

Progetto ELIOSLAB

Obiettivo Realizzativo OR4

Ricerca Industriale RI 4.1

**STUDIO ED ANALISI CRITICA DEI
SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO
A MEDIA TEMPERATURA**

A. Miliozzi, G.M. Giannuzzi

ENEA – Dipartimento Tecnologie per l'Energia, Fonti Rinnovabili e Risparmio Energetico
Centro Ricerche Casaccia Roma

RT/2008/14/TER

Riassunto

Nel presente documento viene riportata, dapprima, una panoramica sui principali sistemi di accumulo termico a media temperatura (550°C), da poter installare in impianti ad energia solare utilizzando la tecnologia CSP (Concentrated Solar Power), e, quindi, proposto un concetto innovativo di sistema di accumulo termico. La panoramica prende spunto dalle varie opzioni di accumulo disponibili e dalla evoluzione storica dei concetti di accumulo per arrivare alla definizione di un sistema di accumulo "ideale" da realizzare nei prossimi impianti. A tali principi rispondono anche le specifiche del sistema di accumulo pensato da ENEA. Tale sistema è costituito da un contenitore di forma conica, con un liner interno capace, grazie al suo aspetto geometrico, di compensare le dilatazioni termiche differenziali. Dopo averne mostrato le caratteristiche tecniche innovative ed averlo dimensionato da un punto di vista termico, si è proceduto ad una attenta analisi economica atta a verificarne l'economicità. Da tale analisi emerge che il sistema di accumulo conico si attesterebbe su costi 21\$/kWh comparabili a quelli obiettivo (valutati in circa 20-25\$/kWh) e probabilmente riducibili attraverso l'introduzione di soluzioni innovative quali l'utilizzo della refrigerazione passiva ad aria del basamento/contenitore e di un cemento High Performance ad alta temperatura per il contenitore stesso. Il presente lavoro è parte dell'Obiettivo Realizzativo 4 del progetto MIUR denominato ELIOSLAB.

Parole chiave : accumulo termico, sali fusi.

Abstract

In the present document, firstly, an overview of the major thermal energy storage (TES) systems at medium temperature (550 ° C), to be installed in a Concentrated Solar Power plant is reported, and, then, an innovative concept of thermal energy storage system is proposed. The overview starts from the various available TES options and the historical evolution of the TES concepts to get the definition of an "ideal" thermal energy storage system to be implemented in future plants. These principles also meet the specifications of the thermal energy storage system proposed by ENEA. This system consists of a conical tank, with an internal liner capable, thanks to its geometric aspect, to compensate for differential thermal expansion. After its innovative technical characteristics have been shown and its dimensions evaluated from a thermal point of view, a careful economic analysis designed to verify the economy has been carried out. From this analysis it appears that the conical thermal energy storage system costs would be about 21\$/kWh, comparable to the objective (valued at approximately 20-25\$/kWh) and probably reduced through the introduction of innovative solutions such as the use of a passive air cooling for the basement/container and an high temperature High Performance Concrete for the same container. This work is part of the "Obiettivo Realizzativo 4" of the MIUR project named ELIOSLAB.

Key words : thermal storage, molten salts

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE	7
2	PANORAMICA SUI SISTEMI ESISTENTI DI ACCUMULO TERMICO A MEDIA TEMPERATURA	9
2.1	ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA	9
2.1.1	<i> Criteri di progetto.....</i>	10
2.1.2	<i> Opzioni tecniche di accumulo.....</i>	11
2.1.2.1	<i> Mezzi di accumulo.....</i>	11
2.1.2.2	<i> Concetti di accumulo</i>	14
2.1.3	<i> Osservazioni e raccomandazioni.....</i>	16
2.2	EVOLUZIONE STORICA DELL'ACCUMULO TERMICO	16
2.3	IL CONCETTO IDEALE DI ACCUMULO TERMICO	19
2.3.1	<i> Le caratteristiche.....</i>	19
2.3.2	<i> I componenti principali</i>	19
2.3.2.1	<i> I sali nitrati.....</i>	20
2.3.2.2	<i> Le tanche</i>	21
2.3.2.3	<i> Le pompe</i>	22
2.3.3	<i> L'esperienza "Solar Two".....</i>	23
2.3.4	<i> Il concetto ENEA di accumulo termico.....</i>	25
2.3.4.1	<i> Serbatoio ad alta temperatura</i>	26
2.3.4.2	<i> Serbatoio a bassa temperatura.....</i>	31
2.3.4.3	<i> Riscaldamento elettrico serbatoi.....</i>	31
2.3.4.4	<i> Considerazioni conclusive</i>	31
2.4	VALUTAZIONI TECNICO-ECONOMICHE.....	34
2.5	CONCLUSIONI.....	40
3	UN SISTEMA DI ACCUMULO INNOVATIVO DI FORMA CONICA	41
3.1	IL CONCETTO DI ACCUMULO CONICO	42
3.1.1	<i> Il concetto originale.....</i>	42
3.1.2	<i> Il concetto ENEA</i>	47
3.2	VALUTAZIONE ECONOMICA	48
3.2.1	<i> Ipotesi di base.....</i>	48
3.2.2	<i> Considerazioni geometriche</i>	48
3.2.3	<i> Dimensionamento termico del contenitore</i>	49
3.2.4	<i> Analisi dei costi della tanca calda.....</i>	50
3.2.5	<i> Analisi dei costi del sistema conico a 2 tanche.....</i>	51
3.2.6	<i> Costi associati ad un sistema a 3 tanche</i>	51
3.2.7	<i> Analisi dei risultati</i>	54
3.3	CONCLUSIONI.....	55
4	CONCLUSIONE	59
5	RIFERIMENTI	61

Listato Figure

Figura 1-1 –Influenza della presenza dell’accumulo termico sul LEC per un impianto da 50 MWe ed un accumulo di 6 ore	8
Figura 2-1 –Carico di picco ed output di un sistema solare per una tipica giornata estiva	9
Figura 2-2 – “Levelized Electric Costs” (LEC) per impianti solari a concentratori lineari in presenza di un accumulo a sali fusi.	10
Figura 2-3 –Sistemi di accumulo termico e generazione di vapore dell’impianto Solar Two (Barstow-California)	15
Figura 2-4 – Impianto con TES diretto a 2 tanche ad olio minerale	17
Figura 2-5 – Impianto senza TES ed integrazione a combustibile fossile	17
Figura 2-6 – Impianto con TES indiretto a 2 tanche ad olio minerale e sali fusi	18
Figura 2-7 – Impianto con TES diretto a 2 tanche a sali fusi	19
Figura 2-8 – Esempio di isolamento termico di una tanca a sali fusi	22
Figura 2-9 – Schema di un sistema di potenza a torre utilizzante sali fusi	23
Figura 2-10 – Ricostruzione fotografica dell’impianto Archimede	25
Figura 2-11: Schema di massima di un serbatoio di accumulo.	28
Figura 2-12: Principali voci di costo per un impianto solare parabolico lineare con accumulo termico	34
Figura 2-13: Costo specifico del sistema di accumulo termico in funzione della sua capacità in ore	35
Figura 2-14: Ripartizione dei costi per un sistema di accumulo termico da 440 MWht (3 ore)	36
Figura 2-15: Costo specifico del sistema di accumulo termico in assenza di scambiatore termico in funzione della sua capacità in ore	36
Figura 2-16: Costo dei sali fusi per un sistema di accumulo termico da 150 MWht in funzione del salto termico	37
Figura 2-17: Ripartizione dei costi per un sistema di accumulo termico attivo/diretto da 1200 MWht	38
Figura 2-18: Ripartizione dei costi del sistema di accumulo termico ENEA	39
Figura 2-19: Ripartizione dei costi per la tanca calda di un sistema di accumulo termico a sali fusi	39
Figura 3-1 – Progetto concettuale di una tanca calda di forma conica (SERI, 1985)	44
Figura 3-2 – Effetto della dimensione sul costo capitale della tanca calda (SERI, 1985)	45
Figura 3-3 – Schema della composizione del muro di contenimento della tanca calda	46
Figura 3-4 – Distribuzione dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth	52
Figura 3-5 – Distribuzione dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth	53
Figura 3-6	54

Listato Tabelle

Tabella 2-1 - Mezzi di accumulo candidati per impianti SEGS (Geyer 1991)	13
Tabella 2-2 - Mezzi di accumulo candidati per impianti a 550 °C	13
Tabella 2-3 - Sistemi TES esistenti	15
Tabella 2-4 - Caratteristiche dei sali nitrati e del Therminol VP-1	20
Tabella 2-5 – Costo effettivo del fluido di accumulo	20
Tabella 2-6 – Caratteristiche dell’apparecchiatura di accumulo termico	22
Tabella 2-7 - Perdite termiche misurate e reali delle principali apparecchiature	24
Tabella 2-8 - Scheda tecnica componente serbatoio sali alta temperatura	33
Tabella 2-9 - Costi di un sistema di accumulo termico in US\$ 1000	34
Tabella 2-10 - Costi del sistema di accumulo termico ENEA	38
Tabella 3-1 – Specifiche tecniche di progettazione per un accumulo termico (SERI, 1985)	43
Tabella 3-2 – Dimensionamento termico della parete di un accumulo conico	49
Tabella 3-3 – Analisi dei costi di una tanca calda per sistemi di accumulo termico conici	50
Tabella 3-4 – Analisi dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth	52
Tabella 3-5 – Analisi e distribuzione percentuale dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth	52
Tabella 3-6 – Analisi dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth	53
Tabella 3-7 – Analisi e distribuzione percentuale dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth	53
Tabella 3-8 – Specifiche tecniche per sistemi TES conici	57

1 INTRODUZIONE

I cambiamenti climatici, la qualità dell'aria e le emissioni di CO₂, oltre che i vigenti regolamenti legislativi ed i contributi "verdi" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, conducono alla realizzazione di impianti a sempre più elevato contributo solare, se non addirittura "soltanto solari".

In questi impianti, la presenza di un sistema di accumulo permetterebbe l'incremento del contributo solare annuo, il miglioramento dell'efficienza e la riduzione dei costi: in altre parole li renderebbe competitivi con gli impianti convenzionali.

L'accumulo di energia termica è, quindi, un obiettivo importante della tecnologia CSP (Concentrated Solar Power) ed è grande lo sforzo che si sta facendo nel mondo per raggiungere la competitività utilizzando impianti solari a concentrazione basati su concentratori parabolici lineari.

Tale competitività può essere raggiunta operando, da un lato, un miglioramento delle prestazioni e, dall'altro, una riduzione dei costi, sia di impianto che di gestione. A tal fine, è richiesta una tecnologia che sia ad elevata vita media e basso costo iniziale, in grado di possedere le seguenti caratteristiche: alta efficienza termica (> 90%), vita media di impianto di circa 25 anni e bassi costi specifici (< 20-25 \$/kWh).

Da questo punto di vista, l'uso, negli impianti a collettori lineari, dei sali fusi sia come fluido termovettore che come mezzo di accumulo offre evidenti vantaggi ma anche una serie di complicazioni.

Utilizzando i sali fusi è possibile innalzare la temperatura di uscita dal campo solare fino a 450-550°C, ottenendo così :

- un incremento della efficienza del ciclo di Rankine superiore al 40% (sino ad oggi si aveva il 37% a 393°C e 40% a 500°C);
- un salto termico (ΔT) per l'accumulo superiore di 2.5 volte quello relativo agli attuali impianti olio-sali e, di conseguenza, una riduzione delle dimensioni fisiche del sistema di accumulo termico.

Altri indubbi vantaggi per i sali fusi sono quelli di essere più economici ed a minore impatto ambientale rispetto ad altri fluidi termovettore (oli, sodio liquido, etc.) e di poter utilizzare lo stesso fluido come mezzo termovettore e come mezzo di accumulo, permettendo l'eliminazione degli scambiatori di calore intermedi e la riduzione del costo dell'accumulo termico a meno del 65% (<20-25 \$/kWh) rispetto agli impianti ad olio.

Di contro, esistono alcuni potenziali svantaggi:

- L'alto punto di congelamento dei sali fusi considerati conduce a richieste di O&M significative e richiede sistemi anti-congelamento innovativi ed onerosi;
- Sono richiesti materiali più costosi da utilizzare nel circuito primario (sistema HTF) a causa delle temperature più elevate raggiungibili;
- Esistono problemi connessi alla durabilità ed al rendimento delle superfici riflettenti che possono limitare le temperature massime di progetto.

In generale, i benefici connessi all'uso dei sali fusi come fluido termovettore e come mezzo di accumulo deve essere valutato sulla base del "Levelized Electric Costs" (LEC) confrontato con quello di un impianto ad olio sintetico. In Figura 1-1, sulla base di studi precedenti, è mostrato tale confronto ed evidenziato il vantaggio che si dovrebbe avere sia nel passare da un ciclo indiretto ad uno diretto sia nell'incrementare la temperatura massima operativa.

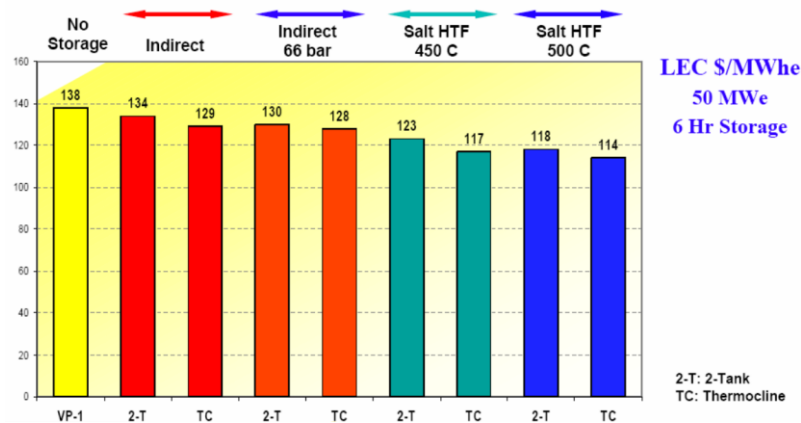


Figura 1-1 –Influenza della presenza dell'accumulo termico sul LEC per un impianto da 50 MWe ed un accumulo di 6 ore

A sostegno delle precedenti considerazioni, nel presente documento viene riportata, nel paragrafo 2, una panoramica sui principali sistemi di accumulo termico a media temperatura (550°C), da poter installare in impianti ad energia solare utilizzando la tecnologia CSP (Concentrated Solar Power), e, quindi, nel paragrafo 3, proposto un concetto innovativo di sistema di accumulo termico.

La panoramica prende spunto dalle varie opzioni di accumulo disponibili e dalla evoluzione storica dei concetti di accumulo per arrivare alla definizione di un sistema di accumulo "ideale" da realizzare nei prossimi impianti.

A tali principi rispondono anche le specifiche del sistema di accumulo pensato da ENEA. Tale sistema è costituito da un contenitore di forma conica, con un liner interno capace, grazie al suo aspetto geometrico, di compensare le dilatazioni termiche differenziali. Dopo averne mostrato le caratteristiche tecniche innovative ed averlo dimensionato da un punto di vista termico, si è proceduto ad una attenta analisi economica atta a verificarne l'economicità.

Il presente lavoro è parte dell'Obiettivo Realizzativo 4 del progetto MIUR denominato ELIOSLAB.

2 PANORAMICA SUI SISTEMI ESISTENTI DI ACCUMULO TERMICO A MEDIA TEMPERATURA

Scopo del presente paragrafo è quello di condurre una analisi dei concetti di sistema di accumulo termico sino ad oggi sviluppati sulla base delle loro caratteristiche sia tecniche che economiche.

Non potendo trattare il sistema di accumulo come un elemento separato da resto dell'impianto solare ma, al contrario, dovendolo valutare come elemento perfettamente integrato con quest'ultimo, si deve partire dalla analisi di vari concetti di impianto individuandone le caratteristiche fondamentali, soprattutto di tipo economico, che possiedono.

Su tale base verranno analizzati i mezzi di accumulo a disposizione ed i concetti di accumulo utilizzabili.

2.1 Accumulo di energia termica

La fornitura di energia elettrica di un impianto solare termico è variabile, in funzione del tempo e delle condizioni meteorologiche. Per mitigare le variazioni legate all'irraggiamento solare e per venire incontro alla domanda di picco, il sistema richiede la presenza di un accumulo di energia (Figura 2-1).

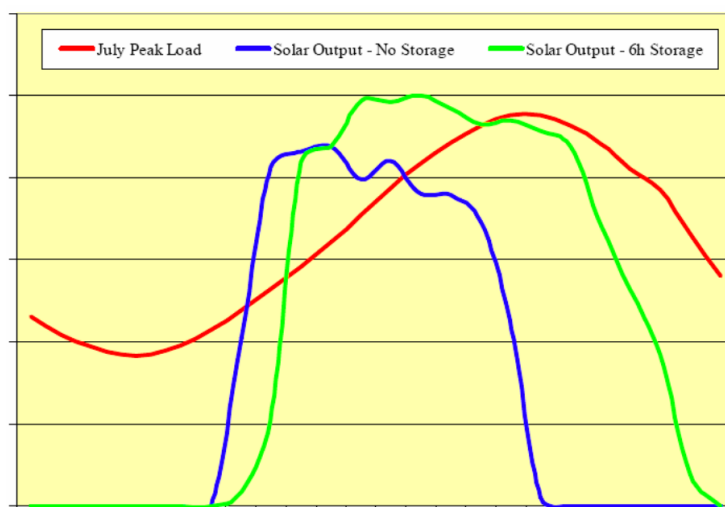


Figura 2-1 –Carico di picco ed output di un sistema solare per una tipica giornata estiva

Il vantaggio di un impianto solare termico è di poter accumulare direttamente il calore. Questa condizione è la più conveniente da un punto di vista termico ed economico. Infatti, la presenza di un accumulo a basso costo è la chiave tecnologica necessaria per il successo futuro delle tecnologie solari.

Le possibili opzioni di accumulo sono funzione delle variazioni giornaliere ed annuali dell'irraggiamento e della domanda di elettricità.

Queste opzioni possono essere così riassunte:

- Funzione tampone;
- Slittamento del periodo di fornitura;
- Estensione del periodo di fornitura;
- Incremento della produzione media annua.

L'effetto tampone è quello di attenuare i transitori della sorgente solare. In genere sono richieste piccole capacità di accumulo (massimo per 1 ora a pieno carico).

Lo slittamento del periodo di fornitura richiede sistemi di accumulo più grandi, al fine di spostare la fornitura in periodi dove sono maggiori sia la domanda che le tariffe. Tali sistemi sono dimensionati per funzionare 3-6 ore a pieno carico.

L'estensione del periodo di fornitura richiede dimensioni simili (3-12 ore a pieno carico) per incrementare il periodo operativo dell'impianto.

L'incremento della produzione media annua di energia elettrica richiederebbe dimensioni del sistema di accumulo e del campo solare troppo onerose per poter essere prese in considerazione.

Una scelta definitiva sulla capacità termica dell'accumulo è funzione sia del sito che del sistema. Quindi, una analisi statistica dettagliata della potenza elettrica richiesta al sistema ed una previsione meteorologica del sito in considerazione, insieme con una esauriente analisi economica, sono fortemente consigliate, all'interno di uno studio di fattibilità, per selezionare la migliore capacità di accumulo per una specifica applicazione.

In generale si osserva, dalle valutazioni reperibili in letteratura, che per ottenere una buona riduzione del LEC è necessario garantire un sistema di accumulo di 8-10 ore.

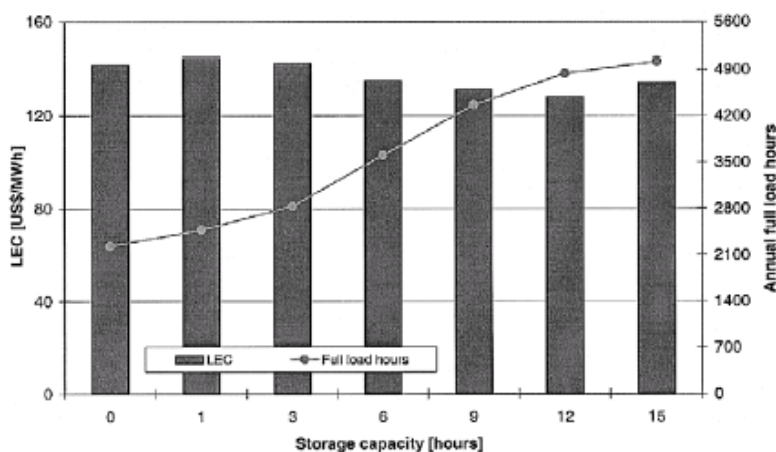


Figura 2-2 – “Levelized Electric Costs” (LEC) per impianti solari a concentratori lineari in presenza di un accumulo a sali fusi.

2.1.1 Criteri di progetto

Una questione chiave nel progetto di un sistema di accumulo di energia termica è la sua capacità termica, ovvero la sua quantità di energia che può essere accumulata e fornita. La selezione di un sistema appropriato dipende da diverse considerazioni sul rapporto costo-benefici.

Il costo di un sistema TES (Thermal Energy Storage) dipende principalmente dai seguenti punti:

- Il materiale di accumulo;
- Lo scambiatore di calore;
- Lo spazio e/o il contenimento per l'accumulo.

Da un punto di vista tecnico, gli elementi cruciali sono:

- L'alta densità di energia (per unità di massa o di volume) nel materiale di accumulo;
- La buona capacità di trasferimento di calore tra fluido termovettore (HTF) e mezzo di accumulo;
- La stabilità meccanica e chimica del materiale di accumulo;
- La compatibilità tra fluido termovettore, scambiatore di calore e/o mezzo di accumulo;
- La completa reversibilità del processo per un gran numero di cicli carico/scarico;
- Le ridotte perdite termiche;
- La facilità di controllo.

I criteri di progetto più importanti sono:

- Temperatura nominale e calo entalpico specifico sotto carico;
- Carico massimo;
- Strategie operative;
- Integrazione nell'impianto di potenza.

Tutti questi fattori debbono essere presi in considerazione quando si decide la tipologia e si progetta un accumulo termico.

2.1.2 Opzioni tecniche di accumulo

Le opzioni tecniche di accumulo di energia termica sono selezionabili sia sulla base del meccanismo di accumulo del calore che sulla tipologia di concetto.

I meccanismi di accumulo del calore sono:

- a calore sensibile,
- a calore latente,
- chimico.

Invece le tipologie di accumulo sono:

- attivo;
- passivo.

2.1.2.1 Mezzi di accumulo

L'accumulo termico può utilizzare i meccanismi del calore sensibile o latente oppure il calore proveniente da reazioni chimiche.

Il calore sensibile è il metodo per accumulare energia attraverso l'incremento della temperatura di un solido o di un liquido.

Il calore latente, d'altra parte è il metodo per accumulare energia attraverso il calore di transizione dallo stato solido a quello liquido.

La Tabella 2-1 mostra le caratteristiche dei materiali solidi e liquidi candidati per l'accumulo di calore sensibile e dei mezzi potenziali per l'accumulo di calore in cambio di fase (latente).

Per ogni materiale, sono fornite le temperature limite sia alta che bassa. Questi limiti, combinati con la densità media e la capacità termica, conducono ad una capacità termica volumetrica specifica espressa in kWh/m³ per metro cubo. Nella tabella sono inoltre

riportati i costi approssimativi dei mezzi di accumulo in \$/kg e, di conseguenza, il costo unitario in \$/kWh.

La conducibilità termica media del materiale di accumulo ha una forte influenza sul progetto di trasferimento del calore ed sui requisiti delle superfici di scambio del sistema di accumulo, soprattutto per quanto riguarda i mezzi solidi. Una alta conducibilità è preferibile in quanto permette di avere un elevato fattore di utilizzo del mezzo di accumulo.

E' altresì auspicabile una elevata capacità termica volumetrica poiché conduce a sistemi di accumulo di dimensioni inferiori, riducendo le tubazioni esterne ed i costi strutturali.

Qui di seguito esaminiamo sommariamente i vari sistemi di accumulo ed i relativi mezzi facendo riferimento ad una ipotetica temperatura di accumulo di 550°C.

Accumulo di calore sensibile

L'energia termica può essere conservata sotto forma di calore sensibile (variazione della temperatura) di sostanze che mostrano un cambio di energia interna. L'energia conservata è calcolata come il prodotto della sua massa, del calore specifico medio, e della variazione di temperatura. Oltre la densità ed il calore specifico del materiale di accumulo, altre proprietà sono importanti per l'accumulo del calore sensibile: temperature operative, conducibilità termica e diffusività, pressione di vapore, compatibilità tra materiali, stabilità, coefficiente di perdita di calore in funzione in funzione del rapporto tra area della superficie e volume, e costi. Tale sistema è economico, non richiede ulteriori ricerche ma necessita di ingegnerizzazione e di prova su piccola e grande scala.

Mezzi Solidi

In Tabella 2-2 sono riportati i mezzi solidi in grado di funzionare ad una temperatura nominale massima di 550°C. I più economici sono i mattoni refrattari in silica ma la loro bassa conducibilità implica un basso fattore di utilizzo del materiale.

Mezzi Liquidi

In Tabella 2-2 sono anche riportati i mezzi liquidi in grado di funzionare ad una temperatura nominale massima di 550°C. I sali nitrati risultano essere i più economici. Ciò è dovuto sia alla elevata capacità termica volumetrica sia al basso costo per kg di prodotto.

Accumulo di calore latente

Non ci sono materiali che abbiano un cambiamento di fase a 550°C a parte i sali ceramici, il cui costo per kWh è abbastanza elevato. Tale sistema si trova ad uno stadio di sviluppo ancora primitivo.

Accumulo chimico

Ad oggi, non ci sono prototipi di impianto funzionanti e la soluzione è ancora oggetto di ricerca e sviluppo.

Mezzo di Accumulo	Temperatura		Densità media (kg/m ³)	Conducibilità termica media (W/mK)	Capacità termica media (kJ/kgK)	Capacità termica volumetrica (kWh/m ³)	Costi medi per kg (\$/kg)	Costi medi per kWh (\$/kWh)
	Fredda (°C)	Calda (°C)						
Mezzi solidi								
Sand-rock-mineral oil	200	300	1700	1.3	0.6	28	0.15	9.0
Reinforced concrete	200	400	2200	1.5	0.85	104	0.05	1.1
NaCl (solid)	200	500	2160	7	0.85	153	0.15	2.1
Cast iron	200	400	7200	37	0.56	224	1	32.1
Cast steel	200	700	7800	40	0.6	650	5	60.0
Silica fire bricks	200	700	1820	1.5	1	253	1	7.2
Magnesia fire bricks	200	1200	3000	5	1.15	958	2	6.3
Mezzi liquidi								
Mineral oil	200	300	770	0.12	2.6	56	0.3	4.2
Synthetic oil	250	350	900	0.11	2.3	58	3	47.0
Silicone oil	300	400	900	0.1	2.1	53	5	85.7
Nitrite salts	250	450	1825	0.57	1.5	152	1	12.0
Nitrate salts	265	565	1870	0.52	1.6	249	0.7	5.3
Carbonate salts	450	850	2100	2	1.8	420	2.4	12.0
Liquid sodium	270	530	850	71	1.3	80	2	21.3
Mezzi a cambio di fase								
NaNO ₃	308		2257	0.5	200	125	0.2	3.6
KNO ₃	333		2110	0.5	267	156	0.3	4.0
KOH	380		2044	0.5	150	85	1	24.0
Salt-ceramics (NaCO ₃ -BaCO ₃ /MgO)	500-850		2600	5	420	303	2	17.1
NaCl	802		2160	5	520	312	0.15	1.0
Na ₂ CO ₃	854		2533	2	276	194	0.2	2.6
K ₂ CO ₃	897		2290	2	236	150	0.6	9.2

Tabella 2-1 - Mezzi di accumulo candidati per impianti SEGS (Geyer 1991)

Mezzo di Accumulo	Temperatura		Densità media (kg/m ³)	Conducibilità termica media (W/mK)	Capacità termica media (kJ/kgK)	Capacità termica volumetrica (kWh/m ³)	Costi medi per kg (\$/kg)	Costi medi per kWh (\$/kWh)
	Fredda (°C)	Calda (°C)						
Mezzi solidi								
Cast steel	290	550	7800	40	0.6	338	5	115.4
Silica fire bricks	290	550	1820	1.5	1	131	1	13.8
Magnesia fire bricks	290	550	3000	5	1.15	249	2	24.1
Mezzi liquidi								
Nitrate salts	290	550	1870	0.52	1.6	216	0.7	6.1
Carbonate salts	450	550	2100	2	1.8	105	2.4	48.0
Liquid sodium	290	530	850	71	1.3	74	2	23.1

Tabella 2-2 - Mezzi di accumulo candidati per impianti a 550 °C

2.1.2.2 Concetti di accumulo

I concetti di accumulo possono essere classificati come attivi e passivi.

Un accumulo attivo è principalmente caratterizzato da un trasferimento di calore al materiale di accumulo attraverso una convezione forzata. Il mezzo di accumulo a sua volta può circolare attraverso uno scambiatore di calore. Questo scambiatore di calore può anche essere un ricevitore solare od un generatore di vapore.

La caratteristica principale di un sistema passivo è che un fluido termovettore passa attraverso l'accumulo esclusivamente per le fasi di carico e scarico del sistema. Il mezzo di accumulo non circola. I sistemi di accumulo, 7 sperimentali ed 1 commerciale, sino ad oggi realizzati e testati sono tutti a calore sensibile (Tabella 2-3).

L'accumulo termico attivo

I sistemi termici attivi usano tipicamente un accumulo in tanca. Questi possono essere progettati come sistemi ad una o due tanche. L'accumulo attivo è a sua volta suddiviso in diretto ed indiretto. In un sistema diretto il fluido termovettore, che raccoglie il calore solare, serve anche come mezzo di accumulo, mentre in un sistema indiretto, per conservare il calore è utilizzato un secondo mezzo.

Un sistema a due tanche (Figura 2-3) usa una tanca per il fluido freddo, proveniente dal generatore di vapore, ed una tanca per quello caldo, proveniente direttamente dal ricevitore del campo solare, prima di essere inviato al generatore di vapore. Il vantaggio di questa soluzione è che i fluidi sia freddo sia caldo sono mantenuti fisicamente separati. Invece, lo svantaggio maggiore è la richiesta una seconda tanca, con maggiori volumi e quindi costi.

Il sistema a tanca singola, anche detto "thermocline", riduce il volume di accumulo ed il costo eliminando una seconda tanca. Per contro, in un sistema a tanca singola è più difficile mantenere separati il fluido caldo da quello freddo. Infatti, il principio base di questi sistemi è che a causa della differente densità tra fluido caldo e fluido freddo, il fluido termovettore stratifica naturalmente nella tanca, dallo strato più freddo in fondo a quello più caldo in cima. Mantenere la stratificazione termica richiede delle procedure di controllo del caricamento e dello scarico, e metodi od apparecchiature appropriati per evitare il suo miscelamento. Riempire la tanca di accumulo con un secondo materiale di accumulo solido (roccia, ferro, sabbia etc.) può aiutare a realizzare la stratificazione.

L'accumulo termico passivo

I sistemi passivi sono generalmente sistemi di accumulo con mezzo duale. Il fluido termovettore trasporta l'energia ricevuta dalla sorgente al mezzo di accumulo durante la fase di carico e riceve energia dal materiale di accumulo durante quella di scarico. Questi sistemi sono anche chiamati rigeneratori. Il mezzo di accumulo può essere solido, liquido, o PCM. In generale, un sistema di accumulo chimico impiega almeno due mezzi.

Lo svantaggio principale dei rigeneratori è che la temperatura del fluido termovettore decresce durante lo scarico mentre il materiale di accumulo si raffredda.

Un altro problema è il trasferimento di calore interno. Specialmente per i materiali solidi, il trasferimento di calore è piuttosto basso, e non c'è di solito contatto diretto tra il fluido termovettore ed il materiale di accumulo essendo il calore trasferito tramite uno scambiatore di calore.

Progetto	Tipo	Mezzo di Accumulo	Circuito raffreddamento	Temperatura Nominale		Concetto di Accumulo	Volume Tanca (m³)	Capacità termica (MWht)
				Freddo (°C)	Caldo (°C)			
Irrigation pump Coolidge, AZ, USA	Parabolic Trough	Oil	Oil	200	228	1 Tank Thermocline	114	3
IEA-SSPS Almería, Spain	Parabolic Trough 1	Oil	Oil	225	295	Tank Thermocline	200	5
SEGS I Daggett, CA, USA	Parabolic Trough	Oil	Oil	240	307	Cold-Tank Hot-Tank	4160 4540	120
IEA-SSPS Almería, Spain	Parabolic Trough	Oil Cast Iron	Oil	225	295	1 Dual Medium Tank	100	4
Solar One Barstow, CA, USA	Central Receiver	Oil/Sand/Rock	Steam	224	304	1 Dual Medium Tank	3460	182
CESA-1 Almería, Spain	Central Receiver	Liquid Salt	Steam	220	340	Cold-Tank Hot-Tank	200 200	12
THEMIS Targasonne, France	Central Receiver	Liquid Salt	Liquid Salt	250	450	Cold-Tank Hot-Tank	310 310	40
Solar Two Barstow, CA, USA	Central Receiver	Liquid Salt	Liquid Salt	275	565	Cold-Tank Hot-Tank	875 875	105

Tabella 2-3 - Sistemi TES esistenti

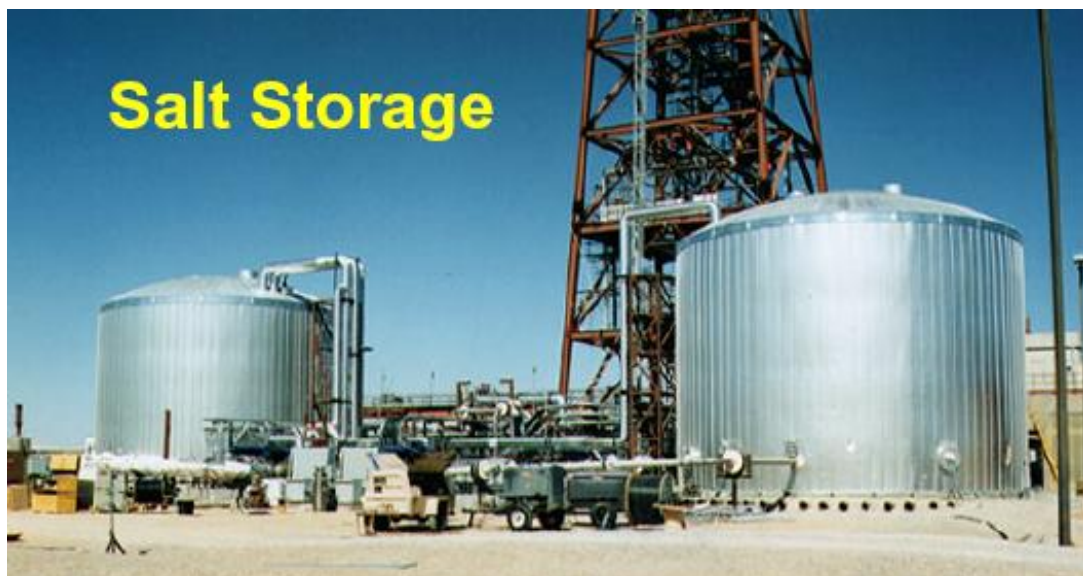


Figura 2-3 –Sistemi di accumulo termico e generazione di vapore dell’impianto Solar Two (Barstow-California)

2.1.3 Osservazioni e raccomandazioni

Le caratteristiche più importanti per un sistema di accumulo termico sono:

- l'efficienza di rimessa in circolo del calore;
- il costo per unità di energia immagazzinata (\$/KWht)

Sulla base della letteratura esaminata in questa indagine, si può osservare quanto segue:

- Non ci sono stati evidenti sviluppi nel campo dei sistemi di accumulo dell'energia termica per impianti di potenza lineari dopo il 1990 in confronto con gli anni precedenti. Comunque, ci sono stati importanti contributi derivanti da ulteriori lavori sui sistemi candidati precedentemente identificati.
- All'interno del contesto del progetto Solar Two, è stato provato con successo per un periodo di 1.5 anni un prototipo a 2 tanche con sali fusi contenente sale nitrato eutettico.
- Sistemi a sali fusi con un punto di fusione inferiore dovrebbero essere esplorati per le applicazioni sui lineari. Il sistema a due tanche come implementato sul Solar Two è un approccio relativamente a basso rischio e giudicato pronto ad un uso commerciale. Un sistema thermocline ad una tanca è più rischioso rispetto alle prestazioni, ma offre la promessa di una importante riduzione dei costi (65% circa).
- Non abbiamo trovato conferme che il progetto e lo sviluppo di un accumulo termico per applicazioni sui parabolici lineari siano significativamente avanzate nell'ultima decade, anche se ci sono state alcune utili indicazioni.

Queste osservazioni ci conducono alle seguenti raccomandazioni:

1. Sulla base dei progressi correnti e della stima dei costi, i sistemi a sali fusi ed a cemento (questi ultimi solo per temperature inferiori ai 400 °C) meritano la priorità come candidati per impieghi a breve termine. I sistemi PCM sono l'ulteriore possibilità di scelta per impieghi a lungo termine.
2. L'obiettivo della ricerca a breve termine dovrebbe essere lo sviluppo di un sistema prototipo e l'implementazione in campo per rifinire i progetti e per fornire le basi per una stima valida delle prestazioni e dei costi.

2.2 Evoluzione storica dell'accumulo termico

I primi concetti di impianti CSP consistevano di un campo solare sovradimensionato utilizzando olio minerale o sintetico come HTF ed un sistema di accumulo attivo/diretto a due tanche (Figura 2-4).

L'olio minerale, VP1, per effettuare l'accumulo è risultato essere poco indicato poiché molto costoso e, inoltre, consentendo un salto di temperatura ridotto (da 200 a 400°C), richiesto in grandi quantità.

Per eliminare tale problema si è pensato di sostituire il sistema di accumulo con una caldaia a combustibile fossile per integrare in caso di insufficiente insolazione (Figura 2-5).

Questo tipo di concetto ha l'inconveniente di essere inquinante (emissioni di CO₂) e costoso (combustibile fossile). Inoltre non permette di accedere ai cosiddetti "certificati verdi".

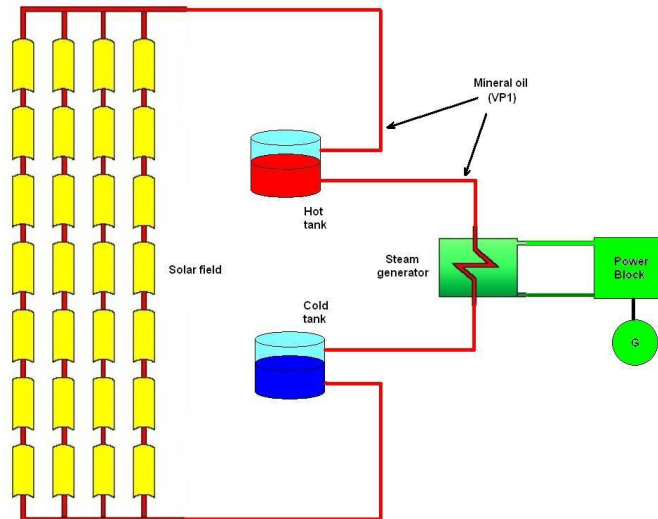


Figura 2-4 – Impianto con TES diretto a 2 tanche ad olio minerale

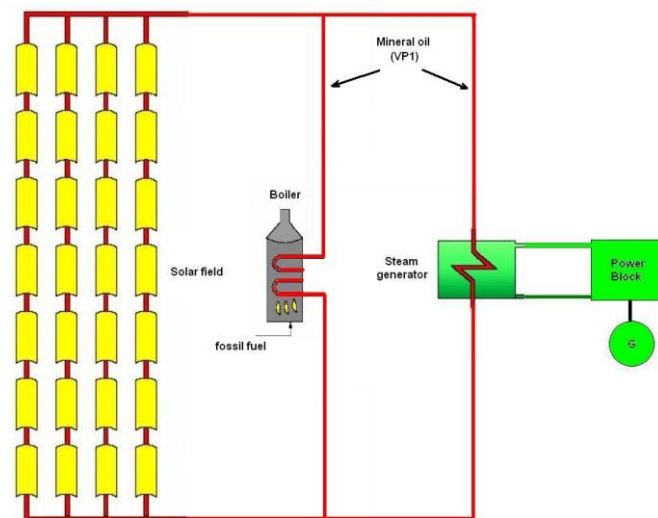


Figura 2-5 – Impianto senza TES ed integrazione a combustibile fossile

Una possibile soluzione è stata quella di passare ad un TES ad accumulo indiretto che utilizzi un mezzo di accumulo a basso costo, come ad esempio, i sali solari. In tal caso occorre introdurre uno scambiatore di calore (HX) olio/sali fusi (Figura 2-6).

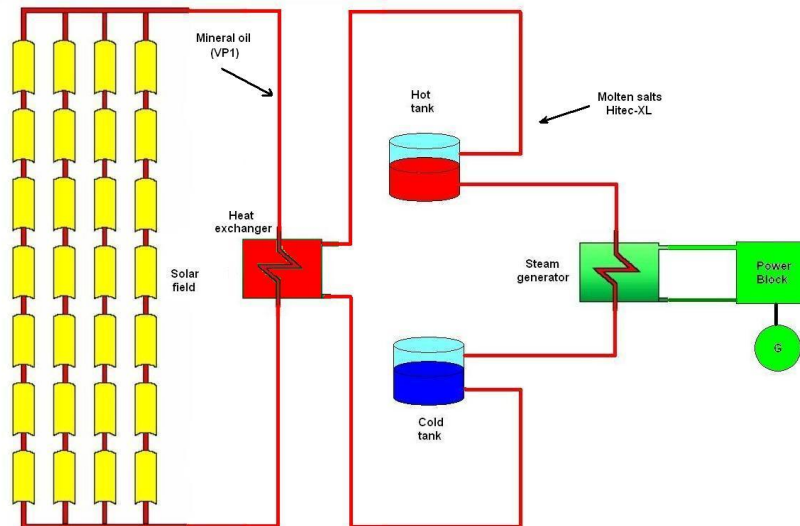


Figura 2-6 – Impianto con TES indiretto a 2 tanche ad olio minerale e sali fusi

Tale concetto presenta due problemi:

1. l'olio non permette di avere temperature superiori a 400-450 °C. Ciò da un lato non consente di ottenere rendimenti elevati (~37%) e dall'altro limita il salto termico a circa 200-250 °C con la conseguenza di richiedere grandi volumi per l'accumulo.
2. lo scambiatore di calore olio/sali fusi è un elemento costoso e che va progettato con cura a causa di problemi di sicurezza (il sale nitrato a contatto con i prodotti organici può dar luogo a combustione e/o esplosione).

Per oltrepassare detti problemi è possibile ricorrere ad un sale fuso utilizzandolo sia come HTF che come mezzo di accumulo.

Il sale è:

1. meno caro dell'olio e stabile fino a temperature oltre i 500 °C. Si incrementa il salto termico, riducendo così i volumi del TESS, ed il rendimento (~40%).
2. l'accumulo, essendo di tipo diretto non necessita di HX.

Il sale proposto è HITEC-XL poiché ha una temperatura di congelamento di circa 120 °C (più bassa degli altri sali) e richiede meno attenzioni. Il tracciamento anti-congelamento è un elemento di costo che mitiga i vantaggi economici. Per il sistema di accumulo termico tale problematica è molto meno sentita (Figura 2-7).

La proposta ENEA è quella di non usare l'HITEC-XL ma i sali solari. Con questi sali, che congelano a 230 °C e restano stabili fino a 600 °C, il problema del congelamento è maggiormente sentito ma presentano altri vantaggi:

- i nitrati sono meno costosi degli Hitec-XL
- la temperatura massima può essere portata a circa 550 °C incrementando ulteriormente il rendimento del ciclo di Rankine.
- il salto termico è incrementato con riduzione dei volumi di accumulo.

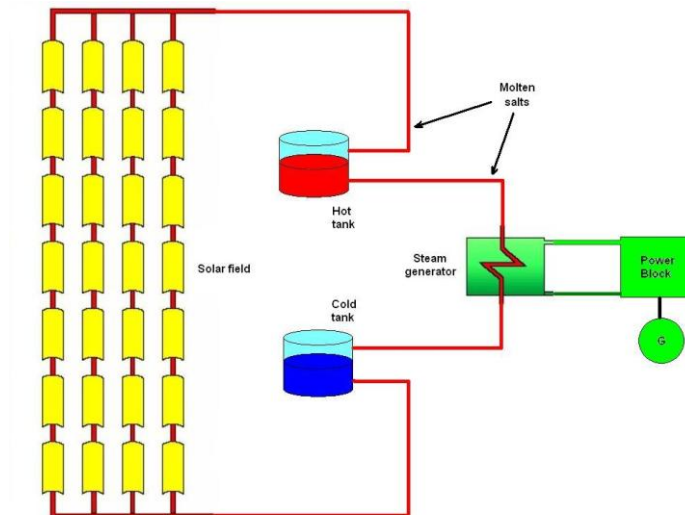


Figura 2-7 – Impianto con TES diretto a 2 tanche a sali fusi

2.3 Il concetto ideale di accumulo termico

Sulla base di quanto esposto nei paragrafi precedenti, proviamo a riassumere le principali caratteristiche che dovrebbe avere un concetto ideale di accumulo termico che sia innovativo rispetto alle soluzioni sino ad ora indagate.

2.3.1 Le caratteristiche

Le principali caratteristiche di un sistema ideale di accumulo termico dovrebbero essere le seguenti:

- Utilizzare come mezzo di accumulo una miscela di sali nitrati a basso costo (sali solari). Tali sali presentano il problema di avere un punto di congelamento piuttosto elevato.
- Effettuare un accumulo a calore sensibile
- Effettuare un accumulo di tipo attivo/diretto
- Utilizzare un sistema a 2 o 3 tanche. Un numero superiore di tanche è inaccettabile da un punto di vista economico e di controllo.
- Temperatura nominale della tanca calda : 550 °C
- Temperatura nominale della tanca fredda : 290 °C

2.3.2 I componenti principali

Un sistema di accumulo termico deve possedere, in generale, i seguenti elementi principali essenziali:

- Il complesso dei sali nitrati,
- Le tanche di accumulo dei sali nitrati e
- Le pompe di circolazione dei sali nitrati.

Tutti i componenti principali qui citati sono già stati oggetto di test su larga scala nel progetto Solar Two. Oltre ciò, sono state sviluppate e provate nuove pompe per grandi tanche di accumulo a sali dalla compagnia americana Nagle Pumps ^{[20],[21]}.

2.3.2.1 I sali nitrati

Miscela inorganiche di sali nitrati sono il mezzo di accumulo preferito poiché offrono una combinazione di densità (1880 kg/m³), calore specifico (1500 J/kg-K), reattività chimica (molto bassa), pressione di vapore (<0.01 Pa), e costo (0.40–0.90\$/kg) molto favorevole.

I tre sali principali candidati sono:

- Hitec, una miscela ternaria di NaNO₂, NaNO₃ e KNO₃ con un punti di congelamento di 120°C;
- Hitec XL1, una miscela ternaria di Ca(NO₃)₂, NaNO₃, e KNO₃, KNO₃ con un punti di congelamento di 130°C;
- I sali solari, una miscela binaria di NaNO₃ e KNO₃, KNO₃ con un punto di congelamento di 220°C.

E' stato selezionato l'ultimo dei sali riportati, le caratteristiche fisiche del quale sono riportate in Tabella 2-4, poiché il suo costo è il più basso dei tre (Tabella 2-5), e la temperatura minima prevista è almeno 60°C al di sopra del punto di congelamento.

Proprietà	Sali Solari	Hitec	Hitec XL	Therminol VP-1
Composizione %				
	NaNO ₃	60	7	7
	KNO ₃	40	53	45
	NaNO ₂		40	
	Ca(NO ₃) ₂			48
Punto di congelamento, C	220	142	120	13
Temperatura superiore, C	600	535	500	400
Densità @ 300C, kg/m ³	1899	1640	1992	815
Viscosità @ 300C, cp	3.26	3.16	6.37	0.2
Capacità termica @ 300C, J/Kg-K	1495	1560	1447	2319

Tabella 2-4 - Caratteristiche dei sali nitrati e del Therminol VP-1

Sale	Salto di temperatura °C	Costo per Kg \$/kg	Costo per accumulo \$/kWh
Hitec [142°C]	200	0.93	10.7
Sali solari [229°C]	200	0.49	5.8
Nitrato di Calcio	200	1.19	15.2
Hitec XL [120°C]	150	1.19	20.1
	100	1.19	30.0
Therminol VP-1	100	2.20	57.5

Tabella 2-5 – Costo effettivo del fluido di accumulo

Aspetti di sicurezza

Il fluido prescelto per l'accumulo termico è una miscela di nitrati di sodio e potassio: entrambi sono agenti ossidanti. Quando i nitrati entrano in contatto con materiali organici a temperature superiori alla temperatura di accensione, una serie di reazioni possono avvenire abbastanza rapidamente da causare accensione, combustione od esplosioni.

Nel caso di un sistema attivo/indiretto, il fluido termovettore è un olio sintetico organico, con una composizione nominale del 75% in peso di ossido diphenyl e 25% di ossido biphenyl. In questo modo, una perdita nello scambiatore di calore olio-sale permette ai materiali ossidanti di miscelarsi con l'olio e di creare le condizioni di innesco di reazioni chimiche o combustione. I dati più rilevanti sulle reazioni tra i sali nitrati e gli idrocarburi sono riportati in uno studio sulla sicurezza dei sali fusi condotta dal Sandia National Laboratories nel 1980. Gasolio liquido è stato miscelato a sali nitrati fusi alla temperatura di 600°C. Gli idrocarburi sono vaporizzati quando esposti ai sali nitrati, e bruciati alla superficie del contenitore quando esposti all'aria ambiente. Comunque, gli idrocarburi non reagiscono con il sale nitrato al di sotto della superficie del sale stesso. In altre parole, una temperatura di 600°C non è abbastanza elevata per iniziare una teorica reazione di riduzione nella quale un atomo di ossigeno sia rimosso dalla molecola di nitrato. Nel caso della rottura di un tubo od una saldatura nello scambiatore di calore olio-sale, una reazione di combustione è ritenuta essere molto improbabile, per le seguenti ragioni:

- Il fluido termovettore ha un indice di infiammabilità "1" per la National Fire Protection Agency, mentre il gasolio ha un indice "3". Di conseguenza, è altamente improbabile che il fluido termovettore avrà una reazione più energetica con il sale nitrato del gasolio.
- La temperatura più elevata nello scambiatore di calore è 390°C, che è 201°C al di sotto delle prove di esposizione condotte dal Sandia, e 220°C al di sotto della temperatura di ignizione del fluido termovettore.
- L'ossigeno non è presente nello scambiatore di calore.

Quanto sopra esposto, cessa di avere importanza se si sceglie una tipologia di accumulo di tipo attivo/diretto, ovvero quando il fluido termovettore ed il mezzo di accumulo sono gli stessi (i sali fusi).

2.3.2.2 Le tanche

La bassa pressione di vapore dei sali nitrati permette la possibilità di utilizzare tanche verticali erette sul campo.

Le grandi tanche, che operano alla pressione atmosferica, sono similari alle tanche commerciali di accumulo del petrolio.

Tali tanche sono, in genere, fabbricate in acciaio al carbonio, e utilizzano tetti auto-supportati.

Le pareti ed il tetto delle tanche sono isolate, rispettivamente, con materassini di lana minerale e blocchi isolanti di calcio-silicati.

Le fondazioni isolate (Figura 2-8) consistono dei seguenti strati (a partire dal suolo): (1) lastra di calcestruzzo, (2) fondazione termica, (3) isolamento in schiuma di vetro, (4) mattoni isolanti dal fuoco, (5) liner sottile piano di acciaio, e (6) sabbia.

Un muro circolare perimetrico di mattoni isolanti supporta il peso delle pareti e del tetto delle tanche.

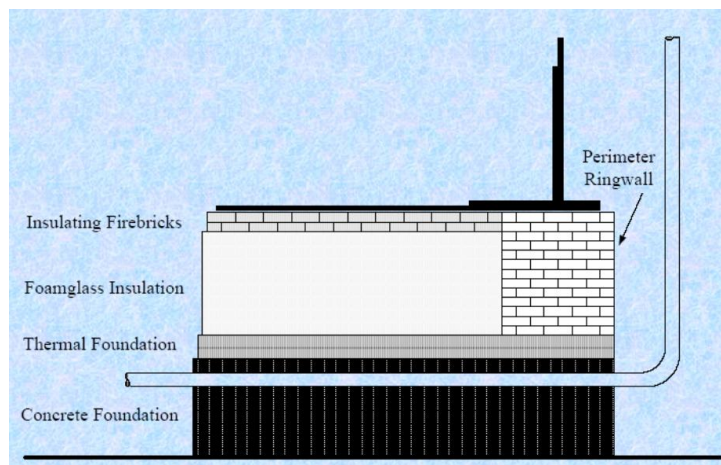


Figura 2-8 – Esempio di isolamento termico di una tanca a sali fusi

2.3.2.3 Le pompe

Le guarnizioni delle pompe meccaniche non garantiscono la tenuta dei sali fusi. Di conseguenza le pompe per sali sono progettate come pompe verticali ad immersione. La pompa aspira i sali fusi dal fondo della tanca di accumulo termico, ed usa un albero esteso che permette alla pompa di essere sorretta da una struttura di supporto sopra la tanca stessa ed i motori di essere allocati nella stessa posizione.

Le principali caratteristiche dell'apparecchiatura di accumulo termico sono mostrate nella Tabella 2-6 nell'intervallo delle capacità di accumulo investigate.

Componente	Capacità di accumulo (h)					
	1	3	6	9	12	15
Quantità di sali attivi (ton)	4778	14096	28192	42288	56384	70480
Dimensione tanche per accumulo termico, altezza x diametro (m x m)						
Tanca fredda	12x16.6	14x26.3	14x37.2	14x45.4	14x37.2 ^a	14x41.6 ^a
Tanca calda	12x16.8	14x26.7	14x37.7	14x46.2	14x37.7 ^a	14x42.2 ^a
Scambiatore di calore sali-olio						
Numero di scambiatori	3	3	3	4	5	6
Area scambiatore (m ²)	8635 ^b	8635 ^b	8635 ^b	8419 ^c	9067 ^c	9499 ^c
Pompe per sali nitrati						
Portata (kg/s)	1189 ^d	1189 ^d	1189 ^d	1546 ^e	2081 ^e	2616 ^e
Prevalenza (m)	19.2 ^d	19.2 ^d	19.2 ^d	25.6 ^e	32.0 ^e	38.4 ^e
Potenza (kWe)	316 ^d	316 ^d	316 ^d	547 ^e	921 ^e	1389 ^e

^a Sono richieste due tanche fredde e due tanche calde

^b Scambiatore di calore sali-olio dimensionato per lo scaricamento dell'accumulo

^c Scambiatore di calore sali-olio dimensionato per il caricamento dell'accumulo (la capacità di caricamento è maggiore di quella di scarico)

^d Indice di potenza della pompa per sale caldo

^e Indice di potenza della pompa per sale freddo

Tabella 2-6 – Caratteristiche dell'apparecchiatura di accumulo termico

2.3.3 L'esperienza "Solar Two"

L'esperienza recente più significativa sull'accumulo con sali fusi deriva è stata condotta nel progetto Solar Two. Questo prototipo di impianto, smantellato nel 1999, era un sistema di potenza a torre da 10-MW utilizzando come fluido termovettore un sale nitrato eutettico fuso.

Uno schema del sistema è mostrato in Figura 2-9.

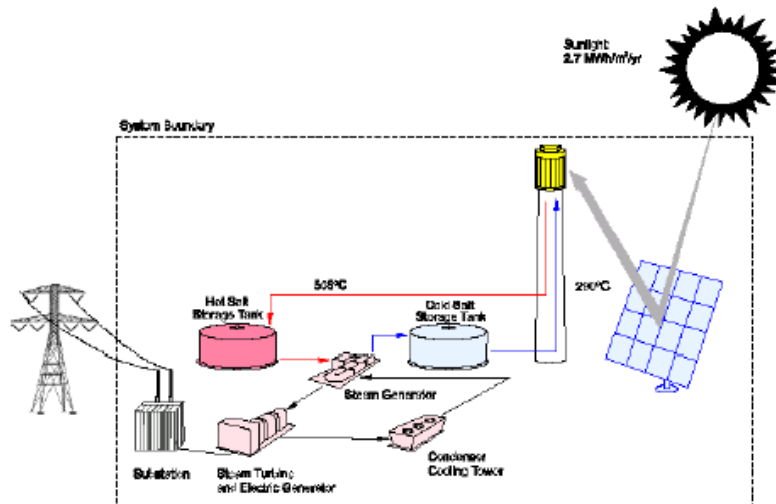


Figura 2-9 – Schema di un sistema di potenza a torre utilizzando sali fusi

Il sale fuso era pompato dalla tanca dell'accumulo freddo attraverso il ricevitore a torre fino alla tanca dell'accumulo caldo. Quando richiesto dal funzionamento, il sale caldo era pompato attraverso il generatore di vapore a quindi indietro alla tanca fredda. Solar Two era capace di produrre 10 MWe netti di elettricità. Durante l'anno e mezzo di prove e valutazioni sono stati appresi numerosi insegnamenti riguardanti il progetto delle apparecchiature, la scelta dei materiali, ed il funzionamento dei sistemi a sali fusi. Solar Two usava un efficiente sistema di accumulo termico a sali fusi che consisteva di una tanca di accumulo freddo di 11.6m di diametro per 7.8m di altezza ed una tanca di accumulo caldo di 11.6m di diametro per 8.4-m di altezza. La capacità di progetto dell'accumulo termico del sistema a sali fusi Solar Two era di 105 MWht, abbastanza elevata da far funzionare le turbine a pieno regime per 3 ore. L'efficienza di conversione lorda della turbine da 12-MWe (10-MWe netti) del Solar Two era del 33%. La capacità di accumulo termico attuale basata sulla massa di sale contenuto nelle tanche, tenuto in conto la quantità minima di sali sempre presente in ogni tanca e le temperature di progetto per la tanca calda (565°C) e per quella fredda (280°C), era di 114 MWht. Il sistema conteneva 1.5 milioni di kg di sale nitrato composto da una miscela di 60% NaNO₃ e 40% KNO₃. Questo sale fonde a 220°C ed è termicamente stabile fino a circa 600°C.

Diversi test sono stati condotti per quantificare le perdite termiche dei maggiori componenti dell'impianto e per confrontare i valori con le stime calcolate. I componenti più importanti sottoposti a valutazione sono stato la tanca calda, la tanca fredda, il generatore di vapore, ed il ricevitore. Sono stati utilizzati due metodi per misurare le perdite nei vari componenti. Un metodo era quello di spegnere tutti i riscaldatori ausiliari e tracciare il rateo di decadimento della temperatura media della tanca.

Conoscendo il livello del sale e quindi il volume di sale nel serbatoio, è possibile effettuare una valutazione delle perdite di calore. Un altro metodo era quello di accendere i riscaldatori e regolare la temperatura dei sali ad un valore prestabilito. Una volta che il serbatoio si è stabilizzato, l'assorbimento di corrente di energia dai riscaldatori viene misurato per un lungo periodo di tempo. Il consumo di corrente elettrica si presuppone essere uguale al tasso di perdita di calore. Un riassunto delle perdite termiche misurate e calcolate è riportato in Tabella 2-7.

Apparecchiatura	Perdita termica calcolata, kW	Perdita termica misurata, kW
Tanca calda	98	102
Tanca fredda	45	44
Pozzezzo del generatore di vapore	14	29
Pozzetto del ricevitore	13	9.5

Tabella 2-7 - Perdite termiche misurate e reali delle principali apparecchiature

Le perdite termiche per i serbatoi ed i pozzetti erano uguali ai valori calcolati entro i limiti dell'errore sperimentale, tranne il tasso di perdita di calore del pozzetto del generatore di vapore. Le perdite per il pozzetto del generatore di vapore erano superiori al previsto perché probabilmente l'isolamento può essersi degradato significativamente al momento dell'installazione. Il sale era fuoriuscito dal pozzetto attraverso le flange fino all'isolamento, alterando le sue proprietà isolanti. Sulla base dei tassi di perdita di calore misurati, l'energia totale persa all'ambiente durante un anno di funzionamento tipico corrisponde ad un'efficienza termica annuale del 98%. La capacità del sistema è funzione delle temperature del sale caldo e freddo. Le temperature del sale caldo nella parte inferiore del downcomer erano in genere di soli 550°C perché alcune delle valvole a sfera di isolamento fra la colonna montante ed il downcomer hanno avuto delle perdite, raffreddando il sale che esce dal ricevitore (che tipicamente si trova a 565°F). La temperatura più bassa del sale ha ridotto la capacità del sistema di accumulo termico del 5% fino a 108 MWht. L'ammontare percentuale dell'energia inviata all'accumulo termico, che è stata più tardi scaricata al generatore di vapore per ottenere energia elettrica, è quasi 1, ma è funzione della disponibilità. Le perdite termiche sono fondamentalmente una perdita fissa verso l'ambiente. Quando la disponibilità dell'impianto è alta, l'energia raccolta aumenta e le perdite sono una frazione piccola dell'energia totale trasmessa all'accumulo. Ad esempio, il 2 Dicembre 1997, in un giorno pieno di sole d'inverno, il ricevitore ha raccolto 217 MWh, che è stata trasmessa al generatore di vapore. Sulla base di una perdita termica costante di 185 kW dai serbatoi caldo e freddo e dai pozzetti del generatore di vapore e del ricevitore, l'energia totale persa nell'ambiente quel giorno è stata $185\text{kW} \times 24\text{ h} = 4,43\text{ MWh}$ ovvero il 2,0% dell'energia raccolta. Al contrario, un giorno di sole estivo, il 18 Giugno 1998, il ricevitore ha raccolto 334 MWht e le perdite termiche erano 1,3% dell'energia raccolta. Nonostante la natura molto prototipale di Solar Two (cioè, scarsa disponibilità, frequenti guasti, primo funzionamento di anno, ecc.), in parecchi mesi l'ammontare della frazione persa nell'ambiente è stato soltanto il 6% dell'energia raccolta. Se l'impianto avesse funzionato con una disponibilità più alta, cioè con un tipico

funzionamento maturo, la quantità di energia accumulata persa sarebbe stata soltanto il 2% circa dell'energia raccolta.

Non ci sono stati problemi operativi importanti con il sistema di accumulo termico e, in generale, il sistema ha funzionato soddisfacentemente. Tipicamente, l'impianto ha cominciato usando l'energia accumulata nell'arco di una o due ore dopo che il ricevitore ha cominciato a raccogliere l'energia. I piani operativi inoltre sono stati predisposti, comunque, per dimostrare di fornire energia per parecchie ore o di produrre un'uscita costante di elettricità durante la notte ed in condizioni di nuvolosità. Si sono ricavate un certo numero di indicazioni pratiche e non sembrano esistere barriere sostanziali ad una futura implementazione del sistema.

2.3.4 Il concetto ENEA di accumulo termico

L'ENEA sta sviluppando da alcuni anni un concetto innovativo di impianto solare termodinamico basato sull'uso di concentratori parabolici lineari, tecnologia considerata ormai matura per uno sviluppo commerciale.

Prendendo spunto dalle indicazioni desunte dalle esperienze pregresse e riportate anche nel presente documento, si è scelto di studiare e realizzare un impianto che utilizzi sia come fluido termovettore che come mezzo di accumulo termico dei sali fusi (miscela eutettica di nitrati: i sali solari). Di conseguenza, si è puntato su di un concetto di accumulo a sali fusi a due tanche di tipo attivo/diretto in cui la tanca fredda opera ad una temperatura di 290 °C e quella calda di 550 °C. Tale concetto di impianto, e quindi di accumulo, è stata la base per lo sviluppo del Progetto "Archimede".

Tale progetto prevede, in collaborazione con ENEL, che la tecnologia innovativa ENEA per il solare a concentrazione vada ad incrementare di 20 MW, la potenza dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Priolo Gargallo (Siracusa), che riparte dopo i lavori di riconversione a gas (Figura 2-10). Questo aumento di potenza, interamente da fonte rinnovabile, coprirà il fabbisogno annuo di una cittadina di circa 20.000 abitanti. Si tratterà di un'operazione pilota, la prima nel suo genere nel mondo, che consente all'ENEA di applicare i propri risultati scientifici ad un impianto commerciale convenzionale e di produrre energia elettrica verde a prezzi di mercato, con un partner industriale di dimensioni nazionali.



Figura 2-10 – Ricostruzione fotografica dell'impianto Archimede

In questo paragrafo vengono riassunte e focalizzate le specifiche tecniche poste alla base della progettazione del sistema di accumulo termico a sali fusi studiato in questo ambito.

In particolare le specifiche progettuali sono:

- il sistema di accumulo deve essere composto da due serbatoi distinti. Il primo deve svolgere la funzione di raccogliere, nelle normali condizioni di esercizio dell'impianto solare, i sali fusi in uscita dal campo specchi; nel secondo invece si riversano i sali fusi freddi una volta usciti dal generatore di vapore (GVS);
- la temperatura dei sali fusi all'uscita dal campo specchi è pari a 550°C;
- in condizioni nominali di esercizio, la temperatura dei sali fusi in uscita dal GVS è pari a 290°C;
- la capacità termica del sistema di accumulo deve essere pari a 500 MWh (autonomia di circa 8 ore ad una potenza termica di esercizio pari a 64,4 MW);
- la capacità volumetrica di ciascun serbatoio deve essere dimensionata in modo da consentire la raccolta dell'intera quantità di sali fusi presente nell'impianto solare, qualora questo ultimo dovesse essere completamente svuotato;
- per poter affrontare in estrema sicurezza l'eventualità di una rottura di uno dei serbatoi e per garantire una maggiore flessibilità di esercizio, deve essere possibile travasare il contenuto tra l'uno e l'altro. Questa specifica comporta che i due serbatoi debbano essere identici;
- il dimensionamento in altezza dei serbatoi deve essere fatto sulla base del pescaggio massimo delle pompe pluristadio ad asse verticale disponibili in commercio;
- deve essere garantita la possibilità di utilizzare dei sistemi, direttamente immersi nel serbatoio, per riscaldare i sali fusi nei periodi di bassa insolazione;
- il sistema di accumulo deve possedere una vita utile pari a 25 anni.

2.3.4.1 Serbatoio ad alta temperatura

Nel serbatoio ad alta temperatura vengono accumulati i sali a 550°C in uscita dal campo solare che sono poi avviati successivamente al GVS.

Prima di affrontare il dimensionamento del serbatoio è stata valutata la quantità complessiva di sali che esso deve essere in grado di accogliere. L'accumulo termico relativo alla specifica di progetto corrisponde a circa 4567 t con un volume (a 550°C) di 2625 m³. Invece, la quantità di sale complessiva che deve essere accumulata nei serbatoi è pari a circa 5168 t con un volume (a 550°C) pari a 2970 m³.

L'effettiva capacità dei serbatoi può essere definita prevedendo, oltre alla quantità di sale appena descritta, anche (i) uno spazio vuoto tra il livello massimo e il tetto del serbatoio e (ii) una quantità aggiuntiva di sali da lasciare sempre nel serbatoio per un livello pari ad un metro (si noti che ogni serbatoio deve essere in grado di accogliere anche l'analogia quantità dell'altro). Questa ultima quantità assicura in sicurezza che il sistema di riscaldamento dei sali fusi risulti immerso nei sali in qualsiasi condizione di esercizio.

Nel dimensionamento del serbatoio si è puntato ad una minimizzazione del costo complessivo nel rispetto di alcuni vincoli tecnologici. Tale costo comprende la realizzazione del serbatoio, l'acquisto dei relativi materiali e le dispersioni termiche nell'ambiente a causa dell'imperfetto isolamento termico.

Dopo la valutazione comparativa di alcune soluzioni alternative, la configurazione costruttiva scelta per il serbatoio è risultata la seguente (muovendosi dall'interno verso l'esterno orizzontalmente):

- camicia in acciaio inossidabile AISI 321H corrugata trasversalmente e longitudinalmente;
- un rivestimento in mattoni refrattari isolanti montati tramite opportuna malta refrattaria su opportune mensole di scarico solidali alla parete interna del serbatoio;
- il mantello composto di lamiere in acciaio al carbonio SA-516 Gr-70;
- coibentazione con materassini in fibra ceramica con relativo lamierino protettivo in alluminio.

La configurazione appena descritta consente al contempo (i) di mantenere sotto controllo la temperatura del mantello del serbatoio, (ii) di limitare le dispersioni termiche nell'ambiente e (iii) di evitare il degrado delle caratteristiche funzionali dello strato di mattoni refrattari isolanti.

Viste le caratteristiche del terreno su cui dovranno essere posti i due serbatoi, si è optato per una fondazione a platea in cemento armato con opportuna palificata. Cercando di conseguire il duplice e contrastante obiettivo di ridurre le dispersioni termiche attraverso la fondazione e limitare la temperatura di esercizio del calcestruzzo (per garantirne la piena funzionalità è infatti necessario limitarne la temperatura a valori inferiori a 100°C), è stato definito il seguente isolamento termico del sale fuso (partendo dal sale fuso e andando verso il basso):

- camicia corrugata in acciaio inossidabile AISI 321H;
- uno strato di mattoni refrattari isolanti semplicemente appoggiati;
- il fondo del serbatoio in lamiera di acciaio al carbonio SA-516 Gr-70;
- uno strato di sabbia fine ed asciutta all'interno del quale è alloggiato il sistema di raccolta ed individuazione delle perdite dal fondo del serbatoio;
- uno strato di mattoni refrattari isolanti;
- uno strato di isolante foamglas;
- la platea di cemento armato caratterizzata da un apposito sistema di tubi all'interno dei quali far passare (con circolazione forzata) una portata di refrigerante, come, ad esempio, acqua di mare, in modo da tenere sotto controllo la temperatura del calcestruzzo.

Il guscio esterno del serbatoio si appoggia direttamente sullo strato di mattoni refrattari isolanti, il quale si configura quindi come un anello di chiusura per lo strato di sabbia. Infine per fornire stabilità all'intera fondazione, la platea di calcestruzzo racchiude lo strato di mattoni appena descritto.

Infine partendo dal sale fuso e procedendo verso l'alto il serbatoio presenta le seguenti caratteristiche costruttive:

- dopo un tratto libero dal sale, la camera è chiusa superiormente da una camicia corrugata in acciaio inossidabile AISI 321H;
- uno strato di coibentazione con materassini in fibra ceramica con relativo lamierino protettivo in alluminio;
- una camera d'aria in cui è alloggiata la capriata per il sostegno del tetto e al quale è attaccato lo strato di coibentazione di cui sopra;
- il tetto conico del serbatoio saldato al mantello del serbatoio in corrispondenza di un anello di irrigidimento posto in sommità del serbatoio stesso;
- uno strato di coibentazione con materassini in fibra ceramica con relativo lamierino protettivo in alluminio.

Lo schema di massima del serbatoio è riportato in Figura 2-11.

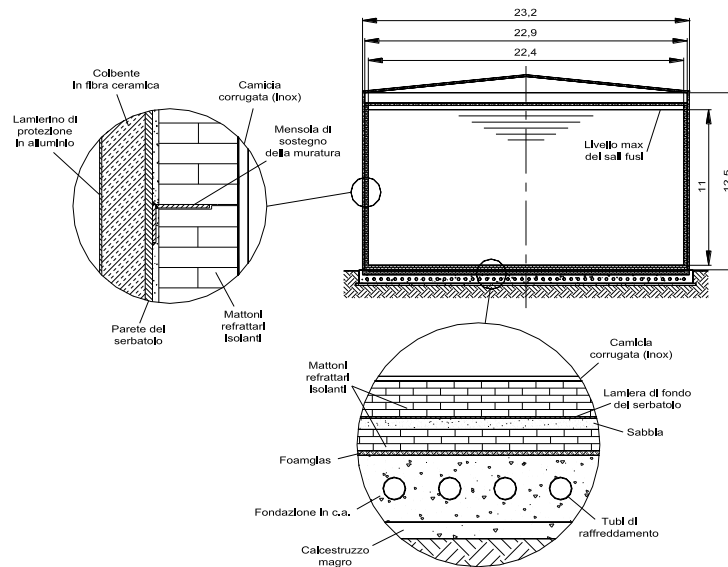


Figura 2-11: Schema di massima di un serbatoio di accumulo.

Per la verifica strutturale del mantello metallico di contenimento è stata presa a riferimento la condizione più cautelativa tra le seguenti due:

- condizione di avviamento dell'impianto solare, durante la quale il serbatoio contiene tutto il sale fuso del circuito solare (collettori, tubazioni di mandata e ritorno, GVS, accumulo e quantità di fondo di entrambi i serbatoi);
- il serbatoio contiene sale fuso a 550°C in quantità pari al proprio fondo e all'accumulo di 500 MWh e interviene una sovrappressione di 1.5 bar a causa di una rottura di un tubo del circuito acqua-vapore. Infatti nell'eventualità di una rottura del circuito acqua-vapore all'interno di uno dei tre corpi del GVS potrebbe insorgere un picco di pressione all'interno dei serbatoi verso i quali andrebbe a convogliarsi infatti il vapore.

Per poter affrontare in sicurezza l'eventualità della sovrappressione, il serbatoio deve essere dotato di un sistema ridondante di valvole di sicurezza che mettono in contatto la camera interna con l'ambiente esterno. Per consentire la normale entrata ed uscita dell'atmosfera gassosa sovrastante il pelo libero del serbatoio, quando questo si svuota e si riempie, è necessario tenere sempre in comunicazione i volumi liberi dei due serbatoi con un'apposita tubazione che consenta il travaso del gas. Durante la fase di caricamento e di primo avviamento dell'impianto, e solamente in questa fase operativa, i serbatoi devono essere in comunicazione con l'atmosfera esterna tramite apposite aperture, per consentire l'evacuazione del vapor d'acqua e di eventuali piccole quantità di ossidi di azoto che si formano in seguito alla prima fusione del sale, per la presenza di tracce di impurezze in esso contenute. Per fare sì che la sovrappressione di progetto durante il transitorio di incidente non vada a sollecitare in alcun modo la lamiera corrugata di copertura, ma bensì direttamente il tetto, è necessario prevedere una continua comunicazione tra la camera d'aria e il sottotetto. Se nel normale funzionamento dell'impianto leggere sovrappressioni nei serbatoi vengono scaricate in atmosfera, il reintegro va effettuato introducendo O_2 .

Grazie al procedimento di ottimizzazione della configurazione costruttiva del serbatoio si è evidenziato, come primo risultato, che, per altezze del serbatoio inferiori a 12 m, sia il costo complessivo del serbatoio sia quello relativo ai soli materiali e alla loro messa in opera diminuisce al crescere dell'altezza del serbatoio. Tenendo conto del vincolo legato alla lunghezza massima dell'albero della pompa e alla necessità di montare la

carcassa della pompa stessa all'esterno del serbatoio si è scelto un'altezza massima del battente di sale all'interno del serbatoio pari a circa 10 m. Utilizzando tale valore, è stato calcolato il diametro interno della camera racchiusa dalla camicia corrugata in AISI 321H (tale camera deve infatti accogliere 5168 t di sale, il fondo di altezza pari a 1 m relativamente al serbatoio caldo e a quello freddo per un livello complessivo di 11 m). Tale diametro è risultato così pari a 22.4 m. Perciò la quantità complessiva di sale necessaria nell'impianto solare (accumulo, campo solare, GVS, condotte di mandata e ritorno dei sali, fondo di altezza pari a 1 m nel serbatoio freddo, fondo di altezza pari a 1 m nel serbatoio caldo) risulta pari a circa 6615 t (circa 3800 m³ a 550°C).

Per garantire il rispetto del limite della temperatura del mantello e del fondo del serbatoio e per limitare le sollecitazioni meccaniche si è deciso di porre, dopo una camicia corrugata di 2 mm in AISI 321H, (i) sulla parete verticale interna del serbatoio uno strato pari a due teste di mattoni refrattari isolanti standard (è stato preso a riferimento il modello ISO 450 della ditta Unistara) per uno spessore complessivo di 25 cm e (ii) sul fondo uno strato composto da 5 mattoni refrattari isolanti standard (modello ISO 450 della ditta Unistara) per uno spessore di 32 cm (occorrono circa 170.000 mattoni). Il diametro interno del mantello di acciaio SA-516 Gr-70 è risultato così pari a circa 22.9 m.

Imponendo di lasciare uno spazio libero pari a 90 cm tra la camicia orizzontale di copertura della camera del sale fuso per la coibentazione superiore e per le capriate della copertura, l'altezza complessiva del serbatoio dal fondo all'attacco della copertura è risultato pari a 12.52 m. Il volume del contenimento cilindrico relativo al serbatoio, esclusa la copertura conica, risulta quindi pari a circa 5150 m³ (volume del cilindro di diametro 22.9 m e altezza pari a 12.52 m).

Per la costruzione del mantello del serbatoio si è deciso di utilizzare 7 virole di altezza pari a 1830 mm, il cui spessore varia da 35 mm alla base a 17 mm alla sommità. Nel dimensionamento degli spessori delle varie virole, è stata aggiunta, in ciascuna delle due condizioni di carico, la sollecitazione presso-flessionale dovuta alle pile di mattoni refrattari isolanti montati su mensole solidali con il mantello. Lo spessore della lamiera di fondo è stato fissato pari a 10 mm nella parte centrale (12 m di diametro) e a 15 mm nella parte rimanente. Il peso a vuoto della sola struttura metallica del serbatoio (guscio laterale, fondo e copertura senza considerare la camicia di acciaio AISI 321H) risulta così pari a circa a 250 t. Lo spessore del materassino isolante in fibra ceramica (modello Insulfrax della Unistara) è stato fissato pari a 125 mm. Per la fondazione l'isolamento termico è composto da uno strato di 3 mattoni refrattari isolanti (modello ISO 450 della ditta Unistara) di spessore pari a circa 20 cm (occorrono circa 43.000 mattoni) con uno strato di sabbia sopra pari a 10 cm e una lastra di 4 cm di foamglas® del tipo S3 posta sotto. Per ridurre le dispersioni termiche dal tetto, sono stati previsti infine spessori di coibentazione in fibra ceramica (modello Insulfrax della Unistara) pari a 175 mm e a 125 mm rispettivamente sopra la camicia corrugata e sulla copertura. Complessivamente il peso del serbatoio vuoto (struttura in acciaio, mattoni refrattari e coibentazione) risulta pari a circa 450 t. Per quanto riguarda le dispersioni termiche, il coefficiente medio di dispersione termica totale, riferito alla superficie interna della camicia corrugata attraverso la quale avviene il flusso di calore, è risultato pari a circa 0,7 watt/m²°C. La potenza termica complessiva dispersa nell'ambiente si aggira intorno a 190 kW con una dispersione termica media giornaliera pari a circa 4.500 kWh. La potenza termica estratta nel raffreddamento della fondazione è risultata pari a circa 24 kW. A seguito di un calcolo di prima approssimazione, il raffreddamento giornaliero del sale è risultato pari a circa 1,8°C e 3°C quando è presente, all'interno del serbatoio, rispettivamente tutta o metà della quantità di sale relativa all'accumulo di 500 MWh.

Si riassumono di seguito infine le principali dotazioni del serbatoio:

- pompa di mandata (con opportuna ridondanza) al generatore di vapore; tale pompa è ad asse verticale con motore posto al di sopra del tetto e con carcassa sostenuta con apposita struttura che si appoggia a terra;
- pompa di mandata (con opportuna ridondanza) al campo solare; tale pompa è ad asse verticale con motore posto al di sopra del tetto e con carcassa sostenuta con apposita struttura che si appoggia a terra; tale pompa sarà, ovviamente, alloggiata in corrispondenza del serbatoio freddo;
- sistema di sfiato e controllo della pressione con reintegro di O₂;
- sistema di riscaldamento dei sali posto sul fondo per mantenere a livelli ammissibili la temperatura dei sali fusi durante i periodi di fermata dell'impianto, evitando, ad esempio, la solidificazione degli stessi;
- sistema di preriscaldamento (a gas caldi) per portare in temperatura le pareti interne prima dell'inserimento del sale durante la fase di avviamento del circuito solare ed evitare così la salificazione del sale sulle pareti e gradienti termici eccessivi sulle strutture del serbatoio;
- per migliorare il miscelamento del sale caldo che entra nel serbatoio proveniente dal campo solare si prevede una serie di iniettori dai quali inviare verso l'alto il sale fuso in piccoli getti;
- per evitare qualsiasi fenomeno di stratificazione termica del sale fuso e quindi fenomeni di circolazione naturale, il serbatoio è dotato di uno o più agitatori meccanici ad elica (l'esatto numero deve essere definito con studi successivi di dettaglio del serbatoio);
- sistema di raffreddamento del basamento in cemento armato della fondazione;
- un sistema di immissione di ossigeno in ingresso al serbatoio per evitare che si introducano impurezze nella camera del sale o che si disciolga in esso il vapore d'acqua e la CO₂ contenute nell'aria atmosferica;
- deve essere previsto un sistema automatico per l'analisi del gas sovrastante il sale fuso, per analizzare in particolare H₂O vapore, CO₂, allo scopo di indicare in modo rapido eventuali perdite di acqua dal generatore di vapore e/o immissioni di aria esterna;
- devono essere previsti i normali passi d'uomo per consentire l'accesso al serbatoio nelle normali operazioni. Tali passi d'uomo dovrebbero, per quanto possibile, limitarsi al tetto del serbatoio per ridurre il più possibile la presenza di discontinuità sulla parete laterale del serbatoio;
- se non intervengono controindicazioni particolari, l'immissione dei sali fusi provenienti dal campo solare dovrebbe avvenire dal tetto senza così alterare la continuità strutturale del mantello del serbatoio;
- per individuare per tempo l'eventuale presenza di perdite di sale fuso attraverso la camicia corrugata, è necessario predisporre un sistema di monitoraggio delle temperature della parete laterale esterna del serbatoio, basato ad esempio su una serie di termocoppie o su un sistema a termocamere;
- deve essere previsto un sistema di protezione catodica per evitare l'insorgenza di fenomeni corrosivi sulle strutture del serbatoio;
- deve essere previsto un sistema di protezione contro l'immissione dell'umidità e dell'acqua meteorica nella fondazione.

Tra le diverse configurazioni di serbatoio analizzate durante il procedimento di dimensionamento, è stata presa in considerazione anche la possibilità di fare a meno, in via ipotetica, alla camicia in AISI 321H e ai mattoni refrattari all'interno del serbatoio e

porre il mantello del serbatoio a diretto contatto con il sale fuso. Per tale configurazione è stato scelto, come già fatto per il dimensionamento del GVS, l'AISI 321H come materiale del serbatoio. Questa configurazione, pur essendo più semplice dal punto di vista costruttivo, è stata scartata perché comporta un aggravio dei costi rispetto alla soluzione sopra descritta e comporta da maggiori problemi tecnologici e funzionali a causa delle elevate dilatazioni termiche del mantello.

2.3.4.2 Serbatoio a bassa temperatura

Il serbatoio a bassa temperatura è identico a quello ad alta temperatura. Rispetto a questo ultimo la potenza termica dispersa nell'ambiente risulta pari a circa solo 80 kW. In prima approssimazione, il raffreddamento giornaliero del sale è risultato a circa 1°C e 1,5°C quando è presente, all'interno del serbatoio, rispettivamente tutta o metà della quantità di sale relativa all'accumulo di 500 MWh.

2.3.4.3 Riscaldamento elettrico serbatoi

Ciascuno dei serbatoi di accumulo è fornito di riscaldatori elettrici ad immersione per prevenire il congelamento dei sali dovuto alle dispersioni termiche per conduzione, irraggiamento e convezione dalle superfici del serbatoio con l'ambiente esterno durante quei periodi in mancanza di apporto di energia termica solare. Inoltre i riscaldatori devono assicurare che la temperatura del sale all'interno del sistema di accumulo possa raggiungere temperature di 350°C per il serbatoio freddo e 550 °C per quello caldo. La rampa di salita delle temperature dovrà essere determinata in funzione dei risultati di un'analisi di stress termico delle strutture di contenimento del serbatoio.

Il sistema di riscaldamento elettrico comprende un primo gruppo di candele scaldanti verticali di opportuna lunghezza distribuite in modo circolare e assemblate su di una struttura alloggiata nella parte centrale superiore del serbatoio; il secondo gruppo è caratterizzato invece da riscaldatori disposti orizzontalmente montati sulla parete dei serbatoi, distribuiti in senso radiale e posti ad un'altezza dal fondo del serbatoio di circa 0.5 m e comunque inferiore al battente minimo del serbatoio(1m). I riscaldatori sono elementi corazzati con camicie tubolari di opportuno spessore per resistere alle alte temperature e alla pressione idraulica dei sali; inoltre tale soluzione rende più agevole e facile la sostituzione degli elementi scaldanti danneggiati.

Il dimensionamento dei riscaldatori sarà effettuato tenendo presente un flusso termico critico che comporti un innalzamento della temperatura fino ad un massimo di 590°C con gli elementi completamente immersi nel sale. Inoltre è previsto un sistema ausiliario di riscaldamento (elettrico, a vapore o ad aria) necessario a preriscaldare ad una temperatura di circa 350 °C la camicia corrugata all'interno del serbatoio prima di procedere con il caricamento dei sali provenienti dal fusore. Il riscaldamento dell'interno del serbatoio riguarda essenzialmente la base inferiore e la parete verticale per un'altezza massima di 1 m, valore che consente il ricoprimento di parte degli elementi scaldanti e quindi l'attivazione del gruppo di riscaldatori orizzontali radiali e una parte di quelli verticali.

2.3.4.4 Considerazioni conclusive

A conclusione degli studi fin qui svolti si riportano alcune considerazioni riassuntive:

1. i risultati sopra descritti sul dimensionamento dei serbatoi dovranno essere aggiornati qualora intervengano cambiamenti riguardo alle condizioni di remuneratività dell'energia elettrica prodotta, alle caratteristiche costruttive della pompa di alimentazione del campo solare e del GVS e, infine, riguardo alle dimensioni planimetriche del campo solare;

2. nella valutazione delle dispersioni termiche sono stati trascurati gli effetti legati agli eventuali ponti termici connessi con le mensole di sostegno della muratura di refrattario isolante posta internamente alla parete verticale del serbatoio e con i sistemi di ancoraggio della camicia di lamiera corrugata;
3. ad oggi non è stato ancora svolto il dimensionamento esatto della copertura del serbatoio. Nella valutazione delle dispersioni termiche e del costo di messa in opera si sono definiti forme e dimensioni di prima approssimazione che devono essere verificate in una valutazione più dettagliata, ma che verosimilmente non modificheranno sostanzialmente i risultati fin qui conseguiti;
4. in una fase più avanzata del Progetto Archimede sarà necessario analizzare accuratamente le problematiche connesse con la messa in opera della camicia corrugata, relativamente alle saldature delle lamiere e alla connessione con la parete di muratura refrattaria. Analoghe considerazioni valgono per il montaggio della camicia corrugata facente parte della copertura del serbatoio.

Infine nella Tabella 2-8 sono riassunte sinteticamente le caratteristiche del serbatoio ad alta temperatura. Ad eccezione della temperatura nominale di lavoro, le caratteristiche valgono, per quanto detto precedentemente, anche per il serbatoio a bassa temperatura.

Tabella 2-8 - Scheda tecnica componente serbatoio sali alta temperatura

Serbatoio Sali Alta Temperatura		
Dati generali		
Identificativo	SH.1.01	
Funzione	Raccolta sali fusi all'uscita del campo solare. Accumulo termico. Alimentazione generatore di vapore	
Descrizione	Serbatoio cilindrico costituito da: liner in acciaio inox, rivestimento interno in refrattario isolante, shell in acciaio al carbonio, coibentazione esterna in fibra ceramica	
Specifiche funzionali		
Capacità di accumulo (tra 290 e 550 °C)	MWh	500
Fluido di lavoro		60% NaNO ₂ - 40% KNO ₂
Stato fisico fluido di lavoro		Liquido
Temperatura nominale fluido	°C	550
Volume max liquido	m ³	2.625 (solo accumulo)-3.800 (quantità complessiva)
Massa fluido	t	4.567 (solo accumulo)-6.615 (quantità complessiva)
Dispersioni termiche massime	MWh/g	4,5
Caratteristiche geometriche e meccaniche		
Diametro esterno dello shell cilindrico	m	22,97
Altezza esterna dello shell (all'inizio della copertura)	m	12,52
Spessore totale	mm	287 (liner+refrattario+shell)+125 (coibentazione)
Temperatura di progetto	°C	550
Pressione di progetto	kPa-r	250
Volume totale (solo parte cilindrica)	m ³	5.150
Massa a vuoto (mantello+fondo+tetto)	t	250
Massa a pieno carico (sale + struttura in acciaio + mattoni + coibentazione)	t	6.865
Materiali	acciaio al carbonio SA-516 Gr-70	
Condizioni operative		
Pressione min/max	kPa-a	100/250
Temperatura min/max fluido	°C	520/560
Livello fluido min/max	m	1,0/11,0
Riscaldamento		
Potenza dispersa nell'ambiente	kW	190
Coibentazione		
Tipologia	parete di mattoni refrattari isolanti posto internamente allo <i>shell</i> e strato di materassini in fibra ceramica posto esternamente allo <i>shell</i>	
Materiali	mattoni refrattari isolanti tipo ISO 450 (66% SiO ₂ , 15% Al ₂ O ₃ , 6,5% K ₂ O+Na ₂ O, 4,1% Fe ₂ O ₃ , 5% CaO) coibentazione in fibra ceramica Insulfrax (61,0-67,0% SiO ₂ , 27,0-33,0% CaO, 2,5-6,5% MgO, <1,0% Al ₂ O ₃ , <0,6% Fe ₂ O ₃ ,)	
Coefficiente di dispersione totale (rispetto ad una superficie unitaria in corrispondenza della camicia interna corrugata)	W/m ² /°C	0,7
Normativa di riferimento		
Materiali	“Specification for pressure vessel plates, carbon steel, for moderate- and lower temperature service SA-516/SA-516M”, ENV 1094-7:1994 “Insulating refractory products—Part 7: Methods of test for ceramic fibre products”	
Progettazione meccanica	API 650 Welded Steel Tanks for Oil Storage, 10° edizione aggiornata al 2000	

2.4 Valutazioni tecnico-economiche

Nei paragrafi precedenti abbiamo analizzato i vari concetti di accumulo termico (TES) sino ad oggi presi in considerazione ed abbiamo messo in luce le caratteristiche che dovrebbe avere un TES di tipo innovativo in grado di migliorare le prestazioni dell'impianto solare e ridurre i costi del kWh_e.

Per comprendere l'importanza di quest'ultimo fattore, quello economico, è sufficiente guardare la ripartizione dei costi relativa ad un impianto solare parabolico lineare con accumulo termico a due tanche^[14].

L'accumulo termico è la seconda, dopo il campo solare, delle voci di costo riportate ed è pari a circa il 23% del costo di impianto (Figura 2-12).

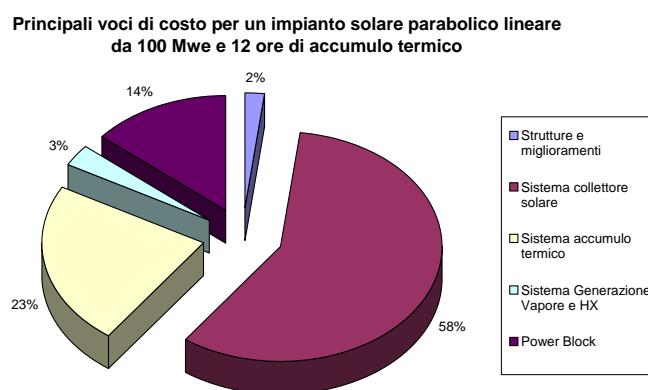


Figura 2-12: Principali voci di costo per un impianto solare parabolico lineare con accumulo termico

In questo paragrafo vogliamo indagare la composizione di questa voce di costo, le modalità per contenerla e un valore di costo "ideale" da tenere in conto nella progettazione di nuovi sistemi di accumulo.

In prima istanza possiamo prendere a riferimento i costi, riassunti in Tabella 2-9 e Figura 2-13 per ognuno dei casi listati nella Tabella 2-6, di un sistema di accumulo di tipo attivo/indiretto a sali fusi^[15].

Componente	Capacità di accumulo (h)					
	1	3	6	9	12	15
Sali nitrati	2208	6512	13025	19537	26049	32562
Tanche di accumulo	838	2405	4638	6842	9275	11484
Isolamento tanca	300	608	974	1300	1947	2280
Fondazioni tanca	518	984	1653	2273	3216	3823
Scambiatore olio-sali	4195	4195	4195	5453	7340	9228
Pompe per sali nitrati	692	812	1383	1647	2023	2629
Resto del sistema	875	1551	2587	3705	4989	6201
Totale	9626	17066	28453	40757	54880	68206
Costo unitario, \$/kWh _t	65.63	38.79	32.33	30.88	31.18	31.00

Tabella 2-9 - Costi di un sistema di accumulo termico in US\$ 1000

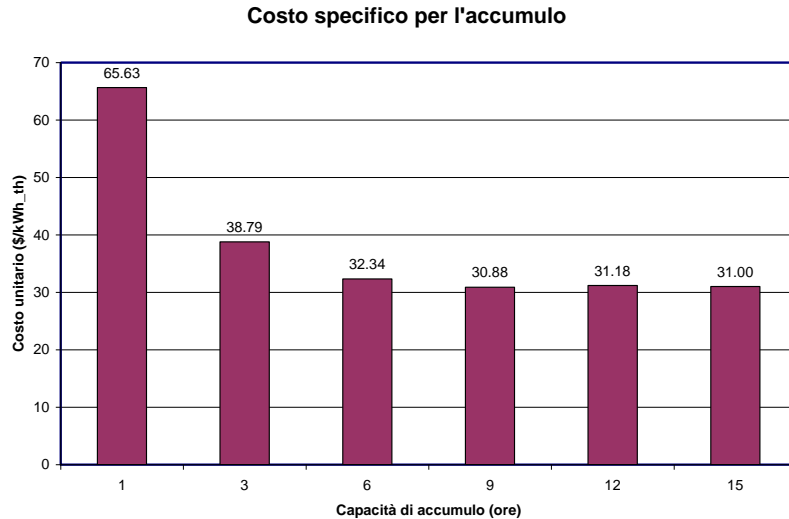


Figura 2-13: Costo specifico del sistema di accumulo termico in funzione della sua capacità in ore

I costi del sistema includono materiali, installazione, e costi di gestione associate con la costruzione in campo, ma escludono i costi per l'ingegnerizzazione, approvvigionamento, direzione dei lavori, e interessi durante la costruzione. I valori nella tabella sono stati ricavati nel seguente modo:

- i costi del sale nitrato e della relativa pompa sono stati derivati da informazioni del fornitore del progetto da 15 MWe “Solar Tres” a ricevitore centrale da realizzarsi nel Sud della Spagna.
- i costi della tanca di accumulo, isolamento, e fondazioni sono stati derivati dai costi stimati di costruzione del progetto da 10 MWe “Solar Two” a ricevitore centrale realizzato nel Sud della California.
- il costo della unità scambiatore di calore olio-sale è stato stimato essere di circa 147 \$/m².

Occorre inoltre osservare che:

- il resto del sistema include tubazioni, valvole, strumentazione, tracciamento elettrico scaldante, isolamento termico, potenza elettrica e sistema di controllo, ed acciaio strutturale. I costi sono stati stimati essere il 10% dei costi dei componenti identificati in precedenza.
- il costo unitario di accumulo per il caso di 1 ora è molto alto a causa dell'alto costo dello scambiatore di calore olio-sale a fronte di un capacità di accumulo molto bassa (funzione di tampone).
- nei rimanenti cinque casi, il costo dello scambiatore di calore olio-sale diviene progressivamente meno importante, ed il costo del sistema di accumulo si attesterebbe su di un valore compreso tra i 30 ed i 31 \$/kWh.t.

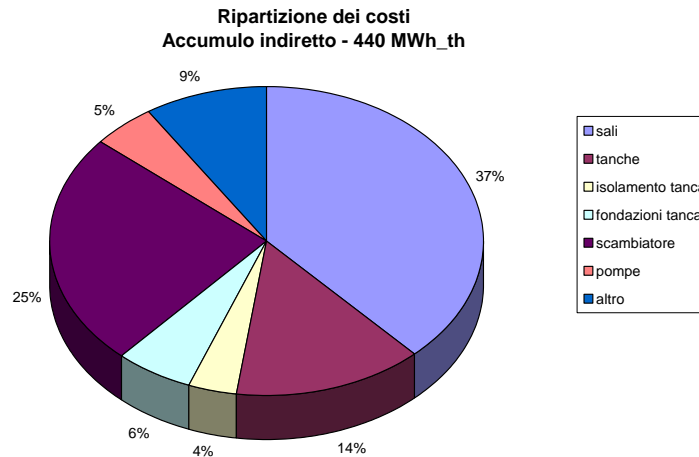


Figura 2-14: Ripartizione dei costi per un sistema di accumulo termico da 440 MWh (3 ore)

Osservando tale ripartizione si nota che le due voci di costo di maggiore rilevanza risultano essere quelle relative ai sali fusi ed allo scambiatore di calore.

Facendo l'ipotesi di poter tramutare l'impianto sopra descritto in uno con un accumulo di tipo diretto, ovvero immaginando si poter usare lo stesso fluido sia come termovettore che come mezzo di accumulo eliminando lo scambiatore di calore, potremmo ottenere, come mostrato in Figura 2-15, una riduzione del costo del sistema di accumulo termico di circa il 30% (26-27 \$/kWh_{th}). Tale riduzione risulta essere molto più sensibile alle basse capacità di accumulo (1-3 ore) dove il peso economico dello scambiatore è più sensibile.

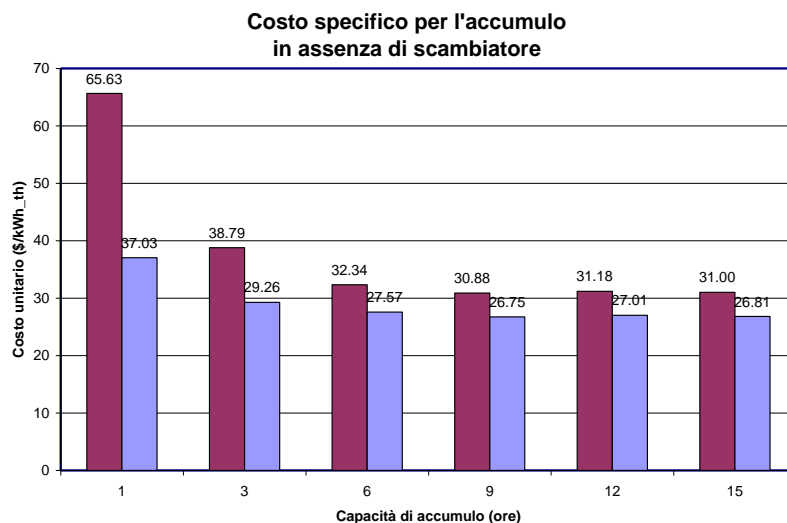


Figura 2-15: Costo specifico del sistema di accumulo termico in assenza di scambiatore termico in funzione della sua capacità in ore

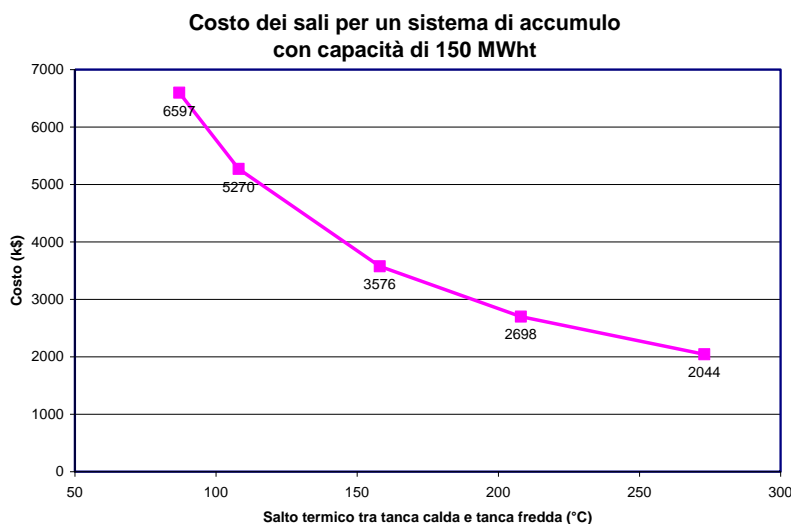


Figura 2-16: Costo dei sali fusi per un sistema di accumulo termico da 150 MWht in funzione del salto termico

Inoltre, se immaginiamo di poter innalzare il salto termico tra tanca calda e tanca fredda (nel sistema di riferimento era di soli 87°C) otteniamo una consistente riduzione (Figura 2-16) anche per la voce di costo relativa agli stessi sali (circa il 50% per un salto termico di 250°C) in conseguenza di una riduzione della quantità richiesta.

Poiché una riduzione della quantità di sali condiziona anche le dimensioni delle tanche e dell'isolamento termico, non è facile avere una proiezioni dei costi dell'accumulo in analogia a quanto fatto per lo scambiatore di calore.

Una previsione di questo costo possiamo ricavarla analizzando incede i dati economici relativi ad un sistema di accumulo di tipo attivo/diretto a sali fusi Hitec da 1200 MWht^[19].

Secondo tale previsione il costo dell'accumulo termico si dovrebbe attestare su udi un valore, aggiornato al 2005, di circa 17\$/kWht. Su tale costo, abbastanza basso, influiscono delle previsioni abbastanza ottimistiche riguardanti sia il costo delle pompe che quello delle fondazioni (Figura 2-17). L'analisi della ripartizioni dei costi mette in evidenza ancora una volta il pesante contributo dovuto ai sali: nel caso specifico, occorre però ricordare che sono stati utilizzati i sali nitrati Hitec che, come mostrato in precedenza, sono piuttosto costosi (circa 0.9 \$/kg).

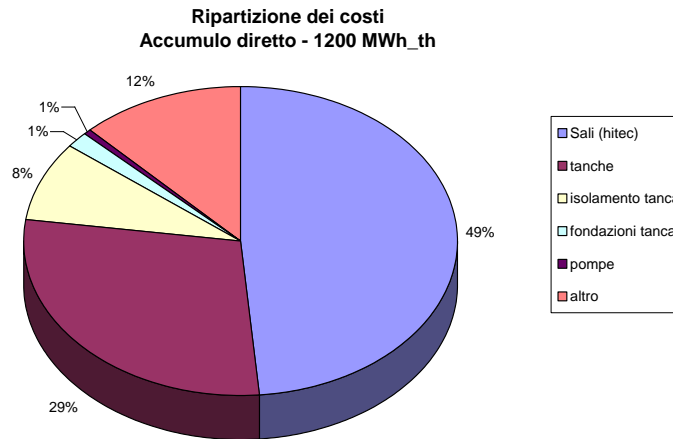


Figura 2-17: Ripartizione dei costi per un sistema di accumulo termico attivo/diretto da 1200 MWh_t

L'uso dei cosiddetti sali nitrati (0.5 \$/kg) potrebbe dimezzare il peso economico dovuto al mezzo di accumulo anche se, per contro, complicherebbe la gestione del campo solare a causa del loro elevato punto di congelamento.

Proprio in virtù delle considerazioni sopra esposte, l'ENEA ha sviluppato un concetto di impianto solare, e quindi di sistema di accumulo, che prevede l'uso dei "sali solari" sia come fluido termovettore che come mezzo di accumulo, la realizzazione di un sistema di accumulo termico attivo/diretto caratterizzato da un salto termico di 260°C tra tanca calda (550°C) e tanca fredda (290°C).

Tale concetto conduce ai seguenti costi per il sistema di accumulo:

sali	k\$	3772
tanche	k\$	3702
isolamento tanca	k\$	594
fondazioni tanca	k\$	846
pompe	k\$	1040
altro	k\$	472
totale	k\$	10426
costo unitario	\$/kWh _t	20.85

Tabella 2-10 - Costi del sistema di accumulo termico ENEA

Come è possibile notare, il costo di accumulo si attesta su di un valore di circa 21 \$/kWh_t. Il contributo dovuto ai sali (Tabella 2-10) si riduce notevolmente rispetto al caso precedentemente citato, mentre, al contrario, si incrementano i contributi dovuti alle pompe verticali per sali fusi ed al sistema di fondazione delle tanche.

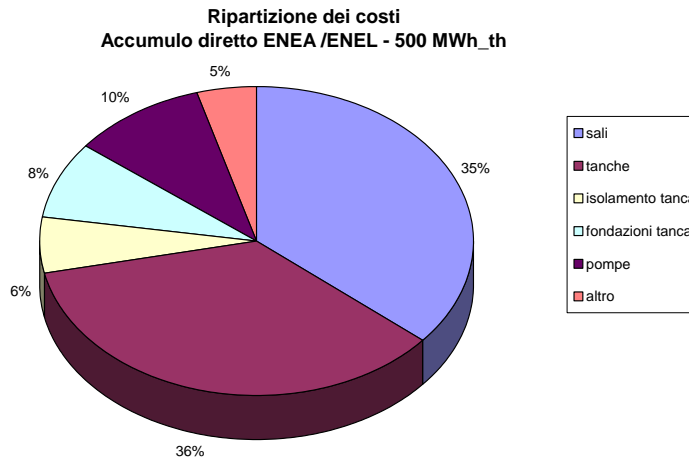


Figura 2-18: Ripartizione dei costi del sistema di accumulo termico ENEA

Analizzando, anche per questo caso, la ripartizione dei costi di Figura 2-18, si può notare come sia sicuramente influente il contributo di costo collegato alle tanche. Per comprendere il motivo di tale influenza occorre effettuare una analisi in dettaglio dei singoli componenti della tanca.

A tal fine è stata riportata in Figura 2-19 la ripartizione dei costi relativa alla tanca calda di un sistema di accumulo a sali fusi da 1200 MWh_{th}. Come è facile notare la parte del leone la viene giocata dal liner interno. Questo componente è particolarmente costoso a causa della sua lavorazione (lamiera doppiamente corrugata di derivazione petrolifera) che permette al sistema di compensare le dilatazioni termiche dovute alle elevate temperatura contenendo al minimo le variazioni dimensionali del sistema.

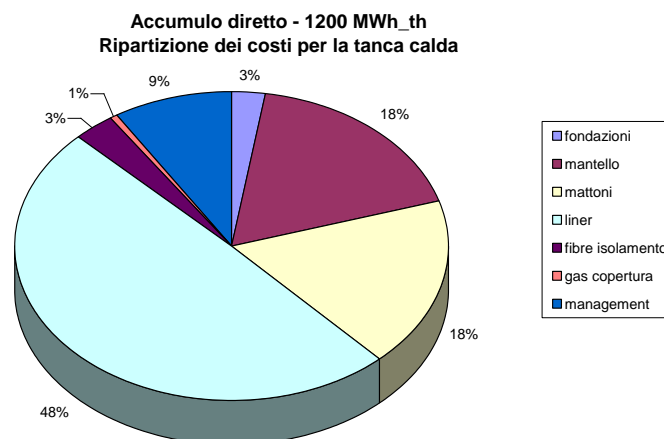


Figura 2-19: Ripartizione dei costi per la tanca calda di un sistema di accumulo termico a sali fusi

Un ulteriore contenimento del costo del sistema di accumulo termico deve allora passare attraverso un riduzione del costo delle tanche ed in particolare del liner interno delle stesse. Un tale obiettivo richiede probabilmente un completo ripensamento dei serbatoi di accumulo attraverso soluzioni innovative in grado di compensare le dilatazioni

termiche del sistema evitando il ricorso a componenti troppo costosi come le lamiere corrugate utilizzate sino ad ora.

Solo attraverso il raggiungimento di tale traguardo potremmo essere in grado per il sistema di accumulo di scendere al di sotto della soglia dei 21 \$/kWh.

2.5 Conclusioni

Nel presente paragrafo si sono voluti analizzare i concetti dei sistemi di accumulo termico sino ad oggi sviluppati, sulla base delle loro caratteristiche sia tecniche che economiche, comparate con i requisiti di un ipotetico sistema che sia innovativo e competitivo.

I risultati più evidenti di questa prima analisi sono stati i seguenti:

- la presenza dell'accumulo termico, ovvero l'estensione del fattore di utilizzo e la maggiore remuneratività dell'energia prodotta, è un elemento essenziale per rendere competitiva l'energia elettrica prodotta da fonte solare;
- per poter minimizzare i costi relativi al sistema di accumulo termico, occorre, da un lato, realizzare un concetto di tipo attivo diretto, ovvero eliminare lo scambiatore di calore dalle voci di costo, e, dall'altro, innalzare il salto termico, ovvero minimizzare le dimensioni dell'accumulo;
- la tipologia di sistema a doppia tanca, tanca fredda e tanca calda, è quello oggi maggiormente studiato e provato e, quindi, pronto per un uso commerciale. Quello a tanca unica è in proiezione più economico ma ancora ad uno stadio primitivo. In alcuni casi particolari, quando le dimensioni delle tanche sono eccessive, è possibile prendere in considerazione sistemi multitanca, sebbene sia consigliato non superare le 3 tanche a causa del maggiore costo d'impianto;
- il mezzo di accumulo più indicato per poter essere sia fluido termovettore che mezzo di accumulo sono i sali fusi ed in particolare, tra questi, i cosiddetti "sali solari", che sono quelli più economici;
- i "sali solari" da un lato consentono di ottenere un salto termico dell'ordine dei 270°C (tipicamente tra 290 e 560 °C) ma dall'altro implicano la risoluzione di eventuali problematiche di congelamento, soprattutto lato campo solare, in conseguenza dell'elevato punto di congelamento (circa 220°C);
- numerosi studi effettuati hanno mostrato che il costo di un sistema di accumulo è funzione della durata del rilascio della energia accumulata: i sistemi più economici dovrebbero avere capacità comprese tra le 9 e le 12 ore;
- gli attuali concetti di accumulo, di tipo indiretto, mostrano costi variabili tra i 30 ed i 40 \$/kWh. Per sistemi di tipo indiretto ma utilizzando sali fusi di tipo Hitec o Hitec XL mostrano costi che si aggirano intorno ai 25-30 \$/kWh. La soluzione studiata da ENEA/ENEL, di tipo indiretto ma con "sali solari", potrebbe attestarsi su di un costo di circa 21 \$/kWh. Questo ultimo dato può essere preso come costo di riferimento per nuovi e competitivi concetti di accumulo termico;
- l'elemento di maggior costo delle tanche, soprattutto di quella calda, risulta essere il liner interno: una soluzione innovativa, in grado di ridurre il costo del componente a parità di prestazioni, costituisce uno degli obiettivi futuri per tali sistemi.

3 UN SISTEMA DI ACCUMULO INNOVATIVO DI FORMA CONICA

Nel precedente paragrafo si sono analizzati, sulla base delle loro caratteristiche sia tecniche che economiche, i concetti di sistema di accumulo termico sino ad oggi sviluppati. Non potendo trattare il sistema di accumulo come un elemento separato da resto dell'impianto solare ma, al contrario, dovendolo valutare come elemento perfettamente integrato con quest'ultimo, si è partiti dalla analisi dei vari concetti di impianto individuandone le caratteristiche fondamentali, soprattutto di tipo economico, che avrebbero dovuto possedere. Su tale base si sono analizzati i mezzi di accumulo a disposizione ed i concetti di accumulo utilizzabili.

Tra i risultati più evidenti di questa prima analisi sono emersi i seguenti punti:

- i sistemi di accumulo per i quali si prevede un costo minore sono di tipo diretto, multitanca ed a “sali solari”;
- il costo di riferimento per questo tipo di sistemi di accumulo si dovrebbe attestare al di sotto dei 21 \$/kWh;
- l'elemento di maggior costo delle attuali tanche, soprattutto di quella calda, risulta essere il liner interno: una soluzione innovativa, in grado di ridurre il costo del componente a parità di prestazioni, costituisce uno degli obiettivi futuri per tali sistemi.

Partendo dai risultati appena esposti si cercherà, in questa sezione, di introdurre un nuovo concetto di accumulo tale da consentire una ulteriore riduzione di costo per il componente.

Tale nuovo concetto si basa sulla forma geometrica della tanca di accumulo che, invece di essere di tipo cilindrico, assumerà una forma conica.

Nei paragrafi seguenti sono riportati i “pregi” ed i “difetti” del concetto di accumulo termico conico.

3.1 Il concetto di accumulo conico

Il concetto di accumulo termico conico non è in realtà un concetto innovativo: esso è stato proposto per la prima volta da ricercatori americani del SERI (Solar Energy Research Institute) nel 1985 per applicazioni richiedenti alte temperature^{[28],[29]}. Non risulta, sino ad oggi, che tale concetto sia stato realizzato e provato.

L'ENEA ha ritenuto ancora valido tale concetto e lo ha riproposto^{Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.}, sebbene in un ambito diverso da quello originale (applicazioni a media temperatura) e con alcune innovazioni sia impiantistiche che dei materiali.

Qui di seguito verranno descritti nel dettaglio sia il concetto originale di riferimento sia quello proposto da ENEA.

3.1.1 Il concetto originale

Nei precedenti concetti di accumulo termico, a temperature medio-basse, con sali fusi l'approccio usuale è stato quello di usare una tanca cilindrica ed un liner a membrana supportato da mattoni refrattari. L'espansione termica del liner è assorbita attraverso numerose corrugazioni dello stesso che agiscono come giunto di espansione permettendo al liner di rimanere in contatto con i mattoni.

Nel caso, come quello ipotizzato dal SERI, di temperature elevate, l'approccio classico sembra essere impraticabile per almeno due ragioni:

- Il livello di corrosione tra sali e liner in acciaio richiederebbe spessori del liner molto superiori a quelli necessari affinché esso mantenga i requisiti di forma e flessibilità richiesti;
- A queste temperature, è improbabile che il liner corrugato possa sopportare le pressioni cicliche idrostatiche indotte senza eventuale collasso o frattura derivante da fenomeni di creep e fatica.

Il concetto di accumulo termico sviluppato dal SERI, invece, si basa sull'utilizzo dei sali fusi, sia come mezzo di trasporto nel ricevitore di un campo solare che come mezzo di accumulo, e di una tanca calda di forma conica, in cui il liner e l'isolamento termico consentono una dilatazione termica relativa senza restrizioni.

Tale concetto è stato studiato nella ipotesi di doverlo applicare ad un accumulo a due tanche, una calda e l'altra fredda, aventi una capacità termica di circa 1800 MWht (6 ore a 300 MWt) con temperature variabili tra 425 e 900°C.

In Tabella 2-1 sono riportate le specifiche tecniche poste alla base dello sviluppo del sistema di accumulo qui studiato.

THERMAL STORAGE SPECIFICATION

Specification

The thermal storage medium shall be the ternary eutectic of Li_2CO_3 , Na_2CO_3 and K_2CO_3 .

The thermal storage medium shall be supplied to the receiver at $425^\circ\text{C} + 15^\circ\text{C}$ in the liquid state. The thermal storage medium will be returned to the storage tank at a higher temperature. The internal insulation of the storage tank shall be capable of providing thermal storage when the maximum salt temperature is 900°C .

If a two-tank system is selected, the subcontractor must show how the internal insulation protects the structural members during a charge cycle.

The thermal storage system design conditions shall be for six hours of storage at a discharge rate of 300 MW_t ; 1800 MWh_t total usable thermal storage capacity. During the entire discharge cycle the salt outlet temperature shall remain between 900°C and 875°C . During charge, the salt shall be assumed to be supplied to storage isothermally at the 300 MW_t rate at a temperature of 900°C .

The thermal storage tank and insulation shall be designed for a maximum heat loss rate of 2% per day of the thermal storage capacity.

The design shall be for a site at Albuquerque, New Mexico. The environmental design conditions are:

- o Design Wind (including gusts) 45 m/s (100 mph)
- o Seismic UBC Zone Z
- o Soil Bearing 192 kPa (4000 psf)

The system shall have a 30-year life with 5-, 10-, or 15-year replacement of subcomponents; whichever is most cost effective.

The design must be capable of daily cycling that includes the hydrostatic loads of a fill and drain and a thermal cycle of an overnight cooldown.

The system must have the capability of draining the entire contents of any single tank into the remaining tanks of the storage subsystem.

The approach for maintaining a minimum temperature during extended shutdowns up to 5 days without solar charging shall be identified.

The composition of the gas above the molten salt in the thermal storage tank must be within the following limits:

Carbon dioxide: 0.1 to 1.0 atm , 0.01 to 0.1 MPa
Carbon Monoxide: 0.0 to 0.9 atm , 0 to 0.09 MPa
Oxygen: 0.0 to 0.2 atm , 0 to 0.02 MPa
Water Vapor: 0.0 to 0.1 torr , 0 to 13 Pa
Nitrogen: Balance

The subcontractor shall select one gas composition within the ranges shown and design the storage tanks accordingly. The subcontractor shall identify the methods by which the cover gas composition is maintained. The salt will be supplied to storage in equilibrium with the selected cover gas composition.

Tabella 3-1 – Specifiche tecniche di progettazione per un accumulo termico (SERI, 1985)

Il sale impiegato per questa applicazione è un eutettico ternario (Li_2CO_3 [44%], NaCO_3 [29.4%] e K_2CO_3 [26.6%]) relativamente costoso $1.03\text{\$/kg}$ e con un punto di fusione a circa 397°C . Per avere una capacità di accumulo di 1800 MWh_t sono necessarie 7410 ton di sali fusi ai quali va aggiunta una addizionale del 15% (10% per la tanca calda e 5% per quella fredda), per un totale di 8530 ton .

La tanca fredda ha un volume di 3880 m^3 ed è stata immaginata essere di tipo classico, ovvero una struttura cilindrica in rilevato con liner corrugato ed isolamento di mattoni refrattari..

La tanca calda è supposto essere costituita da due tanche di forma conica parzialmente interrata. L'uso delle due tanche calde, invece di una unica, deriva da considerazioni riguardanti sul costo, sul diametro del tetto e sulla realizzabilità dell'opera. Una tale scelta comporta un aggravio di spesa per il TES tra il 10% ed il 20%.

La tanca calda è interrata permettendo così l'uso di materiali a costo relativamente basso. La collocazione sotto terra della tanca calda è altresì vantaggiosa poiché minimizza le conseguenze sulla sicurezza ed ambientali connesse all'uso dei sali fusi a certe temperature e con volumi così elevati. Ognuna delle due tanche calde ha 2260 m³ di volume di accumulo e sono provviste di un sistema di gestione del gas di copertura.

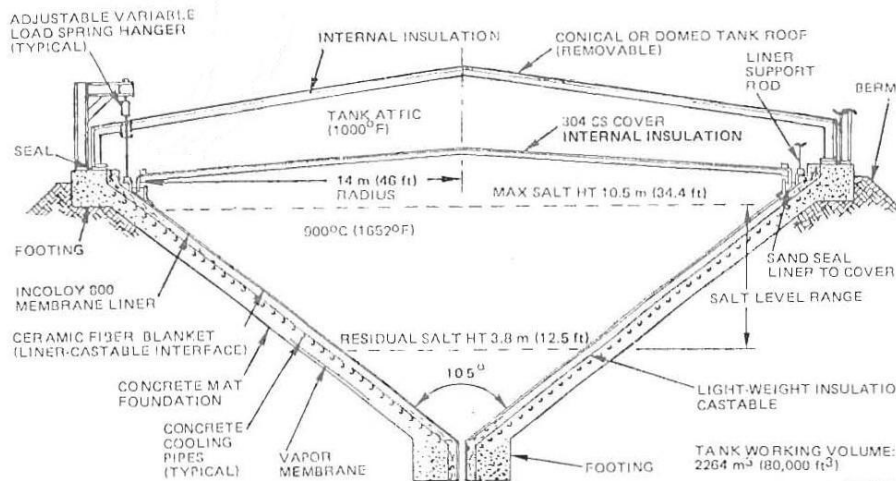
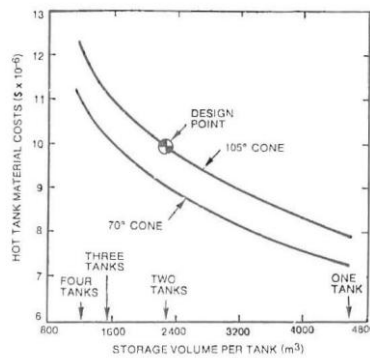
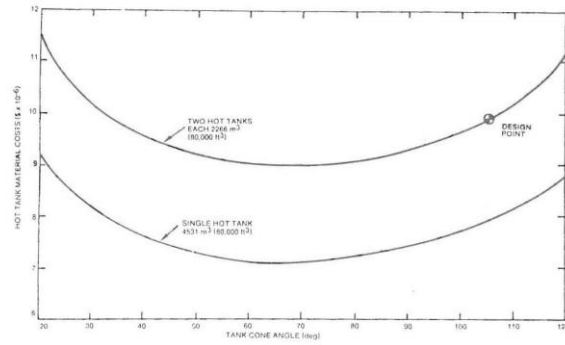


Figura 3-1 – Progetto concettuale di una tanca calda di forma conica (SERI, 1985)

Uno studio semplificato è stato condotto per determinare l'effetto della dimensione della tanca sul costo capitale della tanca calda. Il costo per differenti configurazioni si basa unicamente sulla superficie del cono (liner) e della proiezione dell'area sul tetto di un accumulo di volume pari a 4530m³. Al contrario dei contenitori cilindrici la limitazione per il carico al suolo non è un fattore limitante l'altezza poiché il peso è solo 1/3 di quello di un cilindro con la stessa impronta. In tale valutazione si è assunto un costo di 5900\$/m² come costo unitario della parete del contenitore conico e 480 \$/m² per il tetto e le coperture interne.



(a)

(b)

Figura 3-2 – Effetto della dimensione sul costo capitale della tanca calda (SERI, 1985)

In Figura 3-2 è mostrata la variazione del costo capitale in funzione sia dell'angolo di apertura della tanca e del volume della stessa. Come si può osservare esiste un punto di minimo per il costo capitale posizionato attorno ai 70°. In realtà, si è scelto un punto di lavoro con $\alpha=105^\circ$ e 2 tanche calde. E' chiaro che la scelta di una tanca singola con $\alpha=70^\circ$ sarebbe stata più economica ed avrebbe ridotto il costo del 30% rispetto al punto di lavoro previsto, ma considerazioni tecniche e funzionali hanno condotto ad una scelta più onerosa.

In conclusione, le due tanche calde presenteranno un angolo alla base di 105° , un diametro superiore a 28 m ed una altezza massima del sale di circa 10.5 m.

In Figura 3-3 sono mostrati in modo schematico i vari costituenti previsti per la parete conica della singola tanca calda. Essi sono, in sequenza: il liner metallico, una copertura a fibre ceramiche, il cemento refrattario gettabile e quindi il cemento rinforzato, che conterrà al suo interna un opportuno sistema di estrazione del calore.

Il liner e l'isolante hanno il compito di proteggere la struttura portante (cemento rinforzato) dai transitori termici e dalla natura corrosiva dei sali. Il muro di sostegno vero e proprio è composto da una composizione di cemento isolante e di cemento rinforzato. Tale parete composita dovrebbe limitare il flusso di calore perso a circa 550 W/m^2 , per rispettare il limite del 2%/giorno di perdita accettabile di calore totale.

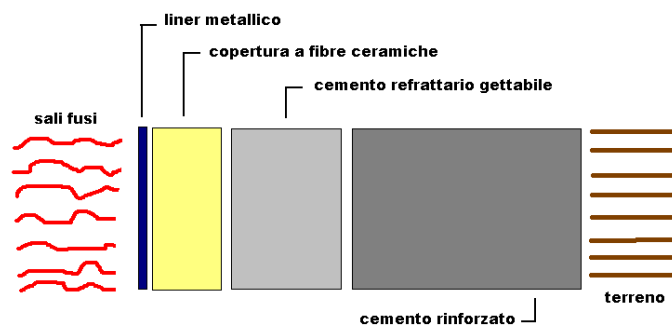


Figura 3-3 – Schema della composizione del muro di contenimento della tanca calda

La forma conica della tanca consente al liner di espandersi senza restrizioni nello spazio libero, rimanendo in contatto con la parete di supporto della tanca. Al liner non è richiesto di resistere al carico idrostatico del liquido ma solo di trasmetterlo alla struttura sottostante. Il suo spessore iniziale è stabilito attraverso il rateo medio di corrosione, la vita media di servizio (10 anni) e lo spessore minimo richiesto per ogni altro carico oltre l'idrostatico (peso proprio, instabilità strutturale indotta da gradienti termici operazionali).

In questo caso la scelta è caduta su un acciaio Inconel 800, con uno spessore di 1.27 cm nella zona dei vapori di sale e 0.79 in quella bagnata, oppure, mettendo in opera una opportuna protezione catodica, su un più economico acciaio Inconel 600, con uno spessore incrementato di 1.59 cm. La corrosione del liner si accelera enormemente a temperature superiori agli 850°C. Temperature inferiori dovrebbero essere considerate potenzialmente più economiche. In tal caso si potrebbe utilizzare un acciaio al carbonio come accade nella tanca fredda.

Il liner è rinforzato superiormente da un elemento strutturale circonferenziale che serve da collegamento tra i supporti di tiro e la piastra del liner. Anelli di irrigidimento possono essere introdotti a varie altezze nel caso le analisi strutturali evidenziassero il pericolo di instabilità.

Alcuni potenziali vantaggi con il liner conico sono:

- Il liner può avere uno spessore tale da possedere una vita tra i 10 ed i 30 anni;
- Il liner è libero di dilatarsi eliminando la richiesta di piastre corrugate;
- Dato il modo semplice con cui il liner è collegato, la sua sostituzione è facile e rapida;
- Il punto di scarico è localizzato all'apice del cono, che è il punto più basso. In tal modo è anche facilitato il drenaggio.

La definizione delle tensioni e dei carichi nel liner derivanti dall'isolamento e dal coperchio superiore è un problema complesso che richiede la conoscenza degli stress termici e le proprietà del materiale ad alta temperatura. Una siffatta analisi sarà necessaria per definire i requisiti specifici ed i dettagli di progetto.

Per limitare le perdite di calore al 2%/giorno è necessario utilizzare una copertura di fibra ceramica spessa 5.1 cm ed un isolante gettabile leggero di spessore 30 cm.

Diversi strati di coperture con fibre ceramiche sono posti tra il liner ed il cemento gettabile per realizzare un piano di scorrimento non abrasivo per il liner metallico per farlo espandere liberamente durante il riscaldamento.

L'isolamento interno è di cemento gettabile a bassa densità protetto da un liner. L'isolamento gettabile è un cemento refrattario isolante a 980°C, 800 kg/m³, basso peso.

Una fondazione refrigerata e parzialmente interrata supporta il tutto e trasmette il carico al suolo. Alcune tubazioni di refrigerazione ad acqua sono annegate nel cemento rinforzato per mantenere la temperatura al di sotto dei 95°C e prevenire il surriscaldamento del suolo.

Il costo stimato di un siffatto sistema di accumulo commerciale avente una capacità di 1800 MWht si dovrebbe aggirare intorno ai 43-45 M\$₁₉₈₀ (costo iniziale + costi operativi), ovvero 24-25 \$₁₉₈₀/kWht, che aggiornato (24x1.023²⁵) corrisponderebbe a circa 40 \$/kWht. Con i sali fusi i costi di investimento sono valutabili tra i 21 ed i 19 \$/kWht. Se si inseriscono anche i costi operativi (rimpiazzo liner) si arriva tra i 24 ed i 25 \$/kWht.

3.1.2 Il concetto ENEA

ENEA reputa essere rimasti inalterati fino ad oggi i vantaggi connessi alla soluzione di accumulo termico di forma conica e, quindi, lo ripropone con alcune innovazioni connesse all'uso di nuovi materiali e di soluzioni impiantistiche differenti.

Nel presente lavoro, questa tipologia di accumulo è stata riconsiderata, in combinazione con l'utilizzo di sali nitrati fusi ad una temperatura massima di 565 °C, utilizzando un calcestruzzo innovativo ad alte prestazioni (HPC) per le strutture che assolvono a funzioni di contenimento e di fondazione.

L'aspetto innovativo dell'approccio ENEA relativo alle medie temperature risiede nella progettazione di sistemi di accumulo a sali fusi caratterizzati da una forma conica e quasi completamente interrati.

I vantaggi attesi con questo nuovo tipo di sistema di accumulo sono sintetizzati come segue:

- Maggiore sicurezza strutturale connessa alla riduzione degli cedimenti delle fondazioni e delle conseguenze corrispondenti.
- Impiego di strutture di contenimento e di fondazioni in HPC caratterizzate da un basso costo rispetto a strutture in acciaio inossidabile.
- Sostituzione dei costosissimi liner corrugati con liner piani sfruttando la compensazione geometrica delle dilatazioni termiche derivante dalla forma conica della tanca.
- Possibilità di impiego di sistemi di refrigerazione passiva del basamento in cemento realizzato tramite HPC, che è in grado di sopportare livelli di temperatura maggiori degli usuali 95 °C dei cementi ordinari.
- Minori problemi di allocazione della tanca in terreni a bassa resistenza.

3.2 Valutazione economica

Dopo aver illustrato nei paragrafi precedenti il concetto innovativo di accumulo termico di forma conica, è ora venuto il momento di verificarne i vantaggi di tipo economico ipotizzati e che costituiscono una delle sue attrattive.

A tal fine cercheremo di effettuare una valutazione dei costi quanto più realistica possibile e di confrontarla con i costi di analoghe soluzioni di tipo classico a geometria cilindrica e sopraelevate.

3.2.1 Ipotesi di base

Per poter effettuare una valutazione economica della soluzione proposta occorre prima di tutto formulare delle ipotesi di base. In tal senso, si è ritenuto opportuno prendere come applicazione di riferimento quella del sistema di accumulo dell'impianto Archimede di Priolo^{[24][25]}. Quest'ultimo sistema verrà preso in considerazione come termine di confronto per la valutazione della economicità della nuova soluzione.

La soluzione conica di riferimento sarà, invece, quella riportata nel paragrafo precedente, senza però prendere in considerazione le innovazioni ipotizzate da ENEA, ovvero l'utilizzo di cementi HPC e l'introduzione di una refrigerazione passiva. In tal modo, il sistema di accumulo conico è tipologicamente quello originale presentato da SERI, caratterizzato, allora, da un contenitore conico avente un angolo di apertura $\alpha=105^\circ$.

Ipotizziamo, in primo luogo, di dover realizzare un sistema di accumulo a sali fusi "solari" a due tanche, una calda con $T_c=550^\circ\text{C}$ e l'altra fredda con $T_f=290^\circ\text{C}$, avente una capacità di accumulo C_a di circa 515.2 KWh_{th} con un salto termico al generatore di vapore ΔT di 260°C .

I sali fusi utilizzati presentano le seguenti caratteristiche base:

- | | | | |
|--------------------------------|-----------|------|-------------------|
| • densità | ρ_s | 1750 | kg/m ³ |
| • calore specifico | c_{p_s} | 1500 | J/kg-K |
| • energia specifica accumulata | E_a | 390 | kJ/kg |

3.2.2 Considerazioni geometriche

Sulla base delle suddette ipotesi è evidente che, per il solo accumulo termico, la quantità di sali necessaria ($M_{sa} = C_a / E_a$) sarà di 4756 ton, corrispondenti a 2717 m³ di fluido.

Il volume dei sali utilizzati invece come fluido termovettore e presenti nell'impianto V_{si} sono valutabili in circa 2088 m³. Anche questi dovranno trovare posto all'interno delle tanche nel caso di svuotamento del circuito solare.

Oltre queste, si dovrà considerare una quantità di sale che dovrebbe essere sempre presente nelle 2 tanche fino a coprire un livello h_r pari a 3 m. A tale livello corrisponde un volume V_{smin} di circa 48 m³ di sali per ogni tanca.

Dovendo, in caso incidentale, trovare collocazione in una singola tanca tutti i volumi di sale citati, ne deriva che il volume di sali presente all'interno di una tanca V_{smax} è valutabile in 4902 m³, equivalente a circa 8578 ton.

In questo caso il livello h_{smax} raggiunto dai sali è di 14.02 m. A questo andrebbe aggiunto circa 1 m, corrispondente all'altezza h_{sup} dello spazio superiore da lasciare libera, per un totale complessivo h_{tot} di 15.02 m.

Di conseguenza la tanca in questione avrà le seguenti caratteristiche:

- Raggio massimo r_{tot} 19.57 m
- Volume massimo V_{tot} 6027 m³
- Area di base A_{bt} 1204 m²
- Area laterale A_{lt} 1517 m²
- Area lat. max sali A_{lsmax} 1322 m²
- Area lat. min sali A_{lsmin} 60.53 m²

3.2.3 Dimensionamento termico del contenitore

Note le dimensioni geometriche della tanca conica, occorre ora effettuare il dimensionamento termico del tetto e del contenitore.

L'ipotesi base per tale dimensionamento è che il sistema di accumulo, nella condizione peggiore (quella incidentale), limiti il rateo delle sue perdite di calore all'1% giornaliero, ovvero a circa 215 kW (P_{los}).

Una seconda ipotesi, riguarda le superfici di scambio. Si ritiene realistico imporre che la fonte primaria di perdite risieda nel sistema di contenimento raffreddato ad acqua. In tal modo, il tetto della tanca non viene dimensionato termicamente ma sarà comunque presente nelle considerazioni successive come fonte di costo.

La superficie di scambio A_{los} della tanca abbiamo detto essere pari a 1322 m², che verranno investiti da un flusso di calore ($F_{los}=P_{los}/A_{los}$) pari a 162.4 W/m².

Dovendo assicurare una temperatura nel cemento rinforzato di 95°C, la parete laterale dovrebbe essere in grado di produrre un salto termico tra liner e cemento rinforzato di 455°C.

A tale salto termico corrisponde, noto il flusso relativo alle perdite, una resistenza termica complessiva di parete di circa 2.8 m²-K/W.

Per ottenere una resistenza termica di questo tipo è necessario dimensionare opportunamente i vari strati componenti la parete, illustrati nella Figura 3-3. Qui di seguito è riportato un possibile dimensionamento:

Componente	Densità (kg/m ³)	Spessore (m)	Conducibilità (W/m-C)	Resistenza termica (m ² -K/W)
<i>Liner</i>	7800	0.01		
<i>Ceramic fiber blanket</i>	64	0.05	0.15	0.33
<i>Insulating castable concrete</i>	801	0.60	0.23	2.60
<i>Reinforced concrete</i>		0.30		
Resistenza termica totale				2.93
Salto termico in parete				477 °C

Tabella 3-2 – Dimensionamento termico della parete di un accumulo conico

3.2.4 Analisi dei costi della tanca calda

Dopo aver dimensionato sia geometricamente che termicamente la tanca e la parete conica, è ora possibile procedere ad una valutazione dei costi della tanca medesima.

I costi unitari dei vari elementi costituenti sono stati estratti direttamente sia dal documento del SERI che dai documenti di progetto dell'impianto Archimede. Occorre notare che i costi riportati dal SERI si riferiscono al 1980 e che quindi si è reso necessario un aggiornamento degli stessi per riportarli a costi 2005. Tale aggiornamento è stato fatto sulla base della seguente relazione: $\$_{2005} = \$_{1980} * 1.023^{(2005-1980)}$

In tabella Tabella 3-3 è riportata una sintesi dei costi suddetti suddivisi tra liner, contenitore/fondazione e tetto di copertura.

tanca calda	unità	quantità	Costo unitario (\$ ₁₉₈₀)	anno	rivalutazione	Costo unitario (\$)	costo (k\$)
liner acciaio 316L	ton	121	1800.	2005	1.000	1800.	218.5
supporti liner	-	25	2000.	1980	1.766	3531.2	88.3
subtotale							306.8
copertura fibre							
ceramiche	m2	1517	30.68	2005	1.000	30.68	46.5
cemento refrattario	m3	910	359.7	1980	1.766	635.06	578.2
cemento rinforzato	m3	455	196.2	1980	1.766	346.40	157.7
refrigerazione	ton	30	1102.3	1980	1.766	1946.23	58.4
subtotale							840.8
tetto	m2	1204	490.	1980	1.766	865.14	1041.4
subtotale							1041.4
totale tanca calda							2189.0

Tabella 3-3 – Analisi dei costi di una tanca calda per sistemi di accumulo termico conici

Come si può notare una delle voci di maggior costo risulta essere quella relativa al cemento refrattario. Ciò è essenzialmente dovuto al cospicuo spessore necessario ad abbattere la temperatura fino ai 95°C consentiti per il cemento rinforzato. La possibilità di utilizzare un cemento HPC in grado di sopportare temperature superiori (ad esempio circa 150°C) consentirebbe un risparmio importante per questa voce di costo.

Per quanto riguarda il tetto di copertura si è utilizzato un valore omnicomprendivo, senza entrare nel dettaglio dei suoi componenti. Dato il peso rilevante di questa voce sul totale, le soluzioni tecniche connesse alla sua realizzazione dovrebbero essere indagate con maggiore attenzione ed oggetto di ottimizzazione.

3.2.5 Analisi dei costi del sistema conico a 2 tanche

A questo punto, noti i costi relativi alla realizzazione della tanca calda di un sistema di accumulo a 2 tanche di tipo conico ed ipotizzato di realizzare un sistema completamente reversibile dove la tanca fredda sia identica a quella calda, è allora possibile stimare i costi per l'intero sistema (vedi Tabella 3-4).

Oltre i costi relativi alle due tanche, i sali fusi, le pompe ed i lavori di sbancamento sono stati portati in conto quelli di progettazione e di Operazione e Manutenzione, pari rispettivamente al 10% ed al 3% del totale delle spese precedenti.

Il costo per kWh_{th} così ottenuto si aggira intorno ai 21.5\$. Tale costo è perfettamente in linea con quello ipotizzato per un analogo TES a 2 tanche cilindriche di tipo classico. Però, occorre tener presente che il TES conico, oltre a presentare problematiche di sicurezza meno rilevanti rispetto al cilindrico, ha ancora margini di abbattimento dei costi collegati ad una migliore valutazioni dei costi delle coperture, all'utilizzo del cemento HPC ed alla realizzazione di un sistema passivo di refrigerazione,

In Tabella 3-5 ed in Figura 3-4 sono riportati i costi precedenti aggregati in modo differente per meglio evidenziare le principali voci di costo.

3.2.6 Costi associati ad un sistema a 3 tanche

In un TES a 2 tanche di tipo conico, il componente più critico, date le notevoli dimensioni, è il tetto di copertura. Potrebbe essere allora necessario passare ad un sistema a 3 tanche.

In Tabella 3-6 è riportata la stima dei costi per un siffatto sistema di accumulo, avendo ipotizzato la perfetta intercambiabilità delle tanche, la possibilità di ricovero dell'intero volume di sali in due delle tre tanche ed, infine, la necessità di utilizzare due pompe.

In Tabella 3-7 ed in Figura 3-5 sono riportati i costi precedenti aggregati in modo differente per meglio evidenziare le principali voci di costo. In questo caso, il costo per kWh_{th} si aggira intorno ai 23.9\$. Tale costo è superiore di circa l'11% rispetto ad un analogo TES a 2 tanche.

TES Conico a 2 tanche	unità	quantità	costo unitario (\$)	costo (k\$)
tanca calda	-	1	2188972	2189.0
tanca fredda	-	1	2188972	2189.0
Sali	ton	8578	517	4434.7
Pompe	-	1	1040400	1040.4
Sbancamento	m3	12054	18	217.0
totale parziale				10070.0
progettazione (10%)	-	0.10	10070021	1007.0
O&M (3%)	-	0.03	302100	9.1
totale generale				11086.1
Costo (\$/kWh)				21.5

Tabella 3-4 – Analisi dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth

TES Conico a 2 tanche	costo (k\$)	%
Sali	4435	40.04
Tanche	2696	24.34
Isolamento tanca	1249	11.28
Fondazioni tanca	432	3.90
Pompe	1040	9.39
Altro	1233	11.05
totale		11086

Tabella 3-5 – Analisi e distribuzione percentuale dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth

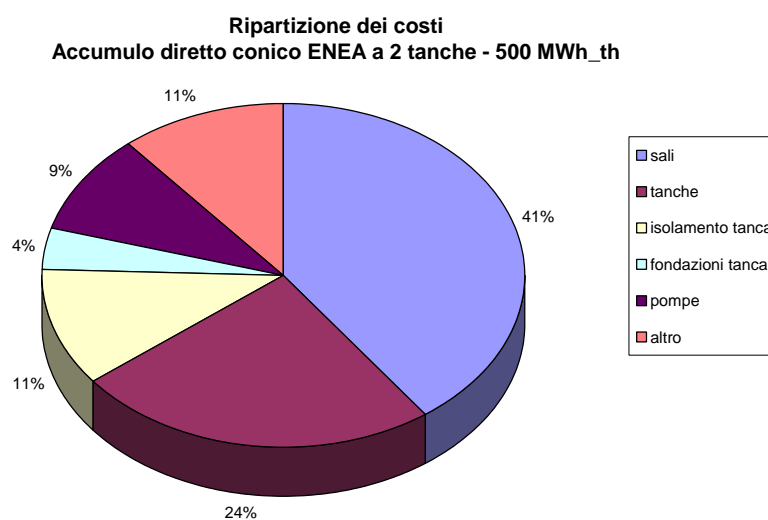


Figura 3-4 – Distribuzione dei costi relativi ad un sistema di accumulo di tipo conico da 515kWhth

TES Conico a 3 tanche	unità	quantità	costo unitario (\$)	costo (k\$)
tanca calda	-	2	1486116	2972.2
tanca fredda	-	1	1486116	1486.1
sali	ton	8662	517	4478.2
pompe	-	2	1040400	2080.8
sbancamento	m3	9604	18	172.9
totale parziale				11190.2
progettazione (10%)	-	0.10	11190165	1119.0
O&M (3%)	-	0.03	335705	10.1
totale generale				12319.3
Costo (\$/kWh)				23.9

Tabella 3-6 – Analisi dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth

TES Conico a 3 tanche	costo (k\$)	%
sali	4478	36.38
tanche	2744	22.29
isolamento tanca	1229	9.99
fondazioni tanca	485	3.94
pompe	2081	16.90
altro	1302	10.50
totale	12319	

Tabella 3-7 – Analisi e distribuzione percentuale dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth

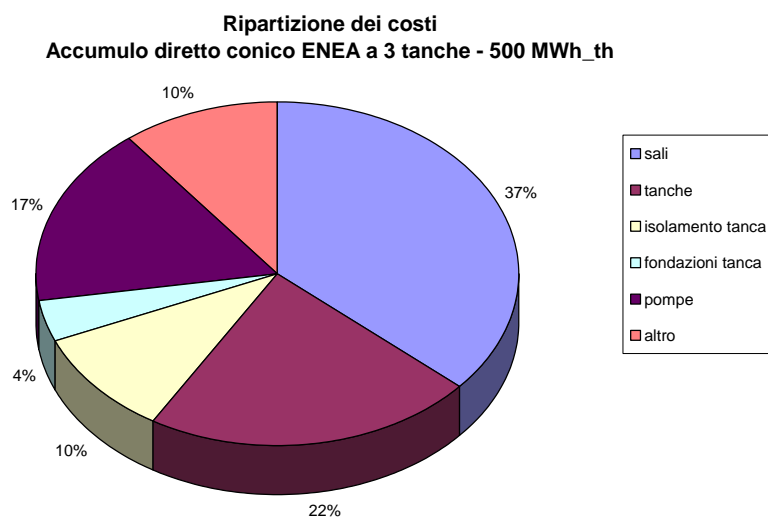


Figura 3-5 – Distribuzione dei costi relativi ad un sistema di accumulo a 3 tanche di tipo conico da 515kWhth

3.2.7 Analisi dei risultati

Nei paragrafi precedenti si è condotta una valutazione dei costi associati alla realizzazione ed alla gestione di un sistema di accumulo termico interrato ed a geometria conica.

Il risultato di questa valutazione è riassumibile nei seguenti punti:

- Per un sistema a 2 tanche è prevedibile un costo, comprensivo di progettazione e manutenzione, di circa 21.5 \$/kWh_{th}. Tale costo è comparabile a quello ipotizzato per un sistema analogo ma con tanche cilindriche appoggiate al suolo ma garantisce un maggiore livelli di sicurezza sia per quanto riguarda eventuali perdite che per resistenza strutturale agli eventi sismici.
- Nel caso, per necessità strutturali connesse alle elevate dimensioni delle tanche stesse, fosse necessario passare ad un sistema a 3 tanche, ciò comporterebbe un incremento di costo superiore al 10% rispetto quello di un sistema a 2 tanche. L'entità di tale incremento sembra essere essenzialmente legata alla maggiorazione del circuito idraulico (pompe, tubazioni, etc..), che andrebbe perciò ottimizzata (Figura 3-6).

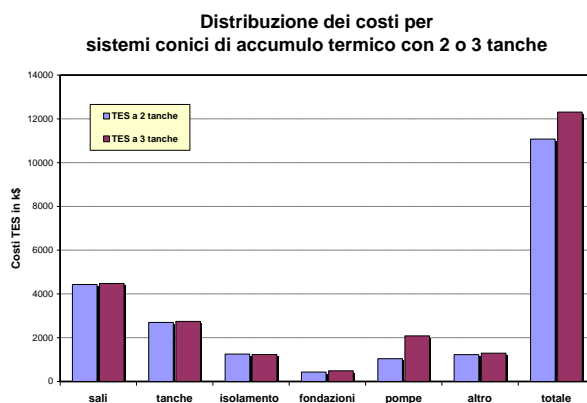


Figura 3-6

- Una valutazione maggiormente dettagliata dei costi associati al tetto/copertura delle tanche potrebbe condurre ad una riduzione di costo del componente. Attualmente il costo del tetto copre circa il 45% del costo totale di una tanca.
- Ulteriori margini di riduzione dei costi sono ipotizzabili in connessione alle innovazioni proposte da ENEA e riguardanti l'adozione di cementi HPC e di un sistema di refrigerazione passivo per il contenimento/fondazione

3.3 Conclusioni

A seguito di una prima fase nella quale sono stati analizzati, sulla base delle loro caratteristiche sia tecniche che economiche, i sistemi di accumulo termico sino ad oggi sviluppati, esaminando i mezzi di accumulo a disposizione ed i concetti di accumulo utilizzabili, si era arrivati a suggerire l'utilizzo di sistemi di accumulo di tipo diretto, a doppia tanca ed utilizzando i "sali solari". Il costo di riferimento per questo tipo di sistemi di accumulo si dovrebbe attestare al di sotto dei 21 \$/kWh_{th} ed il maggior contributo a tale costo è stato individuato essere il liner interno della tanca calda.

In questo paragrafo è stata proposta una soluzione innovativa per il sistema di accumulo che dovrebbe consentire una auspicabile riduzione di costo per il componente. Il nuovo concetto di TES si basa su una tanca di accumulo calda parzialmente interrata e di forma conica. Tale concetto fu già presentato per la prima volta nel 1985 da ricercatori americani del SERI per applicazioni richiedenti alte temperature ma non risulta che sino ad oggi sia stato ulteriormente sviluppato. L'ENEA ha ritenuto che questo concetto fosse ancora valido e, quindi, lo ha riproposto in un ambito diverso da quello originale (applicazioni a media temperatura) e con alcune innovazioni connesse all'uso di nuovi materiali e di soluzioni impiantistiche differenti. I vantaggi attesi da questo nuovo tipo di sistema di accumulo dovrebbero essere: i) una maggiore sicurezza strutturale connessa alla riduzione degli cedimenti delle fondazioni e delle conseguenze corrispondenti; ii) l'impiego di strutture di contenimento e di fondazioni in HPC caratterizzate da un basso costo rispetto a strutture in acciaio inossidabile; iii) la sostituzione dei costosissimi liner corrugati con liner piani sfruttando la compensazione geometrica delle dilatazioni termiche derivante dalla forma conica della tanca; iv) la possibilità di impiego di sistemi di refrigerazione passiva del basamento in cemento realizzato tramite HPC, che è in grado di sopportare livelli di temperatura maggiori degli usuali 95 °C dei cementi ordinari; v) minori problemi di allocazione della tanca in terreni a bassa resistenza.

La parte predominante del lavoro svolto è stata la valutazione dei costi associati alla realizzazione ed alla gestione di un sistema di accumulo termico come quello proposto. Per un sistema a 2 tanche della tipologia proposta dal SERI nel 1985, ovvero ignorando il contributo delle innovazioni proposte da ENEA, si è potuto prevedere un costo, comprensivo di progettazione e manutenzione, di circa 21.5 \$/kWh_{th}. Tale costo risulta essere comparabile a quello ipotizzato per un sistema analogo ma con tanche cilindriche appoggiate al suolo.

Già in questa configurazione il TES conico risulta essere preferibile a quello cilindrico in quanto a parità di costo questo ultimo garantisce maggiori livelli di sicurezza sia per quanto riguarda eventuali perdite che per resistenza strutturale agli eventi sismici. Inoltre, sono ipotizzabili ulteriori margini di riduzione dei costi associati da un lato ad una valutazione più dettagliata dei costi associati al tetto/copertura delle tanche (copre circa il 45% del costo totale di una tanca) e dall'altro alle innovazioni proposte da ENEA, riguardanti l'adozione di cementi HPC e di un sistema di refrigerazione passivo per il contenimento/fondazione.

Il costo effettivo del sistema TES sarà anche influenzato dalle scelte impiantistiche connesse alle elevate dimensioni delle tanche stesse. Nel caso si scegliesse di realizzare

un sistema di accumulo a 3 tanche si può prevedere un incremento di costo superiore al 10% rispetto ad un sistema a 2 tanche.

A questo punto, stabilita la potenziale convenienza di questo nuovo concetto di accumulo, occorrerà avviare una fase di ricerca dedicata a studiare e verificare tutti gli aspetti scientifici connessi, con particolare riferimento alla possibilità di utilizzare i cementi ad alte prestazioni HPC^{[30],[31],[32],[33],[34]} per la realizzazione del contenitore/fondazione conica. Durante questa fase si dovrà sempre far riferimento ad un sistema che sia integrabile nell'impianto solare previsto per Priolo (progetto Archimede) ovvero alle specifiche tecniche riportate in Tabella 3-8. Per concludere, si ritiene, comunque, opportuno riportare quali sono i numerosi vantaggi che possono essere ottenuti con le tecnologie proposte, non solo nel settore di riferimento, ma anche in quelli trasversali, con l'obiettivo di incrementare la competitività in aree produttive differenti. Lo sviluppo di impianti solari a concentrazione implica una innovazione tecnologica in settori diversi da quello energetico tradizionale, come la meccanica di precisione, i sistemi di controllo, la manifattura di specchi, la produzione di compositi, e lo sviluppo di materiali ceramici. Il progetto concettuale dei sistemi di accumulo proposti può produrre benefici anche nei seguenti campi industriali:

- Produzione di cementi HPC. Tale ricerca può dare benefici nel miglioramento dei materiali cementiti e nelle malte isolanti da utilizzare in infrastrutture civili strategiche, come tunnel stradali e ferroviari, dove sono richiesti elevati standard contro il fuoco.
- Produzione di sistemi di accumulo termico. Può aprire un vasto campo di applicazione anche in sistemi tradizionali di produzione di energia quanto è necessario creare accumulatori di calore da utilizzare in tempi successivi.

Tabella 3-8 – Specifiche tecniche per sistemi TES conici

<p>Sistema di Accumulo ad Energia Termica</p> <p>SPECIFICHE TECNICHE</p>
<p><u>Caratteristiche del Sistema di Accumulo</u></p>
<p>Il sistema di accumulo individuato è di tipo attivo e diretto. Tale scelta implica che: (i) il mezzo di accumulo sia un fluido e che (ii) il fluido termovettore utilizzato nel campo solare per raccogliere l'energia termica solare sia utilizzato anche come mezzo di accumulo. Il sistema di accumulo dovrebbe essere composto da 2 o 3 tanche di tipo conico, 1 o 2 per l'accumulo caldo a 550 °C ed una per quello freddo a 290°C. Il sistema deve poter essere reversibile, ovvero la tanca fredda deve poter diventare calda e viceversa.</p>
<p><u>Mezzo di Accumulo</u></p>
<p>Miscela binaria eutettica di sali fusi: NaNO₃ 60% e KNO₃ 40% Tale miscela, allo stato liquido, viene inviata dal serbatoio freddo al campo solare alla temperatura di 290°C. All'uscita del campo solare il fluido viene riscaldato fino a circa 550 °C ed immesso nel serbatoio caldo.</p>
<p><u>Capacità di accumulo</u></p>
<p>La quantità di energia termica accumulata deve essere tale da poter far funzionare, in assenza di irraggiamento, il Generatore di Vapore per 8 ore a pieno carico (64.4 MWt). La corrispondente capacità di accumulo del sistema risulta allora di circa 500 MWh_t a 550°C.</p>
<p><u>Perdite di energia</u></p>
<p>Le tanche ed i sistemi di isolamento termico debbono essere progettate affinché la massima perdita di calore non superi giornalmente il 2% della capacità termica di accumulo (circa 10 MWh_t/day).</p>
<p><u>Caratteristiche sito</u></p>
<p>Le valutazioni ambientali devono essere fatte prendendo come riferimento un sito avente le stesse caratteristiche di Priolo Gargallo (CT). Le principali caratteristiche ambientali sono le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il vento di progetto ha un valore medio @10m pari a 28 m/s ed un valore di picco di 45 m/s (Testo Unico – Norme tecniche per le costruzioni – 2005) • Il sito è classificato essere in zona sismica 2 secondo l'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20.03.2003, "Primi elementi in materia di criteri generali per la CLASSIFICAZIONE SISMICA del territorio nazionale e di normative tecniche per le COSTRUZIONI IN ZONA SISMICA (Ordinanza n. 3274)". • La sollecitazione massima consentita sul suolo è circa 192 kPa
<p><u>Vita media prevista</u></p>
<p>La vita media prevista per l'impianto deve essere di almeno 25 anni.</p>

Gas di copertura

Deve essere previsto l'utilizzo di un gas di copertura come, ad esempio, l'ossigeno.

Normative di Riferimento

Testo Unico - Norme tecniche per le costruzioni, 2005
API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage, 2000
ASME B&PV, Section VIII

Altre caratteristiche

Il volume del serbatoio freddo o di quelli caldi deve essere tale da consentire la raccolta dell'intera quantità di sali fusi presente nell'impianto solare, qualora questo ultimo dovesse essere completamente svuotato.

Il dimensionamento deve tener conto che il pescaggio massimo delle pompe pluristadio ad asse verticale, attualmente disponibili in commercio, è pari a 12 m.

Per evitare il congelamento dei sali fusi, deve essere garantita la possibilità di utilizzare dei sistemi, direttamente immersi nel serbatoio, per riscaldarli nei periodi di bassa insolazione o di fermo impianto e mantenere di una temperatura minima per un periodo fino a 5 giorni

L'effettiva capacità dei serbatoi può essere definita prevedendo, oltre alla quantità di sale appena descritta, anche (i) uno spazio vuoto tra il livello massimo e il tetto del serbatoio e (ii) una quantità aggiuntiva di sali da lasciare sempre nel serbatoio per un livello pari ad un metro (si noti che ogni serbatoio deve essere in grado di accogliere anche l'analoga quantità dell'altro). Questa ultima quantità assicura in sicurezza che il sistema di riscaldamento dei sali fusi risulti immerso nei sali in qualsiasi condizione di esercizio.

4 Conclusione

Scopo principale del presente documento, realizzato nell'ambito del progetto Elioslab, è stato quello di presentare uno studio ed una analisi critica dei sistemi di accumulo termico a media temperatura (550°C).

Tale lavoro è stato sviluppato in due fasi. Nella prima fase si sono analizzati i vari concetti di sistema di accumulo termico sino ad oggi sviluppati prendendo in esame le loro caratteristiche sia tecniche che economiche. Invece, nella seconda fase, si è indagata una soluzione innovativa per il sistema di accumulo, basata su una multitanca di forma conica, che dovrebbe consentire una auspicabile riduzione di costo per il componente.

I risultati messi in luce dalla prima fase del lavoro possono essere così riassunti:

- la presenza dell'accumulo termico, ovvero l'estensione del fattore di utilizzo e la maggiore remuneratività dell'energia prodotta, è un elemento essenziale per rendere competitiva l'energia elettrica prodotta da fonte solare;
- per poter minimizzare i costi relativi al sistema di accumulo termico, occorre, da un lato, realizzare un concetto di tipo attivo diretto, ovvero eliminare lo scambiatore di calore dalle voci di costo, e, dall'altro, innalzare il salto termico, ovvero minimizzare le dimensioni dell'accumulo;
- la tipologia di sistema a doppia tanca, tanca fredda e tanca calda, è quello oggi maggiormente studiato e provato e, quindi, pronto per un uso commerciale. Quello a tanca unica è in proiezione più economico ma ancora ad uno stadio primitivo. In alcuni casi particolari, quando le dimensioni delle tanche sono eccessive, è possibile prendere in considerazione sistemi multitanca, sebbene sia consigliato non superare le 3 tanche a causa del maggiore costo d'impianto;
- il mezzo di accumulo più indicato per poter essere sia fluido termovettore che mezzo di accumulo sono i sali fusi ed in particolare, tra questi, i cosiddetti "sali solari", che sono quelli più economici;
- i "sali solari" da un lato consentono di ottenere un salto termico dell'ordine dei 270°C (tipicamente tra 290 e 560 °C) ma dall'altro implicano la risoluzione di eventuali problematiche di congelamento, soprattutto lato campo solare, in conseguenza dell'elevato punto di congelamento (circa 220°C);
- numerosi studi effettuati hanno mostrato che il costo di un sistema di accumulo è funzione della durata del rilascio della energia accumulata: i sistemi più economici dovrebbero avere capacità comprese tra le 9 e le 12 ore;
- gli attuali concetti di accumulo, di tipo indiretto, mostrano costi variabili tra i 30 ed i 40 \$/kWh. Per sistemi di tipo indiretto ma utilizzando sali fusi di tipo Hitec o Hitec XL mostrano costi che si aggirano intorno ai 25-30 \$/kWh. La soluzione studiata da ENEA/ENEL, di tipo indiretto ma con "sali solari", potrebbe attestarsi su di un costo di circa 21 \$/kWh. Questo ultimo dato può essere preso come costo di riferimento per nuovi e competitivi concetti di accumulo termico;
- l'elemento di maggior costo delle tanche, soprattutto di quella calda, risulta essere il liner interno: una soluzione innovativa, in grado di ridurre il costo del componente a parità di prestazioni, costituisce uno degli obiettivi futuri per tali sistemi.

La seconda fase ha preso spunto proprio dagli ultimi due items della prima fase e da un concetto di TES basato su una tanca di accumulo calda parzialmente interrata e di forma conica, proposto nel 1985 da ricercatori americani del SERI.

Tale concetto lo si è ritenuto ancora valido e, quindi, lo si è riproposto in un ambito diverso da quello originale e con alcune innovazioni connesse all'uso di nuovi materiali e di soluzioni impiantistiche differenti. I vantaggi attesi da questo nuovo tipo di sistema di accumulo dovrebbero essere: i) una maggiore sicurezza strutturale connessa alla riduzione degli cedimenti delle fondazioni e delle conseguenze corrispondenti; ii) l'impiego di strutture di contenimento e di fondazioni in HPC caratterizzate da un basso costo rispetto a strutture in acciaio inossidabile; iii) la sostituzione dei costosissimi liner corrugati con liner piani sfruttando la compensazione geometrica delle dilatazioni termiche derivante dalla forma conica della tanca; iv) la possibilità di impiego di sistemi di refrigerazione passiva del basamento in cemento realizzato tramite HPC, che è in grado di sopportare livelli di temperatura maggiori degli usuali 95 °C dei cementi ordinari; v) minori problemi di allocazione della tanca in terreni a bassa resistenza.

La parte predominante del lavoro svolto è stata la valutazione dei costi associati alla realizzazione ed alla gestione di un sistema di accumulo termico come quello proposto. Per un sistema a 2 tanche della tipologia proposta dal SERI nel 1985, ovvero ignorando il contributo delle innovazioni proposte da ENEA, si è potuto prevedere un costo, comprensivo di progettazione e manutenzione, di circa 21.5 \$/kWh_{th}. Tale costo risulta essere comparabile a quello ipotizzato per un sistema analogo ma con tanche cilindriche appoggiate al suolo.

Già in questa configurazione il TES conico risulta essere preferibile a quello cilindrico in quanto a parità di costo questo ultimo garantisce maggiori livelli di sicurezza sia per quanto riguarda eventuali perdite che per resistenza strutturale agli eventi sismici. Inoltre, sono ipotizzabili ulteriori margini di riduzione dei costi associati da un lato ad una valutazione più dettagliata dei costi associati al tetto/copertura delle tanche (copre circa il 45% del costo totale di una tanca) e dall'altro alle innovazioni proposte da ENEA, riguardanti l'adozione di cementi HPC e di un sistema di refrigerazione passivo per il contenimento/fondazione.

A questo punto, stabilita la potenziale convenienza di questo nuovo concetto di accumulo, occorrerà avviare una fase di ricerca dedicata a studiare e verificare tutti gli aspetti scientifici connessi, con particolare riferimento alla possibilità di utilizzare i cementi ad alte prestazioni HPC per la realizzazione del contenitore/fondazione conica. Durante questa fase si dovrà sempre far riferimento ad un sistema che rispetti le specifiche tecniche riportate in Tabella 3-8.

5 Riferimenti

- [1] ENEA et al., *Progetto di Ricerca ELIOSLAB*, 2005
- [2] William B. Stine, Michael Geyer, *Power from the sun*, Energy Storage, Chapter 11, www.powerfromthesun.net
- [3] AA.VV. Solar Collectors, *Energy Storage and Materials*, Francis de Winter, 1990
- [4] I. Dincer, M.A. Rosen, *Thermal Energy Storage. Systems and Application*, WILEY, 2002
- [5] D. Kearney, U. Herrmann, P. Nava, B. Kelly, R. Mahoney, J. Pacheco, R. Cable, N. Potrovitza, D. Blake, H. Price, *Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field*, Jnl of Solar Energy Engineering, May 2003, vol. 125
- [6] D. Kearney, B. Kelly, U. Herrmann, R. Cable, J. Pacheco, R. Mahoney, H. Price, D. Blake, P. Nava, N. Potrovitza, *Engineering aspects of a molten salt heat transfer fluid in a trough solar field*, Energy 29 (2004) 861–870
- [7] D. Kearney, U. Herrmann, P. Nava, B. Kelly, J. Pacheco, R. Cable, D. Blake, H. Price, N. Potrovitza, *Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field*, NREL Trough Thermal Storage Workshop Golden, February 20-21, 2003
- [8] H. Price, D. Kearney, *Reducing the Cost of Energy from Parabolic Trough Solar Power Plants*, NREL/CP-550-33208, Jan 2003
- [9] Pilkington Solar International GmbH, *Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants*, NREL/SR-550-27925, Sep 2000
- [10] U. Herrmann, D. Kearney, *Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants*, Jnl of Solar Energy Engineering, May 2002, vol. 124
- [11] U. Herrmann, D. Kearney, *Overview on Thermal Storage Systems, Workshop on Thermal Storage for Trough Power Systems*, February 20-21, 2002
- [12] R. Tamme, D. Laing, W. Steinmann, *Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough*, Jnl of Solar Energy Engineering, May 2004, vol. 126
- [13] D. Kearney, *ASSESSMENT OF THERMAL ENERGY STORAGE FOR PARABOLIC TROUGH SOLAR POWER PLANTS*, 2006, Parabolic Trough Technology Workshop, Incline Village (NV), 13-14/2/2006
- [14] Sargent & Lundy – *Assessment of Parabolic Trough and Pwer Tower Solar Technology Cost and Perfomance Forecasts*, SL 5641, May 2003
- [15] U. Herrmann, B. Kelly, H. Price, *Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants*, Energy 29 (2004) 883–893
- [16] B. Kelly, *Two Tank Direct Thermal Storage System. Solar Two and Solar Tres Central Receiver Power Plants*, Workshop on Thermal Storage for Trough Power Systems, February 20-21, 2002
- [17] U. Herrmann, M. Geyer, R. Kistner, *The AndaSol Project, Workshop on Thermal Storage for Trough Power Systems*, February 20-21, 2002
- [18] U. Herrmann, P. Nava, *Thermal Storage Concept for a 50 MW Trough Power Plant in Spain*, 2006, Parabolic Trough Technology Workshop, Incline Village (NV), 13-14/2/2006
- [19] AA. VV., Volume I - *Molten Salt Thermal Energy Storage Subsystem Research Experiment*, SAND80-8192, May 1985
- [20] D. Barth, *High Temperature Molten Salt Pumps*
- [21] D.L. Barth, J.E. Pacheco, *DEVELOPMENT OF A HIGH-TEMPERATURE, LONG-SHAFTED, MOLTEN-SALT PUMP FOR POWER TOWER APPLICATIONS*, Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose, April 21-25, 2001, Washington, DC

- [22] J.Ives, J.C. Newcomb, A.G.Pard, *High Temperature Molten Salt Storage*, SERI/STR-231-2836
- [23] G.M.Giannuzzi, A.Miliozzi, C.E.Majorana, A.L.Salomoni, *Conceptual design of innovative heat storage systems for medium and high temperatures solar technology*, TCN CAE 2005
- [24] ENEA, ENEL, Progetto “Archimede”. *Realizzazione di un impianto solare termodinamico integrativo presso la Centrale ENEL di Priolo Gargallo (SR). PROGETTO PRELIMINARE*, ENEA/SOL/RS/2004/15 Rev. 1.1 10/09/2004
- [25] ENEA, ENEL, Progetto “Archimede”. *Realizzazione di un impianto solare termodinamico integrativo presso la Centrale ENEL di Priolo Gargallo (SR). COSTI DI REALIZZAZIONE*, ENEA/SOL/RS/2004/16 Rev. 3.3 13/09/2004
- [26] Carlo Zamparelli, *ANALISI TERMO-FLUIDODINAMICA DI UN SISTEMA DI ACCUMULO A SALI FUSI E COMPORTAMENTO DELLA MISCELA EUTETTICA PER INTEGRAZIONE DI ENERGIA SOLARE AL CICLO COMBINATO DI PRIOLO GARGALLO*, ENEL, WBS:PB-RI-04-0028, 2005
- [27] C. Sanfiorenzo, *ANALISI TERMO-FLUIDODINAMICA DI UN SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO A SALI FUSI PER PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA ENERGIA SOLARE*, Tesi di Laurea - Univ. Pisa, 2005
- [28] J.Ives, J.C. Newcomb, A.G.Pard, *High Temperature Molten Salt Storage*, SERI/STR-231-2836, Oct 1985
- [29] Copeland R.J., West R.E., Kreith F., *Thermal Energy Storage at 900° C*, SERI/TP-252-2359, May 1984
- [30] G.A.Khoury, C.E.Majorana, *Effect of Heat on Concrete*, CISM Book n. 420, G.A.Khoury and C.E.Majorana Editors, Taylor & Francis, Cambridge, pp.700, in print.
- [31] D.Gawin, C.Alonso, C.Andrade, C.E.Majorana, F.Pesavento, *Effect of damage on permeability and hygro-thermal behaviour of high performance concretes at elevated temperatures. Part I: Experimental results*, Computers & Concrete, Vol. 2, N. 3, 2005, in print.
- [32] D.Gawin, C.E.Majorana, F.Pesavento, B.A.Schrefler, *Effect of damage on permeability and hygro-thermal behaviour of high performance concretes at elevated temperatures. Part II: Numerical analysis*, Computers & Concrete, Vol. 2, N. 3, 2005, in print.
- [33] Felicetti R.,P.G.Gambarova,G.P. Rosati, F. Corsi, G.M. Giannuzzi, *Residual mechanical properties of high-strength concretes subjected to high-temperature cycle*, 4th Int. Symp. on Utilization of High-Strength/High-Performance Concrete, Paris, 1996
- [34] D.Gawin, C.E.Majorana, B.A.Schrefler, *Numerical analysis of hygro-thermal behaviour and damage of concrete at high temperature*, Mechanics of cohesive and frictional materials, J.Wiley & Sons Ltd, New York, n.4, 1999, pp.37-74.