



**UNIVERSITÀ DI PISA**  
**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

**Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica**

**STUDIO DI UN SISTEMA TRIGENERATIVO**  
**FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE PER UNA MEDIA**  
**UTENZA DEL SETTORE TERZIARIO**

**Relatori**

Prof. Ing. Walter Grassi  
Prof. Ing. Dante Miconi  
Ing. Roberto Gabbrielli  
Ing. Carlo Zamparelli (ENEL)

**Candidato**

Cataldo Leone

**Anno Accademico 2005/2006**

## **SOMMARIO**

Il presente lavoro è stato svolto durante una attività di stage della durata di sei mesi presso la sede ENEL Produzione-Ricerca di Pisa ed ha avuto come oggetto lo studio della produzione energetica da fonte rinnovabile, in particolare solare.

Il sistema che ha reso fruibile il potenziale energetico solare è stato un sistema trigenerativo fotovoltaico a concentrazione.

Inizialmente si è fornita una descrizione dettagliata di cosa sono i sistemi fotovoltaici a concentrazione e di quali sono i componenti fondamentali, e allo stesso tempo innovativi, di tale tecnologia.

In seguito è stato preso in considerazione un caso studio reale e partendo dai dati a disposizione si è per prima cosa caratterizzata l'utenza, per poi confrontare le richieste di questa con la produzione del sistema a concentrazione.

E' stata inoltre condotta una analisi economica sulla base degli attuali costi della tecnologia. I risultati ottenuti sono stati successivamente confrontati con quelli relativi ad una analisi economica di scenario sulla base delle previste variazioni future di costo della tecnologia stessa.

---

# INDICE

<b>SOMMARIO.....</b>	<b>i</b>
<b>INDICE .....</b>	<b>ii</b>
<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITOLO 1.....</b>	<b>5</b>
<b>I SISTEMI FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE.....</b>	<b>5</b>
1.1 IL PRINCIPIO DELLA CONCENTRAZIONE SOLARE .....	5
1.2 I COMPONENTI DEI SISTEMI PV A CONCENTRAZIONE .....	8
1.3 LE TIPOLOGIE DI SISTEMI PV A CONCENTRAZIONE .....	9
1.4 L'OCCASIONE DELLA COGENERAZIONE.....	12
<b>CAPITOLO 2.....</b>	<b>14</b>
<b>IL CONCENTRATORE .....</b>	<b>14</b>
2.1 COSA SONO I CONCENTRATORI.....	14
2.2 RIFLESSIONE E RIFRAZIONE .....	16
2.3 IL FATTORE DI CONCENTRAZIONE .....	19
2.4 SISTEMI AD OTTICA RIFRATTIVA.....	23
2.4.1 Materiali.....	23
2.4.2 Sistemi a lenti prismatiche.....	26
2.4.3 Meccanismi di perdita.....	29

2.4.4 Sistemi a lenti di Fresnel.....	32
2.4.5 Sistemi a lenti ibride .....	34
2.5 SISTEMI AD OTTICA RIFLESSIVA.....	35
2.5.1. I materiali .....	36
2.6 IL SISTEMA OTTICO SECONDARIO .....	38
<b>CAPITOLO 3.....</b>	<b>38</b>
<b>IL RICEVITORE.....</b>	<b>38</b>
3.1 IL RICEVITORE.....	38
3.2 L'EFFETTO FOTOVOLTAICO.....	39
3.3 LE CELLE SOLARI.....	43
3.3.1 Caratterizzazione delle celle solari .....	43
3.3.2 Le celle solari ed i sistemi a concentrazione.....	47
3.3.3 Le tipologie di celle solari .....	48
3.3.4 Celle multigiunzione.....	49
3.3.5 Celle in sistemi con filtro dicroico.....	52
<b>CAPITOLO 4.....</b>	<b>53</b>
<b>L'INSEGUITORE SOLARE.....</b>	<b>53</b>
4.1 PERCHE' "INSEGUIRE" IL SOLE?.....	53
4.2 RADIAZIONE INCIDENTE SULLA SUPERFICIE CAPTANTE .....	55
4.3 TIPOLOGIE DI INSEGUITORI SOLARI.....	57
4.4 LOGICHE DI FUNZIONAMENTO .....	61
<b>CAPITOLO 5.....</b>	<b>64</b>
<b>IL SITO E LA DISPONIBILITA' SOLARE .....</b>	<b>64</b>
5.1 IL SITO.....	64
5.2 CALCOLO DELLA DISPONIBILITA' SOLARE.....	65
5.2.1 Calcolo del $\cos z$ .....	67
5.2.2 Radiazione solare diretta I, su superficie orizzontale .....	72
5.2.3 Calcolo della DNI (Direct Normal Irradiance) .....	74

---

<b>CAPITOLO 6.....</b>	<b>79</b>
<b>CARATTERIZZAZIONE DEL FABBISOGNO ENERGETICO .....</b>	<b>79</b>
6.1 DATI DI PARTENZA.....	79
6.2 CARATTERIZZAZIONE DELL'UTENZA.....	81
6.2.1 Carichi elettrici .....	82
6.2.2 Carichi termici .....	88
<b>CAPITOLO 7.....</b>	<b>102</b>
<b>SCELTA DELLA TECNOLOGIA .....</b>	<b>102</b>
7.1 SCELTA DELLA TECNOLOGIA .....	102
<b>CAPITOLO 8.....</b>	<b>106</b>
<b>BILANCIO ENERGETICO .....</b>	<b>106</b>
8.1 BILANCIO ENERGETICO .....	106
8.1.1 Bilancio sull'intero involucro .....	107
8.1.2 Bilancio sulla lente.....	112
8.1.3 Bilancio sulla cella.....	115
8.1.4 Bilancio sulla parete laterale.....	117
8.1.5 Bilancio completo .....	119
<b>CAPITOLO 9.....</b>	<b>123</b>
<b>PRODUCIBILITA' .....</b>	<b>123</b>
9.1 DAL BILANCIO ENERGETICO ALLA PRODUCIBILITA' .....	123
9.2 PRODUCIBILITA' EFFETTIVA E FABBISOGNI.....	128
<b>CAPITOLO 10.....</b>	<b>140</b>
<b>ANALISI ECONOMICA .....</b>	<b>140</b>
10.1 INDICI ECONOMICI .....	140
10.2 DETERMINAZIONE DEI FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI.....	142
10.2.1 Costo dell'impianto.....	143

10.2.2 Flussi di cassa .....	146
10.3 CALCOLO DEGLI INDICI .....	149
10.4 SCENARI FUTURI.....	151
<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>154</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>158</b>

## **INTRODUZIONE**

Il presente lavoro di tesi è stato svolto durante uno stage di sei mesi presso la sede ENEL Produzione-Ricerca di Pisa ed ha avuto come tema la produzione energetica da fonti rinnovabili in particolare solare. Infatti, la sempre crescente domanda energetica pone due problemi fondamentali, l'esauribilità delle fonti fossili, che soddisfano attualmente circa l'86% del fabbisogno energetico mondiale, e il conseguente impatto ambientale dovuto alle emissioni gassose in particolare di anidride carbonica che, come noto, sono responsabili di preoccupanti mutamenti climatici.

Una soluzione che riesce a rispondere ad entrambe le problematiche risulta l'impiego delle energie rinnovabili che sono caratterizzate dalla loro "inesauribilità" e dal loro basso impatto ambientale.

Le energie rinnovabili sono state, e sono tuttora, oggetto di numerose attenzioni a livello politico e a livello scientifico, questo ha portato a sempre maggiori investimenti e consapevolezza nelle potenzialità di tali fonti energetiche.

Nei diagrammi seguenti si riportano l'impiego delle varie fonti di energia fossili e rinnovabili a livello mondiale, secondo dati IEA relativi all'anno 2005, e a livello nazionale, per l'anno 2004.

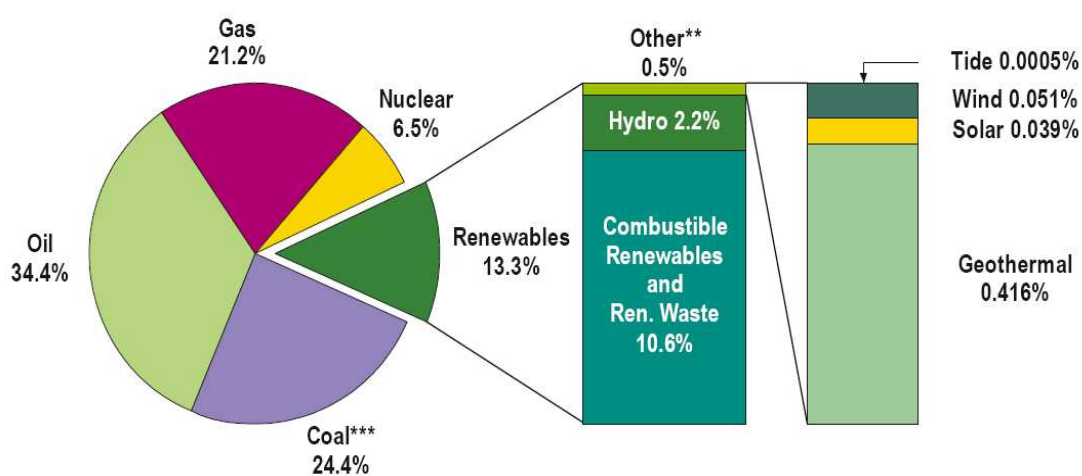


Figura 1 ripartizione dell'impiego delle fonti energetiche (dati IEA 2005)

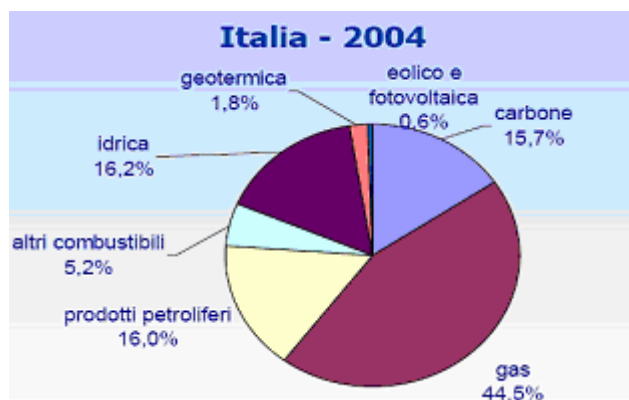


Figura 2 impiego delle fonti energetiche in Italia(fonte:rapporto energia ENEA 2004)



Da una rapida analisi di questi diagrammi si nota nettamente il limitato impiego delle fonte solare per uso fotovoltaico. Questo è determinato dal fatto che il costo dell'energia elettrica prodotta, per via fotovoltaica, è di gran lunga superiore rispetto a quella prodotta da impianti a combustibili fossili e, anche rispetto a quella prodotta da altre fonti rinnovabili. Nella tabella seguente, frutto di elaborazioni personali, si riportano i vari costi, in valor medio, dell'energia elettrica prodotta e d'impianto per alcune tipologie di impianti di generazione, a combustibili fossili e a fonti rinnovabili.

Tipologia di impianto	Costo (€/kW)	Costo dell'energia (€/kWh)
FOTOVOLTAICO	6-7000 €/kW <sub>picco</sub>	0,4
Eolico	900	0,06
Biomasse vegetali	1750	0,05
Polverino di carbone	1151	0,04
Ciclo combinato a gas naturale	536	0,033

*Tabella 1 costi medi per alcune tecnologie*

L'esosità del costo dell'energia fotovoltaica è dovuto all'elevato costo del silicio di grado elettronico e alla sua reperibilità, problematica che è ben lontana dall'essere risolta.

Il presente lavoro si soffermerà su una nuova tecnologia che mira a ridurre i costi della fonte fotovoltaica al fine di favorirne un impiego più consistente nel panorama delle energie rinnovabili; questa tecnologia è il fotovoltaico a concentrazione.

Questa tecnologia rappresenta un'interessante via per ridurre in maniera significativa l'incidenza, sui costi globali, della parte attiva fotovoltaica e, inoltre, per dare una risposta al problema del reperimento del silicio. Infatti, in questi sistemi la radiazione non incide direttamente sulle celle ma concentrata da opportune lenti o altri dispositivi ottici. A conti fatti, è come se le celle fossero investite non più dalla radiazione solare proveniente da un unico sole ma da più soli (da poche unità fino a valori di diverse migliaia), con una conseguente riduzione dell'area di moduli fotovoltaici da utilizzare.

Secondo studi condotti da società operanti nel settore i sistemi di ultima generazione sono capaci di raggiungere un prezzo di 2500 €/kW che permette un costo dell'energia elettrica di 0,141 €/kWh.

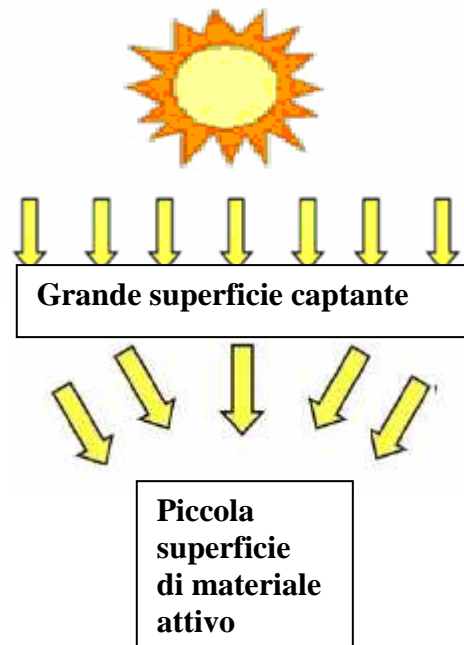
Questi valori renderebbero decisamente più interessante e competitivo l'impiego del fotovoltaico, dal momento che si riduce di circa 2,8 volte il costo dell'energia elettrica prodotta per via fotovoltaica.

In questo lavoro si cercherà, inoltre, di dimostrare le potenzialità di un tale tipo di sistema, si cercherà di soddisfare il fabbisogno energetico di un aeroporto in chiave trigenerativa, ossia mediante la produzione di elettricità, riscaldamento e refrigerazione. Infatti le celle sottoposte ad una irradiazione concentrata dovranno dissipare una grande quantità di calore, quantità questa che si cercherà di sfruttare in maniera più razionale possibile al fine di soddisfare le richieste termiche estive, invernali e di acqua calda sanitaria.

La struttura del lavoro presenta una divisione in due grandi sezioni, la prima, dal capitolo 1 al capitolo 4, dedicata alla definizione della tecnologia fotovoltaica a concentrazione e alla descrizione dettagliata dei suoi componenti, e la seconda, dal capitolo 5 al capitolo 10, in cui viene descritto dettagliatamente il lavoro progettuale svolto.

## CAPITOLO 1

### I SISTEMI FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE



#### 1.1 IL PRINCIPIO DELLA CONCENTRAZIONE SOLARE

Il principio della concentrazione solare è quello di concentrare, mediante sistemi ottici, la radiazione solare incidente su una determinata superficie e, indirizzarla su una superficie bersaglio diverse volte più piccola. Quanto questa superficie bersaglio può essere più piccola rispetto alla superficie captante, dipende dal tipo di ottica impiegata e, in particolare, dal fattore di concentrazione  $C$  dell'ottica stessa. Tale fattore di concentrazione  $C$  è definito come il rapporto tra la superficie bersaglio in materiale attivo, sede dell'effetto fotovoltaico, e la superficie dell'ottica ricevente la direzione solare diretta:

$$C = \frac{A_{\text{ottica}}}{A_{\text{bersaglio}}}$$

L'idea di base è quella di ridurre le superfici di materiale ad alto costo, ossia le dimensioni delle celle fotovoltaiche, in favore di un incremento di dimensione delle superfici a basso costo, come specchi e lenti.

Questo è un obiettivo di valore perché risponde sia a problematiche di tipo economico, che a difficoltà di approvvigionamento dei materiali attivi, dal punto di vista fotovoltaico, come il silicio.

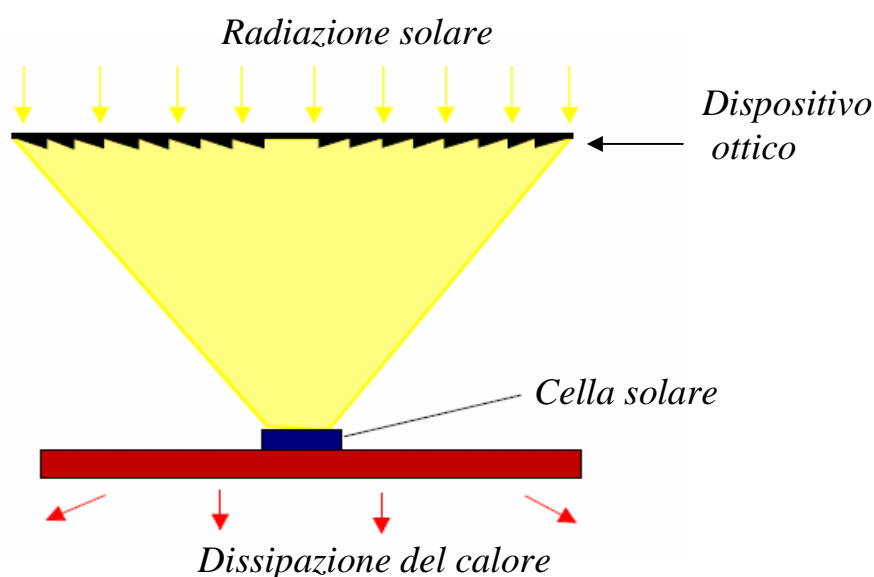


Figura 3 schema di principio di un sistema a concentrazione

Un ulteriore vantaggio, che risulta dall'impiego di celle solari in concentrazione, è rappresentato dall'aumento dell'efficienza di conversione della cella stessa, il che comporta un'ulteriore riduzione del costo del kWh prodotto.

Inoltre nei sistemi a concentrazione, proprio in virtù della piccola area di materiale attivo da impiegare, risulta possibile l'impiego di celle sofisticate, anche se costose.

Le celle attualmente più performanti hanno raggiunto valori di efficienza di conversione nell'ordine del 40% in concentrazione, in particolare è del 2006 il record della Spectrolab[[www.spectrolab.com](http://www.spectrolab.com)] di 40,3%.

Nella figura seguente è riportato un diagramma che traccia, a seconda delle tipologie di celle, i migliori risultati ottenuti, in regime di prova di laboratorio, da diverse aziende del settore durante gli anni.

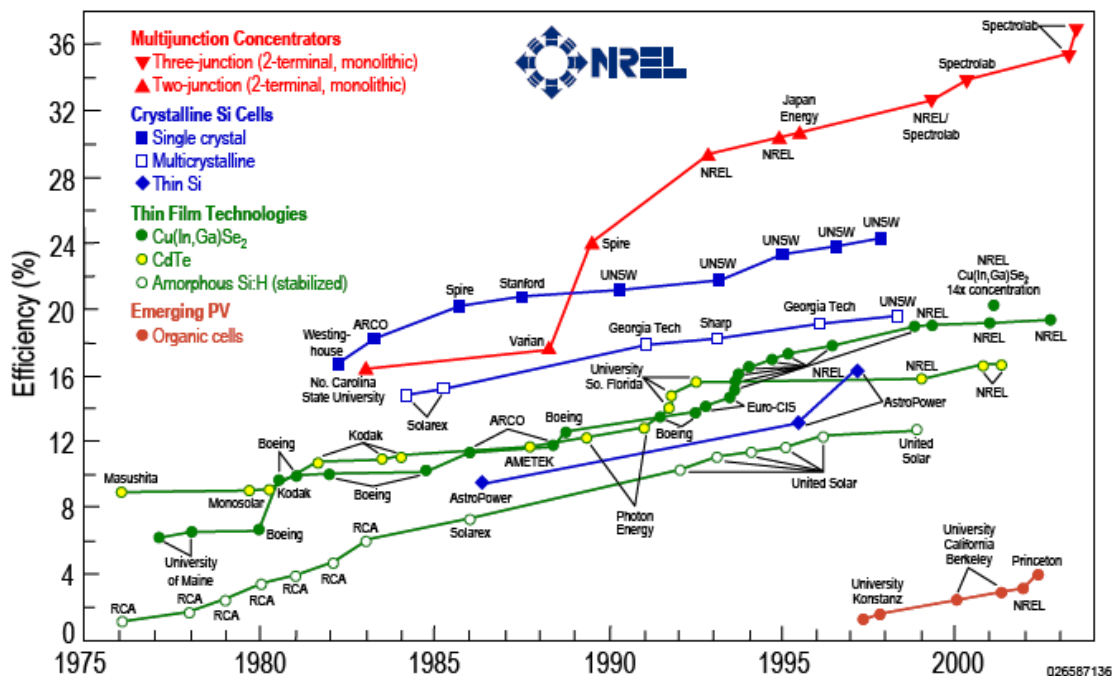


Figura 4 andamento delle efficienze di conversione, in regime di prova di laboratorio, nel corso degli anni (fonte:NREL)

## 1.2 I COMPONENTI DEI SISTEMI PV A CONCENTRAZIONE

I componenti che caratterizzano un sistema a concentrazione solare sono:

- **il concentratore**, in materiale plastico o in vetro speciale, assolve alla funzione di raccogliere e concentrare la radiazione solare sulla cella mediante specchi o lenti che si basano sull'ottica rifrattiva (lenti prismatiche o lenti di Fresnel);
- **la cella**, è il componente su cui giunge la radiazione concentrata ed è costituita di materiale attivo, sede della conversione della radiazione solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico;
- **l'inseguitore solare**, è un dispositivo che permette la perfetta ricezione della radiazione solare diretta. Questo avviene attraverso l'inseguimento del sole nelle varie posizioni occupate mediante meccanismi con movimento a singolo asse o a doppio asse. L'inseguitore solare nasce dalla necessità di utilizzare la componente diretta della radiazione solare, dal momento che i sistemi a concentrazione non possono sfruttare la componente diffusa della radiazione solare.

I compiti affidati ai componenti sopra indicati possono essere assolti mediante diverse configurazioni e tecnologie, nascono, pertanto, diverse tipologie di sistemi fotovoltaici a concentrazione a seconda della configurazione utilizzata.

### 1.3 LE TIPOLOGIE DI SISTEMI PV A CONCENTRAZIONE

Come riportato nel precedente paragrafo ci sono diverse soluzioni tecnologiche nel panorama del fotovoltaico a concentrazione e, pertanto, diverse configurazioni allo studio ed in sperimentazione.

Il componente che maggiormente differenzia le varie tipologie di sistema è il concentratore. Il concentratore, infatti, può impiegare ottiche basate su lenti, prismatiche o di Fresnel, quindi di tipo rifrattive, oppure ottiche basate su specchi, pertanto ottiche riflettive.

Un primo tipo di soluzione è rappresentata dai sistemi *point focus* la cui caratteristica è l'impiego di un'ottica con lenti di Fresnel. Questa soluzione permette di focalizzare la radiazione su una superficie approssimabile ad un quadrato delle dimensioni di pochi  $mm^2$ . Il vantaggio più evidente di questi sistemi è la compattezza e la maneggevolezza del modulo fotovoltaico. Un esempio di sistema *point focus* è riportata nella seguente figura.

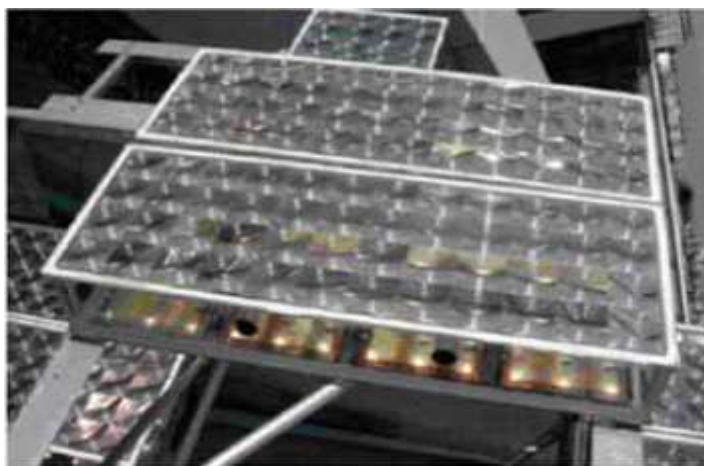


Figura 5 Sistemi *point focus* (fonte:www.amonix.com)

Una seconda soluzione è rappresentata dai sistemi *line focus*, caratterizzati dall'adozione di lenti di Fresnel curve che focalizzano la radiazione concentrata su di una linea.



Figura 6 sistema line focus, installati in California([www.entechsolar.com](http://www.entechsolar.com))

Per quanto riguarda i sistemi ad ottica riflessiva troviamo la soluzione *dense array*. In questa configurazione la radiazione solare viene concentrata mediante specchi parabolici e i fattori di concentrazione possibili sono molto più elevati rispetto alle precedenti tipologie basate su ottiche rifrattive. Un problema di sistemi ad elevato fattore di concentrazione è la necessità di asportare il calore che inevitabilmente si accumula nella cella bersaglio. Per tale motivo sono state introdotti sistemi *micro dish* basati sempre su un'ottica riflessiva ma impiegando specchi di minori dimensioni i fattori di concentrazione risultano più contenuti con conseguente carico termico meno intenso sulla cella bersaglio.

Altra configurazione ad ottica riflessiva è quella che impiega specchi parabolici lineari.



Figura 7 sistema dense array (fonte: Università di Ferrara)



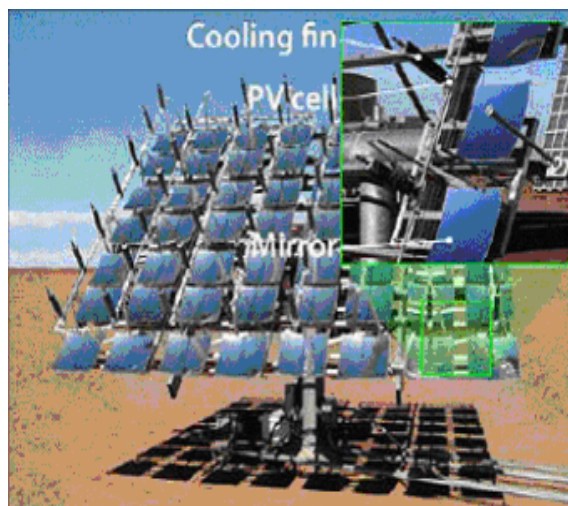


Figura 8 sistema micro dish(fonte:www.amonix.com)



Figura 9 sistemi a specchi parabolici lineari(fonte: Joule programme EU)

Sistemi che impiegano in modo combinato sia ottiche rifrattive che ottiche riflesse sono denominati *ibridi*, la loro caratteristica è quella di permettere dei fattori di concentrazione elevatissimi, dell'ordine delle migliaia.

Vi sono anche sistemi *v-trough* che utilizzano dei semplici specchi ai lati dei pannelli di tipo standard, assumendo appunto una configurazione a V, la loro semplicità però si ripaga con un bassissimo fattore di concentrazione.

## 1.4 L'OCCASIONE DELLA COGENERAZIONE

La concentrazione della radiazione solare su una cella bersaglio, con superficie di dimensioni ridotte, comporta che questa venga investita da elevate potenze per unità di superficie. Una cospicua quota di questa potenza sarà convertita, a seconda dell'efficienza di conversione della cella fotovoltaica, in potenza termica.

A causa degli elevati valori delle potenze termiche in gioco, la cella subirà un accentuato aumento della propria temperatura operativa.

La temperatura operativa della cella è un parametro che influenza fortemente il valore del rendimento della cella stessa, in particolare ad elevati valori di questa corrispondono marcati cali di efficienza.

Nasce, pertanto la necessità di fornire tali sistemi di apparati per l'asportazione del calore al fine che la temperatura operativa della cella si mantenga all'interno di un intervallo ammissibile.

Il raffreddamento può essere di tipo attivo, mediante aria in circolazione forzata oppure attraverso un fluido circolante in un circuito dedicato, ovvero di tipo passivo, mediante superfici alettate, poste alle spalle della cella, che dissipano per convezione naturale con l'ambiente circostante.

Nel caso di raffreddamento di tipo attivo con fluido con circolazione dedicata, il calore asportato può essere usato sia per fini cogenerativi, ossia impiegato per soddisfare le sole richieste termiche invernali di riscaldamento e, annuali, di acqua calda sanitaria, sia in ottica trigenerativa, ossia sfruttato per soddisfare non solo il fabbisogno termico invernale di riscaldamento, ma anche la richiesta di refrigerazione estiva, con pompe di calore ad assorbimento, oltre alla domanda energetica per la produzione di acqua calda sanitaria durante tutto l'anno.

La potenzialità di una soluzione che sfrutti il calore asportato dal sistema si può stimare attraverso un calcolo grossolano; assumendo una efficienza di conversione del 20% per la cella, considerando un 10% di perdite dovute all'ottica di focalizzazione, si ottiene che il 70% della radiazione solare viene convertita in calore, calore che ovviamente non può essere tutto asportato utilmente. Considerando che la radiazione solare diretta sia approssimativamente di  $800 \text{ W/m}^2$ , e che il fattore di concentrazione valga 500 si ha che la potenza termica specifica che interessa la cella è di  $280.000 \text{ W/m}^2$ .

Nella figura seguente si riporta uno schema concettuale di un sistema fotovoltaico a concentrazione con raffreddamento attivo delle celle e conseguente utilizzo del calore asportato.

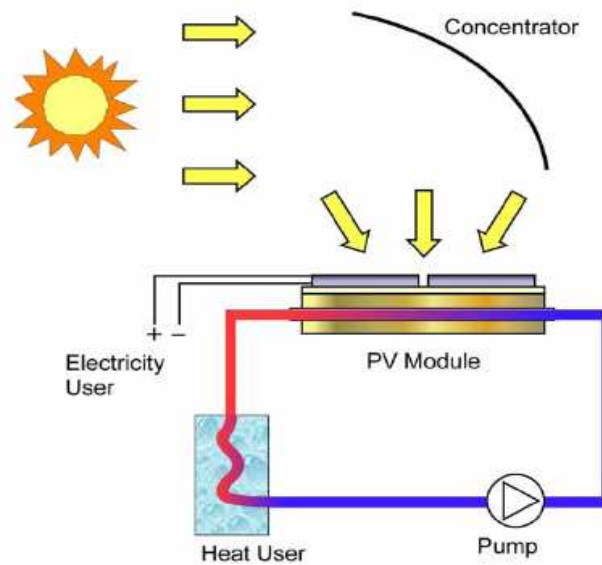


Figura 10 sistema PV in cogenerazione

## CAPITOLO 2

### IL CONCENTRATORE



*Specchi ustori di Archimede  
durante l'assedio romano di Siracusa (212 a.C.)*

#### 2.1 COSA SONO I CONCENTRATORI

Il concentratore solare è il componente principale dei sistemi fotovoltaici a concentrazione.

Il compito, cui è deputato, è quello di concentrare la radiazione solare su una piccola porzione di materiale attivo, aumentandone la potenza specifica, per unità di superficie, incidente.

Questo compito può essere eseguito mediante lo sfruttamento di due noti principi dell'ottica, la riflessione e la rifrazione. Pertanto, a seconda del principio sfruttato, i sistemi si dividono in sistemi ad ottica rifrattiva e sistemi ad ottica riflessiva, tuttavia vi sono dei sistemi ad ottica ibrida che cercano di mettere insieme i vantaggi di entrambe le ottiche.

I sistemi ad ottica rifrattiva impiegano lenti prismatiche o lenti di Fresnel mentre, i sistemi ad ottica riflessiva impiegano specchi.

Per ottenere concentrazioni spinte i sistemi più convenienti sono quelli a lenti poiché risultano di basso peso e con costi di fabbricazione più bassi, questo perché i materiali utilizzati sono materiali plastici e, pertanto, economici e facilmente lavorabili. Per impieghi che richiedono fattori di concentrazione meno impegnativi un buon compromesso costi-benefici è rappresentato dai sistemi ad ottica riflessiva con specchi. Entrambi i sistemi ottici possono concentrare solamente la radiazione solare diretta ma non possono concentrare la radiazione solare diffusa. Bisogna, pertanto, impiegare sistemi di puntamento solare capaci di inseguire il movimento del sole per poter raccogliere al meglio la radiazione solare diretta. Un vincolo, che consegue da tale limitazione, è la necessità di installare tali sistemi in siti con una prevalenza di cielo sereno al fine di ridurre al minimo l'aliquota diffusa della radiazione solare.

I concentratori, a prescindere dal tipo di ottica impiegata, devono soddisfare alcuni requisiti:

- essere costituiti da materiali molto meno costosi del materiale bersaglio, sede della conversione fotovoltaica;
- presentare una costanza delle caratteristiche ottiche durante la vita dell'impianto, ossia per circa 20 anni;
- devono avere basso peso e dimostrare buone proprietà fisiche e chimiche;
- la loro produzione deve essere economica e possibile su larga scala;
- il materiale che li costituisce deve essere a basso impatto ambientale e non deve contenere sostanze pericolose;
- devono essere il più possibile esteticamente gradevoli in relazione alle dimensioni ed al contesto paesaggistico.

I sistemi ottici non sono ideali e presentano, quindi, una loro efficienza di concentrazione.

Tale efficienza di concentrazione è definita come:

$$\eta_{ott} = \frac{P_{cella}}{P_{sist}},$$

tale relazione tiene conto della radiazione che viene raccolta dal sistema ottico e quella indirizzata da questi sulla cella bersaglio. I valori delle efficienze delle ottiche di concentrazione sono comunque molto elevati e si attestano attorno a valori tra il 70% e il 90%.

## 2.2 RIFLESSIONE E RIFRAZIONE

I sistemi ottici di concentrazione sfruttano, come detto in precedenza, due principi dell'ottica: la riflessione e la rifrazione. In questo paragrafo si faranno dei richiami su questi due principi dell'ottica.

Quando una radiazione luminosa monocromatica incontra la superficie di separazione liscia di due mezzi trasparenti una parte di essa viene riflessa e una parte entra nel secondo mezzo subendo una variazione di direzione, viene in altre parole rifratta.

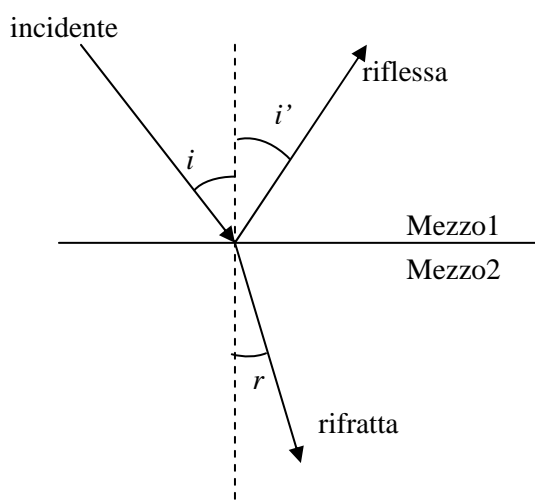


Figura 11 Riflessione e rifrazione di un raggio

Sia la riflessione che la rifrazione seguono le leggi di Snell-Cartesio pertanto:

- il raggio incidente, la normale alla superficie di separazione dei due mezzi nel punto di incidenza, il raggio rifratto e il raggio riflesso giacciono sullo stesso piano;
- l'angolo di incidenza  $i$  è uguale all'angolo di riflessione  $i'$ , quindi  $i=i'$

- tra il seno dell'angolo di incidenza e il seno dell'angolo di rifrazione esiste un rapporto costante al variare di  $i$

$$\frac{\text{sen } i}{\text{sen } r} = n_{12}$$

che prende il nome di *indice di rifrazione relativo* del secondo mezzo rispetto al primo.

L'indice di rifrazione relativo dipende dalla particolare coppia di mezzi considerata. Nel caso che il mezzo da cui proviene la radiazione incidente sia il vuoto si usa l'indice di rifrazione assoluto di un mezzo e si indica con  $n$ .

L'indice di rifrazione, relativo o assoluto, va riferito ad una determinata lunghezza d'onda perchè se la radiazione incidente non è monocromatica si avranno diversi angoli di rifrazione  $r$  a seconda dei vari "colori" che compongono la radiazione. Una conseguenza di questa proprietà è la capacità di un prisma di scindere la radiazione luminosa bianca nei diversi colori dal rosso al violetto.

Inoltre tale fenomeno di selettività nel comportamento rifrattivo è responsabile, in fotografia, del difetto ottico dell'aberrazione cromatica, difetto che comporta nell'immagine riprodotta, la presenza di aloni colorati ai bordi del soggetto, compromettendo, quindi, la fedeltà della riproduzione.



Figura 12 esempio di aberrazione cromatica

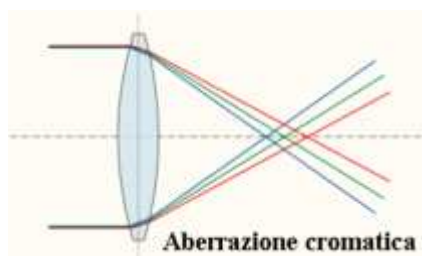


Figura 13 esempio di aberrazione cromatica

L'indice di rifrazione assoluto,  $n$ , è definito come il rapporto tra la velocità di propagazione della luce nel vuoto e la velocità di propagazione della luce nel mezzo:

$$n = \frac{c}{v}$$

con  $c$  che indica la velocità di propagazione della luce nel vuoto e  $v$  quella nel mezzo.

In particolare se abbiamo due mezzi si può trovare la  $n_{12}$  indice di rifrazione relativo come

$$n_{12} = \frac{n_2}{n_1}$$

Si fa presente che i valori degli  $n$  sono sempre maggiori di 1 coerentemente col fatto che la velocità di propagazione della luce maggiore è quella nel vuoto.

L'indice di rifrazione ci permette di capire, e calcolare, quale variazione di direzione subisce la radiazione incidente in seguito alla rifrazione.

Per quanto riguarda, invece, la frazione di luce incidente che viene riflessa,  $R$ , e quella che viene trasmessa,  $T$ , bisogna utilizzare la legge di Fresnel:

$$R = \frac{1}{2} \left[ \frac{\sin^2(i-r)}{\sin^2(i+r)} + \frac{\tan^2(i-r)}{\tan^2(i+r)} \right]$$

$$T = 1 - R$$

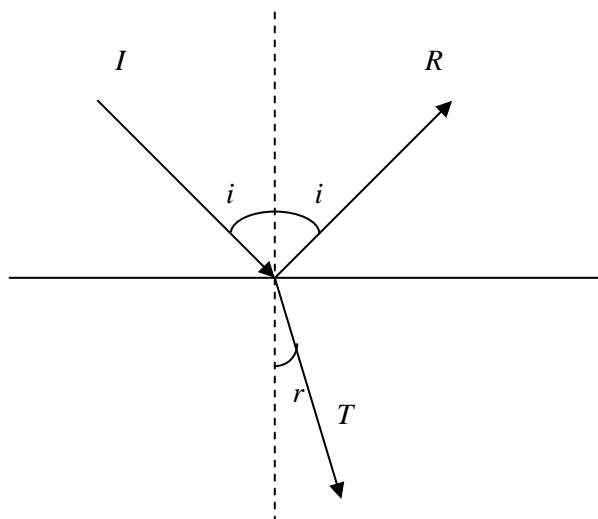


Figura 14 grandezze coinvolte nella legge di Fresnel



Per valutare l'entità del fenomeno riflessivo bisogna far riferimento alla *riflettanza* che è data dal rapporto tra l'intensità della radiazione riflessa e quella della radiazione incidente valutato per ogni singola lunghezza d'onda. Essendo definita come rapporto tra due grandezze omogenee risulterà una grandezza adimensionale e, poiché la radiazione riflessa è sempre una parte di quella incidente, i valori saranno minori di 1. Nella valutazione delle prestazioni rifrattive di un sistema bisognerà, invece, far riferimento alla *trasmittanza*, il cui valore è dato dal rapporto tra l'intensità della radiazione trasmessa attraverso il mezzo e quella della radiazione incidente valutato sempre per ogni singola lunghezza d'onda.

Il valore della riflettanza dovrà essere il più alto possibile per i materiali impegnati in sistemi ad ottica riflessiva, mentre dovrà essere la più bassa possibile per i sistemi ad ottica rifrattiva, sistemi questi che necessitano invece di alta trasmittanza.

### 2.3 IL FATTORE DI CONCENTRAZIONE

Il fattore di concentrazione è un parametro fondamentale per la caratterizzazione di un sistema ottico di concentrazione della luce solare. Tale fattore è definito come il rapporto tra la superficie di ingresso della radiazione solare e la superficie di uscita e viene indicato con la lettera C

$$C = \frac{A_1}{A_2}$$

Dove con  $A_1$  si indica la superficie di ingresso e con  $A_2$  quella di uscita.

In accordo con il secondo principio della termodinamica non è possibile concentrare la radiazione solare indefinitamente, esiste pertanto un limite teorico. Se questo limite non esistesse, e fosse possibile concentrare la radiazione solare indefinitamente, si otterrebbe che la temperatura del bersaglio raggiungerebbe una temperatura maggiore di quella della sorgente, ossia del sole. Per la valutazione di tale limite teorico viene in soccorso il concetto di *étendue* e la sua conservazione.

L'étendue è definito come

$$E = n^2 a^2 \vartheta_{\max}$$

dove  $a$  è l'area di apertura,  $n$  è l'indice di rifrazione medio e  $\vartheta_{\max}$  è il massimo angolo che può avere il fascio luminoso passante attraverso una determinata apertura; per una più semplice comprensione delle grandezze si riporta in figura uno schema di concentratore.

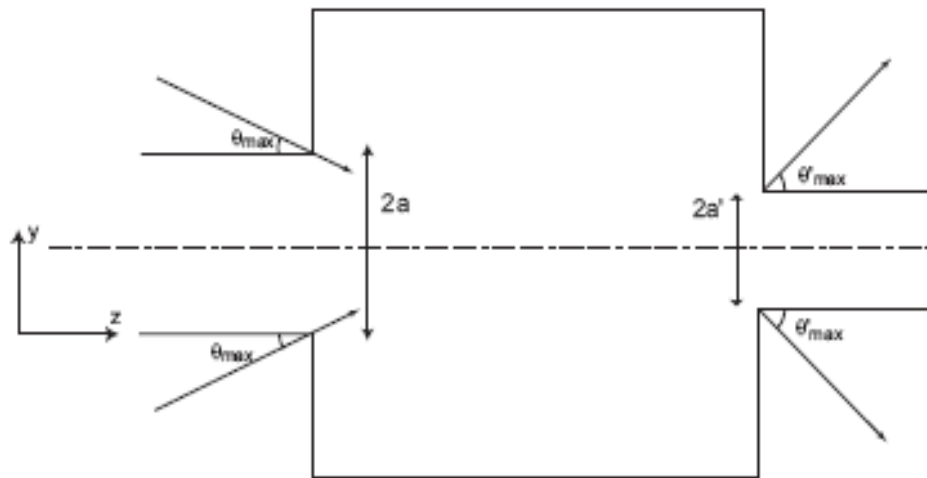


Figura 15 grandezze di un sistema di concentrazione ottica

L'étendue di un sistema ottico fornisce una misura dell'energia luminosa trasmessa attraverso il fascio e, pertanto ha senso parlare della sua conservazione. Infatti l'étendue, per un sistema ideale e privo di perdite, si conserva in ciascun punto del sistema, in particolare l'étendue all'apertura è uguale all'étendue all'apertura di uscita. La conservazione dell'étendue comporta che il flusso che attraversa il sistema è costante quindi le grandezze dovranno rispettare tale norma, in particolare se l'apertura di ingresso del fascio è più grande il sistema imporrà una apertura di accettazione più piccola al fascio.

I concentratori possono essere divisi in due categorie, i concentratori bidimensionali (2D) e i concentratori tridimensionali (3D). I concentratori tridimensionali cambiano la direzione del vettore mediante la variazione dei tre coseni direttori consentendo la focalizzazione del fascio su una superficie piccolissima, al limite puntiforme. I concentratori bidimensionali sono simmetrici rispetto ad un asse e solo due dei tre

coseni direttori sono interessati dalle variazioni, pertanto in questo caso il profilo di concentrazione sarà una linea.

Un raggio di luce in ottica è definito dalle tre coordinate di posizione lungo il raggio stesso e dai tre coseni direttori nel punto. Tutte le possibili combinazioni di queste sei coordinate descrivono uno spazio che contiene tutti i possibili raggi nel sistema.

Si scrive, ora, la conservazione dell'étendue ottenendo:

$$n^2 dx dy dk_x dk_y = n'^2 dx' dy' dk'_x dk'_y$$

dove  $k_x$  e  $k_y$  sono i coseni direttori dei raggi incidenti.

Nel caso di sistema 2D, che può essere schematizzato come nella precedente figura, si ha che il raggio incidente non viene interessato da nessuna variazione nella direzione x.

Il coseno direttore  $k_y$  si esprime come

$$k_y = \text{sen } \vartheta$$

e quindi la sua variazione infinitesima è

$$dk_y = \cos(\vartheta) d\vartheta$$

sostituendo si ottiene

$$n \cos(\vartheta) dy d\vartheta = n' \cos(\vartheta') dy' d\vartheta'$$

integrando

$$\int_0^{2a} \int_{-\vartheta_{\max}}^{\vartheta_{\max}} n \cos(\vartheta) dy d\vartheta = \int_0^{2a'} \int_{-\vartheta'_{\max}}^{\vartheta'_{\max}} n' \cos(\vartheta') dy' d\vartheta'$$

$$4 a n \text{sen}(\vartheta_{\max}) = 4 a' n' \text{sen}(\vartheta'_{\max})$$

Come detto in precedenza il fattore di concentrazione è dato dal rapporto tra area di ingresso ed area di uscita pertanto si ha che

$$C = \frac{a}{a'} = \frac{n' \text{sen}(\vartheta'_{\max})}{n \text{sen}(\vartheta_{\max})}$$

Da questa relazione, ottenuta mediante la scrittura della conservazione dell'étendue tra ingresso e uscita di un sistema ottico di concentrazione 2D, possiamo ricavare il valore massimo teorico del fattore di concentrazione, che si ha per un valore dell'angolo di uscita  $\vartheta_{\max}$  di  $90^\circ$ , che risulta essere

$$C_{\max} = \frac{n'}{n \operatorname{sen}(\vartheta_{\max})}$$

e che numericamente è pari a 212.

Con analogo ragionamento per un sistema tridimensionale con area di ingresso A e area di uscita B è possibile ottenere il fattore di concentrazione massimo teorico per un sistema 3D. In questo caso non si parlerà più di un angolo di accettazione ma di un cono di accettazione, di apertura  $\vartheta_{\max}$ .

I coseni direttori sono

$$k_x = \operatorname{sen}(\vartheta) \operatorname{sen}(\varphi)$$

$$k_y = \operatorname{sen}(\vartheta) \cos(\varphi)$$

dove con  $\varphi$  si indica l'angolo di rotazione nel piano xy attorno all'asse z; proseguendo nel calcolo

$$dk_x dk_y = \cos(\vartheta) \operatorname{sen}(\vartheta) d\vartheta d\varphi$$

ora sostituendo nell'espressione della conservazione dell'étendue si ha

$$n^2 \cos(\vartheta) \operatorname{sen}(\vartheta) dx dy d\vartheta d\varphi = n'^2 \cos(\vartheta') \operatorname{sen}(\vartheta') d\vartheta' d\varphi'$$

passando all'integrazione

$$n^2 A \int_0^{2\pi} \int_0^{\vartheta_{\max}} \cos(\vartheta) \operatorname{sen}(\vartheta) d\vartheta d\varphi = n'^2 B \int_0^{2\pi} \int_0^{\vartheta'_{\max}} \cos(\vartheta') \operatorname{sen}(\vartheta') d\vartheta' d\varphi'$$

$$2\pi n^2 A \frac{\operatorname{sen}^2(\vartheta_{\max})}{2} = 2\pi n'^2 B \frac{\operatorname{sen}^2(\vartheta'_{\max})}{2}$$

da cui si ricava l'espressione del fattore di concentrazione C

$$C = \frac{A}{B} = \frac{n'^2 \operatorname{sen}^2(\vartheta'_{\max})}{n^2 \operatorname{sen}^2(\vartheta_{\max})}$$

pertanto il massimo valore teorico che il fattore di concentrazione può assumere si ha, ancora una volta, per un angolo di apertura del cono di uscita di 90°. L'espressione del valore limite superiore di C risulta

$$C_{\max} = \left( \frac{n'}{n \operatorname{sen}(\vartheta_{\max})} \right)^2$$

e che numericamente è pari a 45000.

## 2.4 SISTEMI AD OTTICA RIFRATTIVA

I sistemi ad ottica rifrattiva sfruttano il principio ottico della rifrazione al fine di concentrare la radiazione solare su una piccola cella fotovoltaica. Questi sistemi sono caratterizzati dall'impiego di lenti prismatiche o lenti di Fresnel e i loro punti di forza sono la possibilità di permettere elevati fattori di concentrazione (20x-1000x), la compattezza, la semplicità costruttiva e il basso costo.

### 2.4.1 Materiali

I materiali impiegati per i sistemi di concentrazione solare ad ottica rifrattiva sono materiali plastici e, pertanto, presentano vantaggi quali:

- producibilità su larga scala;
- basso peso;
- ottime caratteristiche ottiche;
- basso costo unitario.

I materiali solitamente utilizzati sono il PMMA, ossia il polimetilmetacrilato, e il policarbonato.

Il PMMA è caratterizzato da una trasparenza molto elevata e da un buon comportamento nei confronti dei raggi UV ma, di contro, presenta una maggiore difficoltà di modellazione rispetto al policarbonato e maggiori difficoltà tecnologiche nei trattamenti anti-graffio e antiriflesso delle sue superfici.

Il policarbonato presenta invece una maggiore semplicità di modellazione e di deposizione di rivestimenti anti-graffio e anti-riflesso ma ha un peggior comportamento ottico in termini di trasparenza e presenta una elevata sensibilità, non desiderata, ai raggi UV.

La caratteristica che maggiormente interessa dal punto di vista ottico è la trasparenza, il cui indice caratteristico è la trasmittanza, indice che assume un valore percentuale diverso a seconda delle diverse lunghezze d'onda della radiazione incidente.

Dal grafico in figura si nota come la trasmittanza del PMMA risulta costantemente superiore alla trasmittanza del policarbonato nello spettro del visibile.

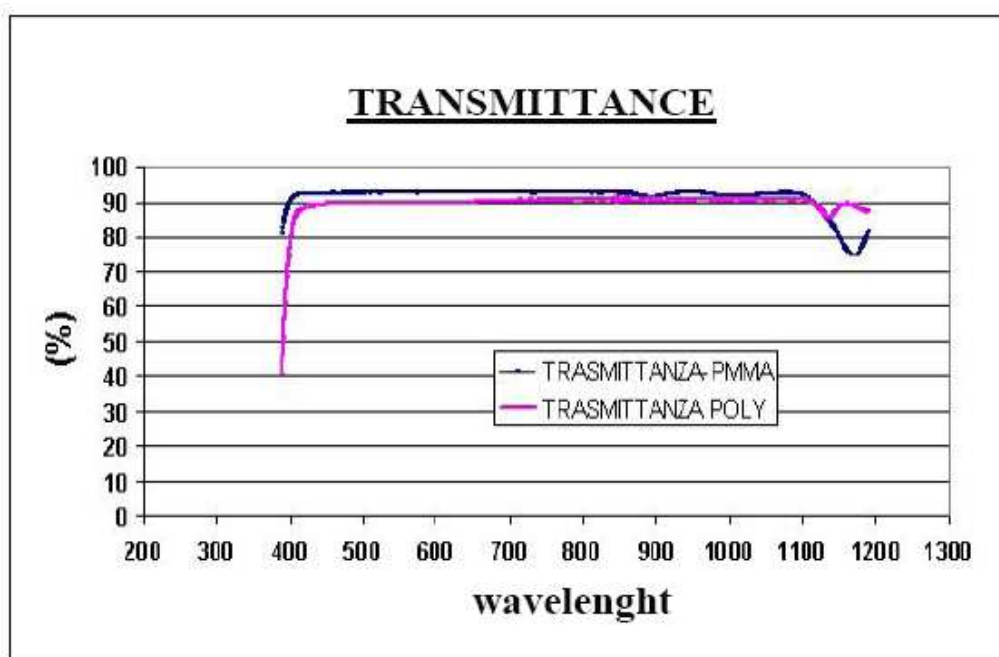


Figura 16 trasmittanza del PMMA e del policarbonato

Per migliorare le performance di trasparenza del policarbonato si possono impiegare dei rivestimenti antiriflesso che permettono una maggiore trasmittanza. Confrontando i dati

che si ottengono da polycarbonato rivestito con quelli relativo al PMMA nudo si nota come gli andamenti siano molto simili.

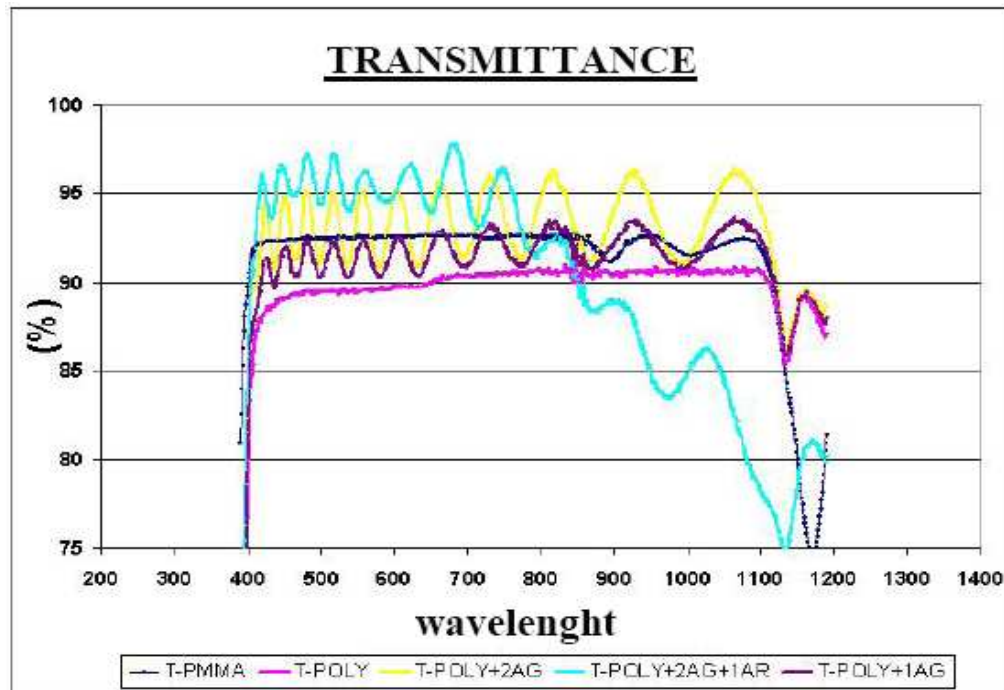


Figura 17 confronto trasmittanza con o senza rivestimento

Questa sostanziale parità prestazionale non rende conveniente l'uso del polycarbonato trattato in quanto il costo del rivestimento è dell'ordine di 4-5 volte quello del polycarbonato stesso. Alla luce di quanto detto si comprende come, applicando un criterio costi-benefici, il materiale più conveniente risulta il PMMA.

### 2.4.2 Sistemi a lenti prismatiche

Le lenti prismatiche hanno come elementi fondamentali dei prismi rifrattivi i quali deviano la radiazione solare incidente verso la cella bersaglio.

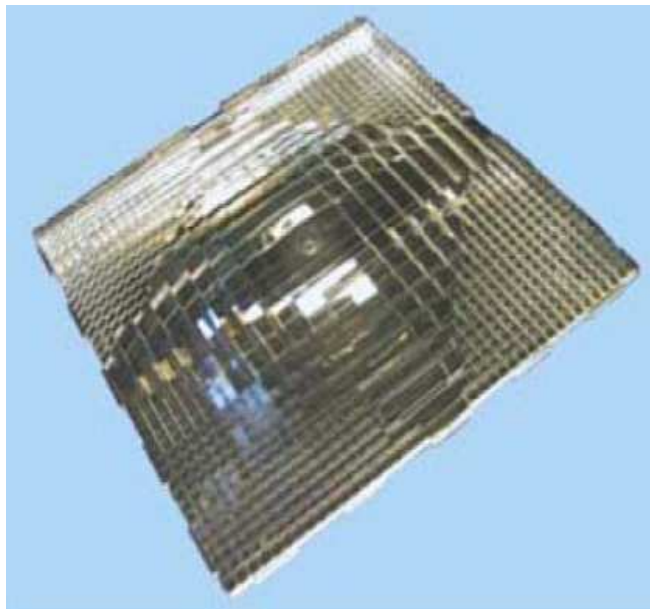


Figura 18 lente prismaticca

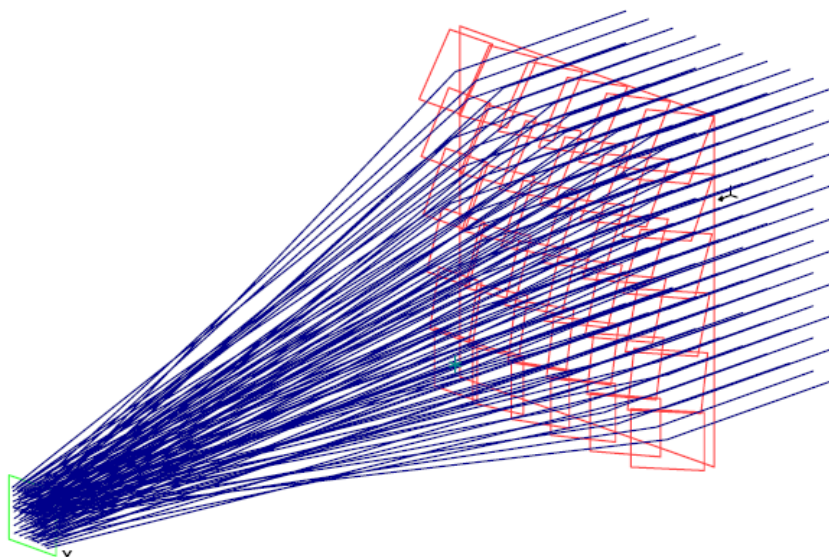


Figura 19 concentrazione della lente prismaticca

L'inclinazione della superficie interna del prisma viene calcolata mediante la legge di Snell, riportata precedentemente in 2.2, che fornisce la relazione tra i seni degli angoli di incidenza e di rifrazione in funzione dell'indice rifrattivo.



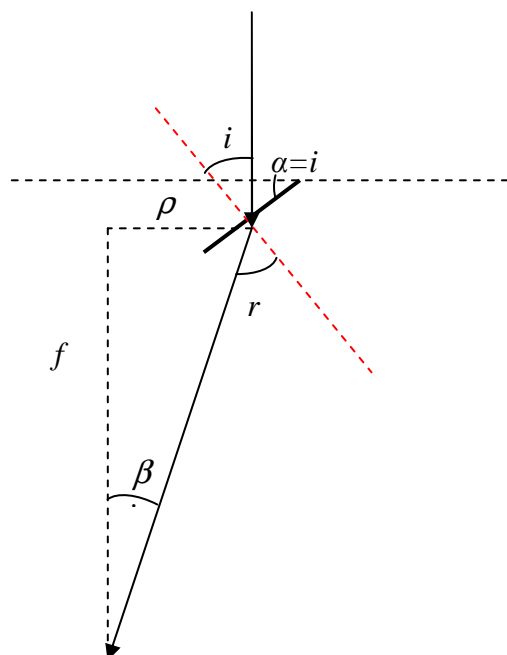


Figura 20 grandezze per il dimensionamento del prisma

Facendo riferimento alle grandezze di figura 20 si nota che conoscendo la distanza verticale  $f$  su cui si vuole focalizzare la radiazione e, quella radiale  $\rho$  è possibile ottenere il valore dell'angolo  $\beta$  attraverso la semplice relazione  $\beta = \arctan\left(\frac{\rho}{f}\right)$ .

L'angolo  $\beta$  è possibile esprimerlo come  $\beta = r - i$ , quindi come funzione degli angoli di rifrazione e di incidenza i cui seni risultano legati all'indice di rifrazione del mezzo secondo la legge di Snell.

Pertanto nota la posizione del bersaglio e il materiale costituente il prisma è possibile calcolare l'inclinazione della superficie interna del prisma stesso.

Si ricorda che la radiazione incidente, nei sistemi a concentrazione solare grazie all'inseguitore solare, è sempre perpendicolare alla lente (DNI), pertanto il valore di  $i$  corrisponde al valore dell'inclinazione della superficie del prisma  $\alpha$ .

Quindi, calcolando  $i$  attraverso le relazioni scritte in precedenza, si conosce immediatamente il valore dell'angolo di inclinazione della superficie interna del prisma  $\alpha$ .

Il prisma è dimensionato mediante i parametri, riportati nella figura seguente, altezza  $h$ , larghezza  $l$  e angolo di inclinazione  $\alpha$  legati tra loro dalla relazione  $h=l\tan \alpha$ . Tale relazione comporta una limitazione in termini di altezza minima del prisma per larghezza ed inclinazione date.

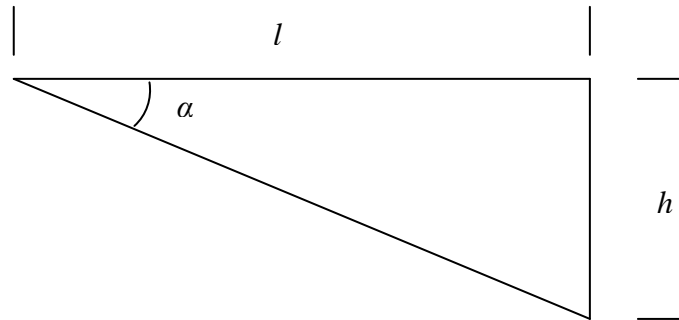


Figura 21 grandezze per il dimensionamento del prisma

L'angolo di inclinazione  $\alpha$  varia a seconda della posizione assunta nella lente e in particolare subisce un aumento nel passaggio dal centro alla periferia della lente. Pertanto se si impone che la larghezza di ogni singolo prisma sia la medesima si otterrà un aumento dell'altezza minima del prisma  $h$  proporzionalmente all'aumento dell'angolo di inclinazione  $\alpha$ . Per evitare eccessive variazioni di spessore tra il centro e la periferia della lente, specie per lenti di dimensioni medio-grandi, si usa sostituire i prismi con larghezza costante con prismi a larghezza variabile, in particolare riducendo questa dal centro alla periferia della lente.

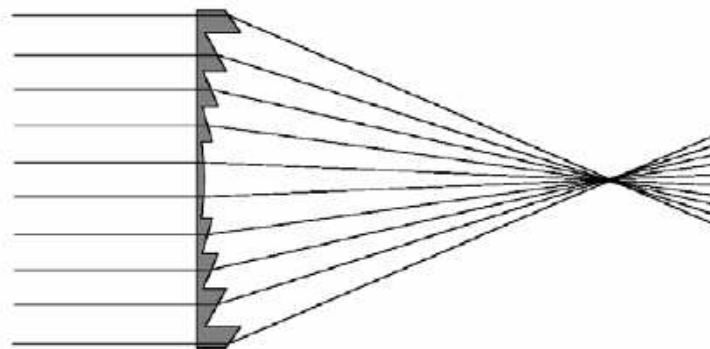


Figura 22 sezione trasversale della lente prismatica in cui si nota la variazione di larghezza dei prismi dal centro alla periferia

### 2.4.3 Meccanismi di perdita

I rendimenti ottici dei sistemi a lenti prismatiche sono dell'ordine del 75-90% e i fenomeni coinvolti nelle perdite sono la riflessione (alle interfacce e per imperfezioni geometriche dei prismi), lo scattering su scanalature e bordi e l'aberrazione cromatica.

La maggiore aliquota di perdite è dovuta alla riflessione alle due interfacce. Infatti la radiazione incidente viene in parte riflessa nel passaggio dall'aria al materiale della lente e poi la radiazione risultante subisce una seconda perdita per riflessione nel passaggio dal materiale della lente all'aria.

In figura è riportato schematicamente il fenomeno indicando con  $S$  la radiazione utile e con  $R$  le frazioni perse per riflessione. Le perdite connesse a tale fenomeno sono nell'ordine del 8-10%.

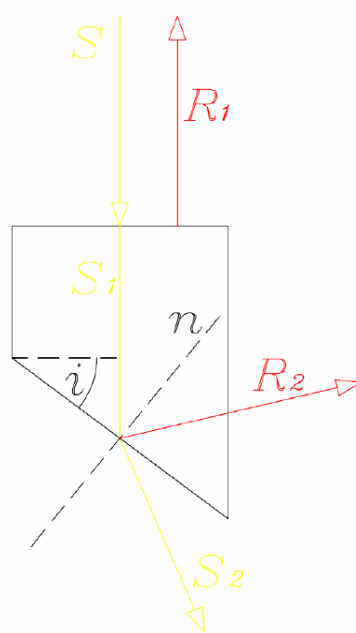


Figura 23 fenomeno della riflessione alle interfacce

Un secondo fenomeno di perdita è dovuto alla non perfetta verticalità delle facce laterali del prisma, questa comporta delle non desiderate riflessioni delle radiazioni incidenti su tali facce con direzioni casuali e, pertanto, non indirizzate al bersaglio. Il rateo di perdita dovuta a tale fenomeno è collegata all'inclinazione delle facce laterali e si considera come un 1% per ogni  $0,5^\circ$  di inclinazione rispetto alla verticale. In figura è riportato uno schema di tale meccanismo di perdita.

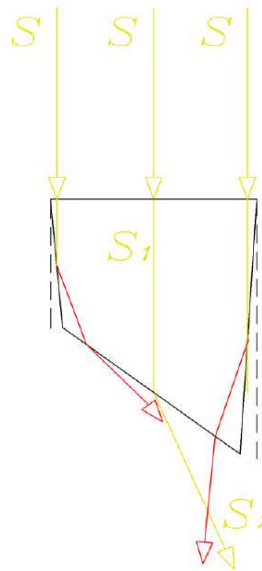


Figura 24 fenomeno della riflessione per imperfetta verticalità delle facce laterali

Altro fenomeno di perdite ottiche è quello dello scattering che si verifica in presenza di raccordi per spigoli e scanalature. Infatti per necessità tecnologiche di produzione gli spigoli non possono essere vivi ma presentano raggi di raccordo. I raggi solari incidenti su tali superfici verranno deviati con una direzione diversa da quella del bersaglio causando perdite ottiche. L'entità delle perdite dipende fortemente del raggio di raccordo, in particolare si assumono valori di circa il 2,3% per valori del raggio di 60 micron. Si riporta in figura uno schema che riproduce il fenomeno.

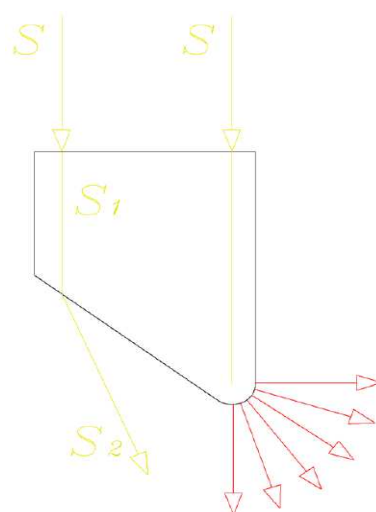


Figura 25 fenomeno di scattering per raccordi di spigoli e scanalature

Il fenomeno della aberrazione cromatica comporta perdite ottiche.

Si ricorda che l'aberrazione cromatica, in ottica, è un difetto nella formazione dell'immagine dovuta al diverso valore dell'indice di rifrazione alle diverse lunghezze d'onda che compongono la radiazione luminosa che passa attraverso il mezzo ottico.

In particolare le radiazioni a lunghezza d'onda più bassa subiscono una deviazione ad angolo maggiore mentre, le radiazioni ad alta lunghezza d'onda subiscono una variazione di direzione più contenuta.

In figura è riportata la variazione del valore dell'indice di rifrazione del PMMA al variare della lunghezza d'onda della radiazione incidente.

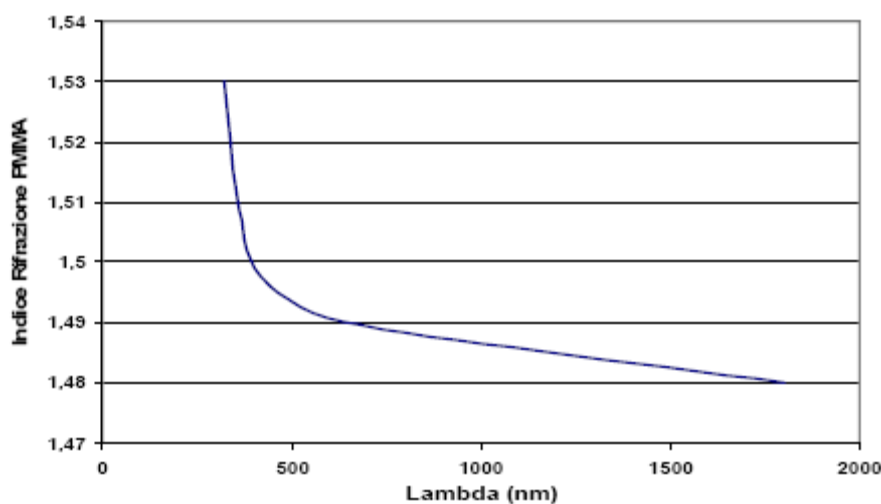


Figura 26 andamento dell'indice di rifrazione del PMMA rispetto alla lunghezza d'onda della radiazione incidente

Alla luce di quanto detto si comprende come il prisma abbia un diverso comportamento rifrattivo nei confronti delle diverse lunghezze d'onda che compongono la radiazione incidente e pertanto diverse direzioni dei raggi rifratti. Queste diverse direzioni possono portare parte della radiazione rifratta fuori dall'area del bersaglio. L'aliquota di perdita dovuta al fenomeno dell'aberrazione cromatica dipende fortemente dall'area del bersaglio e dalla distanza tra questo e la lente, in particolare più l'area del bersaglio è piccola e lontana più la perdita sarà cospicua. Si riporta nella seguente figura una schematizzazione del fenomeno.

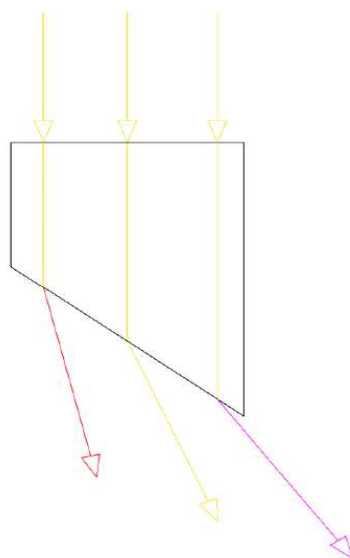


Figura 27 fenomeno dell'aberrazione cromatica

#### 2.4.4 Sistemi a lenti di Fresnel

I sistemi ad ottica rifrattiva alternativi a quelli a lenti prismatiche sono quelli che impiegano come elemento fondamentale la lente di Fresnel. La lente di Fresnel prende il nome dal suo inventore, il fisico Augustin Jean Fresnel (Broglie, Eure, 10 maggio 1788 - Ville-d'Avray, 14 luglio 1827).

Il vantaggio di questo tipo di lente è quello di permettere la costruzione di ottiche di grande dimensione e piccola distanza focale senza l'ingombro, lo spessore e il peso del materiale necessario per costruire una lente sferica convenzionale di equivalente potere diottrico.

Questa lente è ottenuta, concettualmente, frazionando la lente sferica in una serie di sezioni anulari concentriche chiamate anelli di Fresnel, quindi allontanandosi dal centro alla periferia della lente lo spessore della lente viene limitato trasformando la curva continua in una serie di superfici con la medesima curvatura ma non continue.

Nella figura seguente è riportato un confronto tra la sezione trasversale di una lente di Fresnel e quella della equivalente lente sferica.

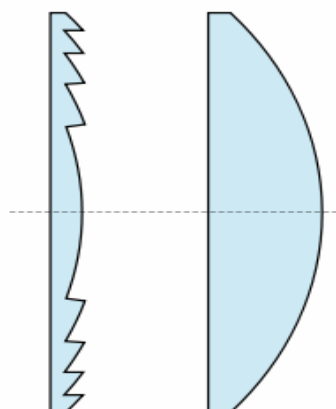


Figura 28 sezioni trasversali: lente di Fresnel e lente sferica

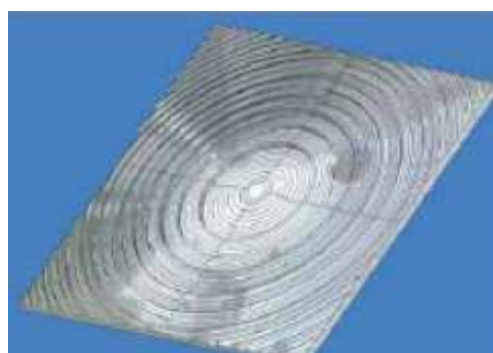


Figura 29 lente di Fresnel

La lente di Fresnel introduce una frammentazione dell'immagine, tuttavia questo non è un aspetto rilevante ai fini dell'impiego in sistemi di concentrazione della radiazione solare.

I fenomeni di perdita precedentemente discussi nel paragrafo sui sistemi a lente prismatica sono ugualmente presenti nelle lenti di Fresnel essendo, questi, fenomeni comuni a tutti le tipologie di ottiche rifrattive. Tuttavia tali fenomeni possono avere diverse influenze a seconda che si impiegano ottiche a lenti prismatiche o ottiche a lenti di Fresnel. Per quanto riguarda le perdite dovute allo scattering della radiazione per la presenza di raccordi di spigoli e scanalature, queste risultano più basse rispetto alla soluzione con lenti prismatiche perché, a parità di area della lente, risulta più piccola la lunghezza totale di spigoli e scanalature interessati da raccordi. Le perdite per aberrazione cromatica risultano, invece, più accentuate con la soluzione lente di Fresnel, in particolare per gli anelli periferici.

Risulta, quindi, necessario un corretto dimensionamento della lente al fine di massimizzare gli effetti di riduzione delle perdite e minimizzare quelli che comportano un aumento delle perdite. Questo tipo di dimensionamento passa attraverso la scelta, per ogni anello di Fresnel, della larghezza più conveniente.

Altro aspetto di vantaggio rispetto alle lenti prismatiche è la maggior semplicità costruttiva, dovuta alla maggiore regolarità geometrica della lente Fresnel.

Le lenti di Fresnel hanno ottenuto un maggior successo e, vengono largamente impiegate nei sistemi di concentrazione attualmente in funzione riportando delle efficienze ottiche elevate, dell'ordine del 75-90%.

#### 2.4.5 Sistemi a lenti ibride

I sistemi a lenti ibride impiegano delle lenti composte da zone con prismi e zone con anelli di Fresnel. Questo permette di ridurre le perdite per aberrazione cromatica, tipiche delle lenti di Fresnel, e quelle per scattering, tipiche delle lenti prismatiche. Un esempio di questo tipo di lente è riportato nella figura seguente dove si nota una zona centrale, caratterizzata dalla presenza di prismi che permette una uniformità di distribuzione di radiazione sulla cella bersaglio, e da una zona periferica composta da anelli di Fresnel che, grazie ad una diminuzione delle perdite per scattering dovute ad una diminuzione della lunghezza totale degli spigoli, aumentano l'efficienza ottica della zona stessa.

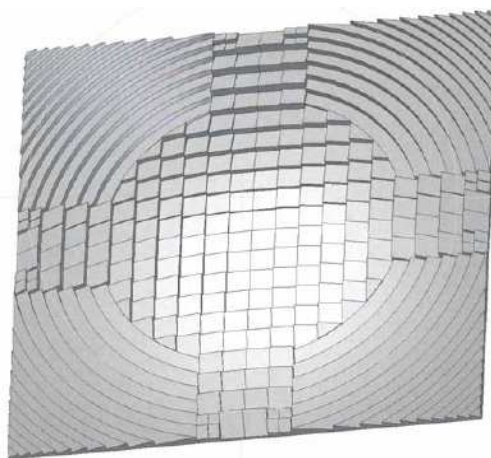


Figura 30 lente ibrida



## 2.5 SISTEMI AD OTTICA RIFLESSIVA

I sistemi ad ottica riflessiva sono caratterizzati dallo sfruttamento del principio ottico della riflessione attraverso l'impiego di specchi e, coprono un ampio range di fattori di concentrazione. Anche per questa ottica vi sono diversi tipi di configurazioni possibili; vi sono i concentratori parabolici lineari e i concentratori parabolici che concentrano la radiazione in un punto. Esempi delle due configurazioni sono riportate nelle seguenti figure.



*Figura 31 concentratore parabolico (parabolic dish)*



*Figura 32 concentratore parabolico lineare*

Il problema delle soluzioni ad ottica riflessiva è rappresentato dalla scarsa compattezza di tali sistemi. Sono, infatti, caratterizzati da elevate dimensioni che comportano difficoltà in termini di montaggio e manutenzione e, non ultimo, un impatto visivo esteticamente poco gradevole.

### 2.5.1. I materiali

I materiali idonei all'impiego in ottiche riflesse devono soddisfare diversi requisiti, in particolare devono presentare una elevata riflettanza in tutto il range dello spettro solare (300-2500nm), che si traduce in una elevata efficienza di riflessione dell'apparecchio, e una costanza nel tempo di tale proprietà.

I nuovi studi nel campo delle ottiche riflesse si stanno muovendo per cercare di rendere selettiva la riflessione. Infatti le lunghezze d'onda maggiori di 1100 nm, per celle fotovoltaiche tradizionali, non comportano la conversione fotovoltaica ma solamente un riscaldamento della cella. Come noto, le celle hanno un calo del rendimento di conversione ad alte temperature. Pertanto, il materiale ideale dovrebbe conciliare una elevata riflettanza nel campo del visibile e dell'ultravioletto con una bassa riflettanza nel vicino infrarosso.

Attualmente i materiali che presentano le maggiori performance ottiche nel campo della riflessione sono l'argento e l'alluminio, tali materiali presentano dei valori medi di riflettanza alla radiazione solare superiori al 90%. In figura si riportano i valori della riflettanza per alcuni materiali

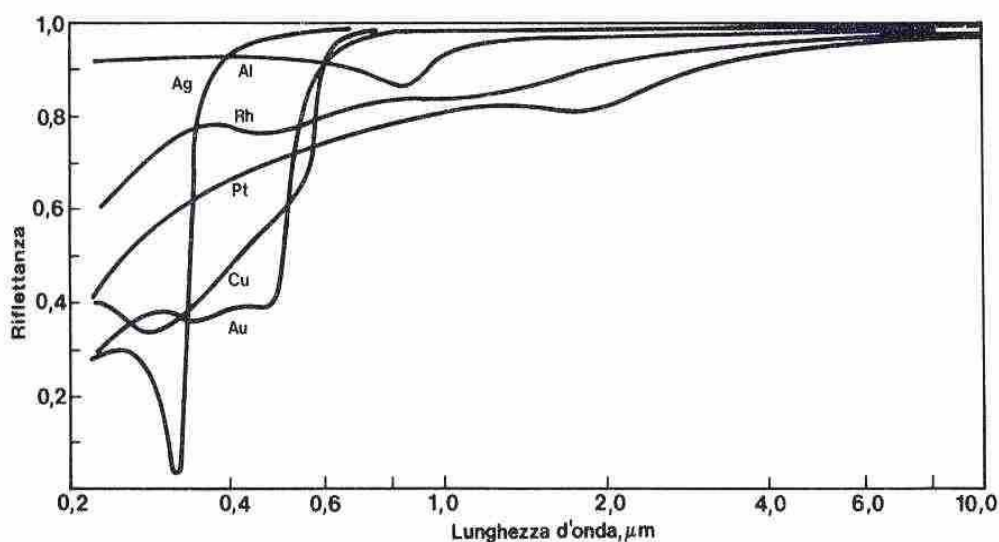


Figura 33 Valori della riflettanza per alcuni materiali

La perdita della riflettanza nel tempo è un altro aspetto da considerare con attenzione, questa può essere causata da erosione od ossidazione delle superfici riflettenti, da accumulo di polvere e sporco sul riflettore o da azioni degli agenti detergenti. Il problema può essere facilmente risolto in caso di accumulo di sporco mentre non si può dire lo stesso in caso di ossidazione delle superfici. Pertanto le prestazioni ottiche dei concentratori dipendono fortemente dalla natura fisica e chimica dei materiali.

Il materiale maggiormente usato in tali sistemi, soprattutto per motivi economici, è l'alluminio anodizzato.

I materiali non devono essere lasciati esposti agli agenti esterni, infatti se l'alluminio e l'argento non vengono protetti ad esempio da uno strato di vetro, o da un foglio di plastica, sono vittime di un rapido ed inesorabile declino delle proprietà ottiche.

Tra le due, la soluzione con fogli in plastica risulta più conveniente rispetto al rivestimento in vetro sia per quanto riguarda le proprietà meccaniche, come ad esempio la fragilità, sia per quanto concerne il peso.

## 2.6 IL SISTEMA OTTICO SECONDARIO

L'efficienza del sistema ottico può essere migliorata ricorrendo all'impiego di ottiche dette secondarie, spesso chiamate SOE (secondary optical elements). Il sistema di ottica secondaria può essere impiegato sia in sistemi ad ottica riflessiva sia in sistemi ad ottica rifrattiva. Il compito di tali componenti è di migliorare la focalizzazione del bersaglio, raccogliendo e indirizzando su questo le radiazioni che altrimenti andrebbero disperse.

I vantaggi derivanti dall'impiego di una ottica secondaria sono:

- diminuzione delle perdite ottiche dovute all'imperfetto posizionamento bersaglio-concentratore;
- diminuzione delle perdite ottiche dovute ad errori di precisione del sistema di inseguimento solare;
- possibilità di impiego di un sistema di inseguimento solare meno accurato e quindi meno costoso;
- aumento dell'intensità e dell'uniformità della radiazione incidente sul bersaglio.

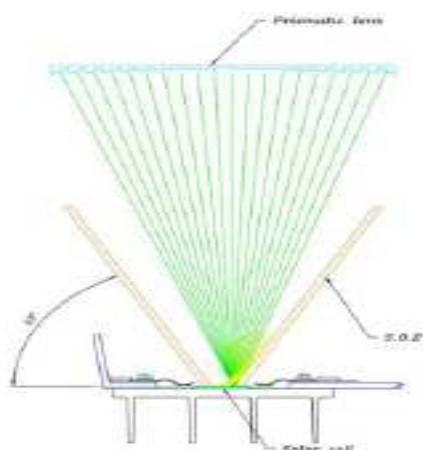


Figura 34 schema concettuale di ottica secondaria in un sistema ad ottica rifrattiva (fonte: ENEA Phocus Project, Ferrara 2006)

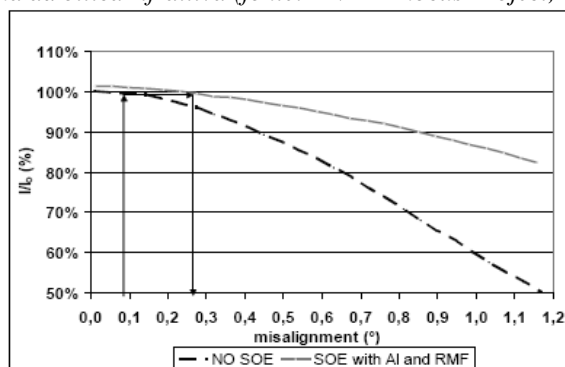
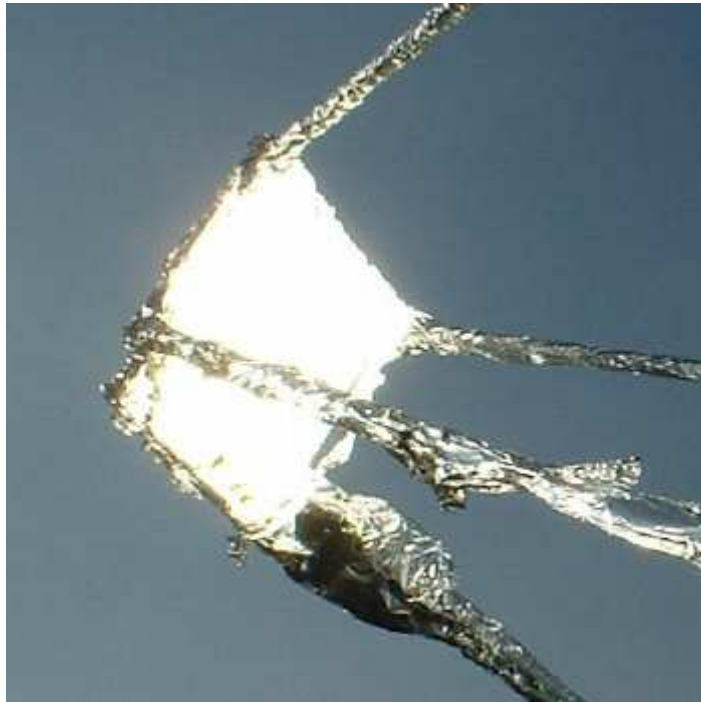


Figura 35 influenza degli errori di allineamento sistema ottico-cella in presenza o meno di SOE (Fonte: ENEA Phocus Project, Ferrara 2006)

## **CAPITOLO 3**

### **IL RICEVITORE**



#### **3.1 IL RICEVITORE**

In un sistema a concentrazione il termine ricevitore indica il bersaglio dove la radiazione solare concentrata viene indirizzata. Nei sistemi fotovoltaici a concentrazione il bersaglio è costituito dalla cosiddette celle solari, celle di materiale attivo sede della conversione della radiazione solare in energia elettrica.

Gli aspetti critici delle celle solari sono rappresentati dagli elevati costi dei materiali semiconduttori che le costituiscono e dalla loro difficoltà di reperimento, per questo

motivo il lavoro di ricerca è orientato, tramite la sperimentazione di nuovi materiali e l'uso di sistemi a concentrazione, verso il massimo sfruttamento delle potenzialità di questi preziosi materiali.

### **3.2 L'EFFETTO FOTOVOLTAICO**

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico.

L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene è la cella solare, la quale altro non è che un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie estesa.

Per analizzare in modo più approfondito l'effetto fotovoltaico è necessario quindi descrivere, almeno concettualmente, il funzionamento del diodo (giunzione p-n). Inoltre visto che fino ad oggi il materiale più usato per la realizzazione delle celle solari è il silicio cristallino, si considera il diodo in silicio, non perdendo di generalità nella trattazione.

Il silicio ha 14 elettroni di cui 4 sono di valenza, questo significa che sono disponibili a legarsi in coppia con elettroni di valenza di altri atomi.

In un cristallo di silicio chimicamente puro ogni atomo è legato in modo covalente con altri 4 atomi cosicché all'interno del cristallo non vi sono, in conseguenza del legame chimico, elettroni liberi.

Se però alcuni atomi di silicio del cristallo vengono sostituiti con atomi di fosforo che ha 5 elettroni di valenza, di questi elettroni 4 verranno usati per legami chimici con atomi adiacenti di silicio, mentre il quinto può essere separato dall'atomo di fosforo mediante energia termica e diventa libero di muoversi nel reticolo del cristallo.

Analogamente se la sostituzione avviene con atomi di boro, che ha solo 3 elettroni di valenza, ci sarà un elettrone mancante per completare i legami chimici con gli atomi adiacenti di silicio. Tale elettrone mancante agisce come se fosse un elettrone "positivo" e viene chiamato lacuna.

Le figure seguenti, mostrano graficamente la situazione descritta, in particolare nella prima si mostra la struttura del reticolo cristallino del silicio, nella seconda la variazione della struttura quando si effettua un drogaggio con atomi di fosforo e con atomi di boro.

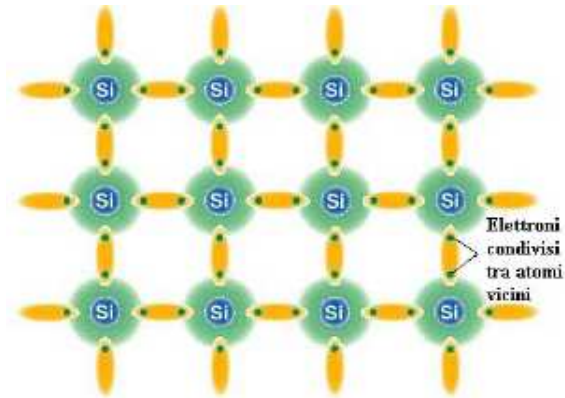


Figura 36 struttura del reticolo cristallino del silicio

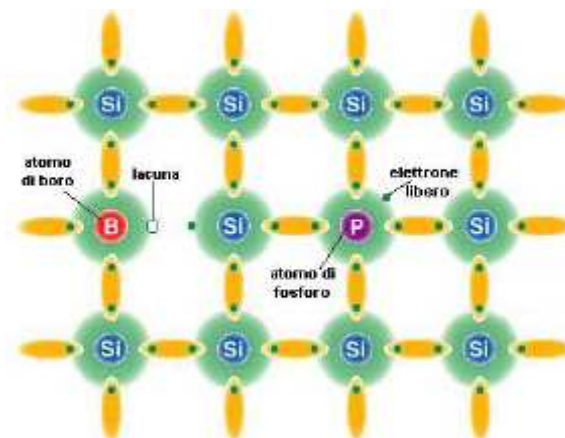


Figura 37 struttura del silicio drogato

Nel drogaggio con fosforo quindi i portatori di carica liberi sono negativi ed il materiale è chiamato di tipo n, mentre nella sostituzione di atomi di silicio con atomi di boro i portatori di carica sono positivi ed il materiale è chiamato di tipo p.

La giunzione p-n (diodo) si realizza unendo una barretta di materiale di tipo n con una barretta di materiale di tipo p. La giunzione p-n altro non è che la superficie di separazione tra il materiale di tipo p e quello di tipo n.



Figura 38 giunzione p-n

Gli elettroni liberi nel materiale di tipo n vedranno alla sinistra una regione nella quale non esistono elettroni liberi e quindi ci sarà un flusso di tali portatori verso la sinistra nel tentativo di ristabilire l'equilibrio. Analogamente le lacune vedranno alla loro destra una regione nella quale non ci sono lacune e ci sarà quindi un flusso di cariche positive verso destra. Con il proseguire di tale processo di diffusione, sul lato sinistro si verificherà un eccesso di cariche negative mentre un eccesso di cariche positive si avrà sul lato destro.

Quindi, nella regione di interfaccia dei due materiali si è creato un campo elettrico che diventa sempre più grande man mano che le lacune e gli elettroni continuano a diffondere verso i lati opposti. Il processo continua finché il potenziale elettrico diventa di una grandezza tale da impedire l'ulteriore diffusione di elettroni e lacune.

Quando si raggiunge tale equilibrio si sarà creato un campo elettrico permanente in un materiale senza l'aiuto di campi elettrici esterni.

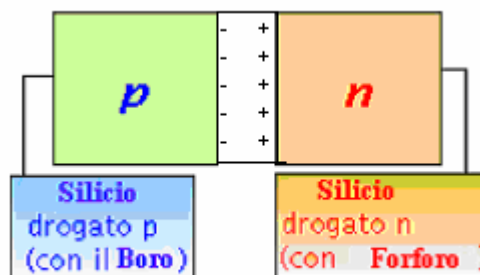


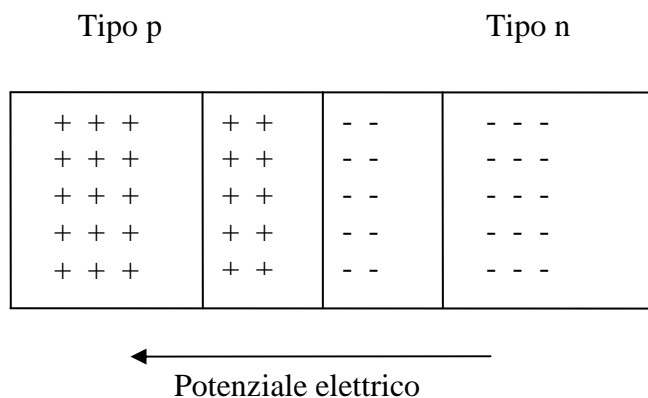
Figura 39 campo elettrico nel materiale creato dal meccanismo di diffusione



A questo punto è possibile spiegare l'effetto fotovoltaico. Infatti si supponga che un fotone, particella costituente un raggio solare, entri nella regione di tipo p del materiale. Se il fotone ha un'energia maggiore della "band gap", cioè dell'energia minima richiesta per rompere un legame del reticolo del silicio, esso sarà assorbito e creerà una coppia elettrone-lacuna. L'elettrone così liberato si muoverà verso destra a causa del potenziale elettrico.

Se invece un fotone entra nella zona n, la lacuna creatasi si muoverà verso sinistra.

Tale flusso produrrà un accumulo di cariche positive sulla sinistra e di cariche negative sulla destra dando così origine ad un campo elettrico opposto a quello creato dal meccanismo di diffusione. In figura è riportato uno schema di tale configurazione finale di cariche.



*Figura 40 disposizione delle cariche dovuto all'interazione con la radiazione solare*

Quanti più fotoni arrivano alla giunzione, tanto più i campi tendono a cancellarsi l'uno con l'altro, fino ad arrivare al punto che non ci sarà più un campo interno che separerà ogni ulteriore coppia elettrone-lacuna.

E' questa la condizione che determina la tensione a circuito aperto della cella fotovoltaica.

Ponendo degli elettrodi, ossia dei contatti metallici, sulla superficie della cella si può infine utilizzare il potenziale che è stato creato.

### 3.3 LE CELLE SOLARI

Le celle solari sfruttano l'effetto fotovoltaico e si dividono a seconda del semiconduttore o dei semiconduttori impiegati e della loro disposizione nella cella stessa.

I semiconduttori solitamente impiegati sono il silicio, l'arseniuro di gallio, il telluriuro cadmio e diseleniuro di indio e rame. Tuttavia ci sono numerosi altri materiali oggetto di studio e di sperimentazione

#### 3.3.1 Caratterizzazione delle celle solari

Le celle solari vengono caratterizzate attraverso parametri che ne descrivono le prestazioni, tali parametri sono deducibili dalla curva caratteristica della cella. La curva caratteristica interessa il quarto quadrante del sistema cartesiano in cui si riportano corrente e tensione.

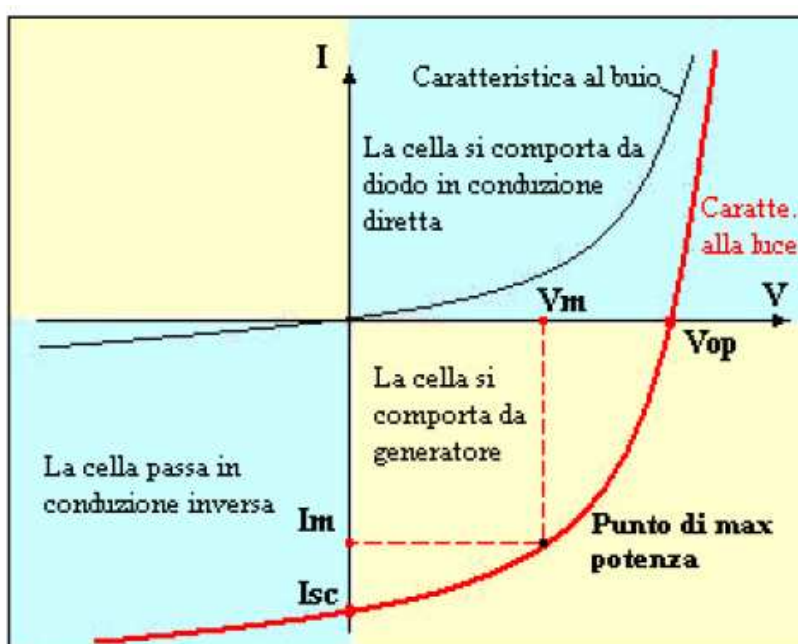


Figura 41 curva caratteristica globale della cella solare

Le misurazioni che vengono fatte per costruire la curva caratteristica di ciascuna cella devono permettere il confronto tra celle diverse e, pertanto, vengono condotte secondo metodologie standard, in particolare per quel che riguarda le condizioni di prova. Tali condizioni, indicate in letteratura con la sigla STC ( standard test conditions), riguardano il valore dell'irraggiamento, fissato in 1000 W/m<sup>2</sup>, la temperatura di esercizio della cella, fissata in 25°C, la distribuzione spettrale della radiazione solare, e il valore del parametro massa d'aria (Air Mass AM), fissato in 1,5. Si fa presente che il parametro AM è definito come il rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo della luce solare attraverso l'atmosfera terrestre e la lunghezza del percorso minimo, che si verifica nel caso di radiazione perpendicolare alla superficie terrestre. In particolare, la relazione tra l'altezza solare  $h$ , altezza del sole sull'orizzonte ( capitolo 4 figura 50), e

ed il parametro Massa d'Aria AM è data da:  $AM = \frac{1}{\sinh}$

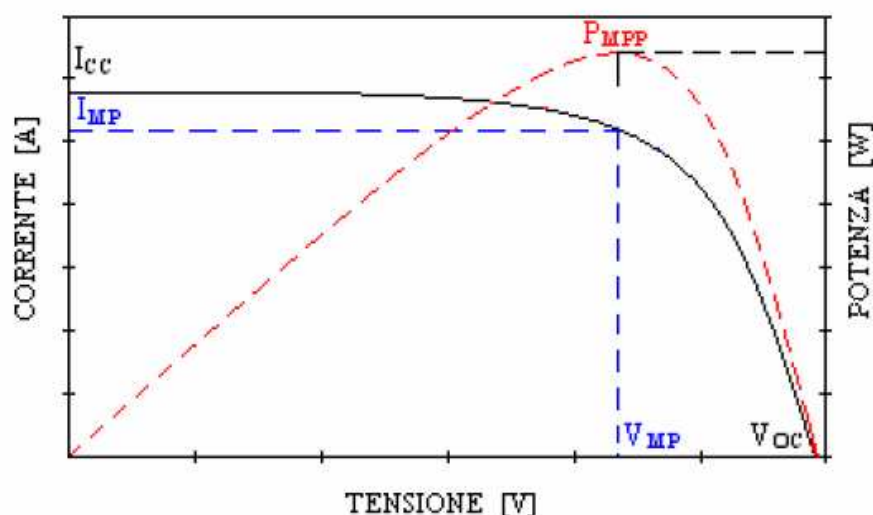


Figura 42 curva caratteristica della cella solare come generatore

Nel diagramma riportato sopra è stata tracciata anche la curva di potenza. Questa curva è caratterizzata da un punto di massima potenza, MPP (maximum power point), che rappresenta il punto di funzionamento in cui la cella eroga la massima potenza. In corrispondenza di tale punto si possono individuare, sulla caratteristica elettrica della cella, i valori della corrente di massima potenza e della tensione di massima potenza. In questo caso la potenza si esprime in Wp ( Watt di picco) per indicare che il valore si riferisce alle condizioni operative standard.

Parametri importanti deducibili dalla curva caratteristica della cella sono la corrente di corto circuito  $I_{cc}$  e la tensione di circuito aperto  $V_{oc}$ .

Altro parametro significativo per il comportamento elettrico della cella è il “fattore di forma” o “fill factor” (FF) che, corrisponde al rapporto tra la potenza nominale della cella (MPP) e la potenza teorica calcolata come prodotto della tensione a circuito aperto per la corrente di corto circuito:

$$FF = \frac{I_{MP} \cdot V_{MP}}{I_{CC} \cdot V_{OC}}$$

Come tutti i componenti sede di conversione energetica anche le celle solari saranno caratterizzate da una efficienza. Tale efficienza è calcolata come rapporto tra la potenza di picco  $P_p$  erogata dalla cella e la potenza del fascio luminoso incidente sulla cella stessa.

$$\eta = \frac{P_p}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{CC}}{E \cdot A}$$

dove con  $E \left[ \frac{W}{m^2} \right]$  si è indicata la potenza specifica del fascio luminoso incidente sulla cella e con  $A [m^2]$  la superficie della cella stessa.

L'andamento della curva I-V varia al variare della temperatura operativa della cella e del livello dell'insolazione. Nelle figure seguenti sono riportate qualitativamente tali variazioni.

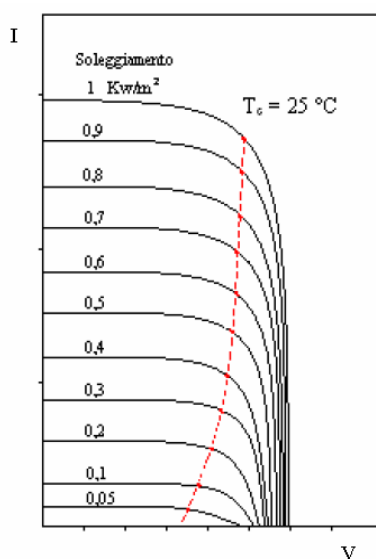


Figura 43 variazione della caratteristica al variare dell'intensità dell'insolazione incidente. In rosso è riportato il punto di massima potenza.

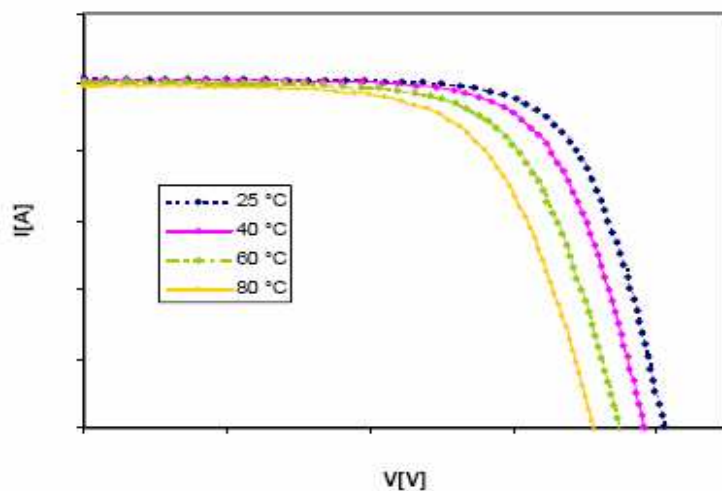


Figura 44 andamento della caratteristica al variare della temperatura di esercizio

Dalla figura 44 si nota come la temperatura influisca sui valori di  $I_{cc}$ ,  $V_{oc}$  e  $FF$ , pertanto anche il valore dell'efficienza di conversione subisce variazioni al variare della temperatura, in particolare diminuisce all'aumentare della temperatura operativa.

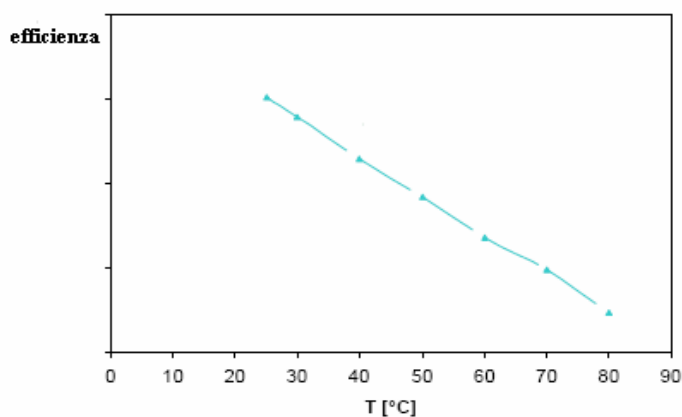


Figura 45 variazione qualitativa dell'efficienza di conversione al variare della temperatura operativa

### 3.3.2 Le celle solari ed i sistemi a concentrazione

Come affermato più volte i sistemi a concentrazione si prefiggono la diminuzione dei costi dell'energia elettrica prodotta da PV e, allo stesso tempo, di dare una risposta al problema del reperimento del silicio. Il raggiungimento di questi traguardi si basa sulla diminuzione della quantità necessaria di materiale attivo, attraverso il principio della concentrazione della radiazione solare, e sull'aumento dell'efficienza di conversione delle celle solari. L'aumento dell'efficienza di conversione è favorita dall'impiego delle celle solari sotto concentrazione infatti, all'aumentare del fattore di concentrazione, e quindi dell'insolazione equivalente incidente sulla cella stessa, l'efficienza presenta un aumento del suo valore fino a raggiungere un massimo seguito poi da una diminuzione. Nella figura sottostante è riportato l'andamento qualitativo tipico dell'efficienza di conversione per una generica cella solare al variare del fattore di concentrazione.

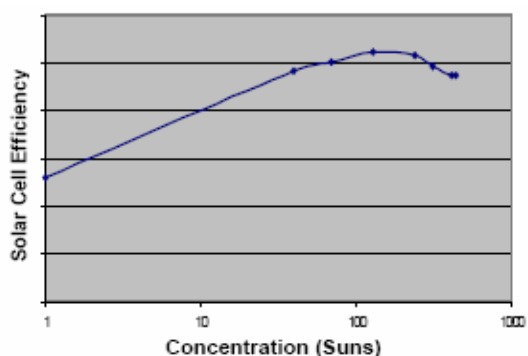


Figura 46 andamento dell'efficienza di conversione in funzione del fattore di concentrazione

Come riportato nel paragrafo precedente si ha una caduta dell'efficienza di conversione per effetto dell'aumento della temperatura operativa della cella. Questo è un fenomeno molto sentito nel caso di sistemi a concentrazione perché, grazie al principio della concentrazione, le intensità delle radiazioni incidenti sulla cella risultano centinaia di volte quella della radiazione solare e quindi le temperature operative della cella stessa sono obbligate ad aumentare.

Per controllare la temperatura operativa della cella si utilizzano dei sistemi di asportazione del calore dalla cella solare. I sistemi di raffreddamento possono essere passivi, cioè costituiti da dissipatori alettati che dissipano in atmosfera mediante

convezione naturale, oppure attivi, ossia utilizzando la circolazione forzata di aria o di un liquido.

### *3.3.3 Le tipologie di celle solari*

Nello sforzo di massimizzare i valori dell'efficienza di conversione e di minimizzare i costi di fabbricazione si sono sviluppati tre ampie aree di ricerca e sperimentazione.

Il primo campo è rappresentato dalle tecnologie cristalline impieganti il silicio nella variante monocristallina (m-Si) o policristallina (p-Si). Queste tecnologie sono caratterizzate da un'elevata affidabilità e maturità. Gli svantaggi legati all'impiego della soluzione cristallina sono rappresentati dall'elevato costo dei suoi processi di produzione e raffinazione, in quanto il silicio deve avere una purezza molto elevata, superiore al 99%. Inoltre occorrono grandi quantità di silicio per produrre le celle cristalline in quanto la lavorazione delle celle stesse è caratterizzata da processi tecnologici che comportano elevate quantità di sfridi. Le efficienze di conversione di tali tipi di celle oscillano tra il 12% e il 18% in impiego tradizionale mentre salgono ulteriormente per impiego in concentrazione.

La seconda area di ricerca è quella della tecnologia a film sottile, introdotta per dare una risposta ai problemi legati alla quantità di materia prima, ai suoi elevati costi e alla complessità dei processi produttivi tipici delle celle a tecnologia cristallina. Le celle, in questo caso, sono formate da strati sottili di semiconduttori applicati ad un substrato di altro materiale, solitamente vetro o ceramica. I materiali semiconduttori impiegati sono il silicio amorfo (a-Si), il diseleniuro di rame ed indio (CIS) e il telluriuro di cadmio (CdTe). Questo tipo di celle sono caratterizzate da efficienze di conversione inferiori al 10% e per celle al silicio amorfo scendono a valori del 5%-7%. Le celle a film sottile presentano una maggiore sensibilità alla luce solare diffusa e un comportamento meno influenzato dalle variazioni di intensità incidente. Questi aspetti, uniti alla bassa efficienza di conversione, portano a concludere che il loro impiego, interessante in ambito tradizionale, non risulta conveniente con i sistemi a concentrazione.

La terza via è rappresentata dalle celle solari costituite da materiali composti da elementi del III e V della tavola periodica, come l'indio, il gallio, l'arsenio, il germanio,

il fosforo. Le celle solari del tipo III-V sono usate nei generatori solari spaziali già dalla metà degli anni '80 e oggi si propongono come soluzione interessante, per uso terrestre, nei sistemi a concentrazione solare.

Questi tipi di materiali permettono delle efficienze molto elevate ( superiori al 20% ), in particolare in concentrazione, e un migliore comportamento, rispetto al silicio, alle alte temperature.

#### *3.3.4 Celle multigiunzione*

Le celle classiche permettono di sfruttare ai fini della conversione fotovoltaica solamente la radiazione solare che è contenuta in un determinato range di lunghezze d'onda. Questo porta a ridurre le efficienze di conversione dal momento che la frazione capace di produrre effetto fotovoltaico è minore. In particolare il silicio è sensibile soltanto alle radiazioni dello spettro solare che hanno lunghezza d'onda inferiore a 1,14 micron, cioè a una stretta fascia di componenti dello spettro, quelle che vanno dal violetto all'arancione. Per tutta la parte dello spettro che va dal rosso all'infrarosso vicino e lontano, il silicio risulta praticamente trasparente. In conclusione, il silicio riesce a sfruttare per la conversione fotovoltaica soltanto una parte piccola dello spettro solare, all'incirca il 40% del totale. E' evidente allora che l'efficienza di conversione delle celle al silicio risulta penalizzata da questo taglio iniziale.

Per poter utilizzare anche il restante 60% dell'energia contenuta nello spettro solare, si è fatto finora ricorso all'artificio delle celle multigiunzione. Il concetto consiste nel far assorbire la radiazione solare da un dispositivo costituito da un gruppo di celle poste in cascata, in modo che ciascuna cella, realizzata con un diverso semiconduttore, possa sfruttare al meglio una fetta dello spettro solare lasciandosi attraversare dalla parte rimanente, che a sua volta potrà essere sfruttata dalle altre celle.



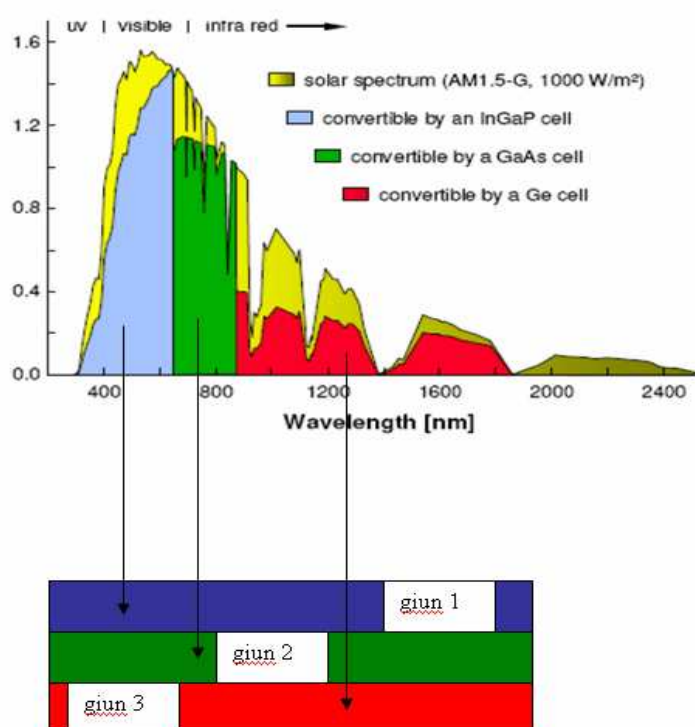


Figura 47 principio della cella multigiunzione

In teoria, si può pensare di realizzare un dispositivo ideale, costituito da un numero grandissimo di celle sovrapposte, ciascuna delle quali sia accoppiata a una fetta sottilissima dello spettro solare. L'efficienza teorica massima per un tale dispositivo, calcolata mediante la termodinamica, ha un valore intorno all'86% . Nella pratica, il concetto multigiunzione è stato ampiamente provato, avendo realizzato il record dell'efficienza di conversione del 40,3% in laboratorio, con sistemi ad elevata concentrazione (200-500 soli), con celle a tripla giunzione della Spectrolab.

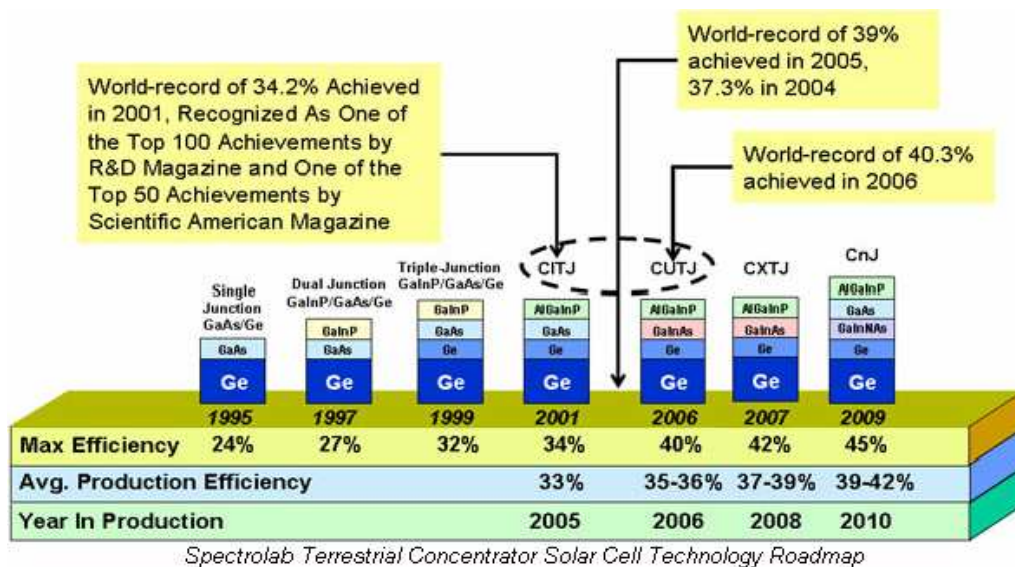


Figura 48 risultati nel campo delle celle solari ad alta efficienza di conversione in sistemi a concentrazione(fonte:www.spectrolab.com)

La tecnologia di fabbricazione del dispositivo è talmente costosa da imporre l'uso soltanto in connessione ai concentratori solari ad alta concentrazione. Inoltre, il passaggio successivo per l'aggiunta di una quarta cella onde aumentare ulteriormente l'efficienza si sta dimostrando tecnologicamente molto difficile, per cui non si pensa che sia possibile industrializzare il processo in modo economicamente competitivo. Tuttavia, a prescindere dal costo, rimane il fatto che il concetto dei dispositivi multigiunzione, oltre a essere attraente sul piano teorico, funziona anche bene sul piano della pratica tecnica.

### 3.3.5 Celle in sistemi con filtro dicroico

Allo studio vi è una soluzione che permette efficienze elevate senza l'impiego delle celle multigiunzione utilizzando, però dei filtri dicroici.

I filtri dicroici permettono di scomporre la radiazione solare in due radiazioni di diverse di lunghezza d'onda, una tra i 0,7 e 1,14 micron ( range sfruttabile dal silicio) e una tra 0,4 e 0,7 micron (range sfruttabile dal InGaP). Pertanto disponendo le celle di diverso materiale, solitamente silicio e InGaP, in punti differenti del bersaglio è possibile ottenere un effetto simile a quello delle celle multigiunzione, ossia un più completo ricoprimento dello spettro solare da parte del sistema fotovoltaico. Inoltre impiegando due sottocelle più piccole che sfruttano al meglio la radiazione incidente si ha un minore carico termico, ed una più semplice asportazione del calore dalla cella stessa, anche con metodi passivi.

Se la difficoltà nel caso delle celle multigiunzione riguarda la produzione delle celle, in questo caso si sposta sul sistema ottico e in particolare sul filtro dicroico che deve essere particolarmente preciso, considerando che non bisogna focalizzare più sulla cella ma su una sua porzione.

In figura si riportano due immagini di celle che lavorano in concentrazione con filtro dicroico.



Figura 49 celle in concentrazione dicroica

## **CAPITOLO 4**

### **L'INSEGUITORE SOLARE**



#### **4.1 PERCHE' "INSEGUIRE" IL SOLE?**

Tutti i sistemi che sfruttano l'energia solare risentono in modo marcato del loro posizionamento rispetto alla sorgente solare stessa. In particolare i valori delle loro

produttività sono massimi se i raggi provenienti dal sole, e incidenti il sistema, risultano ortogonali al sistema stesso.

Nel caso di sistemi fotovoltaici tradizionali, a pannelli piani, si ha una produzione di energia tanto più alta quanto più la componente diretta dei raggi solari incide perpendicolarmente al pannello. Questo aumento di produttività è riconducibile a due fenomeni. Il primo è rappresentato dal fatto che il processo di generazione di coppie elettrone-lacuna, e conseguentemente di corrente, da parte del semiconduttore è fortemente influenzato dall'inclinazione con cui i fotoni colpiscono la superficie, in particolare più i raggi sono inclinati più il processo di formazione di coppie viene influenzato negativamente. Il secondo fenomeno è quello dovuto al fatto che più i raggi incidenti si discostano dalla traiettoria perpendicolare al pannello, maggiore è la componente della radiazione che viene riflessa dalla superficie del pannello.

Nel caso, invece, di sistemi fotovoltaici a concentrazione l'inseguimento solare è una necessità, un requisito fondamentale per il funzionamento del sistema stesso, infatti una limitazione comune a tutti i sistemi ottici di concentrazione, siano essi rifrattivi, riflessivi o ibridi, è quella di poter concentrare solamente la componente diretta della radiazione solare; quindi nasce, per tali tipi di sistemi, la necessità di sfruttare al massimo tale contributo della radiazione solare mediante un posizionamento ottimale dell'ottica di concentrazione rispetto alla radiazione stessa.

Pertanto, se l'inseguimento solare è un aspetto che determina un aumento di produttività (fino a valori del 30%-40%) per i sistemi fotovoltaici a pannelli piani, diventa invece indispensabile per i sistemi impieganti tecnologie a concentrazione.

Da quanto detto, circa l'importanza di un opportuno posizionamento della superficie captante, si evince l'interesse per la tecnologia dell'inseguimento solare.

## 4.2 RADIAZIONE INCIDENTE SULLA SUPERFICIE CAPTANTE

Se si considera un fascio di raggi, l'angolo che essi formano con la normale alla superficie che investono è chiamato angolo di incidenza, solitamente indicato con la lettera  $i$ . La quantità di energia che la superficie assorbe dipende da tale angolo.

Per calcolare l'irraggiamento solare su una superficie captante orientata e inclinata a piacere, in un punto qualsiasi della superficie terrestre, bisogna determinare l'angolo di incidenza  $i$ . Esso varia a seconda dell'ora e della stagione e viene descritto mediante diversi angoli caratteristici.

Nella seguente figura sono rappresentate le varie grandezze attraverso cui si definiscono la posizione di una superficie, inclinata e orientata a piacere, la posizione del sole, e l'angolo di incidenza:

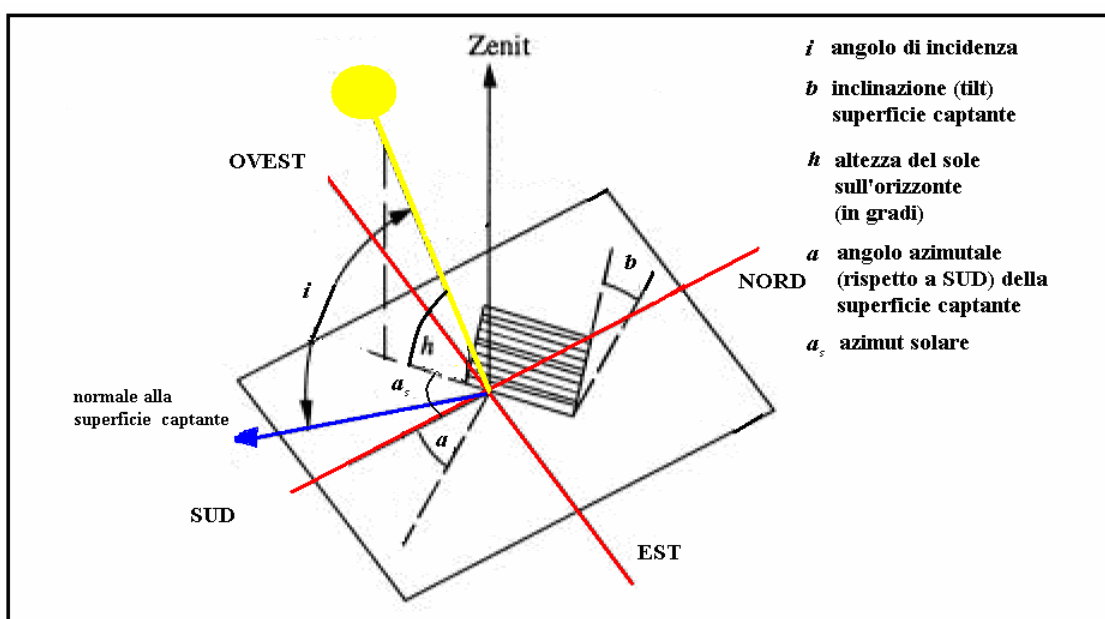


Figura 50 definizione della posizione di una superficie, inclinata e orientata a piacere, della posizione del sole, e dell'angolo di incidenza  $i$

L'angolo di incidenza si può esprimere secondo la seguente relazione:

$$\cos(i) = \text{sen}(h) \cdot \cos(b) + \cos(h) \cdot \text{sen}(b) \cdot \cos(a - a_s)$$

dove è adottata la seguente notazione:

- $a$  indica l'angolo azimutale, ossia rispetto a sud, della superficie captante;
- $a_s$  indica l'angolo azimutale del sole;
- $h$  indica l'altezza del sole sull'orizzonte, espressa in gradi;
- $b$  indica l'angolo di tilt, ossia l'angolo di inclinazione della superficie captante.

Come detto più volte la componente della radiazione solare che può essere sfruttata dai sistemi fotovoltaici a concentrazione è quella diretta (DI, Direct Irradiance), pertanto la porzione di radiazione diretta captata dal sistema ottico ( $DI_{cap}$ , Direct Irradiance captata) dipende dalla radiazione diretta incidente e dal coseno dell'angolo di incidenza secondo la relazione:

$$DI_{cap} = DI \cdot \cos(i)$$

Da tale relazione si nota che il valore massimo, della  $DI_{cap}$ , si ottiene per valori unitari del coseno dell'angolo di incidenza, valore questo che può ottenersi, istante per istante, solamente con dei meccanismi di inseguimento solare. In particolare questo valore massimo della radiazione captata coincide con la totalità della radiazione diretta proveniente dal sole. Si fa presente che la totalità della radiazione diretta indicata con DI nella relazione precedente coincide con quella che è normalmente indicata come DNI (Direct Normal Irradiance), indicante la radiazione diretta incidente su una superficie captante ortogonale alla radiazione stessa, da cui l'inserimento del termine "normal".

### 4.3 TIPOLOGIE DI INSEGUITORI SOLARI

Riprendendo il discorso del paragrafo precedente, al fine di massimizzare la quantità di radiazione concentrata dai sistemi ottici occorre che sia verificata, istante per istante, la seguente relazione:

$$\cos(i) = 1$$

Questo vuol dire mantenere costantemente nullo il valore dell'angolo di incidenza, ossia mantenere la superficie captante del sistema ottico sempre perpendicolare alla radiazione diretta incidente.

Per ottenere tale risultato bisogna ricorrere a meccanismi chiamati inseguitori solari.

In base alla movimentazione che tali inseguitori solari sono in grado di fornire vengono suddivisi principalmente in inseguitori monoassiali, o ad un grado di libertà, e in inseguitori biassiali, o a due gradi di libertà.

I primi, gli inseguitori monoassiali, sono capaci di inseguire il sole mediante un solo grado di libertà rotazionale. Tale inseguimento può avvenire, come nel caso riportato in figura 51, mediante un inseguimento di azimuth (figura 50), movimento della superficie captante da est verso ovest che segue il sole nella sua traiettoria dall'alba al tramonto, oppure mediante un inseguitore di tilt (figura 50), movimento che inclina la superficie captante rispetto all'orizzonte al fine di seguire la traiettoria del sole al variare dei giorni e delle stagioni.

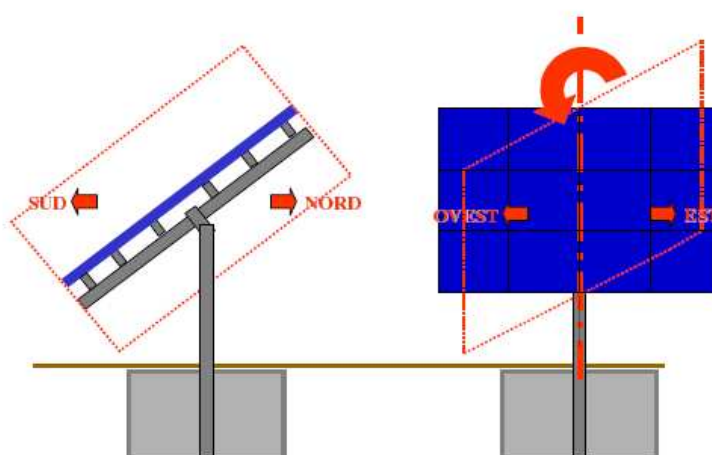


Figura 51 esempio di sistema di inseguimento solare monoassiale, in particolare azimuthale



Gli inseguitori monoassiali sono utilizzati nel campo della tecnologia fotovoltaica tradizionale a pannelli piani in quanto non permettono un costante soddisfacimento della relazione sul coseno dell'angolo di incidenza, tuttavia consentono interessanti risultati in termini di incremento di produttività rispetto ad installazioni fisse.

Permettono, infatti, degli incrementi di produzione di energia elettrica dell'ordine del 25% in caso di inseguitore azimutale, e del 6% nel caso di inseguitore di tilt.

Nel caso di sistemi fotovoltaici a concentrazione, per sfruttare la totalità della radiazione solare diretta, l'inseguimento solare deve essere perfetto, deve cioè rispettare, istante per istante, la condizione sul coseno dell'angolo di incidenza. Tale perfezione nell'inseguimento della traiettoria solare (vedi figura seguente) è ottenibile mediante gli inseguitori biassiali, o a due gradi di libertà.



Figura 52 traiettoria solare e inseguimento solare monoassiale e biassiale  
 (fonte: <http://www.anu.edu.au/>)

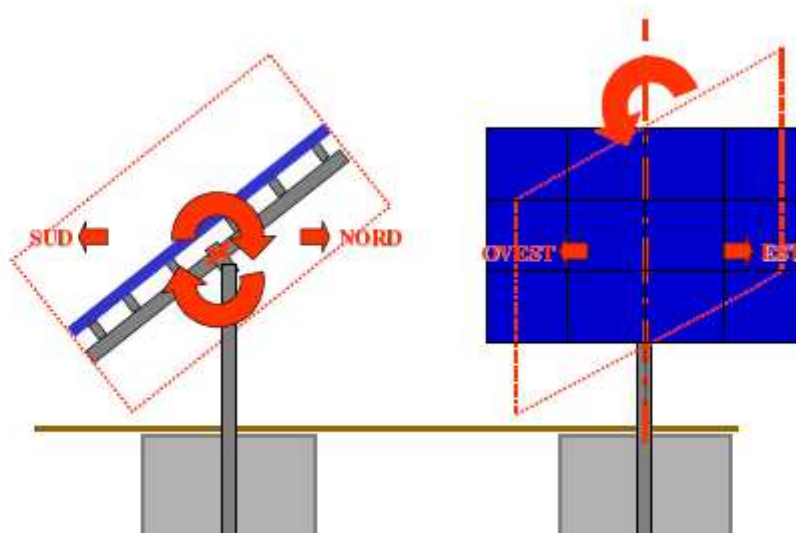
Anche questi tipi di inseguitori sono impiegati nella tecnologia tradizionale a pannelli piani e permettono degli incrementi di produzione di energia elettrica, rispetto a sistemi a pannelli fissi, che arrivano anche a valori del 40%.

Gli inseguitori a due assi [<http://www.powerfromthesun.net>] si dividono in due categorie a seconda del meccanismo di movimentazione, in particolare in inseguitori azimut-elevation, che rappresentano la scelta più diffusa, e in inseguitori spinning-elevation (detti anche inseguitori polari).

I sistemi di inseguimento azimut-elevation agiscono operando sia delle rotazioni azimutali, ossia rotazioni che seguono il sole nel suo movimento dall'alba al tramonto, quindi da est verso ovest, che delle rotazioni di tilt, variazioni dell'inclinazioni, rispetto all'orizzontale, della superficie captante che seguono il movimento del sole al variare dei giorni e delle stagioni.

Pertanto il pilotaggio delle azioni di inseguimento avviene tramite coordinate che coincidono con i classici angoli utilizzati per definire la posizione solare, ne consegue una intuitività nell'interfacciarsi col sistema stesso, qualità questa che contribuisce a rendere tali sistemi i più diffusi.

Un esempio schematico di sistema biassiale con inseguimento azimut-elevation è riportato nella seguente figura:

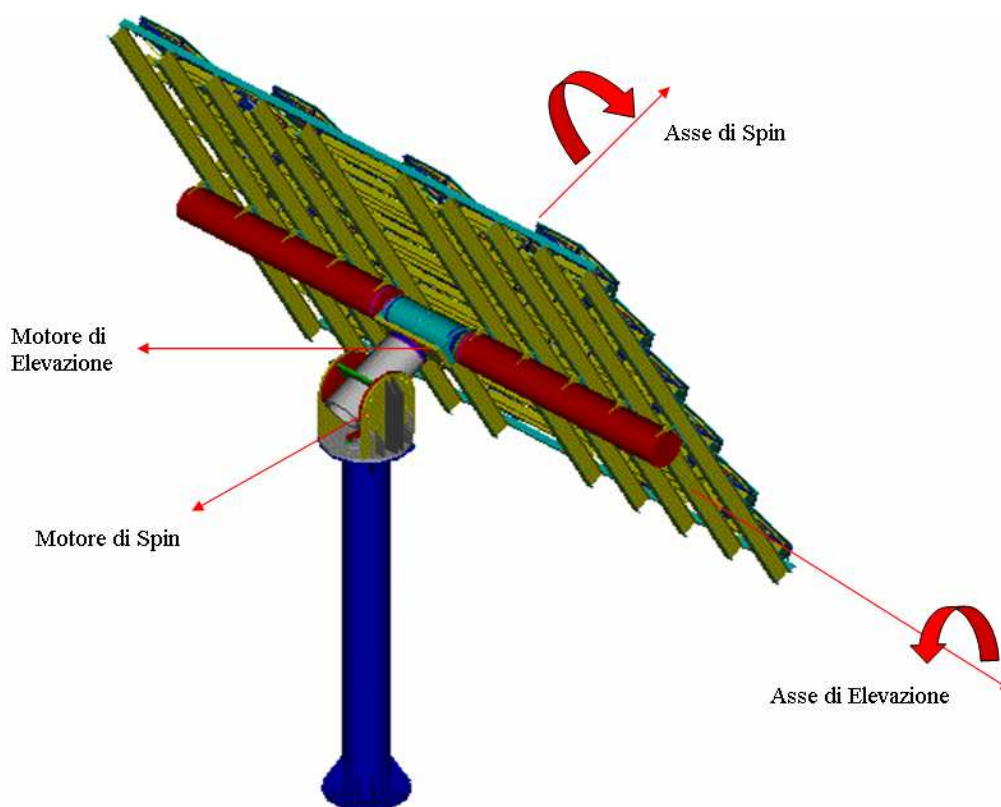


*Figura 53 esempio di sistema di inseguimento solare biassiale, in particolare azimut-elevation*

La tecnologia di inseguimento spinning-elevation, chiamata anche di inseguimento polare o polar tracking, utilizza un diverso meccanismo di inseguimento, caratterizzato sempre da un sistema a due gradi di libertà rotazionali ma che, in questo caso, sono la rotazione detta di spin e quella detta di elevazione. La rotazione di spin avviene attorno ad un asse che è costantemente parallelo all'asse terrestre, asse che punta nella stessa direzione della stella polare (da cui sistema ad inseguimento polare), secondo rotazioni di  $15^\circ$  per ora. La rotazione di elevazione avviene attorno ad una asse perpendicolare all'asse di rotazione di spin inseguendo le variazioni stagionali della traiettoria solare.

I sistemi impieganti questa soluzione di inseguimento risultano, al momento, meno diffusi rispetto a quelli azimut-elevation.

Nella figura seguente si riporta uno schema di inseguitore solare spinning-elevation.



*Figura 54 esempio di sistema di inseguimento solare biassiale, in particolare spinning-elevation*

I sistemi di inseguimento solare possono essere ulteriormente suddivisi in inseguitori attivi, nel caso in cui il movimento avvenga attraverso motoriduttori, e in inseguitori passivi, nel caso vengano messi in movimenti da fenomeni fisici autonomi, come ad esempio la dilatazione termica di gas.

#### 4.4 LOGICHE DI FUNZIONAMENTO

Le logiche che regolano il movimento degli inseguitori solari differiscono a seconda del comando elettronico che pilota il movimento stesso. Si dividono, a tal proposito, in inseguitori analogici, quando il comando è generato sulla base delle informazioni di un sensore che individua la posizione del punto più luminoso nel cielo, e in inseguitori digitali, quando il comando proviene da un microprocessore che, tramite delle tabelle memorizzate, conosce in ogni momento la posizione del sole nel cielo.

I sistemi a logica analogica sono caratterizzati da due parti fondamentali cui sono demandate le funzioni di rilevamento della posizione del sole e di movimentazione della superficie captante.

La prima è costituita da un sensore di posizione capace di rilevare l'angolo di cui la superficie captante deve essere ruotata per ripristinare la condizione di ortogonalità tra raggio incidente e superficie stessa. Il principio di funzionamento su cui si basano la maggior parte dei questi sensori è quello dell'impiego di fototransistor. In particolare il sistema è costruito in modo tale che quando l'ortogonalità tra radiazione incidente e superficie captante è soddisfatta i fototransistor si trovano in una condizione di non illuminamento, mentre quando lo spostamento del sole comporta un allontanamento dalla condizione di ortogonalità i fototransistor passano in una condizione di illuminamento, generando così un segnale che sarà opportunamente processato da una logica di controllo.

La seconda parte di un inseguitore solare a logica analogica è costituita da un sistema di posizionamento, deputato a processare il segnale proveniente dal sensore di posizione e a ruotare la superficie captante di una quantità pari all'angolo rilevato dallo stesso sensore di posizione. In particolare il sistema agisce su entrambi gli assi e, dovendo ruotare la superficie di piccole quantità discrete, tale azione è esercitata attraverso l'uso di motori step che, se opportunamente pilotati, permettono delle rotazioni fino a valori dell'ordine di  $0,9^\circ/\text{step}$ .

Nella figura si riporta un diagramma che riporta concettualmente il principio di funzionamento degli inseguitori a logica analogica.

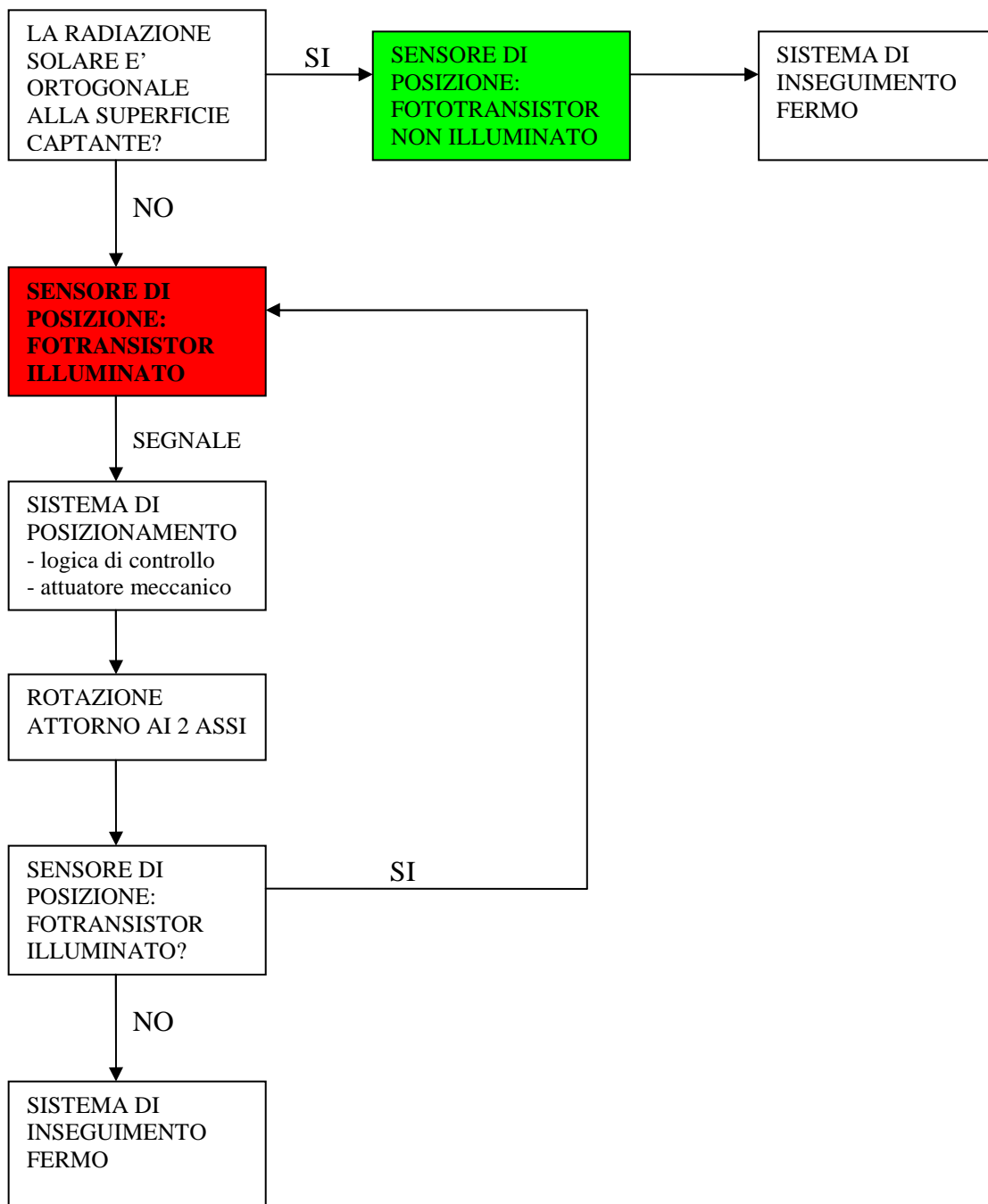


Figura 55 principio di funzionamento di un inseguitore solare a logica analogica

I sistemi con logica digitale sono caratterizzati da un sistema di posizionamento simile a quello dei sistemi a logica analogica, per quel che concerne la movimentazione della

superficie captante, ma tale sistema non agisce sotto l'input di un sensore di posizione ma attraverso un comando che, come detto prima, attinge a tabelle memorizzate che descrivono in ogni momento la posizione del sole nel cielo.

Il vantaggio è evidente in termini di semplicità costruttiva e concettuale dell'intero sistema di inseguimento. Il vantaggio è riscontrabile anche in termini di affidabilità e manutenzione richiesta, infatti il sensore di posizione risente in maniera marcata di eventuali depositi di sporco, così come di neve, e anche di fenomeni di condensa; tutte situazioni, queste, che nei 20 anni di vita utile del sistema fotovoltaico a concentrazione sono probabili, anche con frequenze elevate.

Questa maggiore semplicità e minore richiesta di manutenzione, dei sistemi a logica digitale rispetto a quelli a logica analogica, si traduce in una diminuzione dei costi del sistema sia in termini di investimento che di gestione.

Un altro aspetto positivo da considerare è rappresentato dal fatto che un inseguimento solare attraverso tabelle già memorizzate permette il perfetto posizionamento della superficie captante anche in condizioni di cielo non completamente terso.

Sulla base di quanto detto si capisce come l'interesse della maggior dei costruttori e dei progettisti ricada su una soluzione di logica digitale, sicuramente più semplice, affidabile ed economica.

## CAPITOLO 5

### IL SITO E LA DISPONIBILITA' SOLARE



#### 5.1 IL SITO

Al fine di dimensionare correttamente un impianto di conversione dell'energia solare bisogna caratterizzare il sito che dovrà ospitare il sistema stesso in termini di posizionamento geografico e di potenzialità della radiazione solare incidente.

Una corretta caratterizzazione del sito e della sua meteorologia è di basilare importanza sia per un corretto dimensionamento del sistema energetico sia per definire se tale sito sia sfruttabile o meno dal punto di vista dell'energia solare.

La radiazione solare subisce, a causa della presenza di nubi e di pulviscolo atmosferico, processi di scattering ed assorbimento durante il percorso verso il suolo, processi questi che comportano la divisione della radiazione solare globale in una quota parte diffusa e in una diretta.

Nel caso in questione dei sistemi fotovoltaici a concentrazione occorre che la risorsa solare disponibile sia congrua in termini di radiazione diretta affinché tale sistema sia efficiente. Tale necessità coincide con una posizione geografica caratterizzata da latitudini non troppo elevate e un livello di nuvolosità media annuale piuttosto ridotta, requisiti questi che vengono ampiamente rispettati dalle località italiane, con le prevedibili differenze tra i siti del nord e quelli del sud.

Nel presente lavoro, come anticipato nella sezione introduttiva, si dimensiona, secondo una progettazione di massima, un sistema solare a concentrazione in trigenerazione per i fabbisogni energetici di un aeroporto.

Come sito di installazione dell'impianto si è scelta una superficie caratterizzata da una posizione geografica avente una latitudine di 43, 68° Nord, una longitudine di 10, 38° Est e una altezza sul livello del mare di 2 metri. Tale sito coincide con la città di Pisa.

Inoltre il sito scelto risulta pianeggiante, privo di vegetazione ad alto fusto, di costruzioni vicine, e di rilievi, pertanto non ci sono ostacoli che possono ombreggiare la superficie ottica dei sistemi fotovoltaici a concentrazione.

## **5.2 CALCOLO DELLA DISPONIBILITÀ SOLARE**

Il calcolo della disponibilità solare coincide con il calcolo della componente diretta radiazione solare incidente sull'ottica del sistema fotovoltaico a concentrazione.

Tale radiazione è in particolare sempre diretta perpendicolarmente all'ottica dal momento che il sistema è equipaggiato di un inseguitore solare a doppio asse.

Esistono numerose banche dati, come ad esempio quelle militari o meteorologiche, che raccolgono i valori delle intensità delle radiazioni globali, dirette, dei livelli di



nuvolosità medi, relativi ad un determinato sito, nell'arco di intervalli temporali anche di diversi anni, dando sia valori puntuali che in termini di media. In particolare sul sito della NASA esistono banche dati che raccolgono i valori degli ultimi 30 anni.

I valori della radiazione solare diretta che vengono riportati nelle banche dati coincidono con la radiazione ortogonale rispetto al suolo del sito prescelto (DI) pertanto è una quota della radiazione diretta incidente in quel sito, per chiarire tale concetto si veda la figura seguente.

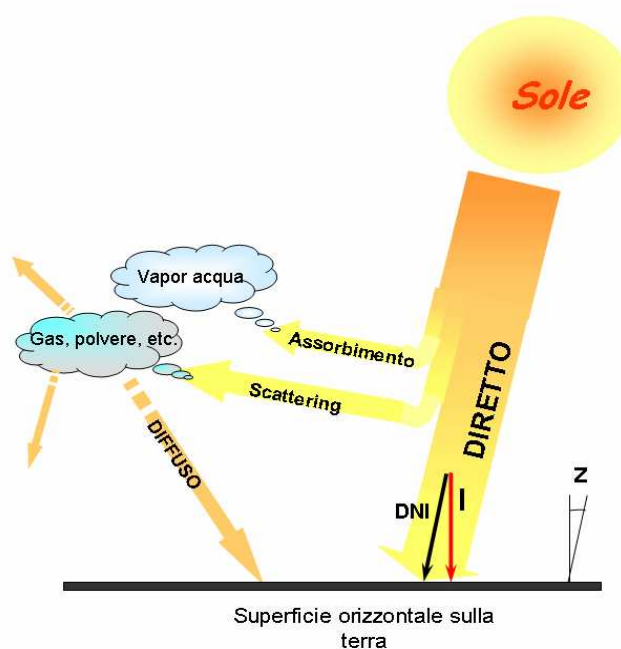


Figura 56 varie componenti della radiazione solare, e angolo zenitale  $z$

Il sistema fotovoltaico a concentrazione impiega un sistema di inseguimento solare a doppio asse capace, pertanto, di raccogliere istante per istante la totalità della radiazione diretta proveniente dal sole, in altre parole la DNI (Direct Normal Irradiance).

Il valore della DNI deve essere quindi ricavato da quello disponibile nelle banche dati come radiazione diretta ortogonale al suolo  $I$ .

Il calcolo della DNI, quindi, passa attraverso l'applicazione della relazione che lega la componente ortogonale al suolo della radiazione diretta, indicata con  $I$ , con il coseno dell'angolo zenitale  $z$ , angolo tra la normale al suolo riferita al sito in esame e la radiazione incidente. In particolare la relazione è la seguente:

$$DNI = \frac{I}{\cos z}$$

Si fa presente che l'angolo zenitale  $z$  coincide con l'angolo di incidenza, indicato solitamente con la lettera  $i$ , tra una superficie captante posta orizzontalmente nel sito prescelto e la radiazione solare diretta (DNI).

### 5.2.1 Calcolo del $\cos z$

L'angolo zenitale del sole  $z$ , come ribadito in precedenza, è l'angolo compreso tra la direzione dei raggi del sole, supposti paralleli, e la retta normale al suolo del sito prescelto, ossia la retta di zenit.

Il valore di tale angolo subisce delle variazioni nel corso sia delle stagioni, sia nel corso delle giornate stesse. Per tenere conto di queste variazioni nel calcolo del valore del coseno di tale angolo bisogna far riferimento anche ad altre grandezze che descrivono sia la posizione geografica del sito prescelto, in particolare la latitudine del sito, sia dati astronomici che descrivono la traiettoria apparente del sole nel corso delle stagioni e delle singole giornate, come l'angolo orario solare e la declinazione solare. Tutte queste grandezze, che ora saranno definite in maniera accurata, sono variabili, eccetto la latitudine, con continuità al trascorrere dei giorni e delle ore, tuttavia il passo di discretizzazione temporale utilizzato nel calcolo corrisponde ad un passo orario, per l'angolo solare, e ad un passo giornaliero per quanto riguarda la declinazione solare.

La latitudine ( figura 57), chiamata anche latitudine geografica è la coordinata geografica pari all'altezza del polo nord celeste sull'orizzonte. La latitudine è pari all'angolo che la verticale (zenit) , di un punto sulla superficie della Terra, forma con il piano equatoriale. Tale angolo viene misurato in gradi sessagesimali e può assumere valori nell'intervallo da 0 a 90° Nord e da 0 a 90° Sud.

L'angolo orario solare (figura 57), indicato con la lettera  $\omega$ , rappresenta l'angolo variabile nel corso della giornata, dall'alba al tramonto, misurato sul piano della traiettoria apparente del sole con la convenzione che valga 0° alle ore 12 secondo l'ora solare, relativa al meridiano del sito interessato, e valori positivi verso il tramonto. La traiettoria apparente del sole procede per tutte le 24 ore, anche se nelle ore notturne non è visibile, pertanto essendo stata impiegata nel calcolo una discretizzazione temporale

con passo orario, la variazione del valore dell'angolo orario solare è pari a  $15^\circ$  per ora. Le legge che descrive tale variazione temporale è data dalla relazione seguente:

$$\omega = 15^\circ(os - 12)$$

dove con il termine  $os$  si è indicata l'ora solare del meridiano relativo al sito prescelto. Si fa presente come la relazione scritta rispetti sia la convenzione sull'annullamento di  $\omega$  alle ore 12 sia quella sulla positività di tale valore verso il tramonto.

La declinazione solare, indicata con la lettera  $\delta$ , è l'angolo tra la posizione del sole al mezzogiorno solare ed il piano dell'equatore. In particolare tale angolo subisce, a causa della traiettoria apparente del sole, una variazione continua che porta il suo valore ad oscillare tra i  $-23^\circ 27'$ , valore assunto nel solstizio di inverno, e i  $+23^\circ 27'$ , valore assunto nel solstizio d'estate, passando per lo 0 negli equinozi di primavera e di autunno. In particolare nella variazione della declinazione (vedi figura seguente) dall'equinozio di primavera al solstizio d'estate si parla di declinazione positiva del sole, mentre nel percorso dall'equinozio d'autunno al solstizio d'inverno si parla di declinazione negativa. Tale variazione è dovuta al fatto che l'asse terrestre è inclinato rispetto alla perpendicolare al piano d'orbita terrestre proprio di  $23^\circ 27'$ . Si ricorda che il piano d'orbita terrestre (figura 58) è il piano geometrico su cui giace l'orbita della Terra ed è anche chiamato piano dell'eclittica.

Sulla base di quanto detto circa la declinazione solare, e considerando un passo di discretizzazione giornaliero, la legge che descrive la sua variazione giornaliera, è data da:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen} \left[ 360 \cdot \frac{(284 + n)}{365} \right]$$

dove con la lettera  $n$  si è indicato il numero del giorno, da 1 a 365.

Nella seguente figura sono riportati le grandezze geografiche ed astronomiche necessarie per il calcolo del coseno dell'angolo zenitale e, anche, le traiettorie apparenti nel sole in diversi periodi dell'anno.

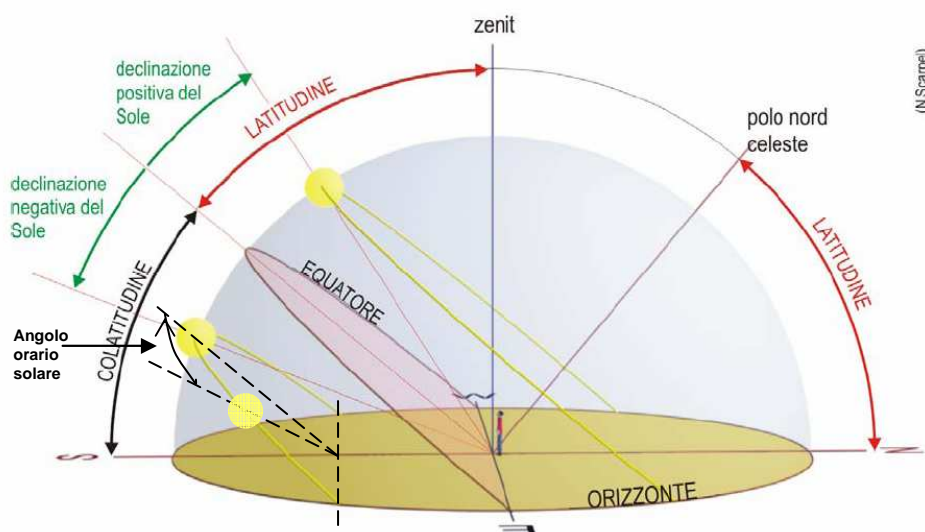


Figura 57 grandezze astronomiche, geografiche, e traiettorie apparenti del sole

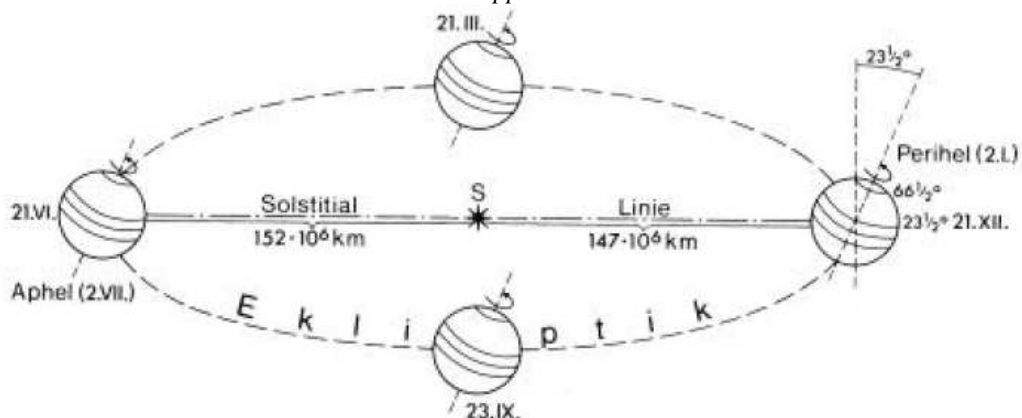


Figura 58 rivoluzione terrestre e piano dell'eclittica

Dopo il calcolo delle grandezze precedentemente introdotte è possibile calcolare il valore del coseno dell'angolo zenitale, angolo, si ricorda, compreso tra la retta dello zenit del luogo considerato e la direzione dei raggi del sole.

La legge che lega il valore del  $\cos z$  con funzioni trigonometriche di argomento latitudine, declinazione solare e angolo orario solare, deriva dalla trigonometria sferica ed è data dalla seguente relazione:

$$\cos(z) = \text{sen}(lat) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(lat) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)$$

Per visualizzare più agevolmente le grandezze in geometria sferica si faccia riferimento alla figura seguente.

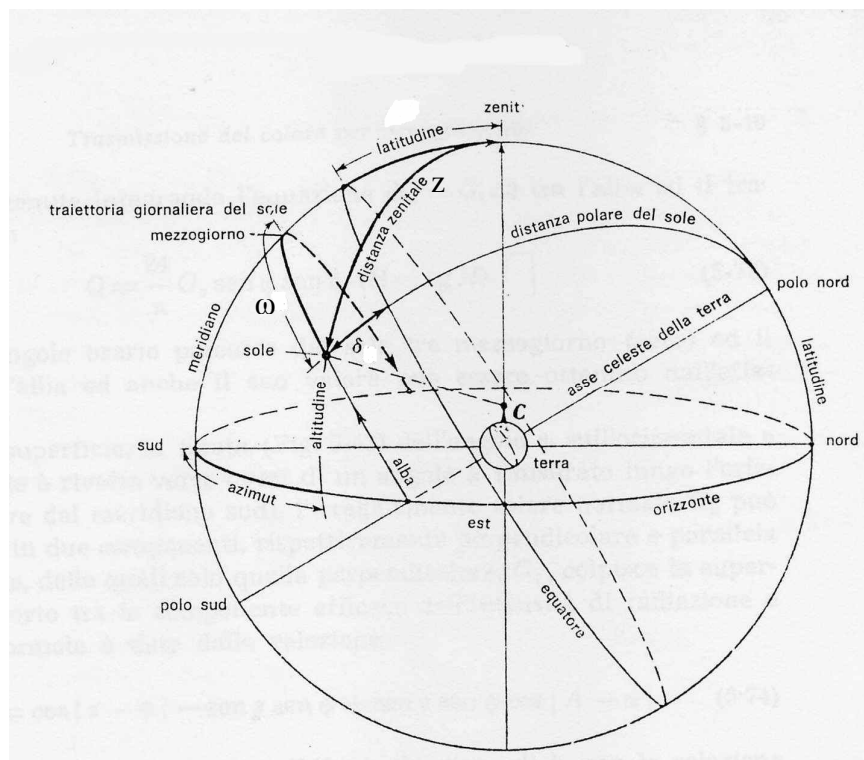


Figura 59 grandezze astronomiche e geografiche in geometria sferica

Il calcolo del  $\cos z$ , e quindi di tutte le grandezze necessarie alla sua determinazione, è stato effettuato mediante fogli di calcolo in ambiente Excel.

Per quanto riguarda l'angolo orario solare, come si evince dalla figura seguente, i valori variano nell'arco della giornata ma sono gli stessi in tutti i 365 giorni dell'anno.

giorno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
ora solare																									
01-gen	1	-180	-165	-150	-135	-120	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165
	2	-180	-165	-150	-135	-120	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165
	3	-180	-165	-150	-135	-120	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165
	4	-180	-165	-150	-135	-120	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165
	5	-180	-165	-150	-135	-120	-105	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165

Figura 60 Immagine del foglio elettronico excel per l'angolo orario solare

Tuttavia è stato necessario costruire comunque un foglio con 8760 caselle, relative alle 24 ore dei 365 giorni dell'anno, dal momento che questi valori vanno utilizzati, nel calcolo, in combinazione con i valori della declinazione solare, valori che rimangono costanti ora per ora ma che variano giornalmente, come riportato nella figura seguente.

Microsoft Excel - DISPONIBILITA'															
File Modifica Visualizza Inserisci Formato Strumenti Dati Finestra ?															
D9 =23,45*SEN(RADIANTI((360*(284+B9)/365)))															
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2		Pisa	lat	43,68	long	10,38									
3															
4				<b>Declinazione solare</b>											
5															
6			giorno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7			ora solare												
8															
9		01-gen	1	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164	-23,01164
10			2	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054	-22,93054
11			3	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266	-22,84266
12			4	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748	-22,748
13			5	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466	-22,6466
14			6	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849	-22,53849
15			7	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371	-22,42371
16			8	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228	-22,30228
17			9	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424	-22,17424
18			10	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962	-22,03962
19			11	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848	-21,89848

Figura 61 Immagine del foglio elettronico excel per la declinazione solare

Questa combinazione di dati variabili in parte ora per ora e in parte giorno per giorno comporta che la variazione di  $\cos z$  sia riscontrabile, come è giusto che sia, per tutte le 8760 caselle del foglio elettronico di calcolo. Tale variazione può essere osservata nell'immagine seguente.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1																												
2		Pisa	lat	43,68	long	10,38																						
3																												
4									cos z																			
5																												
6		giorno		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
7		ora solare																										
8																												
9	01-gen	1		-0,936	-0,913	-0,846	-0,741	-0,603	-0,442	-0,27	-0,098	0,063	0,201	0,306	0,373	0,396	0,373	0,306	0,201	0,063	-0,098	-0,27	-0,442	-0,603	-0,741	-0,846	-0,913	
10		2		-0,935	-0,912	-0,846	-0,74	-0,602	-0,441	-0,269	-0,097	0,064	0,202	0,308	0,374	0,397	0,374	0,308	0,202	0,064	-0,097	-0,269	-0,441	-0,602	-0,74	-0,846	-0,912	
11		3		-0,935	-0,912	-0,845	-0,739	-0,601	-0,441	-0,268	-0,096	0,065	0,203	0,309	0,376	0,398	0,376	0,309	0,203	0,065	-0,096	-0,268	-0,441	-0,601	-0,739	-0,845	-0,912	
12		4		-0,934	-0,911	-0,845	-0,739	-0,601	-0,44	-0,267	-0,094	0,066	0,205	0,311	0,377	0,4	0,377	0,311	0,205	0,066	-0,094	-0,267	-0,44	-0,601	-0,739	-0,845	-0,911	
13		5		-0,933	-0,911	-0,844	-0,738	-0,6	-0,439	-0,266	-0,093	0,068	0,206	0,312	0,379	0,402	0,379	0,312	0,206	0,068	-0,093	-0,266	-0,439	-0,6	-0,738	-0,844	-0,911	
14		6		-0,933	-0,91	-0,843	-0,737	-0,599	-0,438	-0,265	-0,092	0,069	0,208	0,314	0,38	0,403	0,38	0,314	0,208	0,069	-0,092	-0,265	-0,438	-0,599	-0,737	-0,843	-0,91	
15		7		-0,932	-0,909	-0,842	-0,736	-0,598	-0,436	-0,263	-0,09	0,071	0,209	0,316	0,382	0,405	0,382	0,316	0,209	0,071	-0,09	-0,263	-0,436	-0,598	-0,736	-0,842	-0,909	
16		8		-0,931	-0,908	-0,842	-0,735	-0,597	-0,435	-0,262	-0,089	0,072	0,211	0,317	0,384	0,407	0,384	0,317	0,211	0,072	-0,089	-0,262	-0,435	-0,597	-0,735	-0,842	-0,908	
17		9		-0,93	-0,908	-0,841	-0,734	-0,596	-0,434	-0,261	-0,087	0,074	0,213	0,319	0,386	0,409	0,386	0,319	0,213	0,074	-0,087	-0,261	-0,434	-0,596	-0,734	-0,841	-0,908	
18		10		-0,93	-0,907	-0,84	-0,733	-0,594	-0,433	-0,259	-0,086	0,076	0,215	0,321	0,388	0,411	0,388	0,321	0,215	0,076	-0,086	-0,259	-0,433	-0,594	-0,733	-0,84	-0,907	
19		11		-0,929	-0,906	-0,839	-0,732	-0,593	-0,431	-0,258	-0,084	0,078	0,217	0,324	0,391	0,413	0,391	0,324	0,217	0,078	-0,084	-0,258	-0,431	-0,593	-0,732	-0,839	-0,906	
20		12		-0,928	-0,905	-0,838	-0,731	-0,592	-0,43	-0,256	-0,082	0,08	0,219	0,326	0,393	0,416	0,393	0,326	0,219	0,08	-0,082	-0,256	-0,43	-0,592	-0,731	-0,838	-0,905	
21		13		-0,927	-0,904	-0,837	-0,73	-0,59	-0,428	-0,254	-0,08	0,082	0,221	0,328	0,395	0,418	0,395	0,328	0,221	0,082	-0,08	-0,254	-0,428	-0,59	-0,73	-0,837	-0,904	
22		14		-0,926	-0,903	-0,835	-0,728	-0,589	-0,427	-0,252	-0,078	0,084	0,224	0,331	0,398	0,421	0,398	0,331	0,224	0,084	-0,078	-0,252	-0,427	-0,589	-0,728	-0,835	-0,903	
23		15		-0,924	-0,902	-0,834	-0,727	-0,588	-0,425	-0,251	-0,076	0,086	0,226	0,333	0,4	0,423	0,4	0,333	0,226	0,086	-0,076	-0,251	-0,425	-0,588	-0,727	-0,834	-0,902	
24		16		-0,923	-0,9	-0,833	-0,726	-0,586	-0,423	-0,249	-0,074	0,089	0,229	0,336	0,403	0,426	0,403	0,336	0,229	0,089	-0,074	-0,249	-0,423	-0,586	-0,726	-0,833	-0,9	

Figura 62 Immagine del foglio elettronico excel per il coseno dell'angolo zenitale z

Ora che si conosce, giorno per giorno e ora per ora, l'andamento del valore del coseno dell'angolo zenitale  $z$  è possibile ricavare, partendo dai dati relativi alla radiazione solare diretta incidente su una superficie posta orizzontalmente, i dati della DNI, ossia della totalità della radiazione diretta proveniente dal sole.

### 5.2.2 Radiazione solare diretta $I$ , su superficie orizzontale

Come ribadito in precedenza, nel calcolo della DNI si è fatto riferimento ai dati disponibili in siti dedicati all'archiviazione di tali informazioni, in particolare il sito impiegato in questo lavoro è <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>, sito curato dal Joint Research Center della Comunità Europea. Si fa presente che la struttura di tale lavoro permette l'impiego di altri dati senza inficiarne la validità.

I dati ottenuti dalla banca dati del JRC (figura 63) sono dati riferiti ad una superficie posta nel sito in questione, coincidente con caratteristiche geografiche di latitudine pari a  $43,68^\circ$  Nord e di longitudine pari a  $10,38^\circ$  Est. Essendo i dati ottenibili, riferiti alla radiazione diretta, essi contengono già l'informazione relativa alla nuvolosità media del sito stesso. Tuttavia in tale banca dati è possibile reperire dati circa l'andamento delle

variazioni sia della radiazione diffusa che di quella globale, inoltre è possibile trovare dati sulle temperature e le loro variazioni nell'arco della giornata.

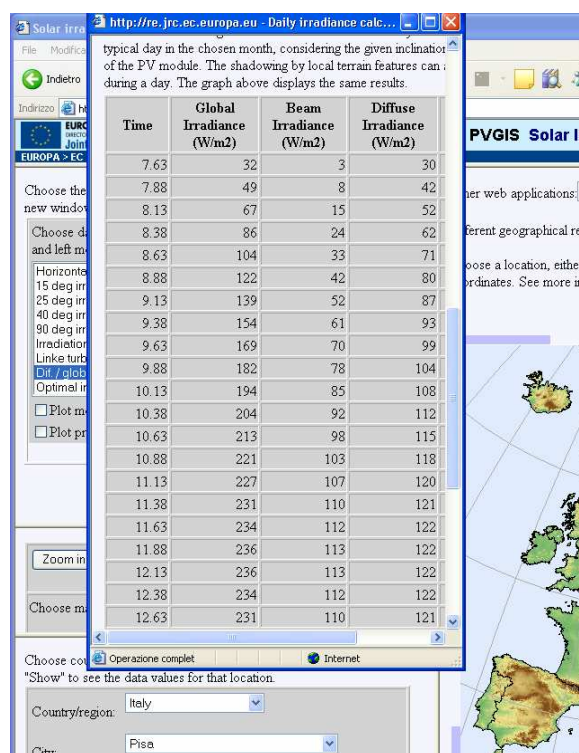


Figura 63 dati di insolazione per il sito prescelto per un generico mese  
(fonte: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=en&map=europe> )

In riferimento alla figura precedente si fa presente che il valore da prendere in considerazione è quello riportato alla voce Beam Irradiance.

Il valore della radiazione diretta  $I$ , così ottenuto, è dato con un passo temporale di un quarto d'ora, pertanto per la compilazione di un foglio di calcolo coerente con i dati provenienti dal calcolo del  $\cos z$  è stato necessario valutare una quantità media della radiazione  $I$  per ogni singola ora.

Un altro vincolo, dovuto alla struttura della banca dati da cui si sono attinti i valori di  $I$ , è quello di aver dovuto far riferimento ad un giorno "significativo" relativamente a ciascun mese, infatti i dati sono disponibili in riferimento ad un giorno rappresentativo, in termini di radiazione solare, nuvolosità e temperatura, di ciascun mese.



Alla luce di quanto detto si ottiene quindi un foglio elettronico, riportato in figura, che contiene informazioni sul valore della I riferite alla singola ora, solare, del giorno significativo per ciascun mese.

ora solare	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Media insolazione kWh/m2 die	
gennaio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,5	48	83	108	115	108	83	48	11,5	0	0	0	0	0	0	0	0,615
febbraio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	33,5	78,5	118	145	145	118	78,5	33,5	2	0	0	0	0	0	0	0,907
marzo	0	0	0	0	0	0	0	25	82	144	195	229	240	229	195	144	82	25	0	0	0	0	0	0	0	1,587
aprile	0	0	0	0	0	0	14	69,5	139	207	262	297	309	297	262	207	139	69,5	14	0	0	0	0	0	0	2,285
maggio	0	0	0	0	0	2,5	42,5	111	188	259	317	354	366	354	317	259	188	111	42,5	2,5	0	0	0	0	0	2,913
giugno	0	0	0	0	0	11,5	68	150	239	321	386	428	442	428	386	321	239	150	68	11,5	0	0	0	0	0	3,647
luglio	0	0	0	0	0	9	71,5	166	267	360	435	483	499	483	435	360	267	166	71,5	9	0	0	0	0	0	4,08
agosto	0	0	0	0	0	33	117	215	309	385	434	450	434	385	309	215	117	33	0	0	0	0	0	0	0	3,434
settembre	0	0	0	0	0	2,5	54,5	140	227	300	346	363	346	300	227	140	54,5	2,5	0	0	0	0	0	0	0	2,501
ottobre	0	0	0	0	0	0	8,5	59	122	176	212	224	212	176	122	59	8,5	0	0	0	0	0	0	0	0	1,377
novembre	0	0	0	0	0	0	0	16,5	56,5	95	122	131	122	95	56,5	16,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,71
dicembre	0	0	0	0	0	0	0	5,5	34	63	83	90	83	63	34	5,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,461

Figura 64 Immagine del foglio elettronico excel per la radiazione diretta I su una superficie orizzontale riferita al giorno significativo

### 5.2.3 Calcolo della DNI (Direct Normal Irradiance)

Sulla base dei valori, calcolati, del coseno dell'angolo zenitale del sole e su quelli, attinti da una banca dati, della radiazione solare diretta su superficie orizzontale I, è possibile calcolare il valore della DNI secondo la semplice relazione:

$$DNI = \frac{I}{\cos z}$$

Una ultima operazione si rende necessaria prima di implementare la relazione su un foglio di calcolo. Infatti, poiché i valori di I sono riferiti al giorno “significativo” di ciascun mese, bisogna, al fine di ottenere risultati coerenti, considerare anche per il valore del cos z un giorno “significativo” nel mese.

Per individuare tale giorno “significativo” nel mese si è fatto riferimento a lavori presenti in letteratura [ J.A.Duffie, W. A.Beckman-Solar Engineering of Thermal Process, John Wiley & sons, inc. 1991] che riportano per ciascun mese il giorno che rappresenta al meglio le caratteristiche solari-atmosferiche del mese stesso. Nella seguente tabella sono indicati per ciascun mese il giorno “significativo”, il suo valore numerico nell’arco dell’intero anno e l’angolo di declinazione solare ad esso corrispondente.

MESE	GIORNO nel MESE	GIORNO nell' ANNO	DECLINAZIONE SOLARE, $\delta$ [°]
<i>Gennaio</i>	17	17	-20,9
<i>Febbraio</i>	16	47	-13,0
<i>Marzo</i>	16	75	-2,4
<i>Aprile</i>	15	105	9,4
<i>Maggio</i>	15	135	18,8
<i>Giugno</i>	11	162	23,1
<i>Luglio</i>	17	198	21,2
<i>Agosto</i>	16	228	13,5
<i>Settembre</i>	15	258	2,2
<i>Ottobre</i>	15	288	-9,6
<i>Novembre</i>	14	318	-18,9
<i>Dicembre</i>	10	344	-23,0

*Tabella 2 giorno significativo e relativa declinazione solare per ciascun mese  
(fonte: J.A.Duffie, W. A.Beckman-Solar Engineering of  
Thermal Process, John Wiley & sons, inc. 1991)*

A questo punto è possibile calcolare, attraverso un foglio elettronico (figura 65), i valori del  $\cos z$  “significativo” che combinati con i valori della radiazione I (figura 64) consente di trovare i valori della DNI.

Figura 65 Immagine del foglio elettronico excel per il cos z relativo al giorno” significativo”

Per evitare la presenza di valori negativi di DNI, risultato privo di senso fisico, è opportuno rielaborare il foglio elettronico contenente i valori negativi di cos z “significativo” compilando un nuovo foglio elettronico, nominato cos z (2) “significativo”, in cui i valori negativi del cos z ”significativo” sono posti uguali a zero. Tale foglio elettronico è riportato nella figura seguente.

Figura 66 Immagine del foglio elettronico excel ( cos z (2) “significativo”) per il cos z relativo al giorno” significativo” depurato dai valori negativi

Dopo tutte queste ipotesi e questi calcoli si giunge al valore della DNI riferita alla singola ora, solare per i mesi in cui vige l'ora solare e legale per i mesi in cui vige l'ora legale, del giorno significativo di ciascun mese.

I risultati ottenuti nel calcolo sono riportati nella seguente tabella dove oltre al valore della DNI  $\left[ \frac{W}{m^2} \right]$ , ora per ora del giorno significativo di ciascun mese, si riportano, in termini di energia, i valori medi di insolazione dovuta alla DNI per il giorno "significativo", per un giorno medio nell'anno, e l'energia incidente come DNI durante tutto l'anno su una superficie di un  $m^2$ .

ora solare	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Media insolazione		
																									kWh/m2 die		
gennaio	0	0	0	0	0	0	0	0	126,1	207,7	245,2	264,8	268,1	264,8	245,2	207,7	126,1	0	0	0	0	0	0	0	0	1,955649	
febbraio	0	0	0	0	0	0	0	72,49	169,6	228,5	259	274,7	280	274,7	259	228,5	169,6	72,49	0	0	0	0	0	0	0	2,2886208	
marzo	0	0	0	0	0	0	158,3	246,9	297,8	326	341,7	346,1	341,7	326	297,8	246,9	158,3	0	0	0	0	0	0	0	0	3,087551	
aprile	0	0	0	0	0	123,9	233,5	295,9	335,2	357,8	370,3	373,9	370,3	357,8	335,2	295,9	233,5	123,9	0	0	0	0	0	0	0	3,8072129	
maggio	0	0	0	0	55,22	191	277,7	332	366,5	388,8	400,5	403,5	400,5	388,8	366,5	332	277,7	191	55,22	0	0	0	0	0	0	4,4270782	
giugno	0	0	0	0	116,6	251,1	338,6	395,2	432,4	455,7	468,6	472,2	468,6	455,7	432,4	395,2	338,6	251,1	116,6	0	0	0	0	0	0	5,3886764	
luglio	0	0	0	0	119,9	286,5	390,2	454,2	495,6	521,9	536,1	540,1	536,1	521,9	495,6	454,2	390,2	286,5	119,9	120	0	0	0	0	0	6,1490273	
agosto	0	0	0	0	0	205,4	339,9	419,6	469,6	500,1	516	520,8	516	500,1	469,6	419,6	339,9	205,4	0	0	0	0	0	0	0	5,4219667	
settembre	0	0	0	0	0	93,58	255	359,5	422,2	459	477,4	484,4	477,4	459	422,2	359,5	255	93,58	0	0	0	0	0	0	0	4,6174992	
ottobre	0	0	0	0	0	0	122,5	244,4	312,3	349,3	369,6	374,6	369,6	349,3	312,3	244,4	122,5	0	0	0	0	0	0	0	0	3,1709311	
novembre	0	0	0	0	0	0	0	139,5	217,4	257,7	278	284,6	278	257,7	217,4	139,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,0698201	
dicembre	0	0	0	0	0	0	0	88,23	169,9	205,9	222,9	227,8	222,9	205,9	169,9	88,23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,6016485	
ora legale	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
																									Media kWh/m2 die	3,665473	
																										kWh/m2 anno	1337,898

Tabella 3 Valori della DNI in  $\left[ \frac{W}{m^2} \right]$  e valori energetici medi ad esso riconducibili

L'andamento della DNI può anche essere graficato in funzione dell'ora del giorno significativo secondo diagrammi del tipo riportato nella seguente figura:

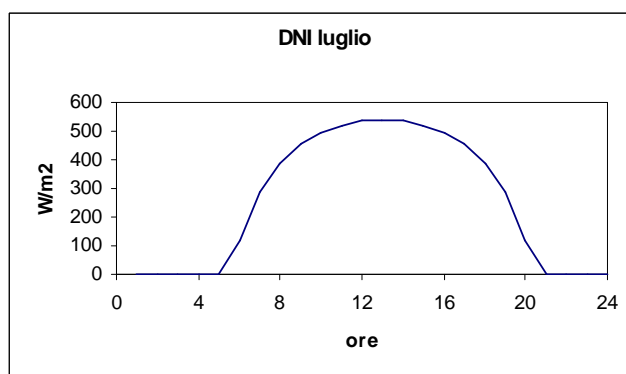


Figura 67 esempio di diagramma della DNI in funzione dell'ora del giorno "significativo" di un determinato mese, in particolare luglio.

Si fa presente che la necessità dell'individuazione del giorno significativo verrebbe meno nel caso in cui i dati della  $I$  fossero disponibili con continuità. In tal caso si potrebbero sostituire tali valori in un foglio elettronico di 8670 caselle e combinarlo con il foglio del  $\cos z$  su tutto l'anno, ottenendo valori della DNI variabili con continuità anche all'interno del singolo mese.

Come ribadito in precedenza la struttura del file di calcolo impiegato nel presente lavoro permette di diversificare la fonte dei dati in ingresso, in particolare della  $I$ , senza inficiarne la validità.

## **CAPITOLO 6**

### **CARATTERIZZAZIONE DEL FABBISOGNO ENERGETICO**

#### **6.1 DATI DI PARTENZA**

Come ribadito nella fase introduttiva del presente lavoro lo studio si rivolge al soddisfacimento, con il ricorso all'energia fotovoltaica generata da sistemi a concentrazione, del fabbisogno energetico di una utenza operante nel settore trasporti, in particolare di una struttura aeroportuale. I dati in possesso aggregati a livello di mese sono quelli relativi ai consumi, riferiti ad un singolo anno, il 2005, in termini di energia elettrica e di gas metano.

I consumi elettrici sono dovuti alla risposta di due tipi di esigenze, una è quella del condizionamento e l'altra è quella di illuminazione, ascensori e quanto altro necessita di una alimentazione elettrica.

I consumi totali in termini di energia elettrica vengono riportati nella seguente tabella.

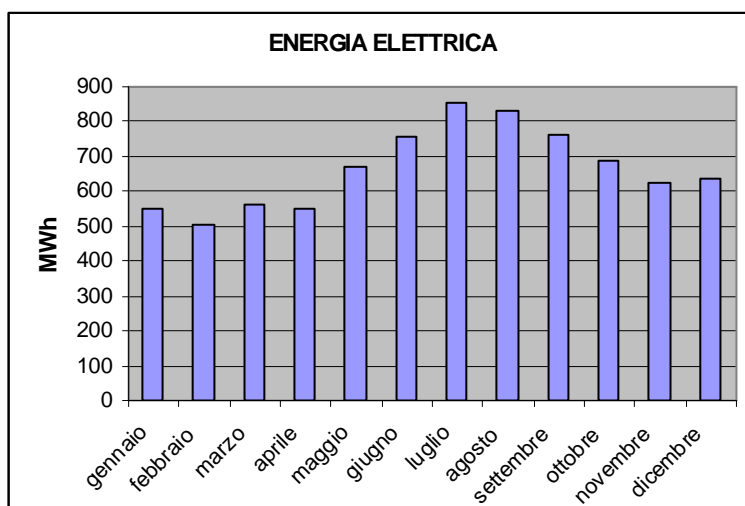


Tabella 4 consumi di energia elettrica relativi all'anno 2005

MESE	kWh
gennaio	552762
febbraio	502548
marzo	562985
aprile	552615
maggio	668459
giugno	754056
luglio	855502
agosto	831637
settembre	761434
ottobre	689432
novembre	622020
dicembre	635034
<b>tot</b>	<b>7988484</b>

Per quanto concerne la ripartizione dei consumi di energia elettrica la quota parte concernente il condizionamento ammonta a 1000 MWhel. Consegue da quanto detto che il restante consumo di energia elettrica per illuminazione, ascensori e ausiliari vari ammonta alla differenza tra il valore del consumo globale e quello dovuto al condizionamento, precisamente a 6.988.484 kWh.

I consumi di gas metano sono riconducibili al soddisfacimento delle richieste in termini di riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria.

I consumi di gas metano globali sono riportati nella seguente tabella.

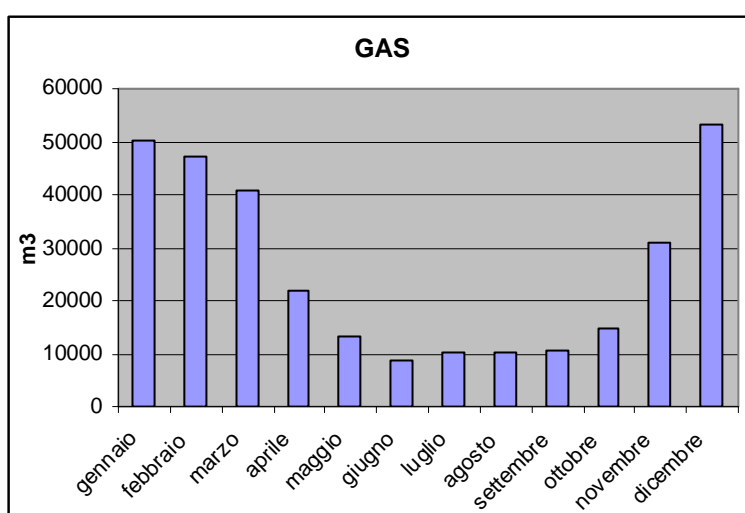


Tabella 5 consumi di gas metano relativi all'anno 2005

MESE	m3
gennaio	50093
febbraio	47105
marzo	40796
aprile	21903
maggio	13394
giugno	8758
luglio	10305
agosto	10043
settembre	10633
ottobre	14685
novembre	30878
dicembre	53254
<b>tot</b>	<b>311847</b>

Assumendo come contenuto energetico del gas metano un valore di  $9,8 \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$ , il consumo annuale globale di gas metano, per le esigenze di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, in termini di energia primaria è di 3.056.100 [kWh].

## 6.2 CARATTERIZZAZIONE DELL'UTENZA

Partendo dai dati descritti nel paragrafo precedente si è passati ad una elaborazione ed interpretazione degli stessi, al fine di ottenere una attendibile simulazione dell'andamento dei consumi energetici dell'utenza.

Per i carichi elettrici, così come per quelli termici, si è usata una suddivisione temporale in quattro periodi in modo da non dovere considerare una ripartizione dei consumi su 12 mesi ma su un numero più basso.

I periodi sono stati individuati sulla base della costanza delle condizioni climatiche nell'arco del periodo stesso. In particolare i periodi individuati sono stati i seguenti:

- periodo estivo, comprendente i mesi di giugno, luglio, agosto, settembre;
- periodo invernale, comprendente i mesi di dicembre, gennaio, febbraio e marzo;
- periodo "intermedio", a sua volta ulteriormente suddiviso in:
  - periodo intermedio "caldo", comprendente i mesi di maggio e ottobre,
  - periodo intermedio "freddo", comprendente i mesi di aprile e novembre.

Per ciascun periodo individuato è stato ricostruito un mese tipo, ossia un mese che riproduce mediamente i consumi di un mese appartenente ad un determinato periodo, pertanto nell'anno i mesi tipo considerati sono quattro.

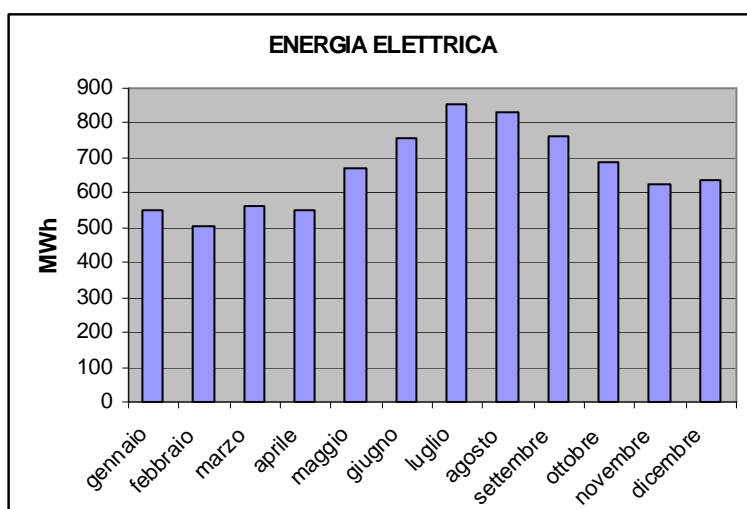
Successivamente ad una suddivisione dei consumi secondo il modello dei mesi tipo si è passati alla definizione di giorni tipo relativi ai singoli mesi tipo. I giorni tipo rappresentano una curva tipica di assorbimento energetico che si può riscontrare frequentemente durante il corso dell'anno, in particolare durante il mese tipo caratterizzante un determinato periodo. Essi rappresentano l'andamento giornaliero tipico dei carichi elettrici e termici dell'utenza. L'area sottesa dalla curva rappresenta l'energia che viene effettivamente consumata in quei giorni.



Si fa presente che poiché il presente lavoro si prefigge la dimostrazione delle potenzialità di un sistema fotovoltaico a concentrazione in termini trigenerativi, si ha che il fabbisogno di condizionamento viene soddisfatto mediante pompe di calore ad assorbimento, con la conseguenza che il consumo energetico per condizionamento viene scorporato dal consumo elettrico e addebitato al consumo termico. In particolare essendo il consumo di energia elettrica per il condizionamento pari a 1.000.000 kWh, e il COP (Coefficient Of Performance) delle pompe di calore a compressione di vapore attualmente in uso pari a 2,5, si ha che il fabbisogno in termini di energia termica frigorifera è pari a 2.500.000 kWh.

### 6.2.1 Carichi elettrici

I dati di partenza relativi al consumo di energia elettrica precedentemente riportati vengono qui richiamati per chiarezza espositiva.



MESE	kWh
gennaio	552762
febbraio	502548
marzo	562985
aprile	552615
maggio	668459
giugno	754056
luglio	855502
agosto	831637
settembre	761434
ottobre	689432
novembre	622020
dicembre	635034
<b>tot</b>	<b>7988484</b>

Tabella 6 consumi di energia elettrica relativi all'anno 2005

Il consumo di energia elettrica è da ripartire in due voci di consumo, una per illuminazione, servizi ausiliari, ascensori scale mobili e simili, e una per l'esigenza di condizionamento.

Quest'ultima, pari a 1.000.000 kWh è stata scorporata dal consumo di energia elettrica riportata in tabella poiché è stata conteggiata, ovviamente in termini di kWh termici, nei carichi termici dell'utenza.

Tale necessità di separare la voce di consumo per condizionamento nasce dall'obiettivo di ottenere i dati relativi ai fabbisogni, termici ed elettrici, in una struttura facilmente interfacciabile con una soluzione di soddisfacimento, degli stessi fabbisogni, in chiave trigenerativa.

Nell'operazione di scorporo è stato considerato che l'energia elettrica per condizionamento è assorbita nei mesi estivi e nei mesi di maggio e ottobre, non a caso inseriti nel periodo intermedio "caldo", seppure in percentuale diversa.

Pertanto il carico elettrico subisce una differenziazione a seconda che si riferisca a mesi con necessità di condizionamento o meno.

Si parte dalla definizione del consumo di energia elettrica nelle stagioni senza bisogno di condizionamento.

Il periodo invernale è caratterizzato da un consumo elettrico pari alla somma dei consumi dei singoli mesi ad esso riferiti, in particolare:

$$635.034 [kWh] + 552.762 [kWh] + 502.548 [kWh] + 562.985 [kWh] = 2.253.329 [kWh]$$

Pertanto il consumo del mese tipo invernale è pari a:

$$\frac{2.253.329 [kWh]}{4} = 563.332 [kWh]$$

Dal valore ottenuto si ottiene il consumo di energia elettrica relativo al giorno tipo invernale. Nella definizione del giorno tipo bisogna fare attenzione al fatto che i mesi tipo di diversi periodi sono caratterizzati da un determinato numero di giorni tipo, questo perché tutto il metodo è riferito a valori medi.

In particolare per il numero dei giorni tipo contenuti nel mese tipo invernale bisogna considerare il numero di giorni effettivamente contenuti nel periodo e dividere il valore corrispondente per il numero di mesi tipo che compongono il periodo stesso. Secondo quanto detto si ottiene, per il mese tipo invernale:

$$\frac{31 + 31 + 28 + 31}{4} = 30,25 \text{ giorni.}$$

Sulla base del valore ottenuto circa i giorni tipo contenuti nel mese tipo è possibile ricavare il consumo di energia elettrica giornaliero eseguendo una divisione del consumo del mese tipo per il numero di giorni tipo:

$$\frac{563.332[kWh]}{30,25} = 18.622[kWh]$$

Il valore ottenuto corrisponde all'area sottesa dalla curva di carico relativa al giorno tipo. Pertanto, a partire dal valore ottenuto si è costruita una possibile curva del carico elettrico [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed.Polipress, Politecnico di Milano, 2006] del giorno tipo invernale. Nel calcolo si è tenuto conto di un carico costante dovuto all'illuminazione di piste e altre aree illuminate con continuità, e di quello derivante dall'analisi degli orari dei voli in partenza e in arrivo nel corso della giornata.

Alla luce di quanto detto la curva di carico e la relativa tabella oraria risultano essere le seguenti:

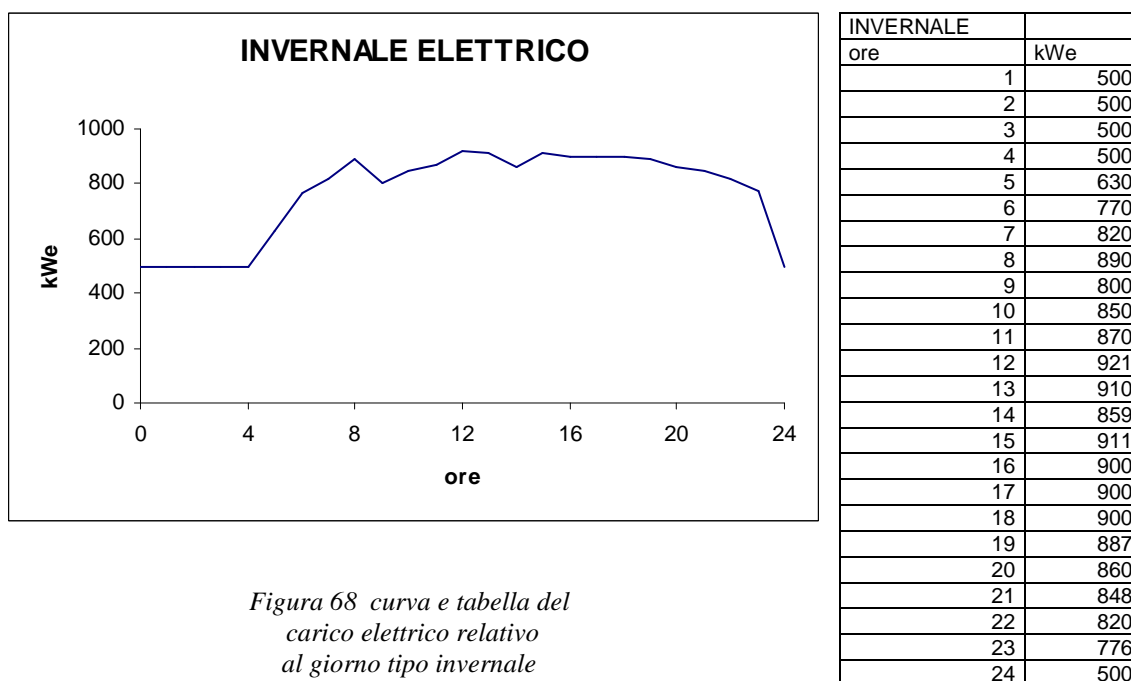


Figura 68 curva e tabella del carico elettrico relativo al giorno tipo invernale

Si passa, ora, alla definizione del giorno tipo relativo al mese tipo del periodo intermedio “freddo” (novembre e aprile). Il periodo intermedio presenta una forte analogia col periodo invernale dal punto di vista del carico elettrico, infatti in entrambi i casi il consumo elettrico di partenza comprende solo la componente per illuminazione e altri servizi, non essendoci in tali mesi la necessità di condizionamento.

In analogia con il caso invernale si parte con la definizione del consumo del mese tipo:

$$\frac{552.616[kWh] + 622.020[kWh]}{2} = 572.318[kWh]$$

Il numero dei giorni tipo contenuti nel mese tipo relativo al periodo intermedio “freddo” è pari a:

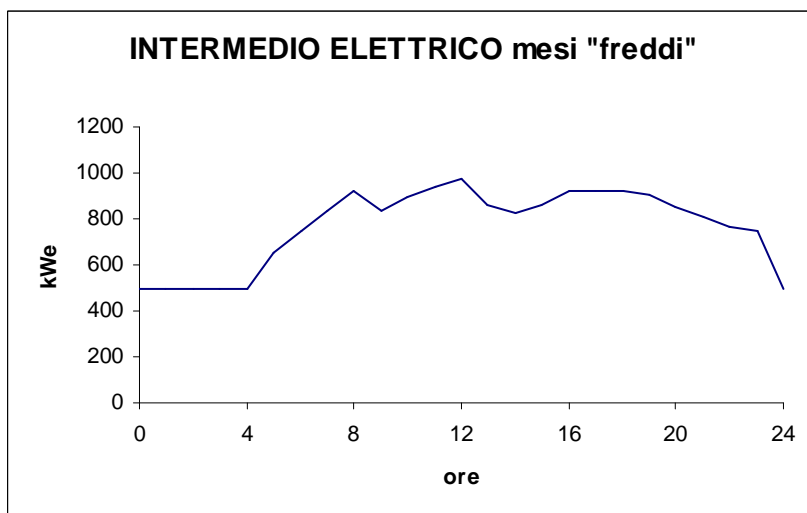
$$\frac{31 + 30}{2} = 30,5 \text{ giorni.}$$

Pertanto il consumo di energia nel giorno tipo è pari a:

$$\frac{572.318[kWh]}{30,5} = 18.764[kWh].$$

Partendo da tale valore, e mantenendo le assunzioni fatte per il tracciamento della curva di carico per il giorno tipo invernale, si è ricostruito un probabile andamento della curva di carico per il giorno tipo intermedio “freddo”.

Tale curva, e la relativa tabella oraria, risultano essere le seguenti:



INTERMEDIO ore	mesi "freddi" kWe
1	500
2	500
3	500
4	500
5	648
6	745
7	833
8	920
9	839
10	893
11	939
12	970
13	860
14	830
15	860
16	920
17	920
18	920
19	903
20	853
21	808
22	763
23	750
24	500

Figura 69 curva e tabella del carico elettrico relativo al giorno tipo intermedio “freddo”

Dopo la definizione del carico elettrico relativo ai giorni tipo dei periodi caratterizzati dalla mancanza dell'esigenza di condizionamento, si passa alla stima del carico elettrico relativo ai restanti periodi dell'anno. Tali periodi sono quello estivo (giugno, luglio, agosto, settembre) e quello intermedio "caldo" (maggio e ottobre). La caratteristica di tali periodi è quella di presentare dei dati sul consumo di energia elettrica comprendente anche la quota parte per il condizionamento. Pertanto, come detto all'inizio del capitolo, il consumo per condizionamento è stato scorporato dal consumo globale. L'operazione di scorporo ha tenuto presente la disparità di energia richiesta per il condizionamento tra il periodo estivo e quello intermedio stimandola in una richiesta del 80% del consumo totale nel periodo estivo e del restante 20% nel periodo intermedio.

Da quanto detto si ottiene che il consumo elettrico per il mese tipo estivo, al netto del condizionamento, valutato nell'80% di 1.000.000 kWh, risulta:

$$\frac{754.056[kWh] + 855.502[kWh] + 831.637[kWh] + 761.434[kWh] - 800000[kWh]}{4} = 600.657[kWh]$$

Il numero dei giorni tipo contenuti nel mese estivo risulta:

$$\frac{31 + 30 + 31 + 30}{4} = 30,5 \text{ giorni.}$$

Pertanto il consumo di energia elettrica relativa al giorno tipo risulta essere di

$$\frac{600.657[kWh]}{30,5} = 19.693[kWh]$$

Analogamente a quanto fatto in precedenza per gli altri periodi, a partire dal valore ottenuto si è costruita una possibile curva del carico elettrico del giorno tipo. Nel calcolo, così come per gli altri periodi, si è tenuto conto di un carico costante dovuto all'illuminazione di piste e altre aree illuminate con continuità, e di quello derivante dalla distribuzione delle partenze e degli arrivi nell'arco della giornata. Sulla base di quanto detto la curva di carico elettrica, e la relativa tabella oraria, risultano essere le seguenti:

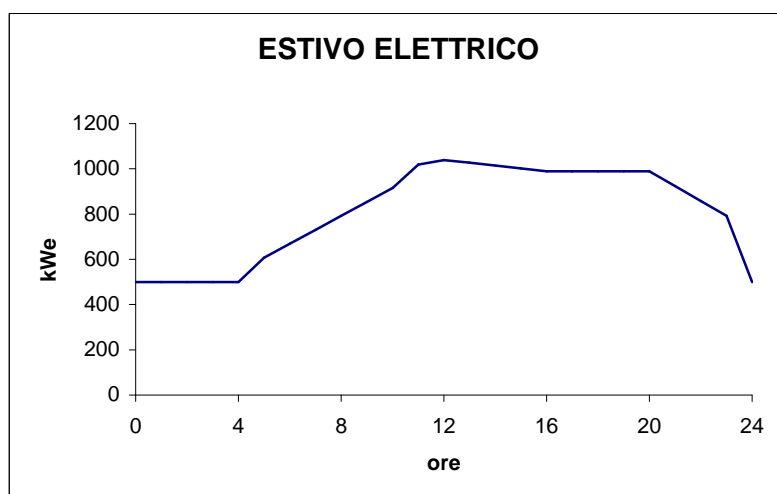


Figura 70 curva e tabella del carico elettrico relativo al giorno tipo estivo

ESTIVO	
ore	kWe
1	500
2	500
3	500
4	500
5	607,1
6	668,8
7	730,6
8	792,3
9	854
10	915,7
11	1018,9
12	1039,1
13	1026,8
14	1014,4
15	1002,1
16	989,8
17	989,8
18	989,8
19	989,8
20	989,8
21	923,9
22	858,1
23	792,3
24	500

Si passa, ora, alla definizione del giorno tipo relativo al mese tipo del periodo intermedio “caldo” (maggio e ottobre). Il periodo intermedio presenta una forte analogia col periodo estivo dal punto di vista del carico elettrico, dal momento che in entrambi i casi il consumo elettrico di partenza non comprende solo la componente per illuminazione e altri servizi, ma anche la componente per le esigenze di condizionamento.

In analogia con il caso estivo si parte con la definizione del consumo del mese tipo, al netto del consumo per condizionamento, che è valutato in 200.000 kWh:

$$\frac{668.459[kWh] + 689.432[kWh] - 200.000[kWh]}{2} = 578.945[kWh].$$

Il numero dei giorni tipo contenuti nel mese intermedio “caldo” risulta:

$$\frac{31 + 30}{2} = 30,5 \text{ giorni.}$$

Pertanto il consumo di energia elettrica relativa al giorno tipo risulta essere di

$$\frac{578.945[kWh]}{30,5} = 18.981[kWh]$$

Analogamente a quanto fatto per gli altri periodi, a partire dal valore ottenuto si è costruito un plausibile andamento della curva del carico elettrico del giorno tipo. In particolare nella presente stima si è considerata la stretta analogia esistente con i mesi

estivi. Nel calcolo, come ribadito per gli altri periodi, si è tenuto conto di un carico costante dovuto all'illuminazione di piste e altre aree illuminate con continuità, e di quello derivante dalla distribuzione nell'arco della giornata dei voli in partenza e in arrivo.

Sulla base di quanto detto la curva di carico elettrico, e la relativa tabella oraria, risultano essere le seguenti:

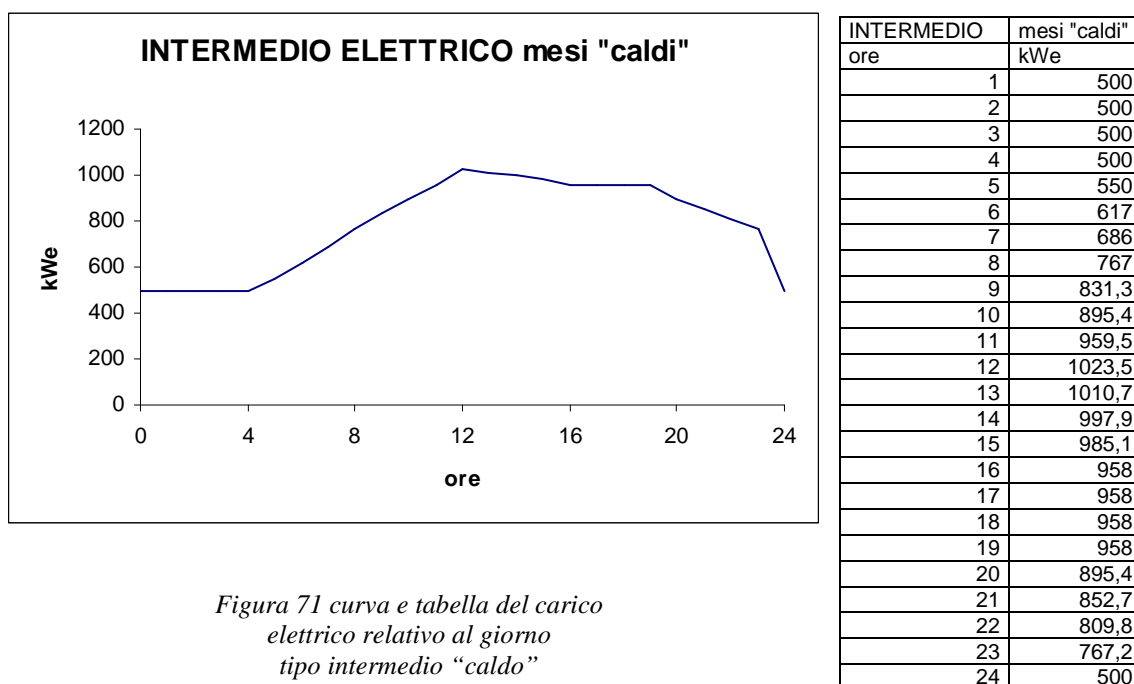


Figura 71 curva e tabella del carico elettrico relativo al giorno tipo intermedio "caldo"

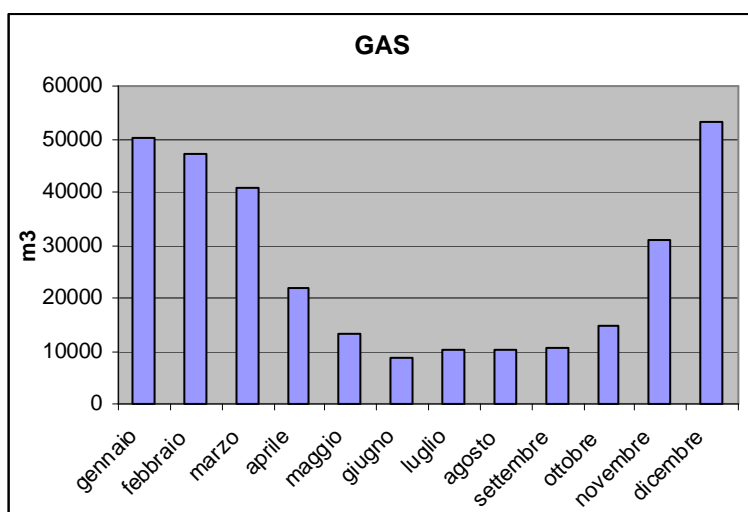
### 6.2.2 Carichi termici

Come detto in precedenza la caratterizzazione dei fabbisogni energetici è stata condotta nell'ottica di renderne i risultati facilmente interfacciabili con una soluzione di soddisfacimento di tipo trigenerativa. Ne consegue che il consumo energetico per condizionamento, scorporato dal consumo elettrico, è stato inserito nel fabbisogno di energia termica. Infatti, nota l'andamento dell'energia termica frigorifera, attraverso il COP (Coefficient Of Performance) delle pompe di calore ad assorbimento è possibile stimare il quantitativo di energia termica necessario in ingresso al sistema frigorifero stesso. Alla luce di quanto detto i carichi termici sono di 3 tipi, in particolare:

- carico termico per riscaldamento;

- carico termico frigorifero;
- carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS).

I dati di partenza sui consumi di energia primaria, relativi all'anno 2005, per il soddisfacimento delle richieste termiche, precedentemente riportati, vengono riportati di seguito per chiarezza espositiva, dove le quantità sono in  $m^3$  di gas metano consumato. Questi dati sono riferiti, ovviamente, al solo soddisfacimento delle richieste di riscaldamento e di acqua calda sanitaria.



MESE	m3
gennaio	50093
febbraio	47105
marzo	40796
aprile	21903
maggio	13394
giugno	8758
luglio	10305
agosto	10043
settembre	10633
ottobre	14685
novembre	30878
dicembre	53254
<b>tot</b>	<b>311847</b>

Tabella 7 consumo di gas metano, in  $m^3$ , relativo all'anno 2005

La quota parte del consumo di gas metano riconducibile alla richiesta di acqua calda sanitaria si può ricavare considerando che nei mesi estivi il consumo di gas metano è dovuto esclusivamente alla produzione della stessa acqua calda sanitaria. Considerando un consumo medio mensile nei mesi estivi pari a:

$$\frac{8.758[m^3] + 10.305[m^3] + 10.043[m^3] + 10633[m^3]}{4} = 9.935[m^3].$$

Considerato un contenuto energetico del combustibile, in termini di potere calorifico inferiore, pari a  $9,8 \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$  si deduce che il consumo mensile medio, valido per tutti i periodi dell'anno, in termini energetici ammonta a:

$$9,8 \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] \cdot 9.935[m^3] = 97.363[kWh].$$



Riportando tale consumo nell'arco dell'anno intero, moltiplicando quindi il valore mensile medio per 12, si ottiene che il consumo di gas metano per la produzione di acqua calda sanitaria ammonta a  $119.220 \text{ [m}^3\text{]}$ , pari a  $1.168.356 \text{ [kWh]}$

Il consumo di gas metano relativo alle esigenze di riscaldamento risulta, pertanto, pari alla differenza tra il consumo globale di gas metano, pari a  $3.056.100 \text{ [kWh]}$ , e quello relativo per il fabbisogno di acqua calda sanitaria, pari a  $1.168.365 \text{ [kWh]}$ , e in particolare ammonta a  $1.887.744 \text{ [kWh]}$ .

Il carico termico frigorifero è stato stimato tenendo conto che le pompe di calore a compressione di vapore che attualmente assolvono alla funzione del condizionamento sono caratterizzate da un COP di 2,5. Pertanto essendo pari a  $1.000.000 \text{ [kWhel]}$  il consumo di energia elettrica per l'esigenza di condizionamento si ottiene un fabbisogno di energia termica frigorifera pari a  $2.500.000 \text{ [kWh]}$ .

Sulla scorta di tale suddivisione del fabbisogno energetico si è passati, attraverso processi di calcolo analoghi a quanto fatto per i carichi elettrici, alla definizione di probabili curve di carico per i vari giorni tipo.

Nella suddivisione periodica dell'anno si è usato il medesimo schema del paragrafo precedente, quindi periodo estivo, invernale, e intermedio "caldo" e "freddo".

Per comodità di consultazione si riporta di seguito la tabella dei consumi di gas metano in termini sia volumetrici che energetici.

	PCI gas = 9,8 kWh/m <sup>3</sup>	
MESE	m <sup>3</sup>	kWh
gennaio	50093	490911
febbraio	47105	461629
marzo	40796	399800
aprile	21903	214649
maggio	13394	131261
giugno	8758	85828
luglio	10305	100989
agosto	10043	98421
settembre	10633	104203
ottobre	14685	143913
novembre	30878	302604
dicembre	53254	521889
<b>tot</b>	<b>311847</b>	<b>3056100</b>

*Tabella 8 consumo di gas metano, in termini volumetrici e in termini energetici [kWh], relativi all'anno 2005*

Si parte dalla definizione del consumo di energia, per fabbisogni termici, per i periodi che necessitano di riscaldamento, in particolare quello invernale e quello intermedio “freddo”.

Dal consumo nei mesi del periodo invernale, ossia dicembre, gennaio, febbraio e marzo, si ottiene il consumo energetico globale, in termini di energia primaria, riferito al mese medio invernale:

$$\frac{521.889[kWh] + 490.911[kWh] + 461.629[kWh] + 399.800[kWh]}{4} = 468.557[kWh].$$

La quota parte relativa alla produzione di ACS, come chiarito precedentemente ammonta a 97.366 [kWh]. Pertanto, sottraendo tale valore dal consumo globale, si trova il consumo energetico, sempre in termini di energia primaria, per le esigenze di riscaldamento, che ammonta a:

$$468.557[kWh] - 97.366[kWh] = 371.194[kWh]$$

I valori ottenuti corrispondono ai consumi energetici per acqua calda sanitaria e riscaldamento relativi al mese tipo invernale, quindi dividendo tale valore per il numero di giorni tipo in essi contenuto, ossia per 30,25 come ricavato nel precedente paragrafo, si ottengono quelli relativi al giorno tipo invernale.

Per il consumo relativo al riscaldamento si ha:

$$\frac{371.194[kWh]}{30,25} = 12.271[kWh],$$

mentre per la produzione di ACS il consumo giornaliero ammonta a

$$\frac{97.366[kWh]}{30,25} = 3.218[kWh].$$

Come più volte ribadito, i valori ottenuti sono relativi ai consumi di energia primaria, tuttavia è agevole ottenere il fabbisogno in termini di energia disponibile per usi finali. A tal fine è stato assunto un rendimento medio del parco caldaie attualmente impiegato di 0,85, pertanto i valori in termini di energia disponibile risultano pari a:

$$468.557[kWh] \cdot 0,85 = 398.273[kWh] \text{ in termini globali riferiti al mese tipo invernale;}$$

$$371.194[kWh] \cdot 0,85 = 315.515[kWh] \text{ per esigenze di riscaldamento nel mese tipo invernale;}$$

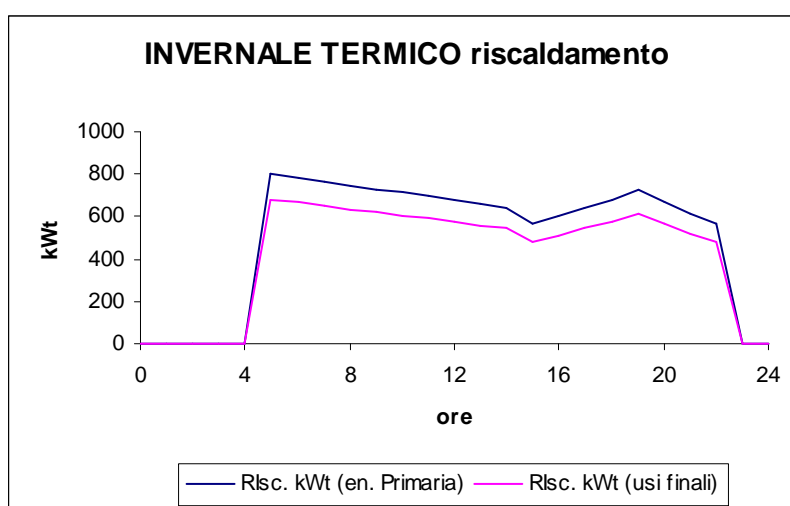
$97.366[kWh] \cdot 0,85 = 82.761[kWh]$  per produzione di ACS nel mese tipo invernale;

$12.271[kWh] \cdot 0,85 = 10.430[kWh]$  per esigenze di riscaldamento nel giorno tipo invernale;

$3.128[kWh] \cdot 0,85 = 2659[kWh]$  per la produzione di ACS nel giorno tipo invernale;

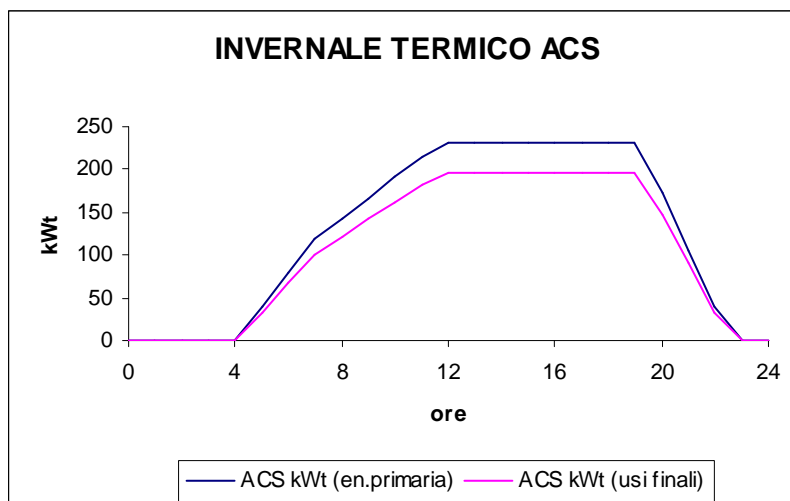
A partire dai valori ottenuti si sono ricostruiti i possibili andamenti delle curve di carico termico sia per le esigenze di riscaldamento che per la produzione di ACS [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed. Polipress Politecnico di Milano 2006] del giorno tipo invernale. Nel calcolo si è tenuto conto degli orari del primo volo in partenza e dell'ultimo in arrivo e della distribuzione nell'arco della giornata dei restanti voli.

Gli andamenti dei carichi sono riportati nei seguenti grafici, con le relative tabelle, dove oltre alla curva rappresentata in termini di energia primaria vi è anche quella in termini di energia disponibile per l'uso finale.



Risc. ore	kWt (en. Primaria)	kWt (usi finali)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	802	681,7
6	784,2	666,6
7	766,4	651,4
8	748,6	636,3
9	730,7	621,1
10	712,9	605
11	695,1	590,8
12	677,3	575,7
13	659,5	560,5
14	641,6	545,4
15	561,4	477,2
16	601,5	511,3
17	641,6	545,4
18	681,7	579,5
19	721,8	613,5
20	668,3	568,1
21	614,9	522,6
22	561,4	477,2
23	0	0
24	0	0

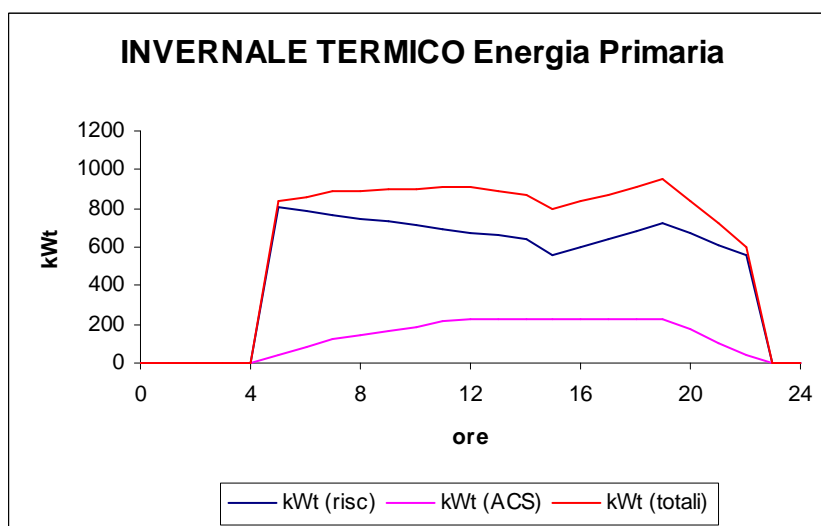
Figura 72 curva e tabella del carico termico di riscaldamento, in termini di energia primaria e di energia per usi finali, per il giorno tipo invernale



ACS		
ore	kWt (en.primaria)	kWt (usi finali)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	39,7	33,8
6	79,4	67,5
7	119,2	101,3
8	143	121,6
9	166,8	141,8
10	190,7	162,1
11	214,5	182,3
12	232,1	197,3
13	232,1	197,3
14	232,1	197,3
15	232,1	197,3
16	232,1	197,3
17	232,1	197,3
18	232,1	197,3
19	232,1	197,3
20	172,1	146,3
21	105,9	90,1
22	39,7	33,8
23	0	0
24	0	0

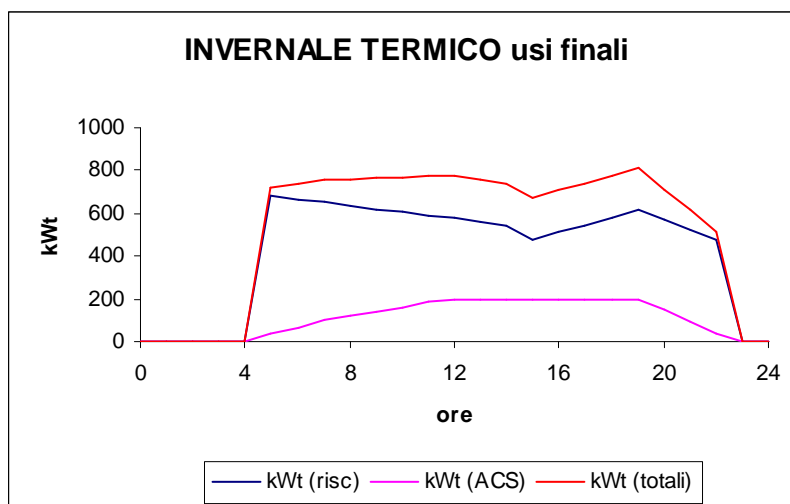
Figura 73 curva e tabella del carico termico per ACS, in termini di energia primaria e di energia disponibile per usi finali, per il giorno tipo invernale

Sono di seguito riportati due grafici, con relative tabelle, uno per l'energia primaria e uno per il fabbisogno per usi finali, in cui si sommano i contributi di energia per ACS e per riscaldamento in un'unica curva di carico termico.



Energia Primaria			
ore	kWt (risc)	kWt (ACS)	kWt (totali)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	802,0	39,7	841,7
6	784,2	79,5	863,7
7	766,4	119,2	885,6
8	748,6	143,0	891,6
9	730,7	166,8	897,6
10	712,9	190,7	903,6
11	695,1	214,5	909,6
12	677,3	232,1	910,4
13	659,5	232,1	891,6
14	641,6	232,1	873,7
15	561,4	232,1	793,5
16	601,5	232,1	833,6
17	641,6	232,1	873,7
18	681,7	232,1	913,8
19	721,8	232,1	953,9
20	668,4	172,2	840,5
21	614,9	106,0	720,8
22	561,4	39,7	601,1
23	0	0	0
24	0	0	0

Figura 74 curva e tabella del carico termico globale, in termini di energia primaria, per il giorno tipo invernale



usi finali			
ore	kWt (risc)	kWt (ACS)	kWt (totali)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	681,7	33,8	715,5
6	666,6	67,5	734,1
7	651,4	101,3	752,7
8	636,3	121,6	757,8
9	621,1	141,8	762,9
10	606,0	162,1	768,1
11	590,8	182,3	773,2
12	575,7	197,3	773
13	560,5	197,3	757,8
14	545,4	197,3	742,7
15	477,2	197,3	674,5
16	511,3	197,3	708,6
17	545,4	197,3	738,7
18	579,5	197,3	776,8
19	613,5	197,3	810,8
20	568,1	146,3	714,4
21	522,6	90,1	612,7
22	477,2	33,8	511,0
23	0	0	0
24	0	0	0

*Figura 75 curva e tabella del carico termico globale, in termini di energia disponibile per usi finali, per il giorno tipo invernale*

Dal consumo nei mesi del periodo intermedio “freddo”, ossia aprile e novembre, si ottiene il consumo energetico globale, in termini di energia primaria, riferito al mese medio:

$$\frac{214.649[kWh] + 302.604[kWh]}{2} = 258.626[kWh]$$

La quota parte relativa alla produzione di ACS, come chiarito precedentemente ammonta a 97.366 [kWh]. Pertanto, sottraendo tale valore dal consumo globale, si trova il consumo energetico, sempre in termini di energia primaria, per le esigenze di riscaldamento, che ammonta a:

$$258.626[kWh] - 97363[kWh] = 161.263[kWh]$$

I valori ottenuti corrispondono ai consumi energetici per acqua calda sanitaria e riscaldamento relativi al mese tipo intermedio “freddo”, quindi dividendo tale valore per il numero di giorni tipo in essi contenuto, ossia per 30,5 come ricavato nel precedente paragrafo, si ottengono quelli relativi al giorno tipo.

Per il consumo relativo al riscaldamento si ha:

$$\frac{161.263[kWh]}{30,5} = 5.287[kWh],$$

mentre per la produzione di ACS il consumo giornaliero ammonta a

$$\frac{97.366[kWh]}{30,5} = 3.192[kWh].$$

Per ottenere i valori in termini di energia effettivamente disponibile per usi finali si fa riferimento, come detto prima, ad un valore del rendimento del parco caldaie pari a 0,85. Tali valori risultano:

$$258.626[kWh] \cdot 0,85 = 219.832[kWh] \text{ in termini globali riferiti al mese tipo;}$$

$$161.263[kWh] \cdot 0,85 = 137.073[kWh] \text{ per esigenze di riscaldamento nel mese tipo;}$$

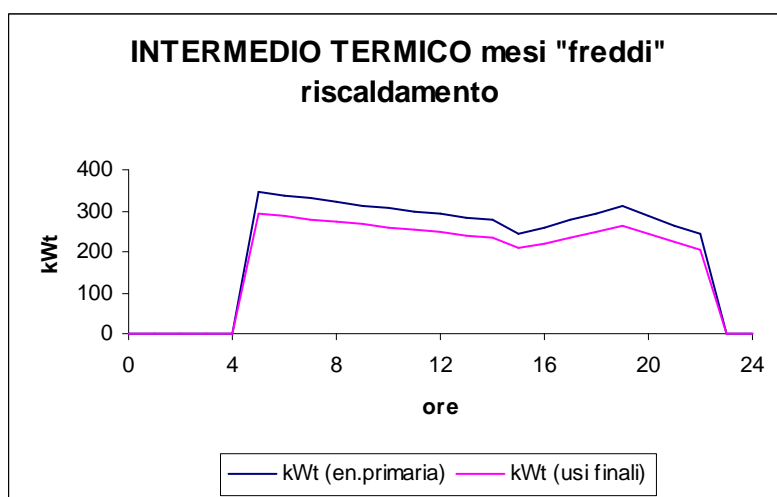
$$97.366[kWh] \cdot 0,85 = 82.761[kWh] \text{ per produzione di ACS nel mese tipo;}$$

$$5.287[kWh] \cdot 0,85 = 4.494[kWh] \text{ per esigenze di riscaldamento nel giorno tipo;}$$

$$3.192[kWh] \cdot 0,85 = 2.713[kWh] \text{ per la produzione di ACS nel giorno tipo;}$$

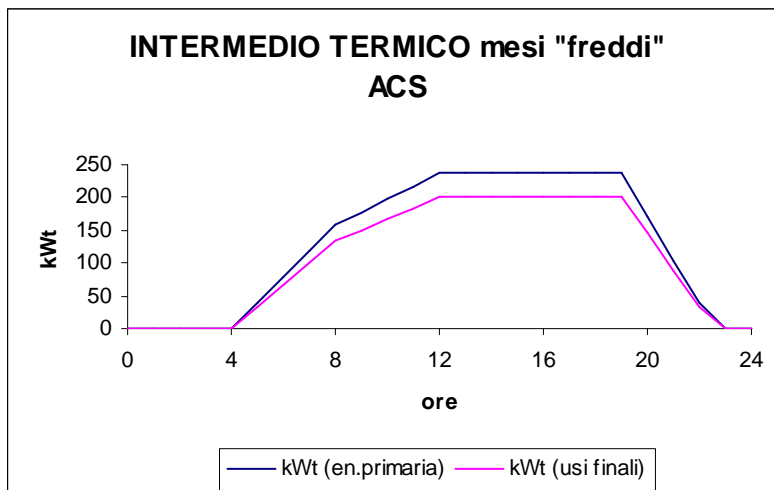
A partire dai valori ottenuti si sono ricostruiti i possibili andamenti delle curve di carico termico sia per le esigenze di riscaldamento che per la produzione di ACS [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed. Polipress Politecnico di Milano 2006] del giorno tipo relativo al periodo intermedio “freddo”. Nel calcolo si è tenuto conto della distribuzione nell’arco della giornata dei voli in partenza e in arrivo.

Gli andamenti delle curve di carico, in termini sia di energia primaria che di energia disponibile per usi finali, sono riportati nei seguenti grafici, con le relative tabelle.



Ore	kWt (en.primaria)	kWt (usi finali)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	345,6	293,7
6	337,9	287,3
7	329,7	280,2
8	322,1	273,7
9	314,5	267,3
10	306,8	260,8
11	299,2	254,4
12	291,6	247,9
13	284,0	241,4
14	276,4	235,0
15	244,2	207,6
16	259,2	220,3
17	276,4	235,0
18	293,7	249,7
19	311,0	264,3
20	287,8	244,7
21	264,7	225,0
22	241,9	205,6
23	0	0
24	0	0

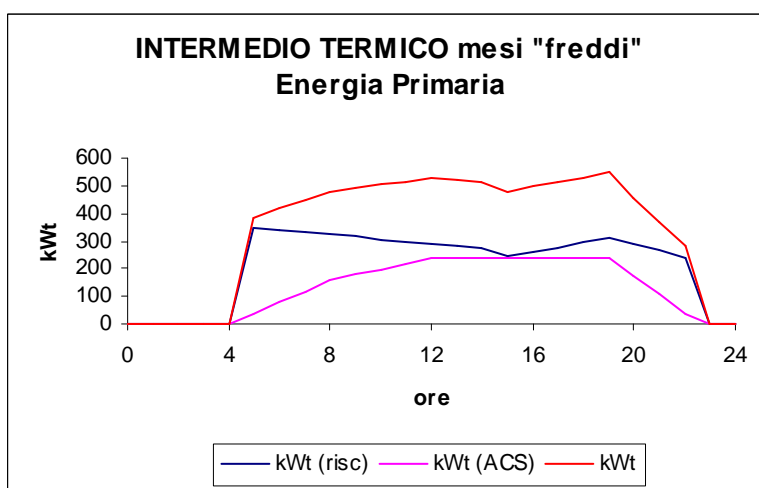
Figura 76 curva e tabella del carico termico di riscaldamento, in termini di energia primaria e di energia per usi finali, per il giorno tipo intermedio “freddo”



INTERMEDIO "freddo" ACS		
Ore	kWt (en.primaria)	kWt (usi finali)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	39,4	33,5
6	78,8	67,0
7	118,2	100,5
8	157,6	134,0
9	177,3	150,7
10	197,0	167,5
11	216,7	184,2
12	236,4	201,0
13	236,4	201,0
14	236,4	201,0
15	236,4	201,0
16	236,4	201,0
17	236,4	201,0
18	236,4	201,0
19	236,4	201,0
20	170,8	145,1
21	105,1	89,3
22	39,4	33,5
23	0	0
24	0	0

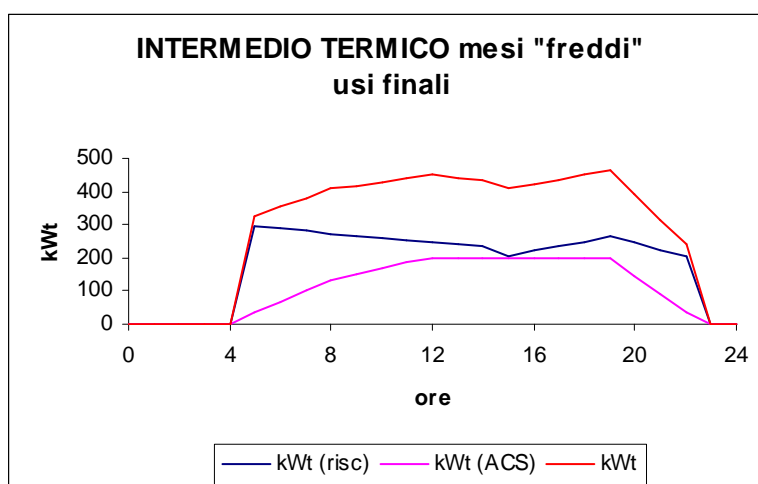
Figura 77 curva e tabella del carico termico per la produzione di ACS, in termini di energia primaria e di energia per usi finali, per il giorno tipo intermedio "freddo"

Sono di seguito riportati due grafici, con le relative tabelle, uno per l'energia primaria e uno per il fabbisogno per usi finali, in cui si sommano i contributi di energia per ACS e per riscaldamento in un'unica curva di carico termico.



Energia primaria			
Ore	kWt (risc)	kWt (ACS)	kWt
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	345,6	39,4	385,0
6	337,9	78,8	416,8
7	329,7	118,2	447,9
8	322,1	157,6	479,7
9	314,5	177,3	491,8
10	306,8	197,0	503,9
11	299,2	216,7	516,0
12	291,6	236,4	528,1
13	284,0	236,4	520,5
14	276,4	236,4	512,9
15	244,2	236,4	480,6
16	259,2	236,4	495,6
17	276,4	236,4	512,9
18	293,7	236,4	530,1
19	311,0	236,4	547,4
20	287,8	170,8	458,6
21	264,7	105,1	369,8
22	241,9	39,4	281,3
23	0	0	0
24	0	0	0

Figura 78 curva e tabella del carico termico globale, in termini di energia primaria, per il giorno tipo intermedio "freddo"



*Figura 79 curva e tabella del carico termico globale,  
in termini di energia disponibile per usi finali,  
per il giorno tipo intermedio "freddo"*

Usi finali			
ore	kWt (risc)	kWt (ACS)	kWt
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	293,7	33,5	327,2
6	287,3	67,0	354,2
7	280,2	100,5	380,7
8	273,7	134,0	407,7
9	267,3	150,7	418,0
10	260,8	167,5	428,3
11	254,4	184,2	438,6
12	247,9	201,0	448,9
13	241,4	201,0	442,4
14	235,0	201,0	435,9
15	207,6	201,0	408,6
16	220,3	201,0	421,3
17	235,0	201,0	435,9
18	249,7	201,0	450,6
19	264,3	201,0	465,3
20	244,7	145,1	389,8
21	225,0	89,3	314,3
22	205,6	33,5	239,1
23	0	0	0
24	0	0	0

Si passa ora all'analisi dei dati relativi al periodo estivo e a quello intermedio, caratterizzati entrambi da esigenze di condizionamento, e alla relativa ricostruzione di un possibile andamento delle richieste energetiche in termini orari.

Come detto in precedenza quello che accomuna il periodo estivo con il periodo intermedio chiamato "caldo" è la necessità di condizionamento e l'assenza di bisogno di riscaldamento.

Nel computo termico di tali periodi si considerano il fabbisogno per la produzione di acqua calda sanitaria e quello in termini di energia termica frigorifera.

Partendo dal dato iniziale stimato per il consumo elettrico per il condizionamento, pari a 1.000.000 kWh elettrici, si è ricavato il valore dell'energia termica asportata dai locali.

In particolare, essendo il parco delle pompe di calore a compressione di vapore utilizzate attualmente caratterizzato da un COP di 2,5, tale valore si traduce in 2.500.000 kWh frigoriferi.

Nell'analisi del carico termico si fa, pertanto, riferimento al fabbisogno di energia frigorifera. I valori ottenuti saranno poi facilmente riferibili all'energia termica in ingresso alle pompe di calore ad assorbimento tenendo presente il COP delle stesse macchine.



Come asserito nella parte iniziale del presente paragrafo, si è assunto che il fabbisogno frigorifero è suddiviso tra il periodo estivo e quello intermedio “caldo”, rispettivamente nei termini dell’80% e del 20%.

Sulla base di quanto detto, il fabbisogno frigorifero per il periodo estivo ammonta a 2.000.000 kWh frigoriferi, per cui il fabbisogno mensile medio ammonta a

$$\frac{2.000.000[kWh]}{4} = 500.000[kWh].$$

Il numero di giorni tipo contenuti nel mese tipo estivo ammontano a

$$\frac{31 + 30 + 31 + 30}{4} = 30,5 \text{ giorni.}$$

Pertanto il fabbisogno giornaliero di energia termica frigorifera risulta pari a

$$\frac{500.000[kWh]}{30,5} = 16.393[kWh]$$

A partire dai valori ottenuti si è ricostruito un possibile andamento della curva di carico per il fabbisogno di energia termica frigorifera [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed. Polipress Politecnico di Milano 2006] relativa al giorno tipo estivo. Nel calcolo, come per gli altri casi, si è tenuto conto degli orari del primo volo in partenza e dell’ ultimo in arrivo e della distribuzione nell’arco della giornata dei restanti voli. L’andamento ricostruito è riportato, assieme alla relativa tabella oraria, nella seguente figura.

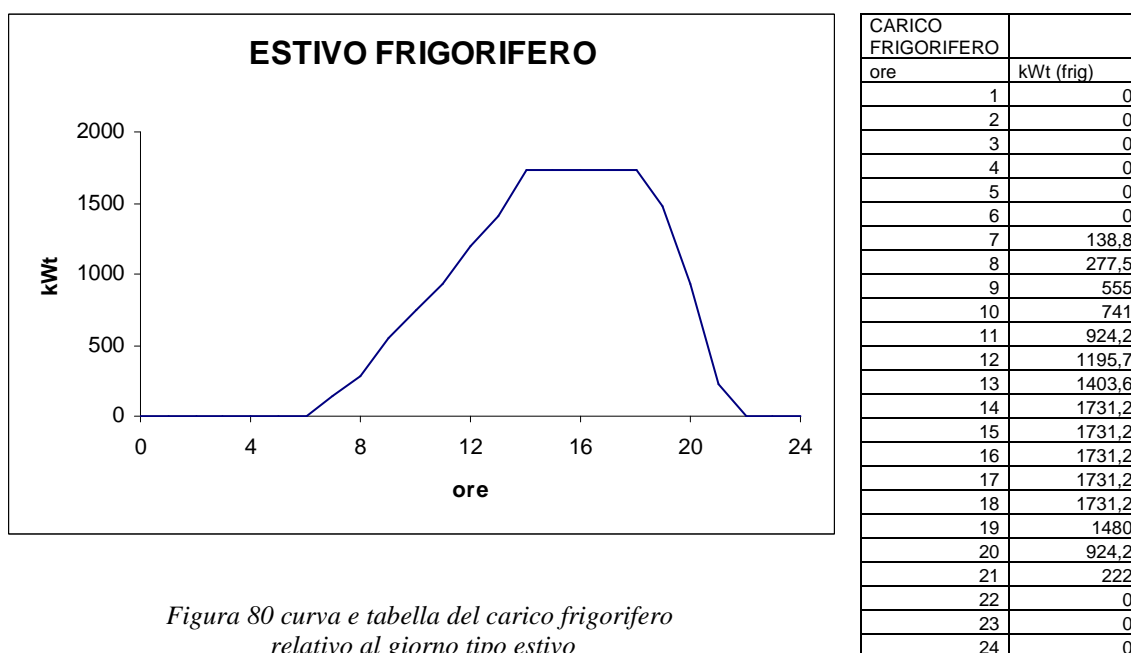


Figura 80 curva e tabella del carico frigorifero relativo al giorno tipo estivo

Passando alla situazione relativa al carico frigorifero del periodo intermedio “caldo”, in accordo con le assunzioni fatte sulla ripartizione del fabbisogno termico frigorifero, si ha che il fabbisogno del mese tipo intermedio “caldo” ammonta a

$$\frac{500.000[kWh]}{2} = 250.000[kWh]$$

Poiché i giorni tipo contenuti nel mese tipo intermedio sono pari a

$$\frac{31 + 30}{2} = 30,5 \text{ giorni,}$$

si ha che il fabbisogno giornaliero medio è pari a

$$\frac{250.000[kWh]}{30,5} = 8.197[kWh]$$

Analogamente a quanto fatto per il mese tipo estivo si è ricostruito, in accordo con i valori ottenuti in termini di energia frigorifera, un possibile andamento della curva di carico frigorifero [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed. Polipress Politecnico di Milano 2006] per il giorno tipo intermedio “caldo”. Al solito, nella stima si è tenuto conto degli orari relativi a tutti i voli in partenza e in arrivo nel corso della giornata. Tale andamento è riportato, assieme alla relativa tabella oraria, nella seguente figura.

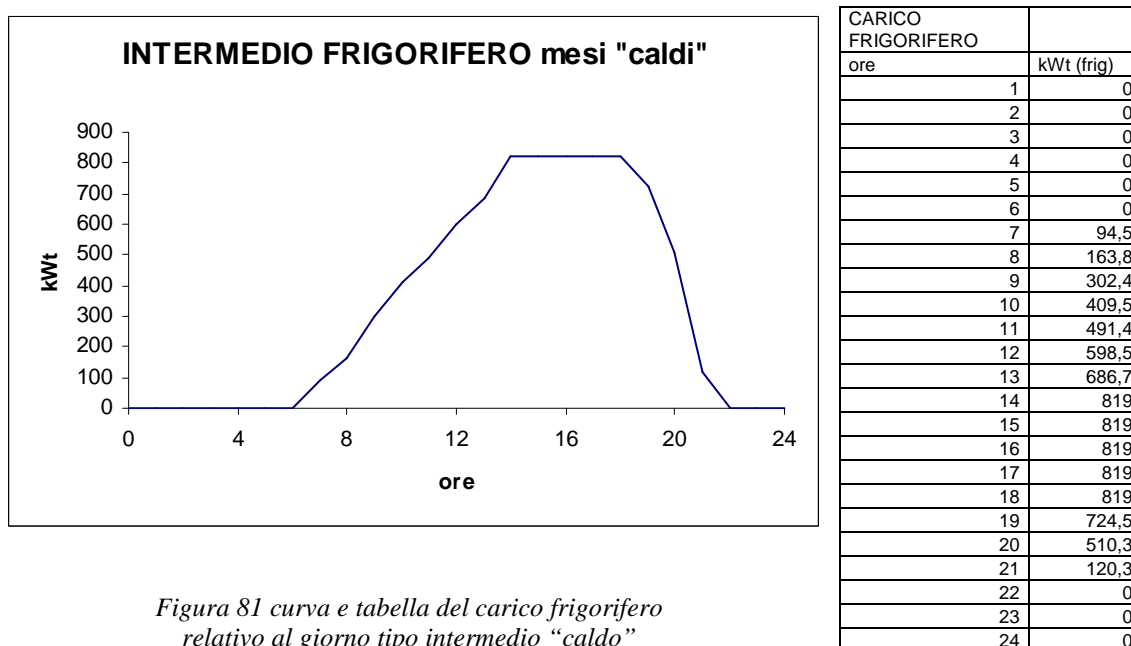


Figura 81 curva e tabella del carico frigorifero relativo al giorno tipo intermedio “caldo”

L'analisi del fabbisogno termico deve comprendere anche la produzione dell'acqua calda sanitaria. La stima è stata fatta considerando le richieste di ACS coincidenti per il periodo estivo e per quello intermedio "caldo".

Il fabbisogno di energia primaria per il mese tipo estivo, così come per il mese tipo intermedio, risulta il medesimo di quello degli altri mesi dell'anno, in particolare pari a 97.363 kWh.

Partendo da tale valore, e considerando il fatto che il numero di giorni tipo contenuti sia nel mese tipo estivo che nel mese tipo intermedio ammonta a 30,5, si ha che il fabbisogno giornaliero ammonta a

$$\frac{97.363[kWh]}{30,5} = 3192[kWh].$$

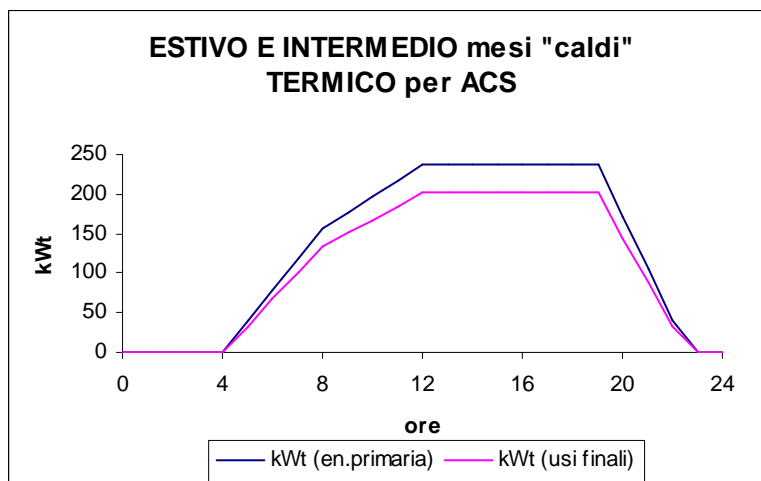
I valori ottenuti si riferiscono, al solito, a fabbisogno di energia primaria, tuttavia attraverso il rendimento medio del parco caldaie attualmente in uso, è possibile ricavare i valori relativi al fabbisogno in termini di disponibilità per usi finali. Essendo il rendimento medio pari a 0,85, come più volte detto, si ottiene che tali valori sono :

$$97.366[kWh] \cdot 0,85 = 82.761[kWh] \text{ per la produzione di ACS nel mese tipo;}$$

$$3.192[kWh] \cdot 0,85 = 2713[kWh] \text{ per la produzione di ACS nel giorno tipo;}$$

A partire dai valori ottenuti si è ricostruito un possibile andamento della curve di carico termico per la produzione di ACS [La microgenerazione a gas naturale; E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, Ed. Polipress Politecnico di Milano 2006] del giorno tipo, relativo sia al periodo estivo sia al periodo intermedio "caldo". Nella stima, come più volte ribadito, si è tenuto conto degli orari del primo volo in partenza, dell'ultimo in arrivo e della distribuzione dei rimanenti voli nell'arco della giornata.

L'andamento della curva di carico ricostruita, in termini sia di energia primaria che di energia disponibile per usi finali, è riportato nel seguente grafico, con la relativa tabella oraria.



ACS Estivo e mesi intermedi "caldi"		
ore	kWt (en.primaria)	kWt (usi finali)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	39,4	33,5
6	78,8	67,0
7	118,2	100,5
8	157,6	134,0
9	177,3	150,7
10	197,0	167,5
11	216,7	184,2
12	236,4	201,0
13	236,4	201,0
14	236,4	201,0
15	236,4	201,0
16	236,4	201,0
17	236,4	201,0
18	236,4	201,0
19	236,4	201,0
20	170,8	145,1
21	105,1	89,3
22	39,4	33,5
23	0	0
24	0	0

Figura 82 curva e tabella del carico termico per la produzione di ACS, in termini di energia primaria e di energia disponibile per usi finali, relativo sia al giorno tipo estivo che al giorno tipo intermedio "caldo"

## **CAPITOLO 7**

### **SCELTA DELLA TECNOLOGIA**



#### **7.1 SCELTA DELLA TECNOLOGIA**

Dopo aver caratterizzato l'utenza dal punto di vista dei fabbisogni elettrici e termici, per riscaldamento, per condizionamento e per la produzione di acqua calda sanitaria, e aver quantizzato la disponibilità della fonte solare, relativamente al sito in esame, è necessario scegliere la soluzione tecnologica che meglio interfaccia le richieste energetiche con la disponibilità solare.

La scelta si basa su quanto esposto nei capitoli iniziali, riguardanti le varie componenti che caratterizzano la tecnica del fotovoltaico a concentrazione.

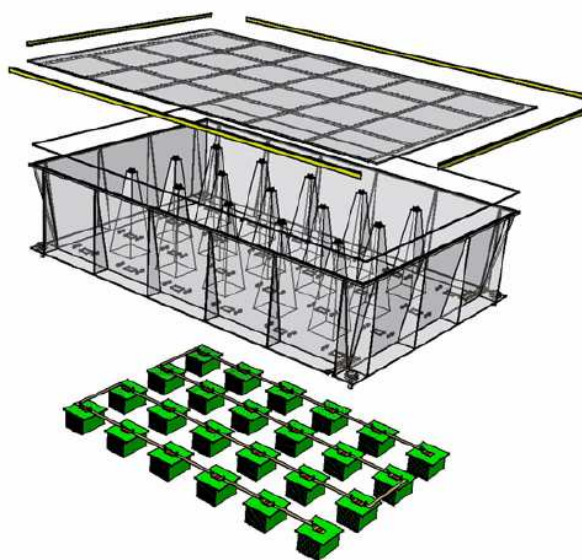
Bisogna tuttavia sottolineare che tale scelta non può essere vista come l'unica possibile dal momento che la tecnologia in questione è oggetto di numerosi studi e i dati in

possesso spesso si riferiscono a prove di laboratorio o comunque di breve durata, pertanto la validazione su affidabilità e robustezza dei sistemi in un esercizio duraturo e reale è ancora in fase di effettuazione.

La scelta fatta è ricaduta su un sistema che riprende i caratteri generali del sistema Phocus ENEA. Il sistema ottico impiegato è basato su un'ottica rifrattiva a lenti prismatiche con una efficienza ottica pari al 79%, dato questo ottenuto da campagne di prove eseguite da ENEA [Electrical Characterization of Point Focus Concentrator Photovoltaic Cells Through Indoor and Outdoor Measurements, R. Fucci, G. Flaminio, G. Leanza, A. Romano, F. Roca ENEA Research Center Portici]

Il fattore di concentrazione  $C$  che si ottiene è pari a 196,74, valore che corrisponde al rapporto tra l'area della lente e l'area della cella solare.

La radiazione solare viene concentrata dalla lente prismatica su una cella solare e il tutto è tenuto insieme grazie ad una struttura in plastica che a sua volta compone insieme a strutture gemelle un modulo. In particolare il modulo è composto da 24 strutture, chiamate involucro, permettendo una estrema compattezza del tutto. Per chiarezza è possibile osservare la seguente figura in maniera tale da poter individuare la lente, la cella, l'involucro e il modulo.



*Figura 83 Schema del modulo*

Ovviamente i moduli possono essere collegati ad altri moduli in maniera tale da poter ottenere delle potenze superiori rispetto a quelle ottenibili con un singolo modulo. I moduli così assemblati vengono poi montati su un palo di sostegno, su cui è montato

anche l'attuatore del sistema di inseguimento solare. In figura è riportato schematicamente un esempio di tale assemblaggio.

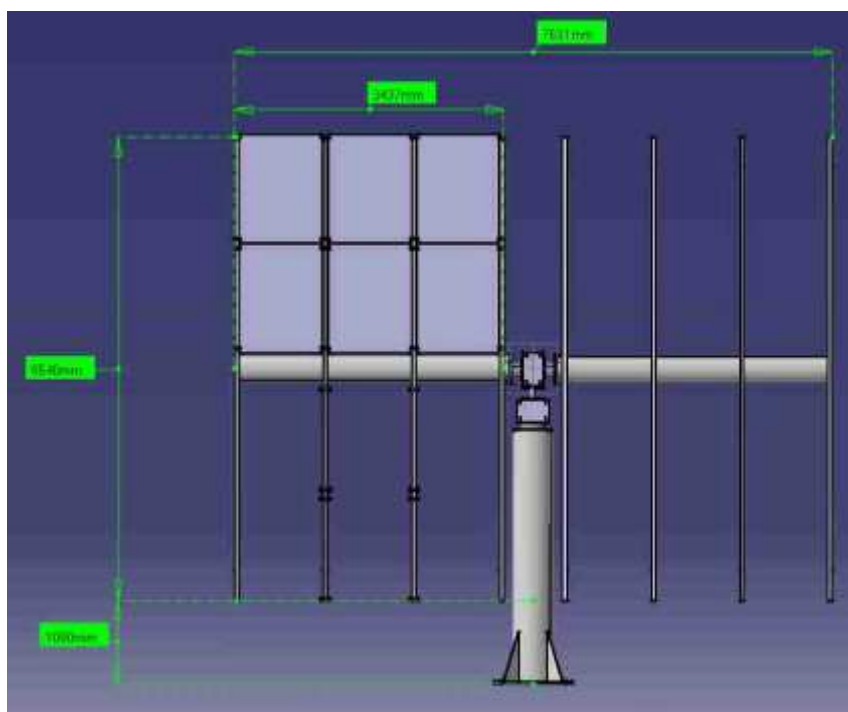


Figura 84 Schema del sistema assemblato

Questa è la tecnologia a cui si è fatto riferimento in maniera generale, tuttavia nel presente lavoro sono state adottate diverse innovazioni sia per quanto riguarda la cella solare che l'asportazione del calore. La necessità di impiegare tali accorgimenti nasce dall'obiettivo di sfruttare il calore dovuto alla non unitaria efficienza del processo di conversione elettrica della radiazione solare. Per rendere utilizzabile tale contributo termico in termini sia di riscaldamento che di condizionamento, mediante pompe di calore ad assorbimento, occorre che la temperatura di esercizio della cella solare non sia inferiore agli 80°C.

A tal fine si sono impiegate celle di nuova concezione prodotte dalla Spectrolab [www.spectrolab.com], in particolare si tratta di celle ad alta efficienza del tipo a tripla giunzione, in GaInP<sub>2</sub>/GaAs/Ge, capaci di mantenere un rendimento superiore al 22% anche con le suddette temperature operative. Il comportamento della cella impiegata è analizzato con dettaglio nel capitolo seguente. Le celle impiegate nel progetto Phocus sono, al contrario, delle celle al silicio policristallino dal momento che non devono sottostare a vincoli sulla elevata temperatura di esercizio.

Sempre al fine del rendere fruibile il calore in uscita dalla cella si è deciso di adottare un sistema di raffreddamento della cella di tipo attivo mediante un liquido in circolazione forzata, al contrario del sistema Phocus caratterizzato dall'impiego di un sistema di raffreddamento passivo con dissipatori alettati. Il sistema di raffreddamento è caratterizzato dalla presenza di serpentine in cui circola, a mezzo di pompe, una portata variabile di un liquido, in particolare acqua, che attraversando le celle asporta calore portandosi dalla temperatura di 50°C alla temperatura di 75°C. La temperatura di 75°C consente un proficuo impiego del fluido di refrigerazione delle celle sia per un impiego diretto per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda sanitaria che per l'impiego nelle pompe di calore ad assorbimento di ultima generazione.

Un esempio di tali pompe di calore ad assorbimento sono le "single-effect-double-lift" della società francese Entropie [[www.entropie.com](http://www.entropie.com)], tali macchine permettono di utilizzare il calore a bassa temperatura dell'acqua, tra i 75°C e i 50°C, grazie all'impiego di particolari miscele di bromuro di litio per raffreddare l'acqua per il condizionamento da 12°C a 6°C, con dei COP medi pari a 0,63.

Per quanto concerne l'aspetto dell'inseguimento solare si è deciso di optare per un inseguitore solare a doppio asse comandato mediante tabelle solari relative al sito in questione.

Nel compiere le scelte relative sia sulla linea generale del sistema sia sui singoli componenti sono stati considerati aspetti quali la compattezza del sistema, l'affidabilità dei componenti, unita ad una facilità di intervento in caso di manutenzione, e non ultima la robustezza meccanica dell'intero sistema.



## **CAPITOLO 8**

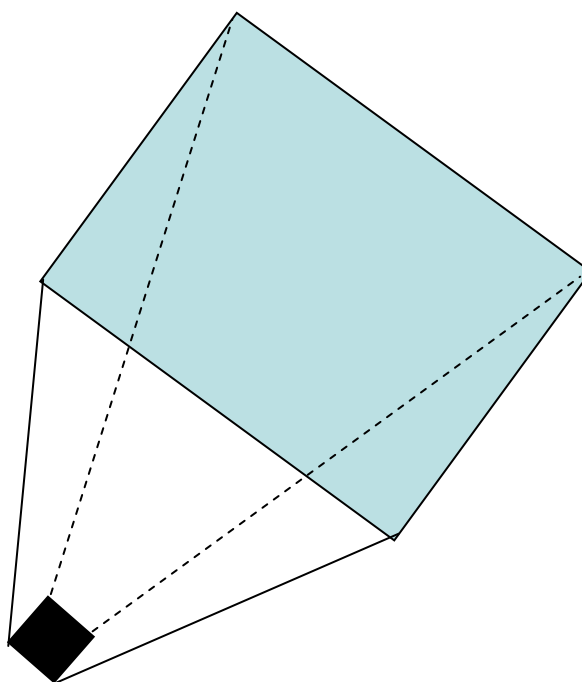
### **BILANCIO ENERGETICO**

#### **8.1 BILANCIO ENERGETICO**

Dopo aver definito la tecnologia impiegata bisogna caratterizzare le prestazioni energetiche del sistema al fine di comprendere in termini numerici le potenzialità del sistema fotovoltaico a concentrazione proposto. A tal fine è stato effettuato un bilancio energetico sul componente base del sistema, l'involucro, ossia l'insieme della lente, della cella solare e della struttura in plastica che li sostiene. Da tale bilancio partendo dai dati circa la radiazione incidente, la temperatura ambiente e la nuvolosità del cielo è stato possibile valutare le producibilità in termini di energia elettrica ed energia termica in uscita dalla cella solare.

Nel bilancio sono state considerate sia le interazioni tra l'involucro e l'ambiente esterno che le interazioni tra le varie parti del involucro stesso, ossia tra la cella solare, la lente e la parete laterale.

Nella figura seguente è riportata uno schema dell'involucro, in cui sono facilmente individuabili la lente in PMMA, colorata in azzurro, la cella, colorata in nero, e la superficie laterale in materiale plastico a forma di tronco di piramide, colorata in bianco.



*Figura 85 Schema dell'involucro con lente, cella e superficie laterale*

Nei seguenti paragrafi sono riportati in maniera dettagliata i bilanci energetici per i vari elementi e il bilancio energetico globale sull'involucro, bilanci questi che permettono la chiusura del problema della producibilità termica ed elettrica in base alla radiazione solare incidente e alle condizioni atmosferiche esterne.

### *8.1.1 Bilancio sull'intero involucro*

Il bilancio sull'intero involucro tiene conto in ingresso della radiazione solare incidente e in uscita dello scambio termico per irraggiamento con il cielo e per convezione con

l'ambiente, delle desiderate potenze termiche ed elettriche e infine della quota parte della radiazione solare incidente riflessa. Le ipotesi alla base del bilancio sono la stazionarietà, la adiabaticità delle pareti dell'involucro, pertanto l'unica parte che scambia calore con l'esterno è la lente, e la costanza delle proprietà fisiche dell'aria esterna. Per comprendere meglio gli ingressi e le uscite del sistema si riporta nella figura seguente uno schema esemplificativo del processo.

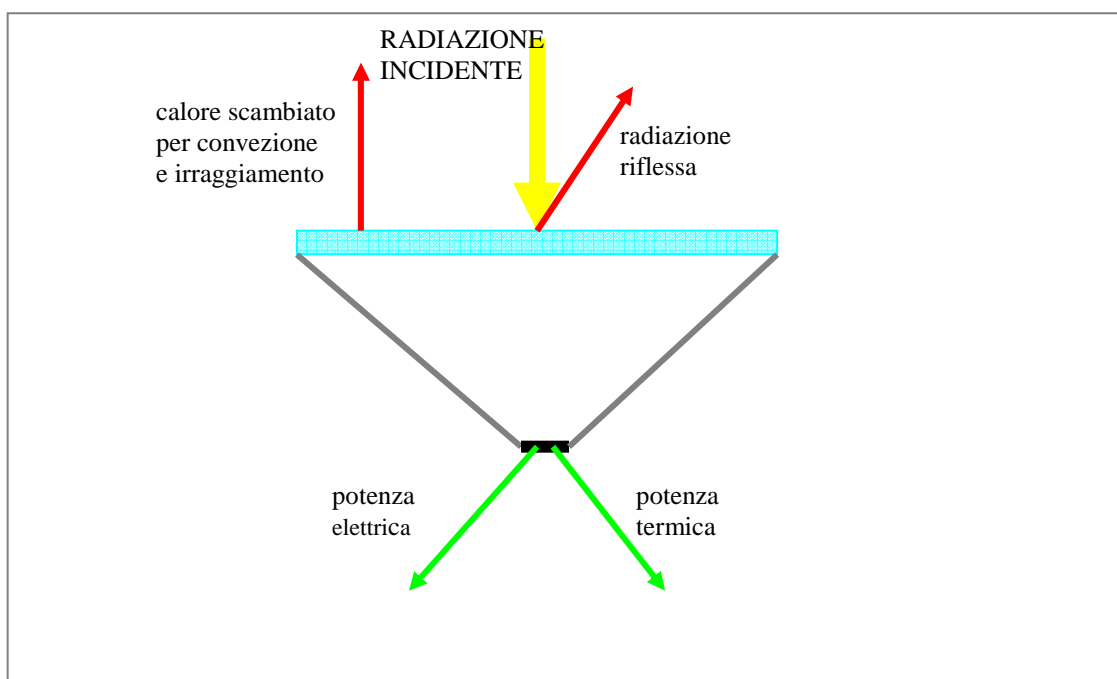


Figura 86 Schema concettuale del bilancio energetico sull'intero involucro

L'equazione di bilancio assume la forma:

$$A_{lente} \cdot DNI = A_{lente} DNI \rho_{lente} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{elettrico} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{termico} + A_{lente} \epsilon_{lente} \sigma (T_{lente}^4 - T_{cielo}^4) + A_{lente} h_{esterno} (T_{lente} - T_{amb})$$

dove al primo membro si trova la radiazione in ingresso mentre al secondo membro sono riportate tutte le uscite, in particolare il primo termine rappresenta la radiazione riflessa dalla lente, il secondo e il terzo rispettivamente la potenza elettrica e la potenza termica uscenti dal sistema, i restanti termini rappresentano nell'ordine lo scambio radiativo con il cielo e lo scambio convettivo tra la lente e l'ambiente. Come detto prima per ipotesi le altre superfici sono considerate adiabatiche.

Nell'equazione di bilancio sono riportate delle grandezze che vengono definite a loro volta a mezzo di equazioni, in particolare il  $\eta_{elettrico}$ , il coefficiente di scambio convettivo tra la lente e l'ambiente esterno  $h_{esterno}$  e la temperatura del cielo  $T_{cielo}$ .

Il  $\eta_{elettrico}$  è funzione della radiazione incidente la cella stessa secondo una curva fornita dal costruttore ([www.spectrolab.com](http://www.spectrolab.com)) su dati sperimentali. I dati forniti sono però riferiti alla temperatura di esercizio standard di 25°C, pertanto attraverso i coefficienti di variazione in funzione della variazione della temperatura di esercizio, forniti sempre dal costruttore, è stato possibile ricavare il valore di  $\eta_{elettrico}$  alla temperatura di esercizio di 80°C e per un livello di concentrazione unitario e da qui ricavare, riducendo di un opportuno fattore i valori della curva a 25°C. La curva del  $\eta_{elettrico}$ , o efficienza di conversione, è stato poi approssimata con un polinomio di sesto grado in funzione della radiazione incidente la cella stessa. In figura seguente è riportato l'andamento della curva a 25°C, fornita dal costruttore, e di quella a 80°C, calcolata.

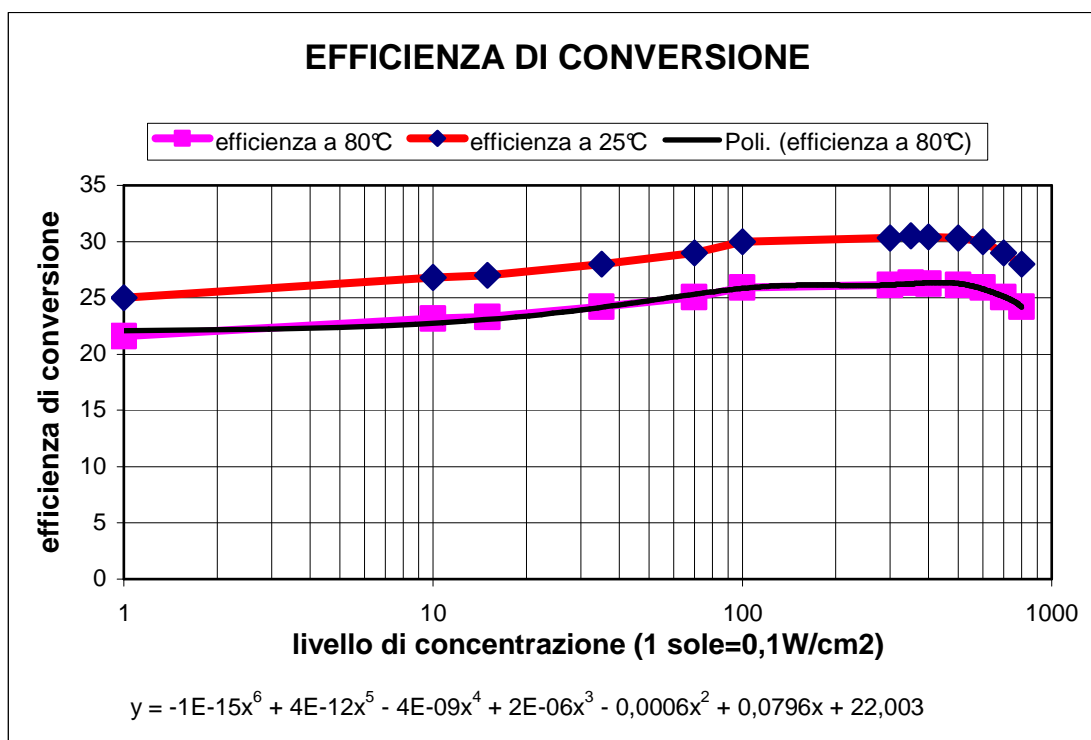


Figura 87 Andamenti dell'efficienza di conversione elettrica in funzione del livello di concentrazione, alle temperature operative di 25°C e di 80°C. Inoltre è riportato l'andamento del polinomi di sesto grado che approssima l'andamento della curva a 80°C

Si fa presente che nelle ascisse sono riportati i valori del livello di concentrazione, da non confondere con il fattore di concentrazione  $C$ , i quali rappresentano l'intensità della radiazione incidente e risultano pari al prodotto tra il fattore di concentrazione  $C$ , il rendimento dell'ottica di focalizzazione  $\eta_{ottico}$ , la trasmittanza della lente  $\tau_{lente}$  e la radiazione solare diretta normale alla superficie della lente DNI. Pertanto si evince come anche l'efficienza di conversione è funzione della DNI incidente sul sistema.

La funzione polinomiale che lega la radiazione incidente sulla cella con il  $\eta_{elettrico}$  è la seguente:

$$\eta_{elettrico} = -1 \cdot 10^{-15} LC^6 + 4 \cdot 10^{-12} LC^5 - 4 \cdot 10^{-9} LC^4 + 2 \cdot 10^{-6} LC^3 - 6 \cdot 10^{-4} LC^2 + 0,0796LC + 22,003$$

dove si è indicato con il fattore LC il livello di concentrazione che, come detto prima, risulta pari a

$$LC = C \cdot DNI \cdot \tau_{lente} \cdot \eta_{ottico} \cdot$$

Si ricorda che il fattore di concentrazione è definito come  $C = \frac{A_{lente}}{A_{cella}}$ .

Per quanto riguarda il coefficiente di scambio termico convettivo tra la lente e l'ambiente esterno si è schematizzata la lente come una lastra piana in convezione forzata, dovuta all'azione del vento. Per stimare il suddetto coefficiente si è calcolato per primo il valore del numero di Reynolds dovuto ad una velocità del vento assunta in prima approssimazione pari a 2 m/s e costante, come costanti sono state considerate le proprietà fisiche dell'aria esterna. Il valore ottenuto è stato:

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot L}{\mu} = 2,142 \cdot 10^4$$

dove con  $\rho$  si è indicata la densità dell'aria, assunta pari a  $1,177 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$ , con  $\mu$  la viscosità

dinamica dell'aria, assunta pari a  $1,85 \cdot 10^{-5} [Pa \cdot s]$ , e con L la dimensione caratteristica della lente, pari a 0,168 m. Il valore ottenuto autorizza l'uso della correlazione, valida in regime laminare, per il calcolo del numero di Nusselt:

$$Nu = 0,664 \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Pr^{\frac{1}{3}}$$

dove il numero di Prandtl, Pr, è stato considerato pari a 0,719 e costante, come detto in precedenza.

Alla luce di quanto esposto la valutazione del valore del coefficiente di scambio convettivo tra aria e lente si ottiene dalla definizione del numero di Nusselt:

$$h_{esterno} = \frac{Nu \cdot k}{L} = 13,39 \left[ \frac{W}{m^2 K} \right]$$

dove si è assunta la conducibilità dell'aria esterna  $k$  pari a 0,0259 W/mK.

Per quanto riguarda la temperatura del cielo  $T_{cielo}$  si è impiegata la relazione:

$$T_{cielo} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5} + 2,625 \cdot N$$

dove con  $N$  si è indicata la nuvolosità del cielo in ottavi di cielo.

Riassumendo il quadro delle equazioni che caratterizzano il bilancio energetico dell'involucro è il seguente:

$$A_{lente} \cdot DNI = A_{lente} DNI \rho_{lente} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{elettrico} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{termico} +$$

$$+ A_{lente} \varepsilon_{lente} \sigma (T_{lente}^4 - T_{cielo}^4) + A_{lente} h_{esterno} (T_{lente} - T_{amb})$$

$$\eta_{elettrico} = -1 \cdot 10^{-15} LC^6 + 4 \cdot 10^{-12} LC^5 - 4 \cdot 10^{-9} LC^4 + 2 \cdot 10^{-6} LC^3 - 6 \cdot 10^{-4} LC^2 +$$

$$+ 0,0796 LC + 22,003$$

$$LC = C \cdot DNI \cdot \eta_{ottico}$$

$$T_{cielo} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5} + 2,625 \cdot N$$

$$\text{con il coefficiente di scambio termico convettivo pari a } h_{esterno} = \frac{Nu \cdot k}{L} = 13,39 \left[ \frac{W}{m^2 K} \right].$$

I valori delle altre grandezze, costanti, non fornite in precedenza sono i seguenti:

$$\varepsilon_{lente} = 0,8$$

$$\rho_{lente} = 0,1$$

$$\tau_{lente} = 0,8$$

$$\eta_{ottico} = 0,79$$

$$C = 196,74$$

$$A_{lente} = 0,02833 m^2$$

$$A_{cella} = 1,44 \cdot 10^{-4} m^2$$

$$T_{lente} = 353,15 K$$

$$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}$$

Le relazioni scritte non possono essere risolte a causa delle troppe incognite, infatti al fine della chiusura del problema occorre combinarle con i bilanci relativi altre parti dell'involucro.

8.1.2 Bilancio sulla lente

Il bilancio energetico relativo alla lente tiene conto delle frazioni assorbite sia della radiazione solare incidente la lente che di quella riflessa dalla cella, gli scambi convettivi con l'ambiente esterno e l'ambiente interno all'involucro e gli scambi radiativi con la cella, con la superficie laterale e con il cielo. Nel bilancio la lente viene considerata isoterma per ipotesi. Nella figura seguente è riportato schematicamente il bilancio energetico per la lente:

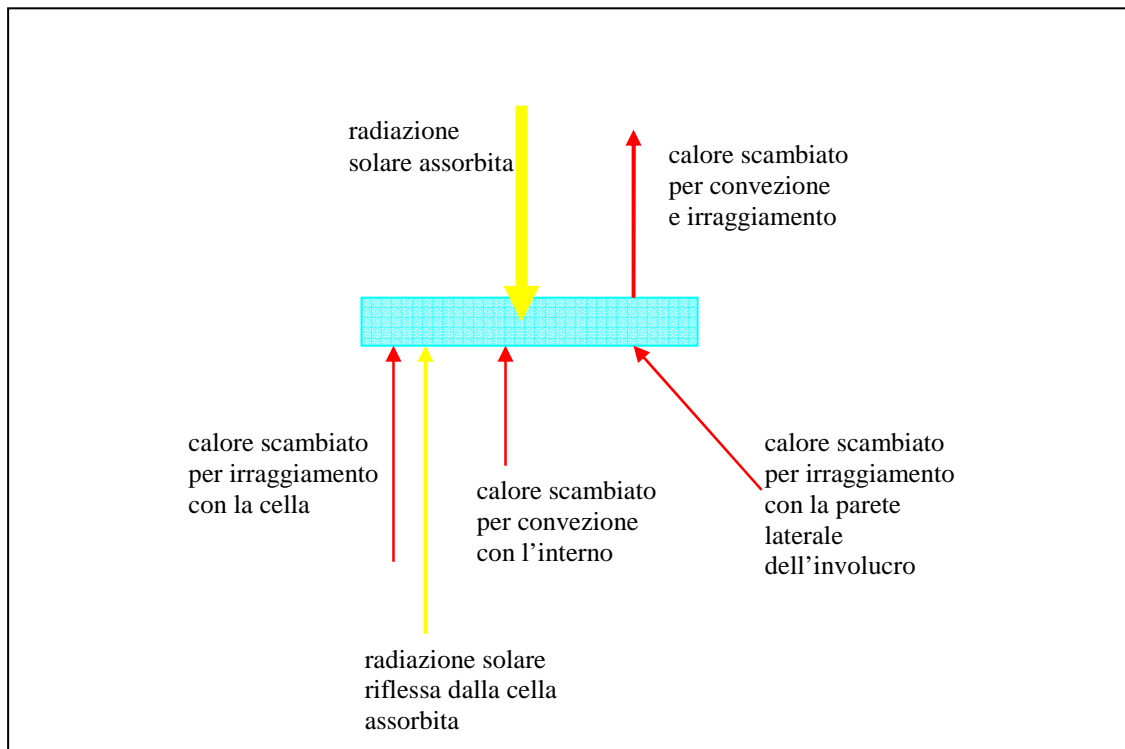


Figura 88 Schema concettuale del bilancio energetico sulla lente

L'equazione del bilancio energetico sulla lente risulta la seguente:

$$\begin{aligned}
 & A_{lente} DNI \alpha_{lente} + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{cella}}{\epsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-lente}} + \frac{1 - \epsilon_{lente}}{\epsilon_{lente} A_{lente}}} + A_{lente} h_{lente-int} (T_{amb-int} - T_{lente}) + \\
 & - \epsilon_{lente} A_{lente} \sigma(T_{lente}^4 - T_{cielo}^4) - A_{lente} h_{esterno} (T_{lente} - T_{amb}) + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \rho_{cella} \alpha_{lente} + \\
 & + \frac{\sigma(T_{parete}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{parete}}{\epsilon_{parete} A_{parete}} + \frac{1}{A_{parete} F_{parete-lente}} + \frac{1 - \epsilon_{lente}}{\epsilon_{lente} A_{lente}}} = 0
 \end{aligned}$$

dove i termini rappresentano nell'ordine, la quota parte della radiazione solare incidente sulla lente che viene assorbita, lo scambio per irraggiamento tra la cella e la lente, lo scambio convettivo tra la lente e l'ambiente interno all'involucro, lo scambio termico per irraggiamento tra la lente e il cielo, lo scambio convettivo tra lente e ambiente esterno, la quota parte della radiazione solare incidente la cella riflessa dalla stessa cella ed assorbita dalla lente e ultimo lo scambio termico radiativo tra la parete laterale dell'involucro e la lente.

Nell'equazione di bilancio vi sono grandezze che sono state definite nel paragrafo precedente e alcune che necessitano invece di una definizione, come i fattori di vista e il coefficiente di scambio termico convettivo interno.

Il coefficiente di scambio termico convettivo tra la lente e l'ambiente interno è stato stimato schematizzando la lente come una lastra piana orizzontale in un processo di scambio termico convettivo con l'ambiente sottostante a temperatura maggiore di quella della lastra stessa, in cui vengono trascurati gli effetti di bordo. La relazione impiegata [Elementi di trasmissione del calore, G.Guglielmini, C.Pisoni, Ed.Ambrosiana 1996] è una correlazione semplificata funzione della differenza di temperatura tra la lente e l'ambiente interno all'involucro e della lunghezza caratteristica del processo di scambio termico:

$$h_{lente-int} = 1,32 \left( \frac{T_{amb-int} - T_{lente}}{L} \right)^{\frac{1}{4}} .$$

Per quanto riguarda la valutazione dei fattori di vista tra la cella e la lente e tra la parete laterale e la lente bisogna ricorrere alle relazioni che descrivono le proprietà dei fattori di vista.

Per la valutazione del fattore di vista della cella rispetto alla lente  $F_{cella-lente}$  si è fatto riferimento ad un grafico riportato in letteratura [A Heat Transfer Textbook, J.H.Lienhard IV, J.H.Lienhard V pag. 546] che diagramma l'andamento del fattore di vista tra una piccola superficie che guarda una superficie molte volte maggiore e posta parallelamente, in funzione della dimensioni della superficie maggiore e della distanza tra le due superfici. Il fattore di vista estrapolato da tale diagramma, considerando la lente, cioè la superficie "grande", quadrata con superficie di  $0,02833 m^2$ , e la distanza normale alle due superfici pari a 0,2 m, è stato valutato pari 0,2.



Per il calcolo del fattore di vista tra la parete e la lente è stato necessario sfruttare le proprietà dei fattori di vista all'interno di cavità chiuse.

Si è ricavato prima il fattore di vista tra la lente e la cella grazie la relazione di reciprocità:

$$A_{cella} F_{cella-lente} = A_{lente} F_{lente-cella}$$

$$F_{lente-cella} = \frac{A_{cella} F_{cella-lente}}{A_{lente}} = 1 \cdot 10^{-3}$$

ora, sfruttando le proprietà dei fattori di vista in cavità chiuse, si può calcolare il fattore di vista tra la lente e la superficie laterale dell'involucro:

$$F_{lente-parete} = 1 - F_{lente-cella} = 0,999$$

da cui, sfruttando ancora la relazione di reciprocità, si trova:

$$A_{lente} F_{lente-parete} = A_{parete} F_{parete-lente}$$

$$F_{parete-lente} = \frac{A_{lente} F_{lente-parete}}{A_{parete}} = 0,365$$

avendo considerato la superficie laterale pari a  $0,0774 \text{ m}^2$ , valore calcolato in dettaglio nel paragrafo 8.1.4.

Le restanti grandezze sono assunte pari a:

$$\varepsilon_{parete} = 0,87$$

$$\alpha_{lente} = 0,1$$

$$\rho_{cella} = 0,05$$

## 8.1.3 Bilancio sulla cella

Il bilancio energetico sulla cella tiene conto della radiazione incidente la cella, delle sue frazioni convertite in potenza termica utile e in potenza elettrica, della riflessione della cella, dello scambio convettivo con l'ambiente interno all'involucro e, infine, di quello radiativo sia con la lente che con la parete laterale dell'involucro.

La temperatura della cella viene fissata in 80°C. Nella figura seguente è riportato schematicamente la cella con il bilancio che le compete.

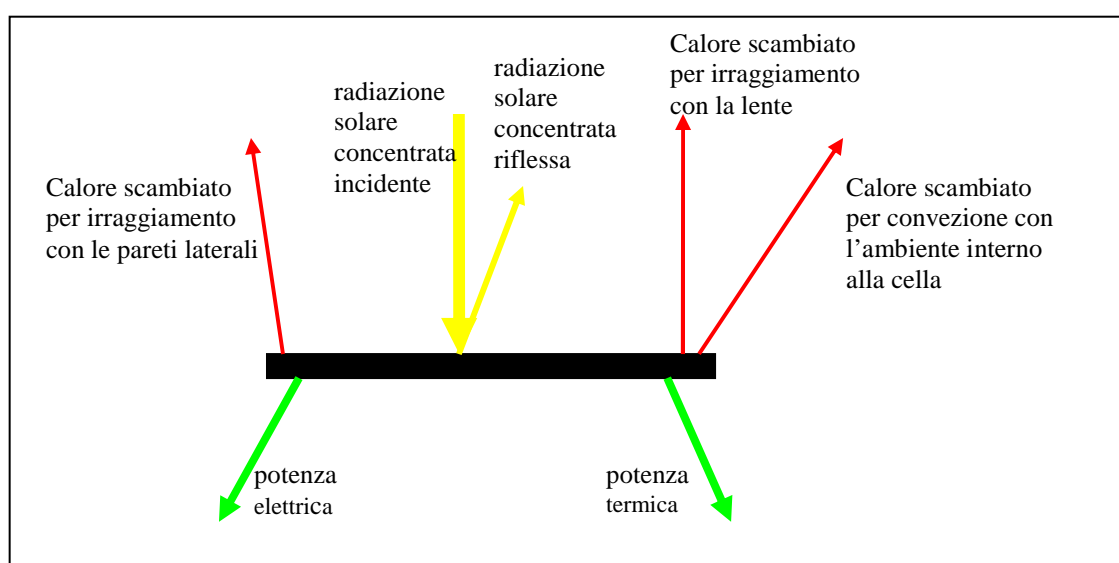


Figura 89 Schema concettuale del bilancio energetico sulla cella

L'equazione del bilancio energetico sulla cella risulta:

$$\begin{aligned}
 A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} &= A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{elettrico} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{termico} + \\
 &+ A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \rho_{cella} + A_{cella} h_{cella-int} (T_{cella} - T_{amb-int}) + \\
 &+ \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{cella}}{\epsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-lente}} + \frac{1 - \epsilon_{lente}}{\epsilon_{lente} A_{lente}}} + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{parete}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{cella}}{\epsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-parete}} + \frac{1 - \epsilon_{parete}}{\epsilon_{parete} A_{parete}}}
 \end{aligned}$$

dove al primo membro è riportato il termine che rappresenta la radiazione solare, concentrata, che giunge sulla cella, pertanto opportunamente ridotta a causa della non totale trasparenza della lente e della non perfetta focalizzazione dell'ottica, mentre al

secondo membro i termini rappresentano rispettivamente la quota parte della radiazione incidente sulla cella convertita in potenza elettrica, quella convertita in potenza termica, la frazione riflessa dalla cella stessa, lo scambio termico convettivo tra la cella e l'ambiente interno dell'involucro, lo scambio termico radiativo tra la cella e la lente e, infine, lo scambio termico radiativo tra la cella e le pareti laterali dell'involucro.

Nell'equazione sono presenti grandezze definite nei precedenti paragrafi e grandezze che necessitano di una definizione, in particolare il coefficiente di scambio termico convettivo tra la cella e l'ambiente interno e il fattore di vista tra la cella e la parete.

Per la stima del coefficiente di scambio convettivo tra la cella e l'ambiente interno alla cella si è utilizzata la correlazione proposta da Lewandowski [W.M.Lewandowski, P.Kubski, Methodical Investigation of Free Convection from vertical and horizontal plates, *Warme-und Stoffubertragung* 17,147-154, 1983] valida per fenomeni di convezione naturale per una lastra piana con flusso termico ascendente. Al solito sono stati trascurati gli effetti di bordo. La relazione è relativa al numero di Nusselt ed è di seguito riportata:

$$Nu = 0,776(Ra)^{\frac{1}{5}}$$

dove con Ra si è indicato il numero Rayleigh che risulta pari al prodotto tra il numero di Grashof, Gr, ed il numero di Prandtl, Pr, in particolare la relazione è riportata di seguito:

$$Ra = Gr \cdot Pr = \frac{g\beta L^3 (T_{cella} - T_{amb-int})}{\nu^2} \cdot Pr .$$

Andando a sostituire i valori ottenuti nella definizione di Nu:

$$h_{cella-int} = \frac{Nu \cdot k}{L}$$

si ottiene il valore del coefficiente di scambio termico convettivo tra la cella e l'ambiente interno all'involucro.

Le grandezze fisiche relative all'aria interna all'involucro si sono assunte costanti e pari a:

$$Pr = 0,719$$

$$k = 0,0285 \left[ \frac{W}{mK} \right]$$

$$\frac{g \cdot \beta}{\nu^2} = 7,51 \cdot 10^7 [m^{-3} K^{-1}]$$

La lunghezza caratteristica del fenomeno di scambio termico convettivo è pari a:

$$L_{cella} = 0,012[m].$$

Per il calcolo del fattore di vista tra la cella e la superficie laterale si è fatto riferimento alle proprietà dei fattori di vista per le superfici delle cavità chiuse, in particolare essendo il fattore di vista tra la cella e la lente pari a 0,2 si ha:

$$F_{cella-parete} = 1 - F_{cella-lente} = 0,8.$$

#### 8.1.4 Bilancio sulla parete laterale

La parete laterale ha la forma della superficie laterale di un tronco di piramide con la base maggiore quadrata, con dimensione pari all'area della lente, e con quella minore ancora quadrata ma di dimensioni pari all'area della cella e di altezza pari a 0,2 m.

La superficie laterale è pari all'area di quattro trapezi. Ciascun trapezio ha base maggiore pari al lato della lente, base minore pari al lato della cella solare e altezza pari a:

$$a = \sqrt{\left(\frac{L_{lente} - L_{cella}}{2}\right)^2 + (0,2[m])^2}$$

pertanto, la superficie laterale è caratterizzata da una dimensione pari a:

$$A_{parete} = 4 \cdot \left[ \frac{(L_{cella} + L_{lente}) \cdot a}{2} \right],$$

sostituendo i valori relativi ai lati della lente e della cella si ottiene un valore pari a  $0,0774 \text{ m}^2$ .

Il bilancio energetico sulla parete laterale tiene conto dello scambio radiativo tra la cella e la parete stessa, di quello sempre radiativo tra la parete e la lente, dello scambio termico convettivo tra la superficie laterale e l'ambiente interno all'involucro e, infine della quota parte assorbita della radiazione solare che per errori di focalizzazione viene indirizzata dalla lente sulla parete stessa. Inoltre la superficie laterale è stata assunta per ipotesi adiabatica, pertanto sono nulli gli scambi termici con l'ambiente esterno.

L'equazione del bilancio relativo alla superficie laterale dell'involucro è la seguente:

$$\begin{aligned}
 & A_{lente} DNI \tau_{lente} (1 - \eta_{ottico}) \alpha_{parete} - \frac{\sigma(T_{parete}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{parete}}{\epsilon_{parete} A_{parete}} + \frac{1}{A_{parete} F_{parete-lente}} + \frac{1 - \epsilon_{lente}}{\epsilon_{lente} A_{lente}}} + \\
 & + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{parete}^4)}{\frac{1 - \epsilon_{cella}}{\epsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-parete}} + \frac{1 - \epsilon_{parete}}{\epsilon_{parete} A_{parete}}} - A_{parete} h_{paret-int} (T_{parete} - T_{amb-int}) = 0
 \end{aligned}$$

dove il primo termine rappresenta la frazione assorbita, dalla parete, della radiazione solare che, per errori di focalizzazione, giunge sulla parete laterale stessa, il secondo e il terzo rispettivamente gli scambi termici radiativi tra la parete e l'ambiente interno e tra la parete e cella, il quarto ed ultimo termine rappresenta lo scambio termico convettivo tra la superficie laterale e l'ambiente interno.

Occorre definire le grandezze che non sono state definite nei precedenti paragrafi, in particolare il coefficiente di scambio termico convettivo tra la superficie laterale e l'ambiente interno e il coefficiente di assorbimento della parete stessa.

Nella valutazione del fenomeno di scambio termico convettivo si è considerata la superficie come l'insieme di quattro lastre inclinate, ciascuna caratterizzata da una lunghezza caratteristica pari ad  $a$ , essendo la dimensione in cui si sviluppa il meccanismo di scambio, e trascurando gli effetti di bordo alle giunture tra le stesse e anche con lente e cella.

L'angolo di inclinazione della lastra rispetto alla verticale, in riferimento alla figura seguente, risulta essere pari a:

$$\arctan \left( \frac{\frac{L_{lente} - L_{cella}}{2}}{0,2} \right) = 21,34^\circ$$

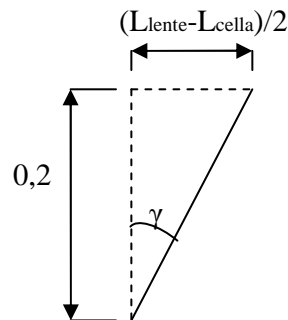


Figura 90 grandezze per la definizione dell'inclinazione rispetto alla verticale della "lastra"

Per la valutazione del numero di Nusselt si è usata la seguente correlazione di Polhausen e Schuh [E.Pohlhausen,2.Angew.Meth.Mech. 1, 115 1921] valida per lastra piana verticale in convezione naturale in aria:

$$Nu = 0,48(Gr)^{\frac{1}{4}},$$

dove nel numero di Grashof si è tenuto conto dell'inclinazione della parete rispetto alla verticale moltiplicando il fattore gravitazionale per il coseno dell'angolo stesso.

In particolare la relazione del numero di Grashof risulta così modificata:

$$Gr = \frac{g \cos(\gamma) \beta a^3 (T_{parete} - T_{amb-int})}{\nu^2}.$$

Al solito attraverso la relazione che lega il numero di Nusselt al coefficiente di scambio termico convettivo si ottiene:

$$h_{parete-int} = \frac{Nu \cdot k}{a}.$$

Per quanto riguarda il coefficiente di assorbimento, trattandosi di materiale plastico, si è assunto un valore pari a 0,8.

### 8.1.5 Bilancio completo

Mettendo insieme tutte le equazioni di bilancio energetico e tutte le relazioni per la definizione dei coefficienti di scambio convettivo si giunge ad un sistema, risolto in ambiente Mathcad, in cui le incognite sono la temperatura della lente, la temperatura dell'aria interna all'involucro, la temperatura della parete, i coefficienti di scambio termico convettivo conseguenti alle temperature incognite e i rendimenti, e quindi le potenze, termici ed elettrici. La temperatura della cella è fissata e attraverso la definizione delle variabili indipendenti quali la DNI, la N, nuvolosità del cielo, e la temperatura ambiente esterna si ottengono le soluzioni cercate.

In particolare le informazioni che più interessano sono la potenze elettrica ottenibile e la potenza termica trasferibile all'acqua di raffreddamento.

Si riporta di seguito il quadro generale e riassuntivo delle equazioni e delle relazioni necessarie al calcolo, mentre i valori delle grandezze costanti sono stati dati nei paragrafi relativi a ciascun componente.

Bilancio involucro:

$$A_{lente} \cdot DNI = A_{lente} DNI \rho_{lente} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{elettrico} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{termico} + \\ + A_{lente} \varepsilon_{lente} \sigma(T_{lente}^4 - T_{cielo}^4) + A_{lente} h_{esterno} (T_{lente} - T_{amb})$$

Bilancio lente:

$$A_{lente} DNI \alpha_{lente} + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{cella}}{\varepsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-lente}} + \frac{1 - \varepsilon_{lente}}{\varepsilon_{lente} A_{lente}}} + A_{lente} h_{lente-int} (T_{amb-int} - T_{lente}) + \\ - \varepsilon_{lente} A_{lente} \sigma(T_{lente}^4 - T_{cielo}^4) - A_{lente} h_{esterno} (T_{lente} - T_{amb}) + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \rho_{cella} \alpha_{lente} + \\ + \frac{\sigma(T_{parete}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{parete}}{\varepsilon_{parete} A_{parete}} + \frac{1}{A_{parete} F_{parete-lente}} + \frac{1 - \varepsilon_{lente}}{\varepsilon_{lente} A_{lente}}} = 0$$

Bilancio cella:

$$A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} = A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{elettrico} + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \eta_{termico} + \\ + A_{lente} DNI \tau_{lente} \eta_{ottico} \rho_{cella} + A_{cella} h_{cella-int} (T_{cella} - T_{amb-int}) + \\ + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{cella}}{\varepsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-lente}} + \frac{1 - \varepsilon_{lente}}{\varepsilon_{lente} A_{lente}}} + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{parete}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{cella}}{\varepsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-parete}} + \frac{1 - \varepsilon_{parete}}{\varepsilon_{parete} A_{parete}}}$$

Bilancio parete

$$A_{lente} DNI \tau_{lente} (1 - \eta_{ottico}) \alpha_{parete} - \frac{\sigma(T_{parete}^4 - T_{lente}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{parete}}{\varepsilon_{parete} A_{parete}} + \frac{1}{A_{parete} F_{parete-lente}} + \frac{1 - \varepsilon_{lente}}{\varepsilon_{lente} A_{lente}}} + \\ + \frac{\sigma(T_{cella}^4 - T_{parete}^4)}{\frac{1 - \varepsilon_{cella}}{\varepsilon_{cella} A_{cella}} + \frac{1}{A_{cella} F_{cella-parete}} + \frac{1 - \varepsilon_{parete}}{\varepsilon_{parete} A_{parete}}} - A_{parete} h_{paret-int} (T_{parete} - T_{amb-int}) = 0$$

Relazioni coefficienti scambi termici convettivi:

$$h_{esterno} = \frac{Nu \cdot k}{L} = 13,39 \left[ \frac{W}{m^2 K} \right]$$

$$h_{lente-int} = 1,32 \left( \frac{T_{amb-int} - T_{lente}}{L} \right)^{\frac{1}{4}}$$

$$h_{cella-int} = \frac{Nu \cdot k}{L}, \text{ con } Nu = 0,776(Ra)^{\frac{1}{5}} \text{ e } Ra = Gr \cdot Pr = \frac{g\beta L^3 (T_{cella} - T_{amb-int})}{\nu^2} \cdot Pr$$

$$h_{parete-int} = \frac{Nu \cdot k}{a}, \text{ con } Nu = 0,48(Gr)^{\frac{1}{4}} \text{ e } Gr = \frac{g \cos(\gamma) \beta a^3 (T_{parete} - T_{amb-int})}{\nu^2}$$

Relazione sulla temperatura del cielo:

$$T_{cielo} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5} + 2,625 \cdot N$$

Relazione per la variazione dell'efficienza di conversione elettrica in funzione della DNI:

$$\eta_{elettrico} = -1 \cdot 10^{-15} LC^6 + 4 \cdot 10^{-12} LC^5 - 4 \cdot 10^{-9} LC^4 + 2 \cdot 10^{-6} LC^3 - 6 \cdot 10^{-4} LC^2 + 0,0796LC + 22,003$$

$$\text{con } LC = C \cdot DNI \cdot \tau_{lente} \cdot \eta_{ottico}.$$

A titolo illustrativo si riporta una soluzione ottenuta in ambiente Mathcad del bilancio completo per dati di:

$$DNI = 700 \frac{W}{m^2}$$

$$N = 5$$

$$T_{amb} = 25^\circ C$$

e ovviamente per temperatura della cella fissata in 80°C.



I risultati ottenuti sono i seguenti:

$$Pot_{elettrica} = 2,85W$$

$$\eta_{elettrico} = 0,228$$

$$Pot_{termica} = 8,96W$$

$$\eta_{termica} = 0,715$$

$$T_{cielo} = 24,15^{\circ}C$$

$$T_{amb\_int} = 50,46^{\circ}C$$

$$T_{lente} = 36,43^{\circ}C$$

$$T_{parete} = 51,63^{\circ}C$$

$$h_{lente\_int} = 3,98 \frac{W}{m^2 K}$$

$$h_{cella\_int} = 10,9 \frac{W}{m^2 K}$$

$$h_{parete\_int} = 3,37 \frac{W}{m^2 K}$$

## **CAPITOLO 9**

### **PRODUCIBILITA'**

#### **9.1 DAL BILANCIO ENERGETICO ALLA PRODUCIBILITA'**

Nel capitolo precedente si è effettuato il bilancio energetico sul componente fondamentale del sistema fotovoltaico a concentrazione ossia sull'involucro, a sua volta composto dal sistema ottico, ossia dalla lente prismatica, dalla cella solare e dalla struttura stessa dell'involucro in materiale plastico. Da detto bilancio si ottengono le informazioni relative sia alla potenza elettrica istantaneamente fornita dalla cella solare che alla potenza termica trasferibile al fluido deputato al raffreddamento della cella stessa e quindi fruibile per gli usi trigenerativi.

I dati di input per l'ottenimento di tali valori sono la nuvolosità caratteristica del sito prescelto, la temperatura ambiente dello stesso sito e la radiazione diretta normale alla superficie captante, ossia la DNI.

Le informazioni relative alla DNI sono state ottenute con la metodologia dettagliatamente illustrata nel capitolo 5, mentre i dati sulla temperatura ambiente e la nuvolosità sono state rilevate da banche dati.

Per quanto riguarda la temperatura ambiente si è fatto riferimento alla medesima banca dati utilizzata per le informazioni sulla radiazione solare [<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/imagedata.php>] , in particolare i dati ottenuti sono dati medi nel mese e relativi alle ore di luce, aspetto questo che ben si sposa con le effettive ore di funzionamento dell'impianto solare. In figura seguente si riportano la tabella e il diagramma relativi alla temperatura ambiente media mensile valutata nelle ore di luce.

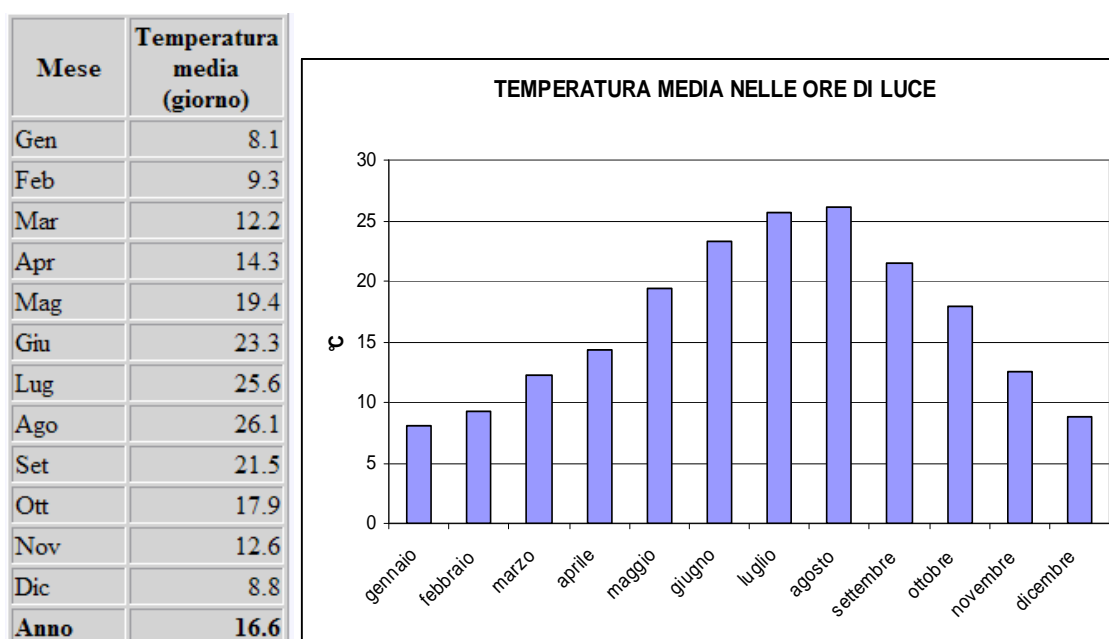
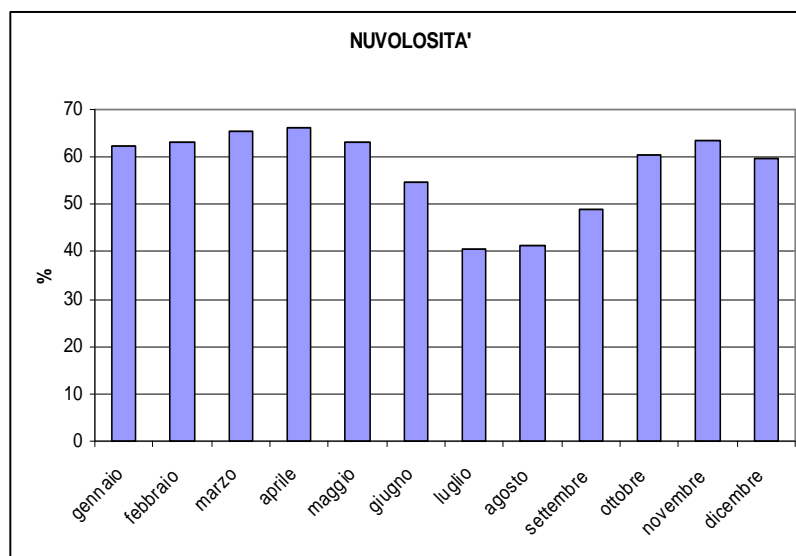


Figura 91 Andamento della temperatura ambiente media nelle ore di luce

Le informazioni relative alla nuvolosità del sito sono state attinte dal sito internet della NASA, in particolare [<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>]. I valori ottenibili sono in percentuale di cielo pertanto, poiché in input al bilancio i valori della nuvolosità sono da esprimersi in ottave, si è operata una trasformazione dei valori. Si riportano di seguito una tabella della nuvolosità, in percentuale e in ottave, e il relativo diagramma.



mese	%	ottave
gennaio	62,2	4,98
febbraio	63,3	5,06
marzo	65,5	5,24
aprile	66	5,28
maggio	63,3	5,06
giugno	54,8	4,38
luglio	40,6	3,25
agosto	41,4	3,31
settembre	48,8	3,90
ottobre	60,6	4,85
novembre	63,6	5,09
dicembre	59,6	4,77

Figura 92 Nuvolosità media mensile

Inserendo i dati ottenuti nel bilancio del capitolo precedente è possibile ottenere le informazioni relative alle producibilità termiche ed elettriche per la singola cella, pari ovviamente a quella per singolo involucro.

Nella seguente tabella è riportata la producibilità elettrica per singolo involucro, pertanto relativa ad un'area captante di 0.02833 [m<sup>2</sup>], in [W]. Nella colonna finale è riportata la producibilità media per singolo involucro in termini di energia giornaliera

ora solare	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	Media producibilità elettrica
																Wh/die
gennaio	0	0	0	0,50	0,83	0,98	1,06	1,07	1,06	0,98	0,83	0,50	0	0	0	7,8
febbraio	0	0	0,29	0,67	0,91	1,04	1,10	1,12	1,10	1,04	0,91	0,67	0,29	0	0	9,1
marzo	0	0	0,63	0,99	1,19	1,31	1,37	1,39	1,37	1,31	1,19	0,99	0,63	0	0	12,3
aprile	0	0,49	0,93	1,19	1,35	1,44	1,49	1,50	1,49	1,44	1,35	1,19	0,93	0,49	0	15,2
maggio	0,22	0,76	1,11	1,33	1,47	1,56	1,61	1,62	1,61	1,56	1,47	1,33	1,11	0,76	0,22	17,7
giugno	0,46	1,00	1,36	1,59	1,74	1,84	1,89	1,91	1,89	1,84	1,74	1,59	1,36	1,00	0,46	21,6
luglio	0,48	1,15	1,57	1,83	2,00	2,11	2,17	2,19	2,17	2,11	2,00	1,83	1,57	1,15	0,48	24,8
agosto	0	0,82	1,36	1,69	1,90	2,02	2,09	2,11	2,09	2,02	1,90	1,69	1,36	0,82	0	21,8
settembre	0	0,37	1,02	1,44	1,70	1,85	1,93	1,96	1,93	1,85	1,70	1,44	1,02	0,37	0	18,5
ottobre	0	0	0,49	0,98	1,25	1,40	1,49	1,51	1,49	1,40	1,25	0,98	0,49	0	0	12,7
novembre	0	0	0	0,55	0,87	1,04	1,11	1,14	1,11	1,04	0,87	0,55	0	0	0	8,2
dicembre	0	0	0	0,36	0,68	0,82	0,89	0,91	0,89	0,82	0,68	0,36	0	0	0	6,3
ora legale	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

Tabella 9 Producibilità elettrica per singolo involucro in [W], nell'ultima colonna è riportata la producibilità elettrica media giornaliera in termini di energia per singolo involucro

Dai dati ottenuti si ottiene che l'energia mediamente producibile in un giorno da un involucro, quindi da una cella, è pari a 14,7 [Wh] mentre l'energia producibile in un anno sempre dal singolo involucro ammonta a 5373 [Wh].

Come detto in precedenza i valori ottenuti si riferiscono ad una una superficie captante pari a 0.02833 [ $m^2$ ], pertanto per ottenere i valori della producibilità in termini di [ $W/m^2$ ] bisogna dividere i valori della tabella precedente per la superficie. Dopo tale operazione la tabella assume la seguente forma:

ora solare	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	Media producibilità elettrica
																kWh/m2 die
gennaio	0	0	0	17,6	29,2	34,6	37,3	37,8	37,3	34,6	29,2	17,6	0	0	0	0,275
febbraio	0	0	10,1	23,8	32,2	36,5	38,8	39,5	38,8	36,5	32,2	23,8	10,1	0	0	0,322
marzo	0	0	22,2	34,8	42,1	46,1	48,4	49	48,4	46,1	42,1	34,8	22,2	0	0	0,436
aprile	0	17,4	32,9	41,8	47,5	50,7	52,5	53,1	52,5	50,7	47,5	41,8	32,9	17,4	0	0,539
maggio	7,7	26,8	39,2	47	52	55,2	56,9	57,3	56,9	55,2	52	47	39,2	26,8	7,7	0,627
giugno	16,3	35,4	47,9	56,1	61,5	64,9	66,8	67,3	66,8	64,9	61,5	56,1	47,9	35,4	16,3	0,765
luglio	16,8	40,5	55,4	64,7	70,7	74,6	76,7	77,2	76,7	74,6	70,7	64,7	55,4	40,5	16,8	0,876
agosto	0	28,9	48,1	59,7	66,9	71,4	73,7	74,3	73,7	71,4	66,9	59,7	48,1	28,9	0	0,772
settembre	0	13,1	35,9	51	60	65,4	68,1	69,1	68,1	65,4	60	51	35,9	13,1	0	0,656
ottobre	0	0	17,2	34,5	44,2	49,5	52,4	53,2	52,4	49,5	44,2	34,5	17,2	0	0	0,448
novembre	0	0	0	19,6	30,6	36,6	39,3	40,2	39,3	36,6	30,6	19,6	0	0	0	0,292
dicembre	0	0	0	12,6	23,8	28,9	31,4	32,1	31,4	28,9	23,8	12,6	0	0	0	0,226
ora legale	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

Tabella 10 Producibilità elettrica in [ $W/m^2$ ], nell'ultima colonna è riportata la producibilità elettrica media giornaliera in termini di energia per unità di superficie captante

L'energia mediamente producibile in un giorno per  $m^2$  di superficie captante risulta essere pari a 0.520 [kWh] mentre l'energia producibile in un anno, sempre per  $m^2$  di superficie captante ammonta a 190 [kWh].

Facendo un discorso analogo per quanto riguarda la producibilità termica [W] in termini di potenza termica ceduta dalla cella al fluido refrigerante si ha:

ora solare	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	Media producibilità termica
																Wh/die
gennaio	0	0	0	1,46	2,53	3,02	3,27	3,32	3,27	3,02	2,53	1,46	0	0	0	23,8
febbraio	0	0	0,8	2,03	2,80	3,20	3,41	3,47	3,41	3,20	2,80	2,03	0,8	0	0	27,9
marzo	0	0	1,89	3,05	3,72	4,08	4,29	4,35	4,29	4,08	3,72	3,05	1,89	0	0	38,3
aprile	0	1,45	2,88	3,70	4,21	4,50	4,67	4,71	4,67	4,50	4,21	3,70	2,88	1,45	0	47,5
maggio	0,64	2,34	3,47	4,18	4,63	4,92	5,07	5,11	5,07	4,92	4,63	4,18	3,47	2,34	0,64	55,6
giugno	1,38	3,14	4,28	5,02	5,50	5,80	5,97	6,02	5,97	5,80	5,50	5,02	4,28	3,14	1,38	68,1
luglio	1,43	3,60	4,96	5,79	6,32	6,64	6,85	6,90	6,85	6,64	6,32	5,79	4,96	3,60	1,43	78
agosto	0	2,55	4,30	5,34	5,99	6,38	6,59	6,64	6,59	6,38	5,99	5,34	4,30	2,55	0	68,9
settembre	0	1,09	3,18	4,55	5,36	5,84	6,08	6,17	6,08	5,84	5,36	4,55	3,18	1,09	0	58,3
ottobre	0	0	1,44	3,04	3,92	4,40	4,67	4,73	4,67	4,40	3,92	3,04	1,44	0	0	39,6
novembre	0	0	0	1,65	2,67	3,22	3,46	3,54	3,46	3,22	2,67	1,65	0	0	0	25,5
dicembre	0	0	0	0,99	2,03	2,50	2,73	2,79	2,73	2,50	2,03	0,99	0	0	0	19,2
ora legale	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

Tabella 11 Producibilità termica in termini di potenza termica[W] per singolo involucro, nell'ultima colonna è riportata la producibilità termica media giornaliera in termini di energia per singolo involucro L'energia termica mediamente asportabile giornalmente dalla cella ammonta a 46 [Wh]

mentre quella relativa ad un intero anno è pari a 16770[Wh]. Come per la producibilità elettrica è possibile ottenere i dati  $W/m^2$  di superficie captante, dividendo i valori sopra riportati per l'area della superficie captante stessa, in particolare si ottiene:

ora solare	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	Media producibilità termica
																kWh/m2 die
gennaio	0	0	0	51	89	106	115	117	115	106	89	51	0	0	0	0,842
febbraio	0	0	28	72	99	113	120	123	120	113	99	72	28	0	0	0,986
marzo	0	0	67	108	131	144	151	153	151	144	131	108	67	0	0	1,355
aprile	0	51	102	130	149	159	165	166	165	159	149	130	102	51	0	1,677
maggio	23	83	123	148	164	174	179	180	179	174	164	148	123	83	23	1,964
giugno	49	111	151	177	194	205	211	212	211	205	194	177	151	111	49	2,406
luglio	50	127	175	204	223	235	242	244	242	235	223	204	175	127	50	2,756
agosto	0	90	152	188	211	225	233	234	233	225	211	188	152	90	0	2,433
settembre	0	38	112	160	189	206	215	218	215	206	189	160	112	38	0	2,060
ottobre	0	0	51	107	138	155	165	167	165	155	138	107	51	0	0	1,400
novembre	0	0	0	58	94	114	122	125	122	114	94	58	0	0	0	0,901
dicembre	0	0	0	35	72	88	96	98	96	88	72	35	0	0	0	0,681
ora legale	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

Tabella 12 Producibilità termica in  $[W/m^2]$ , nell'ultima colonna è riportata la producibilità termica media giornaliera in termini di energia per unità di superficie captante

L'energia termica mediamente ottenibile per  $m^2$  di superficie captante risulta essere pari a 1,622[kWh] mentre quella ottenibile in un intero anno, sempre per  $m^2$  di superficie captante, ammonta a 592[kWh].

## 9.2 PRODUCIBILITA' EFFETTIVA E FABBISOGNI

Una volta ottenuti i valori delle producibilità per unità di superficie bisogna considerare l'area effettivamente a disposizione per installare l'impianto e i coefficienti di impiego di tale area con il relativo fattore d'ombra, fattore che tiene conto del mutuo ombreggiamento tra i vari pannelli attraverso una riduzione della superficie attiva dei pannelli stessi.

L'area a disposizione risulta essere corrispondente ad un tetto di una struttura per parcheggi interrati caratterizzata da una superficie quadrata di lato 100 m, pertanto pari a  $10000 \text{ m}^2$ . Ovviamente non si può pensare di coprire l'intera area dal momento che occorre mantenere delle distanze tra i vari pannelli sia per evitare un eccessivo ombreggiamento mutuo sia per poter permettere una agevole manutenzione dei pannelli stessi. Esiste una relazione tra il fattore di sfruttamento del terreno e il fattore d'ombra e tale relazione è riportata graficamente nella seguente figura:

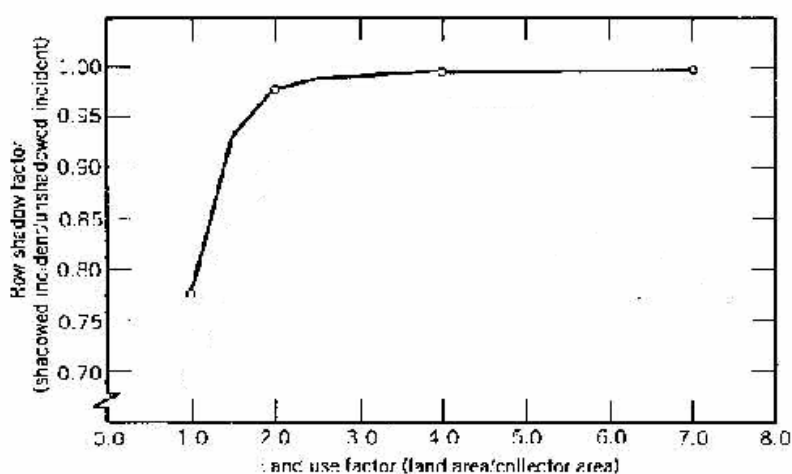


Figura 93 Andamento del fattore d'ombra, riportato in ordinate, in funzione del fattore di sfruttamento del terreno. [Fonte: Linn, J.K. and J.C. Zimmerman (1979), A Method for Calculating Shadows Cast by Two-axis Tracking Solar Collectors, Report SAND79-0190, Sandia National Laboratories, Albuquerque NM, November]

Si può notare come all'aumentare della distanza tra i pannelli, leggibile come fattore di uso del suolo in ascisse, il fattore di ombra, riportato in ordinate, tenda ad uno, ciò vuol dire che non vi è più mutuo ombreggiamento tra i pannelli stessi.

Un valore di compromesso tra sfruttamento del terreno e fattore di ombra è rappresentato rispettivamente dalla coppia di punti 1,8 e 0,95. Questo vuol dire che la superficie ricopribile di pannelli si ottiene riducendo di un fattore 1,8, per tenere conto del distanziamento dei pannelli, la superficie del terreno mentre la superficie efficace dei pannelli si ottiene moltiplicando la superficie ricopribile per un fattore 0,95, per considerare il mutuo ombreggiamento tra i pannelli stessi.

La superficie viene ad essere ridotta a: 
$$A_{eff} = \frac{A_{terreno} * F_{ombra}}{F_{sfrutt}} = \frac{10000 * 0,95}{1,8} = 5278m^2.$$

Pertanto risulta questo il valore a cui far riferimento per ottenere la producibilità effettiva del sistema installato.

Ottenute le informazioni circa la producibilità si passa ora alla sovrapposizione dei diagrammi di carico termici ed elettrici dell'utenza con i diagrammi di produzione dell'energia al fine di visualizzare la capacità dello stesso di rispondere alla domanda e di quantificare l'eventuale integrazione. Si fa presente che tutte le integrazioni saranno effettuate mediante le modalità di soddisfacimento del fabbisogno attualmente in uso nella struttura, in particolare caldaie con rendimento di 0,85, macchine frigorifere elettriche con COP 2,5 e per l'energia elettrica la rete ENEL.

Per il giorno tipo del mese estivo si ottiene il seguente andamento per la parte elettrica, relativa ai soli fabbisogni per illuminazione e forza motrice:

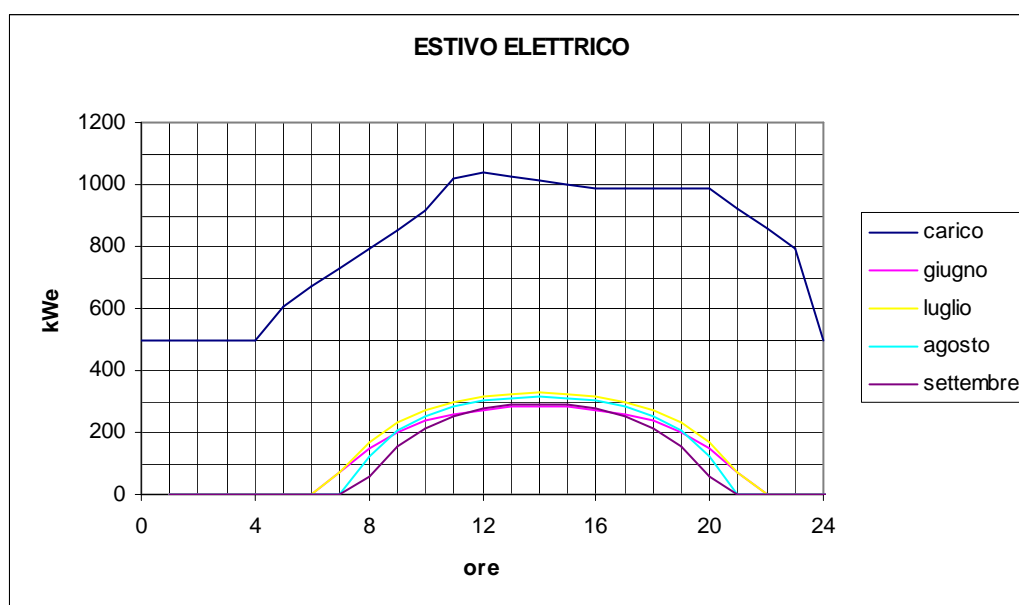
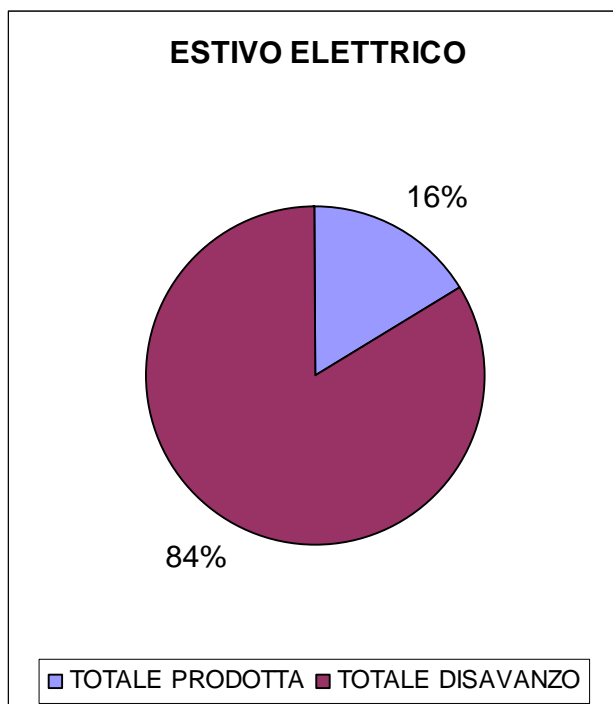


Figura 94 carico elettrico per il giorno tipo estivo e produzione elettrica per il giorno tipo relativo ai diversi mesi del periodo estivo



Da tale diagramma si evince come la copertura non sia totale, in particolare facendo riferimento alle energie in gioco nell'arco dell'intero periodo estivo tale percentuale ammonta a circa il 16%. In figura seguente è riportato il relativo grafico a torta relativo al soddisfacimento del fabbisogno e al ricorso all'integrazione dalla rete.



*Figura 95 Percentuale, sul totale della richiesta, dell' energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo estivo*

Il fabbisogno termico estivo necessita di alcuni richiami, in particolare il fabbisogno, come detto al capitolo 6, è stato calcolato in termini di potenza frigorifera, pertanto per ottenere l'effettiva curva di carico con cui interfacciare la potenza termica proveniente dal sistema bisogna considerare il COP delle macchine ad assorbimento che trasformano la potenza termica in ingresso in potenza frigorifera per i locali. Il valore del COP per le macchine in questione risulta pari a 0,63, come riportato nel capitolo 7. Pertanto la curva di carico frigorifero, riportata nel capitolo 6 in termini di potenza frigorifera, viene modificata ed assume la forma seguente in termini di potenza termica, in ingresso alle macchine frigorifere ad assorbimento.

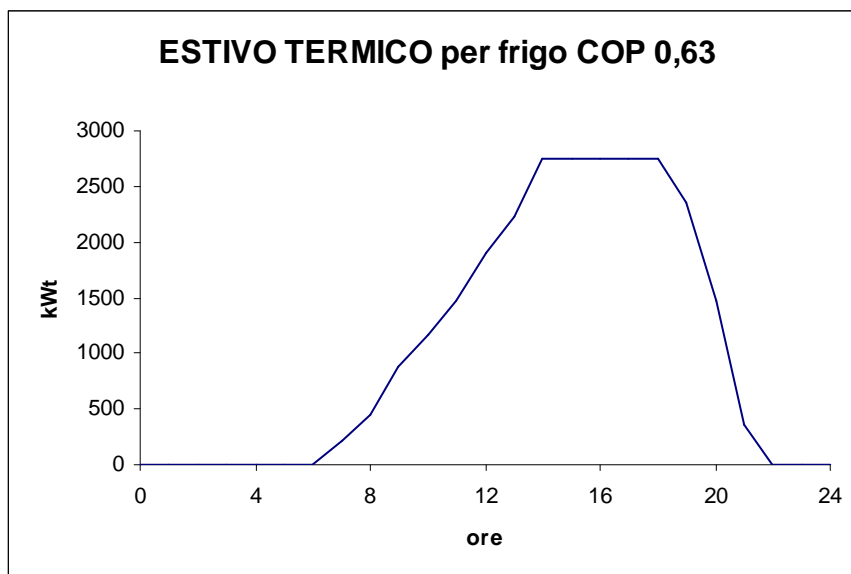


Figura 96 curva di carico della potenza richiesta dalle macchine frigorifere ad assorbimento (COP 0,63) per soddisfare la richiesta in termini di energia frigorifera

Per ottenere la curva del carico termico globale va sommata, alla curva precedente, la richiesta termica per la produzione di acqua calda sanitaria, riportata in figura 82 del capitolo 6.

Sovrapponendo la curva della produzione con quella della richiesta globale si ottiene il seguente grafico:

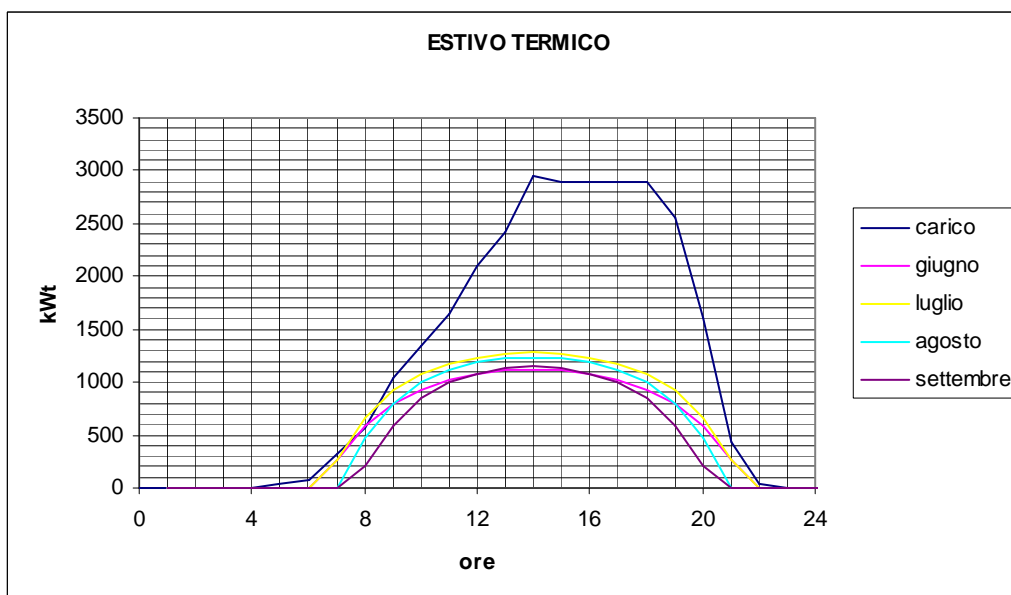


Figura 97 carico termico per il giorno tipo estivo e produzione termica per il giorno tipo relativo ai diversi mesi del periodo estivo

Anche in questo caso la copertura non è totale ma ammonta, nell'intero periodo estivo, a circa il 43% come si può evincere dal grafico seguente. Occorre puntualizzare che per energia termica prodotta si intende quella effettivamente utilizzata, infatti nella figura 97 si può notare che nel mese di luglio in alcune ore della mattina la produzione supera la richiesta, tuttavia essendo lieve tale surplus non è stata presa in considerazione l'ipotesi di un sistema di accumulo.

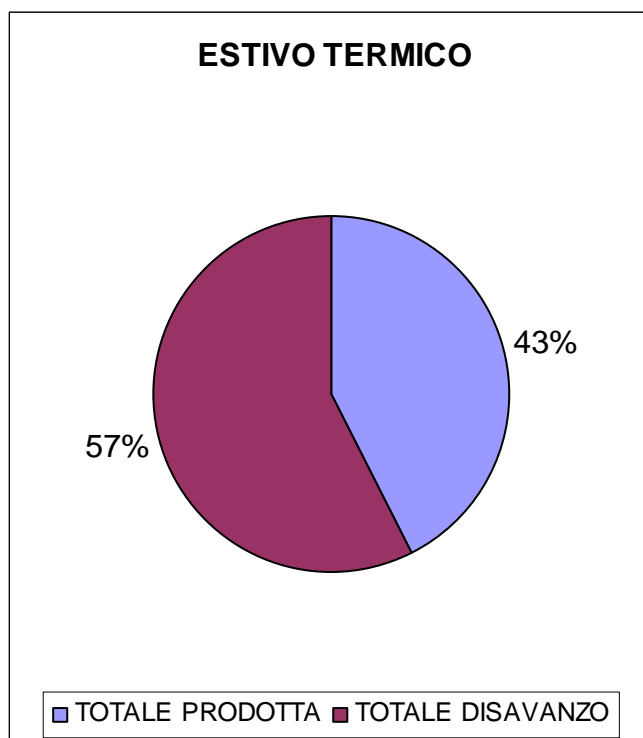


Figura 98 Percentuale, sul totale della richiesta, dell'energia termica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo estivo

Il picco di potenza termica disponibile corrisponde alle ore 13, ora legale, del giorno tipo del mese di luglio pertanto sulla base di tale valore è possibile quantificare la taglia dell'impianto frigorifero ad assorbimento. Il valore di picco in termini di potenza termica, che ammonta a 1285 kW, deve essere riportata in termini di potenza frigorifera, secondo il COP di 0,63, al fine di definire la taglia delle macchine frigorifere ad assorbimento. Da quanto detto si ottiene che la taglia dell'impianto frigorifero ad assorbimento, in termini di potenza frigorifera, ammonta a 852 kW.

Passando al giorno tipo del mese invernale si ottiene per l'aspetto elettrico la seguente sovrapposizione tra produzione e fabbisogno:

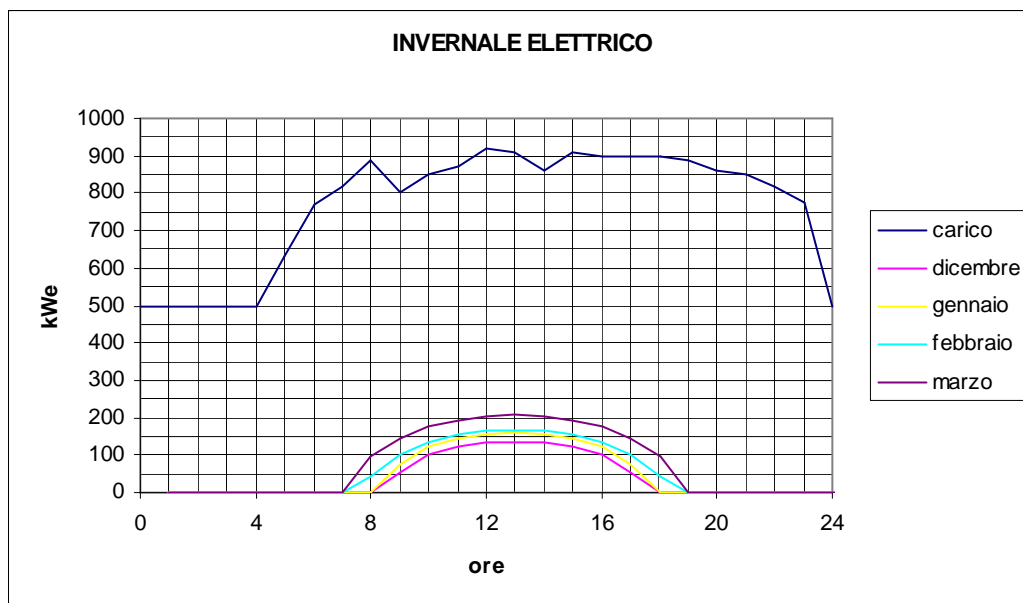


Figura 99 carico elettrico per il giorno tipo invernale e produzione elettrica per il giorno tipo relativo ai diversi mesi del periodo invernale

Al solito considerando l'intero periodo invernale si ottiene che l'energia elettrica prodotta non copre l'intera domanda ma circa il 7%, come si evince dal grafico a torta riportato nella figura sottostante:

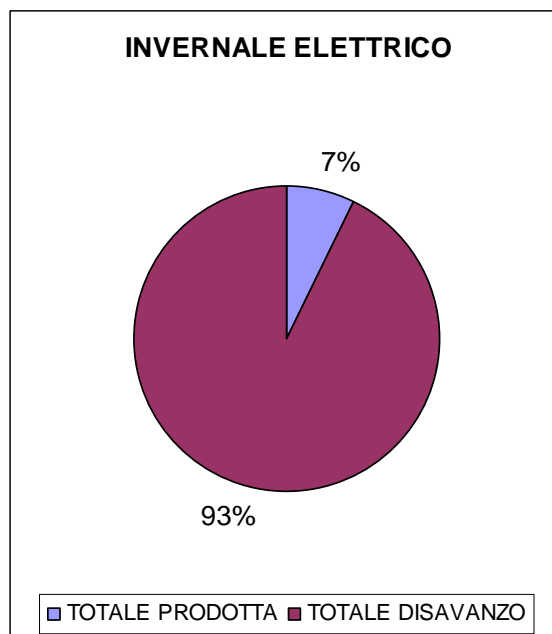


Figura 100 Percentuale, sul totale della richiesta, dell' energia elettrica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo invernale

Per quanto riguarda l'aspetto termico bisogna ricordare che il fabbisogno è espresso in termini di potenza disponibile per gli usi finali, come riportato nel capitolo 6. La sovrapposizione che si ottiene è la seguente:

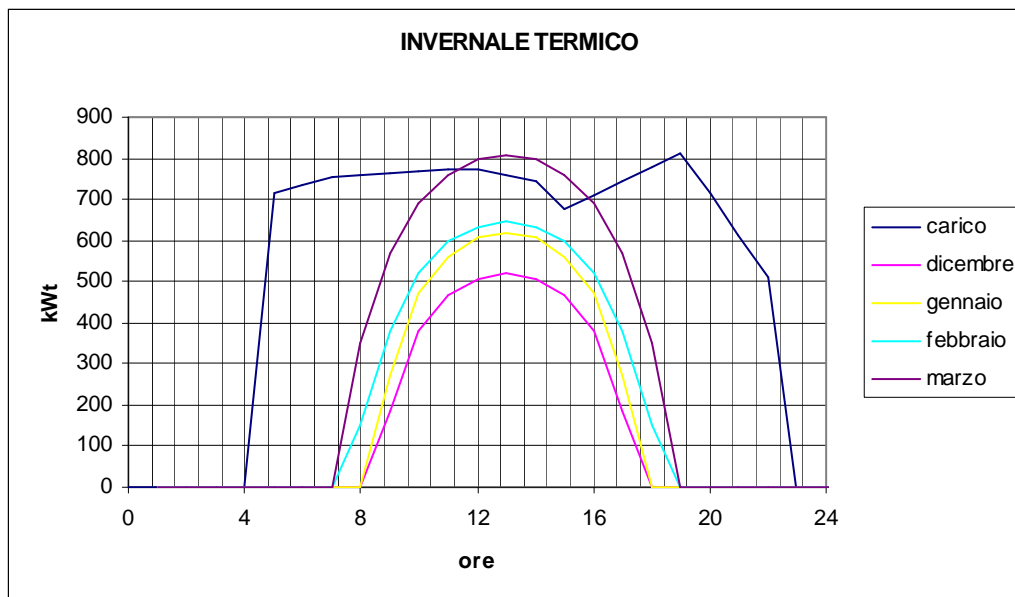


Figura 101 carico termico per il giorno tipo invernale e produzione termico per il giorno tipo relativo ai diversi mesi del periodo invernale

La traduzione su tutto il periodo in termini di energia prodotta, effettiva non essendoci un sistema di accumulo, e di energia da integrare è riportata nel seguente grafico:

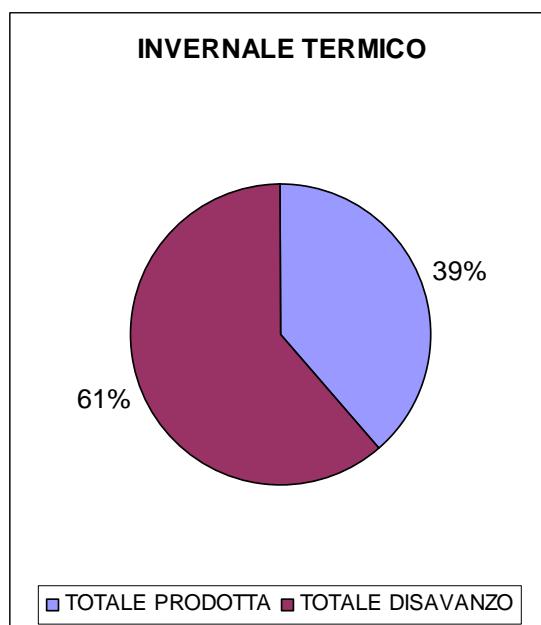


Figura 102 Percentuale, sul totale della richiesta, dell' energia termica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo invernale

Il giorno tipo del mese intermedio freddo, ossia caratterizzato dalla necessità di riscaldamento in maniera ridotta, presenta per l'aspetto elettrico la sovrapposizione riportata nella seguente figura:

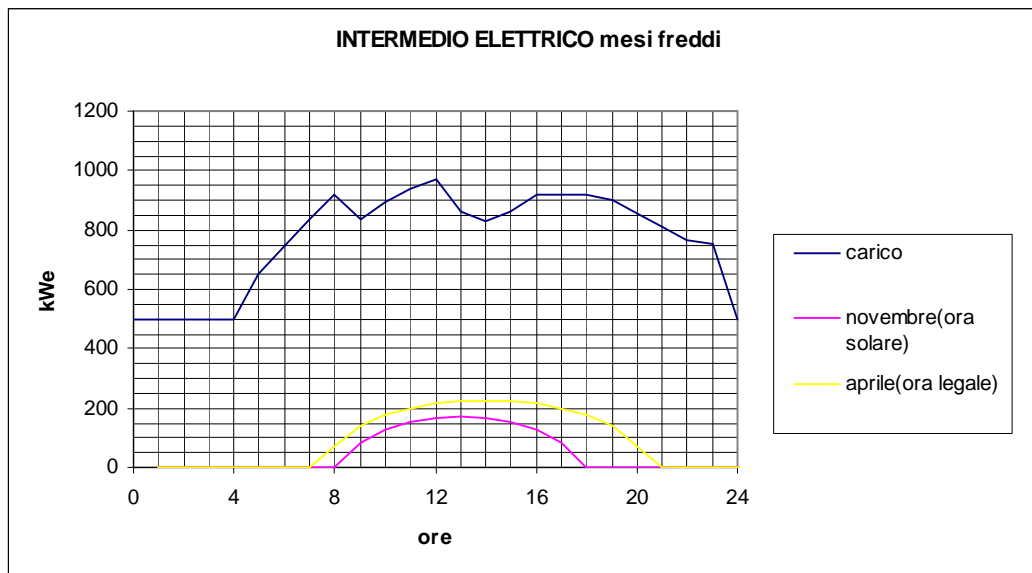


Figura 103 carico elettrico per il giorno tipo intermedio, mesi freddi, e produzione elettrica per il giorno tipo relativo ai mesi di novembre e aprile

Con una copertura del fabbisogno, nell'intero periodo, pari a circa il 9% come si può evincere dal grafico sotto riportato:

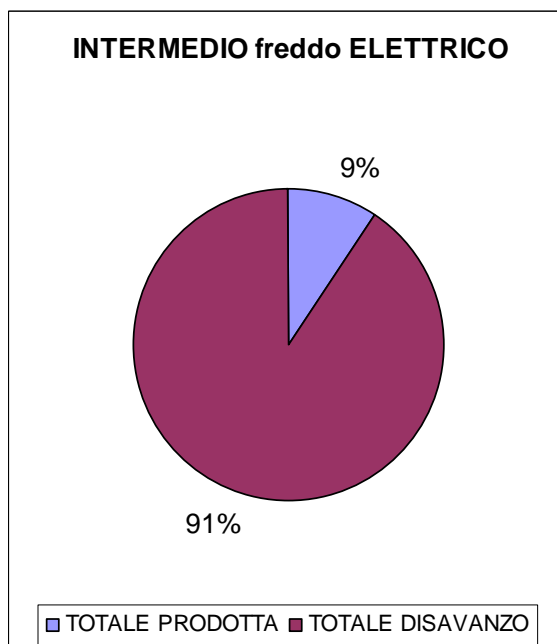


Figura 104 Percentuale, sul totale della richiesta, dell'energia elettrica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo intermedio "freddo"

Molto più interessante risulta la sovrapposizione tra produzione e fabbisogno termico dal momento che la copertura risulta più ampia e in alcune ore la produzione supera la domanda. In figura è riportata la suddetta sovrapposizione:

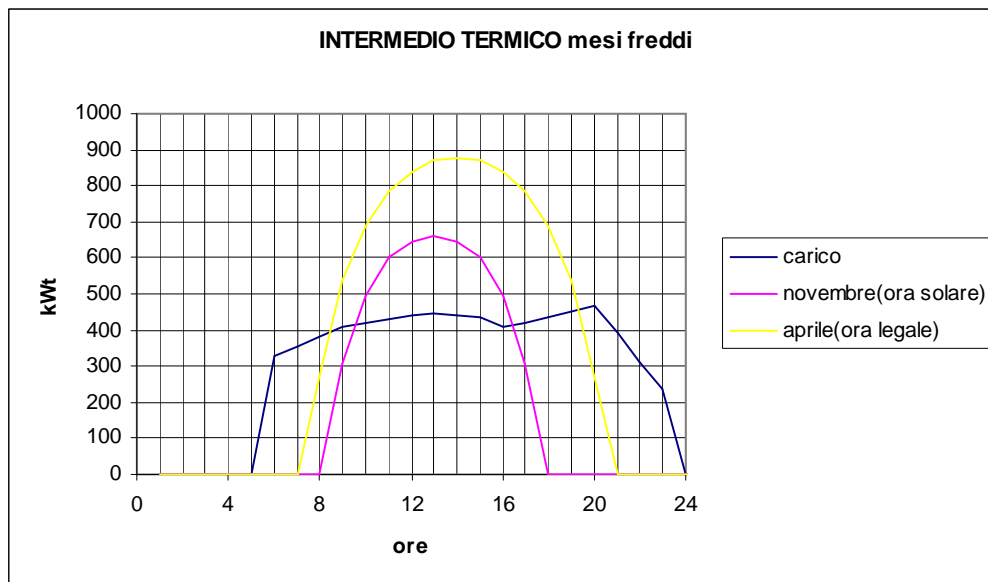


Figura 105 carico termico per il giorno tipo intermedio, mesi freddi, e produzione termica per il giorno tipo relativo ai mesi di novembre e aprile

L'impianto, come detto in precedenza, non prevede un sistema di accumulo pertanto il surplus di energia termica è perso, quindi il grado di copertura ottenibile è, sempre nell'intero periodo, pari al 62%, come riportato nel seguente grafico:

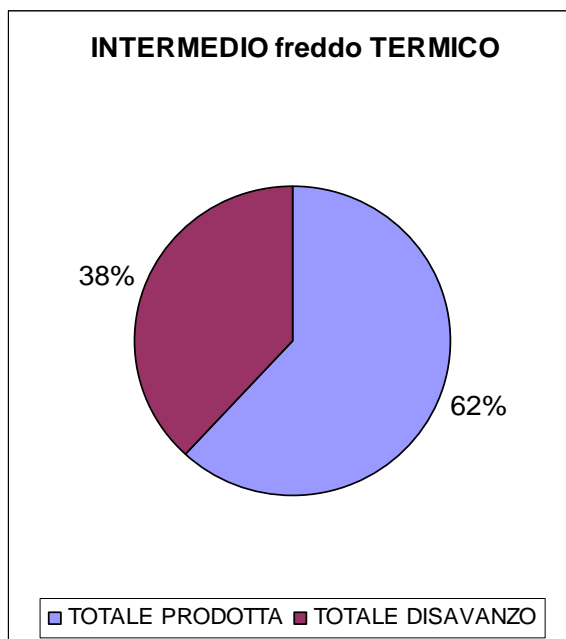


Figura 106 Percentuale, sul totale della richiesta, dell'energia termica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo intermedio "freddo"

In riferimento al giorno tipo del mese intermedio caldo, caratterizzato alla necessità di un condizionamento in misura ridotta, come riportato nel capitolo 6, si ottiene per la sovrapposizione elettrica il seguente grafico:

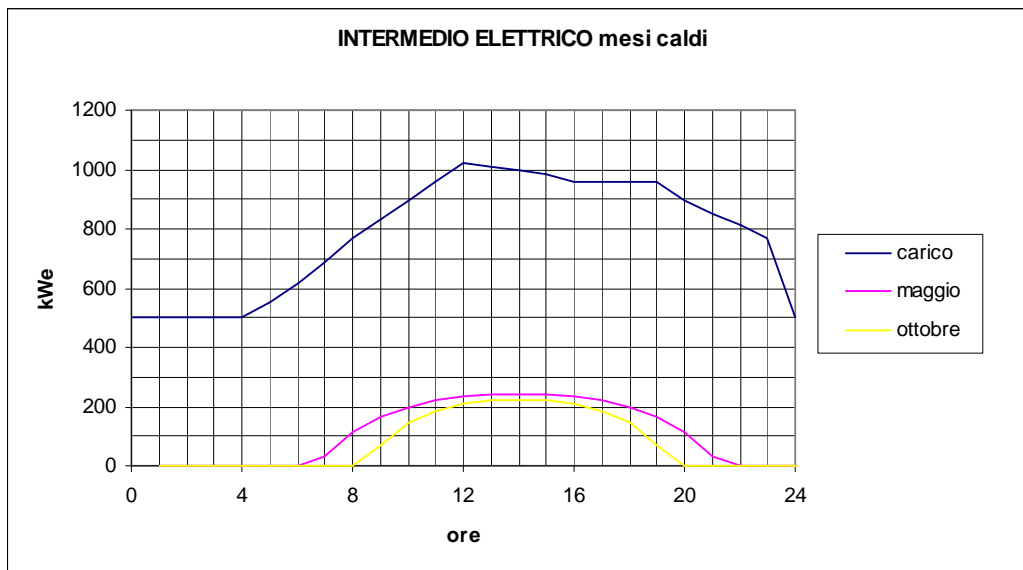


Figura 107 carico elettrico per il giorno tipo intermedio, mesi caldi, e produzione elettrica per il giorno tipo relativo ai mesi di maggio e ottobre

Al solito, considerando l'intero periodo, si ottiene che la copertura del fabbisogno con la produzione elettrica del sistema fotovoltaico a concentrazione ammonta a circa il 12%, come riportato nel grafico seguente:

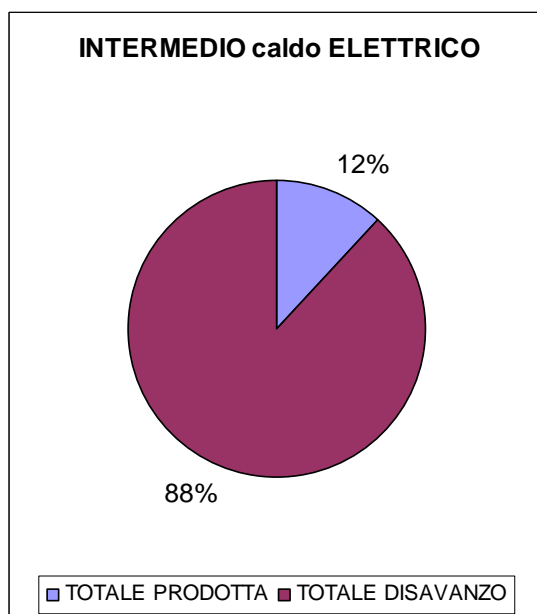


Figura 108 Percentuale, sul totale della richiesta, dell'energia elettrica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo intermedio "caldo"



Passando all'aspetto termico e, facendo riferimento a ciò che si è detto per il termico estivo circa la necessità di esprimere la richiesta di energia frigorifera in termini di energia termica in ingresso all'impianto frigorifero ad assorbimento, si ottiene la seguente sovrapposizione:

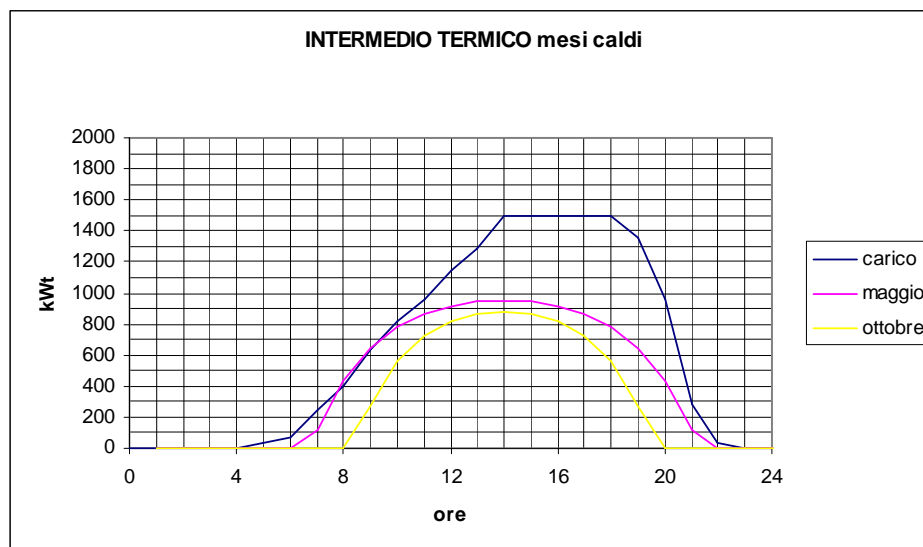


Figura 109 carico termico per il giorno tipo intermedio, mesi caldi, e produzione termica per il giorno tipo relativo ai mesi di maggio e ottobre

La copertura della richiesta mediante la produzione del sistema a concentrazione, su tutto il periodo, risulta pari a circa il 54%, come si evince dal grafico riportato di sotto:

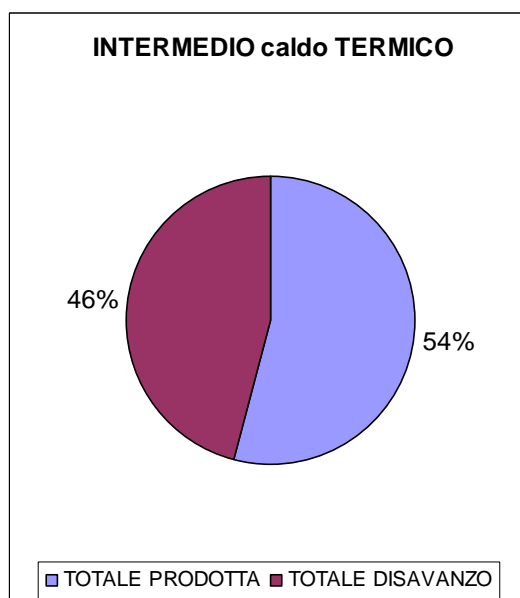
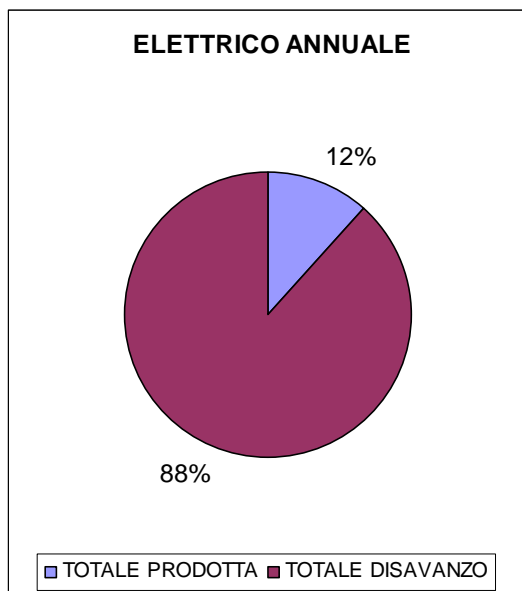


Figura 110 Percentuale, sul totale della richiesta, dell' energia termica prodotta dal sistema a concentrazione e di quella da integrare, per il periodo intermedio "caldo"

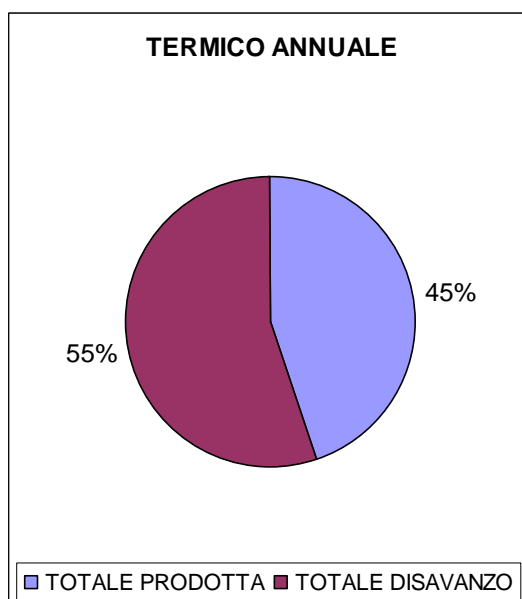
Facendo riferimento ai risultati ottenuti per ogni singolo periodo si ottiene il dato relativo all'intero anno. Per quanto riguarda l'aspetto elettrico si ottiene un copertura del 12% come riportato nella seguente tabella con relativo grafico a torta:



ANNO ELETTRICO	kWh	%
<b>TOTALE RICHIESTA</b>	<b>6952747</b>	<b>100</b>
<b>TOTALE PRODOTTA</b>	<b>801575</b>	<b>12</b>
<b>TOTALE DISAVANZO</b>	<b>6151172</b>	<b>88</b>

*Tabella e grafico relativi al fabbisogno elettrico e al suo soddisfacimento per l'intero anno*

L'aspetto termico permette un soddisfacimento più ampio della richiesta, in particolare la percentuale ammonta al 45% della richiesta annuale. Si riportano di seguito il grafico a torta e la relativa tabella:



ANNO TERMICO	kWh	%
<b>TOTALE RICHIESTA</b>	<b>6488044</b>	<b>100</b>
<b>TOTALE PRODOTTA</b>	<b>2897779</b>	<b>45</b>
<b>TOTALE DISAVANZO</b>	<b>3590266</b>	<b>55</b>

*Tabella e grafico relativi al fabbisogno termico e al suo soddisfacimento per l'intero anno*

## **CAPITOLO 10**

### **ANALISI ECONOMICA**

#### **10.1 INDICI ECONOMICI**

Nella valutazione economica dell'impianto si sono considerati i classici indici dell'ingegneria economica capaci di valutare la bontà o meno della soluzione impiantistica considerata. Gli indici considerati fanno parte della metodologia dei flussi di cassa scontati, DCF o discounted cash flow, e sono: il VAN o valore attuale netto, il TIR o tasso di rendimento interno, il PBP ossia il tempo di ritorno dell'investimento secondo flussi di cassa attualizzati.

Nella metodologia impiegata il flusso di cassa relativo all'anno zero risulta di segno negativo e pari all'esborso per l'acquisto dell'impianto, mentre i flussi di cassa relativi agli anni seguenti sono pari al risparmio ottenuto grazie alla soluzione trigenerativa rispetto alla soluzione impiantistica attuale.

Il VAN è definito come:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k}$$

dove  $F_k$  indica i flussi di cassa relativi al k-esimo anno,  $i$  rappresenta il tasso di attualizzazione, ed  $n$  rappresenta la vita utile dell'impianto. Affinché l'indice definisca conveniente la scelta impiantistica occorre che sia maggiore di zero e quanto più grande possibile.

Il TIR è definito come il particolare valore del tasso di attualizzazione che rende nullo in VAN alla fine della vita utile dell'impianto. In termini matematici si traduce in:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+IRR)^k} = 0.$$

Affinché l'indice dia responso positivo alla scelta occorre che il valore di IRR sia maggiore del tasso di attualizzazione  $i$ .

Il PBP indica il tempo in cui i flussi di cassa attualizzati provenienti dai risparmi ottenuti eguagliano l'investimento iniziale. Ovviamente più il PBP risulta piccolo più la scelta risulta conveniente. La relazione matematica risulta essere la seguente:

$$VAN = \sum_{k=0}^{PBP} \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0.$$

## 10.2 DETERMINAZIONE DEI FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI

Come accennato nel paragrafo precedente i flussi di cassa sono dati per l'anno zero dal costo di acquisto del sistema mentre, negli anni successivi dal risparmio ottenuto per ciascun anno grazie alla nuova soluzione impiantistica trigenerativa rispetto alla soluzione attualmente in uso.

Per il costo dell'energia elettrica acquistata si è utilizzato il valore medio di 0,09132 €/kWh, valore ottenuto dividendo la spesa per energia elettrica sostenuta dall'utenza in questione e il consumo totale in termini di kWh. Il costo del gas è pari a 0,33 €/m<sup>3</sup> come riferito dall'utenza stessa, pari a 0,003367 €/kWh come ottenuto nel capitolo 6.

L'energia elettrica prodotta da fotovoltaico permette di usufruire delle tariffe incentivanti secondo il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19/2/2007, il cosiddetto conto energia. Il sistema fotovoltaico a concentrazione verrà installato su una copertura di un'area adibita a parcheggio senza sostituire strutturalmente e funzionalmente la normale copertura. Alla luce di quanto detto l'impianto in questione ricade nella definizione, riportata nel decreto, di impianto parzialmente integrato. La tariffa incentivante corrispondente alla tipologia di impianto e alla fascia di potenza (maggiore di 20 kW) permette per 20 anni, pari alla vita utile dell'impianto, il guadagno di 0,4 €/kWh prodotto, come riportato nell'art. 6 del citato decreto.

Il godimento delle tariffe incentivanti per la produzione di energia elettrica fotovoltaica sono, ai sensi dell'art. 9 comma 2 del citato decreto, non cumulabili con altri incentivi o titoli di efficienza energetica, questo comporta la non compatibilità sia con i certificati verdi che con i certificati bianchi.

Il tasso di attualizzazione è stato assunto pari al 5% e la vita utile dell'impianto pari a 20 anni.

### 10.2.1 Costo dell'impianto

Il costo del sistema fotovoltaico a concentrazione trigenerativo è composto da due voci di costo, una relativa alla parte elettrica, ossia alla parte fotovoltaica vera e propria, mentre una seconda attribuibile al sistema frigorifero ad assorbimento, comprendente anche il costo del sistema di asportazione di calore dalle celle solari.

Per quanto riguarda l'aspetto elettrico sono state fatte numerose assunzioni dal momento che la tecnologia in questione è ancora lontana da una economia di mercato.

Per dare una valutazione si è fatto riferimento ai dati relativi al progetto Phocus ENEA [F. Ferrazza, Ferrara Workshop on CPV 2006], in quanto il sistema proposto in questo lavoro presenta una totale analogia col progetto ENEA stesso eccetto il tipo di cella solare impiegata.

Il costo specifico del sistema Phocus ENEA è pari a  $446 \text{ €/m}^2$  ed è ripartito tra i vari componenti secondo le seguenti quote:  $38 \text{ €/m}^2$  per la cella, facendo però attenzione che la superficie è riferita al modulo,  $44 \text{ €/m}^2$  per l'ottica ed il suo assemblaggio,  $141 \text{ €/m}^2$  per il modulo,  $136 \text{ €/m}^2$  per il sistema di inseguimento solare e  $87 \text{ €/m}^2$  per i sistemi elettronici.

Come detto più volte la differenza tra il progetto Phocus e la soluzione impiegata nel presente lavoro è rappresentata dal tipo di cella impiegata, infatti nel Phocus la cella è del tipo al Silicio ad alta efficienza, mentre nel sistema in esame la cella è del tipo a tripla giunzione, anche se non di ultimissima generazione. Alla luce di quanto detto si può assumere che il costo della cella impiegata sia doppio rispetto a quello della cella al silicio ad alta efficienza. Essendo il costo della cella Phocus di  $38 \text{ €/m}^2_{\text{modulo}}$ , costo che si traduce, attraverso il fattore di concentrazione di 196,74 in circa  $7500 \text{ €}$  per  $m^2$  di cella, si ottiene che il costo della cella per il sistema proposto è di  $76 \text{ €/m}^2_{\text{modulo}}$ , valore che equivale a circa  $15000 \text{ €}$  per  $m^2$  di cella.

Il costo specifico che si ottiene per il sistema proposto è di  $484 \text{ €/m}^2$ , quindi il corrispondente costo dell'intero impianto, considerando la metratura effettivamente ricopribile di  $5555 m^2$ , ammonta a  $2.688.889 \text{ €}$ .

Per poter riferire il costo al kW di picco bisogna proporre una definizione di kW di picco per i sistemi fotovoltaici a concentrazione, questo perché la definizione di kW di

picco normata è solamente quella relativa ai sistemi fotovoltaici a pannelli piani tradizionali.

A tal proposito si è considerata la producibilità del sistema a concentrazione considerato tenendo conto delle migliori condizioni di esercizio, tali condizioni corrispondono ad una DNI di  $850 \text{ W/m}^2$ , massimo valore disponibile al suolo, e una temperatura operativa della cella di  $25^\circ\text{C}$ . In corrispondenza di tali condizioni il valore di potenza di picco ottenuto risulta essere pari a  $29,68 \text{ kW/m}^2$ , dove la superficie è quella della cella. Volendo, da questo dato, ottenere la potenza di picco dell'intero sistema, in altre parole la taglia del sistema stesso, occorre dividere il valore precedentemente ottenuto per il fattore di concentrazione, pari a 196,74, e moltiplicare il tutto per la superficie occupata dai moduli, pari a  $5555 \text{ m}^2$ . Operando tale calcolo si ottiene che la taglia del sistema in questione è di 841 kW di picco.

In base a tale valore si ottiene che per il presente sistema il costo risulta essere pari a  $3196 \text{ €/kW}_p$ . Il valore ottenuto risulta essere in accordo con altri valori ottenuti in altri studi, infatti secondo studi ENEL si è ottenuto un costo di  $3000 \text{ €/kW}_p$  mentre altre aziende interessate al settore del fotovoltaico a concentrazione dichiarano che sia possibile ottenere un costo sui  $2500 \text{ €/kW}_p$ .

Informazioni interessanti per valutare le prestazioni economiche dell'impianto fotovoltaico a concentrazione installato nel sito in esame, in particolare nella città di Pisa, sono il costo del kWh prodotto con tale tecnologia e il costo d'impianto a kW massimo effettivamente producibile.

Per valutare il costo del kWh occorre calcolare la spesa sostenuta per l'acquisto dell'impianto e per la sua manutenzione nei 20 anni di vita utile dell'impianto stesso, e dividere il tutto per l'energia prodotta nei 20 anni.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto in un anno ammonta a 800.710 kWh pertanto nei 20 di esercizio la produzione di energia elettrica è pari a 16.014.200 kWh.

Per il calcolo della costo globale può essere usata in prima approssimazione una metodologia che non tenga conto del fattore di attualizzazione, pertanto valutando pari al 2% del costo dell'impianto il contributo annuale per la manutenzione dell'impianto si ottiene una spesa globale pari a 3.764.445 €.

Dividendo il valore ottenuto per i kWh prodotti nei venti anni è possibile ottenere una stima del kWh prodotto da tale sistema nel sito considerato, tale valore ammonta a 0,235 €/kWh.

L'informazione relativa al costo d'impianto per kW massimo effettivamente producibile per la posizione geografica del sito in esame è possibile ottenerla dividendo il costo d'acquisto del sistema per il picco di potenza riscontrabile per il sistema, considerando in pratica la potenza ottenibile alle ore 13 del giorno tipo di luglio e con un fattore di ombra pari a 1. Il picco di potenza in questione è pari a 343,3 kW, mentre il costo d'acquisto dell'impianto ammonta a 2.688.889 €, pertanto il costo d'impianto al kW massimo producibile, relativamente al sito in questione risulta essere pari a 7832 €/kW. Non bisogna però assolutamente confondere il dato ottenuto, che come detto si riferisce al kW massimo effettivamente producibile dal sistema analizzato per il sito in esame, con il dato del costo al kW di picco, il quale, seppur con la riserva dovuta alla mancanza di una normativa riguardo alla definizione del kW di picco da impianti a concentrazione, fornisce un riferimento di assoluta generalità, quindi più utile per confronti e giudizi.

Per quanto riguarda l'aspetto termico, il costo assunto per l'acquisto delle macchine ad assorbimento, in accordo con quanto presente sul mercato, è pari a 300 €/kW, mentre il costo attribuibile all'impianto di asportazione del calore dalle celle solari, costituito da tubazioni e pompe, che in riscaldamento dirigerà il fluido direttamente verso l'utenza finale e in raffrescamento dirigerà il fluido verso le macchine frigorifere ad assorbimento, è stato assunto pari al 33% del costo delle macchine ad assorbimento. Alla luce di quanto detto il costo dell'impianto di asportazione del calore e di produzione di energia frigorifera risulta pari a 400 €/kW.

La taglia dell'impianto frigorifero, come definito nel capitolo 9 al paragrafo 9.2, è di 852 kW di potenza frigorifera.

Pertanto, il costo dell'impianto di asportazione del calore e di produzione di energia frigorifera ammonta a 340.981 €.

Sommando il costo relativo alla parte "elettrica" e quello relativo alla parte "termica" si ottiene il costo globale dell'intero sistema trigenerativo fotovoltaico a concentrazione, che risulta essere pari a 3.029.870 €.



### 10.2.2 Flussi di cassa

I flussi di cassa sono dati dal risparmio ottenuto grazie al nuovo impianto trigenerativo fotovoltaico a concentrazione rispetto alla soluzione impiantistica tradizionale attualmente in uso.

La struttura di calcolo del flusso di cassa tiene conto, per il sistema tradizionale, delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica e gas, mentre, per il sistema innovativo, tiene conto dell'energia elettrica e del gas acquistati in integrazione alla produzione energetica ottenuta col sistema a concentrazione, dei costi di manutenzione dell'impianto valutato in un 2% del costo dell'impianto stesso e, infine del contributo proveniente dalla tariffa incentivante del conto energia. Essendo tali voci costanti per i vari anni si ottengono dei flussi di cassa costanti per ogni anno.

Nel calcolo del flusso di cassa bisogna far differenza a seconda dei periodi dell'anno, in particolare estivo, invernale, intermedio caldo ed intermedio freddo. Questo perché alle voci precedentemente riportate corrispondono somme diverse a seconda del periodo.

Particolare attenzione è stata posta nella quantificazione economica delle integrazioni, infatti i disavanzi in termini di energia frigorifera vengono integrati attraverso macchine frigorifere elettriche dell'impianto tradizionale mentre i disavanzi in termini di energia termica vengono integrati con le caldaie sempre dell'impianto tradizionale attualmente in uso.

Per chiarire quanto esposto si consideri di dover integrare 1kWh di energia termica che sarebbe stato usato dalle macchine ad assorbimento per produrre energia frigorifera. Bisogna innanzitutto trasformare il kWh di energia termica in kWh di energia frigorifera secondo il COP delle macchine ad assorbimento, pari a 0,63, pertanto ottenendo 0,63 kWh di energia frigorifera, questo valore va poi diviso per il COP delle tradizionali macchine frigorifere elettriche, pari a 2,5, ottenendo l'energia elettrica che occorre per integrare il kWh di energia termica non disponibile. Tale valore, pari a 0,252 kWh, va poi moltiplicato per il costo dell'energia elettrica acquistata, pari a 0,09132 €/kWh, ottenendo 0,023 €, valore economico del kWh termico, per usi frigoriferi, da integrare.

Più semplice risulta la quantificazione economica dell'integrazione del kWh termico che sarebbe stato utilizzato per riscaldamento o produzione di acqua calda sanitaria.

Partendo infatti da 1 kWh di energia termica bisogna semplicemente dividere per il rendimento delle caldaie dell'impianto tradizionale, pari a 0,85, e moltiplicare per il costo del gas al kWh, pari a 0,003367 €/kWh. Il valore ottenuto risulta pari a 0,003961€.

Sulla base di quanto detto si riportano i flussi di cassa, per i vari periodi.

<b>ESTIVO</b>	
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	219400
ELETTRICO FRIG.	73053
GAS	1311
<b>TOTALE</b>	<b>293764</b>
<b>TRIGENERAZIONE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	183309
ELETTRICO FRIG.	45583
GAS per ACS	127
TARIFFA INCENT.	158084
MANUTENZIONE	20199
<b>TOTALE</b>	<b>91133</b>
<b>FLUSSO DI CASSA</b>	<b>202631</b>

<b>INVERNALE</b>	
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	205768
GAS	6274
<b>TOTALE</b>	<b>212042</b>
<b>TRIGENERAZIONE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	191077
GAS (acs e risc)	3846
TARIFFA INCENT.	64347
MANUTENZIONE	20199
<b>TOTALE</b>	<b>150776</b>
<b>FLUSSO DI CASSA</b>	<b>61266</b>

<b>INT.ELETT."caldi"</b>	
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	105733
ELETTRICO FRIG.	18264
GAS	656
<b>TOTALE</b>	<b>124653</b>
<b>TRIGENERAZIONE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	93086
ELETTRICO FRIG.	9513
GAS per ACS	100
TARIFFA INCENT.	55399
MANUTENZIONE	10100
<b>TOTALE</b>	<b>57399</b>
<b>FLUSSO DI CASSA</b>	<b>67254</b>

<b>INT.ELETT."freddi"</b>	
<b>TRADIZIONALE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	104024
GAS	1741
<b>TOTALE</b>	<b>105765</b>
<b>TRIGENERAZIONE</b>	<b>EURO</b>
ELETTRICO ILL. FM	94253
GAS (acs e risc)	665
TARIFFA INCENT.	42800
MANUTENZIONE	10100
<b>TOTALE</b>	<b>62217</b>
<b>FLUSSO DI CASSA</b>	<b>43548</b>

*Flussi di cassa relativi ai vari periodi dell'anno*

Il flusso di cassa relativo all'intero anno si ottiene dalla somma dei quattro flussi di cassa relativi ai vari periodi. Il valore ottenuto ammonta a 374.698 €.

Questo valore del flusso di cassa annuale, che come detto è uguale per tutti i 20 anni di vita utile dell'impianto, deve essere poi attualizzato al fine di poter analizzare la convenienza economica dell'impianto secondo la metodologia dei flussi di cassa scontati o discounted cash flow (DCF).

I flussi di cassa attualizzati si ottengono moltiplicando il flusso di cassa relativo all'anno

in questione per il fattore di attualizzazione  $\frac{1}{(1+i)^k}$  con  $i$  che rappresenta il tasso di

attualizzazione e  $k$  l'anno a cui si riferisce il flusso di cassa.

I flussi di cassa ed i rispettivi flussi di cassa che si ottengono, avendo assunto un tasso di attualizzazione del 5%, sono riportati di seguito:

anno	flussi di cassa [€]	flussi di cassa attualizzati [€]
1	374698	<b>356855</b>
2	374698	<b>339862</b>
3	374698	<b>323678</b>
4	374698	<b>308265</b>
5	374698	<b>293586</b>
6	374698	<b>279605</b>
7	374698	<b>266291</b>
8	374698	<b>253610</b>
9	374698	<b>241534</b>
10	374698	<b>230032</b>
11	374698	<b>219078</b>
12	374698	<b>208646</b>
13	374698	<b>198710</b>
14	374698	<b>189248</b>
15	374698	<b>180236</b>
16	374698	<b>171653</b>
17	374698	<b>163479</b>
18	374698	<b>155695</b>
19	374698	<b>148281</b>
20	374698	<b>141220</b>

Tabella 13 Flussi di cassa annuali e flussi di cassa annuali attualizzati

### 10.3 CALCOLO DEGLI INDICI

Calcolati i flussi di cassa attualizzati è possibile calcolare i principali indici di redditività dell'investimento.

Il VAN, valore attuale netto assume alla fine dei 20 anni il valore di 1.639.695 €, valore che soddisfa il vincolo sull'essere maggiore di zero al fine di sancire la convenienza economica. Nella tabella seguente si riporta la tabella con i flussi di cassa attualizzati e i valori assunti dal VAN per i diversi anni.

anno	flussi di cassa attualizzati [euro]	flussi di cassa cumulati [euro]
0	(acquisto) -3029870	<b>-3029870</b>
1	356855	<b>-2673015</b>
2	339862	<b>-2333153</b>
3	323678	<b>-2009475</b>
4	308265	<b>-1701210</b>
5	293586	<b>-1407624</b>
6	279605	<b>-1128019</b>
7	266291	<b>-861728</b>
8	253610	<b>-608118</b>
9	241534	<b>-366584</b>
10	230032	<b>-136552</b>
11	219078	<b>82526</b>
12	208646	<b>291172</b>
13	198710	<b>489882</b>
14	189248	<b>679130</b>
15	180236	<b>859366</b>
16	171653	<b>1031020</b>
17	163479	<b>1194499</b>
18	155695	<b>1350194</b>
19	148281	<b>1498475</b>
20	141220	<b>1639695</b>

Tabella 14 Flussi di cassa attualizzati, cumulati e valore del VAN

I valori ottenuti possono essere riportati in un diagramma in cui è possibile individuare graficamente il punto in cui il VAN si annulla, punto che corrisponde al tempo di ritorno dell'investimento o pay back period (PBP). Il diagramma è di seguito riportato e il PBP vale 10,62 anni:

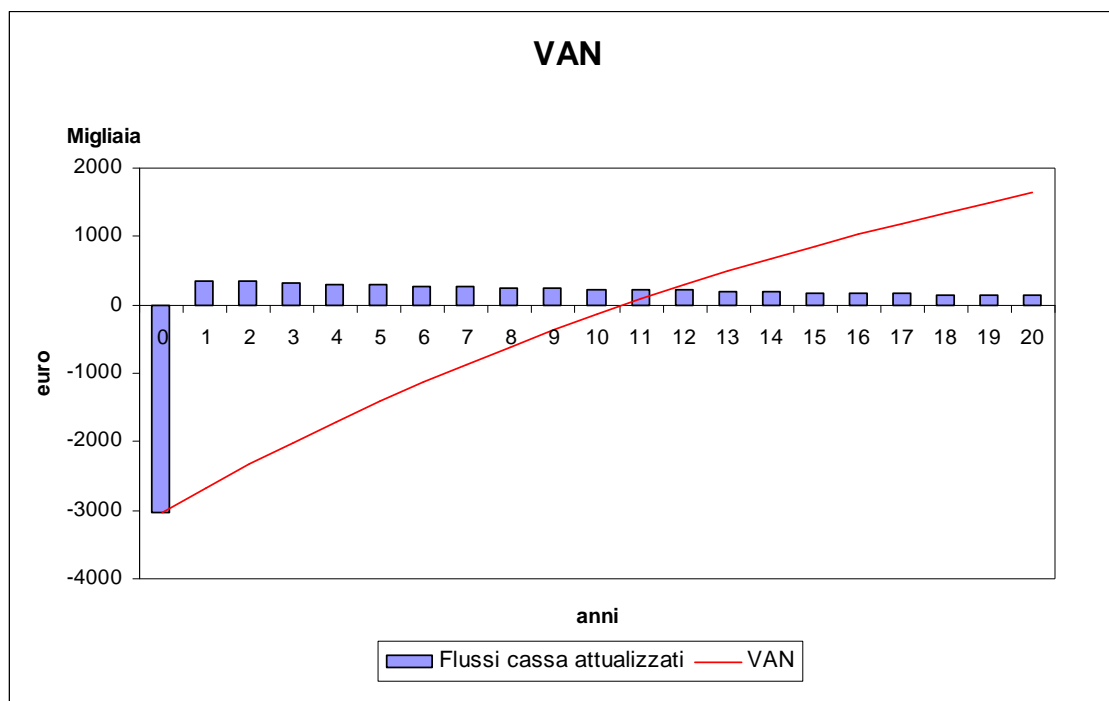


Figura 111 Flussi di cassa attualizzati e valori del VAN negli anni

Il TIR, che rappresenta l'indice più significativo dal momento che definisce un tasso di rendimento intrinseco del sistema vale 10,77%, pertanto maggiore più del doppio rispetto al tasso di attualizzazione. Anche il TIR ha quindi dato una indicazione di favore circa la convenienza economica del sistema trigenerativo fotovoltaico a concentrazione.

Nella tabella seguente è riportata una tabella che riassume i risultati degli indici economici.

	$i=5\%$ $n=20\text{anni}$
<b>TIR</b>	<b>10,77%</b>
<b>VAN [€]</b>	<b>1639695</b>
<b>PBP [anni]</b>	<b>10,62</b>

Tabella 15 Indici economici per un tasso di attualizzazione del 5% e una vita utile dell'impianto di 20 anni

## 10.4 SCENARI FUTURI

Il costo dell'impianto fotovoltaico a concentrazione gioca un ruolo pesante nelle valutazioni circa la convenienza economica delle scelte impiantistiche a riguardo. Come più volte ribadito il costo dell'impianto risente marcatamente del fatto che non sia presente una economia di mercato a riguardo, dal momento che la tecnologia è ancora in una fase di accertamento delle potenzialità.

Gli enti e le aziende che sono interessate allo studio della tecnologia del solare fotovoltaico a concentrazione sono in accordo nel ritenere che nei prossimi decenni i costi dell'impianto subiranno un drastico calo. Tale calo è stato ipotizzato come dovuto allo sviluppo di una economia su larga scala legata alla componentistica della tecnologia stessa. A riguardo si riporta nella figura seguente una ipotesi di scenario futuro:

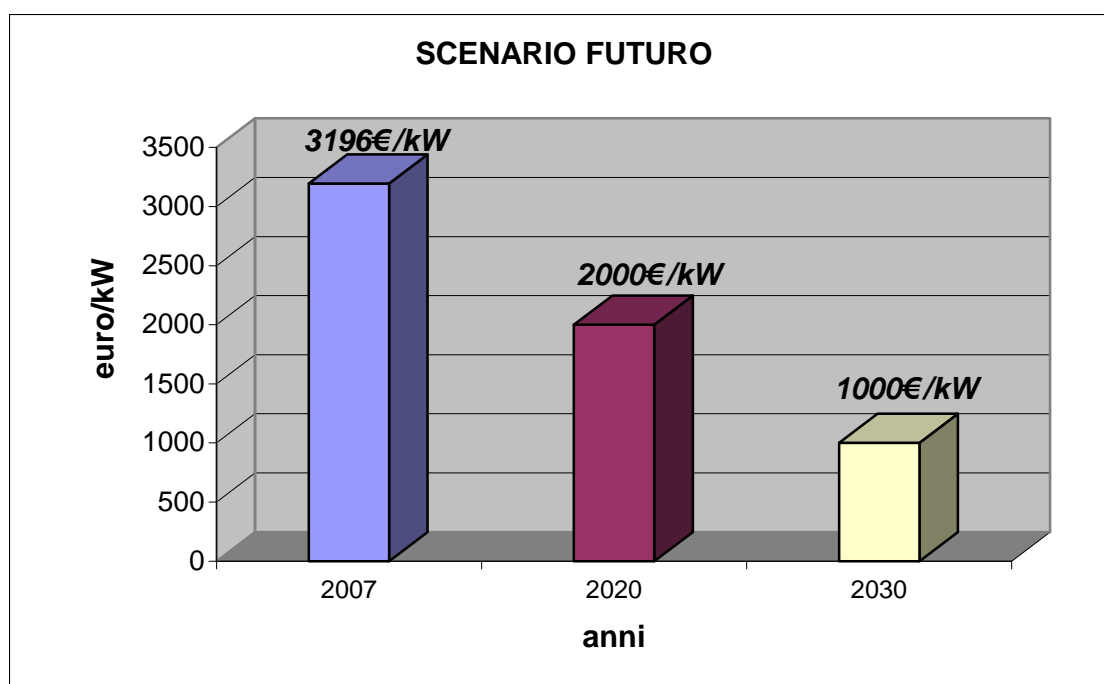


Figura 112 prospettive future sui costi del fotovoltaico a concentrazione

Questa riduzione dei costi dell'impianto renderebbe la scelta della tecnologia in questione estremamente più interessante. Si sono infatti confrontati i risultati indicistici relativi ai costi d'impianto ipotizzati nel futuro con quelli ottenuti per il sistema trattato nel presente lavoro. I risultati ottenuti sono riportati nella seguente tabella:

<b>ANNO</b>	<b>costo €/kW</b>	<b>VAN (20anni)</b>	<b>TIR</b>	<b>PBP</b>
		euro		anni
<b>2007</b>	<b>3196</b>	<b>1639695</b>	<b>10,77%</b>	<b>10,62</b>
<b>2020</b>	<b>2000</b>	<b>2646044</b>	<b>17,82%</b>	<b>6,46</b>
<b>2030</b>	<b>1000</b>	<b>3487314</b>	<b>31,56%</b>	<b>3,53</b>

Tabella 16 Variazione degli indici economici in funzione delle variazioni, ipotizzate, del costo del fotovoltaico a concentrazione

A riprova dell'influenza del costo d'impianto sull'economicità della tecnologia si riportano di seguito gli andamenti degli indici al variare del costo stesso. Nella prima figura è riportato l'andamento del VAN negli anni per i tre diversi costi di impianto considerato.

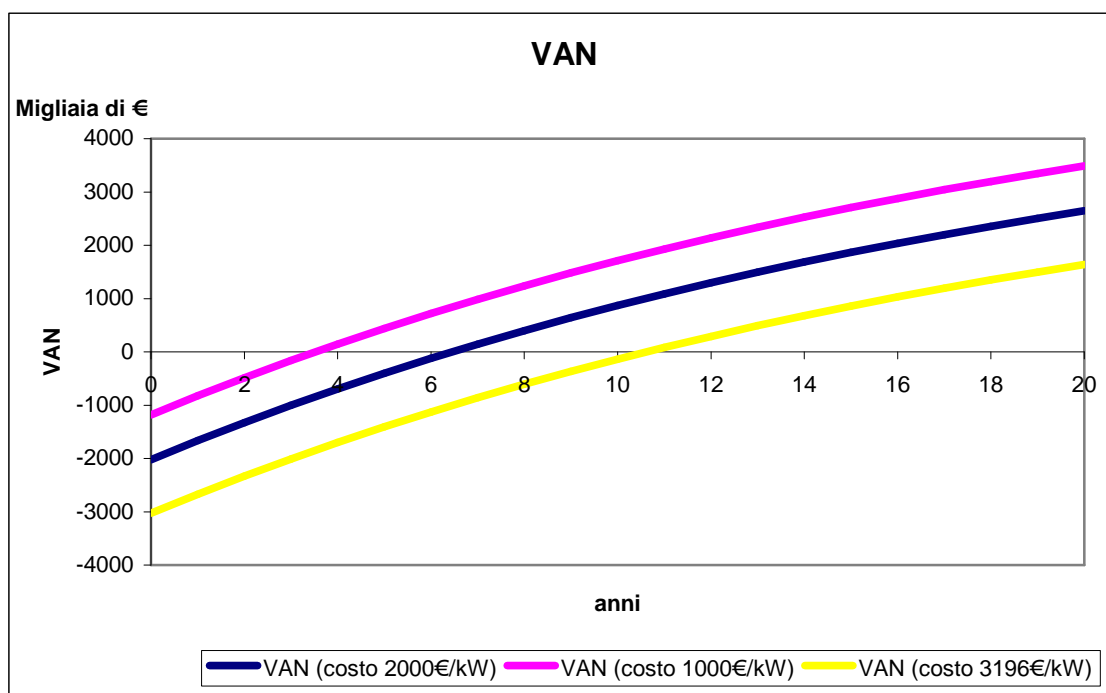


Figura 113 Andamento del VAN negli anni per i tre diversi costi di impianto

Nei restanti tre diagrammi sono graficati gli andamenti degli indici economici, precedentemente riportati in tabella, al variare del costo d'impianto. I grafici riportati si riferiscono nell'ordine al VAN calcolato su 20 anni, al TIR, sempre per una vita utile dell'impianto pari a 20 anni, e al PBP.

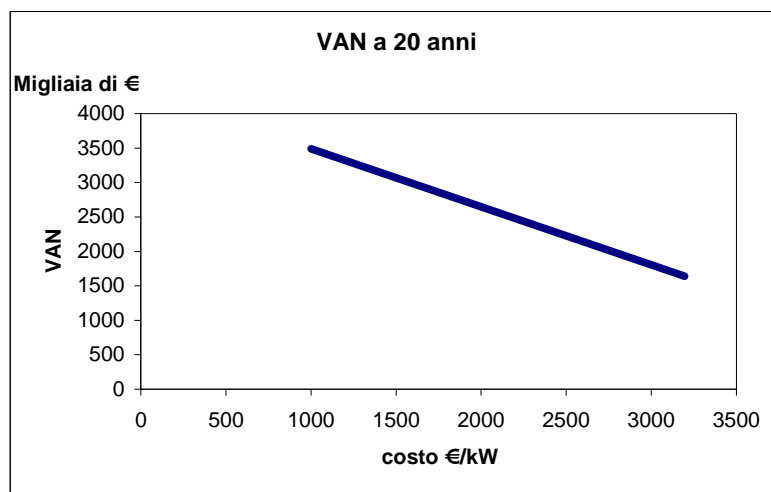


Figura 114 Influenza del costo d'impianto sul valore assunto dal VAN a 20 anni

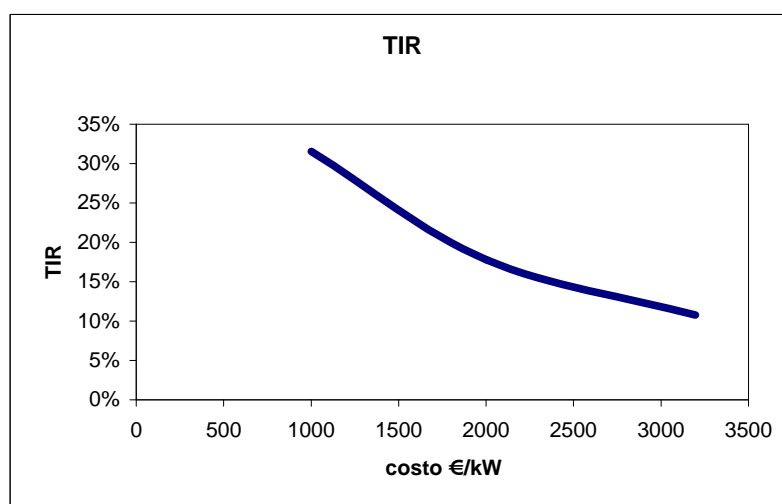


Figura 115 Influenza del costo d'impianto sul valore del TIR (vita utile 20 anni)

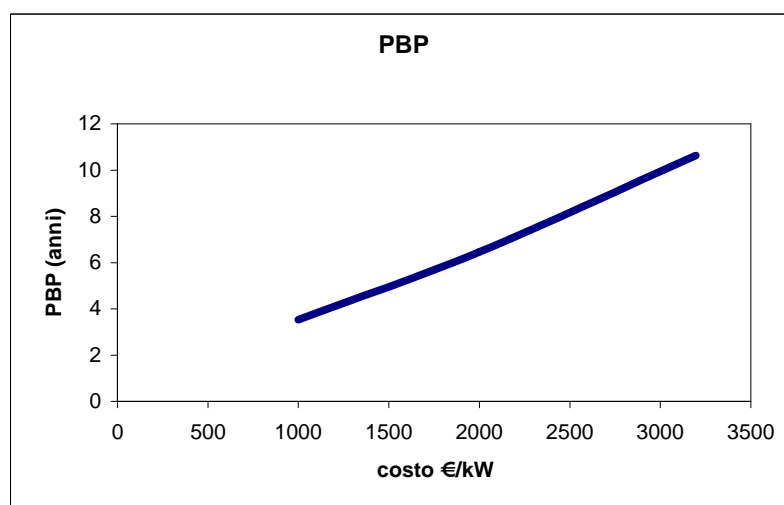


Figura 116 Influenza del costo d'impianto sul valore del PBP



## **CONCLUSIONI**

Obiettivo del presente lavoro è stato la dimostrazione delle potenzialità del solare fotovoltaico a concentrazione al fine di permetterne l'ingresso nel panorama delle energie rinnovabili.

Lo svolgimento ha avuto una prima parte in cui la tecnologia è stata introdotta ed analizzata in dettaglio in tutti i suoi aspetti innovativi per poi giungere attraverso l'analisi di un caso studio a quantificare le potenzialità ipotizzate in partenza.

Altro aspetto è stato quello di quantificare, ed ipotizzare, lo sfruttamento del calore eccedente dalla conversione della radiazione solare concentrata in energia elettrica per usi trigenerativi.

Il progetto, quindi, appare innovativo non solo per la assoluta novità di conciliare la concentrazione solare con la generazione fotovoltaica ma anche la volontà di sfruttare al meglio il contributo energetico solare giungente sul sistema.

Questa scelta in chiave trigenerativa ha permesso di rendere più accattivante la tecnologia sia dal punto di vista della sostenibilità energetica sia da quello economico.

Si sono valutate le effettive qualità della tecnologia in esame, a tal proposito si è scelto infatti un sistema caratterizzato da parametri tecnici, come il fattore di concentrazione dell'ottica e l'efficienza di conversione delle celle solari, non particolarmente spinti ma che al contrario avessero dimostrato una certa plausibilità e riscontro in sistemi sperimentali.

Anche la scelta sulla tecnologia ad ottica rifrattiva rispecchia una volontà di optare per un sistema robusto e di semplice gestione e manutenzione.

Il lavoro ha definito la disponibilità della risorsa solare nel sito prescelto e dopo aver caratterizzato le richieste dell'utenza ha stabilito la capacità produttiva della tecnologia scelta.

A partire dalla superficie disponibile per l'installazione del sistema a concentrazione si è calcolata la capacità dello stesso di coprire il fabbisogno energetico sia in campo elettrico che termico per uso di riscaldamento, di raffrescamento e di produzione di acqua calda sanitaria.

La potenza elettrica installata, vincolata dalla superficie di 10000  $m^2$  destinata ad ospitare il sistema, è risultata essere di 841 kW di picco, superiore del 22% alla potenza di picco installabile nel caso di normali pannelli fotovoltaici piani, pari a 659 kW di picco. La produzione elettrica copre nell'arco dell'intero anno il 12% del fabbisogno col picco del 16% nel periodo estivo. Le percentuali di copertura risentono del caso studio in esame poiché lo stesso ha vincolato la superficie disponibile per l'installazione e, soprattutto, rappresenta una utenza fortemente energivora. La produzione di energia elettrica nell'arco di un intero anno ammonta a 800.710 kWh e il rendimento medio del sistema, da non confondere con quello della cella, risulta pari a circa il 15%. Per quanto concerne l'energia elettrica annua ricavabile rispetto alla potenza di picco si è ottenuto un valore pari a circa 955 kWh/kW<sub>p</sub>, valore più basso rispetto a quello relativo al fotovoltaico tradizionale, pari mediamente a 1300 CkWh/kW<sub>p</sub>, tale disparità è del tutto plausibile considerando che la tecnologia a concentrazione sfrutta solamente la componente diretta della radiazione solare al contrario della tecnologia tradizionale che riesce ad utilizzare anche la radiazione diffusa.

La produzione di energia termica, ossia quella che viene utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria e, a seconda delle stagioni, per le esigenze di riscaldamento o di raffrescamento permette una copertura nell'arco dell'intero anno pari al 45% del fabbisogno, con il picco del 63% per il periodo corrispondente ai mesi di novembre ed aprile. I valori relativi alla produzione risultano più bassi dell'effettiva disponibilità proveniente dal sole perché in alcune ore la produzione supera la richiesta, ed essendo tali periodi limitati nel tempo e nei quantitativi energetici non si è considerato un opportuno sistema di accumulo. La produzione di energia termica annuale ammonta a 3.124.412 kWh e il rendimento termico medio del sistema risulta pari a circa il 46%. Numerose informazioni sono state ottenute dall'analisi economica del progetto. Si è trovato che il costo al kW di picco del sistema si attesta sui 3196 €/kW<sub>p</sub>, valore in accordo con quanto scaturito da studi ENEL e di altri enti ed aziende. Tale valore dimostra l'economicità della soluzione rispetto alla tecnologia fotovoltaica tradizionale in quanto questa registra valori tra i 6000 ed i 7000 €/kW<sub>p</sub>. Per quanto riguarda il costo dell'energia prodotta si è ottenuto un valore di 0,235 €/kWh, valore ben al di sotto dei 0,4 €/kWh corrispondente mediamente al costo dell'energia prodotta da un sistema fotovoltaico tradizionale.

Il divario tra il costo del fotovoltaico a concentrazione e il quello tradizionale tenderà a crescere ancora nel tempo a causa dei rapporti tra i costi dei vari componenti. Nel fotovoltaico tradizionale la cella comporta più del 50% del costo totale del sistema, e il costo ad essa collegata è costantemente in aumento, questo scenario comporterà una difficile diminuzione del costo della tecnologia tradizionale e, al contrario, dovrebbe comportare un aumento di tale costo. Nella tecnologia a concentrazione la cella influisce per un valore oscillante tra il 10 e il 15% sul costo totale, questa ripartizione consente un ampio margine di manovra per rendere meno costosa la tecnologia. Questo calo del costo è effettivamente possibile se si considera che le restanti voci di costo, lenti e involucro in materiale plastico, sostegni e altro, risentono molto più delle dimensioni del mercato che del costo della materia prima, pertanto ad una affermazione su larga scala della tecnologia a concentrazione corrisponderà una certa diminuzione dei costi.

Gli indici economici hanno dimostrato la fattibilità economica del sistema trigenerativo a concentrazione solare, infatti il tempo di ritorno è risultato pari a 10,6 anni, il VAN a 1.639.695 € e il TIR a 10,77% .

Nella prospettiva del calo dei costi, relativi all'aspetto fotovoltaico, si sono calcolati gli indici relativi ai costi ipotizzati, da tale calcolo si è visto come nei prossimi venti anni tali indici raggiungeranno i valori di 3,53 per il tempo di ritorno, 31,56% per il TIR e 3.487.314 € per il VAN. Si fa presente che nei calcoli si è assunta solamente la variazione dei costi dell'impianto fotovoltaico mentre si è mantenuto costante il costo relativo agli impianti per lo sfruttamento dell'energia termica in chiave trigenerativa.

Dai valori assunti si evince come, pur essendo ad oggi una tecnologia economicamente abbastanza competitiva con le altre tecnologie rinnovabili, le prospettive future indirizzino verso una sempre maggiore economicità del solare fotovoltaico a concentrazione.

In conclusione si può affermare che la tecnologia ha evidenziato le sue potenzialità sia in campo energetico che in quello della competitività economica, pertanto, ora resta solo da sperare che le politiche governative, economiche ed industriali permettano un effettivo aumento dell'interesse verso questa tecnologia innovativa, in modo da favorire un allargamento della produzione e del mercato al fine di rendere possibile una reale diminuzione dei costi in accordo con le previsioni ipotizzate.

Il lavoro suggerisce come sviluppi futuri indagini e studi circa gli aspetti dell'asportazione del calore dalle celle, del trasporto dello stesso verso l'utenza e dell'ottimizzazione delle condizioni operative della cella, in particolare per cercare il migliore compromesso tra la produzione elettrica e quella termica.

## BIBLIOGRAFIA

- A.Romer, IL SOLE E L'ENERGIA SOLARE
- AEIT numero di novembre/2005
- C.Cancro, PHOCUS PROJECT ENEA, THE HYBRIDS LENS: A NEW CONCEPT TO CONCENTRATE THE SOLAR BEAMS, 09/2006
- Carlo Zamparelli, COLLETTORI A CONCENTRAZIONE PER L'IMPIEGO DELL'ENERGIA TERMICA SOLARE, ENEL Produzione 2006
- Carlo Zamparelli, E'VERAMENTE IL COSTO DEL SILICIO A FRENARE LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA FOTOVOLTAICA?, ENEL Produzione 2006
- E.Macchi, S.Campanari, P.Silva, LA MICROCOGENERAZIONE A GAS NATURALE, Ed.Polipress, Politecnico di Milano, 2006
- E.Polhausen,2.Angew.Meth.Mech. 1,115 1921
- F.Ferrazza, PHOTOVOLTAIC CONCENTRATOR TECHNOLOGY MODULE DESIGN IN THE PHOCUS PROJECT, ENI S.P.A.Ferrara Workshop on CPV 2006
- FOTOVOLTAICO,GUIDA PER PROGETTISTI ED INSTALLATORI, ISES 2005
- G.Gabetta, C. Flores, CARATTERIZZAZIONE DELLE CELLE SOLARI IN SISTEMI FOTOVOLTAICI A LUCE CONCENTRATA, CESI 2005
- G.Guglielmini, C.Pisoni, ELEMENTI DI TRASMISSIONE DEL CALORE, Ed.Ambrosiani, 1996
- ILSOLEATRECENTOSESSANTAGRADI, giugno/2006
- J.A.Duffie, W.A.Beckman, SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESS, John Wiley & sons, 1991

- J.H.Lienhard IV, J.H.Lienhard V, A HEAT TRANSFER TEXTBOOK, 546
- M.Cucumo, V.Marinelli, G.Oliveti, INGEGNERIA SOLARE, PRINCIPI ED APPLICAZIONI, Ed. Pitagora, Bologna 1994
- R.Battiston, Status and perspectives for solar photovoltaic, INFN and University of Perugia, 2006
- R.Fucci, G.Flamini, G.Leanza, A.Romano, F.Roca, ELECTRICAL CHARACTERIZATION OF POINT FOCUS CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC CELLS THROUGH INDOOR AND OUTDOOR MEASUREMENTS, ENEA Research Center Portici
- W.M.Lewandowski, P.Kubski, Methodical Investigation of Free Convection from vertical and horizontal plates, *Warme-und Stoffübertragung* 17,147-154, 1983
- [www.amanix.com](http://www.amanix.com)
- [www.anu.edu.au](http://www.anu.edu.au)
- [www.cesi.it](http://www.cesi.it)
- [www.dentinrg.com](http://www.dentinrg.com)
- [www.doe.gov](http://www.doe.gov)
- [www.emcore.com](http://www.emcore.com)
- [www.enea.it](http://www.enea.it)
- [www.energyinnovations.com](http://www.energyinnovations.com)
- [www.entechsolar.com](http://www.entechsolar.com)
- [www.entropie.com](http://www.entropie.com)
- [www.eosweb.larc.nasa.gov](http://www.eosweb.larc.nasa.gov)
- [www.eupvplatform.org](http://www.eupvplatform.org)
- [www.flatcon.com](http://www.flatcon.com)
- [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [www.ies.upm.es](http://www.ies.upm.es)
- [www.inspira.es](http://www.inspira.es)
- [www.ioffe.rssi.ru](http://www.ioffe.rssi.ru)
- [www.ise.fhg.de](http://www.ise.fhg.de)
- [www.ises.org](http://www.ises.org)

- [www.micropv.com](http://www.micropv.com)
- [www.powerfromthesun.net](http://www.powerfromthesun.net)
- [www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis](http://www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis)
- [www.rwe.com](http://www.rwe.com)
- [www.spectrolab.com](http://www.spectrolab.com)
- [www.unife.it](http://www.unife.it)
- [www.zsw-bw.de](http://www.zsw-bw.de)