

COMUNE DI UTA

Provincia di Cagliari

ISTANZA DI VERIFICA DI ASSOGGETTABILITÀ A V.I.A.

Realizzazione di un Impianto Solare Termodinamico con
tipologia a collettori parabolici
Potenza 19,5 MWp

ALLEGATO:

A

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA

revisioni:

data: Agosto 2017

IL COMMITTENTE:



SARDINIA GREEN ISLAND S.p.a.

Via Roma n. 149, 09124 Cagliari
Tel. 070.6848434
Fax 070.6401141
e-mail: info@sardiniagreenisland.it



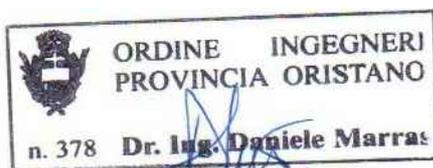
Ing. Daniele Marras, Ing. Lorena Vacca

Ex S.S. km 10,500 Ed. Pittarello

int. U54, 09028 Sestu (CA)

Cell. 393.9902969 - 342.0776977

I PROGETTISTI: Ing. Daniele Marras Ing. Lorena Vacca



INDICE

1.	PREMESSA.....	3
2.	GENERALITA'	3
3.	INQUADRAMENTO GEOGRAFICO	9
4.	STATO ATTUALE	10
5.	STATO DI PROGETTO.....	11
5.1	PREMESSA.....	11
5.2	IMPIANTO SOLARE A COLLETTORI PARABOLICI.....	11
5.2.1	Il concentratore	11
5.2.2	Il ricevitore.....	13
5.2.3	Il fluido termovettore	14
5.2.4	La turbina a vapore.....	15
5.3	IL PROCESSO DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA	15
5.4	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	17
5.4.1	Accantieramento	17
5.4.2	Preparazione e sistemazione dell'area.....	17
5.4.3	Recupero strutture esistenti.....	18
5.4.4	Canalizzazioni sottoservizi e Linea AT.....	18
5.4.5	Scavi di fondazione	19
5.4.6	Fondazioni	19
5.4.7	Fondazioni collettori.....	20
5.4.8	Piloni di supporto dei collettori solari	20
5.4.9	Strutture di sostegno tubazioni fluido termovettore	20
5.4.10	Montaggio carpenterie e alloggiamento impianti power-block.....	20
5.4.11	Opere accessorie	21
5.4.11	Completamento opere di connessione	21
5.4.13	Avviamento impianto (commissioning).....	21
6.	ANALISI ECONOMICA DEL SOLARE TERMODINAMICO	22
6.1	COSTI DEL CSP.....	22

6.2	IMPIANTI CSP A TORRE CENTRALE	26
6.3	COSTI D’INVESTIMENTO	26
6.4	COSTI DI RICERCA E SVILUPPO (R&D).....	31
6.4.1	Fattore di scala.....	32
6.5	COSTO O&M (Organizzazione e Manutenzione)	33
6.6	BUSINESS PLAN	35
6.7	COSTO TOTALE DELL'OPERA.....	36
7.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	37
7.1	Schema di funzionamento.....	37
7.2	Funzionamento del sistema	39
7.3	Produzione e consumi	42
7.4.1	Collettore solare	43
7.4.2	Sistema a Sali Fusi - Serbatoi	45
7.4.3	Sistema a Sali Fusi – Pompe del Sale	49
7.4.4	Sistema di Potenza – Generatore di Vapore.....	49
7.4.5	Sistema di Potenza – Turbina	51
7.4.6	Sistema di Potenza – Condensatore ad Aria.....	52

1. PREMESSA

La seguente relazione costituisce parte integrante del progetto per la costruzione di impianto solare termodinamico con tecnologia a collettori lineari parabolici, nel rispetto delle vigenti norme in materia di edilizia, igiene e sicurezza, da realizzare in un fondo rustico sito in località “Su Coddu de Sa Feurra” nel comune di Uta, provincia di Cagliari.

2. GENERALITA'

Il titolare degli interventi che si tratteranno è la Società SARDINIA GREEN ISLAND SPA, avente sede legale in Via Roma n 149, Cagliari.

Il fondo, oggetto degli interventi appresso descritti, è ubicato in agro del Comune di Uta, in località “Su Coddu de Sa Feurra”, cartograficamente individuato nella tavola 01-Inquadramenti in progetto.

Detti terreni sono censiti nel **Catasto Terreni** del Comune di Uta (CA) e risultano confinanti come segue:

(i) quanto al Primo Appezzamento:

al **foglio 42**, numeri:

- 25, di ettari 0,3500, terreno, RD € 33,44 RA € 15,36;
- 58, di ettari 0,8570, terreno, RD € 81,88 RA € 37,62;
- 59, di ettari 0,6350, terreno, RD € 60,67 RA € 27,88;
- 61, di ettari 0,8910, terreno, RD € 85,13 RA € 39,11;
- 74, di ettari 0,9520, terreno, RD € 90,96 RA € 41,79;
- 75, di ettari 0,9140, terreno, RD € 87,33 RA € 40,12;
- 77, di ettari 1,1660, terreno, RD € 111,40 RA € 51,19;
- 78, di ettari 0,0575, terreno, RD € 5,49 RA € 2,52;

- 79, di ettari 1,0465, terreno, RD € 99,99 RA € 45,94;
- 88, di ettari 3,8620, terreno, RD € 368,99 RA € 169,54;
- 91, di ettari 0,8600, terreno, RD € 82,17 RA € 37,75;
- 94, di ettari 0,0970, terreno, RD € 9,27 RA € 4,26;
- 110, di ettari 1,1088, terreno, RD € 105,94 RA € 48,68;
- 162, di ettari 0,2080, terreno, RD € 19,87 RA € 9,13;
- 163, di ettari 0,0740, terreno, RD € 7,07 RA € 3,25;
- 219, di ettari 1,0600, terreno, RD € 101,28 RA € 46,53;
- 346, di ettari 0,0018 fabbricato rurale (cabina elettrica);
- 347, di ettari 0,0007, fabbricato rurale (cabina elettrica);
- 415, di ettari 0,1477, terreno, RD € 14,11 RA € 6,48;
- 417, di ettari 5,1545, terreno, RD € 492,48 RA € 226,28;
- 419, di ettari 8,7465, terreno, RD € 835,68 RA € 383,96;

al **foglio 43**, numeri:

- 83, di ettari 3,3860, terreno, RD € 346,16 RA € 193,60;
- 101, di ettari 1,0880, terreno, RD € 92,89 RA € 42,64;
- 102, di ettari 0,2640, terreno, RD € 15,89 RA € 7,27;
- 103, di ettari 0,4830, terreno, RD € 46,15 RA € 21,20;
- 468, di ettari 0,3065, terreno, RD € 50,65 RA € 28,49;
- 493, di ettari 2,5257, terreno, RD € 417,41 RA € 234,79;
- 495, di ettari 1,3335, terreno, RD € 220,38 RA € 123,97;
- 502, di ettari 1,0374, terreno, RD € 99,12 RA € 45,54;
- 504, di ettari 2,3630, terreno, RD € 225,77 RA € 103,73;

al **foglio 48**, numeri:

- 2, di ettari 0,3230, terreno, RD € 30,86 RA € 14,18;
- 3, di ettari 0,6370, terreno, RD € 60,86 RA € 27,96;
- 17, di ettari 0,5395, terreno, RD € 51,55 RA € 23,68;
- 18, di ettari 0,2645, terreno, RD € 25,27 RA € 11,61;
- 19, di ettari 0,1120, terreno, RD € 10,70 RA € 4,92;
- 20, di ettari 0,2110, terreno, RD € 20,16 RA € 9,26;
- 22, di ettari 3,7740, terreno, RD € 360,59 RA € 165,67;
- 28, di ettari 5,4845, terreno, RD € 524,01 RA € 240,76;
- 31, di ettari 0,9700, terreno, RD € 92,68 RA € 42,58;
- 43, di ettari 3,4690, terreno, RD € 331,44 RA € 152,29;
- 44, di ettari 0,8210, terreno, RD € 78,44 RA € 36,04;
- 45, di ettari 0,1280, terreno, RD € 12,23 RA € 5,62;
- 51, di ettari 4,9840, terreno, RD € 476,19 RA € 218,79;
- 65, di ettari 0,8000, terreno, RD € 132,21 RA € 74,37;
- 66, di ettari 0,2080, terreno, RD € 19,87 RA € 9,13;
- 67, di ettari 2,9730, terreno, RD € 284,05 RA € 130,51;
- 76, di ettari 1,8780, terreno, RD € 179,43 RA € 82,44;
- 77, di ettari 1,9355, terreno, RD € 184,93 RA € 84,97;
- 78, di ettari 1,5220, terreno, RD € 145,42 RA € 66,81;
- 259, di ettari 0,0560, terreno, RD € 5,35 RA € 2,46;
- 287, di ettari 3,2300, terreno, RD € 308,61 RA € 141,79;
- 288, di ettari 0,3715, terreno, RD € 35,49 RA € 16,31;

- 289, di ettari 0,4485, terreno, RD € 42,85 RA € 19,69;
- 290, di ettari 0,0320, terreno, RD € 3,06 RA € 1,40;
- 291, di ettari 0,0425, terreno, RD € 4,06 RA € 1,87;
- 292, di ettari 4,6620, terreno, RD € 445,43 RA € 204,66;
- 293, di ettari 0,2230, terreno, RD € 36,85 RA € 20,73;
- 294, di ettari 4,5445, terreno, RD € 434,20 RA € 199,50;
- 295, di ettari 3,1800, terreno, RD € 303,83 RA € 139,60;
- 296, di ettari 0,0600, terreno, RD € 5,73 RA € 2,63;
- 297, di ettari 3,6790, terreno, RD € 351,51 RA € 161,50;
- 298, di ettari 0,3425, terreno, RD € 32,72 RA € 15,04;
- 299, di ettari 0,7135, terreno, RD € 68,17 RA € 31,32;
- 300, di ettari 2,1555, terreno, RD € 205,95 RA € 94,62;
- 301, di ettari 0,3130, terreno, RD € 29,91 RA € 13,74;
- 302, di ettari 0,1760, terreno, RD € 16,82 RA € 7,73;
- 303, di ettari 5,4255, terreno, RD € 518,38 RA € 238,17;
- 304, di ettari 4,2160, terreno, RD € 402,82 RA € 185,08;
- 328, di ettari 3,5000, terreno, RD € 334,41 RA € 153,65;
- 345, di ettari 1,8700, terreno, RD € 178,67 RA € 82,09;
- 346, di ettari 8,4440, terreno, RD € 806,78 RA € 370,68;
- 347, di ettari 7,4360, terreno, RD € 710,47 RA € 326,43;
- 348, di ettari 0,3090, terreno, RD € 29,52 RA € 13,56;
- 349, di ettari 0,0605, terreno, RD € 5,78 RA € 2,66;
- 350, di ettari 1,5150, terreno, RD € 144,75 RA € 66,51;

- 351, di ettari 1,6195, terreno, RD € 267,65 RA € 150,55;
- 352, di ettari 0,4400, terreno, RD € 42,04 RA € 19,32;
- 353, di ettari 1,5700, terreno, RD € 150,00 RA € 68,92;
- 354, di ettari 0,5710, terreno, RD € 54,56 RA € 25,07;
- 355, di ettari 1,9970, terreno, RD € 190,80 RA € 87,67;
- 356, di ettari 2,1925, terreno, RD € 209,48 RA € 96,25;
- 362, di ettari 1,5850, terreno, RD € 151,44 RA € 69,58;
- 363, di ettari 0,1620, terreno, RD € 0,84 RA € 0,33;
- 365, di ettari 0,3950, terreno, RD € 37,74 RA € 17,34;
- 367, di ettari 0,2040, terreno, RD € 19,49 RA € 8,96;
- 368, di ettari 1,6145, terreno, RD € 154,26 RA € 70,87;
- 370, di ettari 0,7390, terreno, RD € 70,61 RA € 32,44;
- 371, di ettari 0,6235, terreno, RD € 59,57 RA € 27,37;
- 372, di ettari 1,6830, terreno, RD € 160,80 RA € 73,88;
- 374, di ettari 0,6320, terreno, RD € 60,38 RA € 27,74;
- 376, di ettari 0,3530, terreno, RD € 33,73 RA € 15,50;
- 377, di ettari 0,1460, terreno, RD € 13,95 RA € 6,41;
- 379, di ettari 1,7085, terreno, RD € 163,24 RA € 75,00;
- 380, di ettari 0,7770, terreno, RD € 74,24 RA € 34,11;
- 382, di ettari 2,6910, terreno, RD € 257,11 RA € 118,13;
- 383, di ettari 0,5110, terreno, RD € 48,82 RA € 22,43;
- 385, di ettari 1,3615, terreno, RD € 130,08 RA € 59,77;
- 429, di ettari 2,1760, terreno, RD € 207,90 RA € 95,52;

- 481, di ettari 1,4315, terreno, RD € 136,77 RA € 62,84;
- 483, di ettari 1,7599, terreno, RD € 168,15 RA € 77,26;
- 620, di ettari 0,7742, terreno, RD € 127,95 RA € 71,97;
- 622, di ettari 0,7508, terreno, RD € 124,08 RA € 69,80;
- 639, di ettari 0,0015, fabbricato rurale (cabina elettrica);
- 640, di ettari 0,0020, fabbricato rurale (cabina elettrica);

al **foglio 49**, numeri:

- 71, di ettari 6,2370, terreno, RD € 595,91 RA € 273,80;
- 89, di ettari 0,0750, terreno, RD € 7,17 RA € 3,29;

quanto al Secondo Appezzamento, al foglio [], numeri:

- 32, di ettari 0,6885, terreni, RD € 65,78 RA € 30,22;
- 36, di ettari 0,0510, terreni, RD € 4,87 RA € 2,24;
- 41, di ettari 5,0170, terreni, RD € 479,35 RA € 220,24;
- 48, di ettari 3,2080, terreni, RD € 306,51 RA € 140,83;
- 49, di ettari 2,2800, terreni, RD € 217,84 RA € 100,09;

Tali appezzamenti costituiscono un unico corpo di forma irregolare per una superficie complessiva pari ad Ha 186.22.10.

I predetti mappali ricadono nella ZONA E – agricola del vigente Strumento Urbanistico del Comune di Uta.

3. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

L'area ricade nel territorio comunale di Uta, provincia di Cagliari, Sardegna Meridionale, in località "Su Coddu e sa Feurra". La zona interessata è posta a circa 5 Km a Sud del centro abitato del Comune di Uta.

Cartograficamente la zona è contraddistinta come segue:

Carta d'Italia in scala 1:50.000 F° 556 Assemini

Carta d'Italia in scala 1:25.000 F° 556 SEZ II UTA

Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 N° 556160 Azienda Agricola Planemesu



4. STATO ATTUALE

Originariamente l'azienda, di proprietà della società Agricola Mediterranea S.p.A, veniva utilizzata per la produzione e commercializzazione di prugne secche con un impianto di circa 30.000 piante. A seguito della crisi del settore con la concomitanza della fine del ciclo vitale delle piante, l'azienda ha interrotto la produzione e espantato per la quasi totalità il frutteto in attesa di un nuovo piano di risanamento.

La superficie in esame si sviluppa, come già evidenziato, su un'area pianeggiante di forma rettangolo-trapezoidale con lato lungo parallelo all'asse Nord-sud che rastrema in direzione sud. L'azienda è dotata di due ingressi principali, uno sul lato est raggiungibile dalla strada "Pedemontana"; uno sul lato ovest raggiungibile dalla strada SP1 (Seconda Strada consortile). L'intero lotto è attualmente recintato con rete metallica alta 2,10 m in parte da revisionare. L'area è dotata di una discreta viabilità interna composta da due assi viari principali mutuamente ortogonali ed un anello perimetrale, che consentono un agevole accesso, anche con mezzi pesanti. Percorrendo la viabilità principale dall'ingresso est per circa 750 metri in direzione ovest si raggiunge il corpo fabbricati esistente;

le dotazioni aziendali comprendono :

- palazzina uffici su due piani, per complessivi mq 400 circa;
- capannone industriale di circa mq 1.300, con annesse n. 2 celle frigo da mc 600 ciascuna;
- capannone industriale di circa mq 5.460, con annesse n.3 celle frigo da mc 600 cadauna e un forno per l'essiccazione delle prugne;
- magazzini e tettoie di circa mq 3.860;
- officina di circa mq 210;
- altri magazzini di circa mq 500,

con relative aree di sedime e pertinenziali e con i relativi impianti e macchinari come sopra descritti. Prospiciente il capannone è presente un impianto di stoccaggio per gpl della capacità di 40 mc circa e un locale caldaie a servizio del forno di essiccazione.

Il fondo è inoltre dotato di 6 pozzi ad uso irriguo della portata media di 9 l/s, e di un bacino di stoccaggio delle acque della capacità di circa 10.000 mc. Esiste infine, a completamento delle dotazioni irrigue, una rete di adduzione che origina dal suddetto bacino di accumulo,

completamente da revisionare, composta da un anello principale che percorre l'intero perimetro del lotto, e da diverse derivazioni secondarie a servizio delle originarie compartimentazioni aziendali.

5. STATO DI PROGETTO

5.1 PREMESSA

Gli impianti solari termodinamici si distinguono principalmente in tre categorie:

- Impianti a torre;
- Impianti a collettori lineari;
- Impianti a disco.

L'impianto in oggetto come precedentemente specificato è del tipo a collettori lineari parabolici con fluido termo-vettore e accumulo a sali fusi (miscela di KNO_3 e NaNO_2). Tralasciando in questa fase preliminare la descrizione delle diverse tecnologie si espongono, di seguito, brevi cenni su quella utilizzata propedeutici alla descrizione delle opere e delle componenti di impianto. Si enunceranno quindi le diverse fasi di realizzazione dell'opera con particolare attenzione alla descrizione del recupero e riutilizzo delle strutture già presenti nell'azienda, onde ridurre al minimo l'antropizzazione dell'area e consentire una riqualificazione dell'esistente.

5.2 IMPIANTO SOLARE A COLLETTORI PARABOLICI

Gli impianti a concentratore parabolico cilindrico a fuoco lineare (o Parabolic Trough) sono la configurazione tecnologica più semplice e matura. Sono in grado di generare calore ad una temperatura dell'ordine dei $290\div 570$ °C. Tra le soluzioni ibride che possono essere adottate si hanno l'ibrido a ciclo Rankine e l'ibrido a ciclo Combinato.

5.2.1 Il concentratore

Il concentratore ha una forma parabolica cilindrica a fuoco lineare ed è costituito da moduli assemblati ricoperti da pannelli riflettenti a specchio (Figura 26). Questi ultimi sono in generale costituiti da uno strato di vetro molto sottile con un'alta riflettanza e dalle seguenti caratteristiche: nella parte inferiore hanno uno strato riflettente in argento/alluminio, mentre nella parte superiore uno strato di interposizione in diossido di titanio che riflette i raggi ultravioletti impedendo che possano danneggiare il vetro.

I concentratori sono allineati in file parallele secondo una direzione nord-sud (offre maggiori potenze di picco) e inseguono il sole su un solo asse ruotando attorno al loro asse longitudinale secondo una direzione est-ovest al fine di mantenere il sole nel piano mediano del cilindro parabolico (ciò comporta teoricamente una perdita secca nella captazione di energia solare di circa il 17% rispetto all'inseguimento su due assi).

Ogni collettore è movimentato da un attuttore collocato nel suo centro (solitamente a guida idraulica o gearbox) in base alla posizione del sole individuata da un apposito sensore, ed è visionato da un controllore il quale assicura che al suo interno entri la massima quantità di raggi solari (tutti i controllori sono poi interfacciati ad un computer centrale).

I collettori sono fissati rigidamente a strutture di supporto in acciaio (solitamente una trave centrale e una serie di bracci per l'ancoraggio dei moduli ricoperti dai pannelli riflettenti), a loro volta sorrette da piloni; questi ultimi ne consentono la rotazione per l'inseguimento del sole e ne garantiscono la resistenza alla forza del vento. Al fine di collegare tra loro due collettori adiacenti, sono poi presenti elementi di giunzione.

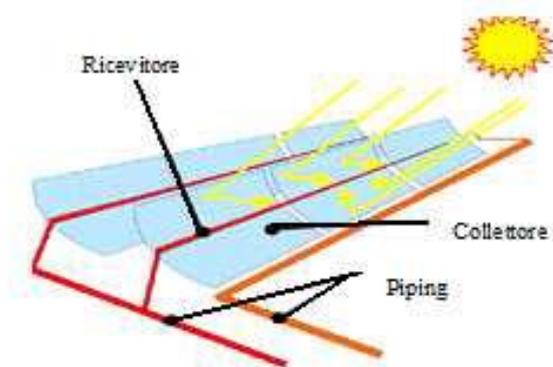


Figura 5.1 : *Parabolic Trough, schema del campo solare.*

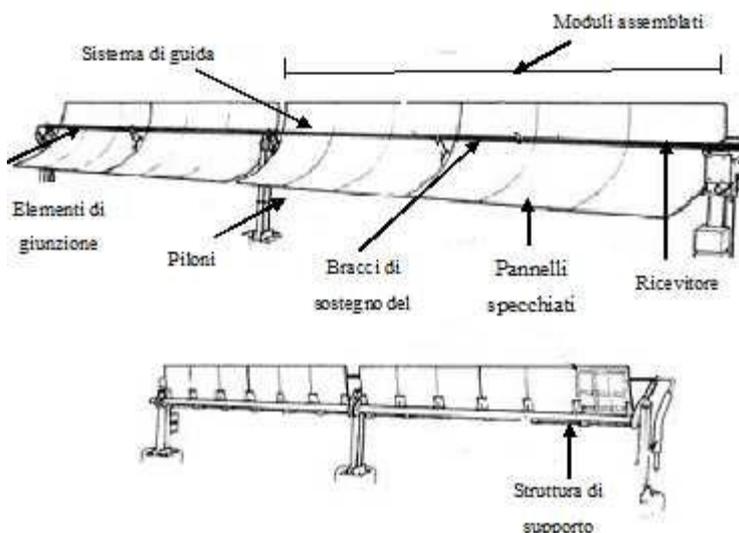


Figura 5.2: *Parabolic Trough, elementi principali del collettore.*



Figura 5.3: Parabolic Trough, foto del collettore.

Al fine di ridurre i costi connessi ai collettori Luz, nel 2001 è stato sviluppato un nuovo concetto di collettore detto "Eurotrough".

5.2.2 Il ricevitore

Il ricevitore, posizionato nel fuoco del collettore, è costituito da tubi in acciaio saldati in opera per formare una linea che, nella posizione di riferimento in esercizio, sia in asse con la retta focale dei collettori. La linea di tubi è mantenuta in posizione da bracci di sostegno, dotati alle estremità di cerniere cilindriche, che permettono la dilatazione termica dei tubi quando l'impianto è in esercizio.

La funzione dei tubi è quella di trasferire al fluido termovettore che scorre al suo interno, la massima quantità di energia solare concentrata dagli specchi riflettenti, riducendo al minimo le perdite di energia per irraggiamento verso l'ambiente.

Ogni tubo ricevitore è costituito da un tubo assorbitore d'acciaio inossidabile, sulla cui superficie esterna viene depositato, con tecnologia di splattering, un rivestimento spettralmente selettivo (coating) di materiale composito metallo-ceramico (Cermet), caratterizzato da un'elevata assorbenza della radiazione solare e una bassa emissività di calore nell'infrarosso.

Il tubo d'acciaio è incapsulato sotto vuoto in un tubo esterno di vetro borosilicato, coassiale con il tubo assorbitore, che ha la funzione di proteggere il coating dal contatto con l'aria, riducendo al minimo la dispersione termica verso l'ambiente.

Sulla superficie del tubo di vetro viene depositato un trattamento antiriflesso, per aumentare la trasmittanza della radiazione solare, riducendo al minimo l'energia riflessa.

I collegamenti fra i tubi di vetro e d'acciaio sono realizzati con due soffietti d'acciaio inossidabile (posti alle estremità del tubo di vetro) in grado di compensare le dilatazioni termiche differenziali tra i due materiali. Per garantire il vuoto di progetto è necessario inserire nell'intercapedine tra i due tubi un quantitativo opportuno di materiale getter, capace di assorbire la miscela di gas che si potrebbe formare durante il funzionamento del tubo ricevitore.

Un secondo materiale assorbitore, molto reattivo con l'aria (getter al Bario), viene depositato sulla superficie interna del tubo di vetro, formando una macchia di colore metallico di qualche cm².

Quando il tubo perde il vuoto e il getter di mantenimento si satura, la macchia diviene di colore bianco, indicando visivamente la perdita dell'efficienza dell'isolamento termico verso l'ambiente.

Il tubo ricevitore è l'elemento più delicato della tecnologia solare, perché deve garantire nel tempo un alto coefficiente di assorbimento dell'energia concentrata dagli specchi parabolici, limitando al massimo le perdite termiche verso l'ambiente. Per raggiungere un'elevata affidabilità, sono quindi importanti due caratteristiche:

- Capacità del Cermet di mantenere pressoché inalterate nel tempo le caratteristiche fototermiche alla massima temperatura di esercizio del coating;
- Capacità delle giunzioni vetro-metallo di resistere alle sollecitazioni di fatica termomeccanica, originate dalla variabilità dell'irraggiamento solare.

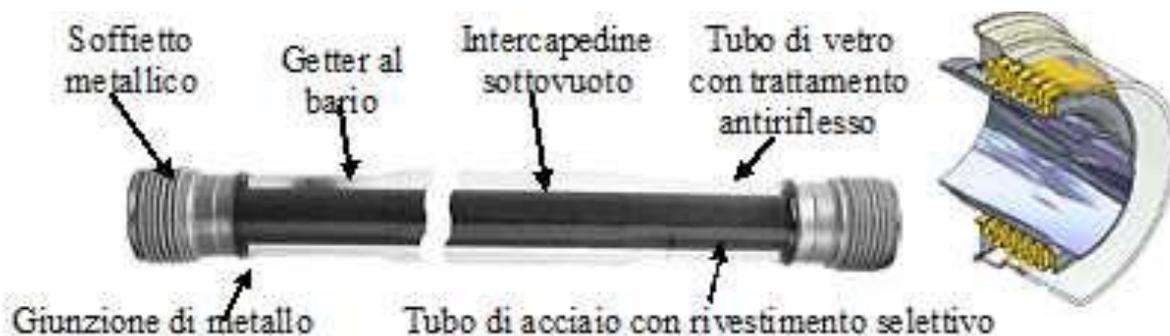


Figura 5.4: Parabolic trough, elementi del ricevitore

5.2.3 Il fluido termovettore

Il fluido che scorre all'interno del tubo del ricevitore può essere olio, acqua/vapore, sali fusi con 60% di sodio e 40% di potassio (hanno la caratteristica di congelare a 220 °C).



Figura 5.5: Parabolic trough, foto della miscela di Sali fusi

5.2.4 La turbina a vapore

La turbina a vapore è il motore termico più antico e diffuso. Il suo funzionamento prevede che il vapore compia un ciclo termodinamico muovendosi periodicamente attraverso gli scambiatori caldo (il generatore di vapore) e freddo (il condensatore).

Il ciclo termodinamico compiuto dal vapore chiamato Rankine, può essere descritto in modo semplificato in quattro fasi mediante quattro trasformazioni nel piano T,s (Figura 30):

5.3 IL PROCESSO DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA

Lo schema di funzionamento di un generico impianto solare a ciclo Rankine e impiegante i Sali fusi come fluido termovettore è invece riportato nella Figura 33. Sono presenti due serbatoi (serbatoio "caldo" e serbatoio "freddo") che contengono la miscela di Sali fusi rispettivamente alla temperatura di 500 °C e 290 °C. Dai serbatoi partono due circuiti indipendenti in cui il sale è spinto da opportune pompe di circolazione. Nel circuito del campo solare, in presenza di irraggiamento sufficiente il sale, prelevato dal serbatoio freddo, si scalda fino a 550 °C circolando all'interno dei tubi ricevitori delle stringhe di collettori solari e va a riempire il serbatoio caldo. Nel circuito del generatore di vapore il sale viene prelevato dal serbatoio caldo e, dopo aver prodotto vapore surriscaldato nel generatore di vapore, ritorna al serbatoio freddo. Nei limiti della capacità di accumulo, i due cicli (quello relativo alla cattura di energia dal sole e quello relativo alla produzione di vapore per alimentare il sistema di generazione elettrica) sono completamente svincolati, consentendo una produzione elettrica controllabile (con elevata dispacciabilità) a prescindere dalla disponibilità dell'irraggiamento solare.

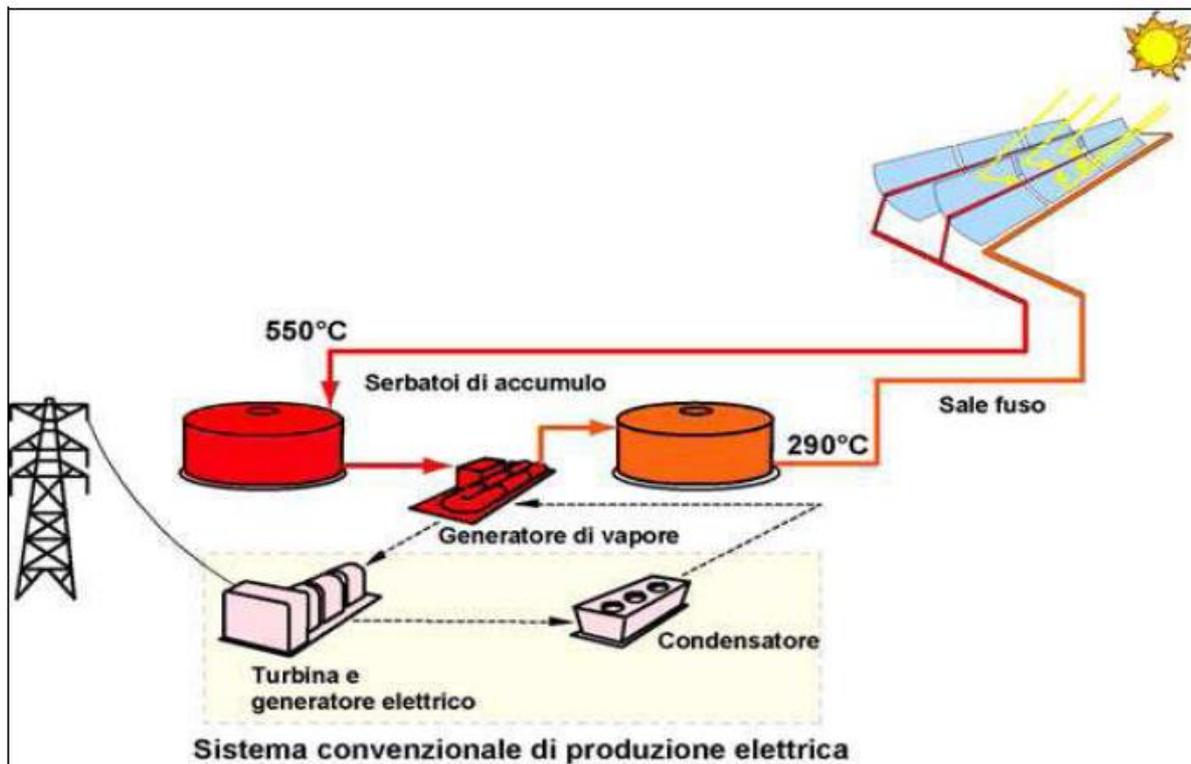


Figura 5.6: Parabolic trough, Schema di funzionamento impianto solare o con sali fusi



Figura 5.7: Esempio di impianto - SEGS I-IX, foto dall'alto

5.4 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

La realizzazione dell'opera prevede diverse fasi di cantiere, non necessariamente conseguenti, che verranno descritte in dettaglio nei paragrafi seguenti, e si possono riassumere in via preliminare nel seguente elenco:

- accantieramento;
- preparazione e sistemazione dell'area e viabilità di cantiere;
- risanamento e recupero delle strutture esistenti e loro riadeguamento funzionale alle esigenze di progetto;
- realizzazione sottoservizi e canalizzazioni, linea di connessione AT alla rete Terna;
- scavi di fondazione;
- Realizzazione fondazioni;
- Montaggio strutture di supporto collettori;
- Montaggio carpenterie metalliche power-block;
- Montaggio impianti power-block;
- Completamento stazione MT\AT;
- Completamento linea di connessione AT;
- Assemblaggio collettori;
- Montaggio collettori;
- Avviamento impianto.

5.4.1 Accantieramento

La fase di predisposizione del cantiere prevede l'adattamento di una parte delle strutture esistenti ad uso uffici e foresteria con l'utilizzo dei servizi igienici esistenti e l'apporto di bagni chimici e container ufficio e magazzino nella zona del power-block. Il tracciamento generale delle opere nonché l'individuazione definitiva delle aree di stoccaggio provvisorio delle rocce e terre da scavo.

5.4.2 Preparazione e sistemazione dell'area

I lavori di adeguamento dell'area saranno ridotti allo stretto necessario in modo da minimizzare gli effetti del transito di mezzi d'opera e di movimento terra. Essendo il terreno pianeggiante con una

naturale pendenza verso sud, non si rendono necessarie opere di livellamento o sistemazione planimetrica. La viabilità è preesistente e di adeguata portanza e non necessita di lavori di modifica. In questa fase si darà corso alla revisione della recinzione esistente e alla perimetrazione delle aree oggetto di successivo scavo delle fondazioni.

5.4.3 Recupero strutture esistenti

Questa fase consiste nella messa in sicurezza e recupero dei fabbricati ed impianti esistenti ed al loro adeguamento alle nuove funzionalità di progetto. Il fabbricato ad uso ufficio sarà ristrutturato ed adibito a medesima funzione, così come i magazzini ed il fabbricato ad uso officina. Il capannone industriale sarà risanato e sgomberato dai forni di essiccazione e dalle celle frigo esistenti e adeguato alle esigenze di assemblaggio degli eliostati fino a conclusione dell'opera; in fase di esercizio tale edificio verrà adibito a magazzino.

La centrale termica prospiciente il capannone industriale ed il relativo deposito saranno revisionati e riutilizzati per il gruppo di backup dell'impianto. Tutto il materiale in esubero sarà classificato secondo codifica CER e possibilmente riciclato, in caso contrario verrà smaltito secondo le prescrizioni normative vigenti.

5.4.4 Canalizzazioni sottoservizi e Linea AT

In questa fase si darà corso alla realizzazione di tutte le canalizzazioni, e la predisposizione e realizzazione dei sottoservizi quali linee elettriche di alimentazione e adduzione, linee telefoniche, rete gas di alimentazione della caldaia di backup, adeguamento della rete irrigua esistente alle esigenze di progetto, realizzazione del cavidotto interrato di connessione della stazione MT\AT al punto di connessione. Allo stato attuale non è dato sapere quale sarà il punto di connessione assegnato, ma da una valutazione preliminare che tiene conto della situazione locale delle infrastrutture di rete e della potenza stimata dell'impianto pari a 19,5 MWe, si può verosimilmente ipotizzare una connessione allo stallo AT della cabina Primaria denominata "Rumianca". Con tale ipotesi il cavidotto interrato sarà integralmente in area Industriale CACIP fatta eccezione per il primo tratto di circa 150 mt che ricade in area agricola.

Poiché le analisi geologiche e geotecniche condotte non evidenziano presenza di inquinanti le terre e rocce da scavo provenienti dall'area oggetto dell'intervento saranno riutilizzate all'interno del cantiere medesimo per eventuali riempimenti o rinterri. Allo stato attuale si stimano circa 10 Km di cavidotti interrati per un totale di circa 1200 mc. Per quanto attiene i lavori all'esterno dell'area, e più specificatamente in area CACIP, essendo l'intero perimetro del consorzio industriale all'interno di un'area SIN, sarà necessario attivare la procedura di caratterizzazione lungo il tracciato definitivo per poter dare seguito agli scavi.

5.4.5 Scavi di fondazione

Una volta sistemata l'area e approntata la viabilità di cantiere si procederà con gli scavi inerenti le fondazioni di tutte le opere previste. Le fondazioni del campo solare, costituito da 234 collettori solari, sono a forma rettangolare delle dimensioni di 1,6x2,0 m per 1,2 metri di profondità, per un volume pari a 3,84 mc ciascuno. In totale il campo solare richiede un volume di scavo pari a 8.087 mc. La fondazione dal power block ha una grandezza di circa 11.000 mq per uno spessore di circa 20 cm, superficiale. La stazione elettrica di trasformazione, essendo del tipo stand alone non richiede particolari opere di fondazione se non quella del basamento del trasformatore e delle opere elettromeccaniche quali TV, TA, Sezionatori, Terminali cavo, per un totale stimato di 100 mc.

5.4.6 Fondazioni

La realizzazione delle fondazioni procederà con la stessa consequenzialità degli scavi e prevede il cassero delle parti fuori terra con pannelli in mdf fissati con lamelle o contrafforti a seconda dei casi. In seguito saranno alloggiate le gabbie di armatura confezionate in loco. Il getto di calcestruzzo e lo scasseramento completeranno questa fase in attesa di idonei tempi di maturazione idonei, trascorsi i quali si procederà con le fasi successive.

5.4.7 Fondazioni collettori

Sono costituite da plinti isolati in calcestruzzo armato completamente interrati salvo i baggioli per l'appoggio dei piloni di sostegno dei collettori solari. I plinti saranno in numero di 912 per i piloni laterali e finali ed in numero di 114 per i piloni centrali contenenti i sistemi di inseguimento. In caso di inadeguatezza delle caratteristiche di resistenza del terreno le fondazioni potranno essere realizzate nella tipologia a palo centrale eseguito per trivellazione

5.4.8 Piloni di supporto dei collettori solari

I piloni di supporto, in numero di 912 per le tipologie laterali e finali ed in numero di 114 per quelli centrali, rappresentano le parti fisse della struttura di supporto dei collettori solari. Sono costituiti da una struttura a traliccio in acciaio zincato a caldo; trattasi pertanto di elementi prefabbricati in officina che vengono montati sui plinti di fondazione tramite ancoraggio a tirafondi filettati predisposti nelle fondazioni stesse. L'altezza fuori terra dei piloni di sostegno risulterà essere di 3.50 m dal piano dei baggioli di fondazione.

5.4.9 Strutture di sostegno tubazioni fluido termovettore

Sono strutture minori di carpenteria metallica per il sostegno delle tubazioni tra i collettori solari e tra questi ed i serbatoi di accumulo. L'altezza di dette strutture è prevista rimanere contenuta entro quella dei piloni di sostegno dei collettori solari (3.50 m).

5.4.10 Montaggio carpenterie e alloggiamento impianti power-block

Saranno assemblate le carpenterie metalliche di supporto degli impianti del power-block e delle canalizzazioni di servizio del medesimo, atte a sostenere le condutture di trasporto del fluido termico secondo lo schema funzionale dell'impianto. Saranno montate anche le passerelle di servizio e le strutture di protezione e confinamento delle diverse sezioni del power-block quali il locale turbine, il locale scambiatore, la centrale di back-up, e il gruppo di commissioning dell'impianto. Parallelamente alla fase sopradescritta si procederà con l'alloggiamento degli impianti nelle strutture di supporto quali il gruppo turbina e alternatore, lo scambiatore di calore, il condensatore, il generatore di vapore, il gruppo di pompaggio del sale fuso, la centrale di back-up ed il gruppo di commissioning.

5.4.11 Opere accessorie

Sono le opere minori a servizio dell'impianto essenzialmente costituite da canalette di drenaggio, canalette interrate di servizio per il passaggio di alimentazioni elettriche, linee di trasmissione dati e segnali da strumenti di misura.

5.4.11 Completamento opere di connessione

Congiuntamente ad altre fasi non interferenti con la presente, si procederà all'installazione della stazione elettrica prefabbricata ed al montaggio delle relative opere elettromeccaniche ed apparecchiature. Completata anche la linea interrata in cavo AT si effettueranno le giunzioni dei terminali cavo e si avvierà la procedura di messa in servizio della stazione in attesa dell'effettivo allaccio alla rete concomitante con la fase di commissioning dell'impianto.

5.4.13 Avviamento impianto (commissioning)

Concluse le opere di montaggio di tutte le apparecchiature del power-block ed avviato il montaggio del campo solare si avvierà la fase di commissioning dell'impianto. La procedura prevede la miscelazione dei sali di potassio e di sodio nella misura rispettivamente del 40% e del 60%, e attraverso la cosiddetta centrale di commissioning costituita da un gruppo di tramogge e da una caldaia, si porta il sale alla temperatura di fusione e si inizia il pompaggio del sale fuso.

La fase di commissioning dura circa 6 mesi in dipendenza dalle condizioni atmosferiche, conclusa la quale si può dare seguito alla procedura di allaccio alla rete e quindi alla produzione di energia elettrica.

6. ANALISI ECONOMICA DEL SOLARE TERMODINAMICO

6.1 COSTI DEL CSP

Le crescenti problematiche di tipo ambientale e climatico, accompagnate dal continuo calo della disponibilità dei combustibili fossili, richiedono ormai delle soluzioni di approvvigionamento di energia “pulita” a breve termine. A tal proposito la tecnologia proposta può fornire delle soluzioni interessanti al problema energetico in tempi relativamente brevi. Esso, tra tutte le tecnologie rinnovabili, disponibili per una produzione su larga scala, è quello che presenta la maggiore potenzialità di produzione di energia pulita, grazie alla sua tecnologia convenzionale e alla facile scalabilità. Il costo dell’energia è compreso tra 0.14 e 0.19 €/kWh nel medio termine e tra 0.09 e 0.15 €/kWh nel lungo termine, rispetto al valore del mercato elettrico convenzionale che per potenze di media taglia si aggira intorno a 3-4 €cents/kWh. La piena competitività da parte della tecnologia potrà essere raggiunta solo se i costi saranno ridotti in maniera decisa, il che dipenderà sia dal costo della tecnologia stessa ma anche da una crescita potenziale del prezzo dell’energia fossile e dall’internazionalizzazione dei costi sociali associati alle emissioni di CO₂. In definitiva, si può pensare di raggiungere un livello di competitività nel medio termine ad un prezzo di 5-7 €cents/kWh per media potenza dispacciabile.

Sono stati effettuati diversi studi che hanno analizzato le prospettive future dei sistemi che si basano sulla tecnologia utilizzata. Tra questi, quello denominato Athene, prevede uno scenario fino al 2025 simile a quello riportato in figura 2.1, dove viene indicata la potenza che si prevede di installare complessivamente nei prossimi anni tramite impianti CSP.

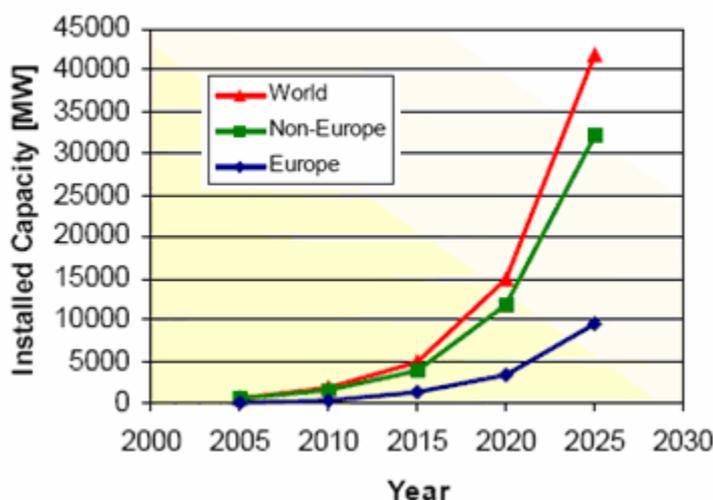


Figura 6.1: Scenario previsto dallo studio ATHENE per lo sviluppo dei sistemi CSP

Sulla base di questo studio, prendendo in considerazione l'esperienza acquisita, gli effetti di scala ed il costo di investimento complessivo è stato stimato il cosiddetto costo medio di elettricità livellato (LEC, Levelized Electricity Cost). Lo studio prevede una riduzione del costo ad un valore inferiore ai 5 €cents/kWh ed una capacità installata di 40 GW che verrà raggiunta tra il 2020 ed il 2025 (figura 2.2).

I diversi scenari proposti stimano la riduzione potenziale dei costi, ma non sono in grado di individuare le specifiche innovazioni che potrebbero consentire il raggiungimento di questi obiettivi. Altre ricerche recenti hanno stabilito che almeno la metà della riduzione potenziale dei costi possa essere attribuita all'aumento della taglia dell'impianto e conseguentemente all'incremento dell'energia prodotta, mentre l'altra metà è da attribuire ai risultati ottenuti nell'ambito della ricerca e dello sviluppo tecnologico.

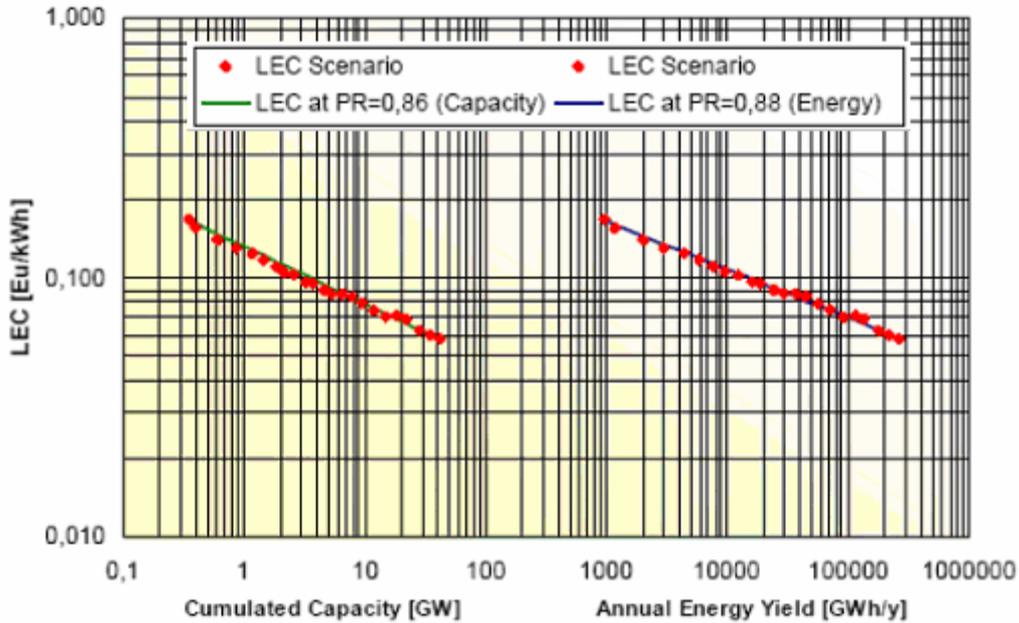


Figura 6.2: Andamento previsto del valore del LEC per gli anni futuri.

Per quel che riguarda l’analisi economica il parametro di riferimento è rappresentato dal LEC, calcolato secondo il metodo semplificato dell’IEA, che adopera l’euro come moneta di riferimento. La definizione del costo dell’elettricità livellato (LEC) è data dalla seguente equazione:

$k_{insurance}$ tariffa assicurativa annua; ”

K_{invest} investimento totale ell’impianto;

K_{fuel} costi annuali del combustibile;

k_d tasso reale di interesse;

n periodo di deprezzamento in anni;

$KO\&M$ operazioni annuali e costi di manutenzione;

E_{net} elettricità annuale netta.

Per quel che riguarda il confronto tra le diverse tipologie di impianti CSP, si può prendere spunto dallo studio ECOSTAR, commissionato dal DLR nel 2005, che ha preso in esame i seguenti tipi di impianti:

- Parabolico lineare con olio diatermico;
- Parabolico lineare con DSG;
- Torre centrale con sali fusi;
- Torre centrale con vapore saturo;
- Torre centrale con aria;
- Torre centrale con aria compressa;
- Disco parabolico con motore Stirling;

L'obiettivo di tale studio era quello di confrontare le diverse innovazioni tecniche equiparandole ad un unico indicatore, il LEC appunto, escludendo quindi tutte quelle specificità quali l'influenza della tassazione o le condizioni di finanziamento.

In definitiva, per il calcolo del LEC si prendono in considerazione il sito in cui installare l'impianto, i dati meteorologici, la potenza prodotta, l'eventuale presenza di serbatoi termici ed altri parametri come schematizzato nella figura 2.3.

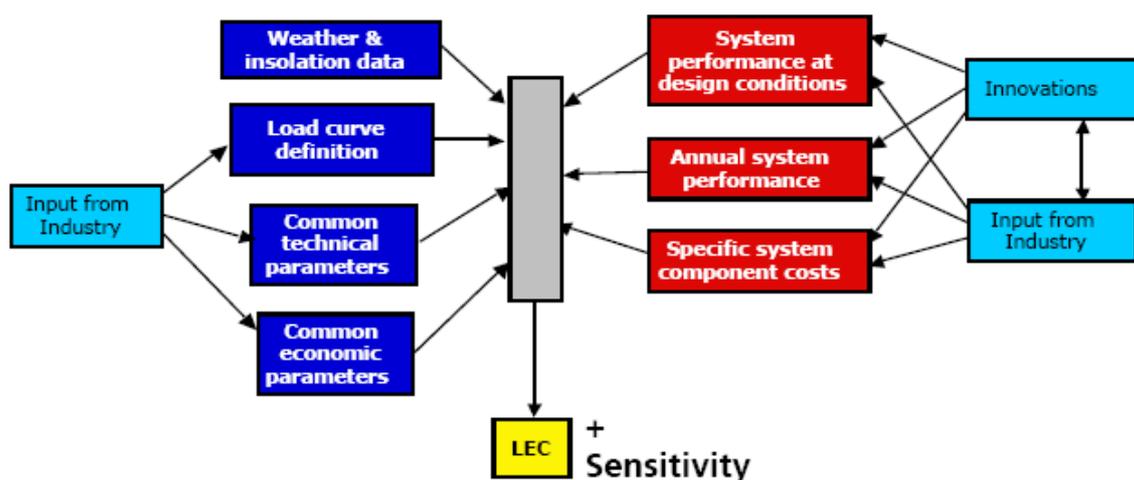


Figura 6.3 Schema della metodologia di analisi per il calcolo del LEC.

La taglia di riferimento su cui si basa l'analisi è 50 MWe; finora gli impianti funzionanti con almeno questa potenza sono solo quelli dotati della tecnologia parabolico lineare, mentre per le altre tipologie CSP sono previste potenze massime di 15 MWe.

In conclusione, in questo capitolo, dopo l'analisi comune sulla disponibilità della risorsa solare, si affronterà l'analisi economica di alcune tipologie di impianti CSP, focalizzando l'attenzione essenzialmente su 4 parametri principali di seguito indicati:

Costi di investimento;

Costi R&D (ricerca e sviluppo)

Costi O&M (operativi e manutenzione);

Fattore di scala

6.2 IMPIANTI CSP A TORRE CENTRALE

Come riferimento per la valutazione dei costi degli impianti che impiegano tale tecnologia di collettori solari, si considerano gli impianti SEGS californiani che, essendo stati i primi impianti di tipo commerciale entrati in funzione, consentono un'analisi più semplice degli investimenti e dei costi di funzionamento e manutenzione (O&M).

6.3 COSTI D'INVESTIMENTO

I costi di investimento sono costituiti dalla costruzione dell'impianto CSP, dalla connessione alle infrastrutture, da assicurazione e dai costi di capitalizzazione. I componenti di un collettore parabolico lineare, più importanti in termini di costo, sono quelli associati ai concentratori ottici e quelli connessi alla captazione dell'energia solare. Per valutare i costi di investimento di un impianto da 50 MWe, si può far riferimento al GEF (Global Environmental

Facility) che riporta i costi originari dell’investimento degli impianti SEGS (tabella 2.1). Si può notare come i valori decrescano a partire dal primo impianto, costruito nel 1984, fino all’ultimo, costruito nel 1989, in seguito all’aumento della taglia dell’impianto e del livello di produzione complessivo.

Nella tabella 2.1 sono riportati anche i valori attualizzati al 2005, tenuto conto anche del tasso di inflazione [18]. Partendo da questi dati, si può costruire una Learning Curve [6], che descrive quanto i costi diminuiscano al variare della produzione cumulativa.

Impianto	Anno	Potenza installata [MWe]	Costi specifici di investimento	Costi specifici di investimento [\$ ₂₀₀₅ /kW]
SEGS I	1984	15	4500 [\$ ₁₉₈₄ /kW]	6820
SEGS II	1985	45	4500 [\$ ₁₉₈₅ /kW]	6687
SEGS III-VII	1987	195	3400 [\$ ₁₉₈₇ /kW]	4856
SEGS XIII-IX	1989	355	2875 [\$ ₁₉₈₉ /kW]	3947

Tabella 6.1: Evoluzione dei costi di investimento degli impianti SEGS.

In particolare, si nota che i costi diminuiscono con una percentuale costante per ogni raddoppio del numero di unità prodotte secondo la seguente espressione:

$$C_{CUM} = C_0 CUM^{-b}$$

In cui:

- C_{CUM} costo per unità, parametro di input; C_0 costo della prima unità prodotta; CUM produzione cumulativa nel tempo;
- b indice di esperienza;

L’indice b , relativo all’esperienza, serve per calcolare la riduzione di costo relativa $(1-2^{-b})$ per ogni raddoppio di produzione:

$$\frac{C_{CUM1} - C_{CUM2}}{C_{CUM1}} = 1 - \frac{C_0 (2CUM_1)^{-b}}{C_0 CUM_1^{-b}} = 1 - 2^{-b}$$

Il valore (2^b) è il rapporto di progressione (Progress Ratio, PR), che esprime appunto la progressione della riduzione dei costi. Ipotizzando un valore di PR pari a 0.89, per il periodo di costruzione degli impianti SEGS (1984-1989), è possibile con una estrapolazione determinare i costi d'investimento degli impianti futuri. Applicando il valore di PR indicato in precedenza, si ottiene una riduzione dei costi dell'11% tutte le volte che la produzione cumulativa raddoppia come mostra la figura 6.5.

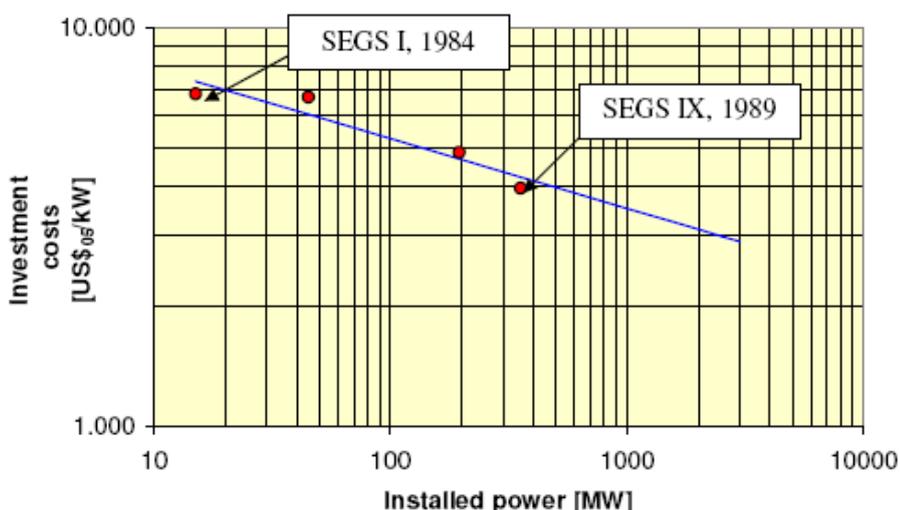


Figura 6.4: Learning Curve per gli impianti di tipo parabolico lineare SEGS.

Nella tabella 6.2 sono invece raccolte le stime dei costi di investimento ricavati da diversi studi, che hanno portato, come si vede, a conclusioni differenti.

Le previsioni dei costi citati sopra sono in accordo con quelli risultanti dall'analisi economica più recente per l'impianto Andasol operativo dal 2007 (6 ore di accumulo termico). Alcune pubblicazioni prevedono, per le due unità da 50 MWe, ognuna dotata di un accumulo termico di 3 ore, un costo di installazione inferiore ai 3000 €2005/kW, confermando in tal modo una riduzione dei costi del 15%, rispetto alla tecnologia LS-3 [20].

Il miglioramento si manifesta anche da un punto di vista tecnico [9], poiché il rendimento complessivo dell'impianto Andasol (14%) è superiore rispetto a quello registrato in quelli SEGS in California (10,6%) grazie al miglioramento progettuale degli specchi oggi disponibili (EUROTROUGH).

World Bank (1999)	
Potenza impianto [MWe]	Costo unitario investimento [\$ ₂₀₀₅ /kW]
30	3600
200	2500
Sargent & Lundy (2003)	
Potenza impianto [MWe]	Costo unitario investimento [\$ ₂₀₀₃ /kW]
50 (12 h storage)	4816
IEA (2003)	
Potenza impianto [MWe]	Costo unitario investimento [\$ ₂₀₀₃ /kW]
50 (breve termine)	2800 - 3200
50 (medio termine)	2100 - 2200

Tabella 6.2: Confronto tra diverse fonti sui costi di investimento.

Nello studio Sargent & Lundy (S&L) del 2003 si giunge a conclusioni analoghe a quelle dell’ECOSTAR, anche se l’impianto preso in considerazione ha una potenza doppia. La figura 2.6 mostra la distribuzione dei costi iniziali per un impianto parabolico lineare che comprende i costi strutturali, gli specchi e gli accumulatori termici [15].

Si osserva chiaramente che il costo principale è dato dal campo solare, in quanto è l’elemento tecnologicamente più recente, di conseguenza, più sensibile agli effetti di R&D e di scala; l’accumulo termico incide solo per l’8%, per cui un loro utilizzo, allo stato attuale dei costi, non ha un’incidenza notevole sulla riduzione complessiva dei costi.

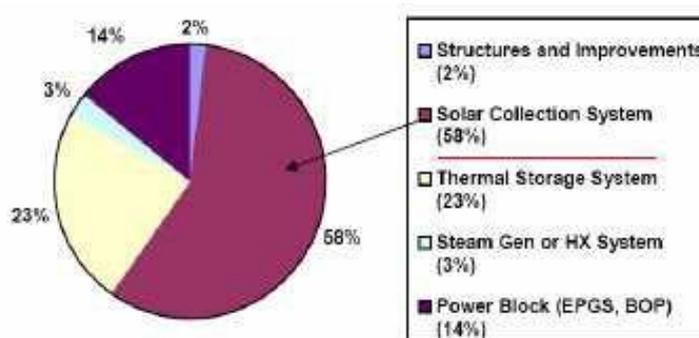


Figura 6.5: Costi di investimento per un impianto da 100 MWe con 12 ore di accumulo.

Il costo specifico dell’installazione che è di 3530 €/kWe, risulta molto alto rispetto a quello degli impianti convenzionali. In realtà si dovrebbe tener conto anche del costo del

combustibile non utilizzato per produrre l'energia generata durante tutta la vita dell'impianto, che però dipende fortemente dal fattore di capacità dell'impianto. Un

impianto con bassa capacità (piccoli campi e ridotti sistemi di accumulo), ridurrebbe questo parametro, ma aumenterebbe il LEC, per questo motivo non viene preso in considerazione per effettuare i confronti.

Limitando l'attenzione al solo collettore parabolico, nella figura 2.7 si osserva la distribuzione dei costi per i suoi componenti.

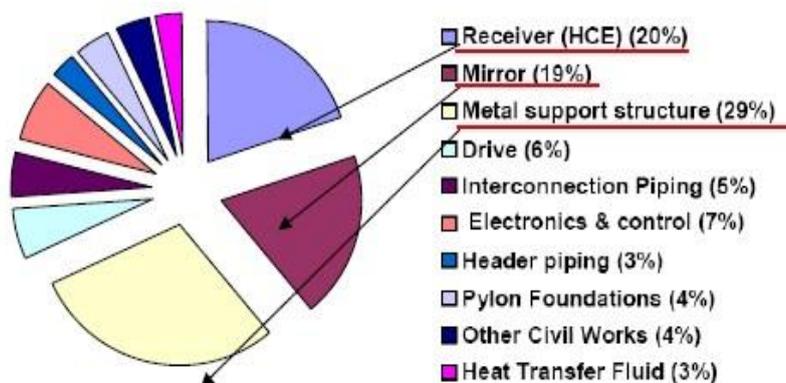


Figura 6.5: Costo dell'investimento per il solo campo solare.

Analoghe considerazioni si possono fare per il parabolico lineare con generazione diretta di vapore saturo. Innanzitutto è opportuno considerare un impianto della taglia di 50 MWe avente uno schema simile a quello del modello INDITEP [9], con 10 linee di specchi in parallelo e nessun accumulo termico, in quanto al momento non disponibile. Nella tabella

2.3 vengono confrontati i dati tecnici ed economici relativi alle due tipologie di configurazioni parabolico lineare:

	HTF (OIL)	HTF (Water Steam)
LEC (Solar only)	0.119	0.130
O&M	0.032	0.039
Investimento specifico	3530	2840
Rendimento complessivo (%)	14.0	9.9

Tabella 6.3: Confronto tra le due tipologie di impianti.

6.4 COSTI DI RICERCA E SVILUPPO (R&D)

Secondo lo studio S&L (Sargent & Lundy) [15] il costo degli impianti del tipo parabolico lineare scenderà del 50% nei prossimi 15 anni di cui il 29% dovuto a R&D (Ricerca e Sviluppo). Il 49% del costo complessivo di un impianto è determinato dai componenti ad alto tasso tecnologico, quali elementi di captazione, riflettori e HTF, per cui lo sviluppo di specchi innovativi e di collettori solari incide molto sui costi complessivi.

Per quel che riguarda la parte non solare, si potrebbe migliorare il layout dell'impianto, il gruppo di potenza, o incrementare la temperatura del vapore per aumentare il rendimento del ciclo a vapore. Inoltre, si potrebbe puntare sulla diminuzione del peso del collettore e su un ricevitore più efficiente e duraturo. Il miglioramento degli specchi si può ottenere utilizzando strati di vetro sottile con elementi strutturali non metallici, mentre impiegando un differente fluido termovettore come ad esempio i sali fusi, si possono raggiungere temperature più elevate (500°C) rispetto a quelle ottenibili con l'olio diatermico. Questa scelta condiziona anche i costi di un eventuale serbatoio termico che potrebbe essere di tipo 2-tank (hot-cold) o unico (thermocline) con sali fusi e scambiatore di calore.

A titolo di esempio, lo studio S&L mostra una proiezione per quel che riguarda l'accumulo termico (tabella 2.4), il cui riferimento è l'impianto SEGS VI del 1987 ed i costi espressi in dollari del 2003.

Anno	2004	2007	2010
Tipo di accumlo termico	Indiretto, 2 acc	Diretto, 1 acc.	Diretto, 1 acc
Potenza impianto [MWe]	110	110	165
Accumulo [MWh_t]	3535	3349	4894
HTF	Sali fusi	Sali fusi	Sali fusi
Temperatura HTF [°C]	400	450	500
Costo d'impianto [\$/kW_e]	958	425	383

Tabella 6.4: Proiezione dei costi di R&D per gli accumulatori termici.

La tabella 2.5 mostra il potenziale di riduzione dei costi del sistema di captazione solare, dell'accumulo termico e del blocco di potenza [15] grazie agli investimenti in ricerca e sviluppo (R&D), sempre con riferimento all'impianto SEGS VI i cui dati sono riferiti all'anno 1989.

	Base	Breve Termine	Medio Termine
Impianto	SEGS VI	Andasol (50 MW _e)	150 MW _e parabolic trough
In servizio	1987	2007	2010
Supporto struttura [\$/m²]	67	61	54
HCE [\$/unità]	847	847	635
Specchi [\$/m²]	43	43	28
Blocco di potenza [\$/kW_e]	527	367	293
Accumulo termico [\$/kW_e]	-	958 (12 ore)	383 (12 ore)
Altri componenti [\$/m²]	250	234	161
Costo totale dell'impianto [\$/kW_e] (Fonte SunLab)	3008 \$ ₁₉₈₉ /kW _e	4856 \$ ₂₀₀₃ /kW _e	3416 \$ ₂₀₀₃ /kW _e

Tabella 6.5: Riduzione dei costi di R&D per un CSP di tipo parabolico lineare.

6.4.1 Fattore di scala

Per quanto riguarda gli effetti del fattore di scala, si osserva che il costo di installazione del CSP è fortemente dipendente dalla dimensione dell'impianto, inoltre, sulla base dell'esperienza maturata, si è constatato che la dimensione minima per un sistema di tipo parabolico lineare è di 50 MWe. Come detto in precedenza, lo studio effettuato da S&L ha stimato una diminuzione del 50% dei costi del CSP di cui il 21% dovuta al fattore di scala. Diversi ricercatori ritengono questa previsione eccessivamente ottimista, tanto che un rapporto dell'IEA suggerisce, invece, che nello stesso periodo di tempo i costi possono essere ridotti del 30%, di cui il 25% in seguito al fattore di scala e solo il 5% per R&D. Molti ricercatori europei ritengono che l'aumento della taglia dell'impianto e quindi l'incremento dell'energia prodotta, costituisca il metodo più semplice per la riduzione dei costi. Dopo 20 anni di esperimenti al PSA e di 20 anni di funzionamento degli impianti SEGS, il parabolico lineare, con l'olio minerale come fluido termovettore, rappresenta una tecnologia ormai matura, e solo l'espansione del mercato può dare un contributo decisivo per la riduzione dei costi.

Altri fattori che possono influenzare il costo complessivo dell'investimento sono legati alla logistica, quali il costo del terreno e la disponibilità di acqua (ad esempio il terreno dell'Andasol

in Spagna costa circa 2 €/m², mentre per il SEGS il deserto viene pagato a costo zero) oppure a condizioni di finanziamento particolari (tabella 2.6).

Si nota chiaramente le diverse previsioni tra i ricercatori europei (ECOSTAR) e quelli americani (S&L). Ad esempio lo studio ECOSTAR non prevede un salto tecnologico importante nel breve periodo fintanto che il DSG non subirà miglioramenti significativi tali da renderlo competitivo ed affidabile.

Tipo d'impianto	Medio Termine	Impianti Futuri	Breve Termine	Impianti Futuri
Anno di costruzione	2004	2020	2005	2020
Potenza	50 MW _e	400 MW _e	50 MW _e	50 MW _e
Accumulo	12 ore	12 ore	3 ore	3 ore
Costi di investimento	4816 \$ ₂₀₀₃ /KW _e	2400 \$ ₂₀₀₃ /KW _e	4200 € ₂₀₀₅ /KW _e	2940 € ₂₀₀₅ /KW _e
Riduzione per R&D	29%		5%	
Riduzione per produzione	21%		25%	
Riduzione totale	50%		30%	
Fonte	S&L 2003		ECOSTAR 2005	

Tabella 6.6: Proiezioni future per i costi del parabolico lineare secondo S&L ed ECOSTAR.

6.5 COSTO O&M (Organizzazione e Manutenzione)

Le stime dei costi di O&M si basano sull'esperienza maturata fra il 1997 ed il 2001 sugli impianti SEGS III-VII [20]. Esse sono state elaborate dopo aver visionato i dati dell'impianto di Kramer Junction da 30 MWe relativi ad un periodo di funzionamento di 5 anni.

	Staff	Lavoro [k\$ ₂₀₀₃ /yr]	Parti [k\$ ₂₀₀₃ /yr]	Equipaggiamento [k\$ ₂₀₀₃ /yr]	Totale [k\$ ₂₀₀₃ /yr]
Amministrazione	7	440	253	0	693
Operazione	13	746	249	0	994
Manutenzione blocco di potenza	8	527	314	0	841
Manutenzione campo solare	7	391	600	90	1081
Totale	35	2104	1416	90	3610
Frazione di costo capitale [%]	-	0.8	0.5	0.03	1.49

Tabella 6.7: Elenco dei costi per il parabolico lineare.

Il modello prende in considerazione un singolo impianto e calcola i costi inserendo delle correzioni in base alle dimensioni del campo solare ed alla produzione elettrica annuale.

Nella tabella 2.7 sono raccolte le voci principali relative ai costi di O&M per un impianto da 50 MWe e 6 ore di accumulo termico da costruire nel breve periodo [20]; questi dati tengono conto dell'esperienza maturata con gli impianti SEGS della California e si prevede un costo di investimento pari a 241 M\$2003.

6.6 BUSINESS PLAN

Simplified Business Plan - CSP Parabolic Trough - Generator: 20 Mwe, Storage: 7,02 hours, Land use: 13,818178947368t

Rating	Unit	Value	
Rectifiers	no	190,00	Total Land Area Available
Number of Heliostats	no	2.283	
Average Heliostat Size	sqm	175	
Heliostats Surface	ha	26,3	
Land Use Factor	%	13,81	Aperture Area of Reflectors / Total Land Area Available
Aperture Area of Reflectors	ha	262,945	
Solar Electric Efficiency	%	14,47	Annual Net Power Generation / Annual Direct Irradiance on Aperture
DNI	kWh/m ² /day	1.818	Annual Direct Irradiance
Solar Multiple (SWH)	h	5,2	Multiple of the solar field used for storage
Storage	h	7,02	
Salt Mass	mt	4.500	Input from Cobol
Storage Energy	MWh	37,466	Energy stored in the Accumulator
Direct Energy	MWh	33,027	Energy directly used for Power Generation
Full Load Hours	MWh	69.488	
Electricity production	MWh	23.412	Averaging on Aperture Area of Reflectors available of 13,818178947368t
Turbines Gross Output	Mwe, gross	20,00	Input Cobol
Turbines Net Output	Mwe, net	20,00	Not relevant
Feed-in tariff	€/MWh	290	
Energy Sale	€/MWh	290	

Investments	Unit Price	Unit	Total Value	Unit
Equipment: Solar field and	€/m ²	435	14.460,0	110
Labour cost: site and solar	€/m ²	91	3.140,0	110
Thermal storage system	€/m ²	76	8.490,0	110
Concentrational plant component	€/m ²	137	19.310,0	110
Project development and pro	€/m ²	115	14.490,0	110
Land	€/m ²	31	8.460,0	110
Total Investment	€/m ²	1001	116.590	5000
Bank	€/m ²		107.524	
Equity	€/m ²		18.067	

Profit & Losses (x 1000)	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25
Revenue																									
Surface Rights																									
External Services																									
Consumables																									
Materials																									
Maintenance																									
Personnel																									
Insurance																									
GA&A/Other																									
Operating costs																									
EBITDA																									
Dep./Amortization																									
EBIT																									
Interest																									
Pre-tax profit/loss																									
Tax - IRES																									
Tax - IRES																									
Net Profit/Loss																									

Cash Flow (x 1000)	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25
Net Profit/Loss																									
(+) Dep./Amortization																									
(+) Working Capital																									
(-) VAT																									
(-) Investments																									
Cash Flow																									
(+) Banks																									
(-) Shareholders' Loan																									
(-) Equity																									
(-) Dividends																									
Net Cash Flow																									
Cumulative																									

DCF (x 1000)	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25
Net Profit/Loss																									
(+) Dep./Amortization																									
(+) Interest																									
(+) Working Capital																									
(-) VAT																									
(-) Investments																									
Free Cash Flow																									
WACC																									

Equity/Debt (x 1000)	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25
Equity																									
Profit/Loss																									
Reserves																									
Net Equity																									
Shareholders' Loan																									
Bank Debt																									
Total Debt																									
Shareholders' Cash Flow																									
(-) Equity Loan																									
(+) Shareholders' Loan Refund																									
(-) Dividends																									
Shareholders' Cash Flow																									



Ing. Daniele Marras, Ing. Lorena Vacca
Ex S.S. 131 Km 10,500 Ed. Pittarello, int. U54-Sestu (CA)
Cell. 393.9902969 - 342.0776977

6.7 COSTO TOTALE DELL'OPERA

Il costo complessivo dell'opera, in base alle considerazioni del presente capitolo, sulla base di una stima sommaria dell'opera, allegata al presente progetto, è pari a circa 125 mln di euro.

7. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

7.1 Schema di funzionamento

L'impianto è costituito da un **Campo Solare**, da un **Sistema di Accumulo Termico**, da un **Generatore di Vapore**, da un **Turbo-generatore** e dall'impiantistica a complemento. La funzione dell'impianto è produrre energia elettrica da fonte solare da immettere in rete. Di seguito sono descritte le funzioni dei vari sottosistemi dell'impianto il cui schema di massima è riportato in Figura 38.

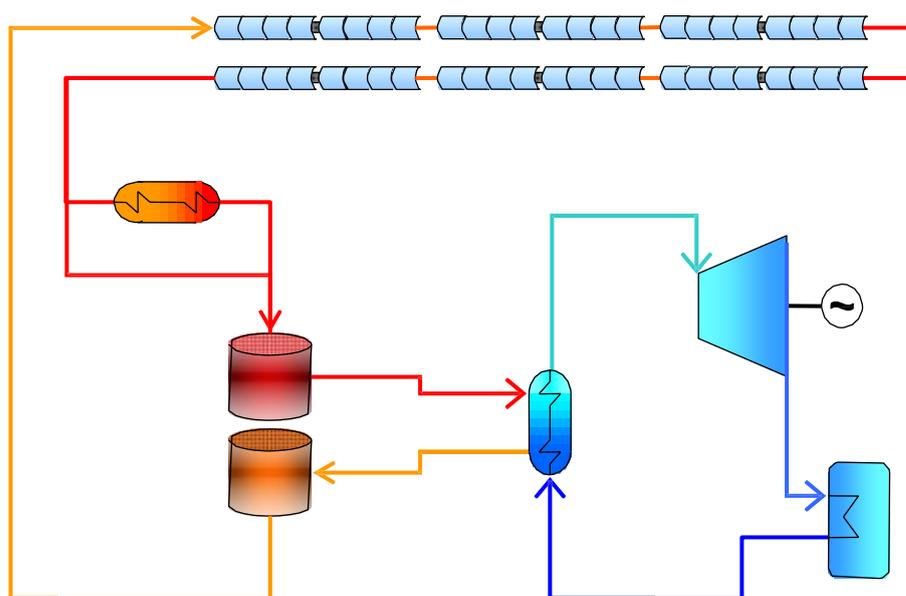


Figura 7.1: Schema di massima dell'impianto

Campo solare

Il campo solare ha la funzione di captare l'energia solare e di trasferirla ad un fluido per il suo immagazzinamento nel sistema di accumulo.

Il campo solare è costituito da 234 collettori parabolici lineari X-ITE 01 (lunghezza circa 100 metri). I collettori sono disposti idraulicamente in serie (l'uscita del primo costituisce l'ingresso del secondo e così via), dal punto di vista geometrico essi sono, invece, disposti su file parallele, con l'asse principale orientato da Nord a Sud, distanti circa 18 metri in modo da evitare la proiezione di ombre significative nei periodi di maggiore irraggiamento.

I collettori parabolici sono costituiti da una superficie riflettente di sezione parabolica che raccoglie e concentra continuamente (vedi Figura 39), tramite un opportuno sistema di movimentazione comandato da un apposito sistema di controllo, la radiazione diretta del sole su un tubo ricevitore disposto sul fuoco della parabola. All'interno del tubo ricevitore è fatto circolare un fluido che viene riscaldato, in condizioni di

presenza di insolazione, da una temperatura di 290 C ad una temperatura di 550°C. Il fluido utilizzato è una miscela binaria di sali fusi (40% KNO₃, 60% NaNO₃).

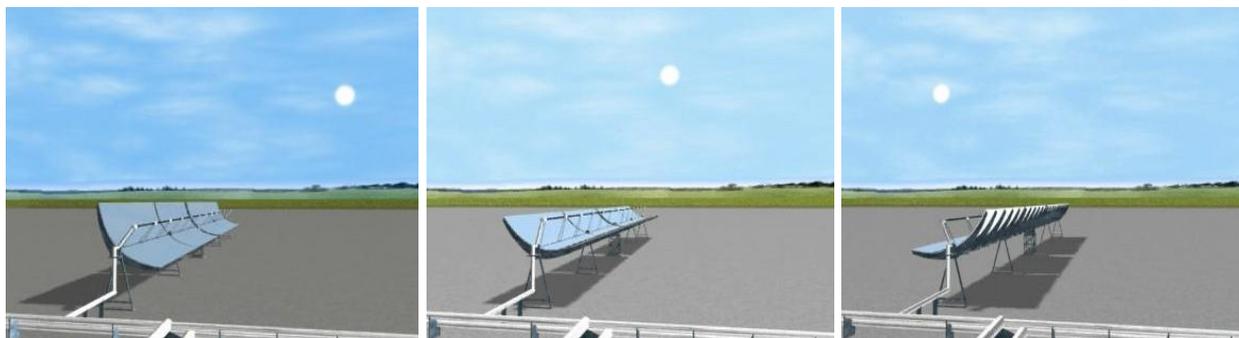


Figura 7.2: Funzionamento di un collettore solare

Sistema di accumulo termico

Il sistema di accumulo termico ha la funzione di immagazzinare l'energia termica raccolta dal campo solare per poterla poi inviare, contestualmente alla captazione di energia solare o anche in assenza di radiazione solare, al generatore di vapore. Il sistema è costituito da due serbatoi di accumulo a temperatura fissa e volume di sali immagazzinati variabile.

Il sistema pompaggio inserito nel serbatoio a bassa temperatura (290°C) invia il fluido all'ingresso del campo solare. In presenza di irraggiamento il fluido riscaldato fino a 550°C viene raccolto nel serbatoio caldo, in conseguenza di ciò il livello di liquido all'interno del serbatoio freddo tenderà a diminuire e il livello di quello caldo tenderà ad aumentare (il sistema di accumulo si sta caricando). La circolazione attraverso il campo viene mantenuta anche in assenza di radiazione, in questo caso il fluido che si raffredda leggermente nel passaggio attraverso i collettori, viene reimpresso ancora nel serbatoio freddo che di fatto non varia di livello.

Dal serbatoio caldo è invece prelevato il fluido caldo da inviare al generatore di vapore qualora sia richiesta la produzione di energia elettrica. Il fluido all'uscita del generatore di vapore alla temperatura nominale di 290 °C viene quindi reimpresso nel serbatoio freddo. In queste condizioni il livello del serbatoio caldo tende a diminuire e quello del serbatoio freddo ad aumentare (il sistema di accumulo si sta scaricando). Dal serbatoio caldo è in ogni caso possibile trasferire del fluido al serbatoio freddo al fine di compensare la diminuzione di temperatura dovuta alla circolazione nel campo solare in assenza di radiazione.

I serbatoi sono di forma cilindrica e sono mantenuti a pressione atmosferica. Al fine di consentire il travaso del fluido dal serbatoio caldo a quello freddo attraverso il generatore di vapore senza l'ausilio di ulteriori pompe di circolazione, il serbatoio caldo è posizionato in posizione più elevata rispetto a quello freddo.

Generatore di vapore

Il generatore di vapore serve a produrre il vapore per alimentare il turbo-generatore. In pratica mediante il generatore di vapore il calore del sale fuso prelevato dal serbatoio caldo del sistema di accumulo viene trasferito all'acqua prelevata dal condensatore. Il sale raffreddato fino alla temperatura di 290 °C viene quindi raccolto nel serbatoio freddo.

Il generatore di vapore è costituito da due scambiatori di calore: l'evaporatore (mediante il quale viene fornita all'acqua l'energia richiesta per l'evaporazione) e il surriscaldatore (nel quale il vapore viene portato alle condizioni di temperatura e pressione richieste dal turbo-generatore). I due scambiatori sono tra loro connessi idraulicamente in serie.

Riscaldatore Sali ausiliario

Il riscaldatore ausiliario serve ad immettere energia nel sistema, riscaldano i sali fusi, per mezzo di una fonte fossile, nei periodi di fermata prolungata o di scarso irraggiamento.

Turbo-generatore

Il gruppo turbo-generatore trasforma l'energia contenuta nel vapore ad alta pressione e temperatura in energia elettrica. È costituito da due macchine principali: la turbina a vapore che converte l'energia del vapore in energia meccanica e nel generatore elettrico che, mosso dalla turbina, produce l'energia elettrica da immettere in rete.

7.2 Funzionamento del sistema

Il funzionamento del sistema può essere descritto in modo indipendente per le **due sezioni**: di **produzione** (comprensiva del campo solare, della caldaia di integrazione e del sistema di accumulo) e di **utilizzo** (composto da sistema di accumulo, generatore di vapore, turbo-generatore e condensatore). Il sistema di accumulo, infatti, consente di analizzare il comportamento delle due sezioni in modo completamente disgiunto.

Nella tabella seguente sono riportati i possibili stati operativi della **sezione di produzione** e la relativa descrizione.

STATO OPERATIVO	CODICE	DESCRIZIONE
Produzione solare	SO	I collettori sono in inseguimento, la portata sul campo solare, regolata dalle pompe di circolazione, è tale da consentire il riscaldamento del fluido da 290°C a 550°C. Il riscaldatore ausiliario non è in funzione.
Produzione mista (solare e integrazione)	SI	I collettori sono in inseguimento, la portata sul campo solare, regolata dalle pompe di circolazione, è tale da consentire il riscaldamento del fluido da 290°C fino ad una temperatura intermedia tra 290°C e 550°C in funzione della percentuale di integrazione da fonte fossile richiesta. Il riscaldatore ausiliario è in funzione e riscalda (fino a 550°C) il flusso in uscita dal campo solare.
Mantenimento	MA	I collettori sono in posizione di riposo, la portata sul campo solare, regolata dalle pompe di circolazione, è tale da mantenere tutto il campo al di sopra della temperatura di congelamento (temperatura di uscita \geq a 275°C) utilizzando il calore del sistema di accumulo. Il riscaldatore ausiliario non è in funzione.
Mantenimento con integrazione	MI	I collettori sono in posizione di riposo, la portata sul campo solare, regolata dalle pompe di circolazione, è tale da mantenere tutto il campo al di sopra della temperatura di congelamento (temperatura di uscita \geq a 275°C) utilizzando il calore del sistema di accumulo. Il riscaldatore ausiliario è in funzione e riscalda (fino a 550°C) il flusso in uscita dal campo solare.
Preriscaldamento	PR	I collettori sono in inseguimento ma l'irraggiamento non è tale da consentire il riscaldamento del fluido a 550°C. Il fluido riscaldato ad una temperatura \leq di 350°C viene reimpresso nel serbatoio freddo. Il riscaldatore ausiliario non è in funzione.

Nella tabella che segue sono, invece, riportati i possibili stati operativi della **sezione di utilizzo** e la relativa descrizione.

STATO OPERATIVO	CODICE	DESCRIZIONE
Generazione elettrica	GE	Il sale a temperatura di 550°C è inviato, sfruttando la differenza di livello, al generatore di vapore, contestualmente le pompe di alimento inviano acqua proveniente dal condensatore al generatore di vapore. Il vapore prodotto alimenta il turbo-generatore per la produzione di energia elettrica. Le portate lato sali e lato vapore sono regolate in funzione della potenza elettrica richiesta.
Reintegro serbatoio freddo	RE	Il sale a temperatura di 550°C è inviato, sfruttando la differenza di livello, al serbatoio freddo al fine di reintegrare l'energia utilizzata per il mantenimento termico del campo solare.
Generazione elettrica e reintegro	GR	Il sale a temperatura di 550°C è inviato, sfruttando la differenza di livello, al generatore di vapore, contestualmente le pompe di alimento inviano acqua proveniente dal condensatore al generatore di vapore. Il vapore prodotto alimenta il turbo-generatore per la produzione di energia elettrica. Le portate lato sali e lato vapore sono regolate in funzione della potenza elettrica richiesta. Parte del flusso lato sali viene inviato direttamente al serbatoio freddo al fine di reintegrare l'energia utilizzata per il mantenimento termico del campo solare.

7.3 Produzione e consumi

La potenza elettrica netta di picco generata dall'impianto è 19.500 kW.

Consumi

Energia elettrica

Il fabbisogno elettrico dell'impianto durante le fasi in cui il generatore non è connesso alla rete è pari a circa 80 kW; mentre la potenza installata risulta essere 315 kW.

Acqua

Il consumo di acqua previsto è ridotto alle sole acque di lavaggio poiché l'impianto è dotato di sistema di raffreddamento ad aria.

Gas naturale

Il consumo di gas naturale è pari a 100 Nm³/h (picco) con una portata massica dei fumi prodotti dalla combustione di circa 2,000 Nm³/h.

Le emissioni di NO_x saranno mantenute entro i limiti di legge. Le emissioni di polveri nell'aria sono trascurabili.

7.4 Componenti principali

Il seguente schema di flusso *Figura 40* individua i principali componenti di impianto e le loro interconnessioni fisiche.

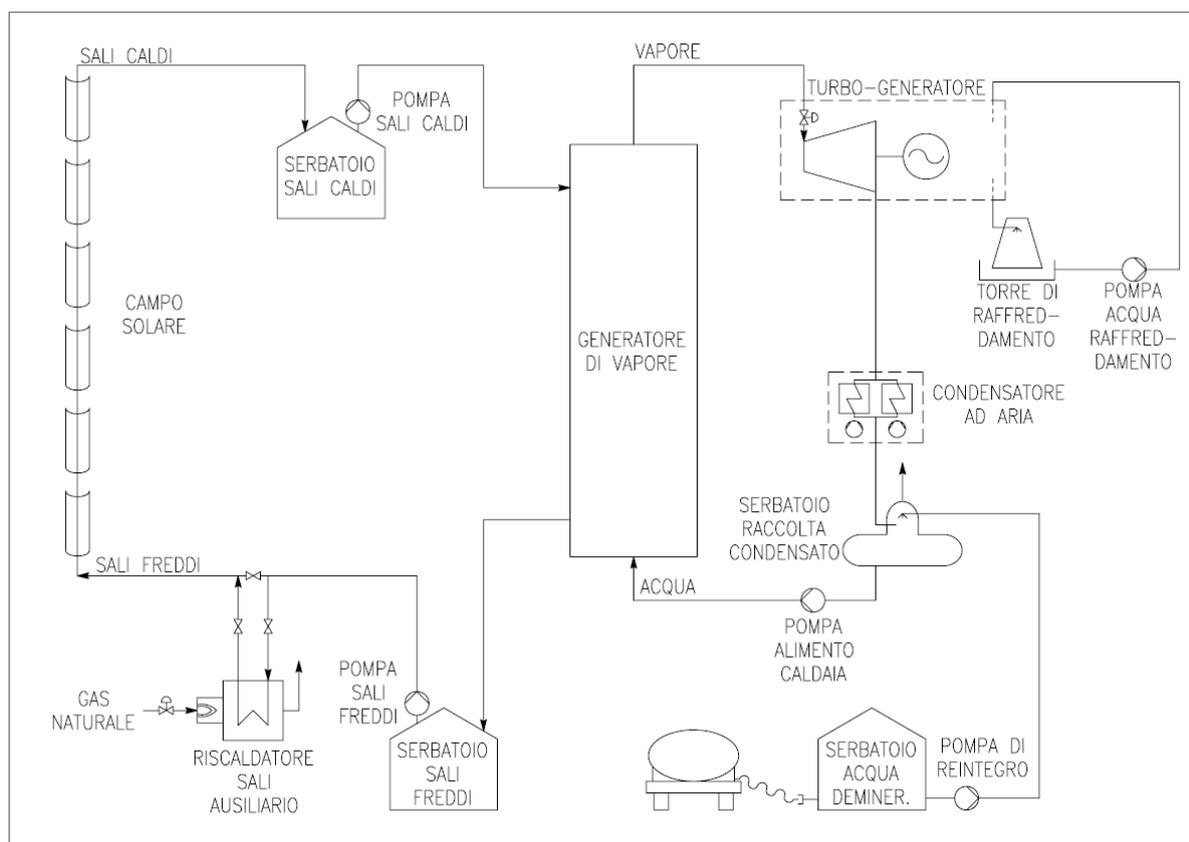


Figura 7.3 – Schema di flusso dell'impianto

7.4.1 Collettore solare

Il campo solare è composto da 234 collettori solari parabolici lineari ad altissime prestazioni progettato per impianti solari a concentrazione lineare ad alta efficienza; è composto da due parti simmetriche rispetto al pilone centrale di movimentazione posizionato nel mezzo della struttura *Figura 7.4*

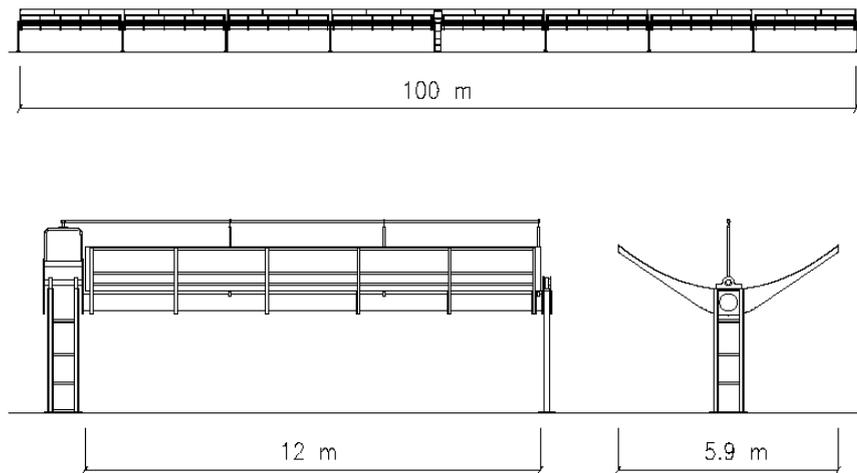
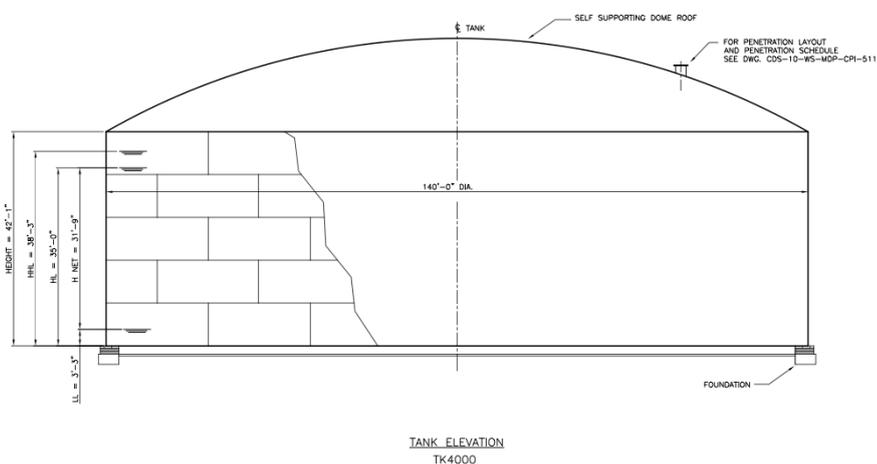
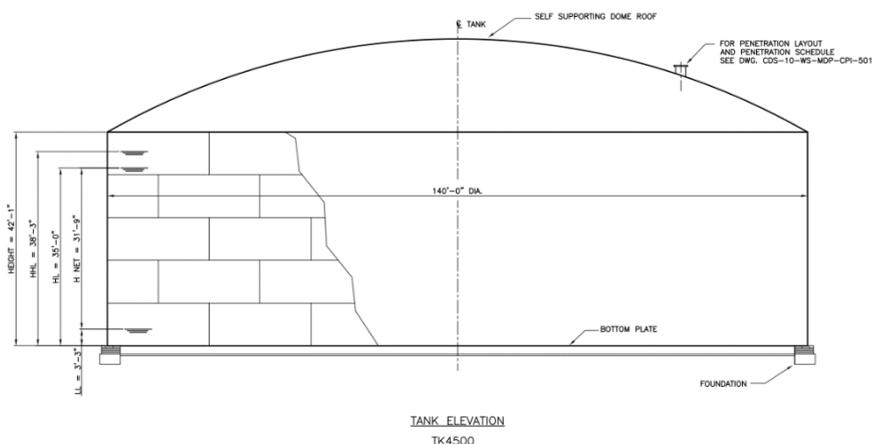


Figura 7.4 – Layout del collettore

Le principali caratteristiche geometriche del collettore solare utilizzato sono riportate nella seguente tabella.

CARATTERISTICHE		
Lunghezza	100	m
Altezza massima	6.5	m
Larghezza massima	5.9	m
Lunghezza singolo modulo	12	m
SCA apertura	5.9	m
SCA apertura totale	566.4	m ²
Distanza focale	1.8	m

7.4.2 Sistema a Sali Fusi - Serbatoi



Funzionamento

- I serbatoi sono due strutture in acciaio speculari, una per il sale freddo e l'altra per il sale caldo
- Sono realizzati su fondamenta in cemento armato e realizzati con strutture antisismiche

Specifiche

- Larghezza: 42 mt (diametro)
- Altezza: 12,5 mt
- Principali costruttori: può essere realizzato localmente da aziende specializzate in carpenteria metallica industriale.

SERBATOIO SALI CALDI

Nella seguente tabella sono indicate le caratteristiche principali del serbatoio sali caldi.

CARATTERISTICHE		
Tipologia	Atmosferico a tetto conico	
Volume	55	m ³
Diametro	4.1	m
Altezza	4.1	m
Temperatura di funzionamento	550	°C
Materiale	SS 321H	

SERBATOIO SALI FREDDI

Nella seguente tabella sono indicate le caratteristiche principali del serbatoio sali freddi.

CARATTERISTICHE		
Tipologia	Atmosferico a tetto conico	
Volume	55	m ³
Diametro	4.1	m
Altezza	4.1	m
Temperatura di funzionamento	290 – 350	°C
Materiale	SS 321H	

RISCALDATORE SALI AUSILIARIO

Il riscaldatore ausiliario ha la funzione di fornire un apporto termico al sistema quando, in caso di fermata prolungata ed in assenza di irraggiamento solare, risulti necessario compensare le dispersioni e mantenere la temperatura dei sali al di sopra del punto di solidificazione, oppure quando si voglia produrre energia elettrica in condizioni di irraggiamento solare insufficiente o nullo. In quest'ultimo caso la potenzialità del riscaldatore consente di generare circa il 25% della potenza termica nominale.

Il riscaldatore ausiliario consiste in un forno alimentato a gas naturale. Il sale fuso da riscaldare viene pompato dal serbatoio di accumulo dei sali freddi nel forno e circola all'interno di un serpentino. Si prevede un recupero termico dai fumi di combustione per raggiungere un rendimento dell'ordine del 70-80%, preriscaldando l'aria in ingresso e abbassando la temperatura dei fumi stessi in uscita.

Le caratteristiche principali del riscaldatore sono le seguenti:

CARATTERISTICHE		
Combustibile	Gas naturale	
Portata sali	1.3	kg/s
Temperatura sali ingresso	280	°C
Temperatura sali uscita	550	°C
Potenza termica netta ceduta	500	kW

CARATTERISTICHE SALI FUSI E PROCEDURE DI GESTIONE

Il fluido di processo previsto per l'impianto solare, con funzione di vettore e di accumulo termico, è costituito da una miscela al 60% in massa di nitrato di sodio (NaNO₂) e al 40% di nitrato di potassio (KNO₃). L'intervallo di temperature operative previsto è 260°C – 550°C.

In tabella sono riportate le caratteristiche termofisiche più importanti della miscela di sali.

PROPRIETÀ DEI SALI NEL CAMBIO DI FASE			
	Temp. inizio solidificazione	221	°C
	Temp. inizio cristallizzazione	238	°C
	Calore di fusione	161	kJ/kg
	Variazione di densità dopo la fusione ($\otimes V/V_{\text{solido}}$)	- 4.6	%
PROPRIETÀ DEI SALI IN FASE LIQUIDA			
Densità	$\delta=2,090 - 0.636 * T$	[°C]	kg/m ³
Calore specifico	$C_p=1,443 + 0.172 * T$	[°C]	J/kg °C
Viscosità assoluta	$\mu=22.714-0.120*T+2.281*10^{-4}*T^2-1.474*10^{-7}*T^3$	[°C]	mPa s
Conducibilità termica	$k = 0,443 + 1,9 * 10^{-4} * T$	[°C]	W/m °C
Conducibilità elettrica	$\gamma = -2,4156*10^{-2} + 6,8424*10^{-5} T - 2,5391*10^{-8}*T^2$	[°K]	S/m
PROPRIETÀ DEI SALI COMPONENTI LA MISCELA IN FASE SOLIDA			
Densità a temperatura ambiente			
	NaNO	2,260	kg/m ³
	KNO ₃	2,190	kg/m ³
Capacità termica in prossimità del punto di fusione C _p			
	NaNO ₃	37.0	cal/°C mol
		18.20	J/kg °C

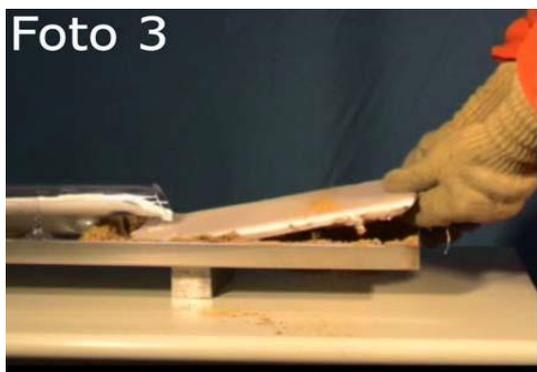
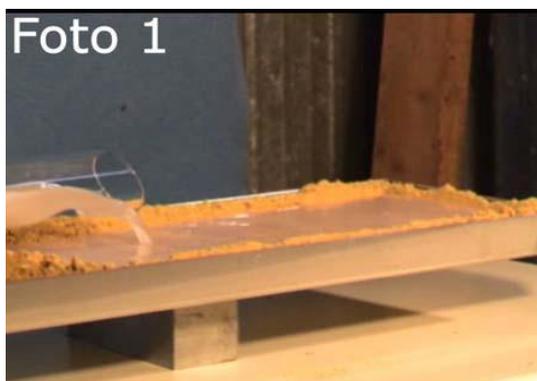
KNO ₃	28.0 cal/°C mol
	1,160 J/kg °C
Conducibilità termica	
KNO ₃	2.1 W/m °C

Dalle schede dati di sicurezza dei componenti riportate in allegato si evince la loro classificazione come materiali non tossici. Infatti essi sono essenzialmente dei fertilizzanti e non comportano alcuna procedura particolare per la manipolazione e lo stoccaggio.

In caso di perdite accidentali della miscela in fase liquida, si possono considerare due eventualità: una perdita massiccia causata dalla fessurazione di uno dei due serbatoi e una perdita limitata causata dalla rottura di una delle tubazioni sul campo solare.

Nel primo caso il sale liquido fuoriuscito viene circoscritto in un bacino di contenimento realizzato mediante muretti e basamento in cemento armato a tenuta, previsti nelle opere civili da realizzare, che ne impediscono la penetrazione nel terreno nel periodo di tempo richiesto alla solidificazione e alla successiva rimozione.

Nel secondo caso, come documentano i test eseguiti in ENEA e riportati nella sequenza fotografica mostrata in Figura 5, i sali solidificano prima della loro penetrazione nel terreno e possono essere rimossi in modo semplice e sicuro.



7.4.3 Sistema a Sali Fusi – Pompe del Sale

Funzionamento

La corretta circolazione dei Sali fusi richiede l'impiego di una serie di sistemi di pompaggio (Pompe del Sale), in particolare:

Pompe a sale freddo (3 x 50%)

Pompe di preriscaldamento (2 x 100%)

Pompe a sale caldo (2 x 100%)

Tutti i sistemi sono equipaggiati con variatore di frequenza e sono gestite da un sistema di controllo che segue la domanda del ricevitore solare

Il sistema prevede inoltre l'impiego di un Sistema Ausiliario di riscaldamento (1 x 100%), in grado di portare il sale del serbatoio freddo a 566 °C in caso di necessità

Specifiche:

Principali costruttori: Flowserve (USA)

7.4.4 Sistema di Potenza – Generatore di Vapore

Il generatore di vapore è costituito da due scambiatori: un evaporatore/preriscaldatore ed un surriscaldatore. L'evaporatore riceve acqua a circa 300°C e produce vapore saturo a circa 80 bar(a), mentre il surriscaldatore ne innalza la temperatura fino a circa 500°C.

Il fluido riscaldante è costituito dai sali fusi a 550°C provenienti dal serbatoio caldo, i quali entrano inizialmente nel surriscaldatore e da lì in cascata passano nell'evaporatore e infine nel preriscaldatore dell'acqua alimentata.

Le principali caratteristiche del generatore di vapore sono le seguenti:

<i>CARATTERISTICHE</i>		
Portata sali	5.0	kg/s
Temperatura sali ingresso	550	°C
Temperatura sali uscita	290	°C

Temperatura ingresso acqua	270	°C
Portata vapore	3,500	kg/h
Pressione vapore uscita	80	bar(a)
Temperatura vapore uscita	500	°C

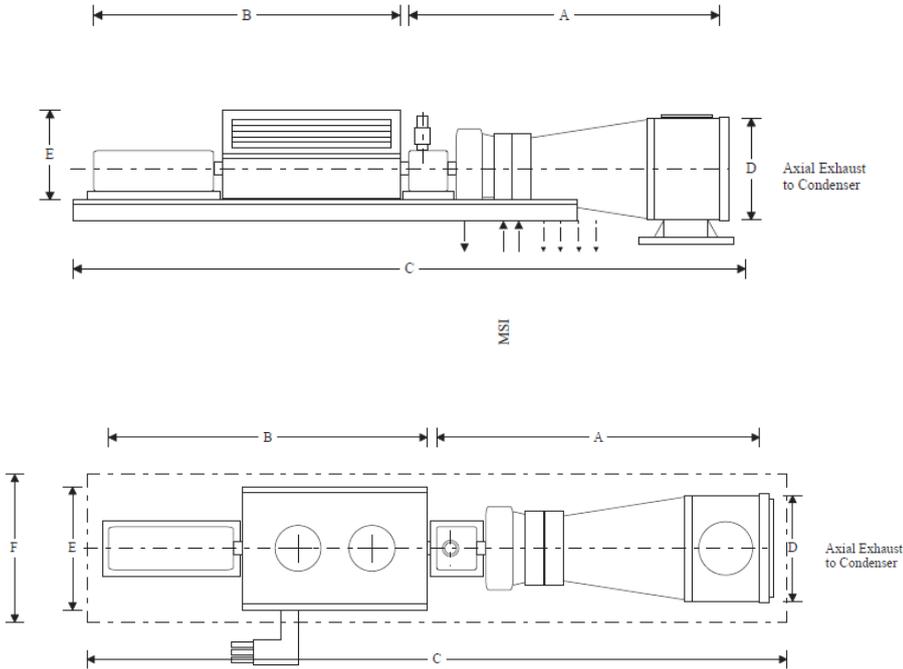
Il preriscaldamento dell'acqua alimentata al generatore di vapore è effettuato in due successivi scambiatori. Il primo utilizza come fluido riscaldante una frazione del vapore generato (pari a circa 900 kg/h) il secondo utilizza i sali fusi in uscita dal generatore di vapore.

Le apparecchiature di scambio termico (evaporatore, surriscaldatore del vapore e preriscaldatori dell'acqua) sono a fascio tubiero.

Funzionamento

- Il sistema di generazione del vapore produce vapore attraverso lo scambio termico tra il sale fuso e il ciclo acqua vapore
- Il sistema è costituito da:
 - Economizer: un tubo scambiatore di calore che riceve il vapore a 260 °C dal preriscaldatore, innalza la temperatura e lo cede allo Steam Drum
 - Evaporatore: preleva acqua dallo steam drum, la vaporizza per contatto con i Sali fusi e la riporta allo steam drum
 - Steam Drum: è il sistema di stoccaggio del vapore prima della immissione in turbina
 - Super Heater, Re Heater: ultimo stadio di scambiatori di calore dove il vapore è riscaldato alla temperatura richiesta dalla turbina (536 °C)

7.4.5 Sistema di Potenza – Turbina



SHAPE, DIMENSIONS & SCALE ARE APPROXIMATE

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
7.237 m	7.143 m	15.69 m	2.4 m	2.121 m	-	-	-	-	-

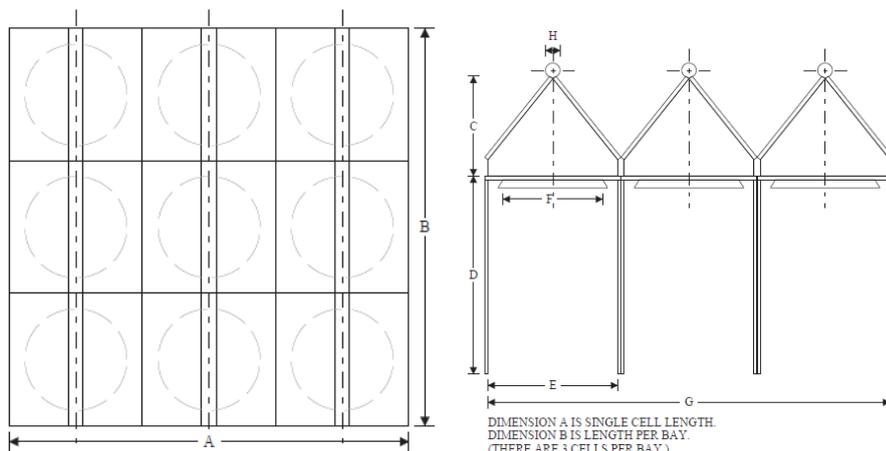
Funzionamento

- La turbina è progettata per garantire una produzione di potenza misurata ai terminali del generatore di 20Mwe
- La turbina riceve vapore dal generatore (SGS) a 116.2 bar e 535 °C che viene utilizzato per generare elettricità (ciclo di Rankine)

Specifiche

- Tipo: a conduzione, singolo preriscaldatore
- Potenza Generata: 20Mwe
- Efficienza: 97,92%
- Pressione Nominale: 122 bar
- Temperatura Nominale: 533,3 °C

7.4.6 Sistema di Potenza – Condensatore ad Aria



A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
9.754 m	29.26 m	7.546 m	14.73 m	9.754 m	7.489 m	29.26 m	1.115 m	-	-

Funzionamento

- Il condensatore (Air Cooled Condenser – ACC) è ad aria del tipo «A» a cella multipla e flusso forzato disposto su più campate
- Il condensatore è equipaggiato con un sistema di bypass in grado di assorbire il 100% del vapore immesso in turbina in caso di blocco della turbine
- Il sistema è inoltre equipaggiato con un duplice sistema di ventilatori a velocità variabile per ridurre il consumo ausiliario durante l'attività con carico parziale

Specifiche (per cella)

- Geometria tubi: rettangolare
- Arrangiamento tubi: in linea
- Materiale impiegato: Acciaio galvanizzato
- Numero di righe longitudinali: 1
- Numero di righe trasversali: 163
- Superficie totale esterna di scambio: 18,172

CARATTERISTICHE DEL TURBO-GENERATORE E CONDENSATORE

Il vapore surriscaldato prodotto dal generatore di vapore alimenta una turbina, dove l'energia termica posseduta dal vapore stesso viene trasformata in energia meccanica.

La turbina a vapore è collegata ad un generatore elettrico che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica sotto forma di corrente alternata.

Le caratteristiche principali del turbo-generatore sono le seguenti:

<i>CARATTERISTICHE</i>		
Lunghezza	4,500	mm
Altezza massima	3,000	mm
Larghezza massima	3,000	mm
Pressione del vapore in ingresso	80	bar(a)
Temperatura del vapore in ingresso	500	°C
Pressione del vapore allo scarico	1.00	bar(a)
Temperatura del vapore allo scarico	198	°C
Velocità turbina	18,000	1/min
Velocità generatore	1,500	1/min
Portata di vapore elaborato	2,600	kg/h
Potenza all'albero	350	kW
Potenza elettrica	325	kW

Il vapore esausto uscente dalla turbina sarà condensato mediante raffreddamento ad aria in un apposito scambiatore a tubi alettati. L'aria viene mossa con ventilatori assiali.

Il turbo-generatore è installato all'interno di un locale chiuso, mentre il condensatore ad aria è installato all'aperto.