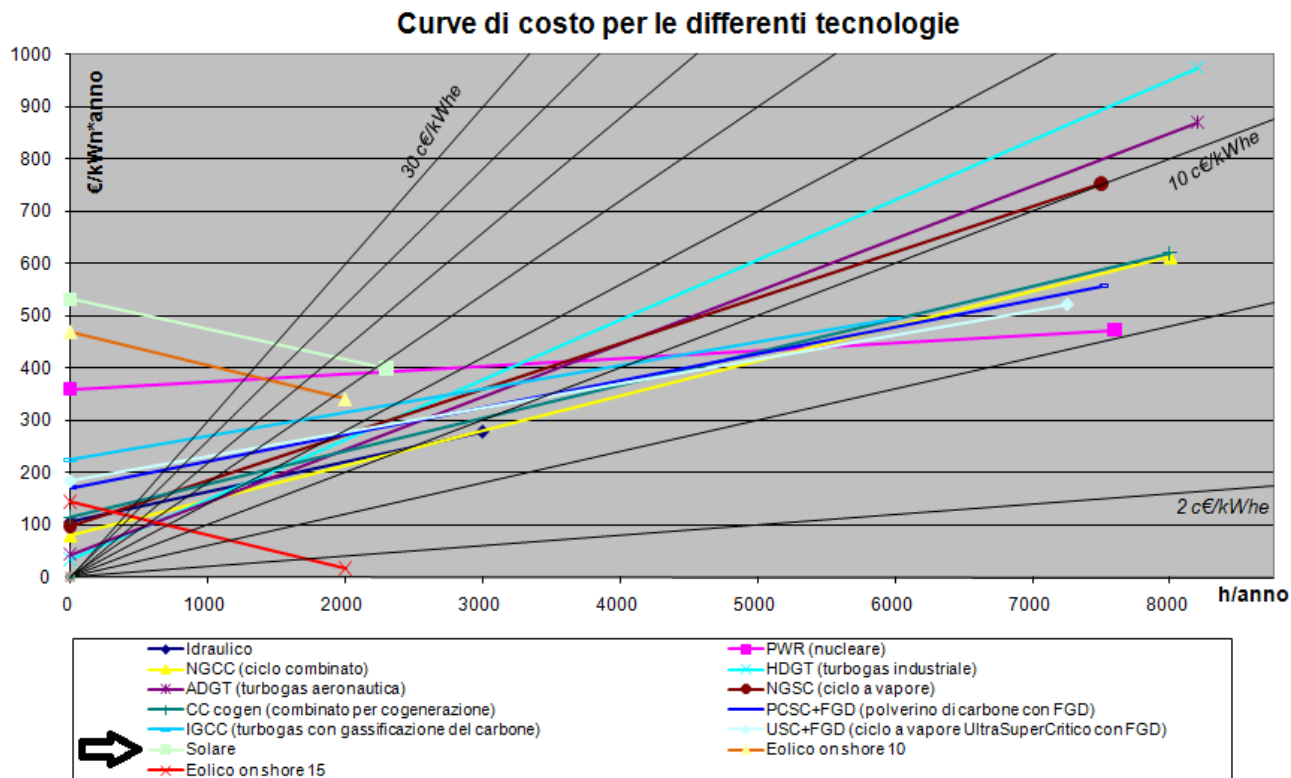


Figura – Confronto dei costi per diverse tecnologie di generazione dell'energia elettrica.

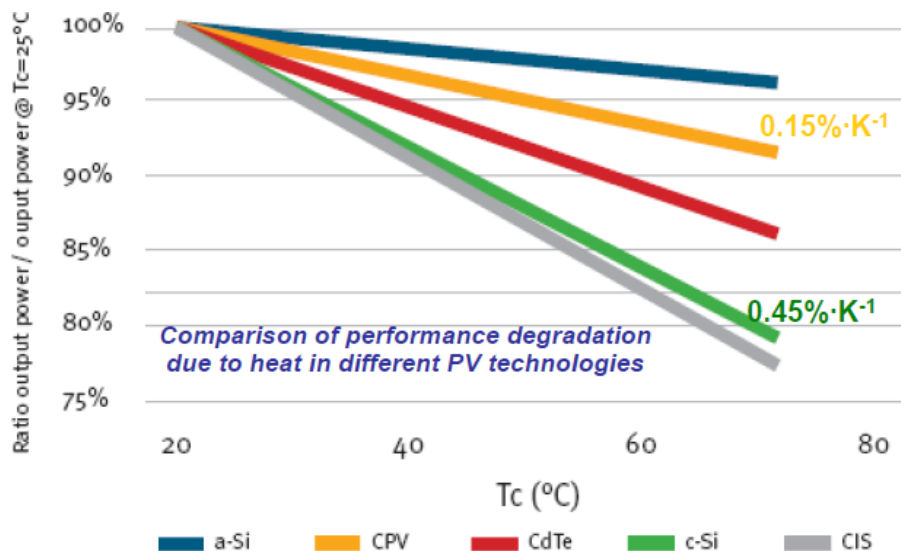
6.9 IPOTESI DI UTILIZZO IN UN DIVERSO SITO

Ipotizzando l'utilizzo dei sistemi studiati in località differenti, bisogna capire quali sono le differenze tra i diversi siti.

Nel caso di un'analisi comparata tra Catania e Milano, si deve sottolineare in particolare l'incidenza di due fattori sul valore dell'energia prodotta: le variazioni sulla E_{DNI} incidente sui diversi siti e quelle che possono incidere sul valore del PR (ricordando che il PR è un indice creato appositamente per il confronto tra diversi tipi di tecnologia per diverse località).

In particolare si ha che nel sito di Milano la radiazione diretta incide annualmente per una percentuale inferiore di circa il 42% rispetto al sito di Catania; inoltre i valori di temperatura sono sufficientemente differenti nei mesi "caldi" (i mesi in cui si ha un valore di temperatura dell'aria tale per cui l'efficienza di conversione subisce un decremento a causa di una eccessiva temperatura di modulo) tali da provocare variazioni sul valore di PR.

La variazione di PR con la temperatura è dipendente dal tipo di tecnologia utilizzata. Si riportano a tal proposito le variazioni del coefficiente $\gamma = \frac{dP_{max}}{dT} \cdot P_{max}$ al variare della temperatura:



Inoltre bisogna "pesare" questa variazione di PR ai soli mesi considerati "caldi", in cui si sono riscontrate condizioni termiche tali da incrementare eccessivamente le temperature di retro modulo (mediamente quando si superano i 20°C: da Giugno a Settembre per Milano; da Maggio ad Ottobre nel caso di Catania).

Considerando i valori di riduzione dovuta alle sovraturetemperature nei diversi mesi tra Catania e Milano, il diverso numero di mesi caldi ed il diverso valore del coefficiente di riduzione causato dall'eccesso di temperatura in funzione della tecnologia, si ha dunque:

MILANO	Temperatura media di giorno nei diversi mesi	CATANIA
4,1	Gen	12,5
6,6	Feb	12,8
10,7	Mar	14,2
13,9	Apr	16,2
19,2	Mag	20,5
23,1	Giu	24,6
25	Lug	27,2
24,4	Ago	27,6
20,3	Set	24,6
15,6	Ott	21,7
9,4	Nov	17,5
5,1	Dic	14,1

VALORI	SISTEMA A monocristallino	SISTEMA B 3J InGaP OVEST	SISTEMA B 3J InGaP EST	SISTEMA C multi J	SISTEMA D fisso policristallino
$\gamma = \frac{dP_{max}}{dT} * P_{max}$ [%°C]	0,38	0,2	0,2	0,18	0,42
Riduzioni nei 6 mesi caldi CT (+ 20÷28 °C)	-10%	-4%	-4%	-3,6%	-8,4%
Riduzioni nei 4 mesi caldi MI (+ 20÷25 °C) $dT(Mi-Ct) = -12,7\%$ (nei mesi estivi)	-7,2%	-3,8%	-3,8%	-3,4%	-7,9%

PR CATANIA	Mag-Ott 6 mesi caldi	0,390	0,260	0,145	0,235	0,405
	6 mesi freddi	0,390	0,260	0,145	0,235	0,405
	TOT CT	0,780	0,520	0,290	0,470	0,810
PR MILANO	6 mesi freddi	0,390	0,260	0,145	0,235	0,405
	+ 2 mesi freddi	0,130	0,087	0,048	0,078	0,135
	Giu-Sett 4 mesi caldi	0,361	0,182	0,102	0,166	0,287
	TOT MILANO	0,881	0,529	0,295	0,479	0,827

Bisogna considerare anche la variazione sui valori di radiazione che giungono nei due siti, per giungere infine a valutare la differenza di energia prodotta tra Milano e Catania.

$$E_{PROD} = PR \times \left(\frac{E_{DNI}}{DNI} \right) \times P_0$$

VALORI	SISTEMA A monocristallino	SISTEMA B 3J InGaP OVEST	SISTEMA B 3J InGaP EST	SISTEMA C multi J	SISTEMA D fisso policristallino
Energia-DNI CT [kWh/m ²]	4,5				G 30° 5,32
Energia-DNI MI [kWh/m ²] (inferiore del 42%)	2,63				4,02 G30° (inferiore del 24%)
$\gamma = dP_{max}/dT * P_{max}$ [%/°C]	0,38	0,2	0,2	0,18	0,42
Riduzioni nei mesi estivi CT (+16÷26 °C)	-10%	-4%	-4%	-3,6%	-8,4%
Riduzioni nei mesi estivi MI (+14÷23 °C) <i>dT(Mi-Ct) = -5,3%</i> (nei mesi estivi)	-7,2%	-3,8%	-3,8%	-3,4%	-7,9%
PR_{AC} CT	0,780	0,520	0,290	0,470	0,810
PR_{AC} MI	0,881	0,529	0,295	0,479	0,827
% di incremento sul PR	12,96%	1,75%	1,75%	1,96%	2,11%
Potenza installata [kW]	4,65	3,92	3,92	5,84	1,62
En_{AC} CT [kWh/day]	19,221	10,802	6,024	14,546	8,213
En_{AC} MI [kWh/day]	12,685	6,422	3,581	8,665	6,337
% MI-CT	-34,01%	-40,55%	-40,55%	-40,43%	-22,84%
LEC CT [€/kWh]	0,226	0,359	0,643	0,351	0,257
LEC MI [€/kWh]	0,342	0,604	1,082	0,589	0,333
Δ(LEC) %	+51,3%	+68,2%	+68,3%	+67,8%	+29,6%

Tab – I valori di DNI e G30° utilizzati in questo caso sono stati ricavati dai dati medi annuali sui due siti.

In un ulteriore scenario si è ipotizzata una riduzione dei costi di manutenzione del sistema D: dai 500 €/anno considerati per tutti i sistemi a concentrazione si è passati a 300€/anno.

Per valutare questi costi si è supposta la sostituzione degli inverter del sistema ogni 5 anni di vita, ipotizzando un costo di inverter circa pari a 900€/kW.

Inoltre per valutare l'effetto dell'invecchiamento sul sistema piano i valori del PR utilizzati saranno modificati dai valori di 0,81 e 0,827, ai valori di 0,73 e 0,75. Così facendo i valori di energia prodotta saranno rispettivamente 7,402 kWh/day per Catania e 5,476 kWh/day per Milano.

Si ottengono dunque per il sistema D dei LEC di 0,211 e di 0,274 per i due siti.

Dall'analisi effettuata su entrambi gli scenari si evince che l'energia media prodotta quotidianamente nel sito più caldo è generalmente maggiore.

Inoltre si nota che la diminuzione sul sistema piano D è inferiore rispetto ai sistemi a concentrazione a causa di una minor riduzione percentuale della GNI rispetto alla DNI nei due diversi siti.

In seguito alle considerazioni svolte si evince che, soltanto in caso di tecnologie che subiscono forti decrementi del rendimento a causa della temperatura, rimane comunque vantaggioso economicamente l'utilizzo nel sito milanese, in quanto nei mesi caldi si riesce a produrre energia con minori perdite rispetto a quanto non avvenga nel sito catanese maggiormente caldo (vedere il caso del sistema A).

L'analisi dei LEC e delle variazioni percentuali degli stessi tra i due siti è un'ulteriore conferma dell'analisi energetica svolta.

CONCLUSIONI E PROSPETTIVE

In conclusione è possibile affermare che la generazione di energia elettrica mediante il fotovoltaico a concentrazione permette il raggiungimento di *costi di produzione* prossimi ma non ancora competitivi alle tecnologie dei combustibili fossili (vedi sistema A).

L'analisi su un *sito differente* ha mostrato che il fotovoltaico a concentrazione risente particolarmente della latitudine nel caso di un maggior valore di concentrazione, in quanto le temperature di retro modulo che si raggiungono sono maggiori nel caso in cui la temperatura ambiente sia particolarmente elevata. Il confronto con il sistema piano ha mostrato anche l'influenza della percentuale della radiazione diretta rispetto alla globale per diverse latitudini.

Il dato più negativo che si è ricavato da quest'analisi è dato dalla *disponibilità* dei sistemi.

I ragionamenti ed i confronti sono sempre stati fatti nelle condizioni denominate "*ottimali*" in cui il sistema ha funzionato correttamente (a prescindere dalla situazione meteo che si è presentata sul sito in questione). Quest'analisi è stata fondamentale per avere dei valori verosimili, in quanto le condizioni "*reali*" hanno mostrato una grande differenza rispetto alle condizioni utilizzate per i confronti.

Durante il periodo di studio gran parte degli impianti ha presentato guasti tali da bloccare il funzionamento del sistema per tempi più o meno lunghi. La ricorrenza di questi eventi è stata particolarmente elevata e tale da rendere le condizioni reali inaccettabili per un confronto di qualsiasi genere.

Sotto questo punto di vista, dunque, si può affermare che la tecnologia non è ancora matura, in quanto mostra diversi problemi che si sono presentati verosimilmente per il livello ancora *prototipale* dei sistemi analizzati. Sicuramente per entrare nella fase commerciale bisogna aumentare la disponibilità dei sistemi, per far sì che il funzionamento *ottimale* diventi la norma.

Per quanto riguarda invece i *malfunzionamenti* che non hanno causato un blocco della produzione, si ha la possibilità di intervenire per ottenere un ulteriore miglioramento del $PR_{OTTIMALE}$ e far sì che i costi di generazione possano ridursi ulteriormente fino ai livelli di competitività.

NOMENCLATURA

E	<i>kWh</i>	Energia
m	<i>kg</i>	Massa
c	<i>m/s</i>	Velocità della luce
FER		Fonti di Energia Rinnovabile
e⁺		Positrone
γ		Fotone
ν_e		Neutrino
H		Idrogeno
He		Elio
ΔV	<i>V</i>	Differenza di potenziale
ΔT	<i>°C</i>	Differenza di temperatura
N		Numero di termocoppie
α		Coefficiente dipendente dai materiali
I_{diff}	<i>kWh/m²</i>	Irradianza diffusa
I_{glob}	<i>kWh/m²</i>	Irradianza globale
I_{norm}	<i>kWh/m²</i>	Irradianza sul piano normale
θ_z	<i>°</i>	Angolo di incidenza
u	<i>m/s</i>	Velocità del vento
a		Coefficiente di calibrazione
ω	<i>°/s</i>	Velocità angolare
u₀	<i>m/s</i>	Soglia iniziale
V_u	<i>V</i>	Tensione d'uscita in funzione della direzione
a		Coefficiente dipendente dall'angolo
V	<i>V</i>	Tensione
θ	<i>°</i>	Angolo indicativo della direzione del vento
R	<i>Ω</i>	Resistenza
R₀	<i>Ω</i>	Resistenza di calibrazione

A,B,C			Costanti della relazione di Callendar-van Dusen
t	$^{\circ}C$		Temperatura
E_{λ}	J		Energia del fotone
λ	m		Lunghezza d'onda
h			Costante di Plank
c	m/s		Velocità della luce
I_{ph}	A		Corrente generata dal fotone incidente
k			Costante funzione del tipo di cella
A	m^2		Superficie cella
G			Radiazione incidente
I_j	A		Corrente di ricombinazione
I_0	A		Corrente di saturazione inversa della giunzione
U_j	V		Tensione agli estremi della giunzione
V_j	V		Tensione agli estremi della giunzione (definizione alternativa)
q	eV		Carica dell'elettrone
K			Costante di Boltzmann
T	K		Temperatura assoluta della giunzione
m			Coefficiente di non idealità della giunzione
R_{sh}	Ω		Resistenza di shunt
R_s	Ω		Resistenza in serie
I_{sh}	A		Corrente di shunt
R_s	Ω		Emitter resistance
R_b	Ω		Resistance of the base
R_{fc}	Ω		Front contact resistance
R_{bc}	Ω		Back contact resistance
R_f	Ω		Finger contact resistance
R_{bb}	Ω		Collecting busbar resistance
U_{oc}	V		Tensione a circuito aperto
I_{sc}	A		Corrente di cortocircuito
P_{id}	kW		Potenza ideale

P_{\max}	kW	Potenza massima
I_m	A	Corrente massima
V_m	V	Tensione massima
FF	$\%$	Fill Factor (o Fattore di riempimento)
R_s	m	Raggio del Sole
R_{SE}	m	Distanza media Terra-Sole
η	$\%$	Rendimento di cella
MPPT		Maximum Power Point Tracker
NOCT		Nominal Operating Cell Temperature
T_a	$^{\circ}C$	Temperatura ambiente
T_c	$^{\circ}C$	Temperatura di retromodulo (o di cella)
η_{glob}	$\%$	Rendimento globale di modulo
P_{sun}	kW	Potenza irradiata dal Sole
η_{riemp}	$\%$	Rendimento di riempimento
η_{incap}	$\%$	Rendimento di incapsulamento
η_{irr}	$\%$	Rendimento di irradianza disuniforme
η_C	$\%$	Rendimento di conversione fotovoltaica
η_{TR}	$\%$	Rendimento di trasmissione ottica
η_{MIS}	$\%$	Rendimento di mismatch
C		Rapporto di concentrazione geometrica
A_{conc}	m^2	Area concentratore
A_{ric}	m^2	Area ricevitore
θ_{max_in}	$^{\circ}$	Massimo angolo d'ingresso al concentratore
θ_{max_out}	$^{\circ}$	Massimo angolo d'uscita dal concentratore
n		Indice di rifrazione
r_1	m	Raggio dell'emettitore sferico
r_2	m	Distanza tra emettitore e ricevitore
P_{rad}	kW	Potenza radiante
σ		Costante Stefan-Boltzmann
T_s	$^{\circ}C$	Temperatura del corpo radiante (sorgente)
T_r	$^{\circ}C$	Temperatura del ricevitore

AHA	°	Angolo massimo di accettazione
TPV		ThermoPhotoVoltaic (progetto EPRI)
CPC		Compound Parabolic Concentrator
P(t)		Prezzo medio del prodotto al tempo t
q(t)		Produzioni cumulative al tempo t
b		Coefficiente d'apprendimento
PR		Progress Ratio
E_{DNI}	<i>kWh/m²</i>	Irraggiamento solare diretto normale incidente
DNI	<i>W/m²</i>	Irradianza Diretta Normale
Y_R	<i>hour</i>	Reference Yield
Y_f	<i>hour</i>	Array Yield
P₀	<i>kW</i>	Potenza nominale
E_{DC}	<i>kWh</i>	Energia prodotta a monte dell'inverter
E_{AC}	<i>kWh</i>	Energia prodotta a valle dell'inverter
PR		Performance Ratio
L_c	<i>hour</i>	Perdite in DC
L_s	<i>hour</i>	Perdite di sistema
E_G		Energy Gap
AM		Air Mass
J		Densità di corrente
s		Risposta spettrale assoluta della cella di riferimento alla lunghezza d'onda λ
G_{sλ}	<i>W×m⁻²×μm⁻¹</i>	Irraggiamento spettrale assoluto alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale di riferimento
G_λ	<i>W×m⁻²×μm⁻¹</i>	Irraggiamento spettrale assoluto alla lunghezza d'onda λ della distribuzione spettrale della radiazione solare, naturale o simulata
η_P	%	Rendimento di potenza
η_C	%	Fattore di conversione
P_{aAC}	<i>kW</i>	Potenza attiva in AC

P_{aDC}	kW	Potenza attiva in DC
P_{fAC}	kW	Potenza fondamentale
P_{fDC}	kW	Potenza media (tensione media \times corrente media)
η_R	%	Efficienza d'uscita
P_0	kW	Potenza d'uscita
P_i	kW	Potenza d'ingresso al condizionatore di potenza
η_E	%	Rendimento energetico
W_0	kWh	Energia in uscita
W_i	kWh	Energia in ingresso al condizionatore di potenza
P_a	kW	Potenza attiva
$v(t)$	V	Tensione variabile
$P(t)$	kW	Potenza variabile
$i(t)$	A	Corrente variabile
T		Periodo
PF	%	Power Factor (fattore di potenza)
η_{WT}	%	Efficienza media pesata
K_i		Coefficiente di peso
η_{ER}	%	Rendimento energetico specificato
$\eta_{1/4}, \dots$	%	Rendimenti ai diversi livelli di potenza

SAD		Sistema Acquisizione Dati
CSTC		Standard Test Conditions (STC)
V_{mpp}	V	Tensione di massima potenza
I_{mpp}	A	Corrente di massima potenza
NOCT		Nominal Operative Cell Temperature
MOCVD		Metal Organic Chemical Vapour Deposition
PMMA		Poli Metil Metacrilato
DTIRC		Dielectric filled Total Internal Reflecting Concentrator
C_{geom}		Concentrazione geometrica
A_p	m^2	Area di apertura della lente
A_c	m^2	Area attiva della cella

C_{ottica}		Fattore di concentrazione ottica
LEC	$€/kWh$	Levelised Electricity Cost
TLCC	$€/kWp$	Total Life-Cycle Cost
C_n	$€/year$	Costi d'investimento
Q_n	$kWh/year$	Energia prodotta nell'anno n
d	$\%$	Discount Rate
N	$year$	Periodo di analisi (pari alla vita utile)
γ		Coefficiente di perdita di potenza al variare della temperatura

BIBLIOGRAFIA

- [1] Antonio Luque, Steven Hegedus – Handbook of Photovoltaic Science and Engineering – Wiley 2003.
- [2] Tom Markvart, Luis Castaner – Practical Handbook of Photovoltaics (Fundamentals and Applications) – Elsevier 2003.
- [3] Andrea Abete, Filippo Spertino - Generatori e impianti fotovoltaici – PoliTo 2001-02.
- [4] Simone Maenza – La progettazione fluidodinamica di una microturbina eolica – Tesi Università di Catania 2007.
- [5] Daniela Fasanaro – Misura delle grandezze radiometriche fondamentali per la caratterizzazione dei sistemi fotovoltaici a concentrazione presso il sito Enel di Passo Martino – Tesi Università di Catania.
- [6] Johan Nilsson – Optical Design and Characterization of Solar Concentrators for Photovoltaics – Lund University 2005.
- [7] Normative: CEI EN 61724, CEI 11-20, CEI EN 61683, CEI-82_081028, CENELEC_82_494, CEI 61646, CEI 60904-7, CEI EN 60904-1, CEI EN 61215, CENELEC 82_488, CENELEC 60891.
- [8] G.Almonacid – The CPV Challenge: Achieving Grid Parity – Universidad de Jaèn.
- [9] Tina G., Scrofani S. – Electrical and Thermal Model for PV Module: Temperature Evaluation – University of Catania.
- [10] Ward Bower, Chuck Whitaker, William Erdamn, Michael Behnke, Mark Fitzgerald – Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected PV Systems.
- [11] Tina G., Abate R. – Experimental Verification of Thermal Behaviour of Photovoltaic Modules – University of Catania.
- [12] Carl Osterwald – NREL LAB – Thermal Model Development For Energy Rating of Photovoltaic Module.
- [13] Alsema E.A. – The real environmental impact of crystalline silicon PV modules: *an analysis based on up-to-date manufacturers data* - European PV Solar Energy Conference.
- [14] Coiante D. – Le nuove fonti di energia rinnovabile

- [15] Enel – Divisione Ingegneria ed Innovazione – Rapporti Tecnici.
- [16] www.terna.it (Dati Terna sulla Produzione).
- [17] www.GSE.it (Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia; Il Solare – Dati sulla produzione).
- [18] www.IEA.com (Annual Report; Trends in Photovoltaic Applications).
- [19] Photon Consulting – Resoconti annuali.

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il dott. Francesco Aleo che mi ha permesso di sviluppare questo lavoro di tesi.

Ringrazio l'intero gruppo di lavoro: Giovanni, Daniela, Paola, Antonluca, Marialuisa, Daniele, Placido, Mario, Santo, Salvo, Daniele.

Ringrazio Nino, senza il quale la mia permanenza a Milano sarebbe stata decisamente impossibile.

Ringrazio Donato, Cristiano, Gigi, e anche Alessandro: essere coinquilini è una cosa complicata, mi avete sopportato abbastanza!

Ringrazio tutti i ragazzi del gruppo di capoeira Oxossi di Milano: in particolare Alexandre, Anna e Michele, che sono stati più che degli amici per me in questi anni e resteranno per sempre i miei fratelli.

Ringrazio tutte le persone che ho trovato a Milano, quelli che rimarranno amici veri e quelli che rimarranno solo conoscenze occasionali: ognuno di voi mi ha lasciato qualcosa e spero di avervi trasmesso qualcosa di mio.

Ringrazio Pietro Maenza, per avermi aiutato fino alle due di notte nella correzione della tesi.

Ringrazio Liliana Pezzino, per sopportare i miei eccessi ed i miei "stinnicchi".

Ringrazio Giampiero Maenza, per l'aiuto che mi ha dato in mille ed una occasioni.

Ringrazio Nico per l'affetto incondizionato.

La mia famiglia mi ha sostenuto in questo tragitto fra tutte le difficoltà e finalmente questo percorso si è concluso...

Auguratemi in bocca al lupo per il futuro!!!

Simone

APPENDICE

IMPIANTO A : monocristallino

(2009_02 – 2010_01) 12 mesi

DNI_{rif}	850	W/m^2
S_{TOT}	$22,3 \times 2 = 44,6$	m^2
P_{SISTEMA}	4,65	kW
P_{MODULO}	89,4	W
S_{CELLA}	14×16	$mm \times mm$
$S_{\text{CELLA_ATTIVA}}$	$5,5 \times 5,5$	$mm \times mm$
Spessore _{CELLA}	150	μm
celle/modulo	160	
moduli/stringa	13 / 2_sistemi-stringhe	
P_{STRINGA}	1235	W
$C_{\text{GEOMETRICA}}$	25	<i>sol</i>
C_{OTTICA}	50	<i>sol</i>
η_{OTTICO}	80	%
AHA angolo accettaz	4	°
η_{CELLA}	16,7	%
η_{MODULO}	11,8	%
FF	78	%
η_{INVERTER}	96	%
Quantità misurate	$E_{\text{DNI}} ; E_{\text{AC}} ; E_{\text{DC}_{1-2}} ; Y_{\text{f_AC}} ; Y_{\text{f_DC}_{1-2}} ; \eta_{\text{AC}} ;$ $\eta_{\text{DC}_{1-2}} ; Y_{\text{R}} ; PR_{\text{AC}} ; PR_{\text{DC}_{1-2}} ; T_{\text{CELLA}} ; T_{\text{AMB}} ;$ NOCT = 45°C	

IMPIANTO B : tripla giunzione InGaP

(2009_02 – 2010_01) 9 mesi (saltano GIU, LUG, AGO)

DNI_{rif}	850	W/m^2
S_{TOT}	$16,13 \times 2$	m^2
P_{SISTEMA}	$3,92 \times 2$	kW
P_{Tot}	7,84	kW
S_{CELLA}	$6,5 \times 5,5$	$mm \times mm$
$S_{\text{CELLA_ATTIVA}}$	$5,5 \times 5,5$	$mm \times mm$
Spessore _{CELLA}	150	μm
celle/modulo	10	
moduli/stringa	14	
stringhe/sistema	8	
$C_{\text{GEOMETRICA}}$	476	<i>sol</i>
C_{OTTICA}	380	<i>sol</i>
η_{OTTICO}	80	%
AHA angolo accettaz	1,15	°
η_{CELLA}	32	%
η_{MODULO}	24	%
FF	86	%
Quantità misurate	$E_{\text{DNI}} ; E_{\text{AC}} ; E_{\text{DC}} ; Y_{\text{f_AC}} ; Y_{\text{f_DC}} ; \eta_{\text{AC}} ; \eta_{\text{DC}} ; Y_{\text{R}} ;$ $PR_{\text{AC}} ; PR_{\text{DC}} ; T_{\text{cella_media}} = 40^{\circ}\text{C}$	

IMPIANTO C : multigiunzione**(2008_12 – 2009_10) 11 mesi**

DNI_{rif}	850	W/m^2
S_{MODULO}	5,18	m^2
P_{SISTEMA}	$2,92 \times 2$	kW
P_{Tot}	3,893	kW
S_{TOTALE}	15,55	m^2
celle/modulo	90	
moduli/sistema	3	
$C_{\text{GEOMETRICA}}$	700	<i>sol</i>
η_{CELLA}	37	%
η_{MODULO}	22	%
Quantità misurate	$E_{\text{DNI}} ; E_{\text{AC}} ; Y_{\text{f_AC}} ; Y_{\text{R}} ; PR_{\text{AC}} ; \eta_{\text{AC}}$	

IMPIANTO D : policristallino**(2009_01 – 2009_10) 10 mesi**

GNI_{rif}	1000	W/m^2
P_{MODULO}	162	W
P_{SISTEMA}	1620	W
S_{TOTALE}	13,13	m^2
celle/modulo	48	
moduli/sistema	10	
S_{MODULO}	$1,32 \times 0,99$	
FF	71	%
Quantità misurate	$G_{30^\circ} ; E_{\text{AC}} ; Y_{\text{f_AC}} ; Y_{\text{R}} ; PR_{\text{AC}} ; \eta_{\text{AC}}$	

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



**ANALISI E SVILUPPO DI IMPIANTI
FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE**

Relatore: Prof. Paolo SILVA
(Dipartimento di Energia – Politecnico di Milano)

Co-relatore: Dott. Francesco ALEO
(Enel Ingegneria e Innovazione SpA – Area Tecnica Ricerca – CT)

Tesi di Laurea di:

Simone MAENZA Matr. 709792

Anno Accademico 2009 - 2010