



POLITECNICO DI BARI - FACOLTA' DI INGEGNERIA  
CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA  
IN INGEGNERIA MECCANICA

---

Corso di  
**ENERGIE ALTERNATIVE**  
Solare Termodinamico

**Docente:**

**Prof. Ing. Bernardo Fortunato**





# Il solare termodinamico – tecnologie esistenti

---

- Caratteristiche generali:
  - Sistema di concentrazione della radiazione solare (specchi);
  - Elemento ricevitore investito dalla radiazione solare concentrata;
  - Fluido termovettore (asportazione del calore);
  - Generatore di corrente elettrica (tipicamente da ciclo termodinamico a vapore).

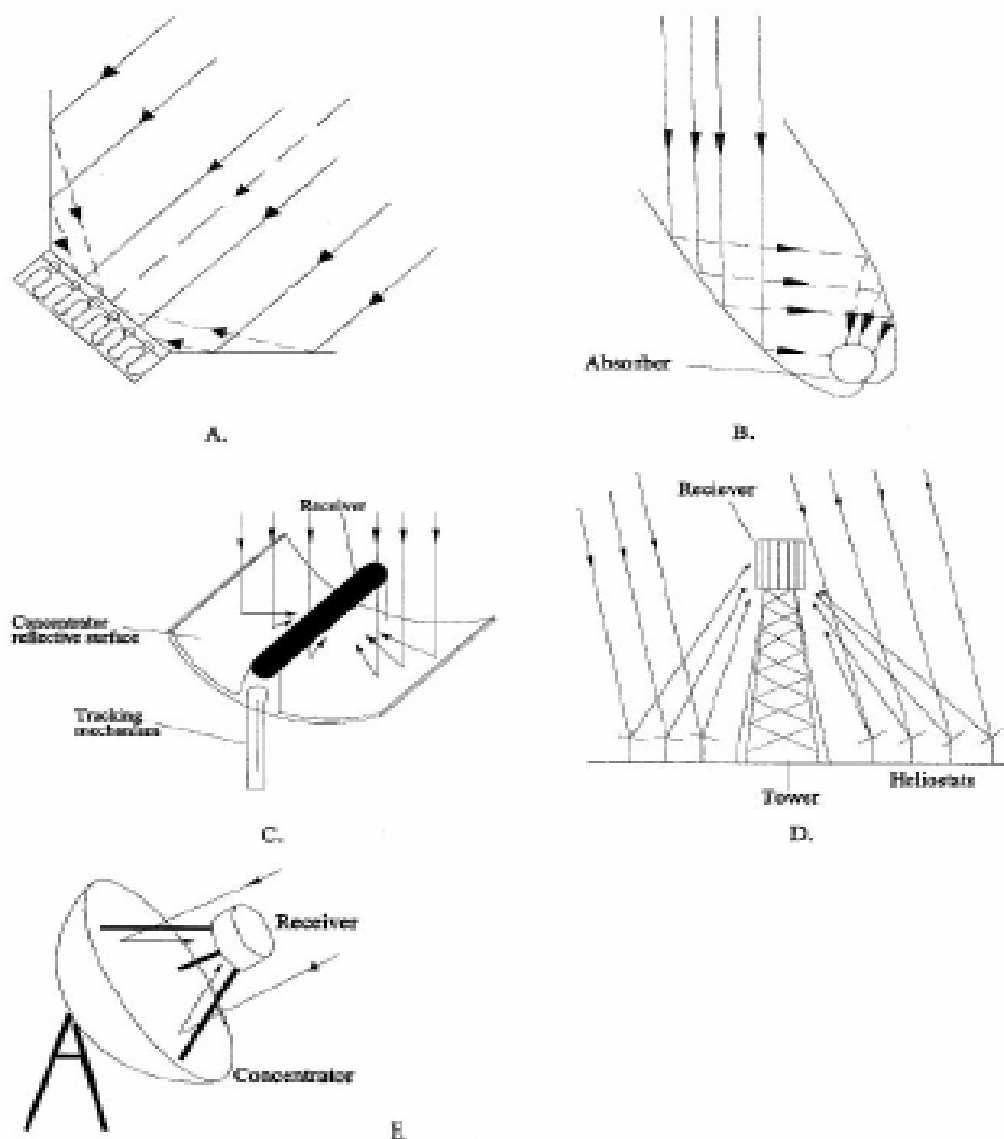


# Sistemi di captazione dell'energia solare

Classificazione dei sistemi di captazione solare.

Tipologia	Temperatura operativa del fluido (°C)	Rapporto di concentrazione $C_r$	Radiazione captata		
			diretta	diffusa	riflessa
<b>Centrali solari</b>					
Sistemi a torre	500 ÷ 1000	100 ÷ 1000	●	○	○
<b>Concentratori</b>					
Parabolici	300 ÷ 800	50 ÷ 1000	●	○	○
Cilindro - parabolici	150 ÷ 350	10 ÷ 80	●	○	○
<b>Pannelli solari</b>					
Collettori sotto vuoto	100 ÷ 200	1	●	●	●
Pannelli piani	40 ÷ 120	1	●	●	●

$$C_R = \frac{\text{Superficie di apertura dello specchio}}{\text{Superficie della zona focale del ricevitore}}$$



### Collettori a concentrazione

Questi utilizzano riflettori o lenti per concentrare la radiazione solare da un'area grande ad una più piccola, creando una zona ad alta temperatura. Questa tipologia di collettori è utilizzata per temperature maggiori di 100 °C e in figura 2.2 ne sono riportati alcuni schemi.

### Concentratori non traccianti

Il più semplice collettore concentrante può essere realizzato utilizzando riflettori a pareti piane per concentrare la radiazione solare su un collettore piatto. In questo modo si possono ottenere rapporti di concentrazione pari a 2 o 3. Per avere rapporti di concentrazione più alti si possono adottare i concentratori parabolici composti (CPC).

Figura 2.2 – schemi di alcune tipologie di collettori a concentrazione:  
A) collettore piano con ali riflettenti; B) concentratore parabolico composto; C) a canale parabolico; D) a ricevitore centrale; E) a piatto parabolico



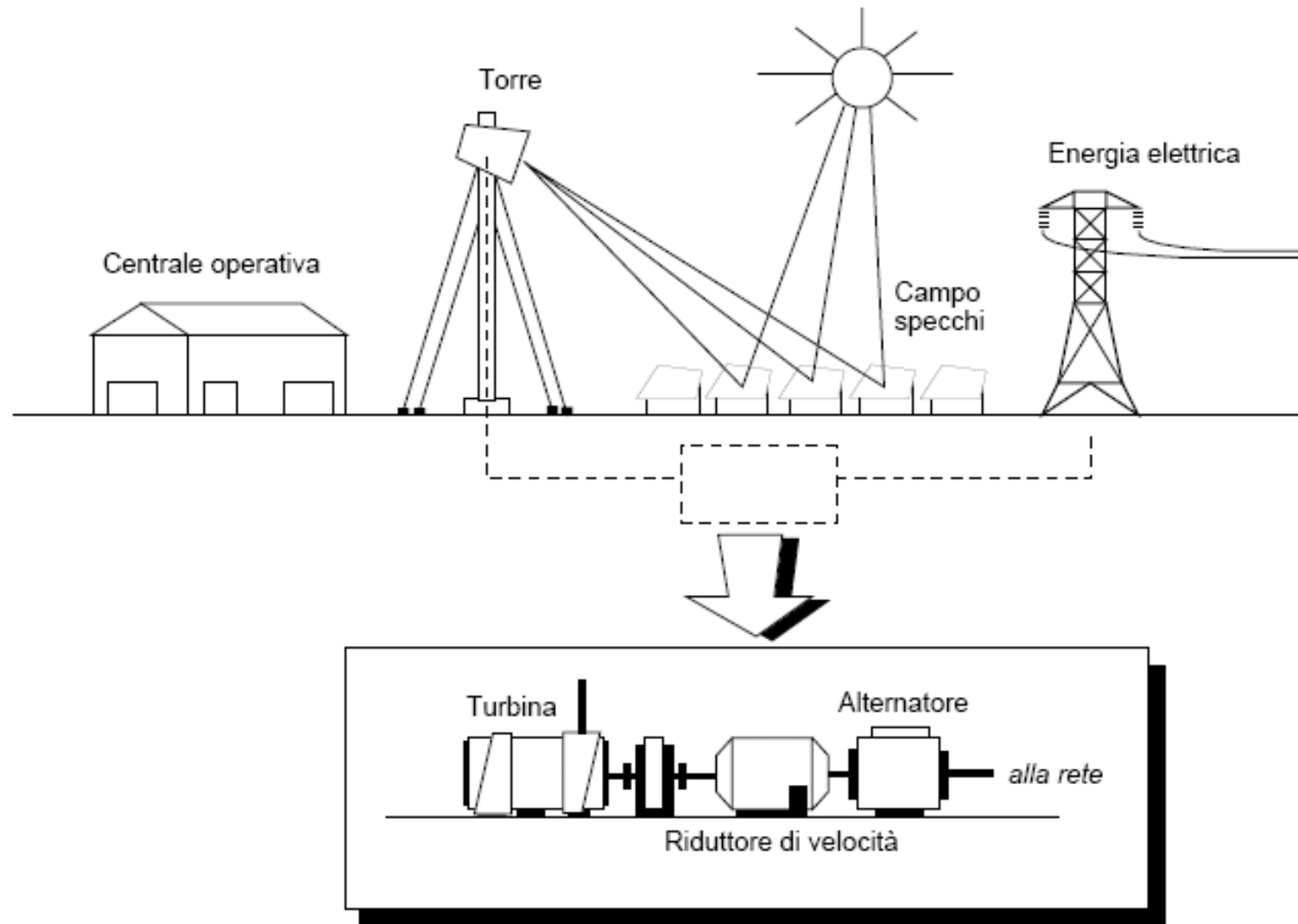
### *Concentratori traccianti*

Per temperature fino a  $350\text{ }^{\circ}\text{C}$  si utilizzano concentratori parabolici cilindrici a canale. Questi concentrano la radiazione

solare su una linea (linea di fuoco) dove è localizzato l'assorbitore. Generalmente richiedono l'inseguimento solare su un asse (da attivare durante il giorno) mentre sull'altro è richiesto un semplice aggiustamento stagionale. Quando si lavora con temperature dell'ordine di  $250 - 500\text{ }^{\circ}\text{C}$ , generalmente è richiesta una cupola riflettente di forma sferica o paraboloidale. Questi collettori richiedono la possibilità di disporre l'inseguimento solare su due assi. In alcuni casi, il piatto è mantenuto stazionario mentre il ricevitore si muove per seguire il fuoco della radiazione solare riflessa. Infine, per temperature estremamente elevate ( $500 - 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ , richieste per la generazione di potenza termica su larga scala) si utilizza un campo largo di specchi piani orientabili (eliostati) per concentrare la radiazione solare su un ricevitore posto alla sommità di una torre centrale.



# Dispositivi a torre





# Concentratori parabolici a fuoco puntiforme

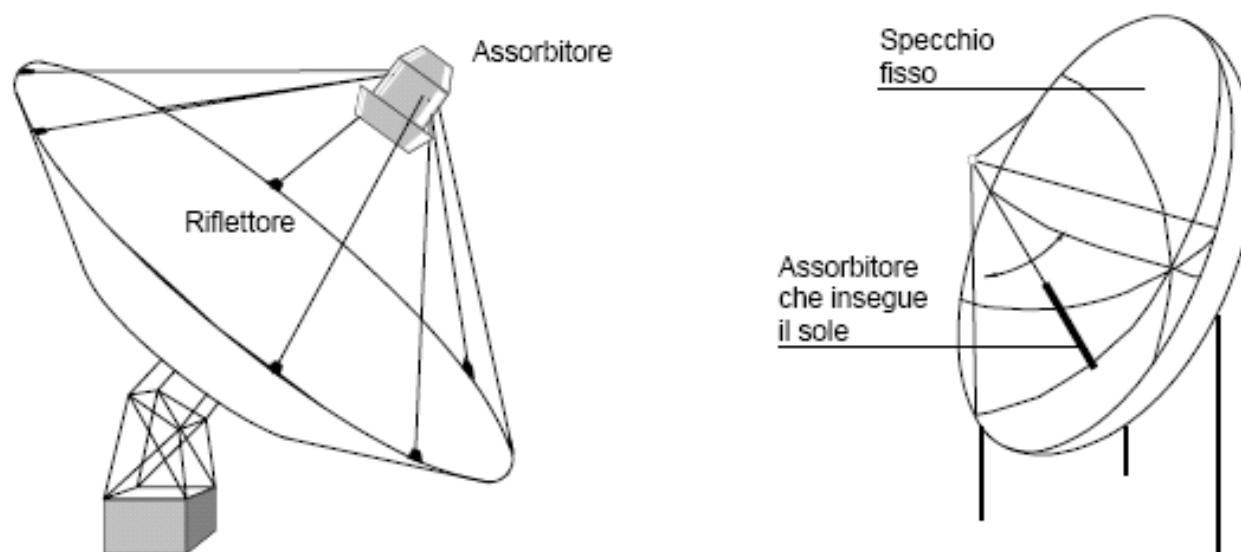
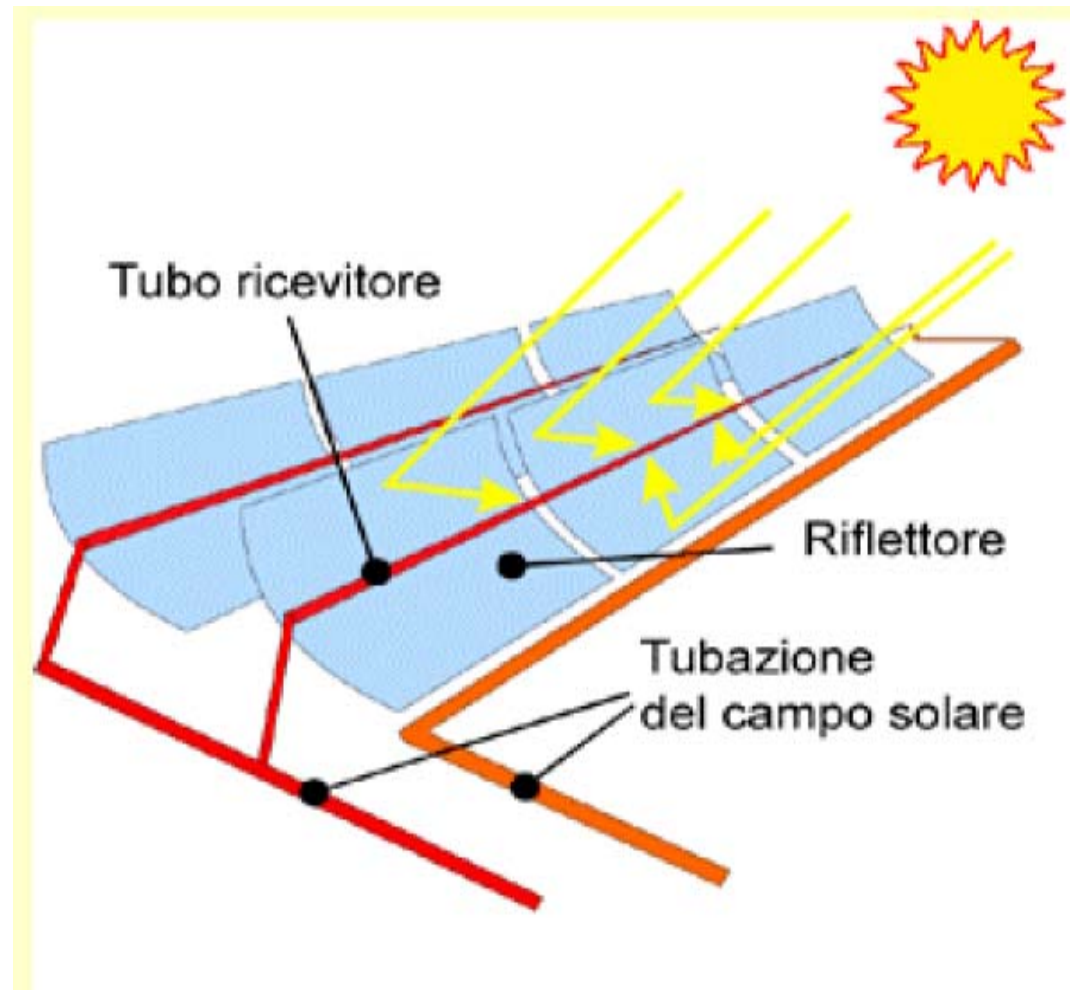


Figura 8.  
Concentratori parabolici.



# Concentratori parabolici lineari (solar through)





## **Produzione di energia elettrica a partire dalla solare termica**

L'energia termica solare può essere usata per produrre corrente elettrica tramite cicli termodinamici convenzionali quali il Rankine, lo Stirling e il Brayton. La scelta del ciclo e dei fluidi di lavoro dipende dalla temperatura realizzabile nel sistema solare, che dipende essenzialmente dal tipo di collettori utilizzati. Attualmente, le centrali elettriche termosolari coinvolgono sostanzialmente tre tipi di collettori:

- 1) sistemi a canale parabolico;
- 2) sistemi a ricevitore centrale;
- 3) sistemi a piatto parabolico integrati con motore Stirling.



## Sistemi a canale parabolico

I sistemi a canale parabolico sono semplici nel concetto e, pertanto, quelli più sviluppati commercialmente. Nel 1984, la Luz Company ha installato un sistema di generazione elettrico solare (SEGS I) di 14 MWe nella California del sud, utilizzando i collettori solari a canale parabolico e gas naturale come combustibile per il suriscaldamento e il sostentamento del sistema

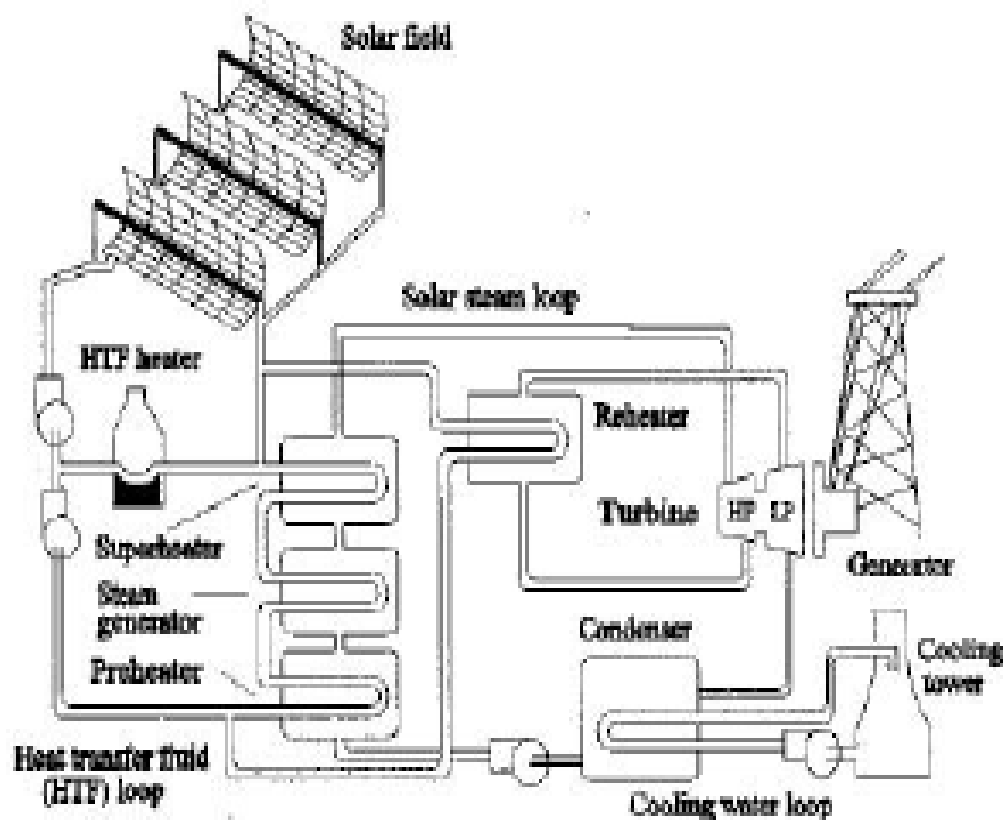


Figura 7.2 – schema dell'impianto SEGS IX

nelle fasi di bassa insolazione o guasti. Dal 1984 al 1991, la Luz Company ha installato otto ulteriori impianti, SEGS II - SEGS IX, per una potenza totale di 354 MWe. In ognuno dei successivi SEGS la tecnologia è stata migliorata ed i costi ridotti. Il costo dell'elettricità è stato ridotto circa da 30 c/kWh per il primo impianto a circa 8 c/kWh per l'ultimo. Uno schema del SEGS IX è riportato in figura 7.2 ed alcuni dei dati operativi principali del sistema sono riportati in tabella 3.2.



Power Block		Solar Field	
Gross power	88 MWe	Number of collectors	888
Net power	80 MWe	Aperature area	483,960 m <sup>2</sup>
Steam inlet pressure	100 bar	Inlet temperature	293°C
Steam inlet temperature	371°C	Outlet temperature	390°C
Reheat pressure	17.2 bar	Annual thermal efficiency	50%
Reheat temperature	371°C	Peak optical efficiency	80%
Conversion efficiency	37.6%	Heat-transfer fluid (HTF)	Oil (VP-1)
Annual gas use	25.2 × 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	HTF volume	1289 m <sup>3</sup>

*Tabella 3.2 - principali dati operativi del sistema SEGS IX*

turbogas alimentato a gas naturale. Tale sistema ibrido userebbe il calore di scarico dei fumi della turbina a gas per il surriscaldamento ed il preriscaldamento dell'acqua, mentre il sistema solare sarebbe usato per la generazione del vapore. Un sistema ibrido di questo tipo può realizzare

È stato appurato che questo schema non utilizza efficientemente l'energia del gas naturale. Questa può essere meglio utilizzata combinando il sistema solare con un impianto termoelettrico



efficienze di conversione vicine al 60%. Uno schema di ciclo combinato solare ibrido è indicato in figura 8.2.

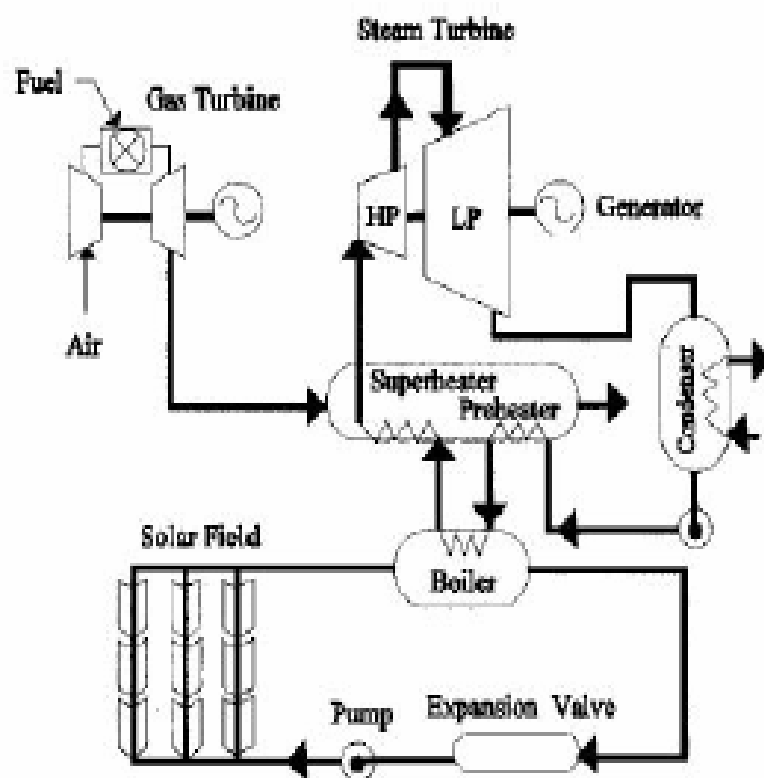
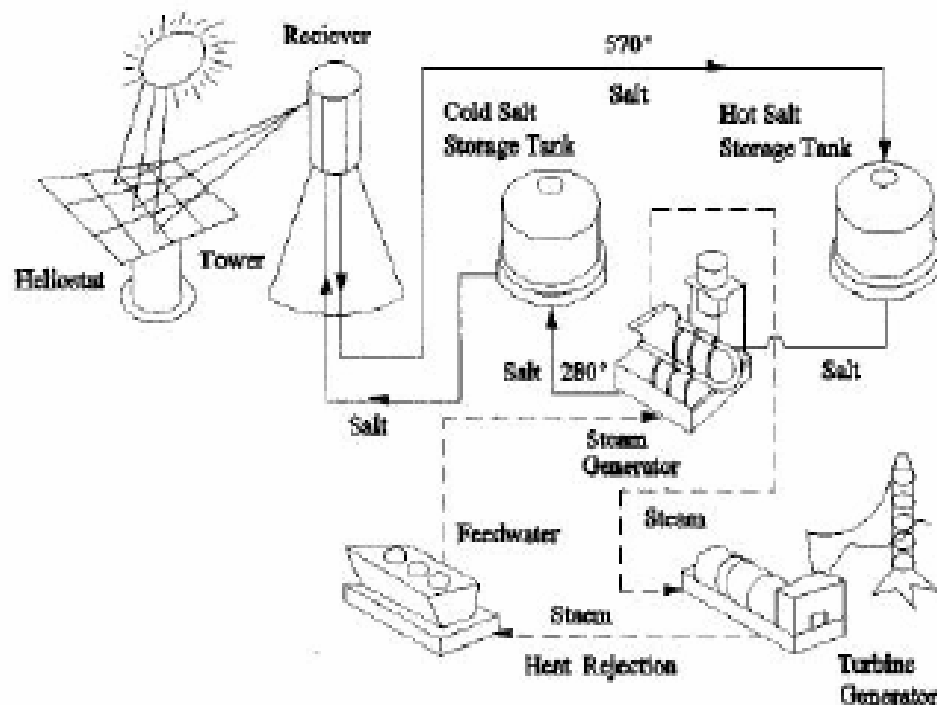


Figura 8.2 – sistema termosolare ibrido a ciclo combinato



### *Sistema a ricevitore centrale*

Un sistema centrale ricevente può potenzialmente funzionare a temperatura molto elevata e quindi può avere efficienze molto più alte rispetto ai sistemi a canale parabolico. Tuttavia, il sistema può risultare economico per alte potenze, al disopra dei 100 MWe. L'assorbitore centrale della ricevente può riscaldare il fluido di lavoro o uno intermedio a temperature dai 600 ai 1000 °C. Questo calore può essere utilizzato in cicli Rankine a vapore o Brayton con turbina a gas.



*Figura 9.2 – schema della centrale elettrica Solar Two*

Solar One, una centrale solare elettrica a ricevitore centrale di 10 MWe è stata avviata nel 1982 a Barstow, in California. Questo impianto generava vapore surriscaldato a 510°C e 10,3 MPa nell'assorbitore della ricevente, ed era utilizzato in un ciclo Rankine semplice a vapore. L'impianto ha funzionato con successo per 6 anni, fornendo una buona esperienza operativa. È stato poi riprogettato col nome di



---

Solar Two, in cui il nitrato di sodio fuso è usato sia come fluido termovettore che per lo stoccaggio termico. L'uso di sali fusi permette il funzionamento dell'assorbitore della ricevente a pressioni molto più basse; l'unico vincolo è che il sale deve sempre essere mantenuto al di sopra del punto di fusione ( $220^{\circ}\text{C}$ ). Figura 9.2 mostra uno schema della centrale elettrica Solar Two.

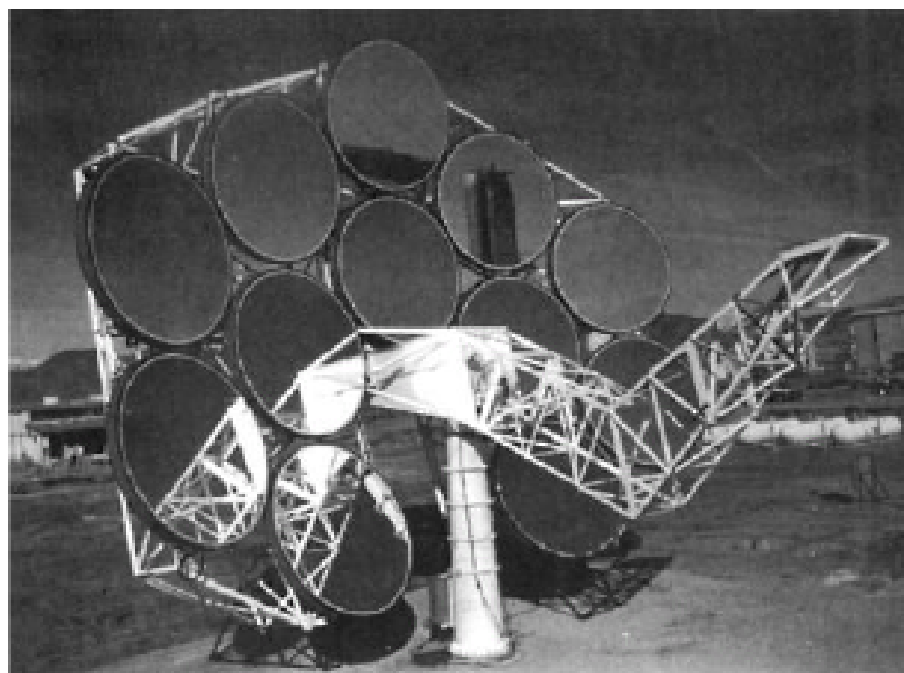


### *Sistemi a piatto parabolico*

I sistemi a piatto parabolico possono realizzare temperature molto alte, consentendo quindi di abbinarsi a cicli Rankine, Stirling e Brayton. I primi due cicli hanno dimostrato un certo successo in abbinamento ai piatti parabolici per la produzione di energia elettrica. Le prime versioni dei piatti parabolici erano ricavate da alluminio pressofuso, reso riflettente mediante applicazione di un film polimerico metallizzato. Progetti successivi utilizzavano invece più semplici specchietti fissati su una struttura in modo da approssimare un piatto parabolico. I progetti più recenti usavano un film polimerico disteso e fissato su una struttura circolare. Al film viene conferita poi una leggera concavità creandogli un vuoto nella parte posteriore. Questi polimeri sono distesi e fissati su una struttura che approssima un piatto parabolico. A causa del basso peso del film polimerico, la struttura del piatto può essere realizzata con elementi tubolari leggeri, riducendone considerevolmente il costo. I piatti parabolici richiedono inseguitori biassiali.



McDonnell Douglas Corporation ha realizzato un sistema a piatto parabolico dimostrativo nel 1985, capace di generare 25 KWe utilizzando un motore Stirling ed un generatore termico fissato al punto focale del piatto. Il concetto è molto attraente perché fornisce la possibilità di un progetto modulare di centrali elettriche autonome per piccole comunità generazione elettrica autonoma. La Cummins Power Generation Company, in Indiana, ha ulteriormente sviluppato questo concetto. Il sistema generatore elettrico di Cummins, costituito da un piatto parabolico rivestito con faccette allungate di film polimerico, una tubazione ricevente per il vettore termico, un motore Stirling ed un'alternatore lineare, risulta estremamente compatto. La figura 10.2 mostra l'ultima versione della centrale elettrica con motore Stirling e piatto Cummins.



*Figura 10.2 – ultima versione della centrale elettrica Cummins con motore Stirling*



# Background and experiences

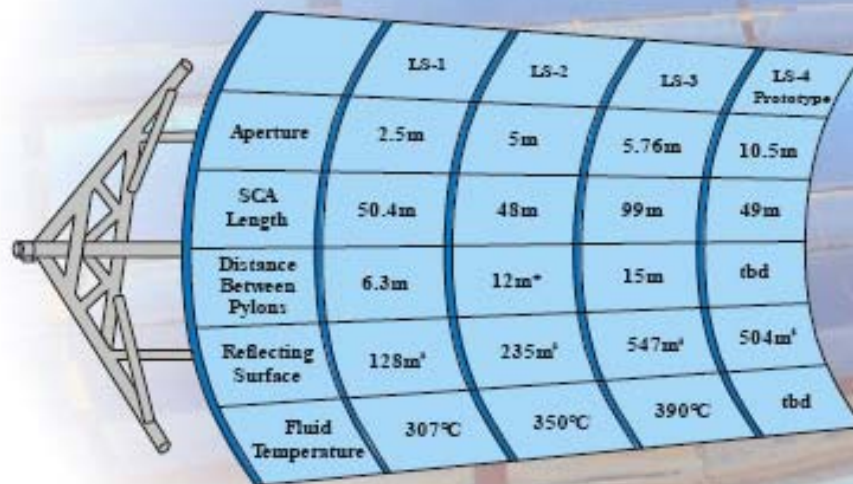
---





# Background and experiences

## SEGS Solar Electric Generating Systems



	LS-1	LS-2	LS-3	LS-4 Prototype
Aperture	2.5m	5m	5.76m	10.5m
SCA Length	50.4m	48m	99m	49m
Distance Between Pylons	6.3m	12m*	15m	tbd
Reflecting Surface	128m <sup>2</sup>	235m <sup>2</sup>	547m <sup>2</sup>	504m <sup>2</sup>
Fluid Temperature	307°C	350°C	390°C	tbd

\*At SEGS VI & VII, the distance was increased to 15m.

### Nine Hybrid Solar Power Plants Currently Operating

SEGS I	14 MW <sub>e</sub>	since 1984
SEGS II	30 MW <sub>e</sub>	since 1985
SEGS III	30 MW <sub>e</sub>	since 1986
SEGS IV	30 MW <sub>e</sub>	since 1986
SEGS V	30 MW <sub>e</sub>	since 1987
SEGS VI	30 MW <sub>e</sub>	since 1988
SEGS VII	30 MW <sub>e</sub>	since 1988
SEGS VIII	80 MW <sub>e</sub>	since 1989
SEGS IX	80 MW <sub>e</sub>	since 1990

**Total Capacity: 354 MW<sub>e</sub>**



## Caratteristiche di un collettore solare parabolico

- Il collettore solare è l'elemento dell'impianto, dove avviene la raccolta, la concentrazione e l'assorbimento della radiazione solare.
- I componenti principali che costituiscono il collettore parabolico lineare sono: le superfici riflettenti, le strutture di supporto, il tubo ricevente, il sistema di controllo.



*Schiera di collettori dell'impianto da 150 MWe a Kramer Junction in California*



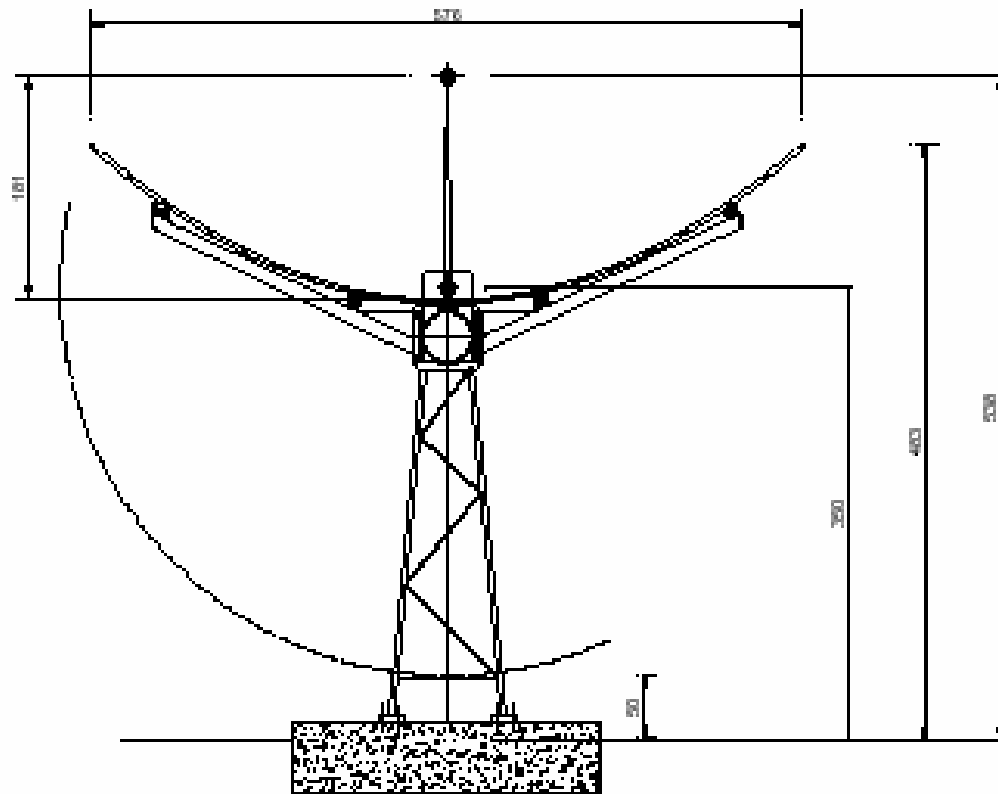
## Caratteristiche di un collettore solare parabolico

---

- Un singolo elemento o modulo del collettore si sviluppa linearmente (circa 12 metri) lungo un asse intorno a cui ruota l'intera struttura.
- La rotazione dei collettori è finalizzata alla captazione dell'energia termica durante l'arco della giornata, per essere poi convogliata su un tubo ricevente posto nel punto della focale della parabola.
- Il pannello riflettente è costituito da un materiale sandwich, a più strati, estremamente leggero per la presenza nel suo interno di materiale a nido d'ape (Honeycomb) in alluminio. Questo elemento fornisce una grande leggerezza e robustezza, permettendo l'utilizzo di strutture di supporto molto più semplici ed economiche.



## Caratteristiche di un collettore solare parabolico



*Vista laterale del collettore e pilone di supporto*



# Caratteristiche del tubo ricevitore

---

- Il tubo ricevitore ha la funzione di trasferire al fluido che scorre al suo interno la massima parte dell'energia solare concentrata dagli specchi parabolici, garantendo la costanza delle prestazioni nel tempo. Ciò comporta una adeguata resistenza agli agenti atmosferici e alle escursioni termiche indotte dalla variabilità del flusso solare.
- Da un punto di vista costruttivo il sistema si compone delle seguenti parti:
  - i) un tubo centrale in acciaio inossidabile AISI 316L con riporto sulla superficie esterna di un coating selettivo.
  - ii) un tubo di vetro al Bo-Si con trattamenti antiriflesso sulla superficie esterna ed interna, intese ad assicurare la massima trasmittanza della luce solare.
  - iii) due soffietti metallici in grado di assorbire le dilatazioni differenziali tra il tubo centrale metallico e il tubo esterno in vetro.
- I soffietti metallici devono avere una sufficiente rigidità agli sforzi radiali ed essere dimensionati per un numero di cicli di dilatazione adeguato alla durata della centrale solare.
- L'intercapedine tra il tubo di vetro e il tubo centrale viene realizzata sotto vuoto per diminuire le dispersioni termiche riducendo così anche la temperatura del tubo di vetro e per proteggere il "coating" selettivo del tubo centrale.
- Un punto delicato della costruzione è il giunto vetro - metallo che può essere soggetto a rotture con conseguente perdita del vuoto a seguito della differente dilatazione dei due materiali.



# Caratteristiche del tubo ricevitore

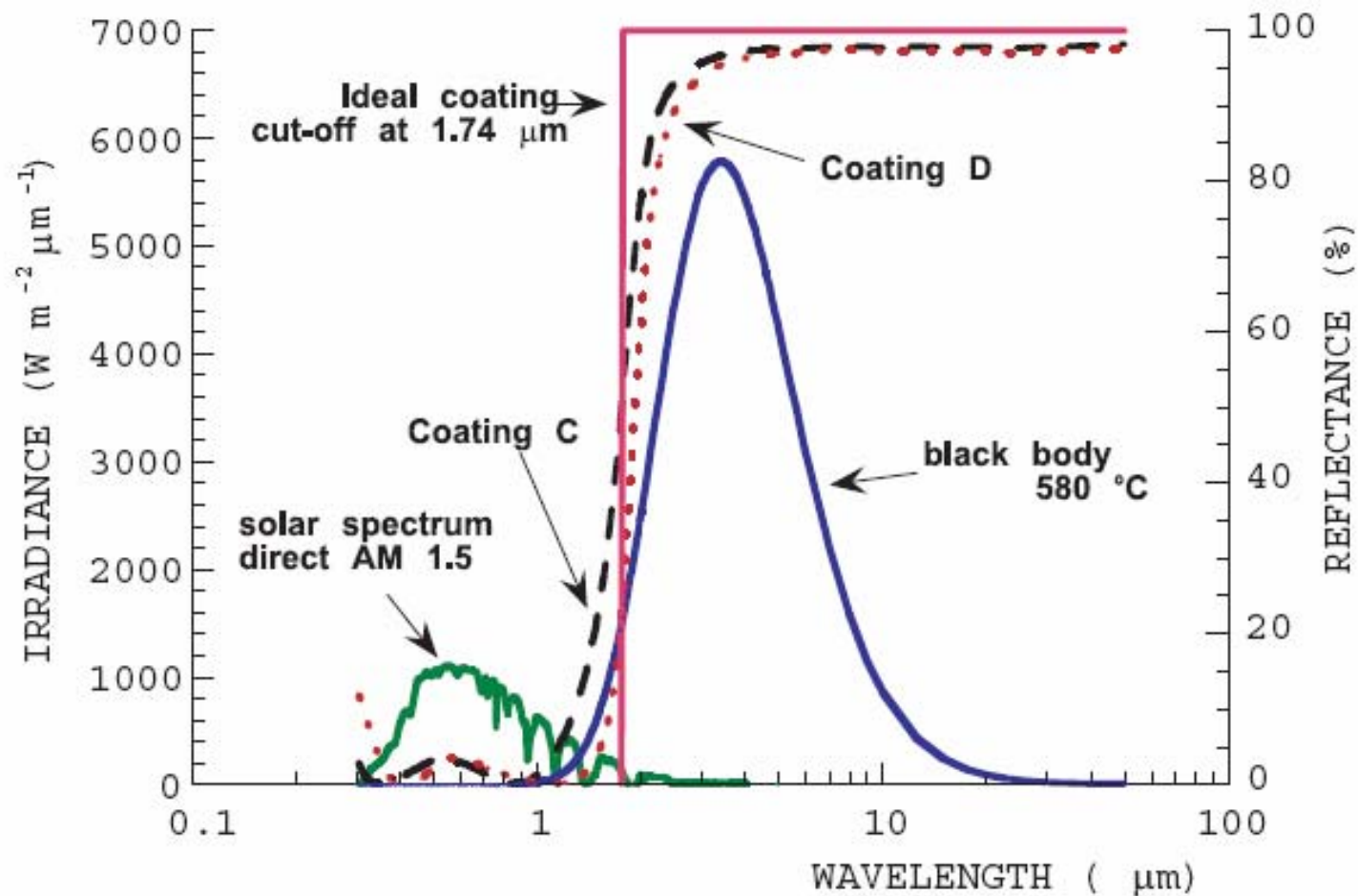
---

- I tubi ricevitori devono essere costituiti da materiali con rivestimenti superficiali che si comportano in maniera selettiva nei confronti della radiazione incidente.
- Le loro proprietà ottiche di riflettanza, assorbanza ed emissività emisferica si devono modificare apprezzabilmente con la lunghezza d'onda della radiazione passando dalla zona d'irradianza dello spettro solare alla zona dell'infrarosso termico.
- Il rivestimento da realizzare deve, quindi, avere un comportamento quanto più vicino a quello ideale cioè riflettanza nulla (assorbanza unitaria) nella regione spettrale della radiazione solare e riflettanza unitaria (assorbanza nulla) nella regione dell'infrarosso termico con un passaggio a gradino tra le due regioni.
- I materiali compositi ceramico-metallici (**CERMET**) sono materiali che soddisfano questi requisiti avendo un elevato picco di assorbimento nella regione dello spettro solare ed una bassa emissività nella regione dell'infrarosso termico. Scegliendo opportunamente la percentuale volumetrica di metallo nei due strati di CERMET è possibile modificare le proprietà selettive del rivestimento spostando la transizione tra la zona a bassa riflettività e quella ad alta riflettività.
- Inoltre, lavorando sullo spessore degli strati è possibile ottenere una transizione molto più netta tra la bassa riflettanza nello spettro solare e l'alta riflettanza nell'infrarosso sfruttando gli effetti benefici dell'interferenza tra i segnali riflessi dai vari strati.



# Caratteristiche del tubo ricevitore

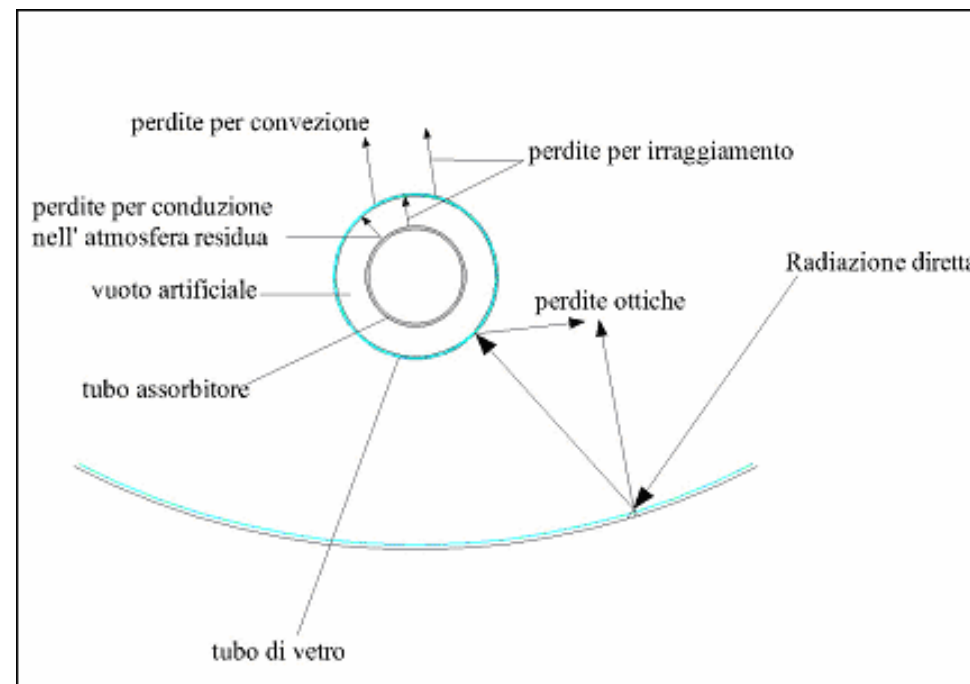
- In Figura sono mostrate le due curve di riflettanza spettrale il cui andamento è molto simile e prossimo a quello della riflettanza ideale.





# Calcolo dell'efficienza di un collettore solare parabolico

- Analizzeremo un modello di calcolo che ci permetterà di valutare l'efficienza di un collettore parabolico indipendentemente dal tipo di fluido utilizzato per il trasporto dell'energia.
- La Fig. mostra in forma schematica il bilancio energetico di un collettore solare parabolico attraverso la rappresentazione dei flussi termici e della radiativi che interessano il tubo assorbitore





# Dispersioni termiche

---

- L' energia totale perduta dal tubo assorbitore verso l' ambiente risulta essere la somma delle dispersioni termiche per irraggiamento , per convezione e per conduzione, in particolare:
  - perdite dal tubo ricevitore in acciaio verso il vuoto creato nell' anello per irraggiamento e conduzione attraverso il gas residuo alla pressione di  $10^{-4}$  mmHg.
  - perdite dal tubo ricevitore verso l'ambiente attraverso i soffiotti metallici compensatori delle dilatazioni differenziali.
  - perdite dalla copertura di vetro verso l'ambiente per convezione ed irraggiamento.
- Le perdite del vetro verso l'atmosfera sono dovute a:
  - calore disperso per irraggiamento, dipendente dalla cosiddetta temperatura della volta celeste (nel caso di cielo sereno)
  - calore disperso per convezione che dipende dalla velocità del vento



## Perdite del tubo ricevitore

---

Il calore totale disperso dal tubo assorbitore verso il vuoto  $Q_{ab-g}$  è la somma del calore disperso per irraggiamento  $Q_{r,ab-g}$  tra tubo assorbitore e vetro e quello perso per convezione e conduzione nell' atmosfera residua  $Q_{d,ab-g}$ .

A questi devono essere sommate le dispersioni verso l' ambiente da parte dei soffetti metallici  $Q_b$ .

$$Q_{tot} = Q_{ab-g} + Q_b \quad (1)$$

$$Q_{ab-g} = Q_{r,ab-g} + Q_{d,ab-g} \quad (2)$$



## Perdite del tubo ricevitore (radiazione)

---

$$Q_{r,(ab-g)} = \frac{\sigma \cdot (T_{ab}^4 - T_g^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{ab}} + \left( \frac{1}{\varepsilon_g} - 1 \right) \cdot \frac{d_{ab}}{d_g}} \cdot A_{ab} \quad (3)$$

con  $\sigma$  costante di Stephan-Boltzman pari a  $5.67E-8$  [ $W/m^2 K^4$ ]

$\varepsilon_g$  è l'emissività del vetro (nel nostro caso 0.9)

$d_{ab}$  e  $d_g$  sono rispettivamente i diametri del tubo assorbitore (70mm) e del vetro (115mm)

$A_{ab}$  è la superficie di scambio termico.

$\varepsilon_{ab}$  rappresenta l'emissività del tubo assorbitore ed è funzione della temperatura del tubo secondo la relazione:

$$\varepsilon_{ab} = 0.00042 \cdot T_{ab} - 0.0995 \quad (4)$$



## Perdite del tubo ricevitore (convezione)

---

Il calore disperso per convezione risulta :

$$Q_{d,ab-g} = h_d \cdot (T_{ab} - T_g) \cdot A_{ab} \quad (5)$$

con  $h_d$  coefficiente di scambio nel gas residuo a bassa densità per il quale Ratzel (1979) ne ricavò l'espressione :

$$h_d = \frac{k_{air}}{\frac{d_{ab}}{2} \cdot \ln\left(\frac{d_g}{d_{ab}}\right) + B \cdot \lambda \cdot \left[\left(\frac{d_{ab}}{d_g}\right) + 1\right]} \quad (6)$$

in cui  $k_{air}$  è la conducibilità termica dell'aria in condizioni standard.  
 $B$  è un coefficiente funzione del tipo di gas e vale:

$$B = \frac{2 - C}{C} \cdot \left[ \frac{9\gamma - 5}{2(\gamma + 1)} \right] \quad (7)$$

$C$  è un coefficiente che tiene conto delle interazioni superficie-gas ed è unitario per superficie completamente pulita (Dudley 1994) .

$\gamma$  è il rapporto tra i calori specifici dell'aria a pressione costante e volume costante che variano con la temperatura.



## Perdite per irraggiamento dal vetro

---

$$Q_{r,g-a} = \sigma \cdot \varepsilon_g \cdot (T_g^4 - T_{sky}^4) \cdot A_{glass} \quad (16)$$

La temperatura del cielo  $T_{sky}$  può essere relazionata alla temperatura del bulbo secco  $T_a$  e alla temperatura di rugiada dell' ambiente  $T_{dp}$  come di seguito (Martin e Brandal, 1984)

$$T_{sky} = (\varepsilon_{sky})^{0.25} \cdot T_a \quad (17)$$

$$\varepsilon_{sky} = 0.711 + 0.56 \cdot \left( \frac{T_{dp}}{100} \right) + 0.73 \cdot \left( \frac{T_{dp}}{100} \right)^2 \quad (18)$$

Infine le perdite attraverso il soffietto metallico  $Q_b$  sono state valutate come il 15 % delle perdite totali.



# Rendimento del collettore parabolico

---

Il rendimento del collettore risulta al massimo pari al rendimento ottico e diminuisce con l' aumentare delle dispersioni:

$$\eta = \eta_{opt} \cdot K_{\tau\alpha} - \left( \frac{Q_{tot}}{I_{diretta} \cdot A_a} \right) = \frac{Q_{incidente} - Q_{disperso}}{Q_{incidente}} \quad (19)$$

dove:

$\eta_{opt}$  è l' efficienza ottica che comprende le perdite nel riflettore parabolico e nel tubo ricevitore

$A_a$  è la superficie frontale del riflettore

$K_{\tau\alpha}$  tiene conto dell'incertezza del sistema di puntamento.

La potenza termica che il fluido riceve è:

$$Q_{fluido} = \eta \cdot I_{diretta} \cdot A_a$$



# Bilancio termico e rendimento

---

- Per un elemento di lunghezza  $dx$  della parabola si può scrivere la seguente equazione di bilancio:

$$d\dot{Q}_u = \eta_{opt} dA_c I_b - U_c dA_r [T_r(x) - T_a]$$

Nel caso dei collettori parabolici gli scambi termici per radiazione assumono elevata importanza e ciò comporta che il coefficiente di scambio termico globale  $U_c$  non sia costante

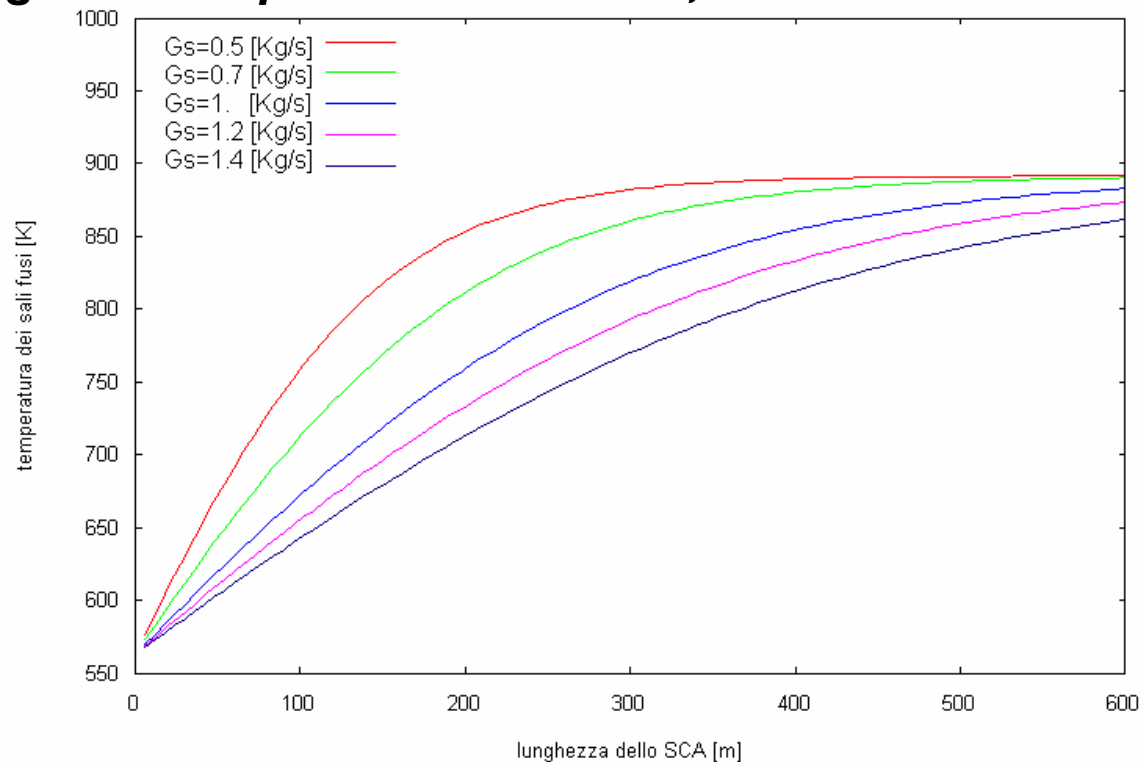
- Il comportamento del collettore è quindi simile a quello di un collettore piano. Il calcolo rigoroso però può avvenire solo con l'uso di un calcolatore e l'uso di programma che tenga conto delle non linearità



# Temperatura del fluido termovettore

**Andamento della temperatura del fluido termovettore in funzione della distanza dal punto di ingresso nel collettore.**

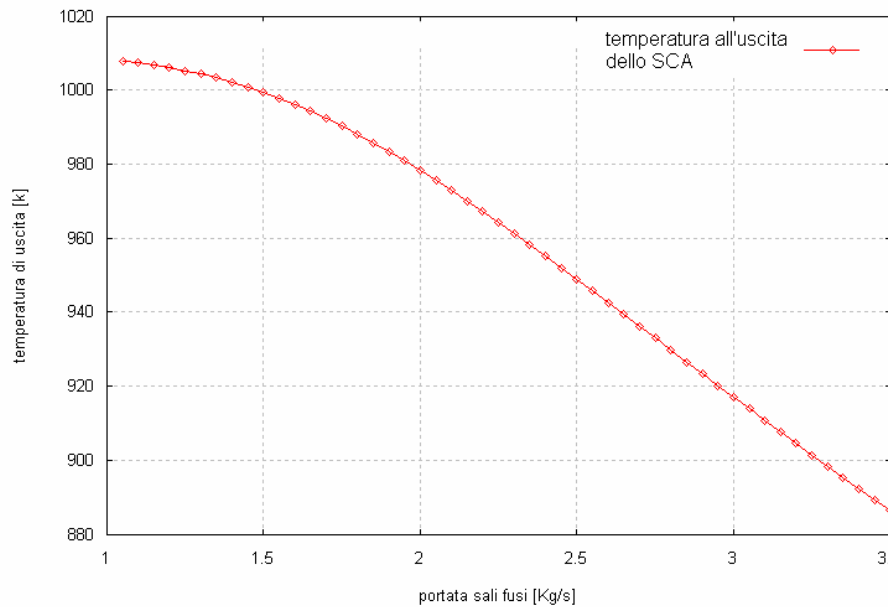
**L'andamento è di tipo esponenziale. Al crescere della lunghezza del collettore si raggiunge una temperatura asintotica, come nei collettori piani**



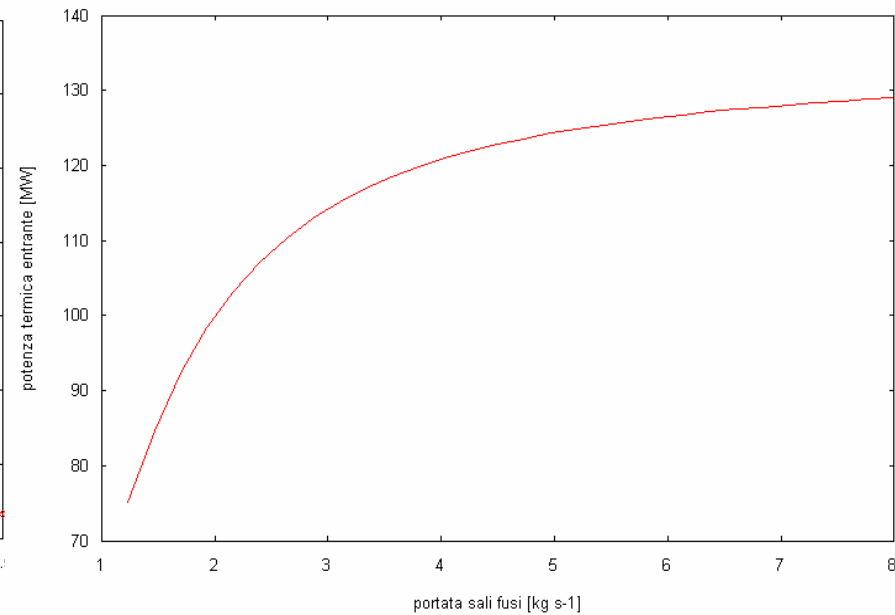
Si osserva che aumentare la lunghezza del collettore oltre un certo valore è praticamente inutile in quanto non produce un aumento della temperatura del fluido



# Prestazioni dell'impianto solare



*Andamento della temperatura massima raggiungibile al variare della portata di sali fusi circolante in ogni schiera di collettori.*

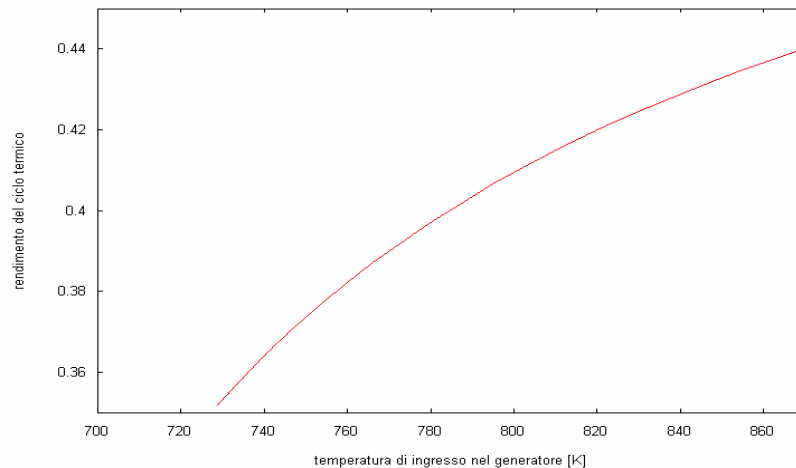


*Potenza termica entrante nel ciclo termico al variare della portata di sali fusi circolante nel singolo SCA calcolata con una radiazione incidente di  $400 [W m^{-2}]$ .*

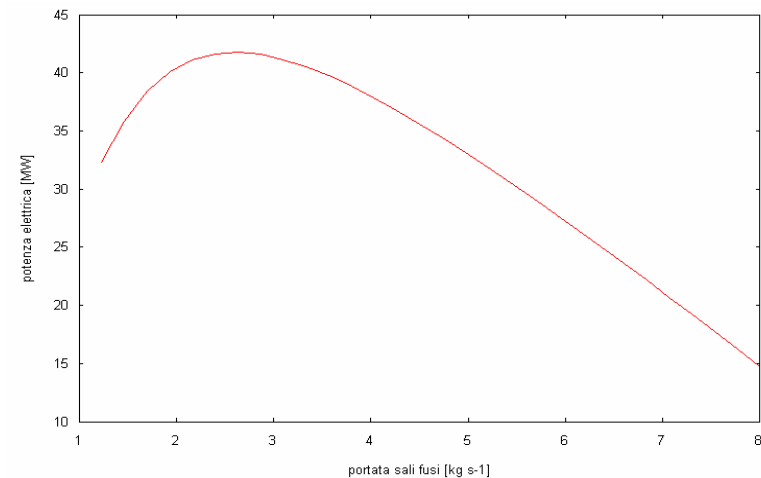


# Rendimento dell'impianto a ciclo Rankine

- Massimizzare la potenza termica prodotta non è utile ai fini della conversione complessiva in quanto il ciclo Rankine avrebbe un rendimento bassissimo a causa della bassa temperatura massima del ciclo. Analogamente non conviene aumentare eccessivamente la temperatura del fluido perché il rendimento del collettore risulterebbe troppo basso. Occorre quindi trovare una portata che massimizzi la potenza elettrica prodotta.



***Rendimento del ciclo Rankine al variare della temperatura di ingresso dei sali fusi e a parità di altre condizioni.***



***Potenza elettrica al variare della portata di sali fusi circolante nel singolo SCA, calcolata con una radiazione incidente di 400 [W m<sup>2</sup>]***



# Serbatoi di accumulo termico

---

- Per poter disporre di energia in maniera costante e svincolata dalla aleatorietà della radiazione solare, è necessario attrezzare l'impianto di serbatoi di accumulo in grado di soddisfare il carico in ogni condizione di funzionamento.
- I serbatoi di accumulo devono immagazzinare grandi quantità di fluido ad elevate temperature in condizioni di sicurezza e garantendo delle perdite di energia accettabili.
- Non esistono però criteri riconosciuti per definire un grado di isolamento termico tali da soddisfare questi requisiti completamente; usualmente si ricerca un compromesso sulla base dei costi di installazione dei componenti e delle perdite energetiche associate. Per i fluidi in questione inoltre (miscele di sali fusi di sodio e potassio), caratterizzati da alte temperature di fusione, deve essere adeguatamente valutato il rischio di solidificazione per non incorrere nel blocco istantaneo dell'impianto.
- Molti fluidi ad alte temperature, presentano fenomeni di aggressività per corrosione nei confronti di numerosi acciai usualmente impiegati per le costruzioni meccaniche accompagnata spesso da un'elevata igroscopicità.
- Nel sistema di accumulo proposto si prevede l'installazione di due serbatoi per lo stoccaggio del fluido termovettore, alle due temperature di funzionamento previste, soluzione analoga a quella adottata negli impianti a torre solare come l'impianto SOLAR TWO



## Previsioni dell'ENEA per l'impianto di Priolo

*Tab. 2 - Parametri principali relativi al Progetto Archimede*

Localizzazione dell'impianto	Priolo Gargallo (Siracusa)	
Orientamento collettori	Nord-Sud	
Numero collettori	360	
Superficie attiva collettori	199,1	10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup>
Energia termica annua raccolta	179,4	GWh/a
Energia elettrica lorda annua prodotta	59,2	GWh/a
Emissione annua di CO <sub>2</sub> evitata	39.458	t/a
Risparmio annuo di energia primaria	12.703	tep/a

Il rendimento complessivo annuo previsto è di circa il 30%. Esso è fortemente influenzato dal numero di giorni di cielo sereno previsti in quanto la presenza di radiazione diffusa (non utilizzabile) riduce di molto il rendimento.