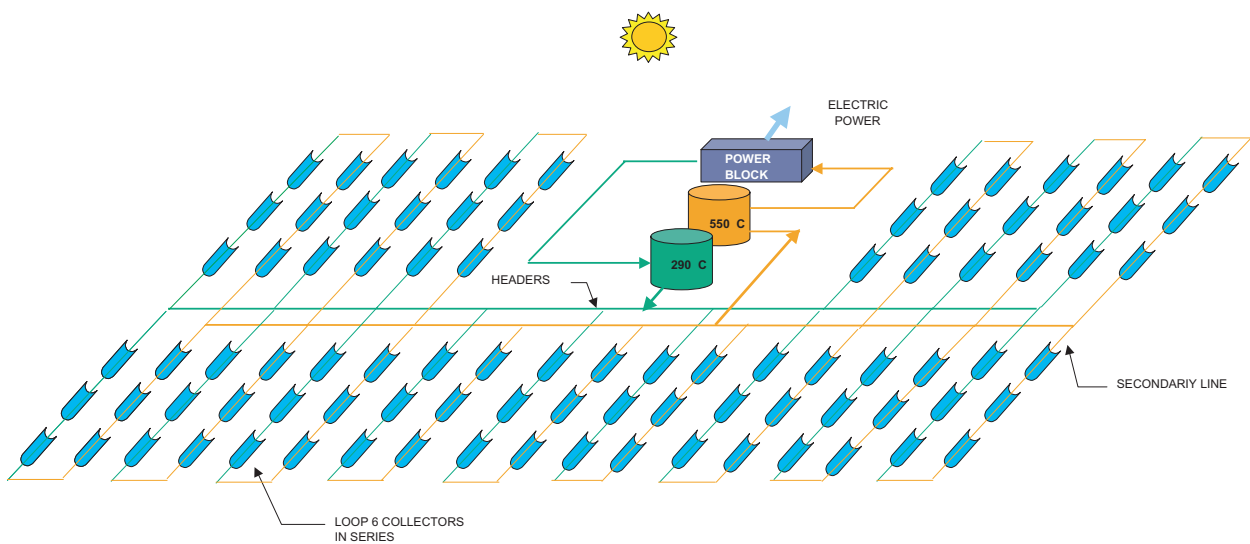


**CARATTERISTICHE TECNICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI**  
**DI UN IMPIANTO SOLARE DIMOSTRATIVO DA 40 MWe**  
**PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA**





## INDICE

1. –	Introduzione.....	4
2. –	Descrizione dell'impianto .....	6
	2.2. Dimensionamento del campo solare .....	8
3. –	Collettore solare.....	12
	3.1. Descrizione generale .....	12
	3.2. Configurazione del collettore .....	13
4. –	Sistema di concentrazione.....	15
	4.1. Descrizione generale .....	15
	4.2. Caratteristiche funzionali .....	15
	4.3. Soluzioni analizzate da ENEA.....	21
5. –	Sistema ricevitore .....	25
	5.1. Caratteristiche funzionali .....	25
	5.2. Soluzione analizzata dall'ENEA .....	28
6. –	Rete di raccolta.....	33
	6.1. Descrizione generale .....	33
	6.2. Soluzione analizzata dall'ENEA .....	34
7. –	Sistema di accumulo .....	37
	7.1. Caratteristiche funzionali .....	37
	7.2. Soluzione analizzata dall'ENEA .....	38
8. –	Generatore di vapore .....	40
	8.1. Caratteristiche funzionali .....	40
	8.2. Soluzione analizzata dall'ENEA .....	40
9. –	Ciclo termico .....	43
	9.1. Descrizione generale .....	43
	9.2. Soluzione analizzata dall'ENEA .....	44
10. –	Sistemi di Supervisione e Controllo .....	47
	Appendice A - Proprietà del fluido termovettore .....	51

## 1. – Introduzione

Il presente documento riguarda la descrizione delle caratteristiche principali dei componenti di un impianto solare dimostrativo da 40 MWatt di potenza elettrica. Tale impianto, realizzato nel quadro delle attività del progetto solare dell'ENEA e che usufruirà dei relativi finanziamenti, costituirà il prototipo di successive realizzazioni da effettuare nell'Italia meridionale o all'estero.

L'impianto è del tipo a concentrazione e utilizza la tecnologia dei collettori parabolici lineari ("parabolic trough"). Quest'ultima, rispetto alle altre tecnologie solari a concentrazione ("parabolic dish" e "solar tower"), ha dimostrato di essere maggiormente matura per la produzione di energia elettrica.

Rispetto agli impianti attualmente in esercizio o di futura realizzazione, il prototipo proposto dall'ENEA presenta delle caratteristiche che lo rendono all'avanguardia per questo tipo di tecnologia.

Le principali innovazioni riguardano:

- i) Il collettore solare, dove avviene la raccolta, la concentrazione e l'assorbimento della radiazione solare. Le scelte progettuali innovative sono mirate alla riduzione dei costi di produzione, installazione e manutenzione e al miglioramento dell'efficienza termica.
- ii) Il fluido termico, utilizzato nel circuito per l'asportazione del calore solare. È stato sostituito il fluido altamente pericoloso (olio minerale), con una miscela di sali, nitrati di sodio e di potassio, che è la base dei comuni fertilizzanti.
- iii) La presenza dell'accumulo termico. Consente di immagazzinare l'energia solare e renderla disponibile quando necessario, trasformando l'energia solare, per sua natura, altamente variabile, in una sorgente di energia disponibile con continuità.

La realizzazione dell'impianto solare comprenderà la fornitura e la messa in opera dei seguenti componenti e principali sistemi:

- i) Collettori parabolici lineari costituiti a loro volta dal sistema di concentrazione, ivi comprese le necessarie strutture di supporto e movimentazione, e dai tubi ricevitori.
- ii) Circuito idraulico a sali fusi che collega il campo specchi e il sistema di accumulo, comprendente il sistema di regolazione per il controllo della temperatura dei sali e i dispositivi per il carico e lo scarico dei sali.
- iii) Sistema di pompaggio dei sali.
- iv) Sistema di accumulo realizzato con due serbatoi a sezione circolare su fondazione in cemento armato.
- v) Gruppo di produzione di energia elettrica equipaggiato con due turbine a vapore rispettivamente di alta e bassa pressione, un generatore di vapore a sali fusi, un condensatore con opportuno sistema di raffreddamento (acqua

o aria) e con il sistema di preriscaldamento dell'acqua di alimento.

- vi) Sistema di regolazione dell'impianto solare interfacciabile con il sistema di supervisione e controllo.

Dopo una breve descrizione dell'impianto nel suo complesso, verranno descritti i componenti principali dell'impianto in termini delle loro caratteristiche funzionali. Per alcuni di essi verranno inoltre riportati i più salienti risultati degli studi condotti dall'ENEA.

Poiché praticamente tutti i componenti e i sistemi dovranno interagire con la miscela di sali fusi, in appendice sono riportate le principali caratteristiche di tale miscela.

## 2. – Descrizione dell'impianto

Il prototipo di impianto solare sarà del tipo a concentrazione per il quale è possibile individuare quattro elementi base: il concentratore, il ricevitore, il sistema di raccolta e trasporto del calore e quello di conversione dell'energia.

Il concentratore cattura e concentra la radiazione solare. Il ricevitore assorbe la luce solare concentrata trasferendo la sua energia termica ad un fluido di lavoro, che tramite il sistema di trasporto viene inviato al sistema di conversione; è possibile in questa fase accumulare una parte dell'energia termica per usarla successivamente. Nel sistema di conversione l'energia termica viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Quest'ultimo è analogo ai comuni impianti di produzione a combustibile fossile e utilizza un ciclo termico Rankine a vapore..

La tecnologia scelta per la realizzazione dell'impianto dimostrativo è quella dei collettori parabolici lineari, denominati con il termine SEGS (Solar Electric Generating System), che attualmente è quella più matura nell'ambito dei sistemi di produzione di energia elettrica da solare termico ad alta temperatura.

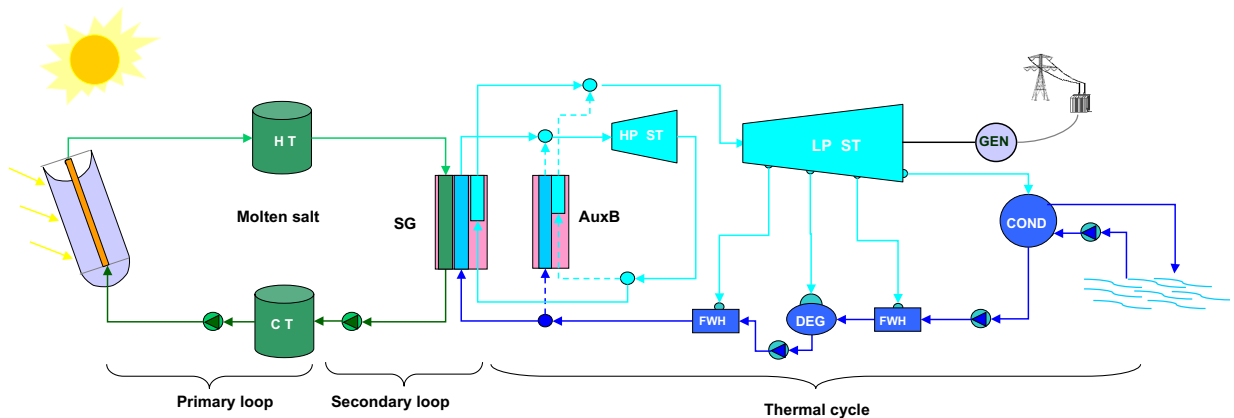
Rispetto agli impianti attualmente in esercizio o di futura realizzazione, il prototipo di impianto solare proposto dall'ENEA, presenta caratteristiche innovative che lo rendono all'avanguardia per questo tipo di tecnologia.

Le principali innovazioni riguardano:

- i) Il collettore solare, dove avviene la raccolta, la concentrazione e l'assorbimento della radiazione solare. Le scelte progettuali innovative sono mirate alla riduzione dei costi di produzione, installazione e manutenzione e al miglioramento dell'efficienza termica.
- ii) Il fluido termico, utilizzato nel collettore per l'asportazione del calore solare. Negli impianti SEGS si utilizza un olio minerale altamente infiammabile e costoso, che quindi può dar luogo a grossi problemi in caso di fuoriuscita alle temperature di esercizio (290 - 390 °C), questo è stato sostituito da una miscela di sali, nitrato di sodio e di potassio (alla base dei comuni fertilizzanti), largamente utilizzati nell'industria, chimicamente stabili fino a 600°C senza eccessivi problemi di corrosione. L'utilizzo dei sali, oltre ad una riduzione del pericolo connesso all'esercizio degli impianti, consente di ottenere temperature di esercizio più elevate (290 - 550°C), con miglioramento dell'efficienza del circuito utilizzatore del calore solare.
- iii) L'accumulo termico, consente di immagazzinare l'energia solare e renderla quindi disponibile quando non è presente (nuvolosità, sia temporanea che completa, cicli giorno/notte). In questo modo l'energia solare, per sua natura altamente variabile, viene trasformata in una sorgente di energia disponibile con continuità. Negli impianti attuali non è presente l'accumulo termico (per la pericolosità ed il costo del fluido di lavoro), consentendo il funzionamento solo per alcune ore al giorno a meno di non effettuare

un'integrazione con combustibili fossili. L'utilizzo dell'accumulo termico consente di disaccoppiare la raccolta dell'energia termica dalla produzione di elettricità. In questo modo si ha un più efficiente funzionamento del gruppo turbo/generatore eliminando le fermate a causa della nuvolosità e rendendo l'impianto maggiormente compatibile con le richieste della rete elettrica.

In Figura 1 è mostrato lo schema semplificato dell'impianto solare.



*Figura 1. Schema funzionale del prototipo di impianto solare*

Sono presenti tre circuiti separati:

- i) Il circuito primario in cui viene effettuata la concentrazione, la raccolta, la distribuzione e l'accumulo dell'energia termica solare.
- ii) Il circuito secondario in cui l'energia accumulata, nel serbatoio caldo, viene utilizzata in un opportuno generatore di vapore.
- iii) Il ciclo termico in cui viene effettuata la conversione dell'energia termica in energia elettrica.

La dimensione del campo solare è funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e della potenza nominale dell'impianto, ed è costituito da collettori parabolici lineari collegati in serie e disposti in file parallele. Il campo solare presenta quindi una struttura di tipo modulare, aggiungendo moduli (insieme di file di collettori), si aumenta l'energia termica raccolta e quindi la potenza dell'impianto. In posizione baricentrica rispetto al campo solare, per contenere lo sviluppo della rete di raccolta, è situata la centrale termica: il generatore di vapore, la turbina il condensatore e tutti i circuiti ausiliari ed i serbatoi di accumulo. I collettori, Figura 2, sono costituiti da un riflettore di forma parabolica che concentra continuamente, tramite un opportuno sistema di puntamento, la radiazione diretta del sole su un tubo assorbitore, il ricevitore, disposto sul fuoco della parabola ed al cui interno viene fatto circolare il fluido per l'asportazione del calore solare (miscela del 60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio). I collettori pos-

sono essere orientatiti sia lungo la direzione N-S che E-O, la scelta può essere fatta in base alla latitudine del sito ed al tipo di funzionamento che è previsto per l'impianto. La direzione N-S consente di ottenere una migliore raccolta dell'energia solare nei mesi estivi rispetto a quelli invernali.

In presenza di radiazione solare diretta il fluido termico, prelevato dal serbatoio freddo ad una temperatura di circa 290°C, viene fatto circolare attraverso la rete di collettori dove si scalda fino ad una temperatura di circa 550°C ed inviato al serbatoio caldo a costituire l'accumulo dell'energia termica. La portata dei sali nel circuito primario viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare in modo da mantenere costante la temperatura in ingresso al serbatoio caldo. Poiché i sali utilizzati presentano un'alta temperatura di solidificazione (238°C), in assenza di radiazione solare è necessario mantenere una portata minima attraverso il campo solare, o predisporre sistemi di riscaldamento delle tubazioni, per compensare le dispersioni termiche ed impedire che la temperatura scenda al di sotto di questo valore.

Quando è richiesta la produzione di energia elettrica, i sali vengono prelevati dal serbatoio caldo e inviati ad uno scambiatore di calore, dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura e successivamente raccolti dal serbatoio freddo. Il ciclo termico è analogo a quello delle centrali termiche convenzionali e comprende una turbina a vapore accoppiata ad un generatore elettrico, un condensatore ed i sistemi di preriscaldamento dell'acqua di alimento. Poiché si utilizza un ciclo con surriscaldamento del vapore (Figura 1), sono presenti due turbine: una di alta e una di bassa pressione. Il vapore surriscaldato, prodotto ad una pressione di 120 bar ed una temperatura di 525°C, viene fatto espandere attraverso la turbina di alta pressione, quindi inviato nel generatore di vapore per essere riportato nelle stesse condizioni iniziali di temperatura, e mandato alla turbina di bassa pressione. Il vapore condensato viene preriscaldato per essere successivamente inviato come acqua di alimento al generatore di vapore.

## 2.2. Dimensionamento del campo solare

Al fine di definire le dimensioni e le caratteristiche di alcuni dei componenti del modulo tipo dell'impianto dimostrativo, in questa sezione viene riportato il dimensionamento di massima del campo solare. La dimensione del campo solare, e quindi il numero di collettori, e la capacità dell'accumulo termico dipendono essenzialmente dalla potenza elettrica dell'impianto, dal livello di radiazione solare e dalle prestazioni termiche dei collettori.

L'analisi qui esposta è stata eseguita per un modulo da 40 MWatt di potenza elettricocalizzato in Sicilia nell'intorno di Gela. Tale scelta è dovuta sia al fatto che la zona

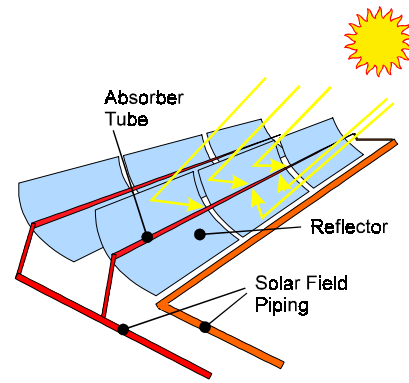
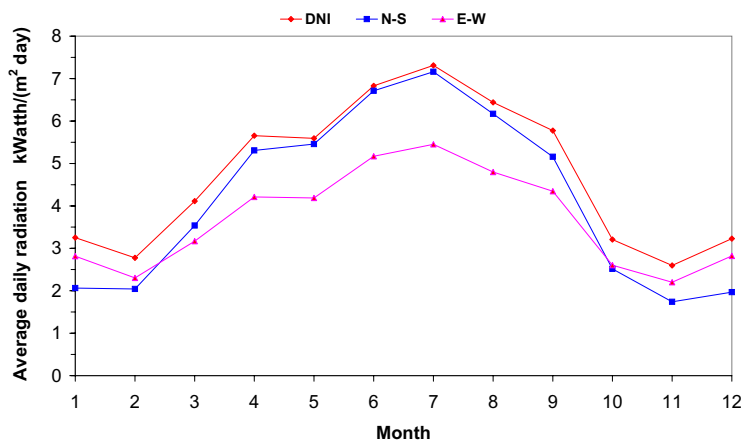


Figura 2. Schema funzionale del collettore parabolico



in questione è una tra le più favorevoli dal punto di vista della quantità di insolazione sia perché è una delle poche per la quale si hanno a disposizione i dati di radiazione diretta misurati (anno 1993 fonte CESI). Il valore della radiazione diretta normale, DNI (Direct Normal Irradiation), risulta pari a 1731 kWatth/(m<sup>2</sup> anno). Poiché nell'impianto si utilizzeranno i collettori parabolici lineari, con inseguimento del sole su un singolo asse (N-S o E-O), la radiazione incidente sul piano di raccolta risulterà inferiore e rispettivamente di 1520 kWatth/(m<sup>2</sup> anno), l'88% del DNI, per orientazione N-S dei collettori e 1344 kWatth/(m<sup>2</sup> anno), 78% del DNI, per l'orientazione E-O.

In Figura 3 è riportato l'andamento della radiazione media giornaliera per il sito in esame, in funzione della disposizione dei collettori.



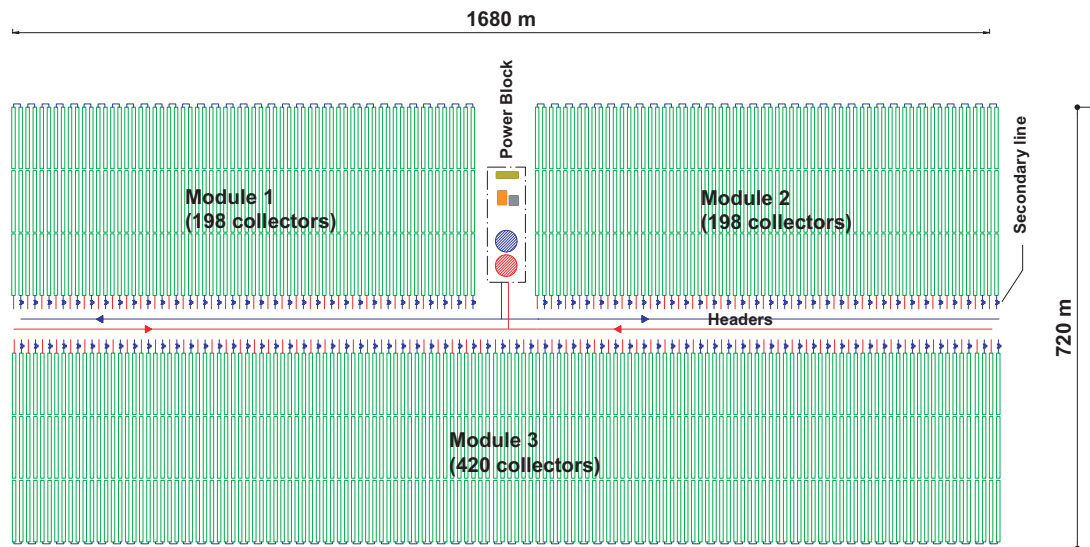
*Figura 3. Distribuzione della radiazione per il sito di GELA. (Anno 1993, fonte CESI)*

L'impianto è stato dimensionato considerandole caratteristiche dei collettori studiati dall'ENEA: lunghezza 100 m (o 50 m) ed apertura 5.76 m. Il rendimento termico di picco di una stringa da 600 m, ottenuta collegando 6 (o 12) collettori in serie, è stato valutato pari a 0.79, mentre il rendimento termico medio annuale si può ritenere pari a 0.667.

Lo spazio tra le file dei collettori è stato scelto pari a 2 volte l'apertura del collettore stesso (spaziatura due), in modo da ottimizzare l'area disponibile minimizzando l'effetto delle ombre tra i collettori.

La dimensione del campo solare è stata determinata valutando la potenza termica media che è possibile erogare dall'impianto in funzione dell'energia solare raccolta dai collettori. Poiché i collettori sono disposti in file parallele, nella valutazione della radiazione disponibile occorre considerare l'effetto delle ombre tra i collettori nel loro movimento di inseguimento del sole. L'orientazione E-O risulta meno penalizzata della N-S da questo effetto. Quindi i dati effettivi di radiazione disponibile sull'apertura del col-

lettore sono rispettivamente di 1322 kWatt/(m<sup>2</sup> anno) per orientamento E-O e di 1417 kWatt/(m<sup>2</sup> anno) per orientamento N-S (+7.2 %).



*Figura 4. Sito di Gela: disposizione dei collettori per orientamento N-S*

Per un impianto da 40 MWatt di potenza elettrica la potenza termica massima da fornire al generatore di vapore risulta di circa 95 MWatt, nell'ipotesi di un rendimento massimo del ciclo termico pari a 0.423.

Il numero di collettori necessari risulta quindi di 816 per la direzione N-S e di 1008 per quella E-O.

La superficie totale del campo solare è pari a :

- 451215 m<sup>2</sup> per N-S con un'occupazione effettiva dell'area pari a circa 90 ha.
- 557384 m<sup>2</sup> per E-O con un'occupazione dell'area pari a circa 111 ha.

La disposizione del campo solare nel caso di orientazione dei collettori secondo la direzione N-S, è riportata in Figura 4. I collettori sono raggruppati in tre moduli costituiti rispettivamente da 198 collettori i primi due e da 420 il terzo.

Nel caso di orientamento dei collettori E-O, la disposizione è la stessa solo ruotata di 90°, ma dato il maggior numero di collettori, le dimensioni del campo diventano di 2064 m di lunghezza per 720 metri di larghezza.

L'energia termica massima erogabile nell'arco dell'anno per le due diverse disposizioni del campo solare risulta di 492 GWatt per E-O e di 427 GWatt per N-S.

Per utilizzare tutta l'energia solare disponibile è necessario però accumulare una grossa quantità di energia, circa 7000 MWatt, con grossi volumi dei serbatoi, in quanto le caratteristiche del sale e le sue temperature di lavoro richiedono circa 5.21 m<sup>3</sup> ogni MWatt di energia immagazzinata. Tuttavia piccole riduzioni nell'energia massima erogabile dall'impianto comportano grosse riduzioni nelle dimensioni dell'accumulo. In

particolare per una riduzione del 5% dell'energia si ottiene una diminuzione delle dimensioni dell'accumulo pari a circa il 60% portando la capacità dell'accumulo ad un valore prossimo a 3000 MWatth.

In Tabella 1 sono riportati i parametri principali dell'impianto per le due configurazioni del campo solare.

*Tabella 1. Parametri principali del campo solare dell'impianto di Gela*

		<i>Est- Ovest</i>	<i>Nord- Sud</i>
Numero di collettori		1008	816
Area totale collettori	x10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup>	55.7	45.1
Spaziatura collettori	m	11.52	11.52
Area campo solare	ha	111	90
Potenza di picco del campo solare <sup>1</sup>	MWatt	396	321
Temperatura serbatoio caldo	°C		550
Temperatura serbatoio freddo	°C		290
Portata sali fusi alla potenza di picco	kg/s	997	807
Lunghezza rete distribuzione	km	6.6	6.6
Energia solare sul piano dei collettori	GWatth/y	737	639
Energia solare accumulata <sup>2</sup>	GWatth/y	492	427
Potenza massima erogabile (media su 30 giorni)	MWatt	93	94
Potenza minima erogabile (media su 30 giorni)	MWatt	30	18
Potenza media erogabile (media su 30 giorni)	MWatt	56	49
Capacità accumulo	MWatth	3000	3000
Energia termica erogata	GWatth/y	470	413
Frazione di energia erogata	%	95.5	96.7
Potenza elettrica nominale	MWatt		40
Efficienza termoelettrica alla potenza nominale	%		42.3
Energia elettrica erogata <sup>3</sup>	GWatth/y	193	168
Fattore di carico <sup>4</sup>	%	55	48
Frazione solare <sup>5</sup>	%		100

<sup>1</sup> Con un flusso solare di 900 Watt/m<sup>2</sup> e un'efficienza di picco dei collettori del 79%.

<sup>2</sup> Con un'efficienza media annuale dei collettori del 66.7%

<sup>3</sup> E' stata considerata la curva di rendimento del ciclo termico in funzione del carico ma non si è tenuto conto del taglio inferiore della produzione a causa delle limitazioni sul funzionamento della turbina ( 25-30% del carico massimo), quindi la produzione effettiva potrà essere inferiore a questo valore.

<sup>4</sup> Rapporto tra l'energia prodotta e quella producibile se l'impianto lavorasse sempre alla potenza nominale.

<sup>5</sup> Rapporto tra l'energia elettrica prodotta dalla fonte solare rispetto alla produzione totale

### 3. – Collettore solare

#### 3.1. Descrizione generale

Funzione del collettore solare è quella di concentrare l'energia solare incidente e trasferirla sotto forma di calore al fluido termovettore che circola nel circuito primario.

Il collettore solare, del tipo parabolico lineare, si configura schematicamente come una superficie riflettente cilindroparabolica<sup>6</sup> (concentratore), con un tubo assorbitore centrale (ricevitore), in prima approssimazione coassiale con la retta unione dei fuochi delle singole sezioni paraboliche. Concentratore e ricevitore devono essere in grado di ruotare attorno ad un asse parallelo all'asse del ricevitore in modo da realizzare la condizione che il piano contenente gli assi delle sezioni paraboliche sia costantemente parallelo alla direzione della radiazione solare. In tal modo la luce solare incidente sulle superfici riflettenti e da queste concentrata verrà costantemente intercettata dal tubo ricevitore in qualsiasi posizione assunta dal sole durante il suo moto apparente che varia, com'è noto, in funzione dell'ora e del giorno dell'anno, Figura 5.

Il sistema collettore solare si configura come un apparato autonomo in grado di

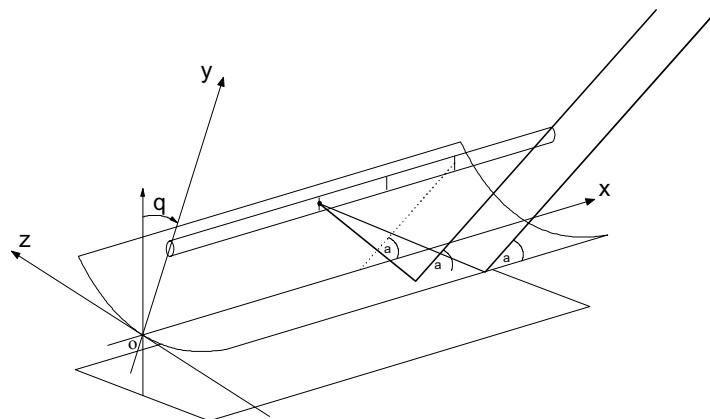


Figura 5. Schematizzazione collettore solare

realizzare le funzioni ora descritte e replicabile in un numero anche elevato di unità tra loro collegate in serie a formare delle stringhe, a loro volta collegate in parallelo a costituire il campo solare dell'impianto.

Il sistema collettore solare, benché autonomo, sarà collegato ad una rete di alimentazione per il funzionamento dei suoi organi attivi, e risponderà ai comandi di un sistema di gestione centrale dell'impianto che ne definirà costantemente lo stato operativo e ne imposterà i parametri di funzionamento.

---

<sup>6</sup> Si definisce superficie "cilindroparabolica" una superficie generata dalla traslazione di un arco di parabola lungo una linea retta perpendicolare al piano della parabola stessa.

La raccolta dell'energia dovrà essere effettuata con il massimo dell'efficienza in ogni condizione e durante l'intera vita operativa dell'impianto in modo da massimizzare la produttività dello stesso.

Il collettore solare è composto da più moduli collegati meccanicamente ed azionati da un unico sistema di movimentazione, posto al centro, che fa ruotare simultaneamente i due rami del collettore, Figura 6.

Ciascun modulo è costituito da una struttura portante, dai pannelli riflettenti, dai piloni di appoggio al suolo e dalla linea di tubi ricevitori con relativi supporti. La geometria delle superfici riflettenti è definita dal progetto ottico del collettore e le tolleranze rispetto alle dimensioni nominali sono derivate dalle verifiche sulle perdite di efficienza ottica.

La lunghezza del modulo viene definita dal numero di tubi ricevitori posti in serie che, analogamente alle produzioni correnti, viene fissato in 3 unità per uno sviluppo complessivo di circa 12 m.

La geometria delle superfici riflettenti è definita dal progetto ottico del collettore e le tolleranze rispetto alle dimensioni nominali sono derivate dalle verifiche sulle perdite di efficienza ottica.

Le caratteristiche funzionali del collettore verranno descritte raggruppandole in due sezioni differenti: la prima relativa al sistema di concentrazione, di movimentazione e di supporto, in questo ambito definito come sistema di concentrazione, e la seconda riguardante il tubo ricevitore.

### ***3.2. Configurazione del collettore***

Il collettore solare è composto da più moduli collegati meccanicamente ed azionati da un unico sistema di movimentazione, posto al centro, che fa ruotare simultaneamente i due rami del collettore, Figura 6.

Ciascun modulo è costituito da una struttura portante, dai pannelli riflettenti, dai piloni di appoggio al suolo e dalla linea di tubi ricevitori con relativi supporti. La geometria delle superfici riflettenti è definita dal progetto ottico del collettore e le tolleranze rispetto alle dimensioni nominali sono derivate dalle verifiche sulle perdite di efficienza ottica. La lunghezza del modulo viene definita dal numero di tubi ricevitori posti in serie che, analogamente alle produzioni correnti, viene fissato in 3 unità per uno sviluppo complessivo di circa 12 m.

Le caratteristiche funzionali del collettore verranno descritte raggruppandole in due sezioni differenti: la prima relativa al sistema di concentrazione, di movimentazione e di supporto, in questo ambito definito come sistema di concentrazione, e la seconda riguardante il tubo ricevitore.

# Lay out del collettore

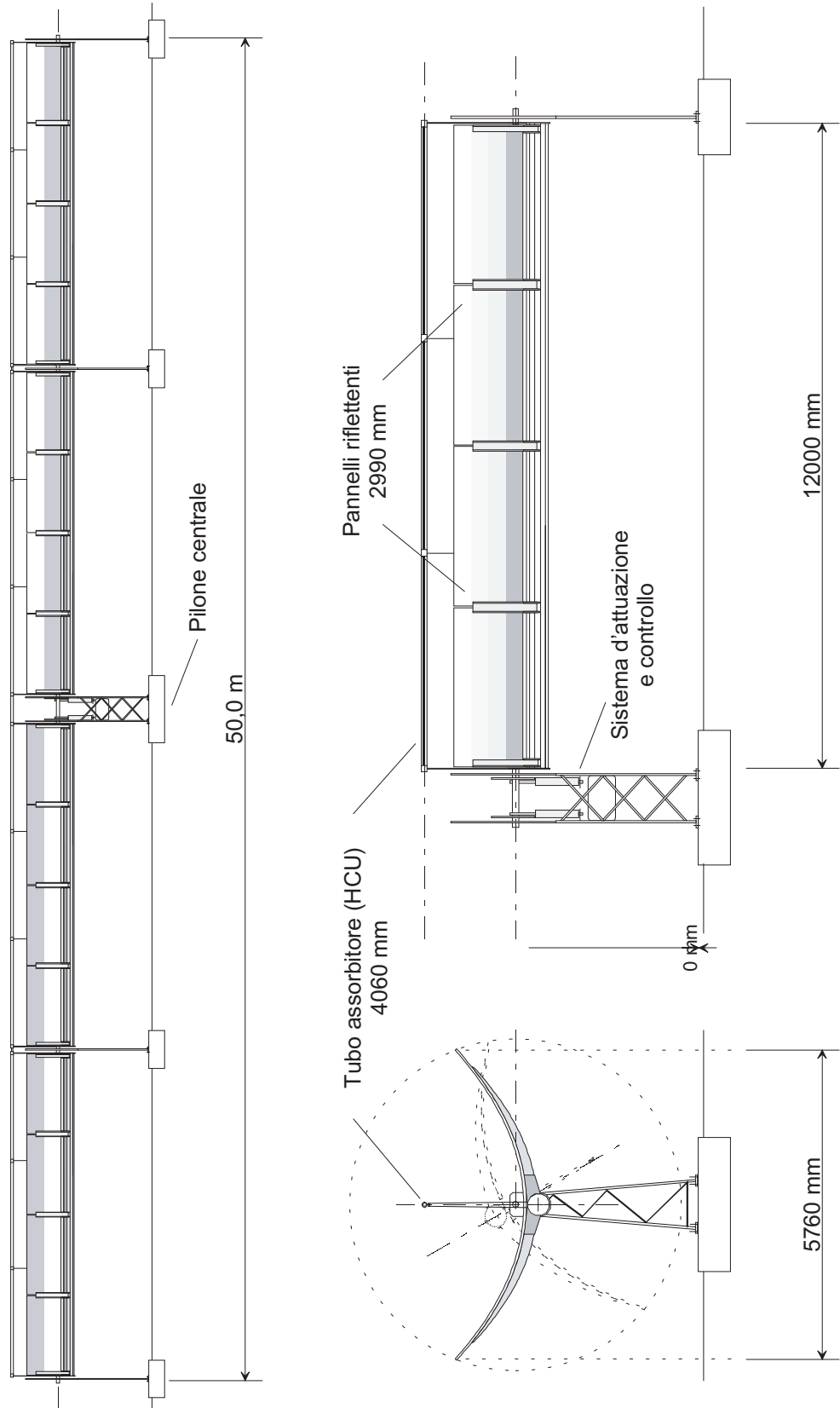


Figura 6. Schematizzazione del collettore solare

## 4. – Sistema di concentrazione

### 4.1. Descrizione generale

La parte riflettente del sistema di concentrazione è costituita da una serie di pannelli riflettenti che realizzano una superficie cilindroparabolica la cui sezione retta è nominalmente una parabola di apertura 5760 mm e fuoco posto a 1810 mm dal vertice. I pannelli, tutti uguali fra loro per ragioni di economia di costruzione e semplicità di montaggio, realizzano porzioni della superficie riflettente corrispondenti a metà dell'arco di parabola e sviluppate longitudinalmente, in prima approssimazione, per una frazione intera della lunghezza dell'intero modulo; i pannelli non sono perfettamente contigui ma presentano tra l'uno e l'altro delle aperture limitate dovute ad esigenze progettuali e di montaggio.

I pannelli vengono sostenuti da una struttura di supporto basata su una trave centrale sostenuta all'estremità da due piloni di sostegno che assicurano al suolo l'intero modulo. Alla trave centrale sono collegati oltre ai pannelli, i bracci di sostegno del tubo ricevitore articolati in maniera tale da consentire le considerevoli dilatazioni termiche cui è soggetta la tubazione attraversata dal fluido termovettore.

La rotazione del sistema di concentrazione avviene su un asse passante per il baricentro della parte mobile dei moduli, che si colloca in posizione intermedia tra l'asse di simmetria della trave ed il fuoco della parabola; la trave principale, pertanto, reca alle estremità due piastre per riportare l'appoggio sui piloni di supporto all'altezza dell'asse di rotazione.

I piloni costituiscono la parte fissa del sistema di concentrazione ed avranno altezza tale da consentire la rotazione libera della parte mobile entro gli angoli definiti dalle diverse condizioni operative. Mentre i piloni di supporto dei singoli moduli saranno tra loro uguali, il pilone centrale del sistema di concentrazione sarà disegnato in modo da accogliere il sistema di movimentazione dell'intero collettore.

Il sistema di movimentazione sarà costituito da una parte di attuazione meccanica in grado di far compiere le rotazioni del concentratore entro il campo definito dalle diverse condizioni operative e con le velocità e la precisione di posizionamento richiesta, un sistema di puntamento autonomo in grado di verificare la posizione relativa del concentratore rispetto alla posizione del sole, un sistema di controllo in grado di pilotare il sistema di attuazione in base alle informazioni provenienti dal sistema di puntamento ed al sistema di gestione centrale dell'impianto.

### 4.2. Caratteristiche funzionali

Il collettore è un componente attivo dell'impianto di generazione di energia, costantemente in funzione durante tutta la vita operativa dell'impianto stesso. L'unica condizione in cui il collettore viene messo fuori servizio si verifica nel caso di interventi di manutenzione straordinaria che prevedano la sostituzione di parti importanti del sistema di concentrazione o di uno o più tubi ricevitori appartenenti alla stessa stringa

stema di concentrazione o di uno o più tubi ricevitori appartenenti alla stessa stringa di collettori.

Le varie condizioni di funzionamento vengono classificate nei seguenti stati operativi dipendenti dal modo operativo dell'impianto e dalle condizioni meteo-ambientali:

- i) Produzione in condizioni nominali (**No**): condizione di funzionamento in cui il collettore opera inseguendo la posizione del sole alle condizioni nominali di progetto, fornendo i livelli di prestazione nominali definiti dal progetto; questa condizione ha particolare rilevanza nelle prove di qualificazione ed accettazione del prodotto, essendo la condizione di funzionamento di riferimento.
- ii) Produzione in condizioni normali (**G-**): condizione di funzionamento in cui il collettore opera inseguendo la posizione del sole in condizioni ambientali entro i limiti operativi previsti; questa condizione corrisponde al normale funzionamento attivo in fase di produzione di energia.
- iii) Stand-by (**Sb**): stato in cui il collettore attende in posizione ferma di portarsi in uno stato attivo di produzione.
- iv) Posizionamento (**Po**): condizione di funzionamento in cui il collettore si porta da una posizione di "stand-by" ad una posizione di produzione, o viceversa.
- v) Sopravvivenza (**Su**): condizione di attesa attiva in cui il collettore si pone al verificarsi di condizioni ambientali particolarmente avverse per opporsi ad esse nella posizione più favorevole.
- vi) Posizionamento sopravvivenza (**Ps**): condizione di funzionamento in cui il collettore si porta da una posizione di "stand-by" o di produzione alla posizione di sopravvivenza.
- vii) Manutenzione ordinaria (**Mn**): condizione di funzionamento in cui il collettore si porta alla posizione più favorevole all'operazione di manutenzione programmata.

Per garantire un'efficacia funzionale adeguata all'impiego cui è destinato, in ciascuno dei predetti stati operativi, il sistema di concentrazione dovrà soddisfare un certo numero di requisiti in termini di prestazioni e di adeguatezza della struttura e del sistema di movimentazione ai carichi agenti.

Data la configurazione particolarmente sviluppata in senso bidimensionale, con la presenza di superfici molto estese, i carichi derivanti dall'esposizione al vento assumono un ruolo predominante nella definizione dei parametri limite dei vari stati operativi.

Pertanto si distinguono ulteriormente i seguenti stati operativi di generazione in funzione della velocità del vento:

- i) G0 : produzione con vento assente;
- ii) G7 : produzione con vento fino a 7m/s;
- iii) G14 : produzione con vento fino a 14 m/s.



Nella Tabella 2 vengono riassunti i requisiti sui principali parametri in funzione dello stato operativo.

*Tabella 2. Parametri principali del sistema collettore*

<b>REQUISITI SUI PARAMETRI PRINCIPALI IN FUNZIONE DELLO STATO OPERATIVO</b>												
<b>Stato operativo</b>		<i>unità</i>	No	G0	G7	G14	Sb	Po	Su	Ps	Mn	
<b>Requisiti generali</b>												
(1)	Efficienza ottica complessiva	%	>95	>95	>90	>30	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
(2)	Fattore di intercettazione	%	>98	>98	>92	>30	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
(3)	Errore di puntamento	mrad	<1,6	<1,6	<1,6	<1,6	<20	n.a.	<20	n.a.	n.a.	
(3)	Velocità di attuazione	mrad/s	>1,6	>1,6	>1,6	>1,6	n.a.	>50	n.a.	>50	>50	
(3)	Escursione attuazione	gradi °	±80	±80	±80	±80	n.a.	±80	n.a.	±150	±150	
<b>Deformazioni ammissibili sotto carico</b>												
(4)	Torsione trave portante	mrad	<2	<2	<3	--	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
(4)	Freccia trave portante	mm	--	--	--	<6	<6	n.a.	<6	n.a.	n.a.	
(4),(5)	Superfici riflettenti	mrad	<2	<2	<3	--	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
(4)	Estremi superfici riflettenti yz	mm	±3	±3	±5	--	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	
(4)	Posizione tubo ricevitore yz	mm	±10	±10	±10	--	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	

- (1) L'efficienza ottica del collettore viene qui definita come rapporto tra la potenza radiante diretta incidente e la potenza intercettata da un tubo collocato al posto del tubo ricevitore ed avente le stesse caratteristiche geometriche; non si tiene cioè conto dell'efficienza del tubo ricevitore.
- (2) Il fattore d'intercettazione è qui definito come il rapporto tra potenza incidente e potenza intercettata dal tubo ricevitore, nell'ipotesi di superficie perfettamente riflettente; tiene conto solo delle caratteristiche geometriche della superficie riflettente e del tubo assorbitore.
- (3) Per questi parametri sono stati considerati valori differenziati tra condizioni di produzione e non nell'ipotesi di un sistema di attuazione doppio per le due diverse esigenze (alta velocità- bassa precisione, bassa velocità-alta precisione).
- (4) I valori devono essere rispettati per qualsiasi posizione compresa nel campo di escursione proprio dello specifico stato operativo.
- (5) I valori indicati devono essere rispettati anche localmente da ogni porzione di superficie.

### *Sottosistema di attuazione e controllo*

Il sottosistema di attuazione e controllo ha come compito principale quello di muovere il collettore durante la fase di produzione di calore in modo da posizionarsi costantemente con l'asse della parabola che viene a giacere su un piano definito dall'asse del tubo ricevitore e la posizione attuale del sole.

Il sistema di inseguimento, completamente autonomo, deve essere dotato sia di un dispositivo che determina la posizione del collettore in base all'ora ed alla data, per il posizionamento di massima, sia di un dispositivo basato su un sensore solare che provvede all'allineamento di precisione.

L'operazione di inseguimento è monitorata da un computer centrale d'impianto dal quale l'unità locale d'inseguimento riceve istruzioni per l'attivazione delle diverse condizioni operative e la modifica dei parametri di controllo, ed al quale invia informazioni sullo stato operativo, la posizione effettiva, la diagnostica e gli allarmi.

Il sistema di movimentazione può avere un moto continuo o discontinuo con passo comunque non superiore a 0.8 mrad.

La precisione del puntamento dovrà essere comunque tale da garantire un errore inferiore a 1.6 mrad.

Oltre al compito di posizionare correttamente il collettore rispetto la posizione del sole, il sistema di movimentazione dovrà garantire il posizionamento dello stesso in condizioni di sicurezza. Ciò avviene quando particolari condizioni ambientali, ad es. superamento della velocità limite del vento, improvvise precipitazioni, ecc. possono compromettere l'integrità e la piena funzionalità del componente. In queste situazioni vengono richieste le massime prestazioni dal sistema di movimentazione quanto a velocità di attuazione, e coppia motrice erogata.

Il sistema di movimentazione dovrà inoltre garantire il mantenimento della posizione in tutte le condizioni operative in cui il collettore deve essere mantenuto fermo, ed in particolare nella condizione di sopravvivenza.

### *Supporti tubo ricevitore*

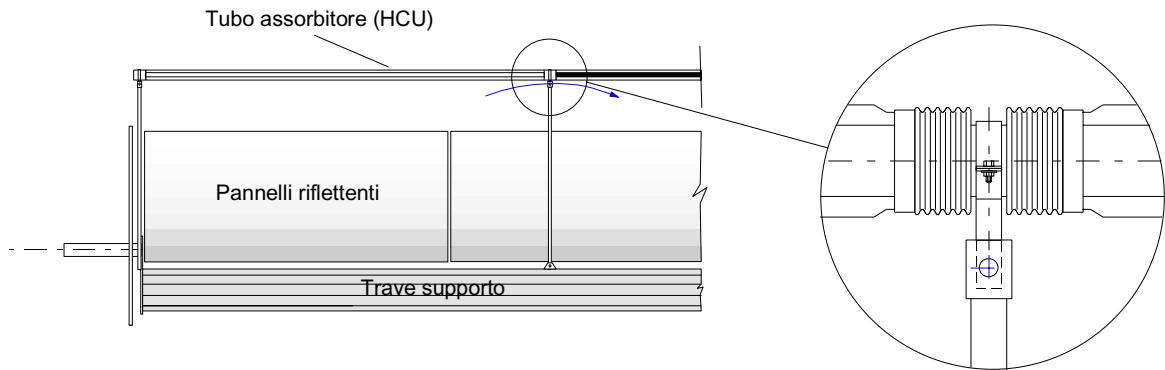
Funzione del sistema di supporto dei tubi ricevitori è quello di mantenere in posizione il ricevitore, assecondando le dilatazioni termiche occorrenti nel tubo metallico assorbitore, e sostenendone il peso ed i carichi del vento applicati ad esso.

Poiché i tubi ricevitori vengono tra loro giuntati per saldatura, la dilatazione termica si cumula su tutta la lunghezza del ramo del collettore per poi venire compensata dai raccordi idraulici di collegamento con il collettore contiguo o con la rete primaria.

Nella Figura 7 è riportato uno schema di principio del sistema di sostegno del tubo ricevitore e del meccanismo di compensazione della dilatazione sulla linea.

Il sistema di supporto dovrà essere in grado di compensare dilatazioni della linea realizzata in tubo d'acciaio AISI 316 in un campo di temperatura compreso tra la tem-

peratura ambiente, sperimentata in fase di installazione, e la temperatura massima operativa del tubo ricevitore, pari a 580 °C, senza causare condizioni di stress termomeccanico incompatibili con la funzionalità e la durata del componente. Inoltre, nell'intervallo delle temperature di lavoro (290-550 °C), lo spostamento dell'asse del tubo ricevitore dalla sua posizione nominale non dovrà essere superiore a 5 mm, in nessun punto della linea.



*Figura 7. Sistema di ancoraggio del ricevitore*

#### *Requisiti relativi all'ubicazione dell'impianto.*

Il collettore è destinato ad essere impiegato in impianti di vaste dimensioni da realizzarsi in siti presumibilmente favorevoli quanto a condizioni di insolazione e quindi in latitudini comprese tra 0 e 50°.

Inoltre la configurazione dell'impianto può prevedere qualsiasi tipo di orientamento geografico del campo solare, a dispetto del fatto che le orientazioni normalmente prese in considerazione sono E-O e N-S, non essendo nessuna orientazione preclusa in linea di principio. Il sistema di movimentazione, per le diverse velocità di attuazione richieste, dovrà essere progettato in modo che il collettore funzioni correttamente in qualunque combinazione delle condizioni predette.

Le condizioni naturali del terreno o esigenze di drenaggio dell'impianto possono richiedere l'installazione del collettore in condizioni di lieve pendenza.

Il collettore ed in particolare la struttura, i supporti, i cuscinetti dovranno essere dimensionati per condizioni di installazione con pendenza nella direzione dell'asse principale del collettore fino al 3%.

#### *Requisiti ambientali*

Il collettore dovrà essere adatto per funzionare correttamente, senza riportare danni o degrado delle prestazioni, in ambiente caratterizzato da temperature da -5°C a + 50°C, umidità relativa fino al 100%, venti con velocità media sul minuto fino a 30 m/s, possibilità di vapori salmastri, piogge anche intense, grandinate, neviccate, fulminazioni, formazioni di ghiaccio, tempeste di sabbia e polvere.

Durante alcuni dei fenomeni citati il collettore non sarà operativo, ma rimarrà attivo in una condizione di attesa o in una configurazione di massima protezione.

Per quanto riguarda la grandine, si dovrà fare riferimento per le superfici riflettenti a grani del diametro di 12.5 mm con velocità terminale di 16 m/s.

Per tutti i componenti del collettore costruiti in materiale ferroso, diverso dall'acciaio inossidabile, dovranno essere previsti rivestimenti protettivi, trattamenti o materiali adatti a prevenire qualsiasi forma di corrosione derivante dalle condizioni ambientali.

#### *Disponibilità e vita operativa*

Il collettore dovrà avere una disponibilità, anche comprendendo la manutenzione ordinaria e straordinaria, non inferiore al 98% della vita operativa prevista. Per il raggiungimento di tale valore potrà essere presa in considerazione la possibilità che le operazioni di manutenzione siano programmate ed eseguite durante le ore di assenza d'insolazione, cioè ore notturne ovvero con condizioni meteorologiche non idonee all'esercizio dell'impianto.

I diversi componenti dovranno essere costruiti in modo tale da rendere quanto più possibile agevole la manutenzione; la completa sostituzione di tutte le parti del collettore deve poter avvenire entro un intervallo di tempo di 12 ore, anche operando in condizioni di luce artificiale.

Le operazioni di manutenzione ordinaria dovranno poter essere eseguite dal personale di centrale. La manutenzione ordinaria dovrà altresì essere predisposta in modo tale da rendere nullo il tempo di fermata non programmata.

La vita operativa di tutti i componenti del collettore non dovrà essere, in generale, inferiore ai 30 anni. Per alcuni componenti del sistema di movimentazione si potrà prevedere anche una vita più breve, con periodiche sostituzioni, se ciò risulterà preferibile da un punto di vista dei costi e non contrasterà con i requisiti sulla disponibilità.

#### *Trasportabilità dei componenti ed installazione*

I componenti del collettore dovranno avere forma e dimensioni tali da consentire il trasporto sul sito di installazione tramite autoarticolati con sagoma entro limiti che non richiedano il ricorso a trasporti speciali o eccezionali.

Compatibilmente con questa esigenza si dovrà anche fare in modo che i componenti del collettore possano essere assemblati, per quanto possibile, in officina, riducendo al minimo le operazioni di montaggio da effettuare in cantiere.

### 4.3. Soluzioni analizzate da ENEA

Per ridurre i costi e migliorare il comportamento del sistema di concentrazione sono state studiate diverse soluzioni alternative rispetto a quelle utilizzate negli impianti esistenti. Particolarmente interessante è quella di realizzare i pannelli riflettenti mediante vetro sottile piano appoggiato su pannelli parabolici di supporto, costituiti dalla sovrapposizione di strati di materiali diversi, tale da formare un elemento sandwich. Questi pannelli sono stati provati in piccola scala evidenziando vantaggi nell'uso di queste soluzioni. I vetri sottili (1.1 millimetri), poco costosi, richiedono come vedremo in seguito

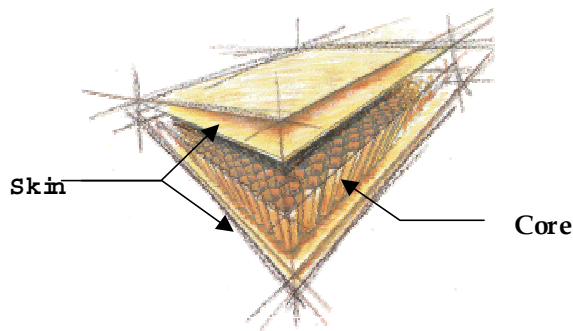


Figura 8. Pannello sandwich

un pannello di forma parabolica per essere sostenuti e per convogliare l'energia termica sul tubo ricevente. Questa soluzione, anche se può sembrare più complicata, permette di semplificare notevolmente le fasi costruzione e di regolazione in situ, prefabbricando l'intero elemento in fabbrica e assemblandolo in loco.

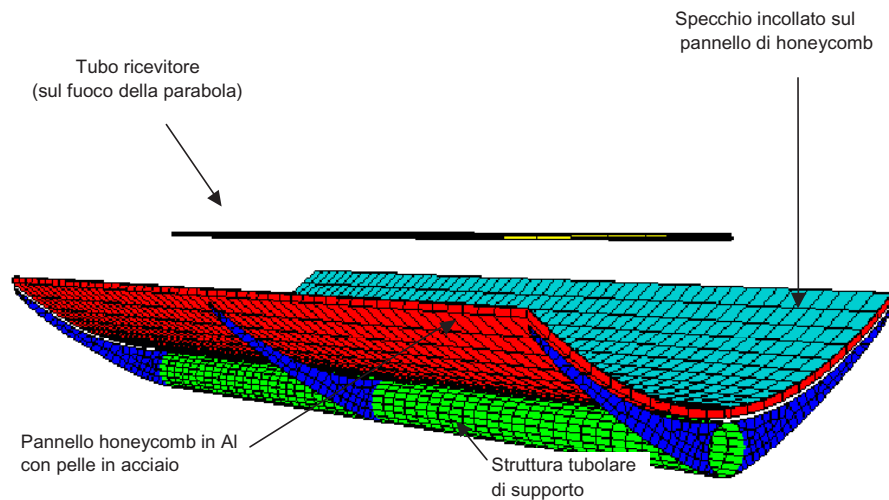
Per quanto riguarda la fabbricazione dei pannelli sandwich, Figura 8, questi possono essere costituiti

da uno strato centrale (core) di alluminio, polipropilene, polistirene, poliuretano, ecc., su cui sono fissati due strati sottilissimi (skin) di alluminio, acciaio, ecc., che forniscono le proprietà di robustezza e la forma all'intero pannello. Le alte resistenze a flessione sono fornite dalle due pelli esterne che lavorano a trazione e compressione. L'elemento centrale, costituito di piccole celle a nido d'ape (honeycomb), ha una buona resistenza a compressione per mantenere la distanza delle pelli inalterata.

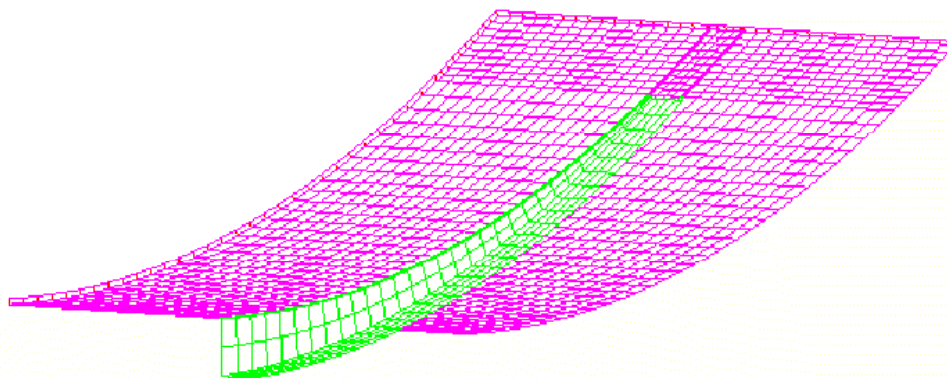
I coefficienti di dilatazione termica degli strati superficiali devono avere caratteristiche simili a quelle del vetro, per evitare rotture indotte dagli allungamenti differenziali tra i due materiali. In conseguenza di ciò l'acciaio sembra il materiale più adeguato a tale scopo. Invece l'alluminio, per la sua leggerezza, è il materiale più adatto per il core. Gli altri materiali, alternativi all'alluminio, provati fino ad ora, sono risultati instabili alle temperature operative. La durata dei campioni è stata determinata per mezzo della caratterizzazione ottica, prima e dopo prove ambientali. Queste prove sono state effettuate per valutare la degradazione strutturale e ottica per cicli variabili di temperatura (maggiori di 50°C) in presenza di alta umidità

Per quanto riguarda la struttura di supporto dei pannelli riflettenti (con un modulo di lunghezza 12 metri), essa può essere resa più semplice dal punto di vista dell'assemblaggio e della regolazione. Da una prima analisi, una possibile architettura potrebbe essere costituita da un tubo cilindrico circolare vuoto, su cui sono disposte alette o nervature che assicurano il collegamento con le superfici riflettenti.

Nella Figura 9 è riportato un disegno schematico di una possibile configurazione del collettore mentre in Figura 10 è mostrato il collegamento tra l'aletta ed il pannello di honeycomb (le figure rappresentano solo delle schematizzazioni di massima).



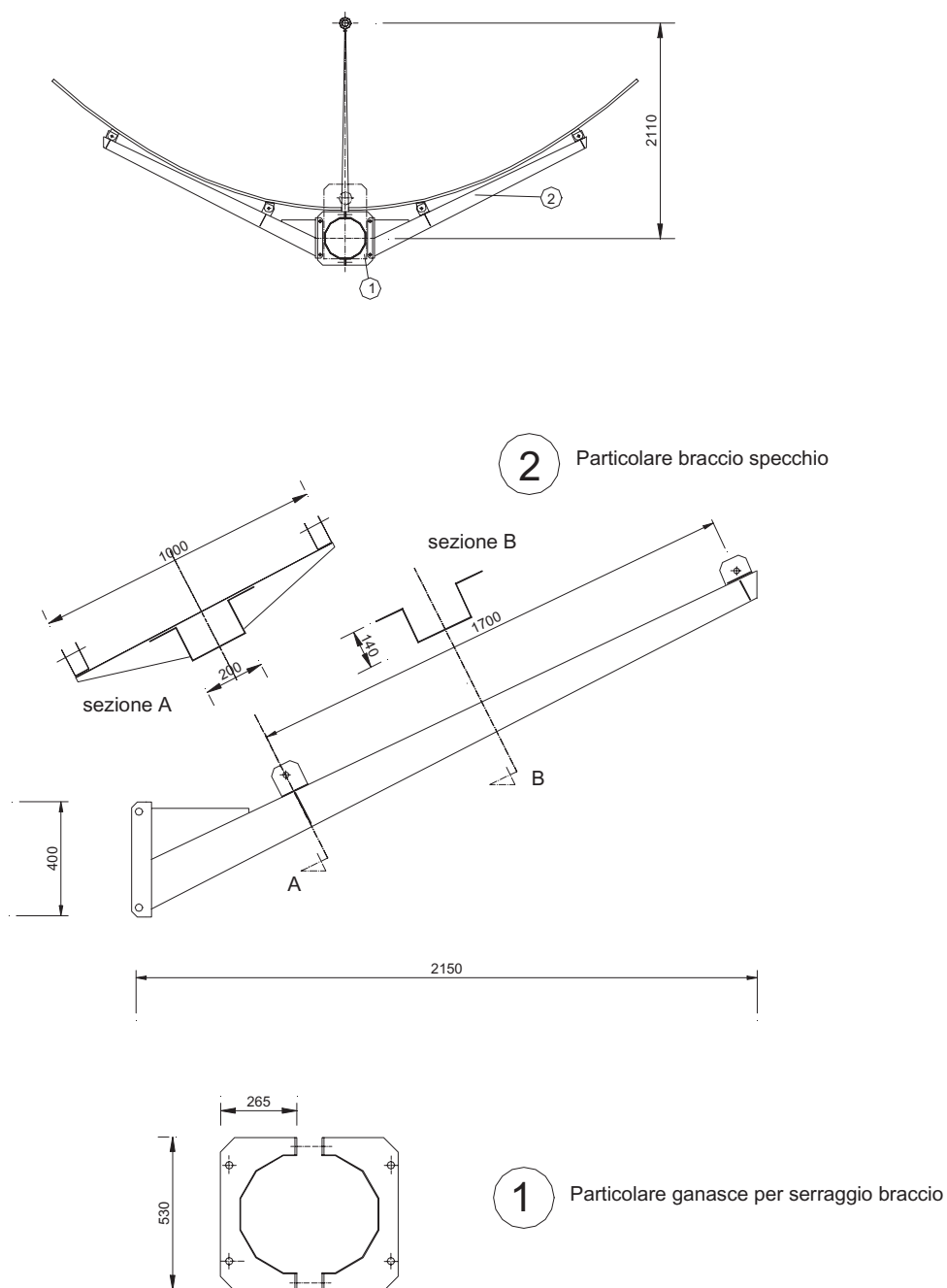
*Figura 9. Schema della struttura di supporto*



*Figura 10. Collegamento aletta-pannello di honeycomb*

Un elemento rilevante per il progetto è la definizione del passo delle alette. Questo dipende dalle caratteristiche meccaniche della struttura sandwich usata per sorreggere gli specchi. Usando honeycomb con core di 2,5 cm, il passo tra le alette potrebbe essere di circa 3 metri. I pannelli in questo caso saranno collegati rigidamente tra loro e il nu-

mero delle alette dipenderà anche dalla resistenza degli attacchi tra questi elementi. La soluzione con alette curve presenta però degli inconvenienti legati alle difficoltà costruttive e ai costi più elevati e alle difficoltà di regolazione ottica dello specchio. La costruzione dovrà essere realizzata per calandratura o per stampaggio, ma per le dimensioni dell'oggetto e gli spessori sono necessari stampi e presse di grandi dimensioni, giustificabili solo per volumi di produzione significativi. Altre soluzioni più semplici ed economiche sono state allora considerate, come riportato nei disegni di Figura 11.



*Figura 11. Struttura alternativa di collegamento del pannello di honeycomb*

Le superfici paraboliche riflettenti sono sostenute da bracci lineari di lamiera zincata con sezione ad omega dello spessore di 3 millimetri, fissate all'albero centrale. Il collettore ruota attorno ad un asse posto nel baricentro della struttura per ridurre la coppia motrice del sistema di puntamento. Il numero dei bracci di supporto potrebbe essere superiore a 4, per meglio distribuire le sollecitazioni sui pannelli. I bassi costi di queste soluzioni rendono possibili queste scelte.

Un elemento su cui soffermarsi è il tubo di acciaio di 40 centimetri di diametro, posto sotto il pannello riflettente di forma poligonale o circolare. Il primo è meno costoso e più rigido, ma le tolleranze di costruzioni sono minori rispetto all'altro.

Nel punto di attacco dei bracci sono inserite delle piastre, che oltre a permettere il collegamento con il tubo centrale, dovranno prevedere la possibilità di piccole regolazioni. Il vantaggio di questa soluzione è di poter utilizzare materiale poco costoso, un numero limitato di componenti da assemblare in fabbrica, pesi ridotti, poche saldature e quindi di facile realizzazione. Le alette curve prese in considerazione precedentemente (fig. 10), hanno il vantaggio di avere una superficie di contatto pannello - struttura di supporto molto ampia. Nel caso di utilizzo di alette lineari, dovranno essere previste piastre di rinforzo locali, applicate al pannello di honeycomb in corrispondenza dei punti di ancoraggio.

In ogni caso una riduzione della complessità delle strutture di supporto è possibile per la capacità di questi pannelli di essere autoportanti. La struttura potrebbe essere formata di pannelli dalle dimensioni di 3 x 3.5 metri e spessori del honeycomb di alluminio di 25 mm, ricoperti da una pelle di 0.5 mm di spessore di acciaio al carbonio.

Nella Tabella 3 sono indicati i principali parametri relativi al sistema di concentrazione.

*Tabella 3. Parametri principali del collettore solare*

Pannello sandwich	Spessore honeycomb Al	2.5	cm
	Spessore pelli acciaio	0.5	mm
	Spessore vetro sottile	1.1	mm
Tubo supporto	Diametro	40	cm
	Spessore	4	mm
Collettore solare	Apertura parabola	576	cm
	Fuoco parabola	181	cm



## 5. – Sistema ricevitore

### 5.1. Caratteristiche funzionali

Il sistema ricevitore ha la funzione di trasferire l'energia solare, concentrata dal sistema di concentrazione, al fluido che scorre al suo interno, garantendo la costanza delle prestazioni nel tempo e minimizzando le dispersioni di calore verso l'ambiente. Ciò comporta un'adeguata resistenza agli agenti atmosferici e alle escursioni termiche indotte dalla variabilità del flusso solare.

Il sistema, come mostrato nello schema di Figura 12, è composto da:

- i) Un tubo ricevitore metallico in acciaio inossidabile.
- ii) Coating selettivo di rivestimento applicato alla superficie esterna del tubo.
- iii) Un tubo di vetro con funzione di isolante ad elevata trasmittanza con trattamenti antiriflesso sulla superficie esterna ed interna. Soffietti metallici in grado di assorbire dilatazioni differenziali tra il tubo centrale metallico e il tubo esterno in vetro.

Il *tubo ricevitore* in acciaio inossidabile (tipo AISI 316L o equivalenti) deve resistere agli stress di origine meccanica e termica sia statici che dinamici e garantire integrità e tenuta del componente per la vita prevista dell'impianto. Deve essere verificata la compatibilità con il fluido termovettore e l'idoneità a supportare il materiale di rivestimento nel campo delle temperature di esercizio: 290 - 550°C.

Il rivestimento superficiale del tubo (*coating*) deve essere realizzato in materiale avente le seguenti caratteristiche: un elevato assorbimento della radiazione incidente nella regione spettrale della radiazione solare e una emittanza prossima a zero nella regione dell'infrarosso con passaggio a gradino tra le due regioni; deve essere in grado di sopportare temperature operative fino a 550 °C con escursioni di breve durata fino a 600°C. A titolo di esempio si può ipotizzare l'utilizzo di un materiale composito ceramico-metallico (tipo CERMET), costituito da una stratificazione di film sottili spettralmente selettivi.

Il *tubo di vetro* al BoSi con trattamenti antiriflesso sulla superficie esterna ed interna, deve assicurare la massima trasmittanza della luce solare e minimizzare l'irraggiamento verso l'ambiente della radiazione nello spettro dell'infrarosso. La temperatura di equilibrio del tubo di vetro dipende dalle proprietà ottiche del materiale (assorbanza nel campo di radiazioni infrarosso) e dalle condizioni al contorno di temperatura (ambiente e tubo ricevitore): per una temperatura ambiente di 30°C risulta essere di circa 100°C. Deve inoltre essere verificata la resistenza del tubo di vetro e soprattutto del giunto metallo - vetro anche a seguito di violenti shock termici che possono essere indotti per esempio da improvvisa pioggia sulle parti calde. Per limitare tali problemi sul giunto è indispensabile proteggere la zona di giunzione dalla luce solare concentrata. A tale scopo sono previsti trattamenti locali per aumentare la riflettanza delle super-

fici interessate, quali riporti di alluminio o argento, sotto forma di nastri incollati o sotto forma di "coating".

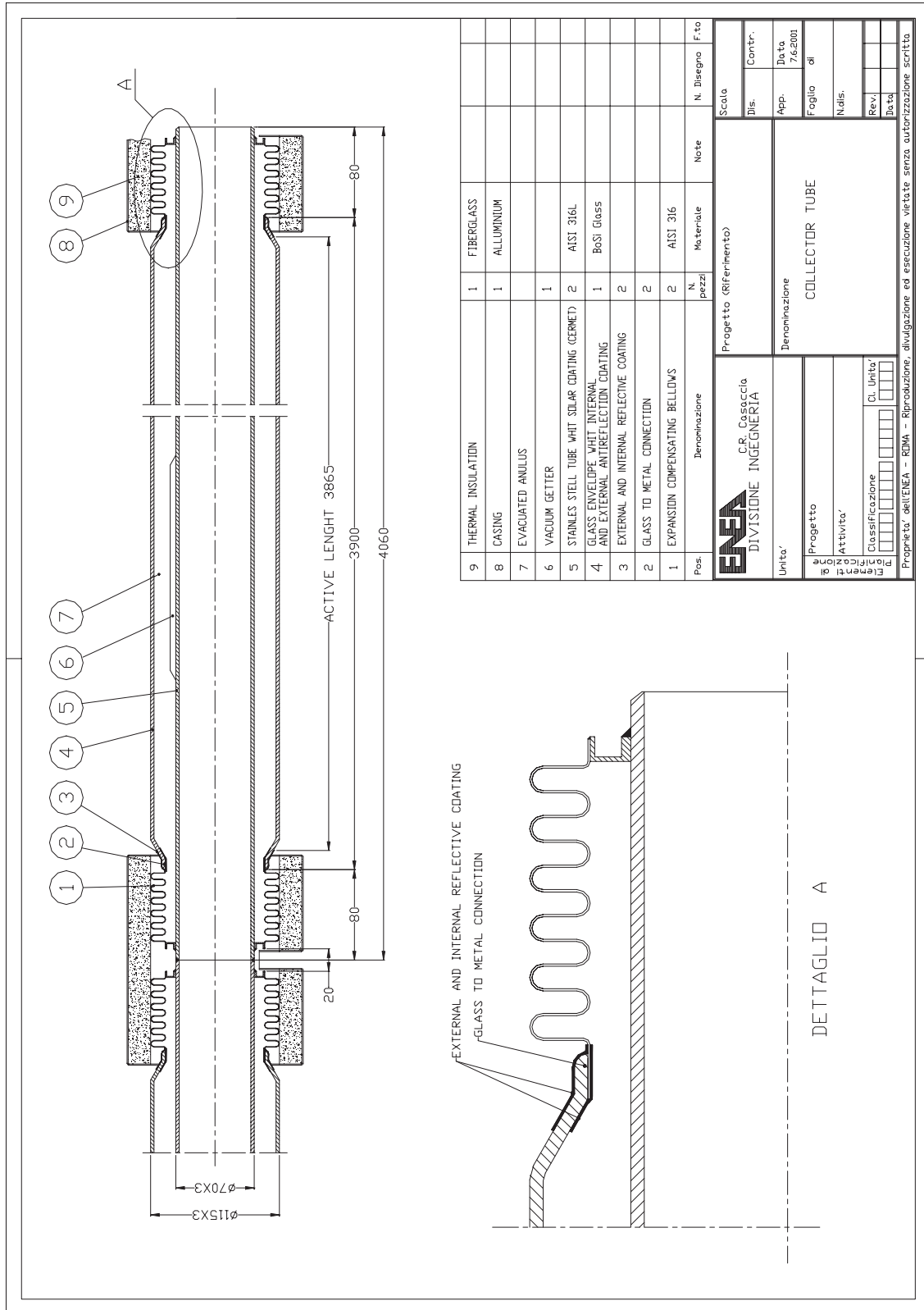


Figura 12. Schema sistema ricevitore

L'intercapedine tra il tubo di vetro e il tubo centrale deve essere 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, con un grado di vuoto inferiore ad 1 Pa. Le superfici dell'intercapedine (tubo metallico, soffiotti, tubo di vetro) debbono essere esenti da sostanze che alle temperature di lavoro del ricevitore possano evaporare e quindi depositarsi sulla superficie interna del tubo di vetro (che è la zona più fredda dell'intercapedine) causando opacità che ridurrebbero l'efficienza del componente.

I due soffiotti metallici posti alle estremità del modulo ricevente devono assorbire una dilatazione differenziale massima 40 mm (20mm per ciascun soffiotto), avere una sufficiente rigidità agli sforzi radiali ed essere dimensionati per un numero di cicli di dilatazione adeguato alla durata dell'impianto.

Il sistema ricevitore è composto da moduli della lunghezza complessiva di 4060 millimetri con una lunghezza attiva di ricezione pari a 3865 mm. Il tubo centrale in acciaio inossidabile AISI 316L deve avere un diametro esterno di 70 mm e uno spessore di 3 mm. Il tubo di vetro, di lunghezza pari alla lunghezza attiva, deve avere un diametro esterno di 115 mm e uno spessore di 3 mm. La linea d'asse del tubo ricevitore è posta a 1.81 m rispetto al vertice degli specchi parabolici (in corrispondenza del fuoco della parabola) con uno scostamento massimo di 0.5 cm durante il normale funzionamento.

Nella Tabella 4 sono riassunti i principali parametri del sistema ricevitore.

*Tabella 4. Parametri principali sistema*

Diametro tubo di vetro	115	mm
Spessore vetro	3	mm
Diametro tubo acciaio	70	mm
Spessore tubo acciaio	3	mm
Lunghezza tubo ricevitore	4060	mm
Lunghezza attiva	3865	mm
Grado di vuoto	<1	Pa
Assorbanza solare coating	>0.9	-
emittanza coating (a 550°)	<0.15	-
Dilatazione differenziale max metallo-vetro	40	mm
T max tubo ricevitore	550	°C
T max vetro	100	°C
Pressione max	1.2	MPa

## 5.2. Soluzione analizzata dall'ENEA

L'attività tecnologica di realizzazione del materiale di rivestimento del tubo (*coating*) è stata preceduta da un'attività di progettazione di una nuova struttura selettiva che assicurasse alla massima temperatura di funzionamento dell'impianto, pari a 580 °C, efficienze di conversioni foto-termica superiori allo 0.8 per un fattore di concentrazione solare pari a 26. In questa fase si è sviluppato un simulatore ottico capace di riprodurre la riflettanza spettrale del rivestimento a partire dallo spessore dei diversi substrati che lo costituiscono e dalla costante dielettrica dei materiali coinvolti nella deposizione. In particolare, la caratterizzazione ottica dei materiali compositi è stata ottenuta mediante le proprietà ottiche dei singoli componenti, quello metallico e quello ceramico, e la frazione volumetrica di metallo contenuta nella matrice ceramica.

Il programma di simulazione ottica sviluppato in ENEA implementa gran parte dei modelli disponibili in letteratura, tra cui quello di Bruggmann e quello Sheng, per calcolare questi indici. Una volta calcolati questi indici, il programma consente di risalire alla riflettanza spettrale di strutture comunque complesse con CERMET a profilo variabile con continuità o con CERMET stratificati e, quindi, all'assorbanza, all'emissività e all'efficienza di conversione foto-termica. La fase di simulazione ha visto coinvolti gran parte dei materiali metallici e ceramici impiegati nei sistemi commerciali con proprietà strutturali e meccaniche stabili alle alte temperature. Le strutture ipotizzate per il rivestimento sono state quella con il CERMET, a profilo lineare variabile con continuità o a doppio strato, inserito tra uno strato di metallo e uno strato antiriflettente. Da quest'analisi è risultato che, tra i rivestimenti con prestazioni paragonabili alle alte temperature, quello formato da molibdeno e biossido di silicio amorfo presentava la migliore accoppiata costo di produzione e stabilità delle proprietà strutturali e meccaniche alle alte temperature.

Le strutture di Mo e SiO<sub>2</sub> simulate sono state circa 1200 nel caso di CERMET a profilo lineare variabile con continuità e circa 400000 nel caso di doppio strato di CERMET. Per quanto riguarda le strutture simulate contenenti CERMET a profilo variabile, fra tutte quelle esaminate ne abbiamo selezionato soltanto 2 di particolare interesse.

La Tabella 5 riporta i parametri strutturali di questi due rivestimenti: con *d* abbiamo indicato lo spessore dello strato e con *ff* la frazione volumetrica di metallo nella matrice ceramica.

*Tabella 5. Parametri strutturali del rivestimento con CERMET a profilo lineare*

	Mo	CERMET Mo-SiO <sub>2</sub>	SiO <sub>2</sub>
Rivestimento A	<i>d</i> = 130 nm	<i>d</i> = 140 nm	<i>d</i> = 50 nm
	<i>ff</i> = 1	<i>ff</i> = variazione lineare 1→0	<i>ff</i> = 0
Rivestimento B	<i>d</i> = 50 nm	<i>d</i> = 220 nm	<i>d</i> = 50 nm
	<i>ff</i> = 1	<i>ff</i> = variazione lineare 1→0	<i>ff</i> = 0

Nella Tabella 6 sono invece riportati i parametri foto-termici dei due rivestimenti alla temperatura di 580 °C. Il rivestimento con il CERMET a profilo variabile consente

di raggiungere prestazioni alla temperatura di 580 °C migliori rispetto a quelle delle omologhe strutture in commercio riportate nel paragrafo precedente ma purtroppo non riesce a soddisfare il requisito stabilito in fase di progettazione di un'efficienza di conversione foto-termica maggiore di 0.8.

*Tabella 6. Parametri foto-termici a 580° C per il rivestimento con CERMET a profilo lineare*

	Rivestimento A	Rivestimento B
$\alpha$	0.87	0.93
$\epsilon_h$	0.059	0.099
$\eta_{pt}$	0.78	0.78

Una procedura analoga di ottimizzazione è stata eseguita per il rivestimento con il doppio strato di CERMET. Tra tutte le strutture individuate ne abbiamo scelto solo due, la prima con la più bassa emissività (Rivestimento C) e la seconda con l'assorbanza più alta (Rivestimento D). La Tabella 7 riporta i parametri strutturali di questi due rivestimenti mentre la Tabella 8 mostra i loro parametri foto-termici. I nostri rivestimenti con il doppio strato di CERMET mostrano prestazioni migliori delle omologhe strutture in commercio.

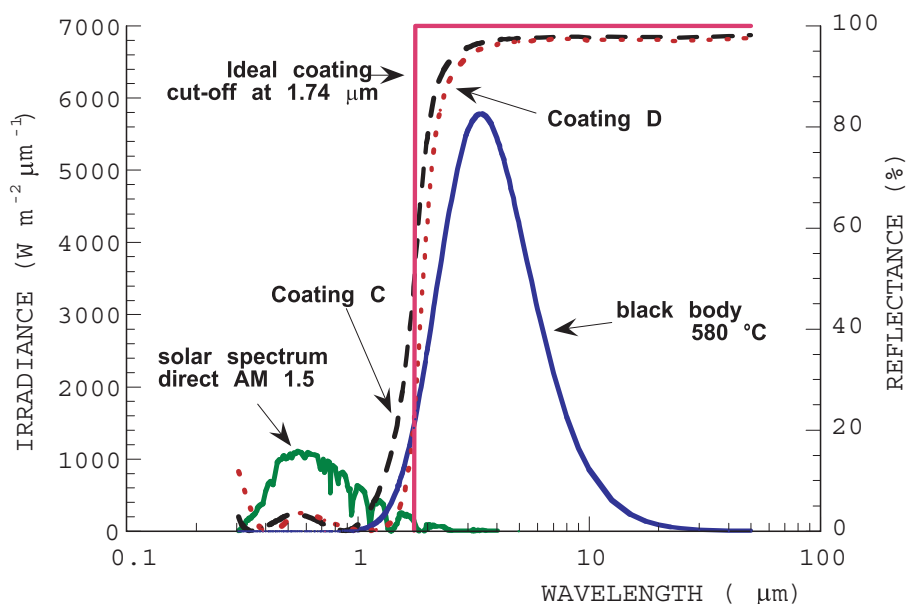
*Tabella 7. Parametri strutturali del rivestimento con il doppio strato di CERMET*

	Mo	CERMET 1 Mo-SiO <sub>2</sub>	CERMET 2 Mo-SiO <sub>2</sub>	SiO <sub>2</sub>
Rivestimento C	d = 100 nm	d = 45 nm	d = 60 nm	d = 60 nm
	ff = 1	ff = 0.5	ff = 0.2	ff = 0
Rivestimento D	d = 100 nm	d = 75 nm	d = 75 nm	d = 70 nm
	ff = 1	ff = 0.5	ff = 0.2	ff = 0

*Tabella 8. Parametri foto-termici a 580°C per il rivestimento con il doppio strato di CERMET*

	Rivestimento C	Rivestimento D
$\alpha$	0.90	0.93
$\epsilon_h$	0.047	0.065
$\eta_{pt}$	0.832	0.835

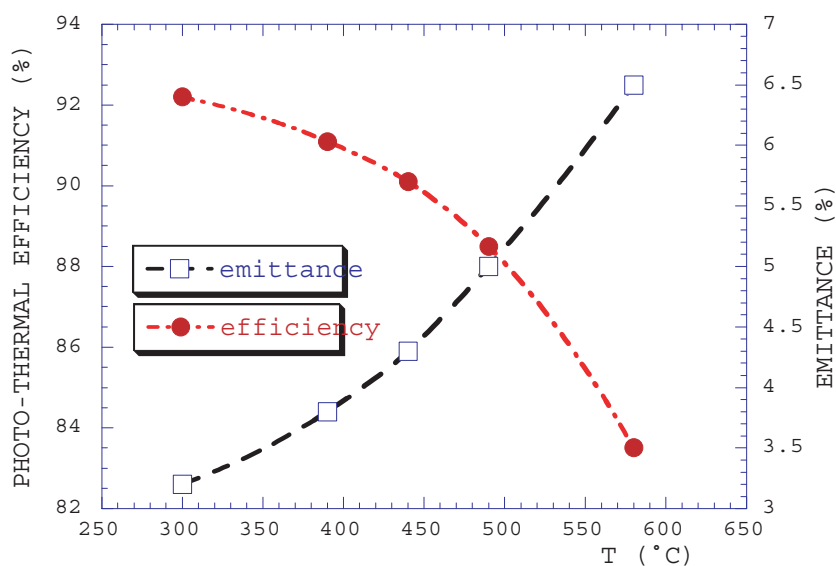
Il passo successivo è stato quello di effettuare una scelta fra il rivestimento C e il rivestimento D. In Figura 13 sono mostrate le due curve di riflettanza spettrale il cui andamento è molto simile e prossimo a quello della riflettanza ideale.



**Figura 13.** Spettri di riflettanza per due rivestimenti selettivi a base di silica. E' anche riportata la riflettanza di un rivestimento selettivo ideale per una temperatura del receiver di 580°C.

I due rivestimenti sono stati ottimizzati per operare alla temperatura di 580 °C, quindi, a temperatura più bassa l'efficienza di conversione foto-termica di entrambi è più alta poiché l'assorbanza rimane costante e l'emittanza diminuisce. Tuttavia, poiché l'emittanza del rivestimento D decresce più rapidamente di quella del rivestimento C conviene scegliere il rivestimento D, ottenendo così prestazioni migliori alle temperature più basse.

La Figura 14 mostra l'emissività emisferica e l'efficienza di conversione foto-termica del rivestimento D in funzione della temperatura che passa da 300 °C a 580 °C dall'ingresso all'uscita del collettore lineare.

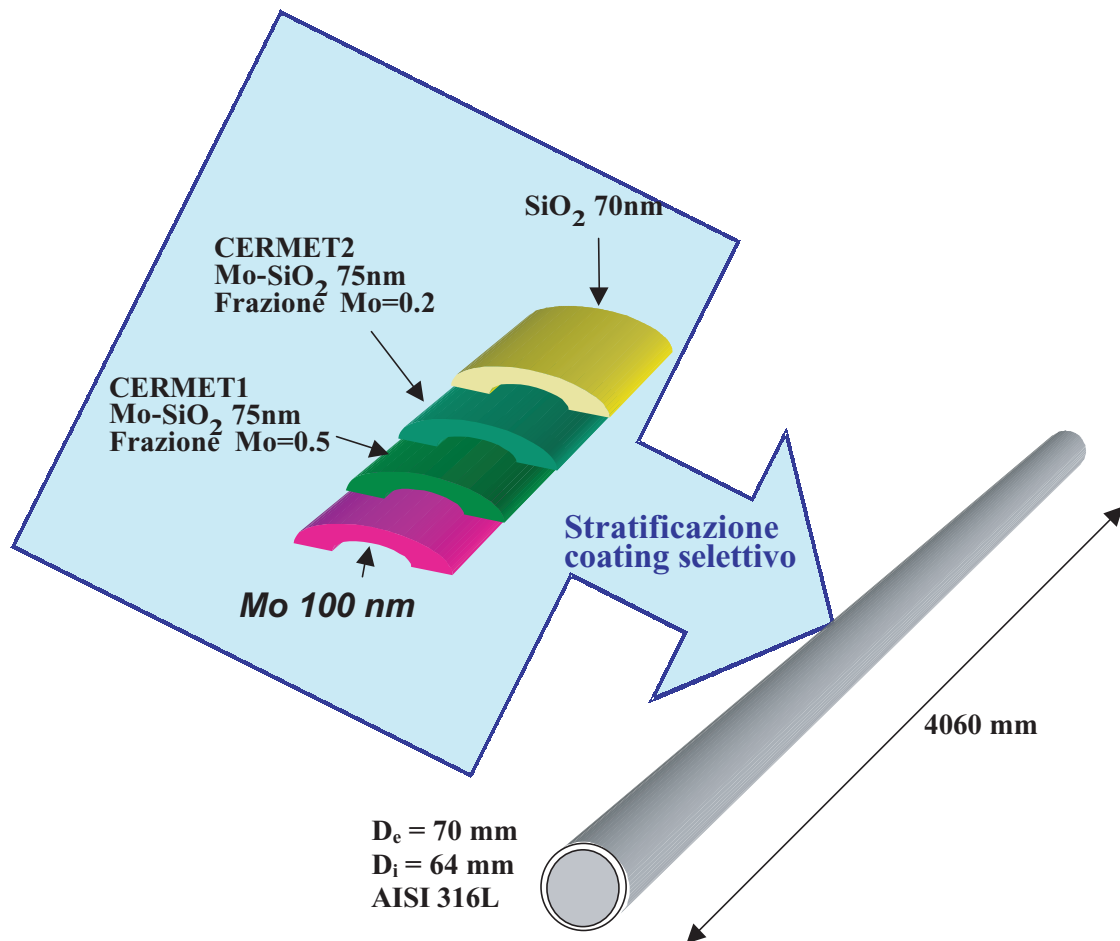


**Figura 14.** Emissività emisferica ed efficienza di conversione foto-termica del rivestimento D lungo il collettore.

Numerose tecniche di deposizione sono state sviluppate per produrre strati sottili di CERMET, dall'elettrodeposizione al chemical vapor deposition (CVD), dalla co-evaporazione al co-sputtering. Quest'ultimo rappresenta il processo più promettente.

La tecnologia di co-sputtering per la deposizione di materiali compositi (CERMET) su tubi è molto complessa e prevede : i) lunghi tempi di R&D per l'ottimizzazione dei materiali; ii) un serio lavoro progettuale per la definizione di un apparato di produzione efficace in termini di buona qualità di prodotto, riproducibilità di prestazioni e basso costo unitario di prodotto; iii) notevole investimento economico per l'acquisizione dell'apparato di produzione. In questo scenario, è opportuno che l'ENEA prenda in considerazione anche altri tipi di coating selettivi che, pur non mostrando prestazioni eccellenti alle alte temperature di lavoro, presentano il vantaggio di poter essere fabbricati con tecniche meno complesse e con costi d'investimento meno onerosi. Questo è il caso del nickel nero e del cromo nero prodotti per elettrodeposizione. Riguardo all'efficienza foto-termica ad alta temperatura, il nickel nero sembrerebbe essere un materiale particolarmente promettente ( $\alpha = 0.95$ ,  $\epsilon = 0.20-0.25$  a  $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) ma problemi di instabilità in presenza di umidità ne hanno sempre precluso la commercializzazione anche per applicazioni solari a basse temperature : l'assorbimento solare decresce dopo tale esposizione poiché il materiale subisce ossidazione ed idrossilazione. Recenti studi hanno mostrato che è possibile ottenere nickel nero più stabile modificando il processo di elettrodeposizione ed utilizzando soluzioni a base di cloruri ed in assenza di solfati. Di conseguenza, su questo materiale è necessario sviluppare ulteriore lavoro di investigazione per un suo impiego efficace nel campo del solare termico. Maggiore successo ha incontrato il cromo nero come coating selettivo per impianti solari. D'altro lato, la stessa LUZ fino ad alcuni anni fa utilizzava cromo nero per la fabbricazione degli HCE di tipo LS-2 e questo tipo di receiver veniva impiegato in impianti con temperatura limite di  $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Possiamo affermare che per un utilizzo al di sotto dei  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  questo coating realizzato in cromo nero mostra un'efficienza di conversione foto-termica di poco inferiore a quella ottenuta con un coating di tipo CERMET della SOLEL. La situazione diventa ben differente alle alte temperature, laddove l'efficienza foto-termica del cromo nero scende a valori molto bassi ( $\alpha = 0.94$ ,  $\epsilon = 0.27$  a  $450\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Tuttavia, per quanto riguarda la stabilità in temperatura di questo tipo di materiale, recenti test di degradazione termica condotti in aria fino alla temperatura di  $550\text{ }^{\circ}\text{C}$  hanno dimostrato che le prestazioni del coating a base di cromo nero non variavano in maniera significativa. In conclusione, possiamo affermare che la scelta di un materiale selettivo del tipo nickel nero o cromo nero potrebbe essere praticabile anche alle alte temperature a patto di accettare prestazioni non eccellenti e minore stabilità alla degradazione termica. Quest'ultimo inconveniente potrebbe essere del tutto superato assicurando un buon valore di vuoto nell'intercapedine tra il tubo di acciaio ed il tubo di vetro.

Secondo il progetto ENEA, il tubo ricevitore dovrà operare ad una temperatura superficiale compresa nell'intervallo  $300 \div 580$  °C. Esso avrà caratteristiche tecniche e costruttive uguali per tutto lo sviluppo della lunghezza del singolo loop (600 m). L'elemento di partenza è un tubo di acciaio AISI 316L con diametro esterno 70 mm e spessore di parete pari a 3 mm. La superficie del tubo sarà opportunamente trattata per migliorare le proprietà di adesione dei film che su di essa andranno depositati. Il grado di finitura della superficie del tubo influenzerà fortemente le proprietà assorbitive ed emissive del rivestimento. Nella Figura 15 è mostrata la stratificazione di un rivestimento spettralmente selettivo ottimizzato per operare con alti valori di efficienza foto-termica in tutto l'intervallo di temperatura su menzionato.



*Figura 15. Struttura del rivestimento selettivo*



## 6. – Rete di raccolta

### 6.1. Descrizione generale

La rete di raccolta ha il compito di trasferire l'energia termica dal campo solare al sistema di accumulo. Le caratteristiche della rete, sviluppo e dimensioni delle tubazioni, sono legate alla disposizione dei collettori sul campo solare e derivano da un compromesso tra la potenza di pompaggio del fluido termovettore, le dispersioni termiche e il costo delle tubazioni. La portata del fluido deve essere regolata, in funzione del flusso termico solare, in modo da mantenere costante la temperatura in ingresso al serbatoio caldo. La regolazione potrebbe essere effettuata utilizzando pompe di circolazione a giri variabili o valvole di regolazione motorizzate sui singoli moduli di collettore.

Il materiale utilizzato per i vari componenti, tubazioni, valvole, pompe, deve essere compatibile con le proprietà del fluido termovettore (miscela di nitrati di sodio e di potassio) e con le temperature di esercizio (290°C ramo freddo e 550°C ramo caldo). Per quanto riguarda il ramo freddo potrebbe essere utilizzato un acciaio al carbonio mentre per quello caldo è necessario un acciaio inossidabile; tuttavia l'esperienza acquisita nell'esercizio dell'impianto SOLAR TWO ha dimostrato la convenienza all'utilizzo di acciaio inossidabile per tutte le tubazioni a contatto con il sale in quanto presenta migliore resistenza alla corrosione ed agli stress termici.

A causa dell'alta temperatura di solidificazione della miscela di sali (238°C) sarà necessario predisporre un adeguato sistema di riscaldamento dei vari componenti (tubazioni e valvole) onde evitare il formarsi di zone fredde lungo la rete. Il riscaldamento è utilizzato, in assenza di radiazione solare, per compensare le dispersioni termiche e mantenere la temperatura del sale al di sopra del valore di solidificazione. Il sistema di riscaldamento può essere realizzato per via elettrica mediante tracciatura delle tubazioni con opportuni cavi o in alternativa utilizzando il sistema ad induzione in cui la stessa tubazione viene percorsa da corrente e riscaldata per effetto Joule.

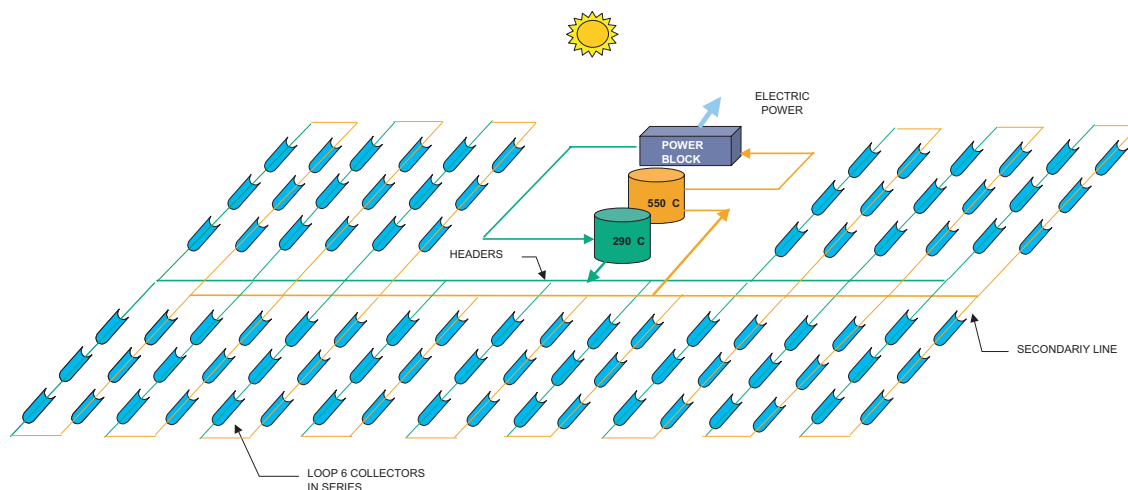
Tutti i componenti devono essere adeguatamente coibentati in modo da minimizzare le dispersioni termiche.

Per ridurre gli sforzi sulle tubazioni dovuti alle dilatazioni termiche a causa degli elevati gradienti di temperatura a cui sono sottoposte, nella progettazione della rete occorre prevedere la presenza di opportuni compensatori del tipo a "soffietto" oppure a "lira" in grado di assorbire l'espansione o la contrazione delle tubazioni.

Deve essere inoltre prevista la possibilità di drenaggio completo o parziale della rete per effettuare operazioni di manutenzione od in caso di fermata prolungata dell'impianto.

## 6.2. Soluzione analizzata dall'ENEA

Una volta determinato il numero di collettori solari 816, (funzione della potenza elettrica dell'impianto, della capacità del sistema di accumulo termico, delle caratteristiche di radiazione solare del sito), è stata effettuata la loro disposizione sul campo solare come riportato in Figura 4. La rete di raccolta risulta essere di tipo ramificato, come schematizzato in Figura 16, e comprende due linee di distribuzione (header), ramo caldo e freddo, per uno sviluppo complessivo di 3360 m, con diametro decrescente da DN 300 a DN 80.



**Figura 16.** Schematizzazione della rete di raccolta

Le tubazioni raccolgono e distribuiscono il fluido caldo proveniente dal campo specchi, caratterizzato da tre settori: due con 198 collettori solari disposti su 33 file e uno da 420 unità su 70 file, ciascuna fila è costituita da 6 collettori in serie. Il tratto di rete che collega i due serbatoi di accumulo, caldo e freddo, con le linee di distribuzione, è costituito da una doppia tubazione avente diametro DN 350. La parte rimanente della rete, DN 100, comprende gli allacci dei collettori solari con la linea di distribuzione ed i collegamenti interni tra i vari elementi in serie. La rete di raccolta ha uno sviluppo complessivo di 6744 m di cui 3264 m riguardante le linee secondarie (circa 24 m per fila), esclusi i tubi ricevitori dei collettori solari. Complessivamente la rete si estende per circa 88 km. Nella Tabella 9 sono riassunti i dati geometrici della rete.

Le condizioni di esercizio del fluido sono caratterizzate da una temperatura d'ingresso al campo solare di 290 °C e una temperatura di uscita di 550°C, le tubazioni della rete sono in acciaio AISI 316 che presenta una buona resistenza allo stress termico ed alla corrosione del fluido termovettore utilizzato.

Una serie di valvole poste all'ingresso di ogni loop, in corrispondenza del lato freddo, consente di bilanciare idraulicamente le rete di raccolta ripartendo la portata nei collettori. La portata di fluido è regolata in funzione del flusso termico solare in modo da mantenere costante la temperatura in ingresso al serbatoio caldo.

*Tabella 9. Dati geometrici della rete di raccolta*

**Lunghezza totale della rete: 88,344 m**

**Rete**

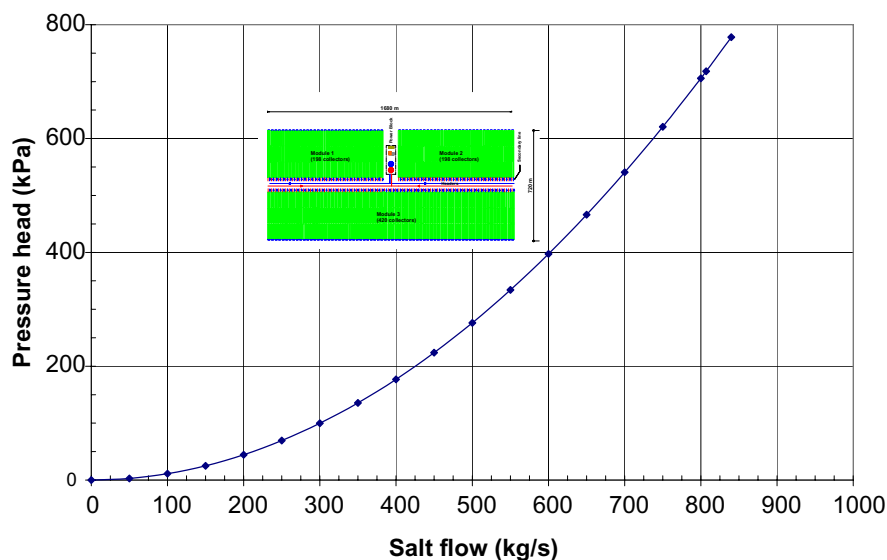
DN	Lunghezza m	Dint mm	Area tubo m <sup>2</sup>	Volume m <sup>3</sup>	Peso unitario kg/m	Peso totale kg
80	3,264	77.9	4.76E-03	15.5	11.2	36,557
100	672	102.3	8.22E-03	5.5	16.0	10,752
150	672	154.1	1.86E-02	12.5	28.2	18,950
200	672	206.4	3.34E-02	22.5	33.2	22,310
250	672	260.3	5.32E-02	35.7	41.7	28,022
300	672	311.2	7.60E-02	51.1	49.6	33,331
350	120	335.8	8.85E-02	10.6	67.9	8,148
<b>Totale</b>	<b>6,744</b>			<b>153.52</b>		<b>158,071</b>

**Collettori n. 816**

Dest mm	Lunghezza m	Dint mm	Area tubo m <sup>2</sup>	Volume m <sup>3</sup>	Peso kg/m	Peso totale kg
70	81,600	64.0	3.22E-03	262.4	4.9	399840
<b>Totale</b>	<b>81,600</b>			<b>262.37</b>		<b>399,840</b>

La potenza di pompaggio è determinata dalla resistenza idraulica della rete che dipende dal suo sviluppo, dalle caratteristiche delle tubazioni, diametro e rugosità, e dalle perdite accidentali: curve, derivazioni, dilatatori, valvole ecc.

In Figura 17 è riportata la caratteristica idraulica della rete.



**Figura 17.** *Caratteristica idraulica della rete*

In corrispondenza della portata massima la perdita di carico della rete è di circa 720 kPa, nell'ipotesi di contenere la velocità del sale nelle tubazioni tra 1.5 ÷ 2.5 m/s. La pressione di mandata della pompa in condizioni di massima portata, con un battente nel serbatoio caldo di 15 m, risulta di 980 kPa. La potenza massima di pompaggio, necessaria per la circolazione dei sali, ipotizzando un rendimento della pompa di 0.7 è pari a 590 kW (1.5% della potenza elettrica nominale).

Le dispersioni termiche della rete di raccolta sono state determinate in condizioni di esercizio diurno avendo ipotizzato una coibentazione delle tubazioni (con lana di roccia e/o silicati di calcio), dello spessore di 150 mm con conduttività termica media di 0.075 W °C<sup>-1</sup>m<sup>-1</sup>. Le dispersioni globali della rete sono di circa 800 kWatt, con un valore unitario medio di circa 120 Watt/m

Durante il funzionamento notturno dell'impianto è necessario far circolare nel campo solare una portata di sali pari a circa 100 kg/s, per compensare le dispersioni termiche dovute alle perdite per irraggiamento del tubo ricevitore, circa 50 Watt/m, e quelle della rete di raccolta, pari a circa 80 Watt/m, onde evitare il raggiungimento di condizioni operative critiche del fluido termovettore. Per il calcolo della portata di ricircolo notturno, il sale viene prelevato dal serbatoio freddo alla temperatura di 290 °C e si ipotizza un salto di temperatura di 30 °C.

La potenza necessaria per il sistema di riscaldamento delle tubazioni è determinata dalle dispersioni e dalla capacità termica delle tubazioni ed è pari ad un valore medio di circa 200 Watt/m nell'ipotesi di riscaldamento della rete fino a 250°C in 7 ore.

Nella Tabella 10 sono riportati i principali parametri della rete di raccolta

*Tabella 10. Principali parametri della rete*

Numero di collettori		816
Portata sali alla potenza di picco	kg/s	807
Lunghezza totale della rete	km	6.74
Lunghezza totale dei collettori	km	81.6
Diametro massimo collettore di testa	mm	350
Diametro minimo collettore di testa	mm	100
Diametro tubazioni secondarie	mm	80
Perdite di carico alla massima portata	kPa	720
Potenza di pompaggio alla portata massima <sup>7</sup>	kWatt	590
Frazione della potenza di pompaggio rispetto alla potenza elettrica nominale	%	1.5
Dispersioni termiche rete	kWatt	800
Dispersione lineari medie	Watt/m	120

<sup>7</sup> Considerando un battente del serbatoio pari a 15 m e un rendimento delle pompa pari a 0.7.

## 7. – Sistema di accumulo

### 7.1. Caratteristiche funzionali

Il sistema di accumulo consente di immagazzinare l'energia solare, per sua natura altamente variabile, trasformandola in una sorgente di energia disponibile con continuità, rendendo in questo modo indipendente la produzione di energia elettrica dalla raccolta dell'energia termica.

Normalmente per il sistema di accumulo si prevede l'installazione di due serbatoi per lo stoccaggio del fluido termovettore, alle due temperature di funzionamento. Un serbatoio caldo alla temperatura di 550°C ed un serbatoio freddo alla temperatura di 290°C; soluzione questa analoga a quella adottata negli impianti a torre solare come l'impianto SOLAR TWO (Figura 18).



*Figura 18. Serbatoi di accumulo dell'impianto SOLAR TWO, California (USA)*

I serbatoi di accumulo devono quindi immagazzinare grandi quantità di fluido ad elevate temperature in condizioni di sicurezza e allo stesso tempo garantire accettabili perdite di energia. Devono inoltre avere caratteristiche meccaniche compatibili con le proprietà del fluido termovettore che, in particolare ad alte temperature, risulta corrosivo per numerosi acciai usualmente impiegati nelle costruzioni meccaniche. Data la natura del fluido termovettore, caratterizzato da alta temperatura di solidificazione (238°C), deve inoltre essere garantito il mantenimento di temperature operative tali da evitare il rischio di solidificazione del sale.

La dimensione dei serbatoi dipende dalla quantità massima di energia che si prevede per l'accumulo. La scelta della geometria deve essere effettuata sulla base di un processo di ottimizzazione che tenga conto del dimensionamento meccanico e delle prestazioni termiche. Inoltre nel caso di svuotamento completo del circuito sali (rete di raccolta, tubo ricevitore dei collettori solari e generatore di vapore), il serbatoio freddo potrebbe essere utilizzato per immagazzinare l'intero volume di fluido e quindi deve

essere adeguatamente dimensionato. Nella Tabella 11 sono riportati i principali parametri del sistema di accumulo.

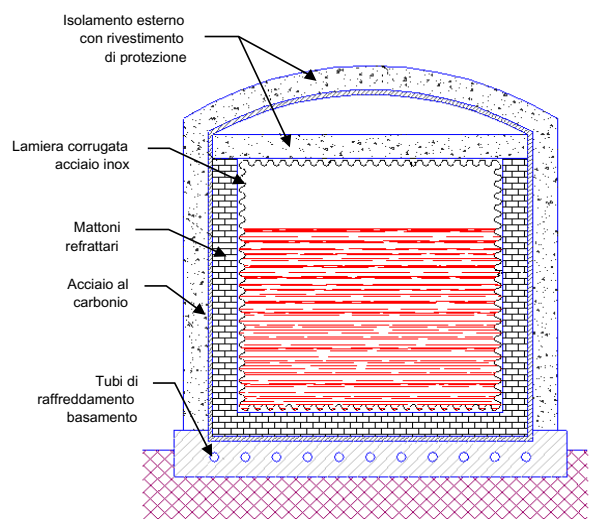
*Tabella 11. Principali parametri serbatoi*

		<i>Hot Tank</i>	<i>Cold Tank</i>
Capacità termica	MWatth	3000	
Temperatura	°C	550	290
Portata ingresso massima	kg/s	807	240 <sup>8</sup>
Portata uscita massima	kg/s	240	807

## 7.2. Soluzione analizzata dall'ENEA

Il sistema di accumulo preso in esame è costituito da due serbatoi, caldo e freddo, con una energia massima accumulata di 3000 MWatth.

E' stata utilizzata una tipologia costruttiva simile per i due serbatoi. In particolare per il serbatoio caldo è stato proposto l'utilizzo struttura (Figura 19), che prevede uno strato di mattoni refrattari all'interno di una parete metallica e un successivo strato isolante all'esterno, soluzione comune nell'impiantistica petrolchimica. L'isolamento verso l'alto, dove non è presente il liquido, è realizzato con uno strato di isolante interno e uno esterno alla parete metallica che vanno a formare una camera d'aria intermedia. Verso il basso, oltre ai mattoni refrattari e alla parete in metallo, è previsto un sistema di rimozione del calore del basamento di calcestruzzo per limitarne la temperatura ed evitarne il deterioramento. Una struttura in laminato corrugato in acciaio inossidabile, da scegliere in base alle caratteristiche corrosive del fluido impiegato, isola il refrattario dal liquido. Una soluzione di questo tipo permette di:



**Figura 19.** Serbatoio caldo

- utilizzare acciaio al carbonio nella realizzazione del serbatoio qualunque sia il fluido utilizzato;
- progettarlo a temperature inferiori della massima di esercizio del fluido

<sup>8</sup> Calcolata nell'ipotesi di un rendimento del ciclo termico di 0.42

- poter scegliere l'isolante esterno tra un maggior numero di materiali, date le più basse temperature di esercizio.

Di contro il serbatoio di acciaio al carbonio avrà dimensioni leggermente superiori.

Le caratteristiche meccaniche del liner utilizzato possono costituire un limite all'altezza massima del serbatoio.

Per quanto riguarda invece il serbatoio freddo come geometria costruttiva si può utilizzare un "gemello" del caldo, eliminando però l'isolamento interno tranne che per il fondo dove, come primo approccio, si prevede uno strato di mattoni refrattari; anche in questo caso dovrà essere presente un sistema di rimozione del calore dal basamento.

Nel caso di dimensioni dei serbatoi che comportino diametri superiori a circa 20 m, sarà necessario prevedere una struttura di supporto per la copertura superiore.

Per quanto riguarda l'isolamento termico si sono utilizzati i materiali comunemente reperibili in commercio adatti alle condizioni di lavoro.

Le caratteristiche principali dei due serbatoi sono riportati in Tabella 12.

*Tabella 12. Parametri principali dei serbatoi di accumulo*

		Serbatoio caldo	Serbatoio freddo
Volume <sup>9</sup>	m <sup>3</sup>	16405	15610
Quantità sali <sup>10</sup>	x10 <sup>3</sup> kg	27170	27170
Diametro	m	31	30.5
Altezza	m	21.8	21.4
Potenza dispersa <sup>11</sup>	kWatt	336	222
Temperatura sali ( 1 giorno)	°C	549.3	289.4
Temperatura sali ( 30 giorni)	°C	529.4	276.5
Dispersioni termiche ( 1 giorno)	MWatt	8	2.6
Dispersioni termiche ( 30 giorni)	MWatt	237	156

<sup>9</sup> E' stato considerato un volume libero del 5% per il serbatoio caldo, e 10% per il freddo.

<sup>10</sup> Non è incluso il sale contenuto nella rete di distribuzione e nel generatore di vapore.

<sup>11</sup> Calcolate con una temperatura esterna di 0°C.

## 8. – Generatore di vapore

### 8.1. *Caratteristiche funzionali*

Il generatore di vapore utilizza i sali del serbatoio caldo per la produzione del vapore necessario alla turbina del ciclo termico.

Dal punto di vista dello scambio termico si delineano tre differenti situazioni, ognuna con le sue peculiarità, a seconda dello stato fisico dell'acqua: preriscaldamento del liquido, produzione di vapore saturo e produzione di vapore surriscaldato. Tecnicamente è possibile pensare ad un unico scambiatore (once-through) dove avvengono questi tre tipi di scambio, la sua realizzazione è però alquanto delicata e, in genere, non permette una accettabile flessibilità di esercizio in sistemi semplici come quelli che ci si propone di realizzare. Sembra quindi più adatto un sistema costituito da quattro diversi tipi di scambiatore, ciascuno dedicato alla condizione di scambio da affrontare: preriscaldatore, evaporatore, surriscaldatore e risurriscaldatore. Questi possono essere disposti verticalmente, nel caso di circolazione naturale, od orizzontalmente nel caso di circolazione forzata.

Il progetto del componente influenza direttamente quelle che sono le caratteristiche del ciclo termico, in particolare per quanto riguarda la temperatura del vapore e dell'acqua di alimento. Queste dipendono rispettivamente dalla temperatura del sale nel serbatoio caldo (550°C) e dalla sua temperatura di solidificazione (238°C).

Uno degli aspetti delicati della progettazione riguarda il comportamento del componente ai carichi parziali o nella fase di start-up dell'impianto. In qualunque condizione operativa occorre evitare fenomeni di solidificazione, anche locale, del sale. Per fare ciò si deve ricorrere a soluzioni in grado di acqua satura all'ingresso dell'acqua di alimento, che mantenga sempre una determinata temperatura minima, oppure ricorrere, in fase di start-up, a riscaldatori ausiliari dell'acqua di alimento.

Deve essere inoltre possibile il drenaggio dei componenti per poter effettuare operazioni di manutenzione.

### 8.2. *Soluzione analizzata dall'ENEA*

E' stata scelta una soluzione con quattro componenti separati. In Figura 20 è riportato l'andamento delle temperature, dell'acqua e del sale, in funzione della potenza scambiata nelle varie sezioni del generatore di vapore.

La potenza massima che il generatore di vapore deve fornire è di circa 95 MWatt, di cui l'85% è necessaria per la produzione e il surriscaldamento del vapore, mentre il 15% è necessario per il risurriscaldamento.

Le temperature di ingresso e di uscita dell'acqua sono state definite cercando di ottimizzare il rendimento del ciclo con le prestazioni degli scambiatori.



Particolarmente importante è il valore della temperatura dell'acqua di alimento, in quanto esso risente della necessità di evitare possibili zone di solidificazione del sale.

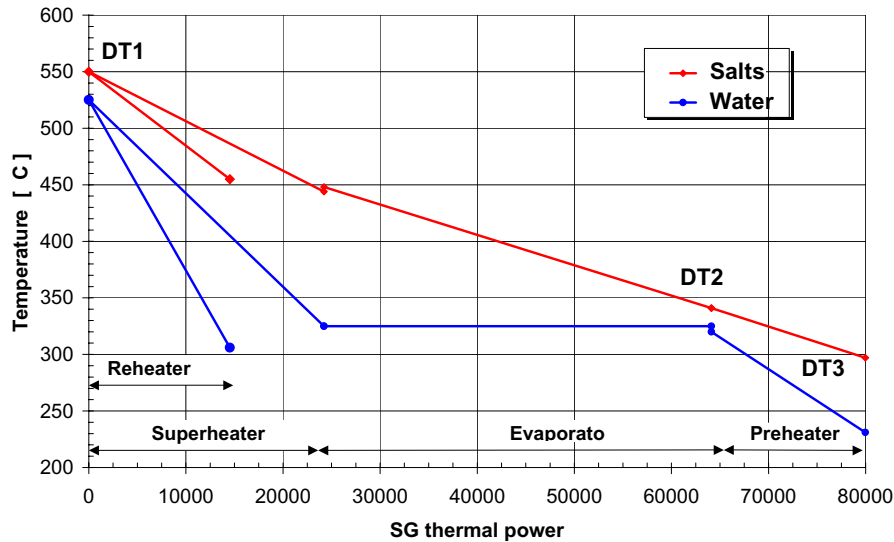


Figura 20. Scambio termico nel generatore di vapore

Per il preriscaldatore, il surriscaldatore e il risurriscaldatore si è utilizzato uno scambiatore in controcorrente a tubi ad U (TEMA F), con i sali lato mantello, mentre per quanto riguarda l'evaporatore si è scelta una soluzione con uno scambiatore tipo "Kettle", soluzione utilizzata nell'impianto SOLAR TWO, Figura 21, che consente semplicità



Figura 21. Vista dall'alto del generatore di vapore dell'impianto SOLAR TWO

costruttiva insieme ad una elevata affidabilità e flessibilità. Altri tipi di evaporatori, in particolare a circolazione naturale, possono comunque essere presi in considerazione.

Il Kettle è costituito da un fascio tubiero dritto o ad U, eventualmente a più passaggi, e da uno shell dimensionato non solo rispetto al fascio tubiero ma anche per fungere da vaso di separazione del vapore prodotto; inoltre è presente un dia-

framma trasversale che regola il livello del liquido sui tubi e forma, nella parte termina-

le dello scambiatore, un volume di raccolta dell'acqua di ricircolo. In questa zona è presente un sistema di controllo del livello che agisce su una pompa di circolazione. Come ricaduta negativa questa scelta comporta il dover progettare per alta pressione un mantello di dimensioni relativamente grandi; d'altra parte l'avere i sali lato tubi consente l'impiego di materiali meno costosi.

In Tabella 13 sono riportati i principali parametri del componente.

**Tabella 13.** *Parametri principali del generatore di vapore*

Potenza termica massima	MWatt	95
Temperatura ingresso sali	°C	550
Temperatura uscita sali	°C	290
Portata sali	kg/s	243
Pressione di vapore "Superheater"	MPa	12
Temperatura vapore "Superheater"	°C	525
Pressione di vapore "Reheater"	MPa	2.4
Temperatura vapore "Reheater"	°C	525
"Pinch point" evaporatore	°C	15

		Preheater	Evaporator	Superheater	Reheater
Diametro esterno tubi	mm	20	20	20	32
Coefficiente di scambio globale	Watt/(m <sup>2</sup> K)	2000	1480	960	380
Area di scambio	m <sup>2</sup>	200	600	420	710
Dimetro esterno generatore	m	0.75	1.6	0.9	1.3
Lunghezza generatore	m	5.8	10.8	7.3	9.3
Peso	x10 <sup>3</sup> kg	5.8	22	12	20

## 9. – Ciclo termico

### 9.1. Descrizione generale

La funzione del ciclo termico è quella di convertire l'energia termica solare in energia elettrica. I principali parametri che caratterizzano le prestazioni del ciclo termico sono strettamente legati alle temperature di esercizio dei due serbatoi di accumulo (serbatoio caldo 550°C, serbatoio freddo 290°C) e al progetto del generatore di vapore. In particolare il dimensionamento di quest'ultimo componente potrebbe influenzare alcune scelte per quanto riguarda la temperatura del vapore, dell'acqua di alimento e la temperatura di ritorno del sale al serbatoio freddo. Quest'ultima dipende anche dalla natura del fluido, il sale utilizzato solidifica a circa 238 °C ed è quindi necessario mantenere la sua temperatura sempre superiore, con un adeguato margine, a questo valore.

Come tipologia è da preferire un ciclo con doppio surriscaldamento del vapore, che consente di ottenere migliori rendimenti rispetto al semplice surriscaldamento. Il vapore dopo l'espansione nella turbina di alta pressione, viene quindi inviato al generatore per essere riportato nelle stesse condizioni iniziali di temperatura. Ciò consente inoltre di poter aumentare la pressione evitando i problemi connessi con l'alto grado di umidità del vapore scaricato al condensatore. Sarà inoltre necessario, per migliorare il rendimento, effettuare la rigenerazione termica dell'acqua di alimento dalle condizioni del condensatore a quelle di ingresso al generatore di vapore, mediante preriscaldatori che utilizzano parte del vapore spillato dalle due turbine (di alta e di bassa pressione). La temperatura finale dell'acqua di alimento dovrà tener conto dei problemi connessi con la solidificazione del sale e quindi mantenersi al di sopra di 238°C.

Data la natura della sorgente solare e per una maggiore flessibilità dell'impianto, sarà necessario poter variare il carico in un ampio margine ( 100 - 30%).

In Tabella 14 sono riportati alcuni parametri del ciclo termico.

*Tabella 14. Principali parametri ciclo termico*

Potenza nominale lorda	MWatt	40
Efficienza lorda	%	> 42
Variazione di carico	%	30 - 100
In Temperatura ingresso sali al GV	°C	550
Temperatura uscita sali dal GV	°C	290
Temperatura acqua di alimento	°C	> 238

## 9.2. Soluzione analizzata dall'ENEA

La scelta dei parametri di impianto è stata effettuata mediante simulazioni con il codice di calcolo GATECYCLE, utilizzando la schematizzazione del ciclo termico riportata in Figura 22.

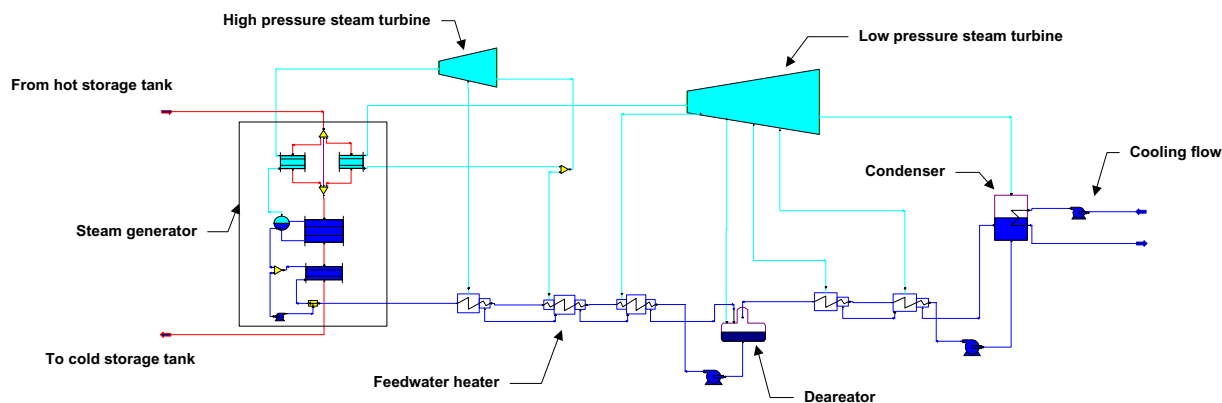


Figura 22. Schematizzazione del ciclo termico con il codice GATECYCLE

E' stato scelto un ciclo con doppio surriscaldamento del vapore e sulla base di uno studio preliminare del generatore di vapore si è considerata la produzione di vapore a 120 bar e 525°C. Importante, dal punto di vista del rendimento del ciclo, è anche la pressione alla quale viene effettuato il risurriscaldamento. Il valore ottimo si ha per una pressione pari a circa il 20-25% della pressione iniziale del vapore ed è stato quindi scelto un valore pari a circa 24 bar. Per quanto riguarda la linea dell'acqua di alimento sono stati utilizzati 5 preriscaldatori ed un degasatore, ottenendo una temperatura finale di 231°C per evitare che la temperatura del sale in uscita dal generatore di vapore, e quindi diretto al serbatoio freddo, salisse eccessivamente (oltre i 290°C).

Questa temperatura è influenzata direttamente dalle caratteristiche del generatore di vapore e precisamente dai DT mostrati in Figura 20. Nel dimensionamento del componente sono stati utilizzati valori pari a: 25°C per il surriscaldatore, 15°C per l'evaporatore e 5°C per il preriscaldatore; per ultimi due componenti in particolare sono stati considerati dei valori abbastanza conservativi. L'aumento della temperatura del sale verso il serbatoio freddo riduce la differenza di temperatura con il serbatoio caldo e quindi determina un incremento della portata dei sali nella rete di distribuzione con aumento della potenza di pompaggio.

La regolazione sulla turbina è stata effettuata variando la portata del vapore, tramite opportune valvole mantenendone costante sia la pressione che la temperatura. In questo modo aumentano però le perdite meccaniche con conseguente riduzione del rendimento della macchina e del ciclo termico. Le turbine a condensazione possono tol-



Per l'impianto di potenza elettrica lorda di 40 MWatt, l'efficienza del ciclo termico risulta pari a circa il 42.3%.

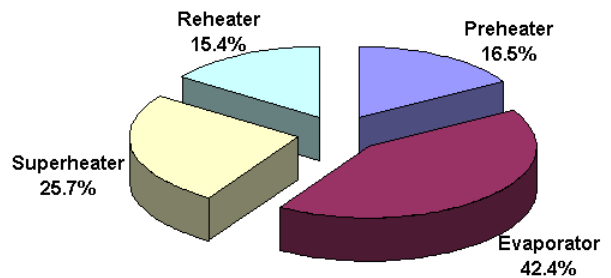
Vengono prodotti circa 33 kg/s di vapore alla pressione di 120 bar e alla temperatura di 525°C. Dopo espansione in turbina di alta pressione, il vapore ritorna al generatore per essere riportato nelle condizioni iniziali di temperatura.

La potenza termica fornita dal generatore risulta pari a 94.5 MWatt di cui l'85% è necessaria alla produzione e surriscaldamento iniziale del vapore, mentre il 15% per il risurriscaldamento. La ripartizione delle potenze relative alle singole sezioni del componente è riportata in Figura 25.

La portata estratta dai 6 spillamenti di vapore (5 preriscaldatori e 1 degasatore) risulta di 9.7 kg/s circa il 29% della portata totale, che preriscalda l'acqua di alimento fino a circa 231°C.

Il vapore viene scaricato al condensatore con un titolo di 0.95, ed una portata di 23.4 kg/s. La potenza termica necessaria per la sua condensazione risulta pari a 54.2 MWatt che, con un incremento di temperatura dell'acqua di raffreddamento pari a 8°C, corrispondono ad una portata di circa 5820 m<sup>3</sup>/h.

La potenza elettrica assorbita dagli ausiliari (le due pompe dell'acqua di alimento e quella dell'acqua di raffreddamento al condensatore), risulta di 906 kW, pari al 2.2% della potenza elettrica prodotta. Tra gli ausiliari occorre anche considerare le pompe di circolazione del sale sul circuito di raccolta e sul sistema di accumulo.



*Figura 25. Ripartizione della potenza termica nel generatore di vapore*

## 10. – Sistemi di Supervisione e Controllo

Si farà riferimento nel seguito al “sottosistema di Supervisione e Controllo” dell’impianto come insieme integrato di componenti HW e SW finalizzato alla gestione automatica dell’impianto.

In fase realizzativa alcune parti o componenti potranno afferire, dal punto di vista della suddivisione delle commesse, ad altri sottosistemi; ciò vale in particolare per i sistemi di controllo finale della movimentazione degli specchi, che vengono qui introdotti ma che in sede di ordinativo ricadranno probabilmente nel sottosistema “collettori”.

In generale il sottosistema di Supervisione e Controllo ha le seguenti funzioni:

- i ) gestione ottimale della produzione di energia elettrica e dell’accumulo termico in rapporto alle condizioni meteorologiche
- ii ) supervisione e controllo del circuito primario
- iii ) supervisione e controllo del circuito di conversione termoelettrica
- iv ) controllo e regolazione dell’inseguimento solare e delle portate di fluido termovettore nei collettori;
- v ) comando delle apparecchiature ausiliarie;
- vi ) monitoraggio dello stato del sistema;
- vii ) interfaccia con il Sistema di Acquisizione Dati Prototipo per quanto riguarda i parametri operativi di impianto.

Lo schema generale di principio, che riporta le principali connessioni fra le unità che costituiscono il sottosistema, è evidenziato in Figura 26.

Le unità qui indicate vanno intese come unità funzionali; la suddivisione in unità fisiche verrà definita sulla base dell’architettura HW e SW del sistema.

Il Sistema di Supervisione e Controllo condividerà i segnali provenienti dai sensori operativi con il *Sistema di Acquisizione Dati Prototipo* (SADP) per la caratterizzazione dell’impianto prototipo; il SADP è stato incluso nello schema per completezza e chiarezza, ma sarà separato dal sottosistema di Supervisione e Controllo sia dal punto di vista HW che SW.

Il sistema è composto da: *Unità Principali* (Unità di Supervisione, Unità di Regolazione e Unità di Controllo distribuito) essenziali per la gestione in completa autonomia e sicurezza dell’impianto, che hanno quindi particolari requisiti dal punto di vista della robustezza e affidabilità del sistema operativo e dell’hardware; e *Unità Ausiliarie* (Simulatore e Sistema di Previsioni Meteo) che hanno una funzione orientata al miglioramento della funzionalità e delle prestazioni, ma non essendo essenziali alla sicurezza possono essere realizzate con requisiti meno stringenti sul piano della affidabilità software e robustezza Hardware.

Tra le Unità principali , si distinguono:

- i) *Unità di Supervisione e Controllo di impianto*, che ha il compito di gestire tutte le sequenze (avviamento, arresto, operazione, stand-by, emergenze) elaborando i comandi e i set-point per le altre unità oltre a monitorare tutti i parametri necessari agli operatori di centrale. In particolare elabora le informazioni sulla base dei dati provenienti dal sistema di previsione meteo, sulla base dei comandi dall'operatore di centrale (che si può servire del simulatore) e sulla base dei parametri operativi del sistema; fornisce la richiesta di potenza elettrica e i comandi all'unità Supervisione e Controllo gruppo a vapore; fornisce all'unità di controllo circolazione termovettore i set-point di temperatura fluido e i comandi per la commutazione da ciclo diurno, notturno, stand-by, emergenza; fornisce alle unità di controllo locali di inseguimento solare i comandi relativi alle condizioni di inseguimento, riduzione di potenza, chiusura normale e di emergenza; presenta su opportuna interfaccia MMI i parametri necessari agli operatori di centrale.
- ii) *Unità Supervisione e Controllo gruppo a vapore*, che gestisce le sequenze ed elabora i comandi e i set point per tutte le unità di controllo e regolazione del generatore di vapore e del gruppo turboalternatore; questa unità si interfaccia con la unità di Supervisione e controllo di impianto e con le unità di controllo distribuito del gruppo termoelettrico.
- iii) *Unità controllo circolazione fluido termovettore*, che ha il compito di controllare le portate di fluido in modo da regolare e mantenere nei vari rami la temperatura compatibile con lo stato dell'impianto; si interfaccia con l' Unità di Supervisione e Controllo di impianto, invia comandi digitali e analogici alle unità di controllo valvole e pompe, riceve segnali di misura dai sensori sul campo. Il numero totale e tipo di valvole remotizzate da installare nel circuito (proporzionali, o ON/OFF) è TBD. Sono previste tre modalità operative:
  - *Ciclo diurno con alta insolazione*: in condizioni di insolazione sufficienti, al raggiungimento della temperatura nominale il fluido viene pompato attraverso i collettori dal serbatoio freddo al serbatoio caldo.
  - *Ciclo diurno con bassa insolazione*: in condizioni di insolazione insufficienti e in dipendenza dalle condizioni e previsioni meteo, il fluido viene ricircolato nel serbatoio freddo attraverso i collettori del campo solare; la temperatura viene regolata in modo da ridurre le perdite e mantenere un adeguato tempo di risposta del circuito in caso di ritorno a condizioni di buona insolazione.
  - *Ciclo notturno*: il fluido viene ricircolato nel serbatoio freddo attraverso i collettori, programmando una riduzione di temperatura tale da ridurre lo stress termico ed evitare il congelamento.



- iv ) *Unità controllo riscaldamento addizionale*, che ha il compito di attivare e regolare gli alimentatori dei sistemi di riscaldamento addizionale delle tubazioni e dei receiver in caso di necessità.
- v ) *Unità controllo inseguimento solare*, una per ogni collettore; queste unità comandano i motori che realizzano l'inseguimento solare, sulla base della situazione operativa (inseguimento, chiusura, chiusura di emergenza, riduzione di potenza) definita dall'Unità di Supervisione e Controllo impianto.

Tra le Unità ausiliarie si distinguono:

- i ) *Simulatore di impianto*: è un sistema, interfacciato all'Unità di Supervisione e Controllo di impianto, con cui condivide i dati operativi provenienti dai sensori, in grado di fornire il trend delle variabili di impianto a partire da una specifica situazione reale o simulata. Il simulatore verrà utilizzato a scopo di addestramento del personale e come ausilio alla gestione delle emergenze o delle situazioni anomale. Il simulatore sarà dotato di una interfaccia MMI di visualizzazione di sinottici di impianto per la replica del posto operatore, inclusa la gestione allarmi.
- ii ) *Sistema di elaborazione delle previsioni meteo* che dovrà permettere di elaborare una previsione meteorologica dell'irraggiamento solare e di altri eventi (pioggia, grandine, vento) a breve/medio termine (da 10' a 3 giorni) con modalità ed algoritmi TBD, a partire da informazioni locali (operatori e sensori di radiazione e vento) e tratte da servizi esterni (internet, servizi meteo specialistici).

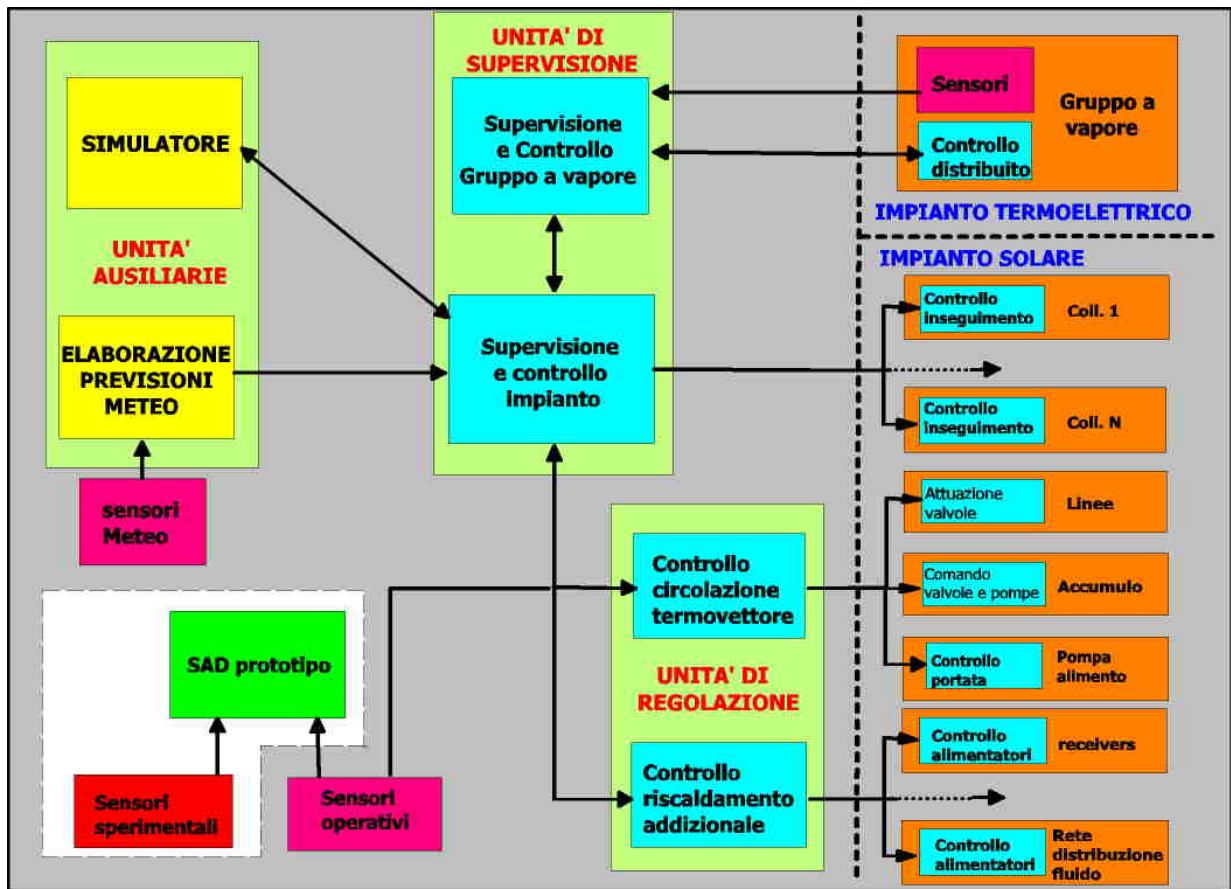


Figura 26. Schema del sottosistema di Supervisione e Controllo di impianto

## Appendice A - Proprietà del fluido termovettore

Negli impianti solari termoelettrici finora sperimentati sono stati utilizzati fluidi termovettori diversi in funzione delle temperature di esercizio, come oli (minerale, diatermico, siliconico), miscele di nitrati, sodio, vapor d'acqua, aria.

Le due tecnologie solari a concentrazione che ad oggi hanno superato la fase di ricerca e sviluppo, e con le quali sono stati realizzati impianti di potenza con un numero significativo di ore di funzionamento, riguardano i sistemi a collettori parabolici lineari (parabolic trough) e a torri centrali (central tower).

Il primo tipo di tecnologia è stata ampiamente provata negli impianti californiani di Kramer Junction e di Harper Lake, per un totale di 354 MWatt<sub>e</sub> regolarmente funzionanti dal 1989. I fluidi termovettori utilizzati sono stati oli minerali (Caloria), nelle prime sezioni di Kramer Junction ed olio sintetico (Therminol) nelle successive. Le temperature massime di esercizio degli oli sintetici non superano i 400°C.

Per quanto riguarda gli impianti a torre centrale è stato realizzato ed esercito a Barstow in California, per circa due anni (97-99) l'impianto denominato Solar Two, della potenza di 10 MWatt<sub>e</sub>. In questo caso le temperature di esercizio sono state di circa 560°C ed il fluido termovettore utilizzato è stato una miscela di sali fusi (nitrati di sodio e potassio) che hanno funzionato anche come mezzo di accumulo termico.

La soluzione tecnologica scelta da ENEA e basata sulla captazione e concentrazione della radiazione solare per mezzo dei collettori parabolici, con una temperatura di funzionamento del fluido di trasporto superiore ai 400°C, impone il ricorso all'uso dei sali fusi come mezzo termovettore e di accumulo. Le temperature massime di lavoro (T~550°C) che si raggiungono nell'impianto necessitano dell'uso di miscele di nitrati di sodio e potassio. Nel caso di temperature di lavoro inferiori (T<sub>max</sub><450°C) si può considerare l'uso di miscele a tre componenti, in particolare nitrati di sodio, potassio e calcio, ovvero miscele di nitrati e nitriti, queste ultime ampiamente utilizzate in processi industriali con temperature di lavoro superiori ai 400°C che superano il campo di applicazione degli oli diatermici. Di seguito si riportano le caratteristiche di composizione delle miscele di nitrati sodio-potassio, delle proprietà fisiche e di compatibilità con una serie di materiali <sup>12 13 14 15 16 17</sup>.

---

<sup>12</sup> A. Kofler, Monatsh. Chem., 86, 646 (1955).

<sup>13</sup> Coastal Chemical Company, Performance Products.

<sup>14</sup> A. Labarbera, ENEA Intern. Report, June 2001

<sup>15</sup> D.A.Nissen and D.E.Meeke, Inorg. Chem., 22, 716 (1983)

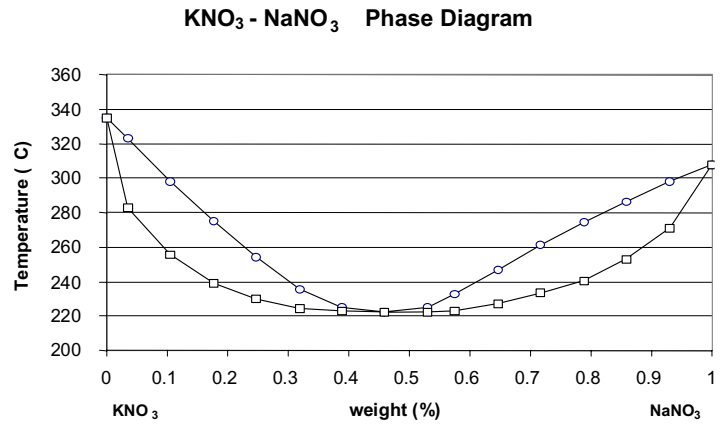
<sup>16</sup> Physical Properties Data Compilations Relevant To Energy Storage- II, Molten Salt - US Dept.Of Energy - National Standard Reference Data System- National Bureau of Standards (NSRDS-NBS 61)- US Gov.Printing Office, Washington D.C.,1981.

<sup>17</sup> R.W.Bradshaw, R.W.Carling, A review of the chemical and physical properties of molten aljali nitrate salts and their effect on materials used for solar central receivers, Sandia National Laboratories, Livermore SAND 87-8005

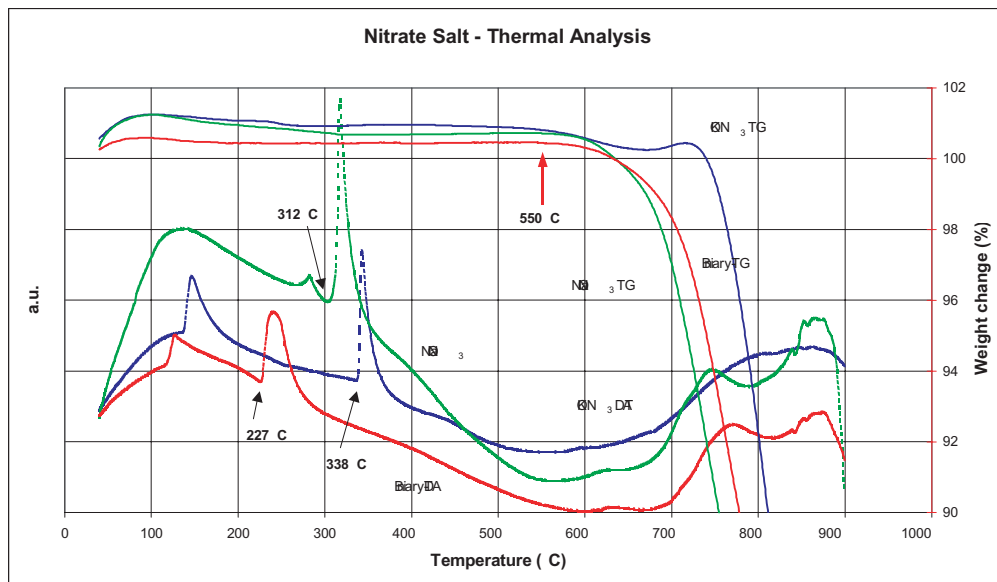
Proprietà fisiche miscela solida [7] : densità apparente  $1100 \div 1300 \text{ kg/m}^3$ , calore specifico  $1.2 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$ , calore latente di fusione:  $132 \text{ kJ/kg}$ .

*Tabella A1. Composizione miscela sali [8]*

Component	Min	Max
NaNO <sub>3</sub>	59	61
KNO <sub>3</sub>	39	41
NaCl		0.30
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>		0.30
CaO		0.03
MgO		0.03
SiO <sub>2</sub>		0.02
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		0.025
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		0.025
Insolubili		0.06
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		0.15



*Figura A1. Diagramma di fase della miscela [8]*



*Figura A2. Thermal analysis of KNO<sub>3</sub> (blue line), NaNO<sub>3</sub> (green line) and 40%-60%w K/Na nitrate (red line) [9]*

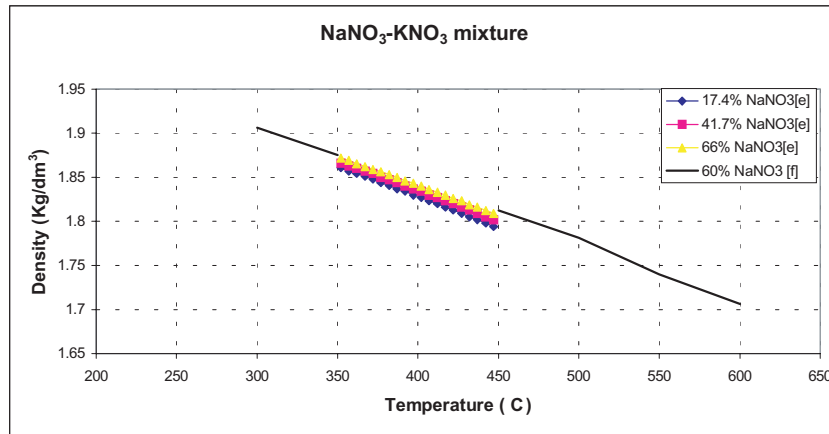


Figura A3. Density of different KNO<sub>3</sub>-NaNO<sub>3</sub> mixtures [11,12]

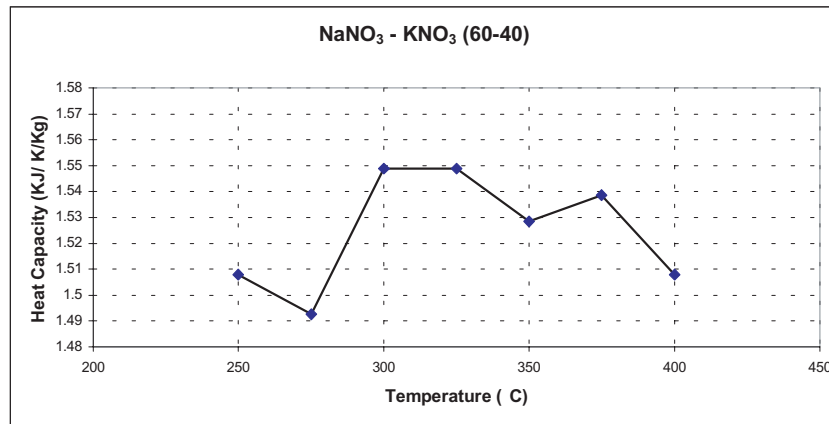


Figura A4. Heat Capacity of KNO<sub>3</sub>-NaNO<sub>3</sub> (40-60) mixtures [12]

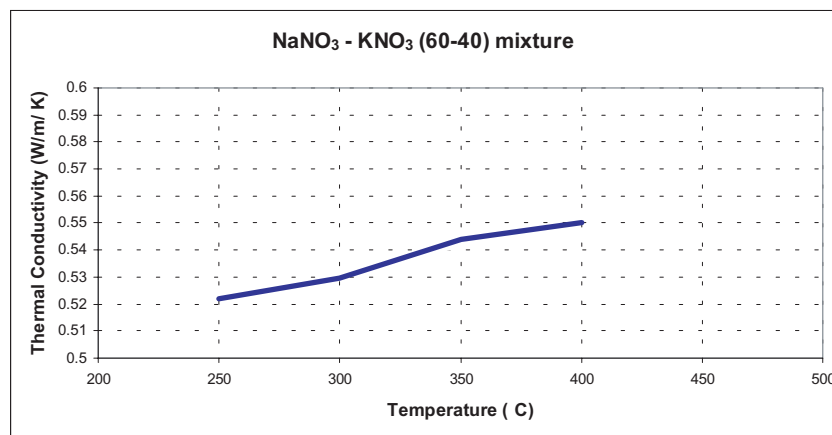


Figura A5. Thermal conductivity of KNO<sub>3</sub>-NaNO<sub>3</sub> (40-60)mixture [11]

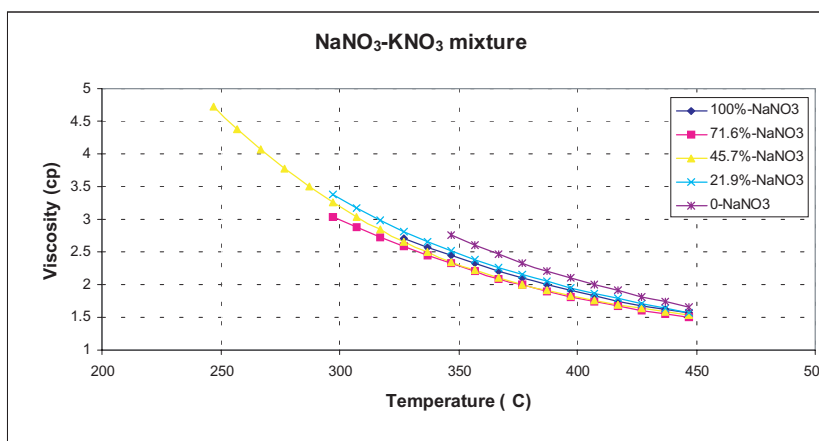


Figura A6. Viscosity of different KNO<sub>3</sub>-NaNO<sub>3</sub> mixtures [10,11]

Tabella A2. Corrosion rate of selected metals and alloys in molten KNO<sub>3</sub>-NaNO<sub>3</sub> [9]

Alloy	Temperature °C	Corrosion rate µm/y
Carbon steel	460	120
2.25Cr-1Mo	460	101
	500	26
9Cr-1Mo	550	6
	600	23
Aluminized Cr-Mo steel	600	<4
12Cr steel	600	22
304SS	600	12
316SS	600	7-10
	630	106
800	565	5
	600	6-10
	630	75
600	600	7-10
	630	106
Nickel	565	> 500
Titanium	565	40
Aluminum	565	<4