



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,  
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



*Ministero dello Sviluppo Economico*

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

## Tecnologie solari a concentrazione – Produzione di calore a media temperatura

*L. Rubini, G. Habib, M. Lavra*



Report RdS/2011/254

TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE – PRODUZIONE DI CALORE A MEDIA  
TEMPERATURA

L. Rubini, G. Habib, M. Lavra (ISES ITALIA)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia: Utilizzo dell'energia elettrica e solare per la climatizzazione estiva

Responsabile Progetto: Nicolandrea Calabrese, ENEA

**ACCORDO DI PROGRAMMA**

**MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO - ENEA**

AI SENSI DELL'ART. 3 COMMA 2 DEL DECRETO MINISTERIALE 23 MARZO 2006 PER LE

**ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO DI INTERESSE GENERALE**

**PER IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE**

**PIANO ANNUALE DI REALIZZAZIONE 2008-2009**

*Progetto 3.4 "Utilizzo dell'energia elettrica e solare per la climatizzazione estiva"*

**Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo**

**Attività B. Facility per la caratterizzazione di componenti solari per applicazioni di solar cooling**

TECNOLOGIE SOLARI A CONCENTRAZIONE - PRODUZIONE DI CALORE A MEDIA  
TEMPERATURA

15/09/2011  
ISES ITALIA

L. Rubini

G. Habib

M. Lavra

## Sommarario

1	Introduzione.....	4
2	Il mercato dei sistemi solare a media temperatura.....	5
3	Classificazione dei sistemi a concentrazione .....	9
3.1	Movimento del sole e sistemi di inseguimento .....	12
3.2	Sistemi Non Imaging.....	16
3.2.1	Collettori CPC .....	16
3.3	Sistemi imaging .....	21
3.3.1	Collettori parabolici lineari.....	21
3.3.2	concentratori lineari di Fresnel (LFR).....	26
3.3.3	Concentratori parabolici A DISCO (PDR).....	35
3.3.4	Concentratori eliostazionari .....	37
3.4	Sistemi di accumulo.....	39
3.4.1	Sistemi di accumulo a calore sensibile.....	40
3.4.2	Sistemi di accumulo a calore latente .....	42
3.5	Ricevitori.....	45
3.6	Superfici riflettenti e assorbenti.....	47
3.7	Sistemi di inseguimento .....	50
4	Analisi applicazioni a media temperatura .....	52
4.1	Produzione di calore di processo .....	54
4.1.1	Caratteristiche degli impianti.....	55
4.1.2	Applicazioni esistenti .....	56
4.1.3	Case study 1: impianto per la produzione di calore di processo per un industria tessile in India	57
4.1.4	Case study 2: impianto per la produzione di vapore per una lavanderia industriale in Sardegna. ....	59
4.2	Solar cooling .....	61

4.2.1	Caratteristiche degli impianti.....	62
4.2.2	Applicazioni esistenti .....	64
4.2.3	Case study: impianto di solar cooling dell’hotel Iberotel Sarigerme Par, in Turchia...	75
5	Bibliografia .....	80

## 1 INTRODUZIONE

ISES ITALIA è stata coinvolta da ENEA per lo sviluppo di un'analisi dei sistemi di produzione di calore a *media temperatura* mediante l'utilizzo di sistemi solari, nell'ambito del Accordo di Programma stipulato con il Ministero dello Sviluppo Economico.

Lo scopo di questo documento è quello di sviluppare un'analisi delle diverse tecnologie solari con particolare attenzione ai sistemi a concentrazione, a partire dalle loro caratteristiche tecniche e dalla loro diffusione a livello nazionale ed internazionale. Viene inoltre sviluppata l'analisi di alcune soluzioni impiantistiche esistenti finalizzate sia alla climatizzazione per usi civili, sia per la produzione di calore di processo.

La classificazione delle tecnologie che sfruttano l'energia solare può essere effettuata sia in base all'utilizzo della risorsa termica sia in base alle temperature di esercizio, come segue:

- Tecnologie a *bassa temperatura*, per la produzione di Acqua Calda Sanitaria o per il riscaldamento delle piscine (fino a 80 °C)
- Tecnologie a *media temperatura*, utilizzate per la climatizzazione residenziale o per la produzione di calore per processi industriali (fino a 250 °C)
- Tecnologie ad alta temperatura, utilizzate per la produzione di energia elettrica (oltre 250 °C).

Finora le più diffuse applicazioni del solare termico sono riguardano principalmente la produzione di acqua calda e il riscaldamento in utenze domestiche o per le piscine. L'uso termico dell'energia solare nei settori industriali è attualmente non significativo rispetto alle applicazioni appena citate. L'utilizzo delle tecnologie solari in processi industriali a media o alta temperatura avviene solo su modesta scala ed ha una natura per lo più sperimentale. Questo nonostante il fabbisogno energetico del settore industriale, che nei paesi industrializzati rappresenta il 30% dell'intero fabbisogno nazionale, sia per un terzo di natura elettrica, e per il restante quantitativo relativo al calore, la cui maggior parte risulta essere a temperature al disotto di 250 °C.

Attualmente il maggior impiego delle tecnologie solari a concentrazione è rivolto al settore della produzione dell'energia elettrica. In questo campo le temperature e le taglie sono sensibilmente maggiori rispetto a quelle richieste per le applicazioni a media temperatura. Da ciò si evince che la tecnologia stia "maturando" per una sua più larga diffusione.

## 2 IL MERCATO DEI SISTEMI SOLARE A MEDIA TEMPERATURA

Il mercato europeo del solare termico ha fatto registrare nel 2010 un arresto: rispetto al 2009 si stima [18][19] una contrazione del 14% della superficie installata pari, nel 2010 a 3.6 milioni di m<sup>2</sup>. Il totale della potenza installata cumulata a fine 2010 risulta pari a circa 24.7 GW<sub>th</sub>, corrispondenti a circa 35.3 milioni di m<sup>2</sup>.

A livello europeo, la Germania conferma la sua leadership nel mercato [20], sia in termini di installazioni cumulate totali sia di nuove installazioni.

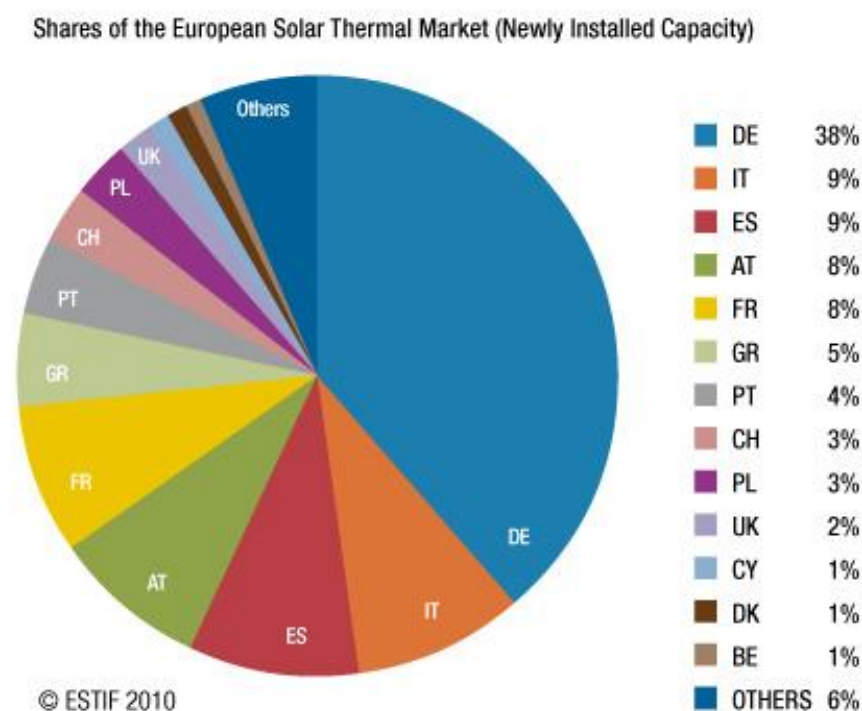


Figura 1 Percentuali delle nuove installazioni in Europa nei diversi Stati nel 2010

L'Italia in questo scenario si distingue dalla media europea facendo registrare un lieve aumento (stimato da ASSOLTERM al 2%) rispetto al 2009, facendo registrare una potenza installata di circa 1.7 GW<sub>th</sub> totali. Il dato "significativo" delle installazioni di impianti solari termici in Italia riguarda la distribuzione geografica: il 64% delle installazioni sono al Nord, il 23% al Centro e solo il 13% al Sud.

Per quanto riguarda il mercato di riferimento dei sistemi solari termici a media temperatura, le due principali applicazioni sono:

- Il solar cooling;
- Produzione di calore di processo.

Stando ai dati della International Energy Agency (IEA), all'inizio del 2010 le installazioni commerciali (vale a dire non di natura sperimentale) di impianti di Solar Cooling censite nel mondo

erano 288, per un totale di potenza frigorifera installata di 17.61 MW. Da tale censimento risulta che l'Italia detiene il 10% delle installazioni (28) per un totale di potenza frigorifera pari a 3.2 MW: si tratta principalmente di installazioni di medio – piccola dimensione con potenza media installata di 120 kW frigoriferi. Inoltre va sottolineato come tali installazioni riguardino soprattutto edifici adibiti ad ufficio, scuole, ospedali o edifici della pubblica amministrazione.

Il mercato dei piccoli impianti ad uso residenziale è pressoché inesistente: il limite della permeazione di tale mercato va ricercato nella tecnologia che ad oggi è economicamente competitiva solo con potenzialità medio alte, dell'ordine dei 70÷100 kW. Guardando il rovescio della medaglia, ci si rende facilmente conto dell'enorme potenziale commerciale di tale tecnologia se il costo specifico degli impianti diventasse competitivo per potenzialità dell'ordine dei 10 kW (in caso di un necessario sviluppo e progresso della tecnologia).

Per sfruttare appieno il potenziale del solare termico in Italia, un ruolo fondamentale lo possono svolgere le applicazioni a medio – alta temperatura a integrazione di processi industriali. Il solare termico può infatti essere integrato a diversi processi industriali: tipicamente le applicazioni principali riguardano il riscaldamento dei fluidi di lavoro e la produzione di vapore ad alta temperatura.

I settori industriali dove è maggiore la probabilità di diffusione del solare termico sono illustrate nel grafico seguente.

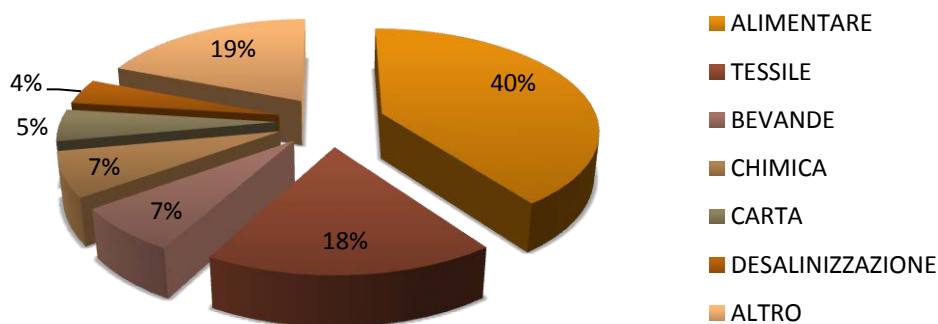


Figura 2 Probabilità di diffusione del solare termico per la produzione di calore di processo

Il settore che manifesta il più alto potenziale risulta essere quello alimentare, il cui calore è utilizzato soprattutto per i processi di sterilizzazione dei contenitori, la fermentazione dell'alcool, i processi di pastorizzazione e la cottura dei cibi. Nel settore tessile, invece, si fa ampio uso di acqua a medio-basse temperature per i processi di tinteggiatura e lavaggio dei tessuti.

Partendo dalle stime effettuate da ENEA basate sul mercato europeo, l'obiettivo sarebbe quello di soddisfare entro il 2020 il 3÷4% del fabbisogno termico dell'industria italiana tramite le tecnologie solari: questo corrisponderebbe all'installazione di 4.84 milioni di metri quadri di superficie solare con una potenza di oltre 3.4 GW<sub>termici</sub>.



A livello mondiale gli impianti solari termici per la produzione di calore di processo censiti [20] sono circa 90, per una potenza complessiva di 25 MW<sub>t</sub> (35'000 m<sup>2</sup>). Le principali installazioni si hanno in Austria, Grecia, Spagna, Germania, USA e Italia.

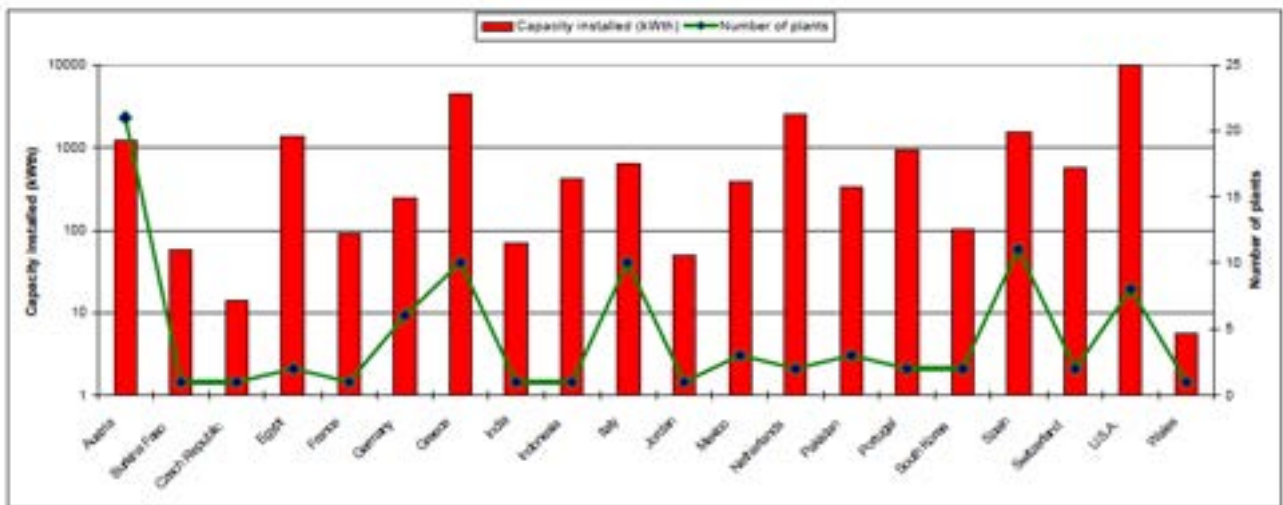


Figura 3 Distribuzione delle installazioni per settore industriale [ottobre 2007]

Circa 60 di tali impianti censiti forniscono calore a temperature inferiori a 100 °C, per utilizzi di produzione di acqua di processo a temperature comprese tra 20 e 90 °C, utilizzata per il preriscaldamento dell'acqua di alimento dei generatori di vapore e per il riscaldamento degli ambienti. Temperature così limitate consentono l'utilizzo di collettori solari termici piani vetrati, anche se per impianti di grande taglia l'utilizzo di collettori a concentrazione (come i parabolici lineari) risulta economicamente vantaggioso.

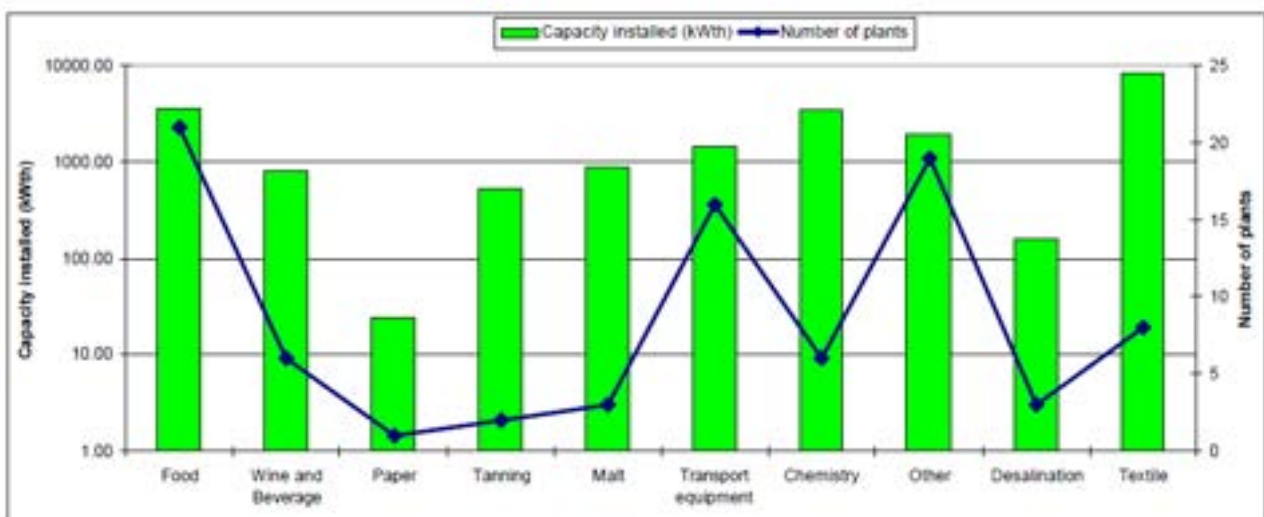


Figura 4 Distribuzione delle installazioni per settore industriale [ottobre 2007]

Volendo dare una valutazione dello stato del mercato del solare termico a media temperatura, ci si trova assolutamente di fronte ad un mercato in una fase "embrionale". Il suo stato di anello di

raccordo tra le tecnologie ad ampia diffusione (il solare termico a bassa temperatura) e tra le tecnologie “sperimentali” applicate a livello di produzione di energia elettrica (il solare termodinamico) lo pone di fronte ad interessanti orizzonti di sviluppo. Lo sviluppo delle tecnologie a concentrazione, che trova il suo impiego principale nei sistemi ad alta temperatura, apre sicuramente la strada a delle applicazioni di più ampia scala e diffusione commerciale. Il solar cooling ed il calore di processo per l’industria sono i due settori che possono mostrare dei significativi progressi e garantire ampie possibilità di mercato.

Il solar cooling rappresenta la migliore soluzione per il problema energetico derivante dal cambiamento di costume della società moderna, che considera la climatizzazione estiva una necessità. Utilizzare l’energia termica del sole per creare delle condizioni di benessere negli ambienti che proprio il calore rende insospiti, è una soluzione intrinsecamente virtuosa al problema del fabbisogno elettrico dovuto ai sistemi di condizionamento.

La produzione di calore di processo per l’industria rappresenta d’altra parte un enorme bacino di mercato e di sviluppo per il solare termico. Guardando gli interessi delle aziende produttrici di sistemi solari a concentrazione, occorre sottolineare che le installazioni industriali hanno potenze specifiche che ne rendono il valore economico rilevante. Inoltre la possibilità di accesso al mercato è particolarmente ampia, riguardando una variegata tipologia di attività produttive. Guardando alle attività industriali che invece dovrebbero investire ed integrare tale tecnologia nel proprio sistema produttivo, va sottolineato dapprima l’indiscutibile impatto sull’immagine dell’azienda che tali installazioni producono. Inoltre, tali sistemi si integrano facilmente negli attuali sistemi esistenti non necessitando di “stravolgimenti” impiantistici. Gli attuali sistemi utilizzati per la produzione di calore diventerebbero facilmente i sistemi di back up per le installazioni solari, che non rappresenterebbero quindi una limitazione alla capacità produttiva dell’azienda, ma solo un risparmio nei consumi di energia. E questo, in un quadro energetico mondiale caratterizzato da una forte instabilità con delle ripercussioni importanti sui costi dell’energia, è indubbiamente la leva tecnologica per aumentare la flessibilità dell’azienda.

### 3 CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI A CONCENTRAZIONE

I sistemi solari a concentrazione sono utilizzati per la produzione di calore e/o elettricità: grazie all'utilizzo di molteplici specchi che appunto "concentrano" i raggi solari, si possono raggiungere temperature di alcune centinaia di gradi Celsius. Temperature molto superiori a quelle ottenibili dai collettori piani possono essere raggiunte solo se gran parte della radiazione solare viene concentrata in un'area relativamente piccola di concentrazione. A causa del movimento apparente del sole nel cielo, la superficie dei collettori a concentrazione non è in grado di indirizzare i raggi solari verso il sistema di assorbimento se sia la superficie concentratrice sia il sistema di assorbimento sono stazionari. Perciò tali sistemi devono idealmente seguire il movimento giornaliero del sole.

I collettori a concentrazione hanno i seguenti **vantaggi** rispetto ai collettori piani convenzionali:

1. In un sistema a concentrazione, il fluido di lavoro può raggiungere temperature più elevate rispetto ad un sistema piano con la stessa superficie di captazione di energia solare, permettendo così di ottenere una maggiore efficienza termodinamica.
2. L'efficienza termica è più elevata grazie alla ridotta perdita termica relativa alla superficie del ricevitore.
3. La superficie riflettente richiede meno materiale ed ha una struttura più semplice rispetto ad un collettore piano. Per un collettore a concentrazione il costo per unità di superficie irraggiata utile è minore che per un collettore piano.
4. Considerata la ridotta superficie dell'assorbitore, trattamenti superficiali e l'utilizzo di sistemi sottovuoto, atti a migliorare l'efficienza del sistema, sono economicamente più abbordabili.
5. La possibilità di posizionare il sistema "fuori fuoco" permette di spegnere il sistema, evitando pericolose temperature di stagnazione.

Per contro, presentano i seguenti **svantaggi**:

1. I sistemi a concentrazione sfruttano sostanzialmente solo la radiazione solare diretta, raccogliendo una minima percentuale di radiazione diffusa (in funzione del rapporto di concentrazione).
2. È necessario fornire ai collettori un sistema di inseguimento del sole, elemento assente nei collettori piani.
3. Le superfici riflettenti presentano un graduale peggioramento delle prestazioni ottiche con il tempo, dovuto principalmente a sporcizia depositata ed è quindi richiesta una maggiore manutenzione rispetto ai collettori piani.
4. Il raggiungimento di elevate temperature, nonostante i notevoli vantaggi termodinamici, rende necessari accorgimenti riguardo la resistenza della struttura a pressione e l'accumulo di calore a temperature più elevate, con conseguenti implicazioni economico/tecnologiche.

Generalmente un sistema solare a concentrazione consta dei seguenti sistemi:

- Un sistema di concentrazione dei raggi solari
- Un sistema di assorbimento della radiazione concentrata
- Un sistema di inseguimento solare.

La progettazione dei sistemi di concentrazione si basa sulle leggi fisiche dell'ottica classica. In particolare i principali principi fisici sui quali si possono basare i sistemi a concentrazione sono:

- Riflessione
- Rifrazione
- Diffrazione/dispersione
- Florescenza

I sistemi attualmente industrializzati si basano essenzialmente sui principi di riflessione tramite specchi e rifrazione tramite lenti.

I sistemi di concentrazione possono quindi essere distinti in due classi:

- Sistemi imaging, che riproducono un'immagine della fonte luminosa
- Sistemi non-imaging, progettati per avere una concentrazione la più alta possibile ("ideale")

La progettazione di sistemi imaging e non-imaging è completamente differente. I concentratori "non-imaging", scoperti soltanto nel 1965, sono maggiormente indicati per la ottenere energia dal sole, poiché il loro scopo non è quello di ottenere la riproduzione dell'immagine del sole, bensì quella di assorbire energia.

Per "ideale" si intende che il design della geometria del concentratore è tale da raggiungere il limite termodinamico di concentrazione della radiazione solare. I rapporti di concentrazione ottenibili sono di 2-4 volte maggiori rispetto a quelli dell'ottica con immagini. Inoltre questi sistemi possiedono un angolo di accettabilità della radiazione solare discretamente ampio consentendogli di funzionare senza inseguire il sole, risparmiando quindi gli elevati costi legati ai meccanismi di movimentazione. La potenzialità di questi sistemi è stata sottolineata da Winston [1].

In letteratura [2], i sistemi solari termici vengono classificati come segue:

Principio fisico	Sistemi Imaging	Sistemi Non Imaging
<b>Riflessione</b>	Collettori parabolici lineari	Compound Parabolic Concentrator (CPC)
	Collettori parabolici a disco	
	Sistemi Riflettori di Fresnel	
	Impianti a torre centrale	
<b>Rifrazione</b>	Lenti di Fresnel	Lenti di Fresnel Non-imaging

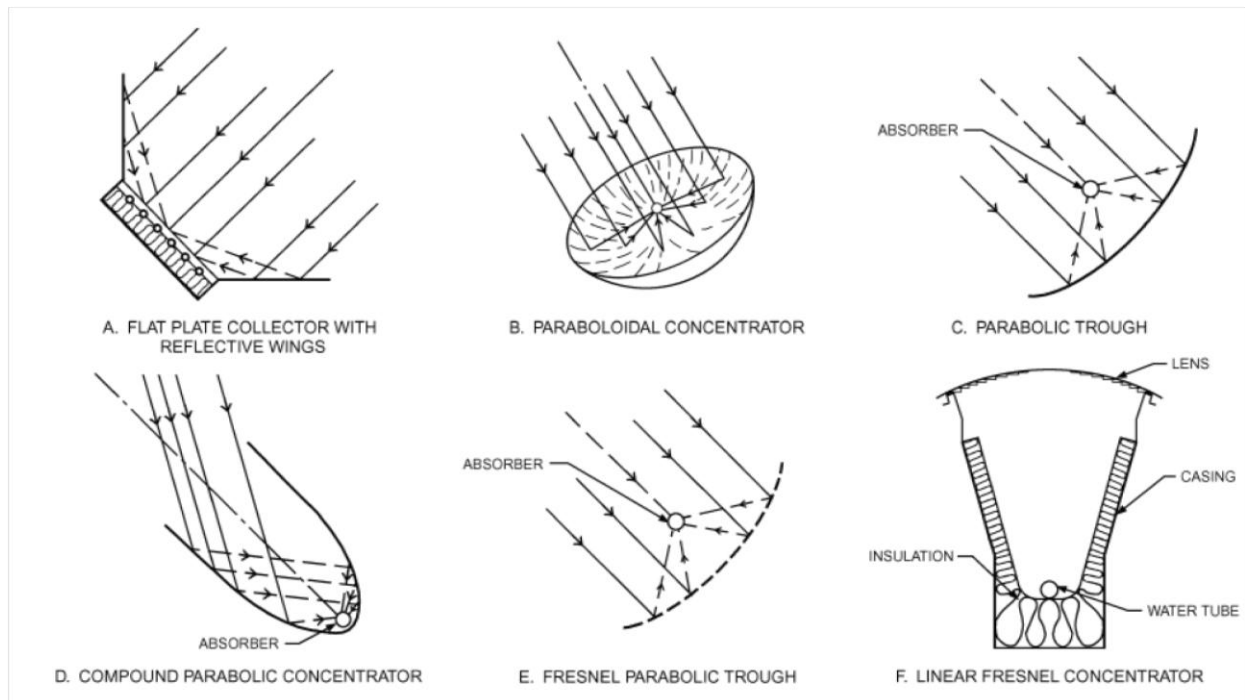


Figura 5 Tipi di collettori a concentrazione [14]

Un altro elemento che distingue i collettori solari a concentrazione è il rapporto di concentrazione, che è definito come il rapporto tra la superficie di captazione della radiazione solare (l'apertura del collettore) e la superficie del sistema di assorbimento.

### 3.1 MOVIMENTO DEL SOLE E SISTEMI DI INSEGUIMENTO

La terra compie una rotazione intorno al suo asse ogni 24 h e completa una rivoluzione intorno al sole in un periodo di circa 365.25 giorni. Tale rivoluzione non è perfettamente circolare, ma segue una ellisse dove il sole rappresenta uno dei fuochi, L'eccentricità di tale ellisse è talmente piccola, da permettere di approssimare l'orbita solare ad un percorso circolare. La distanza media della terra dal sole è di 149,6 milioni di km (oscillando tra 152.1 e 147.1 al perielio e all'afelio).

Come noto, il movimento apparente orario del sole nel cielo varia giorno per giorno durante l'anno. È conoscenza comune come nell'emisfero nord il sole sia più alto in estate e più basso in inverno.

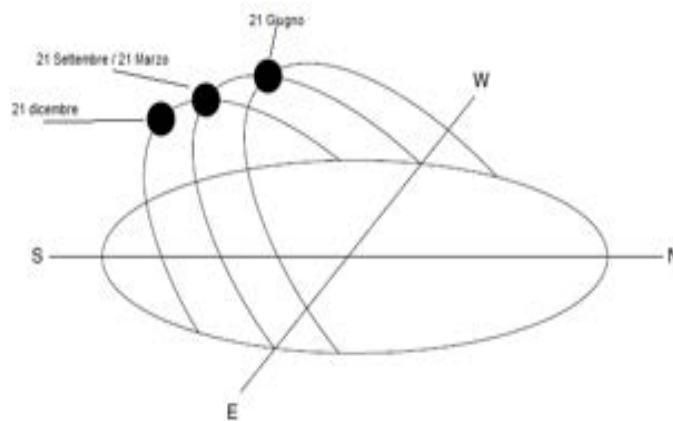


Figura 6 Percorso apparente del sole

L'asse intorno al quale ruota la Terra è inclinato di un angolo di  $23,45^\circ$  rispetto al piano orbitale terrestre e l'equatore del sole.

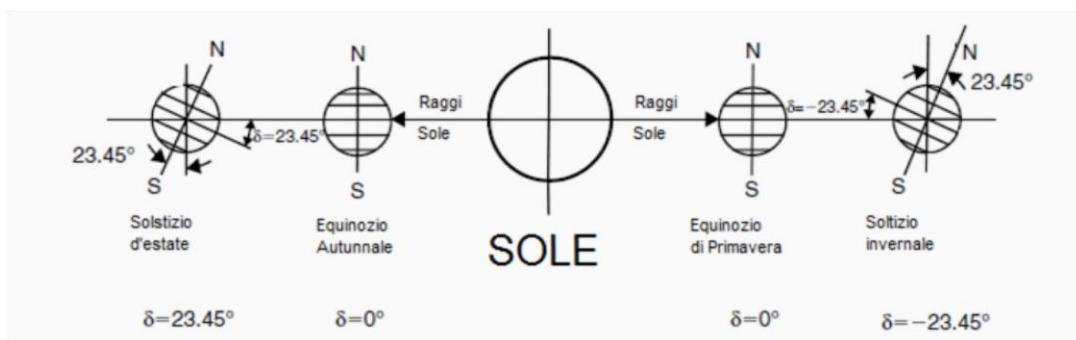
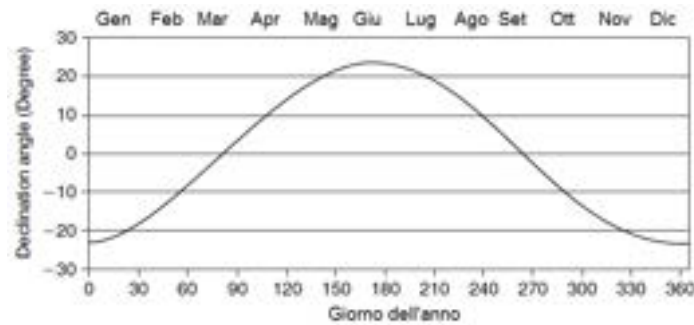


Figura 7 Variazione Annuale della declinazione solare

L'inclinazione dell'asse terrestre provoca la variazione giornaliera dell'angolo tra la linea Terra – Sole e il piano equatoriale della terra (la declinazione solare  $\delta$ ).

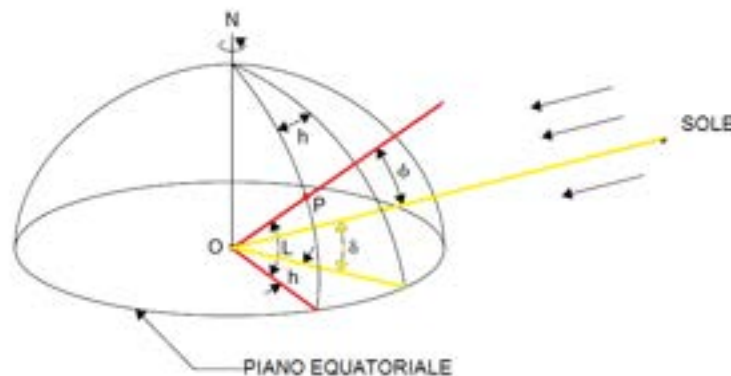


La declinazione può essere stimata utilizzando la seguente equazione (dove  $N$  rappresenta il giorno dell'anno):

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (284 + N) \right]$$

Il percorso apparente giornaliero del sole intorno alla terra è descritto dai seguenti angoli:

- Angolo orario  $h$ : rappresenta per un punto della superficie terrestre l'angolo con cui la Terra si trasformerebbe per portare il meridiano del punto direttamente sotto il sole.



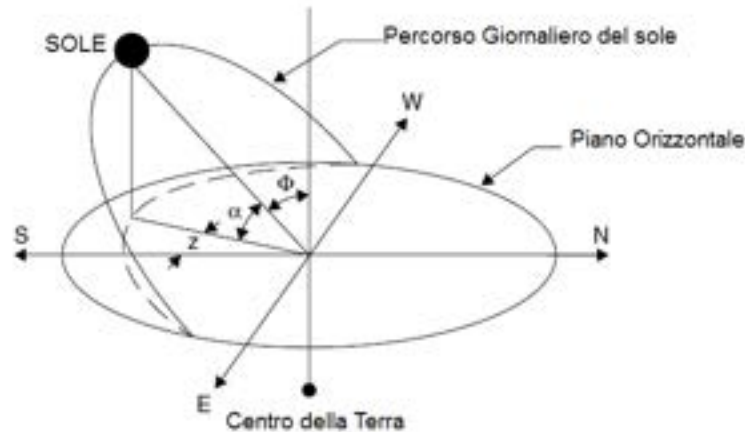
- Altezza solare  $\alpha$ : è l'angolo tra i raggi del sole ed il piano orizzontale e rappresenta il complemento a  $90^\circ$  dell'angolo del zenith solare  $\phi$ . L'altezza solare può essere calcolata mediante l'utilizzo della seguente formula:

$$\sin(\alpha) = \cos(\phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h)$$

Dove  $L$  rappresenta la latitudine locale

- Azimuth solare  $z$ : è l'angolo tra i raggi del sole e la direzione sud e può essere calcolato mediante la seguente formula

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)}$$



Per i sistemi solari a concentrazione, possono essere utilizzati diversi sistemi di inseguimento del movimento apparente del sole. I metodi di inseguimento possono essere classificati in sistemi ad asse singolo o a due assi.

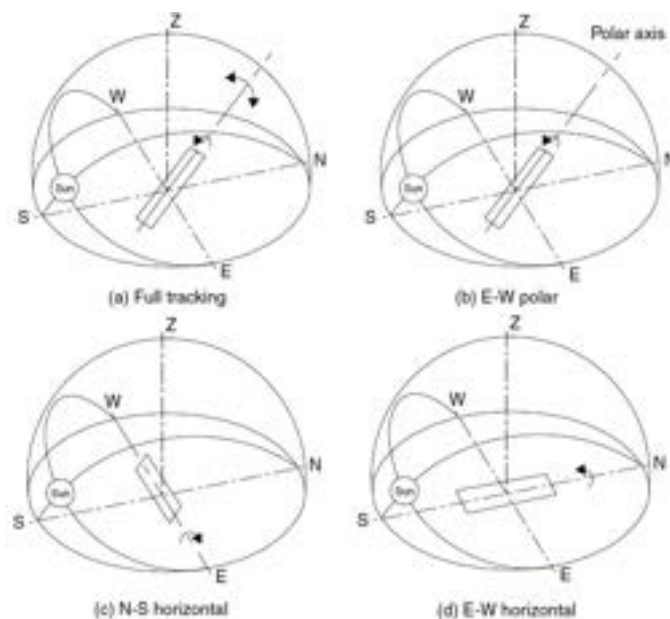


Figura 8 Sistemi di inseguimento[3]

Il movimento su due assi permette di inseguire il sole adattandosi sia all'altezza solare, sia all'azimuth. Tale sistema viene generalmente utilizzato nei sistemi con collettori a disco parabolico e per i sistemi eliostazionari.

I sistemi a due assi ((a) in figura full tracking) provvedono a mantenere la superficie sempre perpendicolare ai raggi del sole e se realizzati appropriatamente permettono un inseguimento perfetto del sole.

Nel caso di sistemi ad asse singolo, l'asse di inseguimento può essere parallelo all'asse terrestre (b), l'asse nord-sud (c) o est-ovest (d). La seguente tabella mostra un confronto dei sistemi di inseguimento:



Tracking mode	Solar energy received (kWh/m <sup>2</sup> )			Percentage to full tracking		
	E	SS	WS	E	SS	WS
Full tracking	8.43	10.60	5.70	100	100	100
E-W polar	8.43	9.73	5.23	100	91.7	91.7
N-S horizontal	7.51	10.36	4.47	89.1	97.7	60.9
E-W horizontal	6.22	7.85	4.91	73.8	74.0	86.2
<i>Notes: E = equinoxes, SS = summer solstice, WS = winter solstice.</i>						

Tabella 1 Confronto differenti sistemi di inseguimento [3]

## 3.2 SISTEMI NON IMAGING

### 3.2.1 COLLETTORI CPC

I CPC sono collettori che si basano sull'ottica senza immagini (Non-imaging optics). Si tratta di una disciplina nata a metà degli anni '60 che prevede di ottimizzare il trasferimento di una radiazione luminosa senza mantenere l'immagine originaria come nell'ottica convenzionale. Poiché per il solare termico non è importante che si conservi l'immagine del sole, questa tecnologia è sembrata subito applicabile a questo scopo.

Per le caratteristiche che verranno delineate in questo paragrafo, questo tipo di collettori si inserisce a metà fra i collettori piani e stazionari e i collettori a concentrazione con sistema di inseguimento solare.

In questo tipo di collettori, la necessità di muovere il concentratore al cambio di orientazione del sole, è ridotta dall'uso di due sezioni di parabola, come mostrato in Figura 9. I Compound Parabolic Collectors possono ricevere la radiazione solare con un ampio angolo di incidenza. Utilizzando riflessioni interne, tutta la radiazione che entra nell'apertura, entro l'angolo di accettazione, viene convogliata sulla superficie dell'assorbitore, che è posizionato sul fondo del collettore stesso.

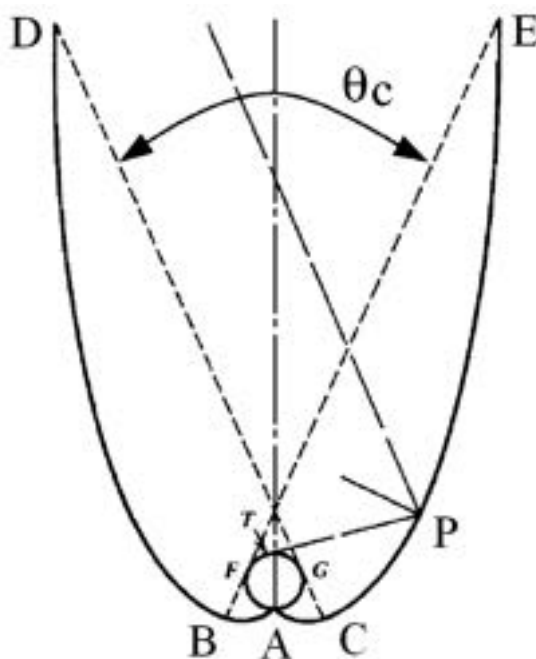


Figura 9 Profilo tipico di un Compound Parabolic Collector [2]

L'assorbitore può assumere una varietà di configurazioni, può essere cilindrico, come mostrato in Figura 9, o piano. Nel collettore mostrato in Figura 9, la parte inferiore del riflettore (AB e AC) è circolare, mentre le parti superiori (BD e CE) sono paraboliche. Poiché la parte superiore dà un contributo minimo all'energia assorbita, il collettore può essere troncato di essa, rendendolo più corto ed economico. Solitamente i CPC sono coperti da vetro per evitare che polvere o altri materiali entrino nel collettore riducendone l'efficienza.

L'angolo di accettazione è definito dal doppio dell'angolo minimo che deve avere la luce rispetto alla verticale per poter essere assorbita. In Figura 9 l'angolo di accettazione è  $\theta_c$ . A seconda dell'angolo di accettazione, i collettori CPC devono essere stazionari o ad inseguimento. Il rapporto di concentrazione è direttamente legato all'angolo di accettazione secondo la formula

$$CR_g = \frac{1}{\sin\left(\frac{1}{2}\theta_{\text{accept}}\right)}$$

I collettori CPC possono essere orientati con l'asse giacente da nord a sud o da est a ovest. Quando l'asse è posizionato da nord a sud, il collettore deve ruotare continuamente durante la giornata per inseguire il percorso apparente del sole e mantenerlo entro l'angolo di accettazione. Aggiustamenti stagionali dell'inclinazione non sono necessari, poiché l'angolo di accettazione nella direzione dell'asse (nord-sud in questo caso) è molto ampio. L'assenza di un sistema di inseguimento, soluzione comunque possibile, fa sì che venga raccolta radiazione solare solamente quando il sole si trova entro l'angolo di accettazione. Quando invece l'asse del collettore è orientato secondo la direzione est-ovest, piccoli aggiustamenti stagionali dell'inclinazione permettono al collettore di raccogliere efficacemente la radiazione solare. In questo caso il minimo angolo di accettazione del collettore, dovrebbe essere uguale al massimo angolo di incidenza proiettato su un piano verticale nord-sud. Un collettore CPC stazionario montato in questo modo, dovrebbe avere un angolo di accettazione minimo pari a  $47^\circ$ ; quest'angolo copre la declinazione del sole dal solstizio d'estate a quello d'inverno ( $2 \times 23.5^\circ$ ). Solitamente viene utilizzato un angolo di incidenza più grande, in modo tale da permettere al collettore di raccogliere più radiazione diffusa. Questa soluzione è la più utilizzata nelle applicazioni pratiche.

In Tabella 2 sono indicate le rotazioni annue richieste nel caso di collettore disposto con l'asse da est a ovest. Come già detto, il numero di rotazioni annue dipende dall'angolo di accettazione.

Semi angolo di accettazione	Numero di rotazioni annue
23.5	0
$19,5^\circ$	2
$14^\circ$	4
$11^\circ$	6
$9^\circ$	10
$8^\circ$	14
$7^\circ$	20
$6,5^\circ$	26
$6^\circ$	80
$5,5^\circ$	84

Tabella 2 Numero di rotazioni annue richieste in base al semiangolo di accettazione

Esistono due principali tipologie di collettori CPC: simmetrici e asimmetrici, a cui corrispondono due tipi di assorbitori: a pinna e tubulare. Esempi di possibili configurazioni sono mostrati in Figura 10.

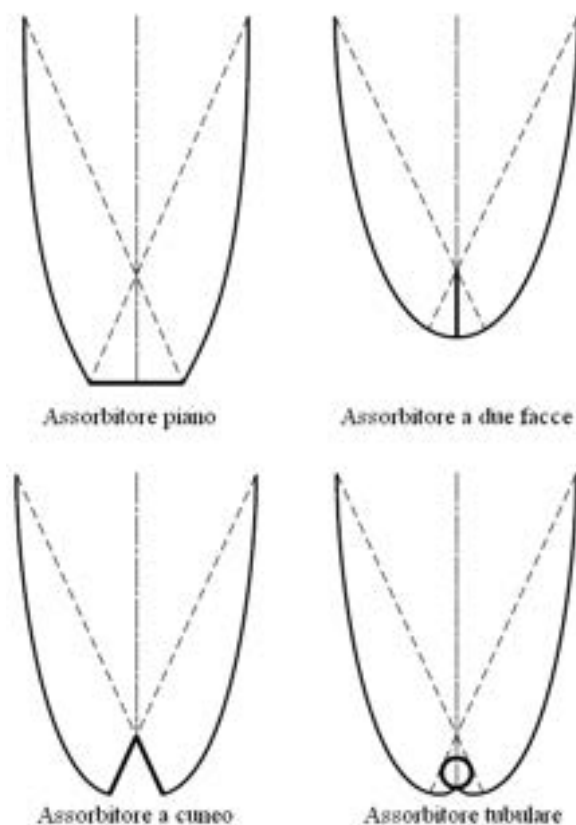


Figura 10 Possibili configurazioni di collettori CPC simmetrici

Nei collettori CPC è necessario mantenere l'assorbitore e il riflettore ad una distanza minima, per evitare trasmissione di calore per conduzione, con conseguente diminuzione del rendimento. Allo stesso tempo bisogna mantenere questa distanza minima poiché le caratteristiche ottiche peggiorano all'aumentare della distanza. Questo fenomeno è accentuato nel caso di assorbitori piani.

I collettori CPC possono essere prodotti o con un'unica apertura e un unico ricevitore (Figura 10), ovvero come pannelli (Figura 11). Quest'ultimo tipo di collettori sono anche detti collettori CPC di tipo piano, poiché presentano una struttura esterna simile a quella dei collettori piani. Grazie alla loro struttura, questi collettori possono essere facilmente installati su tetti anche per applicazioni domestiche. Questo ne ha permesso un rapido sviluppo, sebbene siano utilizzati prevalentemente per applicazioni a bassa temperatura (fino a 100 °C), principalmente in climi più rigidi come quelli del centro Europa o dell'Italia settentrionale. Il grande sviluppo di questi collettori ne ha inoltre causato una riduzione dei prezzi; fra tutte le tecnologie solari a concentrazione per la media temperatura, questa è sicuramente la più avviata sotto il profilo commerciale.

Un altro tipo di collettore sviluppato recentemente è l'Integrated Compound Parabolic Collector (ICPC), che consiste in un ricevitore tubolare sottovuoto, posizionato sopra del materiale riflettente: un riflettore CPC o un riflettore cilindrico. Il primo garantisce i vantaggi dell'ottica senza immagini di cui si è già detto, mentre un riflettore cilindrico presenta un costo molto limitato, al fronte di peggiori prestazioni ottiche. Gli ICPC e i CPC di tipo piano hanno differenze non

sostanziali, vengono quindi spesso confusi e le caratteristiche dipendono più dalle scelte del progettista che non dalla tipologia vera e propria di collettore.

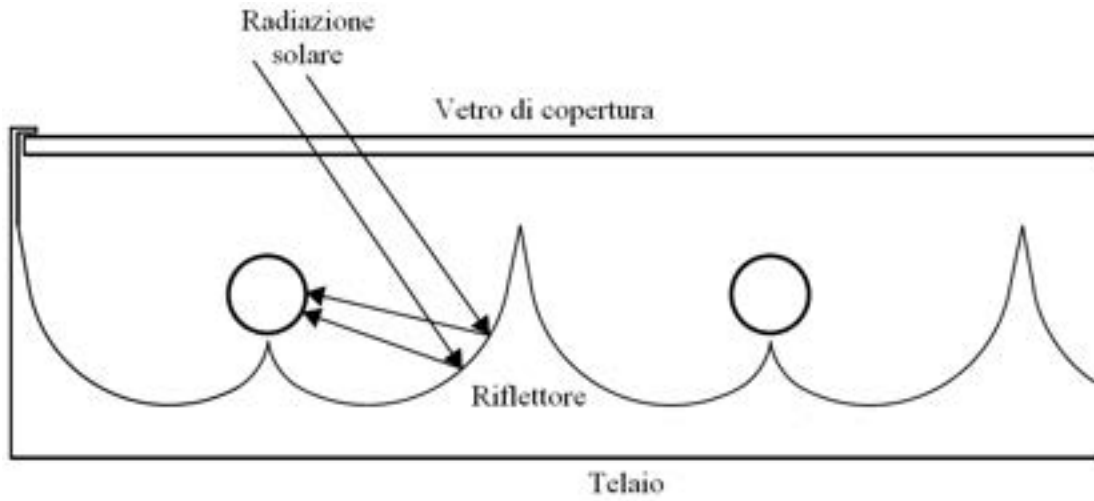


Figura 11 Sezione di un collettore CPC di tipo piano[2]



Figura 12 Collettore CPC di tipo piano

In Tabella 3 sono indicate le caratteristiche di un tipico collettore CPC [2].

Parametro	Valore
$F'$ : collector fin efficiency factor	0.9
$U_L$ : coefficiente di perdita del collettore per unità di area di aperture [ $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ ]	1.5
$\rho_R$ : riflettività dello specchio	0.85
$\theta_c$ : semiangolo di accettazione [ $^\circ$ ]	45
Rapporto di troncamento dell'altezza del CPC	0.67
a: assorbanza dell'assorbitore	0.95
$\eta_R$ : indice di rifrazione del materiale di copertura	1.526
$K_L$ : prodotto del coefficiente di estinzione e dello spessore del vetro di copertura	0.0375
Inclinazione del collettore	Latitudine locale

Tabella 3 Caratteristiche di un tipico CPC

### 3.3 SISTEMI IMAGING

#### 3.3.1 COLLETTORI PARABOLICI LINEARI

I concentratori parabolici lineari permettono di raggiungere temperature fra i 50 e i 400 °C, utilizzando strutture relativamente leggere e a basso costo. Sono ottenuti piegando un foglio di materiale riflettente a forma di parabola. Un tubo metallico nero, coperto da un tubo di vetro per ridurre le perdite di calore, è posizionato lungo la linea focale del ricevitore e funziona da assorbitore. Quando la parabola è puntata verso il sole, i raggi del sole, entranti nell'apertura della parabola, sono riflessi dal ricevitore verso l'assorbitore, che ne converte l'energia in calore e la trasferisce al fluido termovettore che scorre al suo interno.

L'assorbitore dei collettori PTC (Parabolic Through Collector) ha un diametro che dipende dalla grandezza dell'immagine del sole riflessa e dalla tolleranza di produzione della superficie riflettente. Solitamente è rivestito con una vernice selettiva che permette un'alta assorbanza per la radiazione solare e una bassa emittanza per ridurre le perdite per irraggiamento. L'assorbitore è solitamente coperto da un tubo di vetro in modo da ridurre le perdite convettive. La copertura di vetro, comporta però una ridotta quantità di radiazione assorbita, a causa della propria trasmittanza, pari a circa 0.9 quando il vetro è pulito. Solitamente il vetro ha un rivestimento antiriflettente per aumentarne la trasmittanza. In alcuni modelli l'assorbitore è coperto da una camicia sottovuoto, per ridurre maggiormente le perdite convettive.

Il collettore può essere orientato in direzione est-ovest, seguendo il sole da nord a sud, ovvero in direzione nord-sud, seguendo il sole da est a ovest. I vantaggi e svantaggi delle due configurazioni sono analoghi a quelli visti per i CPC, ovvero, un orientamento in direzione est-ovest ha il vantaggio che sono necessari solo piccoli aggiustamenti durante la giornata e il collettore si affaccia con la massima apertura verso il sole a mezzogiorno, per contro le prestazioni del collettore sono sensibilmente ridotte durante le prime e le ultime ore della giornata, a causa del grande angolo di incidenza. Un orientamento nord-sud, invece, ha le perdite massime a mezzogiorno e le minime nelle prime e ultime ore della giornata. Considerando l'energia raccolta durante tutto l'arco di un anno, un orientamento nord-sud permette di raccogliere leggermente più energia rispetto ad un orientamento est-ovest, in particolare assorbe molta più energia d'estate e molta meno in inverno, mentre un orientamento est-ovest ha un andamento più costante durante l'anno. La scelta dell'orientamento dipende quindi dall'applicazione e deve essere valutata caso per caso.



Figura 13 Raffigurazione schematica di un collettore PTC

I PTC sono sicuramente la tecnologia solare a media temperatura più avanzata, grazie alla maggiore esperienza sia in termini di ricerca che di prodotti industriali commercializzati. Solitamente sono costruiti in moduli, supportati sul suolo da semplici basamenti.

Per ridurre i costi dei collettori parabolici lineari nell'ottica di una produzione di massa, è indispensabile non solo ridurre il rapporto resistenza/massa per ridurre il materiale impiegato, ma anche progettare i collettori, compresi di sostegni, in modo tale da richiedere tecniche di produzione il più possibile economiche. Svariate tipologie di strutture sono state proposte, come strutture reticolari a doppia V in acciaio o in fibre di vetro. Nel 2001, grazie al progetto EuroTrough, è stato sviluppato un nuovo tipo di PTC, con una struttura di supporto estremamente leggera [7]. Nell'ultimo decennio sono apparsi sul mercato svariati modelli di collettori PTC, di dimensioni ridotte rispetto a quelli preesistenti, consentendone l'utilizzo anche su tetti (cfr §3.3.1.2)

### 3.3.1.1 FLUIDI TERMOVETTORI

I fluidi termovettori utilizzati per questi sistemi sono vari, principalmente olio diatermico, acqua/vapore o sali fusi. La scelta dipende principalmente dal range di temperatura che si vuole utilizzare, ma influenza anche il design del sistema stesso. Per quanto riguarda l'olio o sali fusi, il principale parametro da considerare è la temperatura, poiché sono incompressibili, mentre, utilizzando acqua/vapore, anche la pressione ha un ruolo fondamentale e influenza di conseguenza le temperature raggiungibili.

Attualmente, gli studi sui collettori PTC, sono orientati alla riduzione del costo, sia di produzione che di manutenzione, come ad esempio l'introduzione di collettori autopulenti.



I PTC sono principalmente impiegati per la generazione di calore fino a 400 °C per la produzione di energia elettrica. La più grande applicazione di questo tipo sono le centrali energetiche nel sud della California, conosciute come *solar electric generating systems* (SEGS), con una potenza totale installata pari a 354 MWe. Un'altra importante applicazione che utilizza questo tipo di collettori è installata alla *Plataforma Solar de Almeria* (PSA) nel sud della Spagna, con scopi sperimentali; la potenza totale installata di 1.2 MWe.

### 3.3.1.2 CONCENTRATORI PARABOLICI LINEARI PRESENTI SUL MERCATO

Nell'ultimo decennio molte aziende si sono cimentate nel mercato dei concentratori parabolici lineari, rendendo disponibile oggi, sul mercato, un'ampia gamma di prodotti che ne sta consentendo uno sviluppo altrimenti non realizzabile. Di seguito presentiamo alcuni dei prodotti esistenti, senza la pretesa di presentarne una lista esaustiva.

Nel 2003, la **IT.Collect**, ha realizzato un nuovo concentratore parabolico lineare, ideato principalmente per installazioni su tetto. Tale concentratore presenta dimensioni e peso estremamente ridotti (moduli di 2 metri di lunghezza per 50 cm di larghezza e peso di 14.5 kg per modulo) che ne consentono l'utilizzo su quasi qualsiasi superficie. Il fattore di concentrazione è pari a 5. La casa costruttrice garantisce efficienze superiori al 50% per un ampio range di temperature di funzionamento. Ne garantisce inoltre il funzionamento fino a 200 °C. Per questi collettori sono utilizzati rivestimenti riflettenti della MICRO-SUN® con riflessività del 94% e coperture trasparenti dell'assorbitore in vetro acrilico, con trasmittanza del 97%. Il rivestimento dell'assorbitore (diametro 55 mm) ha assorbanza pari a 95%. Il fluido termovettore può essere sia acqua che olio [26].

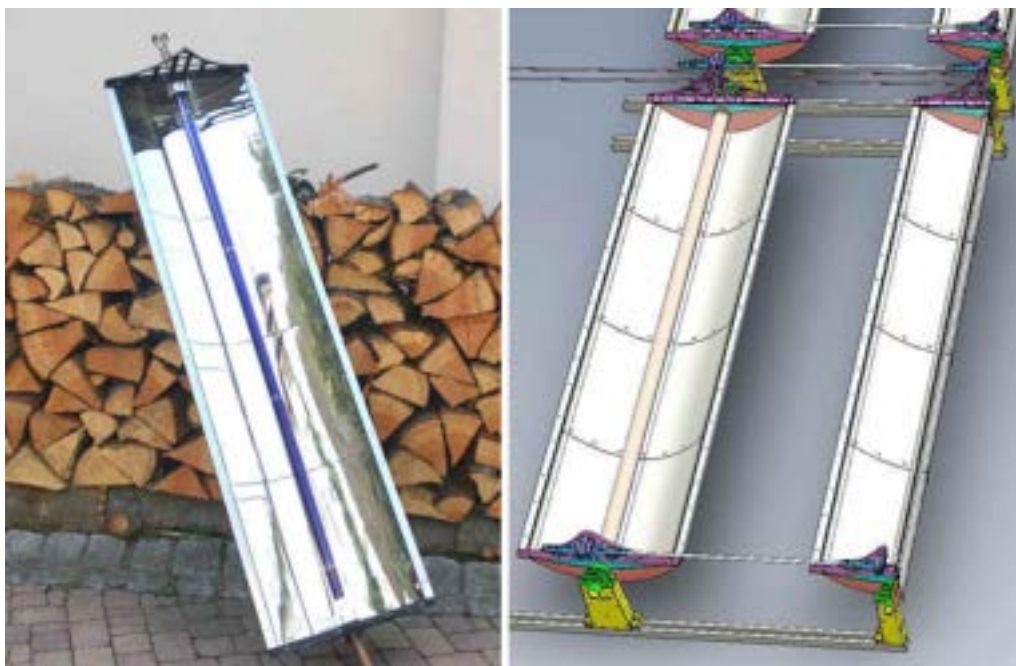


Figura 14 PTC della IT.Collect [26]

L'australiana **NEP Solar Pty Ltd**, ha reso commerciale nel 2009 il collettore PTC PolyTrough 1200, costituito da moduli lunghi 24 m, con apertura di 1.2 m e alti 1.6 m. La principale innovazione di questi collettori, risiede nel particolare design della superficie parabolica, che consente un'ottimizzazione dello spazio durante il trasporto, nonché una maggiore facilità di installazione. La temperatura massima raggiungibile è di 220 °C [27].

La **Solitem GmbH** di Aquisgrana (Germania) ha realizzato il collettore PTC 1800, collettore parabolico lineare di medie dimensioni (5 x 1.8 x 1.5 metri) in alluminio, con fattori di concentrazione di 45-60. In Figura 15 è rappresentata la curva di efficienza del collettore PTC 1800.

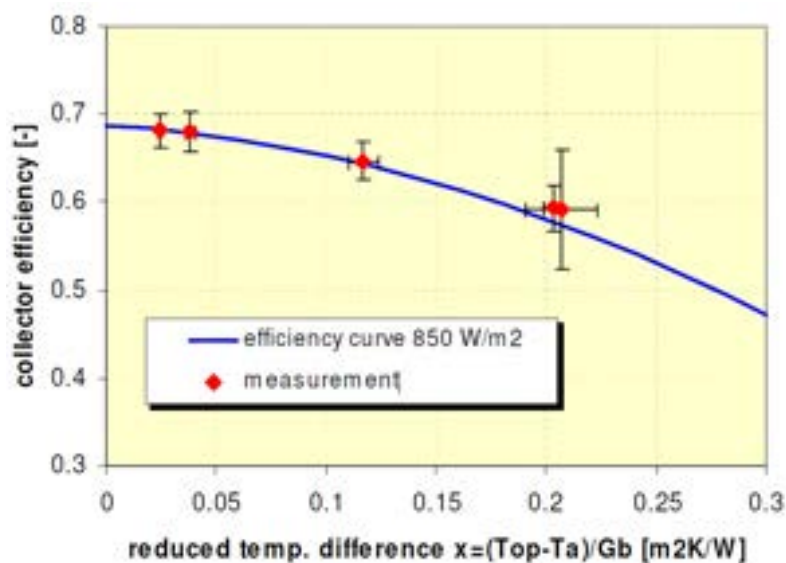


Figura 15 Curva di efficienza del collettore PTC 1800

La società italiana **Soltigua** ha realizzato e commercializza un collettore parabolico lineare chiamato PTM. Questo collettore ha una apertura di 2.4 metri ed è disponibile in tre formati di diversa lunghezza: 13.1 m, 19.7 m o 26.0 m. La temperatura di lavoro dichiarata è di massimo 220 °C. In Figura 17 è mostrata la curva di efficienza dei collettori PTM di Soltigua [29].



Figura 16 Collettori di Soltigua PTM installati sopra un parcheggio [29]

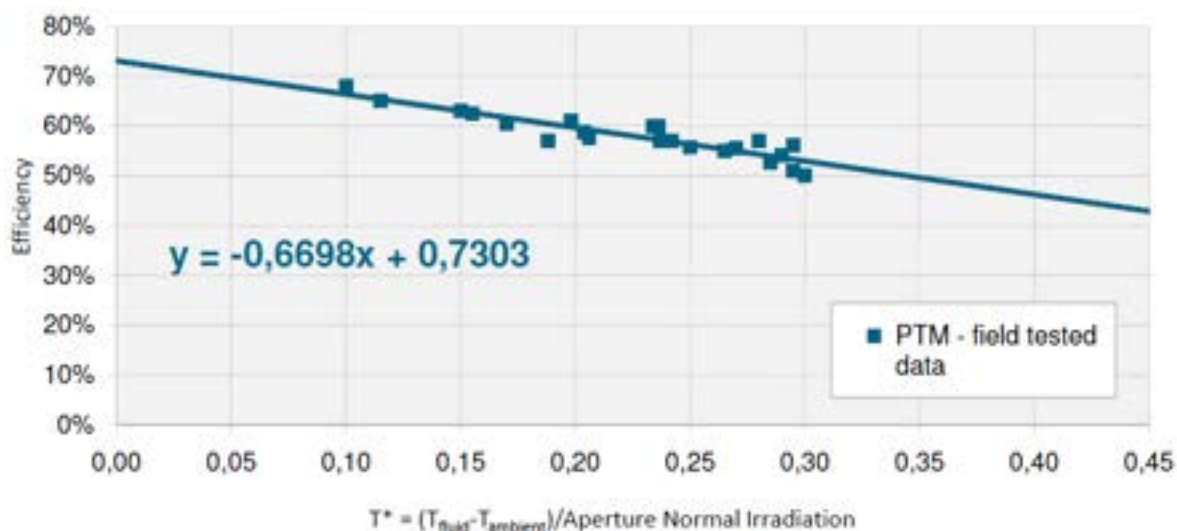


Figura 17 Curva di efficienza dei collettori PTM di Soltigua

La **Sopogy**, società hawaiana da poco impegnata nel campo del solare a concentrazione, ha realizzato due diversi tipi di concentratori parabolici lineari di ridotte dimensioni: SopoFlare®, per installazioni su tetto, e SopoNova®, per applicazioni industriali. I due collettori hanno rispettivamente lunghezze pari a 2.44 m e 3.657 m e apertura di 0.76 m e 1.524 m, per un peso di 11.33 kg e 68 kg. Il collettore SopoFlare® permette di raggiungere efficacemente temperature di 120 °C, mentre il collettore SopoNova® raggiunge anche temperature di 260 °C. Per entrambi i collettori la portata consigliata del fluido termovettore è variabile fra 22 e 45 l/min [30].



Figura 18 Collettore SopoNova® di Sopogy

La **Trivellenergia srl**, società italiana di Pavia, ha realizzato il collettore parabolico lineare SolarWing Evolution®. Questo collettore permette di raggiungere temperature massime di 300 °C e supporta pressioni del fluido termovettore di 50 bar (fluido termovettore: acqua e glicole/olio diatermico/Galden HT270). In Tabella 4 sono indicati i dati di targa e di utilizzo consigliati dei concentratori parabolici lineari SolarWing Evolution.

Caratteristica	Valore
Superficie captante	8 m <sup>2</sup>
Rendimento (T fluido 75 °C, irraggiamento 1000 W/m <sup>2</sup> )	75 %
Potenza (T fluido 75 °C, irraggiamento 1000 W/m <sup>2</sup> )	6000 W
Pressione massima di funzionamento	30 bar
Pressione di collaudo	50 bar
Pressione di lavoro consigliata con acqua (max 120 °C)	5 bar
Diametro collettore	33.4 mm
Materiale del collettore a contatto con il fluido termovettore	Acciaio senza saldature
Portata massima consigliata (fluido termovettore acqua)	120 litri/minuto
Fluidi termo vettori consigliati	Acqua glicolata/olio diatermico
Velocità massima del fluido consigliata (acqua)	3.4 m/s
Materiale del telaio della parabola	Alluminio anticorodal
Materiale della struttura della parabola	Policarbonato e/o polipropilene
Sistema d'isolamento	Tubi coassiali in borosilicato isolati con vuoto
Materiale riflettente	Alluminio speciale con trattamento PVD e superficie protetta con silicio
Riflettanza totale superficie del sistema parabolico	> 95 %
Durata prevista dello specchio	> 5 anni (stimata 10 anni)
Consumo elettrico del sistema d'inseguimento solare	< 7 W
Temperatura massima di lavoro continuo	320 °C
Temperatura massima di bilanciamento	> 500 °C
Gamma di temperature programmabili	Da 40 a 300 °C
Lunghezza massima del modulo di base (supporti esclusi)	8.2 m
Larghezza massima del modulo di base (supporti esclusi)	1.25 m
Altezza massima del modulo di base (supporti esclusi)	1.3 m
Spaziatura consigliata fra moduli per orientamento Sud	2 m
Spaziatura consigliata fra moduli per orientamento Est/Ovest	2.5 m
Peso del modulo, esclusi supporti di fissaggio	18 kg/m

Tabella 4 Caratteristiche del concentratore parabolico lineare SolarWing SWV801

La **Solarlite GmbH**, la **Riograll Solar SA** e la **SkyFuel Inc** possono essere citati come altri produttori di concentratori parabolici lineari: la loro produzione è però per lo più volta a collettori più performanti con i quali è possibile ottenere temperature superiori ai 400 °C, utilizzati quindi per la produzione di energia elettrica e non per produrre calore di processo o per impianti di solar cooling.

### 3.3.2 CONCENTRATORI LINEARI DI FRESNEL (LFR)

La paternità dell'ideazione dei concentratori lineari di Fresnel è attribuita allo scienziato italiano Giovanni Francia (1911-1980). Francia riteneva che il calore solare, abbondante ma a bassa densità e a bassa temperatura, dovesse essere raccolto in modo da ottenere le temperature necessarie per far funzionare le macchine delle società tecnologicamente e industrialmente avanzate, a cominciare dagli impianti per la produzione di energia elettrica.

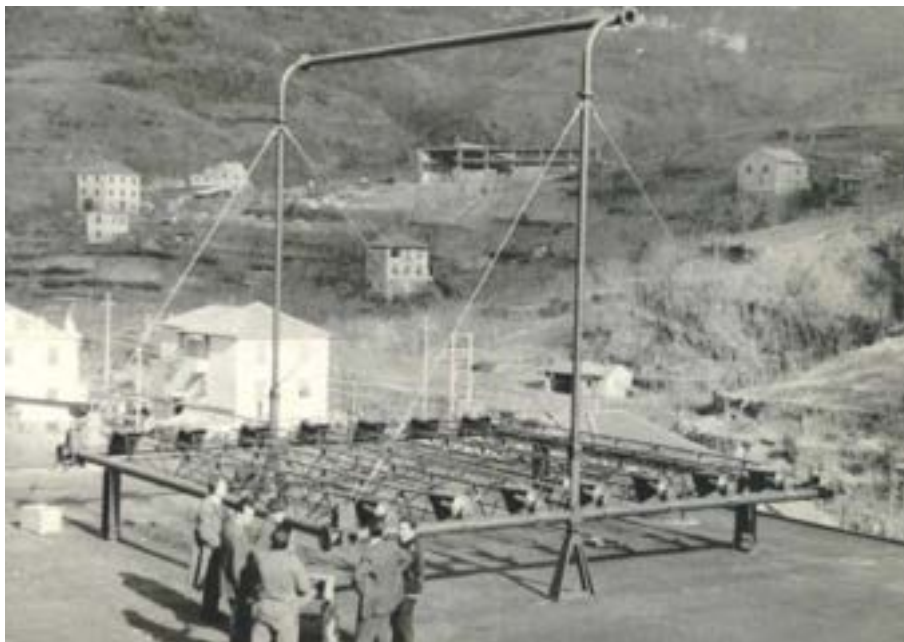


Figura 19 Riflettore lineare Fresnel di Giovanni Francia

Tra il 1960 e il 1965 arrivò a dimostrare che è possibile produrre vapore ad alte pressioni e alte temperature con il calore del sole in sistemi a concentrazione lineare o puntuale di tipo Fresnel, vale a dire con campi di specchi piani o quasi piani che possono essere immaginati come risultanti dal “frazionamento” di un grande specchio parabolico lineare o di un grande specchio parabolico sferico.

Nel 1979, la FMC Corporation ha realizzato un progetto dettagliato per un impianto da 100 MW per la produzione di energia elettrica utilizzando LFR. L'impianto, mai costruito per mancanza di fondi, avrebbe dovuto utilizzare un assorbitore lineare di 1.68 km posto ad un'altezza di 61 m. Più recentemente, negli anni '90, la compagnia israeliana Paz ha prodotto i primi LFR con un riflettore secondario di tipo CPC e assorbitore sottovuoto. Nell'ultimo decennio, diverse compagnie hanno realizzato e commercializzato dei collettori LFR con diverse dimensioni, pesi ed efficienze. Questo ha permesso uno sviluppo di questa tecnologia e l'installazione di applicazioni funzionanti, quasi inesistente fino al 2000. Per una descrizione dei modelli commerciali esistenti rimandiamo al §3.3.2.2.

I concentratori lineari di Fresnel sfruttano una schiera di specchi piani che, mediante un sistema di inseguimento mono assiale del sole, concentrano le radiazioni solari su una linea dove è posto il tubo ricevitore stazionario.



Figura 20 Esempio di riflettore lineare Fresnel

Le caratteristiche principali dei concentratori lineari di Fresnel sono:

- Semplicità costruttiva;
- Bassi carichi dal vento;
- Tubo ricevitore stazionario;
- Elevato utilizzo di superficie.

In alcune applicazioni, si può sfruttare l'area sottostante ai collettori, per esempio con la predisposizione di un parcheggio o posizionando i collettori sul tetto di un edificio.

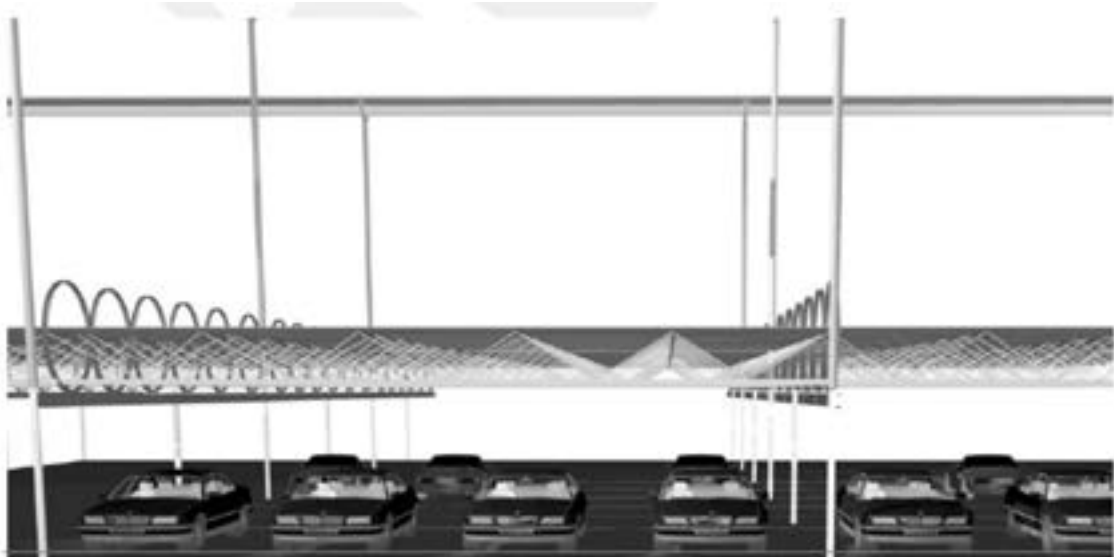


Figura 21 Esempio di riflettore lineare di Fresnel sopra un'area di parcheggio

### 3.3.2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Il principio di funzionamento si basa sul movimento degli specchi primari (piani) che inseguono il sole in modo tale da riflettere la radiazione diretta su un ricevitore stazionario.

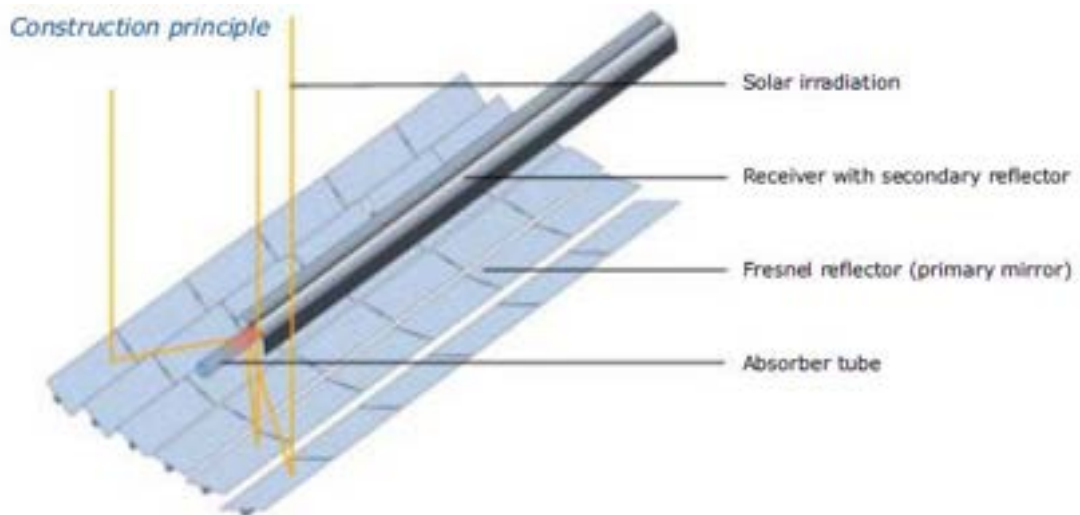


Figura 22 Schema costruttivo di un concentratore Fresnel a riflessione

Gli specchi primari possono essere costruiti utilizzando vetri piani poiché la modesta curvatura che è richiesta per una lunghezza focale di qualche metro può essere ottenuta mediante piegatura meccanica. I riflettori primari sono costituiti da economici specchi di vetro di piccolo spessore, che possono essere montati in prossimità del terreno, minimizzando l'utilizzo di strutture di sostegno. Spesso il tubo ricevitore è dotato di un concentratore secondario, che però necessita di essere costruito in materiali resistenti alle alte temperature. Proprio l'utilizzo di specchi piani è il principale vantaggio di questa tecnologia, che permettono inoltre di ottimizzare le proprietà di riflessione degli specchi stessi (cfr §3.6).

In Figura 23 è mostrato il principi ottico di funzionamento per un assorbitore con tubo sotto vuoto e riflettore secondario di tipo CPC.

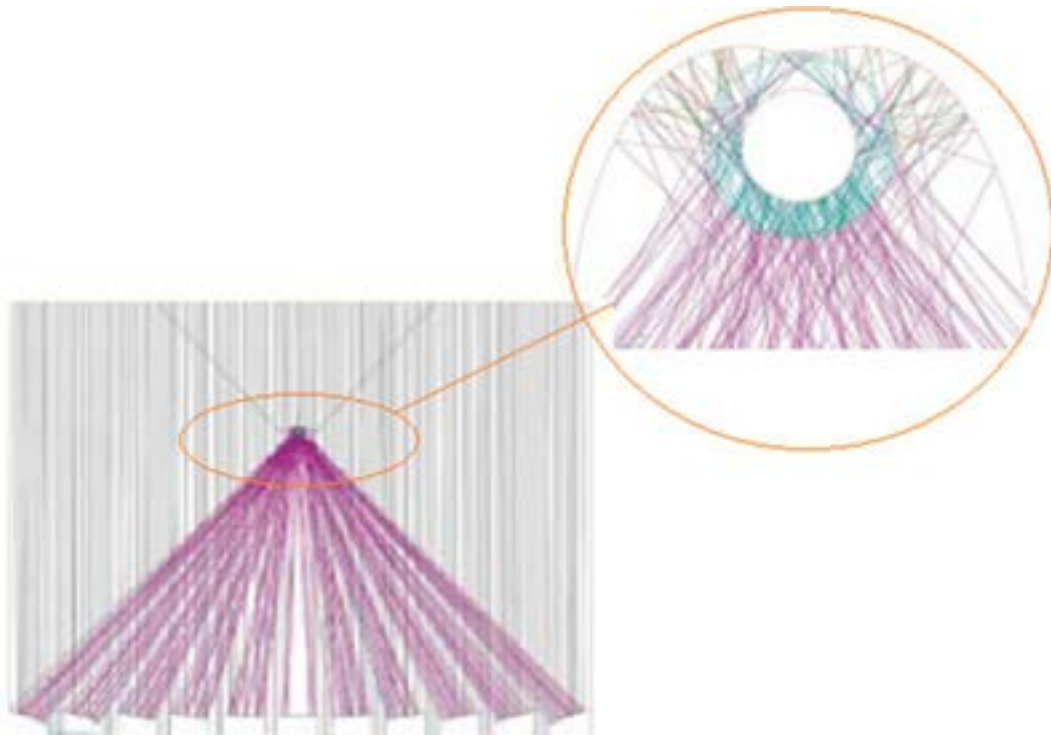


Figura 23 Tracciamento dei raggi solari nel campo di riflessione di un collettore di tipo Fresnel lineare

Tipicamente i fattori di concentrazione di tali collettori variano tra 25 e 40 rispetto la superficie del tubo assorbitore (che corrispondono a un fattore di concentrazione tra 80 e 130 rispetto al diametro del tubo). Grazie a questi elevati fattori di concentrazione, la temperatura raggiungibile da tale sistema è di circa 400 °C. Generalmente per applicazioni fino a 200 °C si utilizza principalmente acqua pressurizzata come fluido termovettore. Oli termici vengono utilizzati per applicazioni con temperature superiori. Un'opzione degna di nota è la possibilità di prevedere la generazione diretta di vapore nel collettore (*Once Through Collector*).



Figura 24 Esempio di concentratore lineare di Fresnel installato su tetto

Uno dei problemi principali dei collettori Fresnel, risiede nell'ombreggiamento fra specchi adiacenti. Aumentando l'altezza del ricevitore è possibile ridurre il problema dell'ombreggiamento, ma si aumenta il costo e l'ingombro dell'impianto. Una soluzione sviluppata dalla Sidney University in Australia, prevede l'utilizzo di più ricevitori, intervallando l'orientamento degli specchi fra i due ricevitori, riducendo quindi l'ombreggiamento, come mostrato in Figura 25.

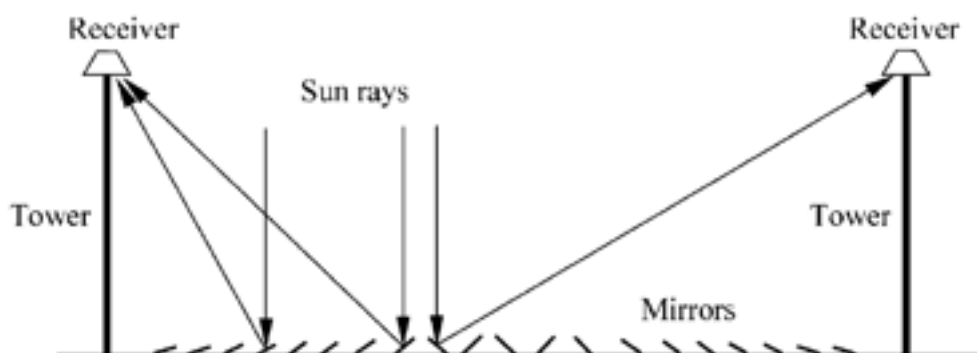


Figura 25 Schema del collettore Fresnel sviluppato dalla Sidney University [2]

### 3.3.2.2 CONCENTRATORI FRESNEL PRESENTI SUL MERCATO

Di seguito si elencano una lista non esaustiva di alcuni dei produttori di concentratori Fresnel lineari che operano attivamente sul mercato.



La società tedesca **Industrial Solar GmbH**, già Mirroxx, commercializza dal 2005 un modello di concentratore Fresnel lineare, chiamato LF-11, capace di raggiungere temperature fino ai 400 °C. Il design di questi collettori permette una loro installazione su tetto. Ogni modulo consiste in 11 file di specchi che occupano una superficie lunga 4 metri e larga 8 metri, per un'altezza di 4.5 metri. Il peso dei collettori è di circa 28 kg/m<sup>2</sup>. Il collettore dispone di specchio secondario in alluminio, mentre il tubo ricevitore è della Schott, modello PTR®70 (cfr §3.5). Il fluido termovettore consigliato è acqua a 16 bar fino a 200 °C, olio diatermico fino a 400 °C o vapore saturo generato direttamente nel collettore fino a 40 bar e 250 °C. La potenza di picco è stimata essere di 500 W/m<sup>2</sup>. La struttura di supporto è in acciaio e alluminio [37].



Figura 26 Curva di efficienza dell'LF-11 della Industrial Solar [37]

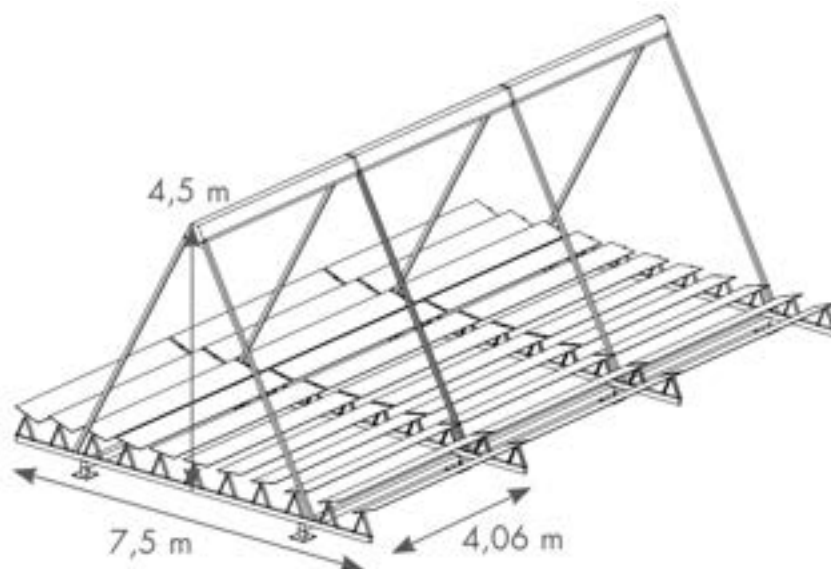


Figura 27 Disegno schematicizzato dell'LF-11 della Industrial Solar [37]

La società americana **HelioDynamics Ltd**, ha sviluppato due modelli di collettori LFR, diversi per dimensione e design: HD16 e HD10. Il modello HD16 è disponibile in due formati, uno di dimensioni 6 x 6 metri e alto 3.7 m, e l'altro lungo 5.5 m, largo 12 m e alto 7.4 m. Il peso nei due formati è rispettivamente di 750 e 795 kg. È progettato per lavorare con l'asse in direzione nord-sud e raggiunge le temperature di 235 o 300 °C a seconda del formato. Il modello HD10 è invece più compatto. Non raggiunge temperature superiori ai 120 °C, ma lavora sia con asse in direzione nord-sud che est-ovest. Le sue dimensioni sono: lunghezza 6m, larghezza 4 m e altezza 2.7 m, per un peso totale del modulo di 380 kg. In Figura 28 sono rappresentati i due modelli di collettore [40].

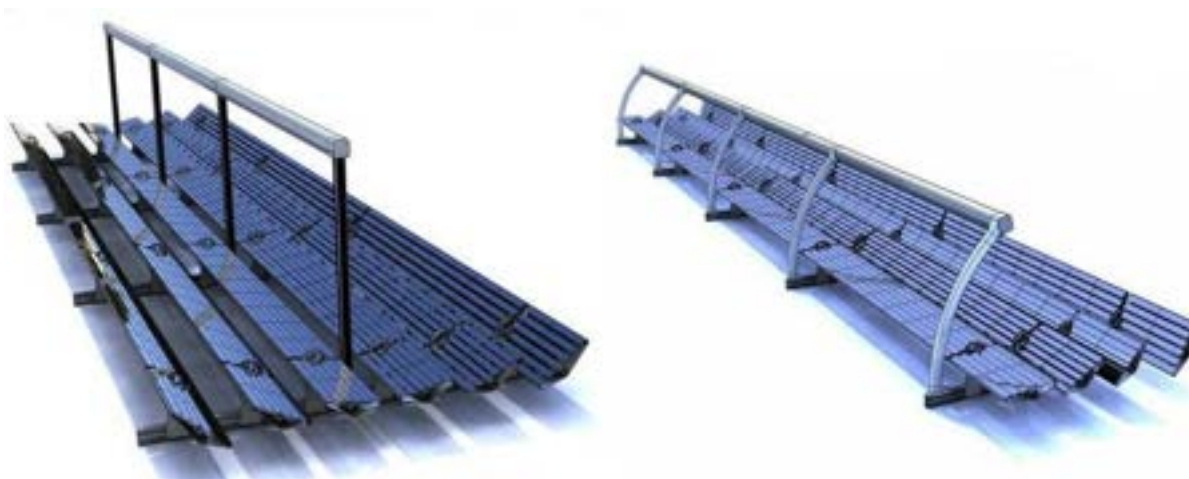


Figura 28 Collettori della HelioDynamics. Sinistra: HD16, destra HD10 [40]

La **Chromasun Inc**, società americana fondata nel 2009, ha recentemente sviluppato un collettore LFR con un design assolutamente innovativo. Questo collettore, chiamato Chromasun Micro Concentrator MCT, ha l'aspetto di un collettore piano: il sistema di specchi e il ricevitore sono chiusi dentro una scatola di vetro, che rende il sistema estremamente robusto, facile da pulire e da installare, anche grazie alle dimensioni molto ridotte. Nonostante il design estremamente compatto, il rapporto di concentrazione è pari a 25 e permette di raggiungere temperature di 220 °C a 40 bar di pressione. La direzione dell'asse può essere sia nord-sud che est-ovest, inoltre il collettore può essere facilmente montato su una superficie inclinata, favorendo l'estate o l'inverno, o semplicemente adattandolo alla superficie disponibile. L'assenza di parti in movimento esterne alla scatola di rivestimento, rende questi collettori particolarmente resistenti. La curva di efficienza è rappresentata in Figura 29, mentre in Figura 30 sono rappresentati i collettori della Chromasun installati alla Santa Clara University. La dimensione in pianta di un modulo è di 3.4 x 1.23 m per un'altezza di 0.32 m. Il peso è di 24 kg/m<sup>2</sup>.

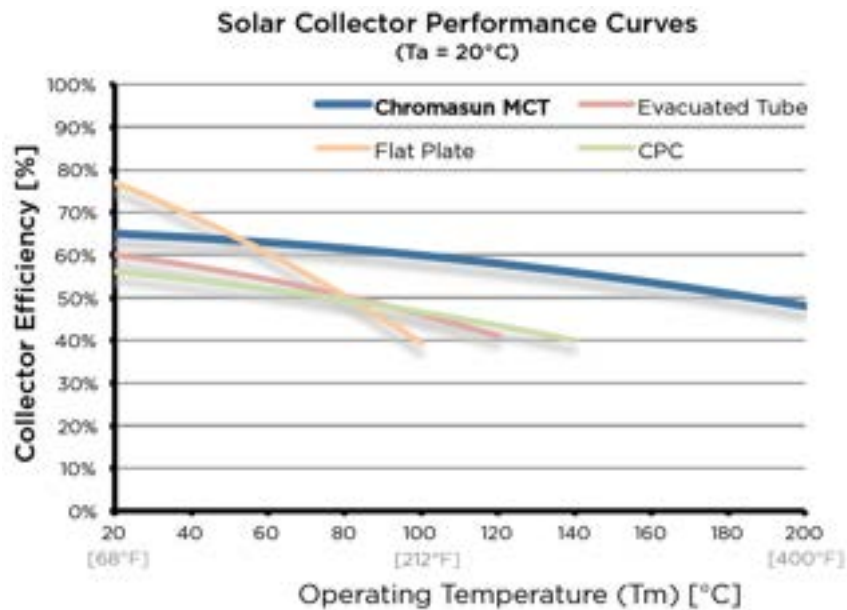


Figura 29 Curva di efficienza dei collettori MCT Chromasun



Figura 30 Collettori MCT Chromasun installati alla Santa Clara University (CA, USA)

La società spagnola **Tecnologia Solar Concentradora SL**, ha da poco realizzato un collettore solare a concentrazione, chiamato CCStaR, simile ad un riflettore lineare di Fresnel, ma con delle caratteristiche molto particolari che ne rendono difficile la classificazione. La caratteristica principale del collettore CCStaR è che gli specchi sono fissi, mentre l'assorbitore è mobile. Il principale vantaggio di questa configurazione è il ridotto problema dell'ombreggiamento, senza dover posizionare troppo in alto l'assorbitore. Le temperature raggiungibili con questo sistema sono di circa  $200^\circ\text{C}$  con una efficienza ottica del 71,8%. Un singolo modulo ha altezza di 5.2 m e larghezza di 8.4 m per un'altezza massima del ricevitore di 1 m. il peso del collettore è di  $29\text{ kg/m}^2$  e l'orientamento può essere sia con asse nord-sud che est-ovest [42].

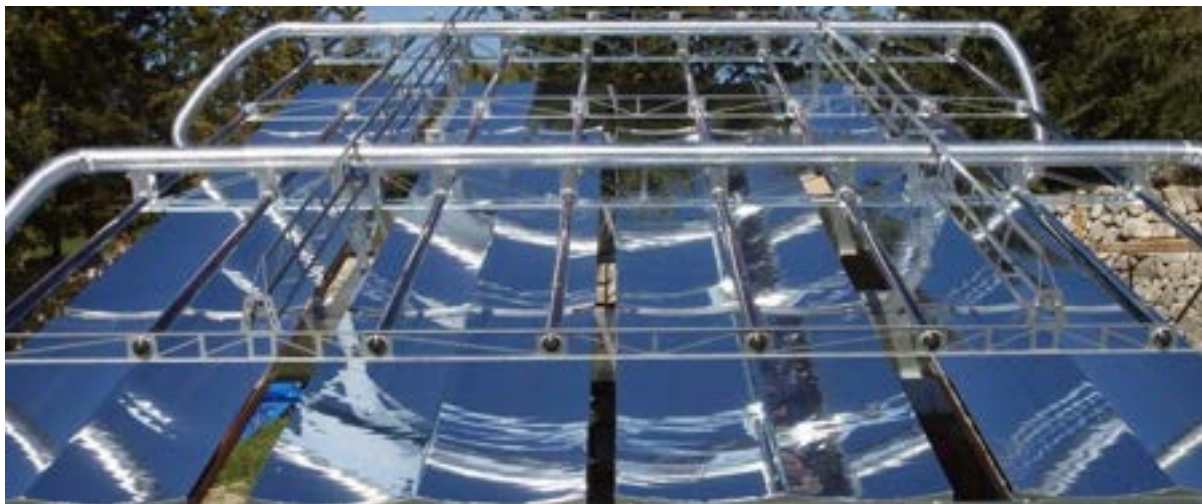


Figura 31 Collettore CCStaR della Tecnologia Solar Concentradora [42]

Un altro produttore di collettori LFR è la **Soltigua**, già citato precedentemente riguardo ai collettori parabolici lineari. Il collettore lineare di Fresnel da loro prodotto, chiamato FTM, ha una struttura simile ai collettori della Heliodynamics e della Industrial Solar, con un campo di specchi piani sormontati dal ricevitore tubulare con specchio secondario. Le caratteristiche dei collettori FTM di Soltigua, disponibili in quattro diversi formati, sono riassunte nella tabella seguente [29].

Modello	FTM 18	FTM 24	FTM 30	FTM 36
Superficie netta [m <sup>2</sup> ]	67.4	89.8	112.3	134.8
Altezza [m]	5.24			
Lunghezza [m]	19.30	25.56	31.82	38.08
Superficie riflettente	Foglio di alluminio lucido altamente riflettente			
Ricevitore	Tubo con rivestimento selettivo in acciaio inossidabile			
Temperatura di lavoro	Fino a 250°C			
Fluido termovettore	Acqua (fino a 110°C) o olio termico			
Pressione di lavoro	Fino a 20 bar a 200°C			
Altre caratteristiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema multi specchio di inseguimento solare</li> <li>- Sensori per la misura di: posizione angolare, temperatura del fluido termovettore, velocità del vento</li> <li>- Controllo remoto on-line</li> <li>- Ripiegamento automatico in caso di condizioni atmosferiche avverse</li> <li>- Sistema di sicurezza in caso di forte vento, surriscaldamento e riduzione eccessiva del flusso</li> <li>- Struttura metallica di supporto galvanizzata a caldo</li> </ul>			

Tabella 5



Figura 32 Concentratore a riflessione Fresnel [29]

### 3.3.3 CONCENTRATORI PARABOLICI A DISCO (PDR)

I concentratori parabolici a disco, o concentratori parabolici puntuali (PDR), sono dei collettori solari a concentrazione, costituiti da un paraboloide con la funzione di riflettore, che concentra la radiazione solare sul ricevitore, posto nel fuoco del paraboloide.

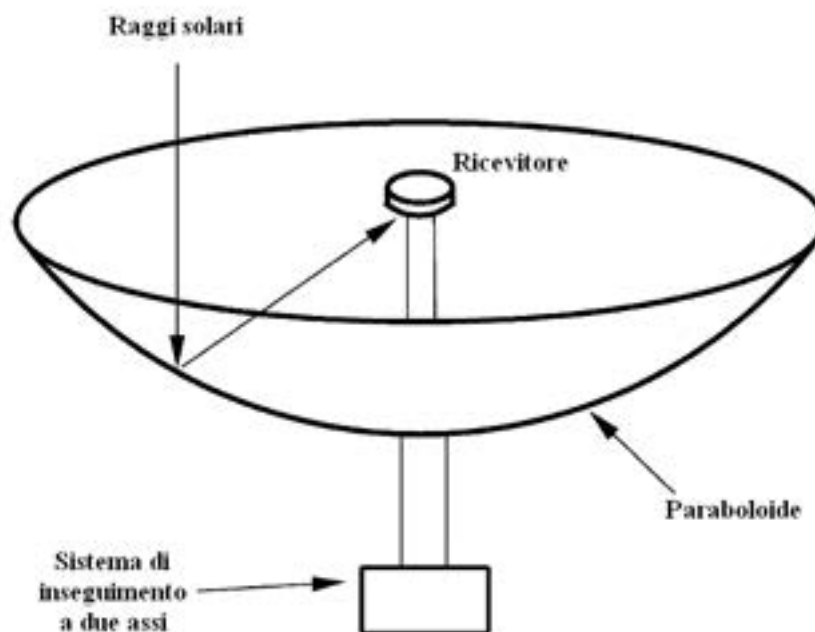


Figura 33 Rappresentazione schematica di un concentratore parabolico a disco [2]

Come rappresentato in Figura 33, i raggi solari sono riflessi dal paraboloide verso il punto focale, dove è posizionato il ricevitore. Il piatto parabolico deve seguire il sole nelle due direzioni, in modo da poter riflettere i raggi solari sul ricevitore. A questo scopo, il collettore è montato su una struttura di supporto capace di ruotare intorno a due assi.

Il ricevitore assorbe l'energia irraggiata dal sole e la converte in energia termica al fluido termovettore. L'energia termica può essere utilizzata direttamente nel ricevitore, per la generazione di energia elettrica, ovvero può essere trasportata, tramite tubature apposite, ad un sistema centralizzato per l'utilizzo dell'energia termica, solitamente per la produzione di energia elettrica. Le temperature raggiunte da questi sistemi possono superare i 1500 °C.

I principali vantaggi dei PDR sono:

1. Poiché sono sempre puntati direttamente verso il sole, sono i collettori solari più efficienti.
2. Hanno rapporti di concentrazione compresi fra 600 e 2000, che gli permette di avere altissime temperature e quindi alte efficienze di trasformazioni energetiche.
3. Un campo di PDR ha una struttura modulare, che permette di far funzionare indipendentemente singole unità.

L'uso principale che viene fatto di questi collettori è per la generazione di energia elettrica, sistemi di questo tipo sono chiamati generatori a disco parabolico. Un generatore a disco parabolico è costituito dal collettore vero e proprio, ovvero il piatto parabolico, dal ricevitore e da un generatore, solitamente di tipo Stirling, posizionato direttamente in prossimità del ricevitore. Altrimenti il calore è trasportato con un sistema di tubi ad un generatore centralizzato, che raccoglie il calore prodotto da più collettori. Anche in questo caso viene solitamente utilizzato un generatore di tipo Stirling, ma si aggiungono le perdite di distribuzione del calore ad altissima temperatura. Il fluido termovettore utilizzato è solitamente idrogeno o elio. Applicazioni di questo tipo sono comunque per lo più sperimentali.

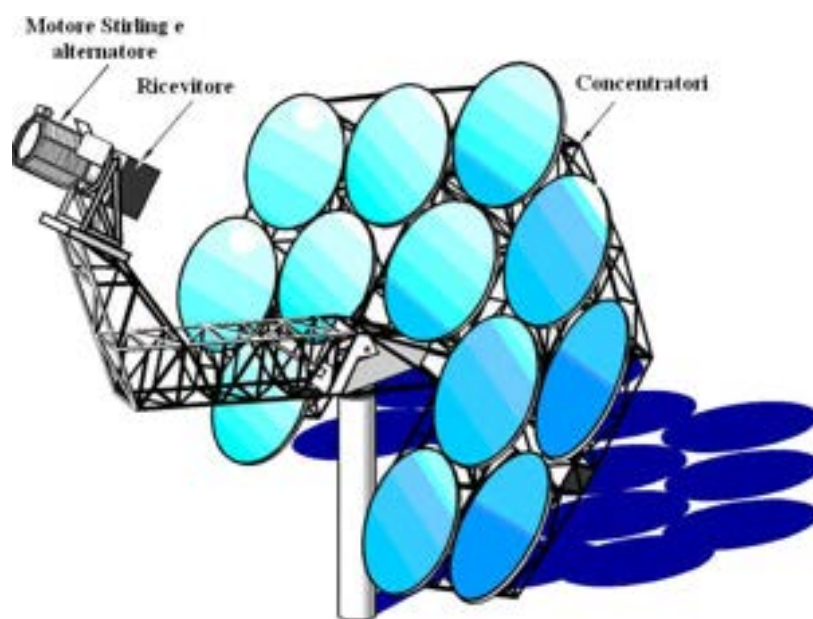


Figura 34 Collettore con concentratori parabolici a membrana

Una possibile variante ai sistemi descritti, prevede l'uso di collettori parabolici, detti a membrana, disposti uno affiancato all'altro e aventi un fuoco comune, nel quale è posizionato il ricevitore, adiacente al quale sono posizionati il motore Stirling e l'alternatore (Figura 34). Questo tipo di sistemi è studiato principalmente per applicazioni rurali e isolate.

Altri possibili usi dei collettori a piatto parabolico, al momento solamente sotto studio, prevedono l'utilizzo di microturbine o di concentratori fotovoltaici.

### 3.3.4 CONCENTRATORI ELIOSTAZIONARI

In condizioni di energia solare radiante molto forte, i collettori eliostazionari sono una delle soluzioni più efficienti per la produzione di energia elettrica con sistemi solari termodinamici. Un campo di concentratori eliostazionari è costituito da una serie di specchi piani o leggermente concavi, detti eliostati, dotati di una montatura altazimutale (che permette la rotazione intorno a due assi). Tutti gli eliostati riflettono la radiazione solare incidente contro un ricevitore comune, come mostrato in Figura 35. All'interno del ricevitore, in virtù delle temperature estremamente elevate raggiunte, viene prodotto vapore ad alta temperatura ed alta pressione. Il vapore così prodotto è utilizzato per produrre energia elettrica, o direttamente a ridosso del ricevitore, ovvero in una centrale posta nelle vicinanze e raggiunta dal vapore tramite un opportuno sistema di distribuzione. Sistemi di questo tipo sono detti *a ricevitore centrale*.

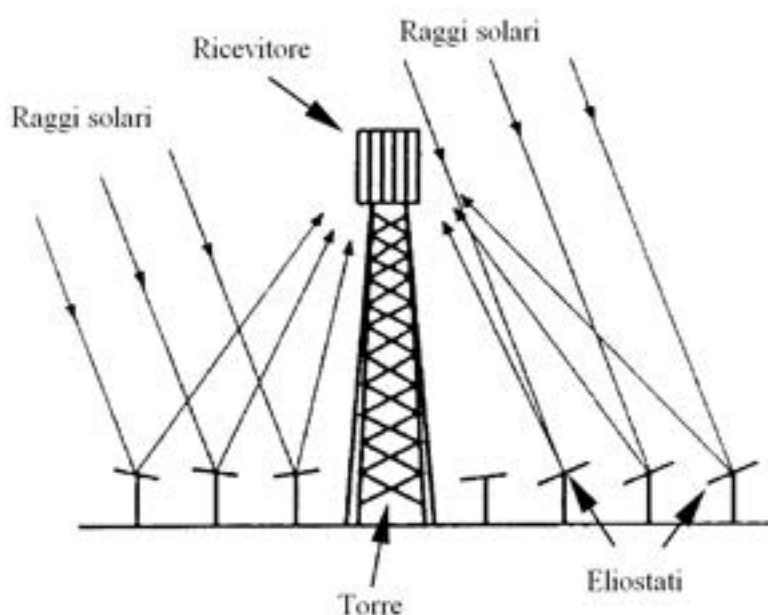


Figura 35 Schema essenziale di un concentratore a ricevitore centrale

I vantaggi dei sistemi a ricevitore centrale sono:

1. L'energia solare è raccolta e concentrata con sistemi ottici direttamente ad un ricevitore unico, riducendo così al minimo la necessità di trasportare energia termica.
2. Hanno rapporti di concentrazione di circa 300-1500, avendo quindi buone efficienze sia nel raccogliere energia che nel convertirla in elettricità.
3. Sono sistemi mediamente grandi (solitamente più di 10MW elettrici), beneficiano quindi dei vantaggi dell'economia di scala.

Ogni ricevitore centrale ha solitamente dai 50 ai 150 m<sup>2</sup> di superficie riflettente. Gli eliostati riflettono e concentrano la radiazione incidente sul ricevitore centrale, che assorbe la radiazione solare concentrata e trasferisce la sua energia al fluido termovettore, sotto forma di vapore ad alta pressione. Il sistema di distribuzione trasporta il vapore in un circuito chiuso formato da ricevitore,

sistema di accumulo e sistema di trasformazione dell'energia. L'energia termica è trasformata in energia meccanica e poi elettrica tramite una turbina ed un alternatore.

Il flusso di energia solare irraggiata sul ricevitore, ha un flusso solitamente compreso fra i 200 e i 1000 kW/m<sup>2</sup>. Un flusso così alto permette di raggiungere temperature superiori ai 1500 °C. Considerate le alte temperature raggiungibili, questi sistemi si prestano ad essere utilizzati come integrazione di centrali elettriche convenzionali.

I sistemi a ricevitore centrale hanno in generale un *payback period* inferiore a quello dei sistemi a concentratori parabolici lineari, se usati per la produzione di energia elettrica, poiché permettono di essere usati sia come integrazione a cicli a vapore, sia in parallelo a cicli combinati con turbine a gas.

Esistono due possibili configurazioni riguardo la disposizione degli eliostati. Nella prima, gli eliostati circondano completamente la torre con il ricevitore, che ha quindi forma cilindrica e una superficie di assorbimento esterna. Nella seconda configurazione, gli eliostati sono posizionati a nord della torre (a sud nell'emisfero australe) e il ricevitore ha la superficie di assorbimento chiusa sugli altri lati.

Il sistema di inseguimento del sole degli eliostati, differisce da quello utilizzato nei concentratori parabolici, infatti in questo caso, non bisogna far arrivare i raggi solari in linea con il piano di simmetria dei collettori, bensì bisogna ridirigere i raggi solari su un ricevitore fisso. Considerata inoltre la forma concava dei collettori e talvolta asimmetrica, proprio per aumentare la radiazione riflessa, il problema non è di soluzione banale. Esistono in letteratura diversi algoritmi che permettono un corretto posizionamento dei collettori, a seconda della posizione del sole [6]. Per evitare l'utilizzo di sistemi di controllo a retroazione, negli impianti più moderni vengono utilizzati motori passo-passo (*stepper motor*), con costi estremamente ridotti [5].

In ultima analisi, la scelta del fluido termovettore, del tipo di sistema di accumulo e del ciclo di conversione di energia elettrica, determina la configurazione dell'impianto. Il fluido termovettore può essere acqua/vapore, sodio liquido o nitrato di sodio o di potassio, mentre il materiale per l'accumulo del calore può essere olio misto con detriti di roccia, nitrato di sodio o sodio liquido (per maggiori dettagli sui sistemi di accumulo cfr §3.4). Quasi tutti i sistemi costruiti utilizzano un ciclo a vapore di tipo Rankine, sebbene sia stato proposto un sistema che utilizzi aria come fluido termovettore, mattoni ceramici come materiale di accumulo di calore e un ciclo a vapore Rankine o un ciclo aperto Brayton per la conversione di energia elettrica.

Recentemente la *Esolar* ha costruito un impianto a ricevitore centrale, ottenendo una netta riduzione dei costi di installazione del campo solare, nonché una maggiore facilità di installazione, grazie all'utilizzo di specchi di dimensioni ridotte e ad un particolare design del sistema di sostegno. L'impianto è fra l'altro dotato di un sistema di pulizia degli specchi semiautomatico. È costituito da due campi solari e si trova nel sud della California. Attualmente l'impianto è in fase di sperimentazione [5].



### 3.4 SISTEMI DI ACCUMULO

Considerata l'aleatorietà e periodicità della presenza di radiazione solare sulla terra, per quasi tutte le applicazioni è necessario l'uso di accumulatori di energia, in modo tale da fornire un sistema di buffer che regolarizzi la disponibilità di energia stessa. Nei sistemi solari termici, il metodo più usato è l'accumulo di energia in forma termica.

Nei sistemi di accumulo termici, l'energia raccolta dai collettori è trasferita ad un mezzo di accumulo dove viene trasformata in un incremento di energia interna. Questo può avvenire con o senza un cambiamento di fase (nel caso di calore latente, calore sensibile o entrambi). Il sistema di accumulo tipicamente consiste in un materiale di accumulo, un container, uno scambiatore di calore, un fluido termovettore, pompe e un sistema di controllo. Le caratteristiche che vanno considerate nella scelta del tipo di sistema di accumulo sono principalmente la temperatura e il tempo di accumulo. La temperatura dipende dall'applicazione e ha una forte influenza sulle prestazioni dei collettori.

La temperatura di accumulo può essere classificata in bassa (sotto i 100 °C), intermedia (tra 100 e 500 °C) e alta (più di 500 °C). La durata di accumulo, invece, può essere classificata in breve (da poche ore a pochi giorni) e lunga (da qualche mese a diverse stagioni). Il fattore più importante per la durata dell'accumulo è legato alle perdite di calore per unità di tempo. Eccessive perdite energetiche compromettono la lunga durata dell'accumulo [8].

Altri fattori che influenzano la scelta del tipo di accumulo sono il costo (sia iniziale che di mantenimento), le dimensioni, l'efficienza e l'affidabilità. Ad ogni modo, un qualunque accumulo presenta delle perdite, una efficienza inferiore all'unità e una degradazione dell'energia raccolta (riduzione della temperatura), per ovvie considerazioni termodinamiche. In Figura 36 sono illustrate le principali tipologie di accumulo termico.

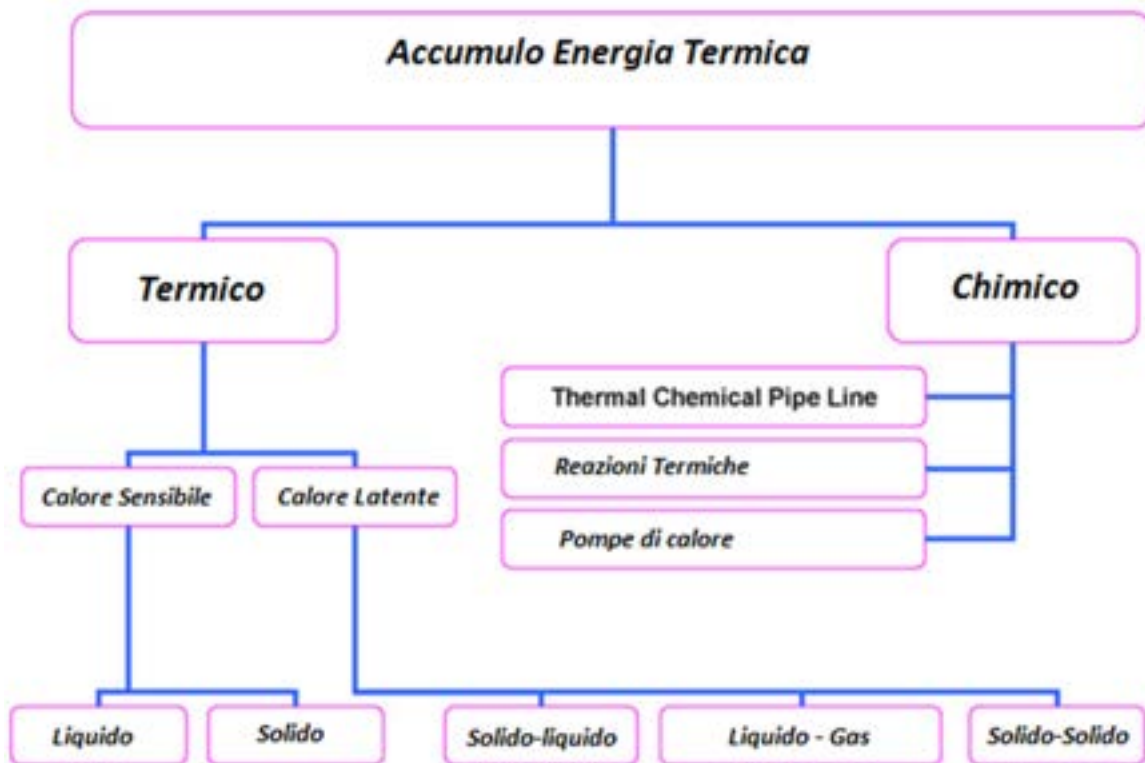


Figura 36 – Sistemi di accumulo di energia termica 80[9]

### 3.4.1 SISTEMI DI ACCUMULO A CALORE SENSIBILE

I sistemi di accumulo a calore sensibile (SHS) sono più semplici dei sistemi a calore latente, ma hanno solitamente dimensione maggiore; inoltre non permettono di fornire energia a temperatura costante, diversamente dai sistemi a calore latente.

Nei sistemi SHS, l'energia termica è accumulata grazie all'incremento della temperatura di un liquido o di un solido. I sistemi SHS utilizzano la capacità termica e il cambiamento di temperatura del materiale di accumulo durante il processo di "carica" e di "scarica". La quantità di energia accumulata dipende dal calore specifico del materiale, dal salto di temperatura e dalla quantità di materiale, secondo la formula

$$Q = C_p \rho V (T_f - T_i)$$

dove  $C_p$  è il calore specifico e  $\rho$  è la densità, mentre  $V$ ,  $T_f$  e  $T_i$  sono rispettivamente il volume, la temperatura finale e la temperatura iniziale. Per il calcolo del volume occupato dal materiale, nel caso di letti di roccia, è necessario considerare anche gli spazi vuoti lasciati fra le rocce. I parametri più importanti per la scelta del materiale sono il prodotto fra calore specifico e densità  $C_p \rho$ , ovvero la capacità termica, e la diffusività termica.

Altre caratteristiche, importanti per garantire efficienza e durabilità del sistema sono la reversibilità del materiale a molti cicli di caricamento e scaricamento, stabilità chimica, non

corrosività, incombustibilità, non tossicità e stabilità meccanica. In Tabella 6 sono mostrate le caratteristiche di densità e calore specifico di diversi materiali utilizzabili per il sistema di accumulo [10].

Materiale	Tipo di fluido	Range di temperatura [°C]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Calore specifico [J/kg K]
<b>Roccia</b>	-		2560	879
<b>Mattone</b>	-		1600	840
<b>Calcestruzzo</b>	-		1900-2300	880
<b>Acqua</b>	-	0-100	1000	4190
<b>Caloria HT43</b>	Olio	12-260	867	2200
<b>Olio di macchina</b>	Olio	<160	888	1880
<b>Etanolo</b>	Liquidio organico	<78	790	2400
<b>Propanolo</b>	Liquidio organico	<97	800	2500
<b>Butanolo</b>	Liquidio organico	<118	809	2400
<b>Isobutanolo</b>	Liquidio organico	<100	808	3000
<b>Isopentanolo</b>	Liquidio organico	<148	831	2200
<b>Ottano</b>	Liquidio organico	<126	704	2400

Tabella 6 Caratteristiche di materiali utilizzabili per sistemi di accumulo SHS. Il range di temperatura è riferito alla pressione ambiente

Per applicazioni a bassa temperatura (entro i 100 °C), l'acqua è la soluzione più utilizzata, grazie al basso costo e all'alto calore specifico. Può inoltre essere tenuta a pressione ambiente, ma presenta problemi di corrosione che riducono la vita media dei serbatoi di accumulo. Nei sistemi di accumulo ad acqua il problema principale risiede nel posizionamento e nelle dimensioni del serbatoio di accumulo, che dipende fra l'altro dalle condizioni meteorologiche del luogo. Sempre nelle applicazioni a bassa temperatura, materiali solidi rappresentano la principale alternativa all'acqua. Letti di roccia sono stati usati a lungo soprattutto in applicazioni per il riscaldamento dell'aria. La roccia ha un costo molto basso, può essere tenuta in contenitori semplici ed economici e, nonostante la sua lunga durabilità, non richiede particolare manutenzione. È più raro, invece, l'uso di metalli solidi per applicazioni a bassa temperatura, ma comunque possibile in determinati casi specifici.

Nel caso di accumuli a temperatura media o alta, utilizzando il calore sensibile, possono essere utilizzati sistemi a liquido, a solido o a combinazioni solido-liquido. I fluidi possono essere sia a pressione ambiente che compressi, ad esempio l'acqua pressurizzata a circa 140 bar può raggiungere temperature fino ai 300 °C e può essere contenuta in serbatoi in pressione. Liquidii organici (olio) possono essere utilizzati per accumuli a media temperatura non pressurizzati. Sali e metalli liquidi sono spesso invece la soluzione migliore per accumuli ad alta temperatura. Utilizzando materiali solidi, il calore può essere accumulato come calore sensibile fino a temperature di circa 800 °C in sabbia, ghisa, acciaio, alluminio, ossido di alluminio, ossido di magnesio e granito. Nel caso di utilizzo di materiali solidi, il problema principale risiede nel trasferimento del calore dal fluido termovettore al solido: se vengono utilizzate tubature è

necessario che i tubi siano dello stesso materiale dell'accumulo, per evitare distacchi durante il riscaldamento, provocando un isolamento termico. Nel caso dei metalli, il problema è più facilmente risolvibile per la minor superficie di contatto necessaria. Accumuli misti solido-liquido permettono di risolvere i problemi degli accumuli solidi: ad esempio un letto di roccia immerso in acqua risolve il problema del trasferimento di calore per applicazioni a media temperatura [8].

### 3.4.2 SISTEMI DI ACCUMULO A CALORE LATENTE

Uno dei principali problemi dei sistemi di accumulo a calore sensibile, è il volume richiesto, specialmente nei casi in cui il range di temperatura ammissibile è stretto. Gli accumuli con cambio di fase, specialmente quelli che usano il calore di fusione, sono la migliore alternativa quando il volume occupato è un parametro critico [8].

I materiali per accumuli di calore latente sono detti *phase change materials* (PCM). Il trasferimento di calore avviene quando il materiale passa dallo stato liquido a solido o viceversa, ovvero quando c'è un cambiamento di fase. Inizialmente i PCM funzionano come un tradizionale materiale per l'assorbimento di calore e la loro temperatura aumenta mentre assorbono calore. Raggiunta la temperatura critica di fusione, il materiale rimane a temperatura costante e inizia a fondersi, rimanendo a temperatura costante finché tutto il materiale non è fuso. Questo permette agli accumuli a calore latente di assorbire e fornire calore a temperatura costante per lungo periodo, permettendo inoltre un accumulo di energia, per unità di volume, di 5-14 volte superiore rispetto agli accumuli a calore sensibile ad acqua o roccia. Esistono moltissimi materiali che possiedono un calore latente di fusione adatto all'uso in un sistema solare, con temperature di fusione molto varie. Ad ogni modo, per essere utilizzati come materiali di accumulo a calore latente, devono possedere determinate proprietà termodinamiche, cinetiche e chimiche, oltre ad essere largamente disponibili ed economiche [10].

Le proprietà termiche necessarie sono:

- appropriata temperatura di transizione di fase
- alto calore latente di trasformazione
- buona conduttività termica.

Le proprietà fisiche richieste sono:

- equilibrio stabile fra le fasi durante la transizione
- alta densità
- piccoli cambiamenti di volume
- bassa pressione di vapore

Le proprietà cinematiche necessarie sono:

- assenza dell'effetto di *supercooling* (sottoraffreddamento)
- sufficiente rapporto di cristallizzazione

la presenza di sottoraffreddamento (processo di raffreddamento di un liquido al di sotto della sua temperatura di solidificazione, senza che avvenga effettivamente la solidificazione stessa) oltre i 5 °C potrebbe compromettere l'estrazione del calore dall'accumulo, anche pochi gradi sono sufficienti per peggiorare molto le prestazioni. Questo fenomeno è particolarmente presente nei sali idrati.

Le proprietà chimiche richieste sono:

- stabilità chimica a lungo termine
- compatibilità con materiali da costruzione
- non tossicità
- assenza di pericolo di infiammabilità

#### 3.4.2.1 PHASE CHANGE MATERIALS (PCM)

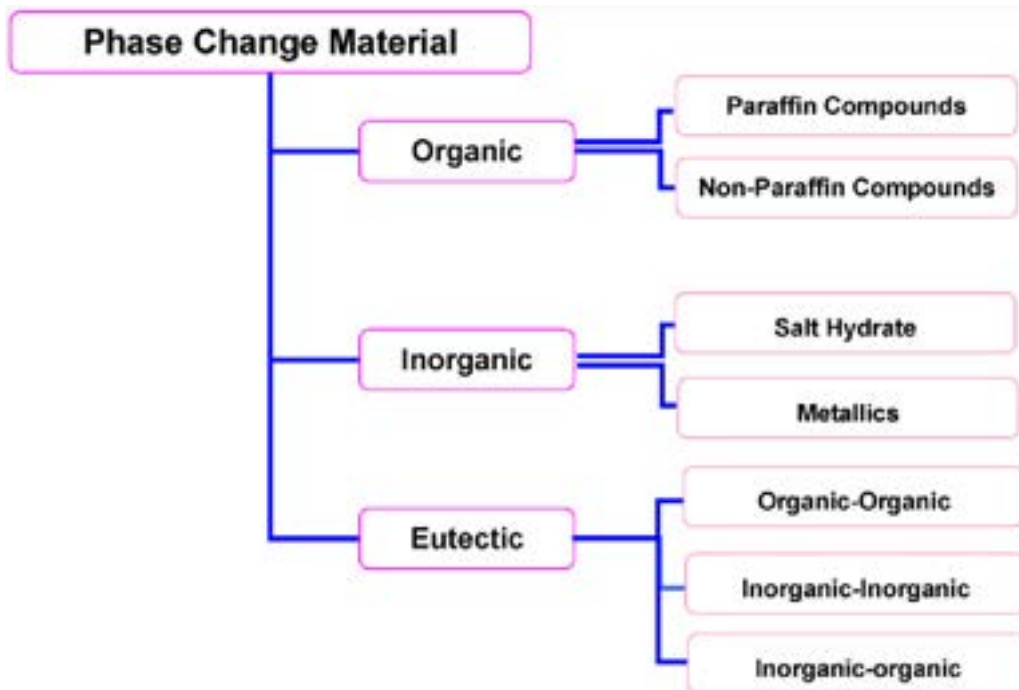


Figura 37 Materiali utilizzati per l'accumulo di calore latente

In Figura 37 [10] sono indicati i principali tipi di materiali utilizzati per accumuli di calore latente, divisi in organici, inorganici ed eutettici. Esistono moltissimi materiali aventi una appropriata temperatura di trasformazione, ma non esiste un materiale che soddisfi tutti i requisiti termici, fisici, cinematici e chimici, appena illustrati. È quindi necessario cercare il miglior compromesso per ogni applicazione specifica, utilizzando uno specifico design che permetta di sopperire alle carenze del materiale. Ad esempio alette metalliche possono essere utilizzate per aumentare la

conducibilità termica di PCM, il supercooling può essere eliminato utilizzando agenti nuclearizzanti e una fusione incoerente può essere risolta utilizzando appropriati spessori del materiale.

In generale i materiali inorganici hanno un calore latente di trasformazione per unità di volume circa doppio rispetto ai materiali organici. I materiali organici sono suddivisi in paraffinici (cera) e non paraffinici (acidi grassi o altri). I materiali inorganici hanno il pregio di non avere sottoraffreddamento e il loro calore latente di trasformazione non degrada dopo molti cicli, sono suddivisi in idrati di sale e metalli, questi ultimi poco utilizzati, ma con il vantaggio di un alta conducibilità. Gli eutettici sono invece un composto di più materiali che fondono e si solidificano congruentemente [10].

Nel caso di applicazioni ad alta temperatura, la scelta del materiale di accumulo è particolarmente complicata. Ad alte temperature anche la sicurezza risulta essere un aspetto cruciale, considerando problemi di corrosione degli involucri di contenimento del materiale di accumulo. La soluzione più comune prevede l'uso di elio o oli ad alta pressione allo stato solido. Il fluido termovettore deve essere compatibile con il materiale di accumulo, avere una bassa pressione di vapore, alto calore specifico e basso costo. La magnesia può essere utilizzata come materiale di accumulo ad alte temperature, mentre misture di sali fusi contenenti nitrato di sodio e di potassio possono essere usati per accumuli fino a circa 540 °C [11].

### 3.5 RICEVITORI

Il ricevitore è uno dei componenti principali dei collettori solari. Nei sistemi lineari è costituito da un tubo rivestito con vernice selettiva, atto a raccogliere la radiazione concentrata dal riflettore e trasferirne il contenuto energetico al fluido termovettore che scorre al suo interno. Affinché sia garantita un'alta efficienza del collettore, il ricevitore deve soddisfare le seguenti proprietà:

- Alta assorbanza, principalmente alla lunghezza d'onda dello spettro visibile
- Bassa emittanza alla temperatura di progetto del fluido termovettore
- Garantire limitate perdite di calore per conduzione e convezione.



Figura 38 Ricevitore PTR®70 della SCHOTT [28]

Al fine di garantire queste proprietà, i ricevitori sono trattati con rivestimenti superficiali per aumentare l'assorbanza e ridurre l'emittanza. Talvolta il ricevitore è ricoperto da un mantello che garantisce il vuoto intorno al ricevitore. Questo permette di ridurre le perdite per convezione, ma, inserendo una ulteriore superficie vetrata, peggiora le prestazioni ottiche del ricevitore.

Rispetto ad un collettore piano, in un collettore a concentrazione il ricevitore ha una superficie nettamente minore per quantità di radiazione ricevuta. Questo fa sì che le perdite per conduzione siano ridotte di un fattore pari al fattore di concentrazione del collettore. Allo stesso tempo, però, la differenza fra la temperatura del fluido termovettore e la temperatura ambiente è molto maggiore, favorendo sia le perdite per conduzione che soprattutto per irraggiamento, dove le perdite dipendono dalla quarta potenza della temperatura assoluta. Questo fattore è però rilevante soprattutto per le applicazioni ad alta temperatura, mentre per le medie temperature, le perdite per irraggiamento restano comunque contenute.

In Tabella 7 sono indicati i valori nominali dei parametri caratteristici del ricevitore PTR®70. Come mostrato in Figura 38, il ricevitore in questione è rivestito da una camera sottovuoto.

Componenti		Specifiche
<b>Dimensioni</b>	Lunghezza	4060 mm a temperatura ambiente pari a 20 °C
	Lunghezza effettiva del ricevitore	>96% della lunghezza totale a temperature di lavoro >300 °C
<b>Assorbitore</b>	Diametro esterno	70 mm
	Tipo di acciaio	DIN 1.4541 o simile
	Assorbanza solare	>95%
	Emittanza termica	<10% a 400 °C circa
<b>Copertura di vetro</b>	Materiale	Vetro borosilicato
	Diametro esterno	125 mm
	Rivestimento antiriflettente	
	Trasmittanza solare	>0.96
<b>Vuoto</b>	Pressione del gas	<10 <sup>-3</sup> mbar
<b>Pressione di utilizzo</b>		<40 bar (assoluta)

Tabella 7 Parametri caratteristici del ricevitore PTR®70



### 3.6 SUPERFICI RIFLETTENTI E ASSORBENTI

Come già detto nel capitolo precedente, la qualità della superficie assorbente dell'assorbitore è un parametro fondamentale per la qualità del collettore stessa. L'Alanod-Solar è una delle aziende leader nella fornitura di superfici assorbenti e riflettenti. Fra i rivestimenti assorbenti proposti troviamo:

- mirotherm®: rivestimento assorbente per superfici di alluminio, utilizzato principalmente per collettori piani. Assorbanza solare:  $0.95 \pm 0.01$ . Emissione termica a  $100\text{ °C}$ :  $0.05 \pm 0.02$ .
- sunselect®: rivestimento assorbente per superfici in rame, utilizzato principalmente per collettori piani. Assorbanza solare:  $0.95 \pm 0.02$ . Emissione termica a  $100\text{ °C}$ :  $0.05 \pm 0.02$ .
- mirosol® TS: lacca nera assorbente di rivestimento per superfici in alluminio per collettori soggetti ad alto irraggiamento. Assorbanza solare:  $0.90 \pm 0.02$ . Emissione termica a  $100\text{ °C}$ :  $0.15 \pm 0.02$ .
- mirosol® TS: lacca nera assorbente di rivestimento per superfici in alluminio per collettori ad aria. Assorbanza solare:  $0.90 \pm 0.02$ . Emissione termica a  $100\text{ °C}$ :  $0.15 \pm 0.02$ .

Lo spettro di riflessione dei diversi prodotti è descritto in Figura 39. Lo spettro giallo rappresenta la luce solare.

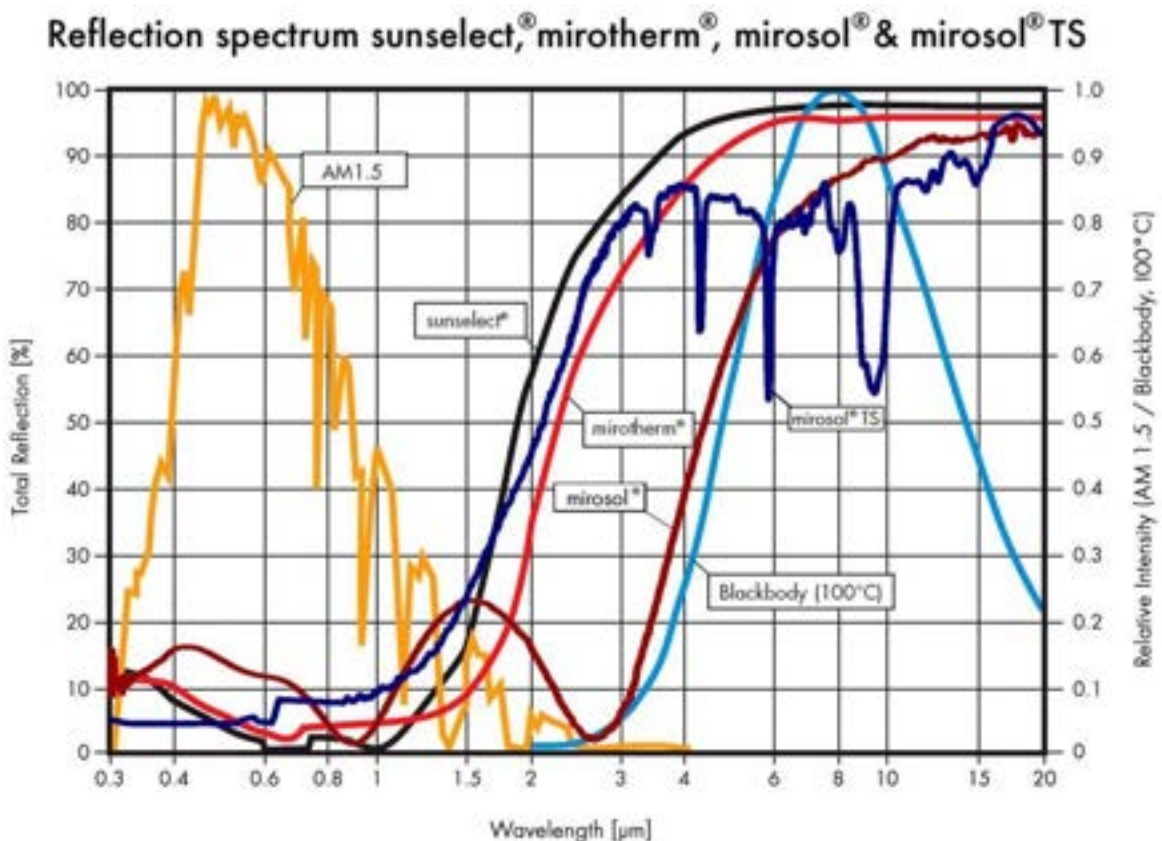


Figura 39 Spettro di riflessione delle superfici assorbenti della Alanod-Solar [32]

Per quanto riguarda le superfici riflettenti, ad oggi per la maggior parte dei collettori sono stati utilizzati specchi vetriati, garantendo ottimi valori di riflessione, superiori al 95% se in strati molto

sottili, e discreta resistenza ai fenomeni atmosferici. Allo stesso tempo, però, le superfici vetrate aumentano notevolmente il peso dei collettori, fattore non trascurabile, sia in considerazione di posizionamento su tetto, sia per il trasporto. Anche la movimentazione dei collettori è facilitata da un minor peso. Altro fattore negativo delle superfici vetrate è la difficoltà di produzione. Ad oggi poche compagnie si cimentano nella produzione di superfici vetrate per concentratori solari, facendo sì che il prezzo rimanga piuttosto alto, con scarse previsioni di abbassamento del prezzo salvo un notevole incremento della produzione [23].

In questo contesto, varie industrie mirano ad utilizzare tecnologie più leggere che possano allo stesso tempo garantire buona durabilità e riflessione, nonché essere più facili da produrre. La 3M sta sviluppando dei film metallici che verrebbero laminati sulle superfici di alluminio dei collettori. Questi film metallici dovrebbero garantire valori di riflessione vicini a quelli di specchi vetrate, senza però appesantire il collettore. I dubbi che si hanno su questo nuovo prodotto riguarda la durabilità nel tempo delle caratteristiche di riflessione, per la continua esposizione alla luce solare, in virtù della natura polimerica dei film metallici [23].

La Abengoa Solar, società spagnola impegnata sia nei sistemi a concentrazione solare che fotovoltaici, fra i principali protagonisti del progetto EuroThrough, sta sviluppando un nuovo tipo di riflettore in alluminio rivestito d'argento [23].

La Alanod-Solar, invece, ha sviluppato dei riflettori in alluminio già disponibili sul mercato ed utilizzati, ad esempio, dalla Sopogy. Le proprietà di riflessione della loro migliore superficie riflettente (Miro-SUN® weatherproof reflective 90) sono riassunte in Figura 40. I riflettori della Alanod-Solar sono stati utilizzati anche dalla Skyline Solar in California per un impianto di produzione di energia elettrica tramite fotovoltaico a concentrazione.

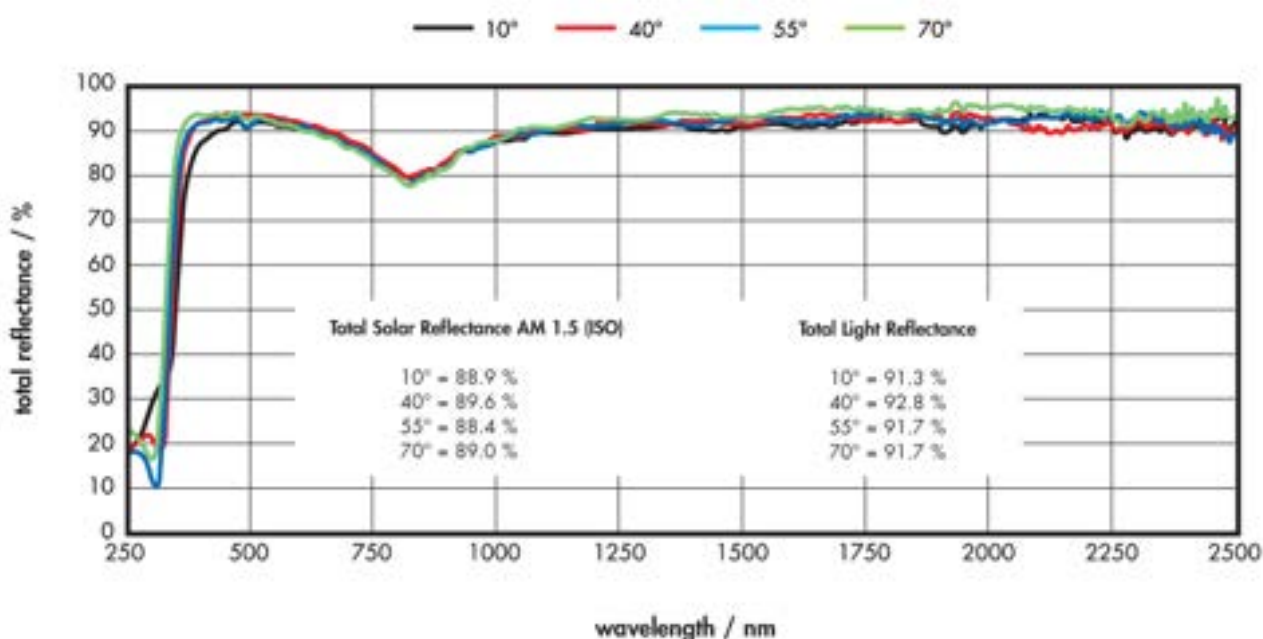


Figura 40 Riflettanza della superficie riflettente in alluminio della Alanod-Solar [32]

La SkyFuel, società americana del Colorado, utilizza per i suoi collettori parabolici lineari dei riflettori in alluminio rivestiti di argento, sviluppati da NREL e commercializzati da ReflecTech. Le proprietà di riflessione di questo tipo di specchi è riassunta in Figura 41. La ReflecTech garantisce una riflettanza speculare del 94% con un angolo di accettazione di  $1.4^\circ$  e valori di riflessione emisferica solare del 93% in condizioni di Airmass pari a 1.5. Diversi test effettuati mostrano ottime caratteristiche di resistenza a lunga esposizione solare e basso degradamento delle proprietà di riflessione [31].

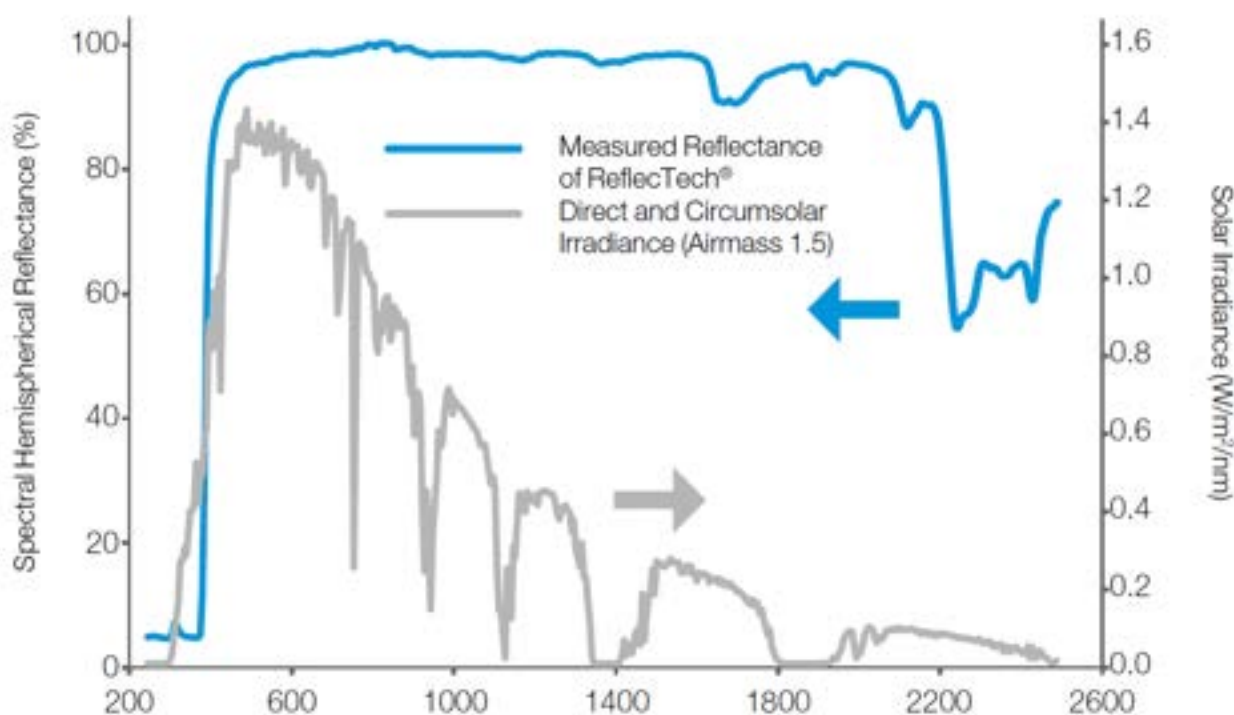


Figura 41 Riflettanza della superficie riflettente in alluminio della NREL [31]

Sebbene il rivestimento in argento, utilizzato dalla ReflecTech, incrementi significativamente le proprietà di riflessione, gli specchi della Alanod-Solar, utilizzando le proprietà riflettenti dell'alluminio stesso, garantiscono una migliore resistenza superficiale alle abrasioni. Nonché hanno una maggior semplicità costruttiva che finora ne sta premiando il successo [23].

Per quanto riguarda i concentratori a riflessione Fresnel, il discorso è molto diverso. Trattandosi di specchi piani, sono facilmente producibili specchi vetrati con sottilissimi strati di vetro. Il ridotto spessore del vetro incrementa le proprietà di riflessione oltre il 96%, valori non ottenibili con superfici metalliche. Inoltre il ridotto spessore alleggerisce il collettore stesso, rendendo il vetro la soluzione più conveniente sotto tutti i punti di vista.

### 3.7 SISTEMI DI INSEGUIMENTO

Il sistema di inseguimento deve essere capace di inseguire il sole con sufficiente accuratezza durante il giorno, ritornare alla posizione originale durante la notte ed essere capace di funzionare anche con cielo parzialmente nuvoloso. Inoltre, il sistema di inseguimento, deve garantire la messa in sicurezza dei collettori in casi di pericolo, come ad esempio forte vento, surriscaldamento o malfunzionamenti del sistema di pompaggio del fluido termovettore. L'accuratezza del sistema di inseguimento, dipende dall'angolo di accettazione del collettore, misurata solitamente tramite test sperimentali. Solitamente si definisce l'angolo di accettazione, come la variazione massima dell'angolo di incidenza con perdite di rendimento di massimo il 2%, rispetto al valore con incidenza normale. Un valore tipico è inferiore all'1%.

Esistono due tipi principali di sistemi di inseguimento: meccanici ed elettrico/elettronici. Solitamente i sistemi elettronici garantiscono una maggiore accuratezza, e possono essere suddivisi in altre due categorie: meccanismi che utilizzano motori controllati elettronicamente tramite sensori che misurano l'illuminazione solare, e meccanismi che utilizzano motori controllati da un computer che rileva in feedback misurazioni del flusso solare sul ricevitore. Il primo gruppo di sistemi di controllo, ovvero che misurano direttamente l'illuminazione solare, è costituito solitamente da una coppia di sensori fotosensibili, disposti simmetricamente rispetto all'asse di rotazione del collettore, con un sistema che ne provoca l'ombreggiamento parziale in funzione dell'inclinazione del sole, come mostrato ad esempio in Figura 42. Il rapporto fra l'irraggiamento delle due superfici, se opportunamente tarato, indica l'inclinazione del sole. Questi sistemi possono funzionare sia con un controllo a retroazione rispetto all'inclinazione del sole, che con un controllo di posizione, dopo aver individuato indipendentemente l'inclinazione del sole.

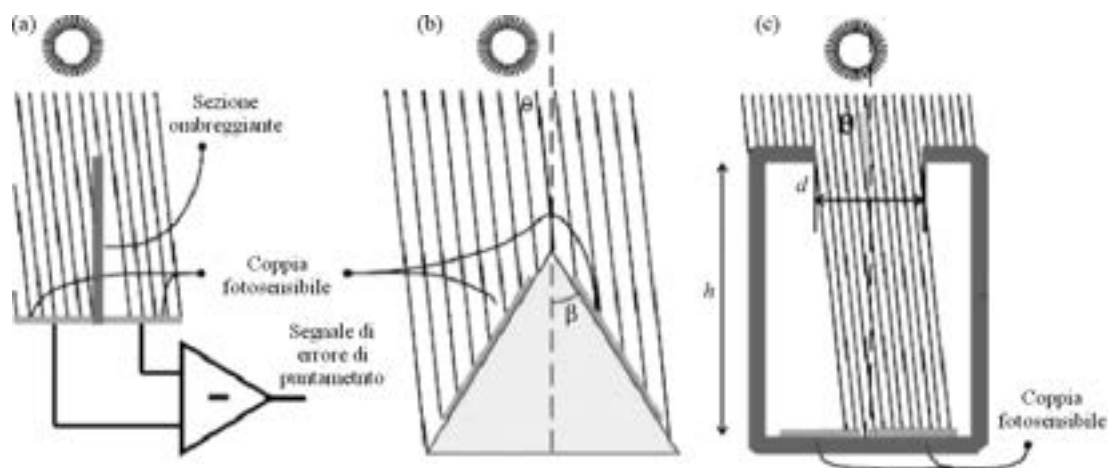


Figura 42 Esempi di sistemi di controllo a misura diretta dell'illuminazione del sole

Per dare un'idea dell'accuratezza degli attuali sistemi di inseguimento, il sistema di inseguimento solare SkyTrakker™ della SkyFuel, garantisce un errore massimo di posizione di  $\pm 0.06^\circ$  (1.0 mrad). Il sistema in questione utilizza un apparato elettronico per calcolare la posizione del sole e

successivamente effettua un controllo di posizione del collettore in base all'inclinazione calcolata precedentemente [31].

#### 4 ANALISI APPLICAZIONI A MEDIA TEMPERATURA

I collettori solari a media temperatura si collocano in una zona di confine fra i collettori solari a bassa temperatura, oggi molto diffusi, che raggiungono temperature limite intorno ai 100 °C, e i collettori solari a concentrazione ad alta temperatura, con temperature variabili fra i 250 °C e i 2000 °C. In questo contesto, è interessante classificare i collettori in base alle temperature di utilizzo, focalizzandosi principalmente nel range dei collettori a media temperatura e definendo per ogni tipo di collettori le applicazioni possibili.

Fra i collettori piani ad alta efficienza si trovano:

- Collettori piani doppio vetrati
- Collettori sottovuoto
- Collettori CPC piani e Integrated CPC

Questi collettori, a seconda delle caratteristiche specifiche del prodotto e delle condizioni atmosferiche, possono raggiungere temperature di 110-120 °C circa. Le applicazioni possibili in questo range di temperatura sono:

- Produzione di calore di processo a bassa temperatura
- Impianti di solar cooling utilizzando macchine ad assorbimento a singolo effetto
- Impianti di desalinizzazione

Considerando collettori a temperature più elevate si hanno:

- Concentratori parabolici lineari con bassi rapporti di concentrazione
- Concentratori lineari Fresnel con bassi rapporti di concentrazione

Questi sistemi consentono di lavorare a temperature comprese fra i 120 e i 220 °C circa. Le applicazioni possibili con questi collettori sono:

- Produzione di calore di processo anche ad alta temperatura
- Impianti di solar cooling utilizzando macchine ad assorbimento a doppio effetto
- Impianti di desalinizzazione

Considerando collettori a temperature ancora più elevate si trovano:

- Concentratori parabolici lineari con alti rapporti di concentrazione
- Concentratori lineari Fresnel con alti rapporti di concentrazione

Questi sistemi consentono di raggiungere tipicamente temperature di 450 °C circa. L'applicazione più utilizzata per questi sistemi è la generazione di energia elettrica tramite un ciclo termodinamico. Considerando sistemi a temperature ulteriormente più elevate si hanno:

- Concentratori a piatto parabolico
- Concentratori eliostazionari

Come già detto, questi sistemi consentono di raggiungere temperature oltre i 1500 °C, a seconda delle configurazioni utilizzate. Anche in questo caso la principale applicazione è la generazione di energia elettrica.

Parlando di collettori solari a media temperatura, si intendono comunemente temperature variabili fra i 120 e i 250 °C, che corrispondono, secondo la classificazione appena effettuata, a concentratori parabolici lineari e concentratori lineari di Fresnel a basso rapporto di concentrazione. È però evidente come le applicazioni corrispondenti siano analoghe a quelle ottenibili con concentratori piani ad alta efficienza. Nel seguito verranno spiegate le differenze fra le diverse applicazioni, nonché vantaggi e svantaggi dei diversi sistemi.

## 4.1 PRODUZIONE DI CALORE DI PROCESSO

Parlando di produzione di calore di processo, le applicazioni possibili per i sistemi solari a media temperatura sono svariate e difficilmente elencabili in modo esaustivo. In Tabella 8 sono indicate le temperature caratteristiche di alcuni fra i processi più tipici dell'industria.

Settore industriale	Processo produttivo	Temperatura [°C]
<b>Alimentare e bevande</b>	lavaggio	80 – 150
	pastorizzazione	80 – 110
	sterilizzazione	130 – 150
	essiccazione	130 – 240
	cottura	80 – 100
<b>Industria plastica</b>	estrusione ed essiccazione	150 – 180
<b>Industria chimica</b>	trattamento termico	150 – 180
	bollitura	95 – 100
	distillazione	110 – 300
	essiccazione	150 – 180
<b>Cartiero</b>	candeggio ed essiccazione	130 – 180
<b>Tessile</b>	lavaggio	80 – 100
	trattamento termico	80 – 130
	candeggio	60 – 100
	tintura	100 – 160
<b>Lavanderie industriali</b>	lavaggio a vapore	150

Tabella 8 Temperature necessarie per tipici processi industriali, realizzabili con tecnologia solare a media temperatura [26]

Come si vede in Tabella 8, i range di temperatura richiesti dipendono molto dall'applicazione specifica considerata. In particolare, molte applicazioni richiedono temperature più basse rispetto a quelle usuali per collettori PTC e Fresnel. Collettori CPC stazionari di tipo piano o sottovuoto potrebbero quindi essere utilizzati efficacemente per molte delle applicazioni indicate in tabella. Per quanto riguarda, invece, applicazioni che richiedono temperature più elevate, l'utilizzo di collettori a concentrazione presenta vari vantaggi.

L'utilizzo di collettori a media temperatura per queste applicazioni consente di utilizzare più efficacemente i collettori stessi. Confrontando le curve di rendimento dei diversi tipi di collettori, risulta evidente quanto sia più alto il rendimento di concentratori Fresnel ovvero di PTC a temperature superiori ai 100 °C. Ad esempio, la Soltigua ha testato i propri collettori parabolici lineari avere un'efficienza intorno al 60%, lavorando con una differenza fra la temperatura di funzionamento e la temperatura ambiente di 100 °C e un irraggiamento diretto di 500 W/m<sup>2</sup>; mentre, alle stesse condizioni, un collettore CPC di tipo stazionario ha rendimenti massimi intorno al 50%. Utilizzando collettori sottovuoto tradizionali o doppiovetrati il rendimento scende ulteriormente, in modo anche considerevole. Il maggior rendimento permette di avere più potenza a parità di superficie captante (maggiore densità di potenza). Considerando la criticità che c'è in molte applicazioni riguardo la superficie disponibile, si può capire quanto sia essenziale il



maggior rendimento dell'impianto. Inoltre, per applicazioni che richiedano più di 120 °C, collettori CPC stazionari o sottovuoto non possono coprire l'intero fabbisogno energetico nemmeno in condizioni ottimali, cosa che invece possono fare i collettori PTC o Fresnel.

Ad oggi un confronto economico fra le diverse tecnologie premierebbe probabilmente le tecnologie più economiche e a bassa temperatura, questo principalmente per la maggiore diffusione e per il relativo effetto scala. È proprio il costo dei collettori a concentrazione il principale ambito su cui molti gruppi di ricerca e aziende stanno lavorando. Raggiunta una sufficiente standardizzazione e maturazione commerciale del prodotto, ci si aspetta che i collettori a media temperatura diventino anche economicamente più vantaggiosi, laddove presentano già vantaggi tecnologici.

---

#### 4.1.1 CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

Volendo analizzare le caratteristiche degli impianti per la produzione di calore di processo, utilizzando collettori solari a media temperatura, non si può facilmente generalizzare e trovare delle indicazioni progettuali comuni. Infatti le diverse applicazioni presentano caratteristiche peculiari che influenzano i parametri progettuali, inoltre le applicazioni esistenti sono così poche che le caratteristiche dipendono da scelte dei progettisti piuttosto che da consuetudini progettuali.

Solitamente vengono utilizzati due circuiti separati fra il fluido termovettore circolante nei collettori e l'acqua o il vapore per il processo. Inoltre è quasi sempre presente un serbatoio di buffering, al fine di regolarizzare la fornitura di calore.

La maggior parte dei sistemi solari a concentrazione presenta sistemi di sicurezza in caso di condizioni atmosferiche sfavorevoli, come grandine o forte vento, in modo da salvaguardare l'integrità dei collettori stessi. La struttura modulare dei collettori, permette di "accendere" o "spegnere" un collettore del campo solare, mettendolo fuori fuoco. Questo è utile nel caso si stiano raggiungendo temperature troppo alte nel serbatoio di accumulo, ad esempio in condizioni di prolungato irraggiamento e non utilizzo del calore accumulato, per esempio nel fine settimana di un'industria che non lavora di domenica.

Per quanto riguarda il serbatoio di accumulo, le sue caratteristiche possono variare sensibilmente a seconda dell'applicazione considerata, delle temperature in gioco, dello spazio disponibile e del tempo di accumulo richiesto. Per queste considerazioni rimandiamo al capitolo dedicato ai serbatoi di accumulo, da considerare relativamente all'applicazione in questione.

Riguardo il campo solare, la scelta del fluido termovettore, le portate del fluido, la scelta della disposizione del campo fra serie e parallelo dei diversi collettori, è determinante la scelta del collettore. Come è stato già sottolineato, esistono oggi sul mercato svariati modelli di collettori parabolici lineari, diversi per dimensione, rapporto di concentrazione, fluidi termovettori utilizzabili. Le applicazioni attualmente sviluppate nell'ambito del solare termico a media

temperatura, sono di carattere “sperimentale”: questo rende impossibile generalizzare una strategia di posizionamento, come invece si può fare per i collettori piani.

Nel caso di produzione di vapore, solitamente il vapore viene prodotto tramite un bollitore ad alta pressione, che prende il calore dal fluido del circuito relativo al campo solare, e lo trasmette all'acqua del circuito secondario, trasformandola in vapore. Esistono comunque collettori, come quello della Solarlite, che producono direttamente vapore e permettono un suo diretto utilizzo. Per l'accoppiamento con il sistema tradizionale esistono diverse soluzioni. È possibile fornire il bollitore stesso di un sistema ausiliario tradizionale al suo interno, in modo da raggiungere sempre in uscita dal bollitore la temperatura desiderata. Un'altra soluzione consiste nel riscaldare in serie il fluido del circuito secondario nel caso non abbia raggiunto la temperatura desiderata, verosimilmente tramite una serpentina posizionata direttamente sulla fiamma viva. Una terza soluzione, forse più utilizzata, consiste nel tenere il sistema tradizionale in parallelo e convogliare il vapore raccolto in un collettore di vapore. Nel caso venga utilizzata questa soluzione, i collettori dovrebbero funzionare a portata variabile, in modo tale da avere una temperatura costante in uscita e garantire la formazione di vapore alla pressione desiderata. Una soluzione simile è utilizzata in un progetto per la produzione di calore della Soltigua, di cui forniremo in seguito maggiori dettagli.

---

#### 4.1.2 APPLICAZIONI ESISTENTI

Come già detto in un capitolo precedente, il numero totale di applicazioni per la produzione di calore di processo al 2009 è di circa 90 applicazioni, di cui la maggior parte utilizzano collettori piani e lavora a basse temperature. Citiamo di seguito alcuni impianti solari per la produzione di calore di processo, sia utilizzando collettori a media temperatura che collettori piani.

Un esempio di impianto costruito con collettori piani, è l'impianto in Campania sullo stabilimento della ILC Mandara per la produzione di mozzarella di Bufala: una superficie di 120 m<sup>2</sup> di collettori piani è utilizzata per il preriscaldamento dell'acqua per la produzione della mozzarella.

Un altro esempio, di dimensioni maggiori, è l'impianto in Arizona della Gatorade, dove un campo solare di 893 m<sup>2</sup> di collettori piani preriscalda l'acqua per l'osmosi inversa. In questo impianto l'acqua è scaldata a massimo 35 °C, in modo da garantire un'alta efficienza del sistema a membrane.

A Cantono, in Cina, è stato installato per la Isa Tantec un impianto con un campo solare di 180 m<sup>2</sup> di collettori sottovuoto, per produrre dai 7 ai 12 m<sup>3</sup> di acqua al giorno a 55 °C, per il riscaldamento dell'acqua per la conciatura delle pelli.

A Wolton, in Germania, la Solarlite ha realizzato un impianto per il riscaldamento di una piscina per l'allevamento di pesci gatto, utilizzando collettori parabolici lineari accoppiati ad un impianto a biomasse.

Nel 2005, la Mirroxx (oggi Industrial Solar) ha realizzato nel suo quartier generale un impianto pilota per la produzione di vapore, utilizzando un campo solare di 88 m<sup>2</sup> di collettori Fresnel da

loro prodotti, corrispondenti a 4 moduli. Nel 2009, sempre la Mirroxx, ha installato un altro impianto per la produzione di vapore utilizzando un campo solare di 132 m<sup>2</sup> di collettori Fresnel.

In Egitto, la Fitchnersolar, specializzata nella progettazione di impianti solari termici per la produzione di energia elettrica, ha sviluppato un impianto pilota per la produzione di calore di processo a 180 °C, di potenza pari a 1.5 MWth [33].

La Trivelli Energia ha realizzato diversi impianti per il riscaldamento di piscine e di edifici residenziali, utilizzando collettori parabolici lineari, sia in Italia che all'estero.

La Solitem sta costruendo un impianto solare di generazione di vapore per la FritoLay in Turchia, società operante nell'industria alimentare. Inoltre, sempre la Solitem, ha associato a due impianti di solar cooling per due hotel in Turchia, la produzione di vapore per la lavanderia degli stessi hotel. Di uno di questi impianti parleremo più in dettaglio in un altro capitolo.

La società americana Sopogy, ha costruito nel 2007 un impianto pilota per il progetto Avista, a Rathdrum, USA, per la produzione di calore di processo. L'impianto produce acqua a 93 °C per una capacità termica di 84 kW. Il suo campo solare è costituito da 6 collettori SopoNova® di Sopogy. Un altro impianto per la produzione di calore di processo, in costruzione da parte di Sopogy, si trova a Lae City, in Papua Nuova Guinea, commissionato dall'industria del tonno Frabelle. L'impianto produrrà acqua calda a 97 °C per la pulizia e sterilizzazione di lattine per l'inscatolamento del tonno. L'impianto utilizzerà 480 collettori SopoNova® ed avrà una potenza termica di 1196 kW. L'acqua non utilizzata per la sterilizzazione, verrà usata come acqua preriscaldata per la precottura di alimenti.

#### 4.1.3 CASE STUDY 1: IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI CALORE DI PROCESSO PER UN'INDUSTRIA TESSILE IN INDIA

Soltigua, società italiana di Gambettola (FC), è impegnata dal 2007 nella produzione di concentratori parabolici lineari e in riflettori Fresnel. È al momento in trattativa per la realizzazione di un impianto per la produzione di calore industriale di processo per un'industria tessile a Tamil Nadu, in India. L'industria tessile in questione è già provvista di un impianto per la produzione di calore tradizionale. L'impianto solare andrebbe ad integrare l'impianto esistente. Di seguito i dettagli dell'impianto.

- Luogo: Tamil Nadu (India)
- Temperatura richiesta in uscita: 100-135 °C
- Pressione del vapore: 5-6 bar
- Fonte energetica del sistema convenzionale: petrolio grezzo
- Potenza installata prima dell'aggiunta del sistema solare: 600 kW
- Orario di funzionamento: 8-20
- Schema impianto: (Figura 43)

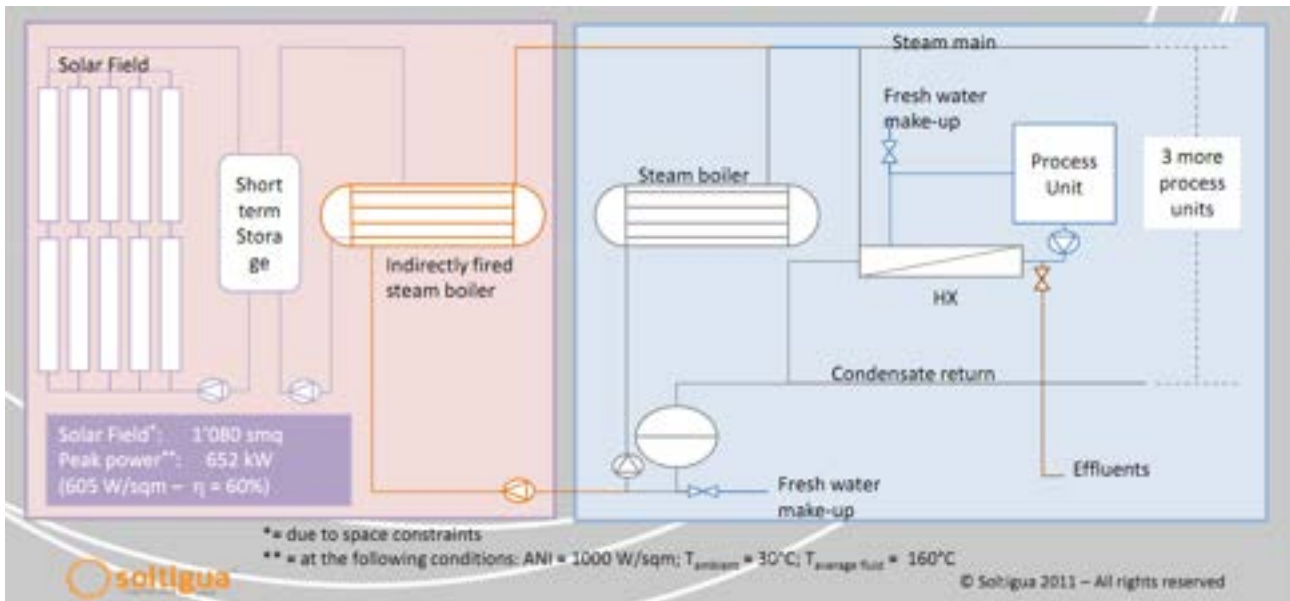


Figura 43 Schema impianto per la produzione di calore di processo [29]

L'impianto prevede un accumulo di calore giornaliero con la funzione di volano termico, collegato al campo solare, che avrà una superficie totale di 1080 m<sup>2</sup> di collettori parabolici lineari. L'integrazione con il sistema tradizionale è effettuata in parallelo, è quindi importante che il vapore proveniente dal sistema solare e dal sistema tradizionale abbia la stessa pressione.

#### Caratteristiche meteorologiche locali:

- Radiazione diretta annuale: 1768 kWh/m<sup>2</sup>
- Radiazione media diretta giornaliera: 4.8 kWh/m<sup>2</sup>
- Temperatura media giornaliera: 27.4 °C

#### Prestazioni impianto:

Le seguenti considerazioni sono effettuate in seguito a simulazioni numeriche dell'impianto effettuate da Soltigua.

Durante il 25% dei giorni con maggior irraggiamento solare, l'impianto lavorerà per circa 10 ore al giorno con un'efficienza del campo solare intorno al 57% e con una potenza media di 400 kW. Darà un apporto energetico al sistema pari al 58% dell'energia totale richiesta.

Durante il 50% dei giorni con irraggiamento solare medio, l'impianto lavorerà per circa 8 ore al giorno con efficienza del campo solare intorno al 50% e con una potenza media di 280 kW. Darà un apporto energetico al sistema pari al 36% dell'energia totale richiesta.

Complessivamente, nell'arco di tutto l'anno, il sistema solare raccoglierà mediamente 1678 kWh/m<sup>2</sup> con un'efficienza del 51% per perdite ottiche e termiche. Il rendimento del sistema a valle del campo solare, considerando le perdite del circuito, i transitori e le perdite notturne, è stato stimato pari a circa il 92%. Il calore utile netto prodotto annualmente dal sistema solare sarà pari a 781 kWh/m<sup>2</sup> con il sistema in funzionamento per 2602 ore l'anno. La potenza media dell'impianto

solare sarà pertanto di 324 kW. Il sistema solare fornirà il 36% del fabbisogno energetico dell'impianto.

#### 4.1.4 CASE STUDY 2: IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI VAPORE PER UNA LAVANDERIA INDUSTRIALE IN SARDEGNA.

Anche questo impianto è stato progettato da Soltigua ed è in discussione con il cliente. Il progetto prevede l'integrazione di un sistema già esistente per la produzione di vapore, con un sistema solare a media temperatura utilizzando concentratori parabolici lineari. Di seguito i dettagli dell'impianto.

- Luogo: Sardegna, Italia
- Temperatura richiesta in uscita: 180 °C
- Pressione del vapore: 12 bar
- Orario di funzionamento: 6 – 22 in estate, 8 – 17 in inverno
- Potenza media: 3500 kW in estate, 2000 kW in inverno
- Superficie campo solare: 2592 m<sup>2</sup>
- Tipo collettori: collettori parabolici lineari con asse in direzione N-S
- Schema impianto: (Figura 44)

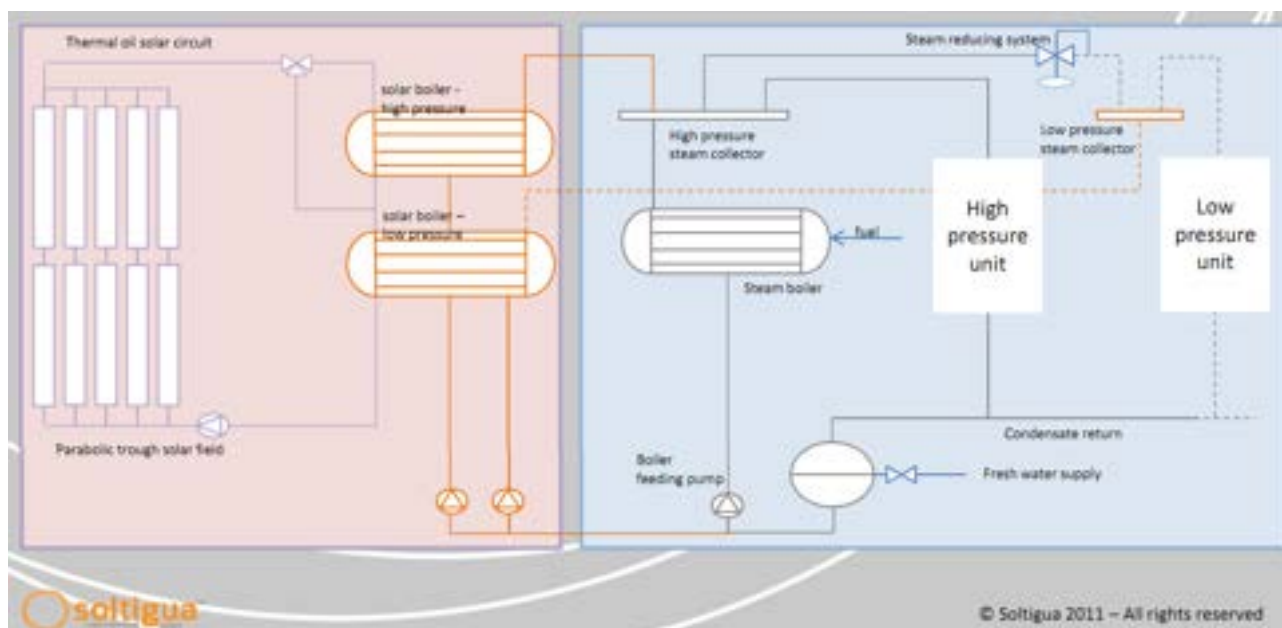


Figura 44 Schema impianto per la produzione di calore di vapore [29]

Il campo solare previsto ha una superficie di 2592 m<sup>2</sup>, corrispondente ad una potenza di 1300 kW (con irraggiamento diretto di 850 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente di 20 °C e temperatura media del fluido termovettore di 205 °C). Nell'impianto verranno utilizzati collettori parabolici lineari. Il fluido termovettore del campo solare sarà olio termico, mentre nel circuito secondario il fluido termovettore sarà direttamente vapore. L'impianto prevede un sistema di distribuzione di vapore ad alta pressione e uno a bassa pressione per le diverse necessità della lavanderia, conseguentemente ci sono due scambiatori di calore per il campo solare a diverse pressioni e

installati in serie. Parallelamente al sistema solare, è in funzione una caldaia tradizionale per la produzione di vapore ad alta pressione. Il vapore in uscita dal boiler ad alta pressione solare e dalla caldaia tradizionale è raccolto in un collettore di vapore ad alta pressione da cui viene sia utilizzato direttamente, sia inviato al collettore di vapore a bassa pressione attraverso un riduttore di pressione. Il collettore di vapore a bassa pressione raccoglie questo vapore e il vapore proveniente dal boiler solare a bassa pressione, fornendo direttamente l'utenza.

#### Caratteristiche meteorologiche locali:

- Radiazione diretta annuale: 1725 kWh/m<sup>2</sup>
- Radiazione media diretta giornaliera: 4.7 kWh/m<sup>2</sup>

Energia lorda stimata raccolta annualmente dai collettori: 1496 kWh/m<sup>2</sup>

#### Prestazioni impianto:

Secondo le simulazioni effettuate, considerando una giornata mediamente soleggiata di luglio, il campo solare lavora con un'efficienza media del 57% per 10 ore al giorno, fornendo il 27% dell'energia necessaria all'impianto. In Figura 45 sono rappresentate le potenze prodotte dal sistema solare e dall'ausiliario in una giornata mediamente soleggiata di luglio.

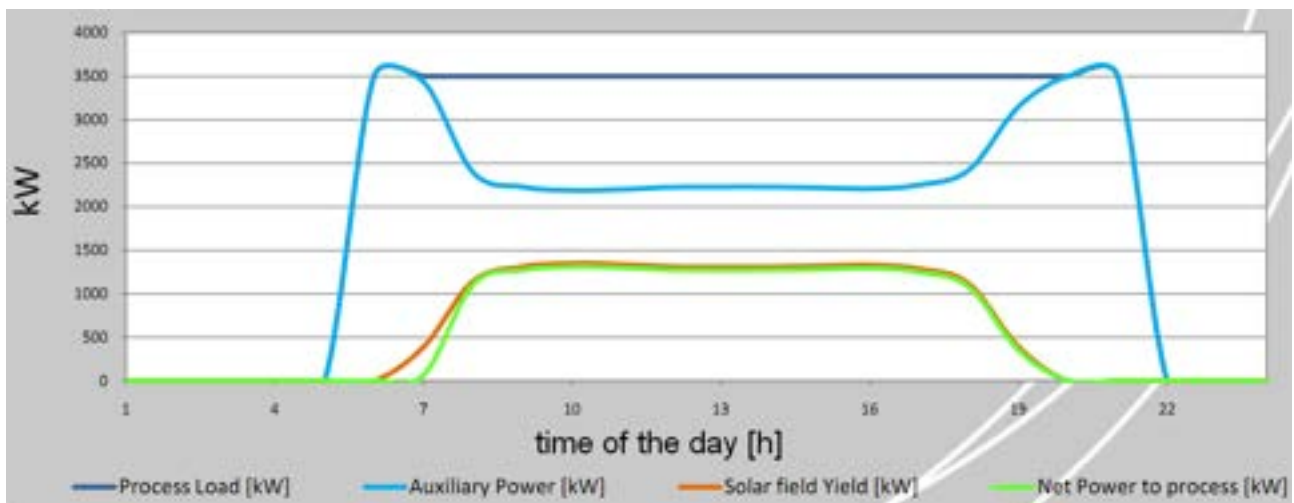


Figura 45 Potenza dell'impianto solare e del sistema totale in una giornata soleggiata di luglio [29]

## 4.2 SOLAR COOLING

Per quanto riguarda i sistemi solari a media temperatura, il solar cooling è probabilmente l'applicazione più interessante e promettente, in quanto è intrinsecamente un'applicazione "intelligente". Il solar cooling propone di utilizzare il sole come fonte primaria per produrre freddo, poiché la richiesta di freddo è maggiore nelle regioni e nei periodi di maggiore insolazione, il solar cooling sembra a prima vista essere la soluzione ideale per ridurre i costi energetici dei sistemi di condizionamento.

Il termine solar cooling è molto generico e con questo termine si possono identificare diverse tecnologie. Il modo più semplice, a livello impiantistico, per produrre freddo dal sole, è tramite celle fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica e conseguente utilizzo dell'energia elettrica per alimentare pompe di calore a compressione. Questa tecnologia, sebbene interessante, non verrà trattata in questo documento, poiché non fa parte delle tecnologie solari termiche.

Un'altra tecnologia, non analizzata in questo documento, è il desiccant cooling, o solar cooling a ciclo aperto.

Più frequentemente, con il termine solar cooling, si intende la produzione di freddo tramite l'utilizzo di macchine ad assorbimento o ad adsorbimento. Le macchine ad assorbimento, già piuttosto diffuse a livello commerciale, permettono di trasferire calore da una sorgente a bassa temperatura a una a temperatura più alta tramite un apporto di calore. Queste macchine vengono spesso utilizzate in stabilimenti dove si hanno residui di calore proveniente da altri processi. La lenta affermazione delle macchine ad assorbimento sul mercato è dovuta sia al loro basso COP rispetto alle pompe di calore a compressione, sia al loro elevato costo per macchine di bassa potenza, rendendone l'utilizzo sconveniente se non per grossi impianti.

	Singolo effetto H <sub>2</sub> O/LiBr	Doppio effetto H <sub>2</sub> O/LiBr	Triplo effetto H <sub>2</sub> O/LiBr	Singolo effetto NH <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> O
<b>Temperatura freddo [°C]</b>	5-20	5-20	5-20	-20/+20
<b>Temperatura sorgente calda</b>	70-90	140-180	210-270	160-180
<b>COP massimo</b>	0.7-0.8	1.1-1.4	1.6-1.8	0.6-0.7

Tabella 9 Tabella riassuntiva delle caratteristiche delle macchine ad assorbimento. Alcuni modelli possono avere valori diversi da quelli indicati

Il COP delle macchine ad assorbimento dipende fortemente dal tipo di macchina utilizzato: macchine a singolo effetto lavorano con COP intorno allo 0.7, macchine a doppio effetto hanno COP variabile dall'1.1 all'1.4, mentre macchine a triplo effetto possono avere COP anche dell'1.6 o superiore. Macchine a doppio o a triplo effetto (ancora molto rare), oltre ad avere COP maggiori, permettono talvolta di raggiungere temperature minori, per contro richiedono che gli venga fornito calore a temperatura più alta: per macchine a singolo effetto sono sufficienti temperature inferiori ai 100 °C, mentre per macchine a doppio effetto sono richiesti almeno 140 °C circa, a seconda dei diversi modelli. Le macchine a triplo effetto richiedono invece temperature superiori

ai 200 °C, finora solo la Thermax India ha realizzato un impianto pilota di solar cooling con un assorbitore a triplo effetto da loro prodotto.

Finora, quasi tutti gli impianti di solar cooling realizzati utilizzano macchine ad assorbimento a singolo effetto, questo principalmente per la maggior diffusione ed economicità di collettori piani sottovuoto o CPC stazionari, che garantiscono temperature sufficienti per far funzionare macchine ad assorbimento a singolo effetto. Questi sistemi presentano però un grosso limite, legato alla superficie richiesta dai collettori, non sempre disponibile. In questo contesto, l'uso di macchine ad assorbimento a doppio effetto e quindi di collettori a media temperatura, presenta il notevole vantaggio di richiedere una minor superficie. Infatti, considerando un rapporto fra i COP di una macchina a singolo effetto e una a doppio effetto, si ha

$$\frac{COP_{single}}{COP_{double}} = \frac{0.7}{1.2} = 0.58$$

A parità di rendimento d'impianto e di rendimento dei collettori, una macchina ad assorbimento a doppio effetto permette di risparmiare più del 40% della superficie necessaria per i collettori alimentanti una macchina a singolo effetto.

Considerando lo stato dell'arte dei collettori a media temperatura di circa dieci anni fa, non era quasi possibile immaginare di installare su tetto dei collettori solari a media temperatura, a causa del loro notevole ingombro. Questo è fra i fattori che hanno fatto sì che la maggior parte degli impianti di solar cooling realizzati utilizzino macchine ad assorbimento a singolo effetto.

Il recente sviluppo di collettori solari a media temperatura di ridotte dimensioni ha però permesso di progettare e realizzare impianti di solar cooling posizionando i collettori sul tetto dell'edificio raffrescato, sfruttando così spazi altrimenti inutilizzati. La maggior diffusione di collettori a media temperatura e la conseguente riduzione dei costi, unita ad una standardizzazione dei componenti, lascia prevedere la possibilità di commercializzare sistemi di solar cooling e di diffonderli, garantendo, oltre ad un minor inquinamento ambientale, anche un risparmio economico, fattore indispensabile per la sopravvivenza commerciale del sistema.

#### 4.2.1 CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

Come per gli impianti solari termici a media temperatura per la produzione di calore di processo, anche per gli impianti di solar cooling a media temperatura non esistono standard o convenzioni impiantistiche, a causa della scarsità di impianti esistenti. Ad ogni modo si possono elencare le parti dell'impianto comunque presenti, che sono:

- Campo solare
- Sistema di accumulo caldo
- Sistema ausiliario
- Macchina ad assorbimento con torre evaporativa
- Eventuale sistema di accumulo freddo
- Sistema di distribuzione dell'aria condizionata



L'organizzazione del campo solare, come già visto per gli impianti di produzione di calore di processo, dipende fortemente dal tipo di collettori utilizzati, dal fluido termovettore e dal metodo di scambio di calore con il sistema di accumulo.

Il sistema di accumulo del calore può essere ad acqua in pressione, ad olio o altrimenti può essere anche un serbatoio solido, come ad esempio proposto dalla Trivelli Energia ed utilizzato nel loro impianto pilota.

L'accoppiamento tra il campo solare e il serbatoio di accumulo è effettuato attraverso uno scambiatore di calore che cambia a seconda del tipo di fluido termovettore utilizzato. Esistono inoltre due diverse soluzioni per la posizione del serbatoio. La prima prevede che il serbatoio sia posizionato come elemento di interconnessione fra il campo solare e l'assorbitore, quindi il fluido termovettore in uscita dal campo solare passa interamente attraverso il serbatoio che va poi ad alimentare il chiller, soluzione usata ad esempio da Soltigua. La seconda prevede l'utilizzo di una valvola a tre vie che viene aperta o chiusa a seconda se il fluido debba andare direttamente al chiller o debba essere raccolto nel serbatoio. In entrambe le soluzioni il serbatoio potrebbe scambiare calore con il fluido termovettore tramite miscelazione diretta, ma solitamente si preferisce utilizzare uno scambiatore di calore.

Un altro punto che consente diverse soluzioni e l'integrazione con il sistema ausiliario. Una soluzione, adottata dalla Kloben per diversi impianti (con assorbitore a singolo effetto) è di far funzionare in parallelo l'assorbitore e la pompa di calore del sistema ausiliario, utilizzando quindi due diverse pompe di calore. Questa soluzione ha il problema che è necessario coordinare al meglio i due impianti per avere un buon accoppiamento in uscita. Un'altra soluzione, utilizzando sempre due diverse pompe di calore, prevede di posizionare le due pompe di calore in serie, ovvero raffreddare ulteriormente l'acqua in uscita dal chiller tramite la pompa di calore ausiliaria, nell'eventualità il cui non abbia raggiunto una temperatura sufficientemente bassa. Alternativamente è possibile utilizzare un'unica pompa di calore e fornire solamente calore con il sistema di backup. In questo caso una soluzione prevede di posizionare la caldaia ausiliaria in serie all'acqua calda in uscita dal serbatoio di accumulo, direzionando il flusso tramite una valvola a tre vie. Un'altra soluzione, adottata dalla Solitem per un impianto, prevede di posizionare il sistema solare e la caldaia ausiliaria in parallelo, quindi raccogliere il vapore in uscita da entrambi i sistemi, con portate e temperature opportunamente controllate e tarate, e di mandarlo alla macchina ad assorbimento. Visto lo scarso numero di applicazioni realizzate, è difficile stabilire a priori quale delle soluzioni è migliore rispetto alle altre. Ovviamente l'utilizzo di due pompe di calore comporta maggiori spese, ma in certi casi potrebbe permettere di evitare di installare una caldaia, bensì usare corrente elettrica. La scelta della tipologia di collegamento dipende sia dalla dimensione dell'impianto, che dal costo dei componenti, dagli spazi disponibili nonché dalla affidabilità richiesta per il sistema (quanto è grave un malfunzionamento temporaneo).

Il sistema di raffreddamento della macchina ad assorbimento consiste solitamente in una torre evaporativa ad aria, che può anche essere sostituita con un sistema ad acqua (nel caso di presenza di piscine da riscaldare, è possibile sfruttare in positivo il raffreddamento della macchina ad

assorbimento). Ad ogni modo, questa parte dell'impianto è piuttosto vincolata dalla scelta della macchina ad assorbimento e non influenza il resto del sistema.

Riguardo la presenza o meno del serbatoio di accumulo di acqua fredda ci sono diverse filosofie progettuali. L'accumulo di calore a monte del chiller rappresenta già un dispositivo di buffering per quanto riguarda il campo solare, che è il componente più intermittente ed aleatorio dell'impianto. Contemporaneamente, però, un serbatoio di accumulo di acqua fredda consente di regolarizzare il funzionamento del chiller e fornire un volano termico subito prima del sistema di distribuzione. Molti sistemi analizzati non prevedono un serbatoio di accumulo di acqua fredda, con conseguente risparmio di un componente ingombrante. L'impianto già citato della Solitem analizzato nel seguito, prevede invece un serbatoio di accumulo di acqua fredda, collegato però tramite una valvola a tre vie, in modo tale da renderlo un componente ausiliario del sistema e bypassabile.

Come descritto nelle molteplici scelte impiantistiche possibili appena presentate, è difficile fornire delle direttive generali sulle varie scelte da effettuare in sede di progetto. È invece interessante analizzare gli impianti esistenti ed eventualmente trarre conclusioni da questi. Nel prossimo capitolo viene presentata una lista non esaustiva delle applicazioni esistenti e dei progetti realizzati e pronti per la realizzazione. Successivamente si analizzerà nel dettaglio l'impianto realizzato dalla Solitem, per il condizionamento di un hotel in Turchia.

---

#### 4.2.2 APPLICAZIONI ESISTENTI

Il solar cooling è una tecnologia piuttosto recente e scarsamente sviluppata. Nel 2010 le installazioni di sistemi di solar cooling erano stimate essere circa 300, di cui la quasi totalità utilizzanti macchine a singolo effetto. Di seguito presentiamo alcune di queste applicazioni realizzate a puro titolo esemplificativo, per dare un'idea della diffusione e del tipo di applicazioni realizzate, senza la pretesa di fornire un elenco esaustivo delle applicazioni esistenti. Per un elenco esaustivo delle applicazioni esistenti utilizzando tecnologia solar cooling, rimandiamo al documento realizzato per la Task 38 del Solar Heating & Cooling Program (SHC) [25].

---

##### 4.2.2.1 IMPIANTI A BASSA TEMPERATURA

Kloben, società italiana fondata nel 1993 e fra le prime società italiane impegnate nel settore, vanta probabilmente il numero più alto di installazioni di solar cooling sul territorio nazionale. Risulta che però nessuno degli impianti da loro realizzati utilizza macchine ad assorbimento a doppio effetto. Di seguito ne verranno descritti brevemente alcuni.

Nel 2006, presso la Curia di Vallo della Lucania (SA), è stato installato un impianto per il raffrescamento della mensa della curia Vescovile. L'installazione consiste nell'ammodernamento di un impianto preesistente, e nella realizzazione del sistema solare a monte delle caldaie. L'impianto preesistente consisteva in pompe di calore a compressione per l'estate, e in caldaie tradizionali per l'inverno. Durante la stagione di raffrescamento, la macchina ad assorbimento lavora in parallelo con la macchina a compressione e accumulano entrambi l'acqua fredda negli

stessi serbatoi freddi, che vanno ad alimentare dei fan-coil. Durante l'inverno l'impianto solare assiste la caldaia tradizionale consentendo un ulteriore risparmio energetico. I collettori solari utilizzati sono di tipo CPC stazionari con una potenza termica di picco di 102 kW, mentre la macchina ad assorbimento è al bromuro di litio (LiBr) con una potenza di 35 kW, a singolo effetto [34].

Presso l'università di Cassino è in corso di installazione un impianto di solar cooling con macchina ad assorbimento a singolo effetto con una potenza di 17.5 kW, alimentata da un campo solare con potenza di picco di 35 kW [34].

A Roma, Kloben ha installato un impianto di solar cooling per il raffrescamento della mensa della Città del Vaticano. Il campo solare è posizionato su tre coperture: quella della mensa, quella della palazzina residenziale adiacente alla mensa e quella della centrale termica. Il campo solare consiste in 78 collettori da 21 tubi, 8 collettori da 12 tubi e 24 collettori da 8 tubi, che in totale corrispondono a 350 m<sup>2</sup>, distribuiti su una superficie impegnata di 1700 m<sup>2</sup>. Il sistema è provvisto di un accumulo caldo ad acqua di 12'000 litri. I collettori, forniti dalla Kloben stessa, sono di tipo CPC, modello SKY CPC58. La macchina ad assorbimento è LiBr con una potenza di 105 kW. L'impianto fornisce anche acqua calda sanitaria, mentre la distribuzione del caldo e del freddo è effettuata tramite fan-coil [34].



Figura 46 Campo solare dell'impianto di solar cooling in Città del Vaticano [34]

A Casaccia (RM), la Kloben ha realizzato un impianto di solar cooling presso un edificio del centro ricerche dell'ENEA. In questo impianto un campo solare di collettori CPC stazionari riscalda due serbatoi di accumulo che alimentano una macchina ad assorbimento a LiBr da 70 kW. I collettori solari sono forniti dalla Kloben, modello SKY 21 CPC 58. La potenza di picco del campo solare è di 70 kW. Anche in questo caso, la distribuzione del caldo e del freddo è affidata a dei fan-coil [34].

A Riccione (RN), la Polistudio ha realizzato con prodotti Kloben un impianto di solar cooling e riscaldamento utilizzando collettori solari sottovuoto modello SP 21 CPC 47 per una potenza termica di picco di 76 kW, che alimentano una macchina ad assorbimento di tipo LiBr da 35 kW di potenza [34].

A Pavia, presso l'istituto di riabilitazione di Cura Santa Margherita, è installato un impianto per il riscaldamento, la produzione di acqua calda sanitaria e il raffrescamento tramite macchina ad assorbimento LiBr da 70 kW di potenza. I collettori solari utilizzati, della Kloben, sono CPC stazionari modello Sky 21 CPC 58 [34].

A Dongo, in provincia di Como, è stato installato un impianto di solar cooling per il raffrescamento, riscaldamento e produzione di ACS per un palazzetto dello sport. L'impianto è dotato di accumulo caldo, ma non di accumulo freddo, il campo solare è composto da collettori CPC stazionari modello Sky 21 CPC 58 della Kloben e la macchina ad assorbimento a LiBr ha una potenza di 35 kW [34].

Nel 2006 è stato installato a Soba, in Sudan, presso l'ospedale di cardiocirurgia infantile, un impianto di solar cooling con funzionamento su tutto l'arco dell'anno. L'impianto dispone di un sistema di accumulo di circa 50 m<sup>3</sup> di acqua, mantenuti a quasi 100 °C dal campo solare, composto da collettori CPC stazionari sottovuoto della Kloben, modello SP 21 CPC 47. Le macchine ad assorbimento a LiBr da 615 kW sono due e lavorano in parallelo. La distribuzione del freddo è a mezzo anello di acqua fredda con fan-coil e fornisce oltre 12000 m<sup>2</sup> di superficie calpestabile dell'ospedale.

Altri impianti realizzati dalla Kloben utilizzano il dessiccant cooling per la produzione del freddo. Fra questi citiamo l'impianto di Bovolone (VR) sulla sede della Kloben, e l'impianto di Bologna su una sede dell'Avis.

A Banyls, in Francia, è stato installato nel 1991 un impianto di solar cooling per il raffrescamento di un deposito di vini. Il campo solare consiste in 130 m<sup>2</sup> di collettori solari sottovuoto di tipo piano, che dispongono di serbatoio caldo di 1 m<sup>3</sup>. L'impianto utilizza due macchine ad assorbimento per una potenza totale di 52 kW.

Per la descrizione dettagliata di molti degli impianti esistenti di solar cooling, rimandiamo al progetto europeo Solair [35]. Il progetto europeo Solair si è occupato, dal 2007 al 2009, di censire gli impianti di solar cooling esistenti ed analizzarne le loro caratteristiche, al fine di determinare punti comuni delle diverse applicazioni e delineare delle linee guida. Vista la scarsità di impianti di solar cooling a media temperatura con macchine ad assorbimento a doppio effetto, il progetto si è occupato principalmente di sistemi a bassa temperatura, maggiormente diffusi.

---

#### 4.2.2.2 IMPIANTI A MEDIA TEMPERATURA

Tutti gli impianti fin qui presentati utilizzano macchine ad assorbimento a singolo effetto e non utilizzano sistemi solari a media temperatura. Di seguito presentiamo la maggior parte degli impianti di solar cooling a media temperatura esistenti o in fase di realizzazione.

La Chromasun, dopo aver realizzato un impianto pilota per testare i propri collettori Fresnel lineari compatti (Chromasun MCT HT), ha effettuato lo studio per la realizzazione di diversi impianti utilizzando i propri collettori solari, fra cui:

- Il raffrescamento di un centro dati a Sunnyvale, in California. La potenza richiesta per il raffrescamento è stata stimata essere di 2000 kW<sub>e</sub> utilizzando pompe di calore a compressione. La superficie del tetto di 6150 m<sup>2</sup> consente di installare un campo solare di collettori Fresnel lineari compatti delle Chromasun, tali da garantire il 94% della necessità energetica per il raffrescamento dell'edificio.
- Il raffrescamento di un edificio ad uso uffici a Dubai. Il progetto prevede di utilizzare la superficie orizzontale del tetto disponibile di 1200 m<sup>2</sup>, che permetterebbe di installare fino a 199 collettori Chromasun MCT HT. È stato scelto di utilizzare una macchina ad assorbimento da 3500 kW a LiBr a doppio effetto, per la quale 80 collettori sarebbero sufficienti per un corretto funzionamento. La macchina ad assorbimento verrà raffreddata da due torri evaporative separate [36].

La Mirroxx, oggi Industrial Solar, ha realizzato diversi impianti di solar cooling utilizzando i propri concentratori lineari di Fresnel. Fra questi impianti citiamo:

- Un impianto di raffrescamento pilota, costruito a Bergamo nel 2006, con 6 moduli di collettori Fresnel per una superficie totale di 132 m<sup>2</sup>. L'impianto utilizza una macchina ad assorbimento della Robur di tipo NH<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>O. Uno schema d'impianto essenziale è mostrato in Figura 47.

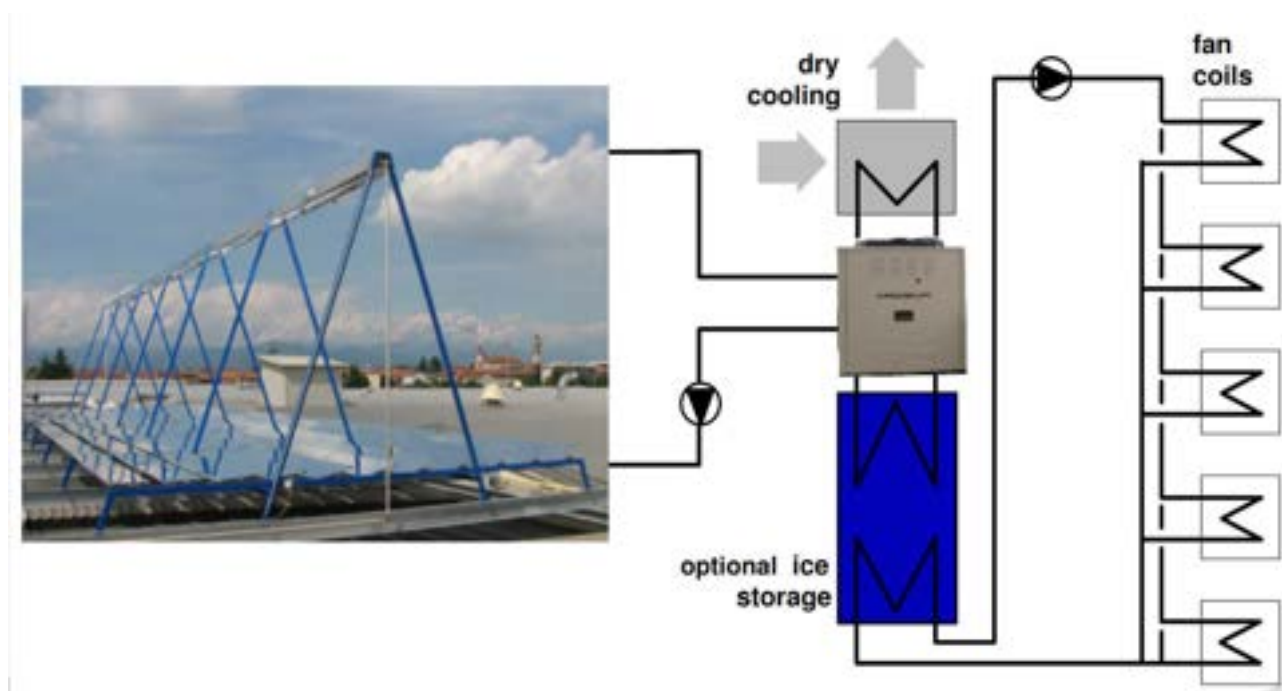


Figura 47 Schema d'impianto di solar cooling a Bergamo 81[38]

- Un impianto di raffrescamento per una azienda vinicola vicino Tunisi, in Tunisia, costruito nel 2008. Questo impianto, progettato in collaborazione con il Politecnico di Milano, dispone di 4 moduli di concentratori Fresnel lineari per una superficie totale di 88 m<sup>2</sup>, capaci di fornire 44 kW di picco. L'impianto utilizza una macchina ad assorbimento di tipo NH<sub>3</sub>-H<sub>2</sub>O, capace di ottenere temperature sotto lo zero.

- Nel 2007, per l'università di Siviglia, in Spagna, la Mirroxx ha realizzato un impianto di raffrescamento con un campo solare composto da 16 moduli di concentratori Fresnel, per una superficie totale di 352 m<sup>2</sup> e una potenza di picco di 176 kW, che forniscono calore a 180 °C circa. L'impianto utilizza una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr. L'interconnessione con il sistema ausiliario è effettuata tramite una caldaia che riscalda il serbatoio di accumulo, quando questo non raggiunge la temperatura sufficiente per alimentare la macchina ad assorbimento. Lo schema d'impianto semplificato è mostrato in Figura 48.

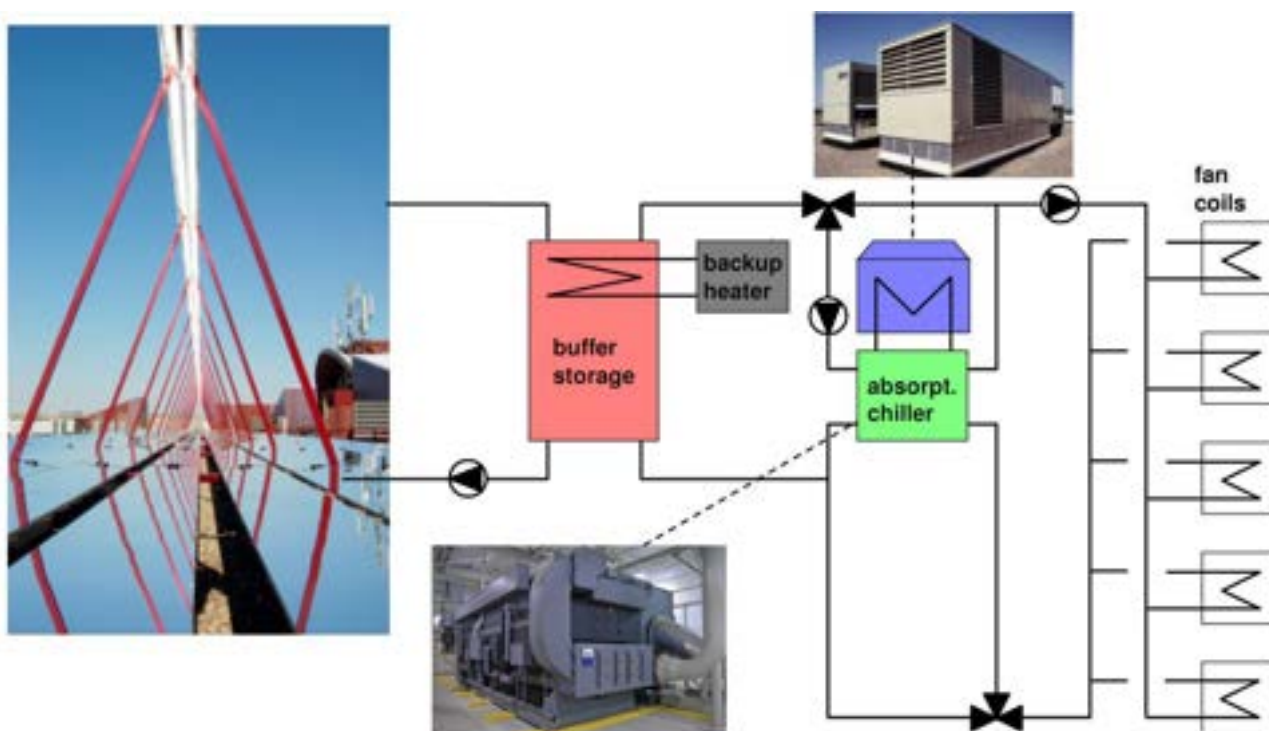


Figura 48 Schema d'impianto di solar cooling a Siviglia [38]

- Un altro progetto che sta sviluppando la Mirroxx, riguarda un impianto di solar cooling da installare a Masdar City, negli Emirati Arabi Uniti. L'impianto prevede 6 moduli di riflettori Fresnel, per un totale di 132 m<sup>2</sup> di superficie installata, che andranno ad alimentare una macchina ad assorbimento a doppio effetto tipo LiBr.
- Il progetto più ambizioso della Mirroxx industrial Solar è probabilmente l'impianto di solar cooling per uno stadio in Qatar, che ospiterà la finale dei mondiali di calcio FIFA Qatar 2022. Al momento è stato costruito uno stadio, come modello espositivo, di 500 posti, che è stato mostrato al comitato per la scelta della località ospitante i mondiali di calcio. L'impianto di solar cooling di questo modello ha un campo solare di 1400 m<sup>2</sup>, composto da riflettori Fresnel, che forniscono 700 kW di potenza di picco, alimentando una macchina ad assorbimento a doppio effetto di tipo LiBr della Thermax India. Il fluido termovettore dei collettori raggiunge i 200 °C ed è pressurizzato a 16 bar. Il campo solare è organizzato in sezioni parallele lunghe 32 metri.



Figura 49 Vista dello stadio modello a Doha, Qatar

La Sopogy, emergente società Hawaiana impegnata nel campo del solare a concentrazione, ha realizzato diversi impianti di solar cooling e ha diversi progetti attualmente in fase realizzativa o di progettazione. Fra questi impianti citiamo:

- A ottobre 2010 a El Paso, Texas, è stata completata l'installazione di un impianto di solar cooling per la climatizzazione della mensa della base militare Fort Bliss. L'impianto dispone di 84 collettori PTC SopoNova® di Sopogy ed ha una potenza termica di 219 kW. I collettori solari riscaldano l'acqua a 98 °C per azionare una macchina ad assorbimento a singolo effetto. Questo impianto andrebbe quindi annoverato fra gli impianti di solar cooling a bassa temperatura.
- A settembre 2009, a Downey, California, è stata terminata l'installazione di un impianto dimostrativo di solar cooling per il raffrescamento del centro ricerche della The Gas Company (Sempra Energy). L'impianto utilizza 9 collettori PTC SopoNova® ed ha una capacità termica di 24 kW.
- È attualmente in fase di installazione un impianto di solar cooling a Hermosillo, in Messico, per il raffrescamento di un cementificio recentemente inaugurato dalla Holcim. L'impianto disporrà di 160 collettori PTC SopoNova® e avrà una potenza termica di 291 kW. Anche questo impianto utilizzerà una macchina ad assorbimento a singolo effetto ed andrebbe quindi annoverato fra gli impianti a bassa temperatura.
- A Tuscon, in Arizona, è attualmente in fase di installazione un impianto di solar cooling per il raffrescamento per il centro giovani della base aerea Davis-Monthan. L'impianto disporrà di 72 collettori PTC SopoNova® per una potenza termica di 180 kW. Il fluido termovettore sarà acqua che, scaldata a 176 °C, andrà ad alimentare una macchina ad assorbimento a doppio effetto.
- A Masdar City, città a basso impatto energetico negli Emirati Arabi Uniti, è in fase di installazione un impianto di solar cooling per la climatizzazione di uffici. L'impianto disporrà di 60 collettori PTC SopoNova® per una potenza termica di 130 kW. Il fluido termovettore

sarà olio diatermico che, riscaldato a 133 °C, andrà ad alimentare una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr da 175 kW di potenza.

- È attualmente in fase di progettazione un impianto di solar cooling per il Maui Ocean Center a Wailuku, Maui, USA. Il progetto prevede l'utilizzo di 24 collettori PTC SopoNova®, installati sul tetto dell'acquario, per una potenza termica di 54 kW. Il fluido termovettore sarà acqua che andrà ad alimentare, alla temperatura di 160 °C, una macchina ad assorbimento a doppio effetto. L'acqua raffreddata in uscita dalla macchina ad assorbimento, verrà utilizzata come acqua preraffreddata per l'impianto di raffrescamento tradizionale a compressione. Le stime effettuate da Sopogy, prevedono un risparmio energetico annuo di 26 568 kW.
- Per ultimo citiamo un impianto dimostrativo di trigenerazione, in fase di progettazione per l'università Mu'tah a Karak, in Giordania. L'impianto prevede l'utilizzo di 44 collettori PTC SopoNova® per riscaldare a 270 °C dell'olio sintetico (Xceltherm-600) utilizzato come fluido termovettore, per una potenza termica di 80 kW. L'olio riscaldato andrà ad alimentare un generatore di vapore, utilizzato per alimentare una turbina per la generazione di energia elettrica. Il vapore esausto, in uscita dalla turbina, andrà ad alimentare una macchina ad assorbimento per il raffrescamento, mentre l'acqua calda in uscita dalla macchina ad assorbimento verrà utilizzata come acqua calda sanitaria.

La NEP Solar Pty Ltd, società australiana produttrice di collettori parabolici lineari, ha ultimato 3 impianti di solar cooling. Nel dettaglio:

- A Newcastle, in Australia, un impianto di solar cooling per un complesso di cinema. L'impianto dispone di una superficie di 354 m<sup>2</sup> di collettori PolyTrough 1200 che forniscono una macchina ad assorbimento da 230 kW di tipo LiBr a doppio effetto. La potenza termica di picco del campo solare è di 200 kW, il fluido termovettore è acqua ad alta pressione che raggiunge in uscita dal campo solare i 180 °C.
- Un impianto dimostrativo è stato installato sempre a Newcastle, Australia, al centro energetico di ricerca industriale (CSIRO). Il campo solare consiste in 50 m<sup>2</sup> di collettori PolyTrough 1200 e alimenta la macchina ad assorbimento a singolo effetto LiBr chilli® WFC18 da 18 kW della SolarNext.
- Un altro impianto dimostrativo è in costruzione a Padstow, nel nuovo Galles del sud in Australia. L'impianto prevede l'utilizzo di un campo solare di collettori parabolici lineari ad alimentare una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr da 175 kW.

La Thermax India, multinazionale indiana impegnata nel campo dell'energia, ha appena inaugurato, a Gurgaon, in India, un impianto di solar cooling dimostrativo, utilizzando sia collettori solari che macchina ad assorbimento da loro prodotti e commercializzati. I collettori utilizzati sono concentratori parabolici lineari, ma la principale novità dell'impianto è la macchina ad assorbimento. Si tratta infatti del primo impianto di solar cooling al mondo che utilizza una macchina ad assorbimento a triplo effetto, garantendo COP dell'1.6. Questo è reso possibile dalle alte temperature in uscita dal campo solare, intorno ai 210 °C. L'incremento del COP permette di





solar cooling per aiutare dei gruppi frigo preesistenti, tramite una condensazione ad acqua. Il calore verrebbe fornito da concentratori parabolici lineari. L'impianto è in fase di sviluppo per il mercato del pesce di Dakar, Senegal.

La Soltigua ha realizzato un impianto pilota di solar cooling presso la propria sede di Gambettola (FC). Questo impianto utilizza concentratori parabolici lineari che alimentano una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr. La Soltigua ha inoltre progettato altri due impianti di solar cooling, attualmente in discussione con il cliente. Di seguito diamo alcuni dettagli progettuali [29].



Figura 51 Particolare del campo solare dell'impianto di solar cooling di Gambettola (FC)

Il primo impianto, riguarda il raffrescamento di un centro commerciale a Phoenix, in Arizona. Il campo solare previsto è di 1293 m<sup>2</sup> di concentratori parabolici lineari, che richiedono circa 2790 m<sup>2</sup> di superficie disponibile. I collettori avranno orientamento N-S. In Figura 52 è rappresentato lo schema d'impianto. Il progetto prevede due diversi circuiti idraulici. Il fluido termovettore del campo solare è olio termico che cede calore ad un accumulo di acqua calda ad alta pressione tramite uno scambiatore di calore. L'accumulo di acqua calda è la sorgente calda di un chiller ad assorbimento LiBr a doppio effetto, di 700 kW di potenza. Per il sistema ausiliario di l'integrazione sono allo studio due possibilità: la prima prevede l'utilizzo di una caldaia ausiliaria per far funzionare il chiller in condizioni di scarso irraggiamento, mentre la seconda prevede di installare in serie al chiller ad assorbimento un impianto frigorifero tradizionale (a compressione). Utilizzando la prima soluzione, è stato stimato un COP medio del chiller di 1.34.

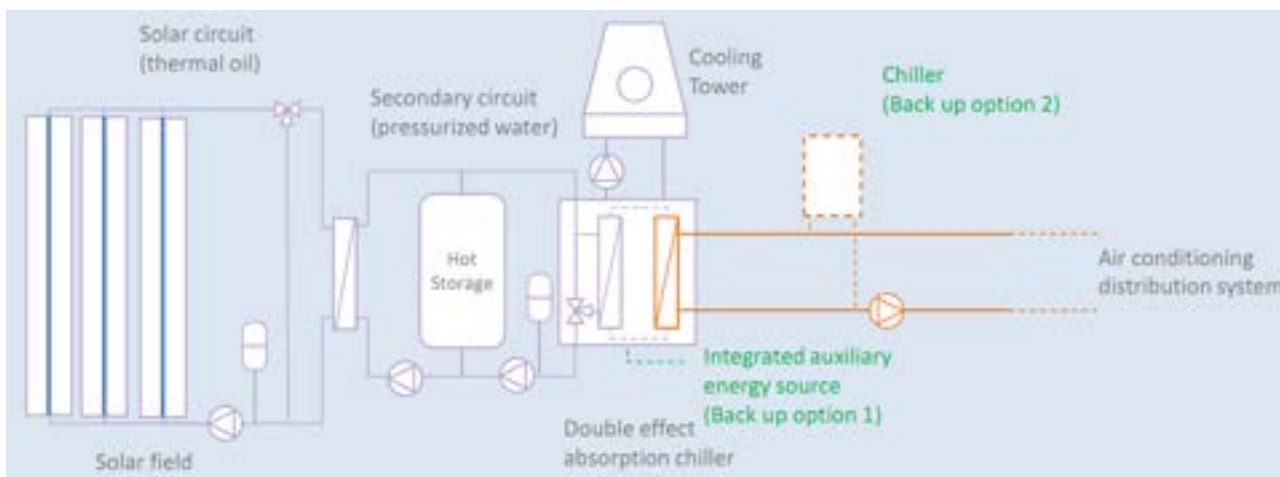


Figura 52 Schema impianto di solar cooling [29]

Le caratteristiche meteorologiche locali prevedono una radiazione diretta annuale di 2572 kWh/m<sup>2</sup> che corrisponde ad una radiazione media diretta giornaliera di 7.0 kWh/m<sup>2</sup>, mentre la temperatura media giornaliera è di 26 °C. L'energia lorda raccolta annualmente dai collettori è stimata essere di 2228 kWh/m<sup>2</sup>.

Simulazioni effettuate dalla Soltigua hanno dato i seguenti risultati prestazionali dell'impianto:

- L'irraggiamento medio del 20% dei giorni con maggior irraggiamento è di 8.7 kWh/m<sup>2</sup>, considerando la radiazione diretta. Questi giorni rappresentano il periodo in cui c'è maggior richiesta di energia per il raffrescamento. In tali giorni l'efficienza dei collettori solari è stimata intorno al 56%, per un funzionamento di 10 ore al giorno (dalle 8 alle 18). Considerando una potenza media di raffrescamento di 700 kW per 9 ore al giorno, il sistema solare fornisce il 57% del fabbisogno energetico durante la giornata. Considerando inoltre la variazione dei prezzi dell'energia in funzione dell'ora e dei picchi raggiunti, il contributo solare può arrivare fino all'80%, in virtù del maggior apporto nelle ore più calde della giornata.

Il secondo impianto progettato da Soltigua e attualmente in discussione col cliente, consiste in un impianto di solar cooling per il raffrescamento di un edificio ad uso ufficio, situato a Dubai. Quest'impianto prevede l'utilizzo di 40 collettori PTM-24 di Soltigua (tipo PTC), orientati con asse N-S, a formare 2160 m<sup>2</sup> di superficie captante, disposti su circa 4800 m<sup>2</sup> di superficie orizzontale disponibile. Lo schema d'impianto previsto è analogo all'impianto di Phoenix appena descritto. Di seguito elenchiamo le prestazioni previste dall'impianto e alcuni parametri di progetto.

- Energia lorda raccolta annualmente dai collettori: 2228 kWh/m<sup>2</sup>
- Radiazione incidente di 650 W/m<sup>2</sup> (tipica in giornate con cielo limpido)
- Efficienza del collettore ( $T_{inlet} = 175\text{ °C}$ ;  $T_{outlet} = 195\text{ °C}$ ) = 55%
- Output collettori 358 W/m<sup>2</sup>
- Superficie netta collettori 2160 m<sup>2</sup>
- Potenza collettori 777 kW
- Perdite nel circuito 5%

- Calore netto al chiller dal campo solare 738 kW
- COP del chiller 1.4
- Potenza frigorifera del chiller 1033 kW

Secondo le simulazioni effettuate da Soltigua, in giornate mediamente soleggiate il campo solare può coprire tutta la necessità energetica dalle ore 9 alle ore 15. In giornate scarsamente soleggiate, il campo solare fornisce comunque un considerevole apporto energetico all'impianto, ma è necessario il sistema ausiliario per mantenere le condizioni desiderate.

La Solitem, una delle più attive società nel campo del solar cooling a media temperatura, ha realizzato diversi impianti. Il primo impianto da loro realizzato è per il raffrescamento, riscaldamento e produzione di vapore per l'hotel Iberotel Sarigerme Par, in Turchia, del gruppo TUI. Questo impianto è il primo impianto esistente di solar cooling con macchine ad assorbimento a doppio effetto. Nel prossimo capitolo descriveremo i relativi dettagli impiantistici. Fra gli altri impianti realizzati o in costruzione della Solitem troviamo:

- Impianto di solar cooling per il Metro Cash & Carry, mercato di vendita all'ingrosso. Il sistema, in costruzione, utilizza collettori parabolici lineari che verranno montati sulle pensiline che ricoprono il parcheggio. Sarà il primo impianto di solar cooling a doppio effetto per un supermercato.
- Un impianto, già realizzato, di solar cooling e per la generazione di vapore presso l'hotel Grand Kaptan in Turchia, utilizzando collettori parabolici lineari e una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr.
- All'istituto Gebze High-Technology, vicino Istanbul, la Solitem ha installato un impianto di solar cooling, utilizzando collettori parabolici lineari e una macchina ad assorbimento a doppio effetto LiBr.
- Un impianto simile è stato costruito per un hotel sul Mar Morto a Omman, in Giordania e al Mouly Youssef Hospital a Casablanca, in Marocco.

Gli impianti descritti in questo paragrafo rappresentano la maggior parte degli impianti esistenti di solar cooling a media temperatura. Si può vedere come sia esiguo il numero esistente di questi impianti e quanto siano recenti tutti quelli descritti. Nonostante questo, i risultati prestazionali ottenuti sono estremamente incoraggianti e fanno presagire un ruolo importante per questa tecnologia nel prossimo futuro. La Task 38 della IEA (International Energy Agency): Solar Air-Conditioning and Refrigeration, ha messo in cima alla lista delle priorità indispensabili per una maggiore diffusione dei sistemi solari a media temperatura, una maggior standardizzazione, sia di prodotto che di test e di norme costruttive, in modo tale da dare un riferimento e un orientamento alle società che si cimentano in questa nuova tecnologia.

Allo stesso tempo, la standardizzazione favorirebbe una più ordinata politica di incentivazione statale.

#### 4.2.3 CASE STUDY: IMPIANTO DI SOLAR COOLING DELL'HOTEL IBEROTEL SARIGERME PAR, IN TURCHIA

L'impianto di solar cooling dell'hotel Iberotel Sarigerme Par, in Turchia, è il primo impianto di solar cooling mai realizzato utilizzando una macchina ad assorbimento a doppio effetto. Proprio per la sua natura pionieristica, questo impianto è sottodimensionato rispetto alle necessità energetiche dell'albergo, è però stata considerata la possibilità di futuri ampliamenti che faranno sì che l'impianto rappresenti un significativo risparmio energetico per la struttura alberghiera.

Fino alla costruzione di questo impianto tutti i sistemi di solar cooling utilizzavano macchine a singolo effetto (o altre tecnologie) e collettori solari stazionari. La scelta di utilizzare collettori ad inseguimento e una macchina ad assorbimento a più alto rendimento è nata dalla considerazione che l'incremento di COP della macchina ad assorbimento, compensa ampiamente la riduzione di rendimento dei collettori per le più alte temperature, rese possibili dai collettori ad inseguimento.

Il campo solare è composto da collettori parabolici lineari prodotti dalla Solitem, modello PTC 1800. In Tabella 10 sono riassunte le caratteristiche dei collettori PTC 1800.

<b>Proprietà modulo</b>	<b>Lunghezza</b>	5090 mm
	<b>Larghezza</b>	1800 mm
	<b>Altezza</b>	260 mm
	<b>Lunghezza focale</b>	780 mm
	<b>Struttura di supporto</b>	Profilati di alluminio e fogli di alluminio da 0.8 mm
	<b>Riflettore</b>	Alluminio rivestito 0.5 mm
<b>Tubo assorbitore</b>	<b>Materiale</b>	Acciaio inossidabile
	<b>Rivestimento</b>	Superficie selettiva
	<b>Diametro esterno</b>	38 mm
	<b>Spessore parete</b>	1.25 mm
<b>Rivestimento assorbitore</b>	<b>Materiale</b>	Vetro
	<b>Diametro esterno</b>	65 mm
	<b>Spessore parete</b>	2.2 mm

Tabella 10 Caratteristiche collettore PTC 1800

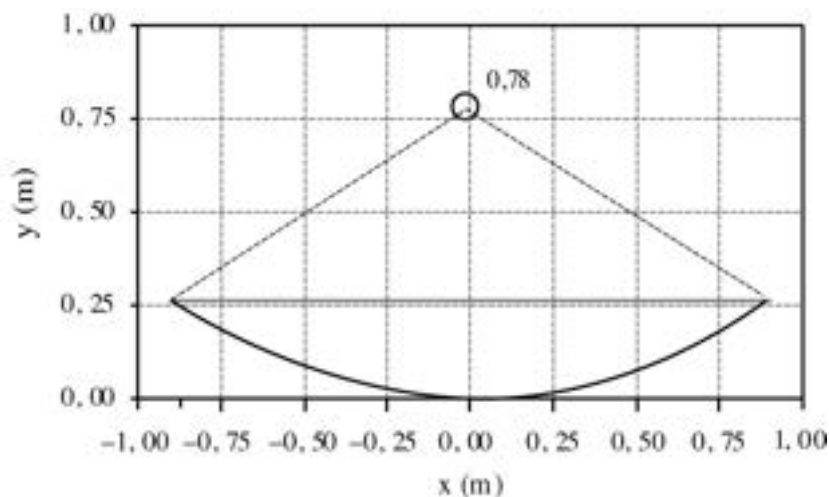


Figura 53 Profilo della parabola del collettore PTC 1800 [24]

In Figura 53 è rappresentato il profilo della parabola dei collettori utilizzati per l'impianto, mentre in Figura 54 c'è una vista dello stesso collettore, come è installato nell'impianto analizzato. Il fluido termovettore interno al campo solare consiste in acqua calda in pressione.



Figura 54 Dettaglio del campo solare dell'impianto [24]

Come già detto, l'impianto utilizza una macchina ad assorbimento di tipo LiBr a doppio effetto. Il calore deve essere fornito alla macchina sotto forma di vapore, quindi l'acqua calda pressurizzata in uscita dal campo solare a 180 °C circa, è trasformata in vapore saturo a 4 bar di pressione e 144 °C tramite un generatore di vapore. La macchina ad assorbimento consente anche un funzionamento a carico parziale, fino a un quarto della potenza massima, anche per lungo tempo: questo consente una migliore gestione dell'impianto. La curva di variazione del COP con il carico è mostrata in Figura 55. Come si vede, il valore del COP può arrivare fino a 1.5, ma si può assumere un valore medio di 1.4; la potenza massima del chiller è di 1000 kW.

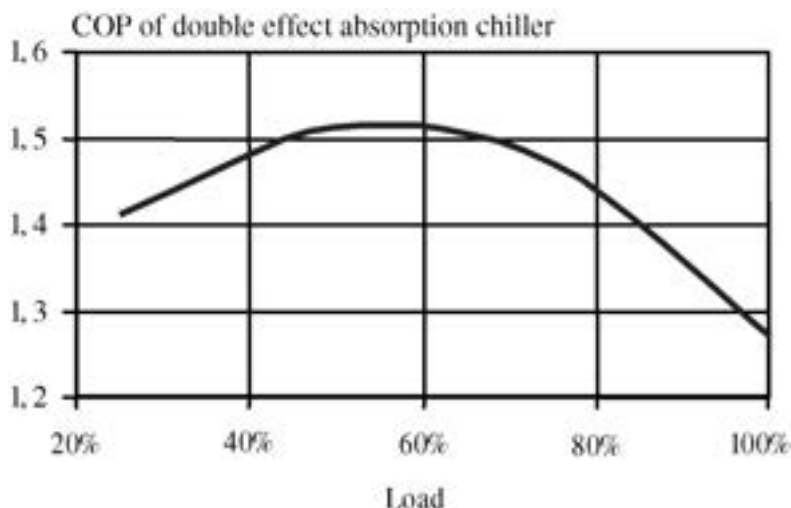


Figura 55 Variazione del COP a seconda della percentuale di carico sul carico Massimo [24]

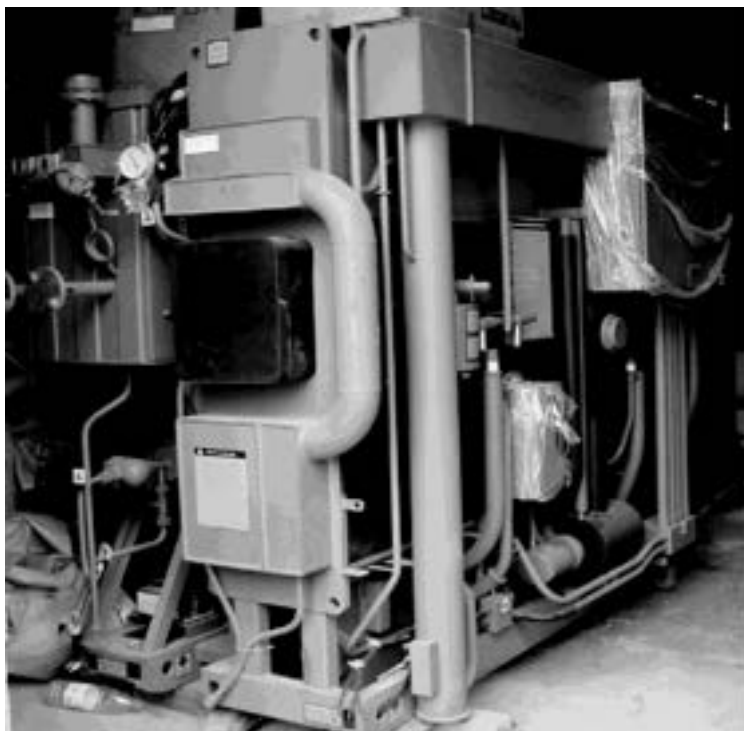


Figura 56 particolare della macchina ad assorbimento [24]

Il campo solare è organizzato in 4 file da 10 collettori ciascuna, operanti in parallelo. La superficie captante totale netta è di  $360 \text{ m}^2$  per una potenza di picco di 144 kW. In Tabella 11 sono elencate le principali caratteristiche del campo solare e del generatore di vapore.

<b>Numero di collettori</b>	40	<b>Temperatura in uscita collettori</b>	180 °C
<b>Superficie totale campo solare</b>	360 m <sup>2</sup>	<b>Temperatura in ingresso collettori</b>	155 °C
<b>Numero di file</b>	4	<b>Portata di acqua calda</b>	4.5 m <sup>3</sup> /h
<b>Lunghezza di ogni fila</b>	55 m	<b>Caduta di pressione</b>	2.5 bar
<b>Larghezza totale del campo solare</b>	2x7.5 m	<b>Energia richiesta per le pompe</b>	0.15 kW
<b>Potenza di picco</b>	144 kW	<b>Capacità del generatore di vapore</b>	240kg/h
<b>Riferita a DNI di</b>	800 w/m <sup>2</sup>	<b>Volume serbatoio di accumulo</b>	6 m <sup>3</sup>

Tabella 11 Caratteristiche campo solare e serbatoio ausiliari ad esso collegati [24]

Come detto, il campo solare è sottodimensionato rispetto alle necessità energetiche: fornisce meno del 20% dell'energia necessaria. Il collegamento con l'impianto ausiliario avviene a valle del chiller ad assorbimento.

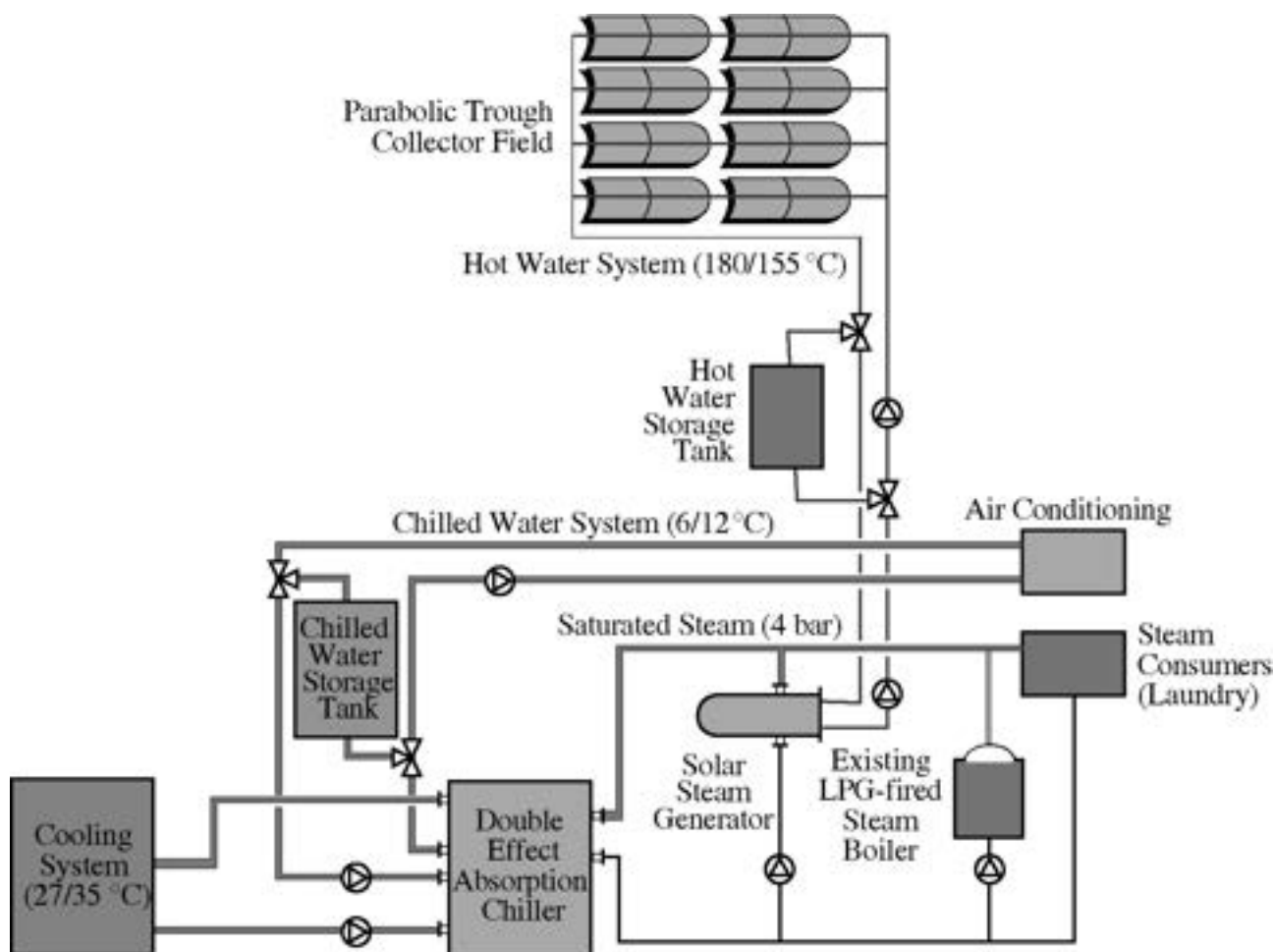


Figura 57 Schema d'impianto [24]

In Figura 57 è rappresentato lo schema d'impianto del sistema. Il serbatoio di accumulo è accessibile tramite una valvola a tre vie, permettendo anche di bypassarlo e trasmettere tutto il fluido direttamente al generatore di vapore. La caldaia tradizionale a GPL, con una capacità di 800 kg/h, assiste l'impianto solare per fornire la potenza necessaria alla macchina ad assorbimento. Il campo solare e il generatore di vapore formano un parallelo con la caldaia a GPL. Oltre alla macchina ad assorbimento, la fornitura di vapore rifornisce anche la lavanderia dell'albergo. A valle del chiller, è presente un serbatoio di acqua fredda, il cui accesso è regolato da una valvola a tre vie, come per il serbatoio caldo. La presenza del serbatoio freddo permette di rendere più continuo il funzionamento del chiller e regolarlo in modo tale da avere COP maggiori, secondo la curva in Figura 55. L'impianto ausiliario preesistente consiste in una pompa di calore a compressione. La connessione fra l'impianto solare (in figura) e il sistema tradizionale (non mostrato in figura) avviene a valle del chiller, subito prima del sistema di distribuzione del freddo.

Già durante la progettazione di questo impianto, è stata prevista la possibilità di ampliarlo, incrementando il campo solare a 100 moduli, arrivando così ad un campo solare di 900 m<sup>2</sup>. Il



conseguente incremento di vapore potrà essere utilizzato per alimentare la lavanderia. Un'altra possibilità, nel caso di ampliamento dell'impianto, è di installare una micro turbina per la cogenerazione.

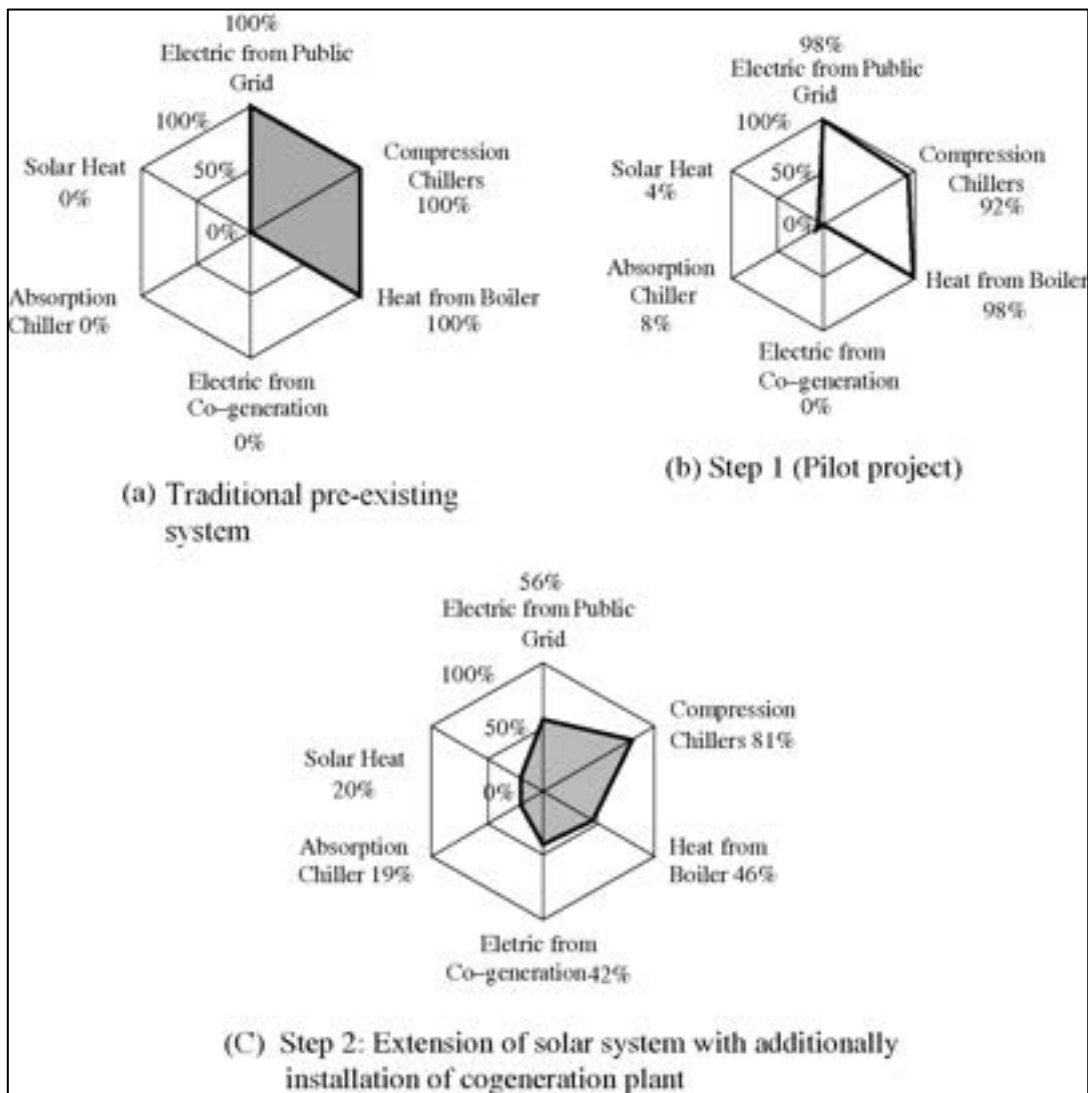


Figura 58 Percentuali di utilizzo dei vari sistemi. a: impianto preesistente all'intervento, b: progetto pilota, c: stime in caso di ampliamento e aggiunta di microturbina per la cogenerazione [24]

In Figura 58 sono rappresentate le percentuali di utilizzo dei vari sistemi. Dalla figura è chiaro come l'impianto abbia il solo scopo dimostrativo e non fornisca significativi risparmi energetici. Nell'eventualità dell'ampliamento dell'impianto le possibilità di risparmio previste sono invece considerevoli.

## 5 BIBLIOGRAFIA

- [1] Winston R., Solar concentrators of novel design. *Solar Energy*, 1974; **16**:89-95
- [2] Kalogirou S.A., Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2004; **30**:231-295
- [3] Kalogirou S.A., Solar Energy Engineering: Processes and systems; 2009
- [4] Tabor H., Mirror booster for solar collectors. *Solar energy*, 1966; **10**:111-8
- [5] Schell S., Design and evaluation of esolar's heliostat fields. *Solar energy*, 2011; **85**:614-619
- [6] Wei X., Lu Z., Yu W., Zhang H., Wang Z., Tracking and ray tracing equations for the target-aligned heliostat for solar tower power plants, *Renewable energy*, 2011
- [7] Lupfert E., Geyer M., Schiel W., Zarza E., Gonzalez-Anguilar R., Nava P, Eurotrough: a new parabolic trough collector with advanced light weight structure. *Proceeding of solar thermal 2000 international conference, Sydney, Australia*, 2000.
- [8] Fath H.E.S., Technical assessment of solar thermal energy storage technologies. *Renewable energy*, 1998; **14**:35-40
- [9] Baylin F., Low temperature thermal energy storage: a state of the art survey. Report no. SERI/RR/-54-164. Golden, Colorado, USA: Solar Energy Research Institute; 1979.
- [10] Sharma A., Tyagi V.V., Chen C.R., Buddhi D., Review on thermal energy storage with phase change materials and applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009; **13**:318–345
- [11] Ataer O.E., Storage of thermal energy, in *Energy storage systems in Encyclopaedia of life support systems*, 2006
- [12] Fernandez-Garcia A., Zarza E., Valenzuela L., Perez M., Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010 **14**:1695–1721
- [13] GREENPEACE – CSP Outlook 2009
- [14] ASHRAE Handbook – Application
- [15] IEA SHC-Task 33 and SolarPACES-Task IV: Solar Heat for Industrial Processes ; “PROCESS HEAT APPLICATION - State of the Art within Task 33/IV”; Werner Weiss, Matthias Rommel
- [16] “Nonimaging Fresnel lenses: design and performance of solar concentrators”; Ralf Leutz, Akio Suzuki
- [17] “Solar energy: fundamentals and applications”; Garg & Prakash, H. P. Garg
- [18] Politecnico di Milano – Solar Energy Report edizione 2009
- [19] Politecnico di Milano – Solar Energy Report edizione 2010
- [20] ESTIF - Solar Thermal Markets in Europe: Trends and Market Statistics 2009; 2010
- [21] ENEA – DOSSIER USI TERMICI DELLE FONTI RINNOVABILI; 2009
- [22] SHC Task 33- R. Battisti, C. Vannoni, S. Drigo – Potential for Solar Heat in Industrial Processes; 2008
- [23] Wang U., Should CSP mirrors be glass or metal? *www.renewableenergyworld.com*, 2010
- [24] Lokurlu A., Richarts F., Krüger D., High efficient utilisation of solar energy with newly developed parabolic trough collectors (SOLITEM PTC) for chilling and steam production in a hotel at the Mediterranean coast of Turkey. *Int. J. Energy Technology and Policy*, 2005 **3**:137-146
- [25] Sparber W., Napolitano A., Mugnier D., Le Denne D., Preisler A., Motta M. List of existing solar heating and cooling installations. Task 38 Solar Air-Conditioning and Refrigeration. International Energy Agency, 2009
- [26] [www.itcollect.de](http://www.itcollect.de)
- [27] [www.nep-solar.com](http://www.nep-solar.com)
- [28] [www.schottsolar.com](http://www.schottsolar.com)

- [29] [www.soltigua.com](http://www.soltigua.com)
- [30] [www.sopogy.com](http://www.sopogy.com)
- [31] [www.skyfuel.com](http://www.skyfuel.com)
- [32] [www.alanod-solar.us](http://www.alanod-solar.us)
- [33] [www.fichtnersolar.com](http://www.fichtnersolar.com)
- [34] [www.kloben.com](http://www.kloben.com)
- [35] [www.solair-project.eu](http://www.solair-project.eu)
- [36] [www.chromasun.com](http://www.chromasun.com)
- [37] [www.industrial-solar.com](http://www.industrial-solar.com)
- [38] [www.sci-pak.org](http://www.sci-pak.org)
- [39] [www.thermaxindia.com](http://www.thermaxindia.com)
- [40] [www.hdsolar.com](http://www.hdsolar.com)
- [41] [www.trivellienergia.it](http://www.trivellienergia.it)
- [42] [www.tsc-concentra.com](http://www.tsc-concentra.com)