



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

Assessoradu de s'indùstria - Assessoradu de sos traballos pùblicos
Assessorato dell'industria - Assessorato dei lavori pubblici



Ente acque della Sardegna



SARDEGNA RICERCHE

ACCORDO DI COLLABORAZIONE TRA L'ASS.TO DELL'INDUSTRIA, L'ENAS E SARDEGNA RICERCHE DEL 29/07/2011



Consorzio Industriale Provinciale • Nuoro

ACCORDO DI COLLABORAZIONE TRA L'ENAS E IL CONSORZIO INDUSTRIALE PROVINCIALE DI NUORO DEL 01/04/2010

**PROGETTO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI
ENERGIA RINNOVABILE SOLARE**

NELL'AREA INDUSTRIALE DI OTTANA

Stralcio del Progetto Definitivo Generale 1° Lotto - 1° Comparto

Parte A - PARTE GENERALE
Relazioni tecniche e specialistiche

Relazione tecnica impianto termodinamico e dimensionamento

Tavola

A 4.2

scala:

Redatto dai Servizi: Studi - Progetti e Costruzioni

- **Progettisti:** Ing. Dina Cadoni
Ing. Bruno Loffredo
Ing. Francesco Serra

- **Geologo:** Dott. Maria Rita Lai

- **Collaborazione ingegneristica:** Ing. Nicoletta Sale - Ing. Francesco Caturano

- **Collaborazione specialistica:** Ing. Giancarlo Pusceddu
Per. Ind. Fabrizio Pedditzi

- **Collaborazioni tecniche:** Geom. Paolo Atzori, Geom. Corrado Balistreri,
Geom. Bruno Caredda, Geom. Osvaldo Carta, Geom. Pierpaolo Corona,
Per.Ind. Salvatore Melis, Geom. Luigi Usala

CON IL CONTRIBUTO SCIENTIFICO

Università degli Studi di Cagliari
Dipartimenti di ingegneria meccanica
e di ingegneria elettrica ed elettronica

Prof. Giorgio Cau
Prof. Daniele Cocco
Prof. Alfonso Damiano

Il Direttore del Servizio Studi
Ing. Dina Cadoni

Il Direttore Generale
Ing. Franco Ollargiu

Il Direttore del Servizio Progetti
e Costruzioni
Ing. Bruno Loffredo

Aggiornamento ottobre 2012



Università degli Studi di Cagliari
**Dipartimento di Ingegneria Meccanica,
Chimica e dei Materiali**
Via Marengo 2, 09123 Cagliari - Italy



Impianto di Produzione di Energia Rinnovabile
Solare nell'area industriale di Ottana

**PROGETTO DEFINITIVO
LOTTO I – 1° COMPARTO
PARCO SPERIMENTALE SOLARE**

**Allegato A.4.1 Relazione
Tecnica Impianto Solare
Termodinamico**

Predisposto da:
Prof. Ing. Daniele Cocco

Approvato da:
Prof. Ing. Giorgio Cau

Ottobre 2012

INDICE

Introduzione	pag. 3
1. Scelte progettuali di base.....	pag. 4
2. Condizioni di progetto	pag. 9
3. Dimensionamento dell'impianto	pag. 14
3.1 Modulo ORC	pag. 15
3.2 Sistema di raffreddamento dell'acqua	pag. 17
3.3 Campo solare	pag. 19
3.4 Serbatoi di accumulo termico	pag. 22
3.5 Sistema di distribuzione dell'olio diatermico	pag. 24
4. Prestazioni dell'impianto	pag. 25

INTRODUZIONE

La presente relazione tecnica illustra i principali elementi relativi alla configurazione, al dimensionamento e al funzionamento dell'impianto solare termodinamico con accumulo termico facente parte del Parco Sperimentale Solare previsto all'interno dell'Impianto di Produzione di Energia Rinnovabile Solare nell'area industriale di Ottana (NU).

La realizzazione del Parco Sperimentale Solare, che include oltre all'impianto solare termodinamico con accumulo termico anche un impianto fotovoltaico a concentrazione con inseguitori biassiali con accumulo elettrochimico, mira a dimostrare la possibilità di produrre energia elettrica da fonte solare secondo profili programmati, anche in condizioni sfavorevoli quali ore notturne e avverse condizioni meteo. In particolare, il progetto intende sperimentare la possibilità di esercire in maniera sinergica le due sezioni di generazione elettrica basate sulle tecnologie del solare termodinamico e del fotovoltaico a concentrazione unitamente ai due sistemi di accumulo termico ed elettrochimico dell'energia, al fine di realizzare profili programmati di produzione ed immissione dell'energia elettrica in rete e fornire servizi ancillari alla stessa rete di distribuzione elettrica. In relazione alla sua natura essenzialmente sperimentale, il Parco Sperimentale Solare è un progetto previsto nel POR FERST 2007-2013 – Asse III – Energia - Obiettivo Operativo 3.1.1 *“Aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili anche attraverso la produzione diffusa dell'energia”*, avviato con D.G.R. n. 32/29 del 15.09.2010, poi modificata con la Deliberazione n. 19/23 del 14.04.2011.

Il citato Obiettivo Operativo 3.1.1 ha previsto 4 impianti solari termodinamici a carattere sperimentale con accumulo energetico, da realizzare negli ambiti civile, agricolo, industriale e dei servizi di pubblica utilità. L'intervento oggetto della presente relazione tecnica si riferisce all'impianto solare termodinamico inserito nell'ambito dei servizi di pubblica utilità e verrà realizzato dall'ENAS (ENTE Acque della Sardegna) ad Ottana (NU). In particolare, l'impianto sarà costituito da un impianto solare termodinamico da circa 600 kWe provvisto di una sezione di accumulo termico da 14,6 MWh, integrato con un impianto solare fotovoltaico a concentrazione da circa 400 kWe, dotato di un sistema di accumulo elettrochimico con batterie da 200 kW e capacità di 400 kWh.

Nello specifico, l'impianto solare termodinamico è fondamentalmente composto dal campo solare, basato su collettori a concentrazione lineare di tipo Fresnel e con l'utilizzo di olio diatermico come fluido termovettore, dalla sezione di generazione elettrica basata su un impianto ORC (Organic Rankine Cycle) e dalla sezione di accumulo termico, basata su due serbatoi di accumulo dell'olio diatermico ad alta e a bassa temperatura.

Il progetto esecutivo dovrà sviluppare nel dettaglio il presente progetto definitivo, dimensionando tutti i componenti dell'impianto in relazione alle tipologie effettivamente utilizzate, stabilendo le apparecchiature, i materiali, le modalità di collegamento e di montaggio e tutti gli ulteriori aspetti di dettaglio necessari alla

completa realizzazione in opera dell'impianto ed al suo corretto funzionamento in accordo alle finalità sopra illustrate.

1. SCELTE PROGETTUALI DI BASE

Il Parco Sperimentale Solare ha l'obiettivo di sperimentare l'integrazione fra gli impianti solari termodinamici e fotovoltaici a concentrazione con accumulo termico ed elettrochimico dell'energia al fine di realizzare profili di immissione dell'energia elettrica in rete programmati o comunque concordati con il gestore di rete. L'esigenza di realizzare profili programmati di immissione in rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili risulta di particolare rilevanza specie nel caso di reti elettriche con forti livelli di penetrazione di fonti non programmabili. A tal proposito, è opportuno osservare come i dati del GSE riportino attualmente (2012) per la Sardegna una potenza totale installata da impianti fotovoltaici pari ad oltre 400 MWp (ripartita su oltre 15000 impianti) e di circa 950 MW da impianti eolici, a fronte di una potenza efficiente netta di circa 3064 MWe da impianti termoelettrici e di circa 460 MWe da impianti idroelettrici (peraltro, tali valori devono essere rapportati ad un picco massimo di potenza richiesta sulla rete regionale dell'ordine di 1300-1700 MW). È dunque evidente che a fronte di una così rilevante incidenza degli impianti a fonte rinnovabile non programmabili, peraltro in continua espansione, si renda necessario lo sviluppo di tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili basate anche sull'accumulo energetico.

Per quanto concerne l'impianto solare termodinamico, i dati alla base del progetto sono una potenza elettrica di circa 600 kWe, la presenza di una sezione di accumulo termico con capacità corrispondente a circa 5 ore di autonomia della sezione di generazione elettrica e la possibilità di coordinare la produzione elettrica con quella dell'impianto fotovoltaico a concentrazione con accumulo elettrochimico.

Un impianto solare termodinamico (CSP, Concentrating Solar Power) produce energia elettrica a partire da energia solare attraverso l'impiego di un fluido termovettore ad elevata temperatura e di un ciclo termodinamico. La captazione dell'energia solare avviene mediante collettori a concentrazione, che consentono di incrementare la temperatura del fluido operativo fino ai valori, spesso anche molto elevati, richiesti dal ciclo termodinamico impiegato. L'utilizzo di un fluido termovettore ad alta temperatura offre peraltro la possibilità di realizzare un sistema di accumulo termico, attraverso il quale l'impianto solare termodinamico è in grado di produrre energia elettrica anche in assenza di irraggiamento solare o comunque in maniera programmabile. Nel complesso, l'impianto solare termodinamico oggetto della presente relazione tecnica risulta composto da tre sezioni fondamentali:

- a. Il campo solare, nel quale i collettori a concentrazione convertono la radiazione solare in energia termica disponibile sotto forma di fluido termovettore ad elevata temperatura;
- b. La sezione di potenza, nella quale l'energia termica del fluido termovettore viene convertita in energia meccanica mediante un ciclo termodinamico e quindi in energia elettrica mediante un generatore elettrico.
- c. La sezione di accumulo termico, dove una parte dell'energia termica prodotta dal campo solare viene accumulata al fine di essere successivamente utilizzata nella sezione di potenza per la produzione di energia elettrica.

In relazione all'attuale stato dell'arte, un impianto solare termodinamico può essere realizzato attraverso l'impiego di differenti tipologie di collettore solare, fluido termovettore, sistemi di generazione elettrica e sistemi di accumulo termico.

I collettori solari a concentrazione sono in grado di utilizzare la sola quota di radiazione solare diretta e negli impianti CSP sono sostanzialmente di tre tipi:

- ✓ Collettori lineari;
- ✓ Sistemi a torre centrale;
- ✓ Sistemi a concentrazione puntiforme.

I collettori a concentrazione lineare rappresentano la tecnologia attualmente più matura, adatta alla produzione di fluidi termovettori con temperature anche superiori a 500 °C ed alla integrazione con sistemi di generazione elettrica aventi potenze a partire da poche centinaia di kWe fino a diverse decine di MWe. I collettori lineari concentrano la radiazione solare lungo un tubo all'interno del quale scorre il fluido termovettore che può essere rappresentato da acqua, olio diatermico, una miscela di sali fusi oppure anche un gas. Tali collettori sono generalmente disposti con l'asse principale orientato lungo la direzione Nord-Sud e operano l'inseguimento della traiettoria solare attraverso un solo asse di rotazione lungo la direzione Est-Ovest, con una conseguente maggiore semplicità costruttiva ma anche una minore efficienza di captazione della radiazione solare rispetto ai sistemi a due assi di rotazione. I collettori lineari vengono generalmente integrati con sistemi di generazione elettrica basati su cicli Rankine a vapore d'acqua (impianti con turbine a vapore convenzionali) oppure di fluidi organici (Organic Rankine Cycle, ORC).

I sistemi a torre centrale utilizzano invece un insieme di specchi piani (eliostati) che, opportunamente orientati, indirizzano la radiazione solare verso un unico ricevitore

posizionato sulla sommità di una torre, all'interno della quale viene ospitato il sistema di riscaldamento del fluido termovettore. Il sistema a torre centrale consente di raggiungere temperature molto elevate (anche superiori a 1000 °C) e di realizzare l'inseguimento della traiettoria solare secondo due assi di rotazione, riuscendo così a sfruttare completamente la radiazione diretta disponibile. Tali collettori vengono generalmente integrati con impianti a vapore (ciclo Rankine) e sono pertanto impiegati per potenze superiori ad alcune decine di MW.

I sistemi a concentrazione puntiforme (solar dish) utilizzano collettori a forma di paraboloide che concentrano la radiazione solare sul proprio fuoco dove è anche alloggiato il sistema di conversione dell'energia, solitamente basato su di un motore a ciclo Stirling. Il sistema è pertanto compatto e in grado di operare l'inseguimento della traiettoria solare lungo due assi di rotazione. Questo tipo di impianto solare è ancora in fase di dimostrazione e risulta comunque più adatto a potenze dell'ordine di qualche decina di kWe.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate e della potenza dell'impianto oggetto della presente relazione (potenza circa pari a 600 kWe), la scelta progettuale è ricaduta sui collettori a concentrazione lineare.

Relativamente ai collettori a concentrazione lineare sono attualmente disponibili due differenti tecnologie: i collettori parabolici lineari e i collettori a specchi Fresnel. I primi utilizzano collettori a superficie cilindrica parabolica che riflettono i raggi solari sulla linea del fuoco dove è posizionato un tubo ricevitore all'interno del quale scorre il fluido termovettore. Il collettore parabolico è costituito da un insieme di specchi curvi in vetro ad elevato coefficiente di riflessione montati su un supporto in metallo. Il tubo ricevitore, a sua volta contenuto all'interno di un tubo di vetro sottovuoto di maggiore diametro per minimizzare le perdite termiche, viene trattato con un rivestimento selettivo che massimizza il coefficiente di assorbimento e minimizza il coefficiente di emissione. La parabola, solidale con il tubo ricevitore, è installata su di una struttura di sostegno che ne consente la rotazione lungo il solo asse longitudinale. I collettori parabolici hanno aperture tipiche di circa 5,70 m, con altezze massime di circa 7 m e sono assemblati in file lunghe circa 100-150 m. In relazione alle loro caratteristiche geometriche, per evitare un eccessivo ombreggiamento reciproco, le file devono avere una spaziatura pari a circa 2,5-3,0 volte l'apertura della parabola, cosicché l'occupazione di terreno è pari a circa 2,5-3,0 volte l'effettiva superficie di captazione. La maggior parte degli impianti solari termodinamici di grande potenza (tipicamente circa 50 MWe) impiega questa tipologia di collettore, con l'utilizzo di olio diatermico a circa 400 °C come fluido termovettore e di cicli a vapore convenzionali.

I collettori lineari con specchi Fresnel utilizzano invece diverse file di specchi piani posizionati a livello del suolo e orientati in maniera tale da indirizzare la radiazione solare sul ricevitore disposto in posizione sopraelevata. Anche in questo caso gli specchi sono realizzati in maniera tale da massimizzare il coefficiente di riflessione mentre il tubo ricevitore massimizza l'assorbimento della radiazione solare ad esso indirizzata. I collettori Fresnel sono attualmente ad uno stadio di sviluppo commerciale meno avanzato dei collettori parabolici, ma sono potenzialmente in grado di garantire minori costi di installazione (utilizzano strutture di sostegno e di movimentazione più semplici e specchi piani in luogo di specchi curvi) una minore occupazione di spazio (non è richiesta una elevata distanza fra le file di specchi al fine di evitare l'ombreggiamento reciproco) e appaiono più adatti ad impianti di medio-piccola potenza. Tali collettori operano solitamente a temperature inferiori rispetto ai collettori parabolici e utilizzano acqua surriscaldata o olio diatermico come fluido termovettore.

Poiché la principale finalità dell'impianto oggetto della presente relazione è rappresentata dalla sperimentazione di soluzioni innovative nel settore del solare termodinamico e poiché inoltre in Sardegna sono attualmente in corso altre attività di ricerca e sviluppo nel settore dei collettori parabolici lineari (cfr. il progetto ESTATE-Lab, promosso da CRS4, Sardegna Ricerche, Università degli Studi di Cagliari, RTM e Sapio, finanziato dal MIUR), al fine di diversificare le attività di ricerca e di ottenere elementi di comparazione, la scelta progettuale è ricaduta in questo caso sui collettori lineari basati su specchi Fresnel. Tale scelta è inoltre motivata dal fatto che le temperature massime conseguibili con gli specchi Fresnel, seppure inferiori a quelle conseguibili con specchi parabolici lineari, soddisfano pienamente i requisiti di funzionamento dei motori ORC che, come meglio evidenziato nel seguito, rappresentano la soluzione ideale per le applicazioni con potenze intorno al MW, come la presente.

I fluidi termovettori utilizzabili negli impianti CSP sono l'olio diatermico, l'acqua, i sali fusi e alcuni gas inerti (azoto, elio o anidride carbonica). Gli oli diatermici trovano largo impiego negli impianti di riscaldamento in quanto consentono di operare con temperature relativamente elevate (da circa 200 °C fino a oltre 400 °C) pur operando a pressione atmosferica. La scelta dell'olio diatermico consente di impiegare lo stesso fluido sia come fluido termovettore nei collettori solari sia come mezzo di accumulo termico, evitando la presenza di scambiatori di calore e a tutto vantaggio dell'efficienza e del costo dell'impianto. L'utilizzo di acqua surriscaldata a temperature di circa 300 °C richiederebbe invece l'impiego di apparecchiature in pressione e la presenza di uno scambiatore di calore per consentire la realizzazione di un accumulo termico. Anche i sali fusi consentono di impiegare lo stesso fluido sia come fluido termovettore nei

collettori solari sia come mezzo di accumulo termico, ma a differenza dell'olio diatermico sono più adatti a temperature medie più elevate (i sali fusi più utilizzati negli impianti CSP operano fino a 550 °C ma, a causa del pericolo legato alla loro solidificazione, non possono operare a temperature inferiori a circa 270-290 °C). Infine, l'utilizzo di fluidi gassosi è ancora allo stadio di sviluppo e risulta peraltro oggetto delle attività di ricerca del citato progetto ESTATE-Lab.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, il fluido operativo selezionato per l'impianto in oggetto è un olio diatermico.

L'accumulo termico con olio può essere realizzato mediante l'impiego di due distinti serbatoi, uno che contiene l'olio alla temperatura massima operativa e un altro che contiene invece l'olio alla temperatura minima operativa, oppure di un solo serbatoio riempito di materiale ad elevata capacità termica che viene attraversato dall'olio durante le fasi di carica e di scarica e al cui interno si forma un profilo di temperatura a "termoclino". Questa seconda soluzione richiede potenzialmente minori volumi di olio in circolazione e minori costi di impianto, ma è ancora allo stadio sperimentale.

In tal senso, la scelta è qui ricaduta su di un sistema di accumulo termico basato su due serbatoi di uguale capacità.

Negli impianti solari termodinamici basati su collettori lineari, la conversione dell'energia termica in energia meccanica può essere realizzata mediante cicli Rankine a vapore d'acqua (impianti convenzionali con turbine a vapore) oppure cicli Rankine con fluidi organici (impianti ORC, Organic Rankine Cycle). Gli impianti con turbine a vapore sono tuttavia meno flessibili e più adatti a potenze di almeno qualche MWe. Per il campo di potenza di interesse, risulta invece più adatto e meno costoso un impianto ORC.

In relazione alle considerazioni precedenti, una sezione di generazione elettrica basata su un impianto ORC è stata individuata come soluzione progettuale nel caso in esame.

Un impianto ORC, come del resto tutti gli impianti basati su cicli termodinamici, riversa nell'ambiente la quota parte di energia termica non convertita in energia meccanica attraverso l'acqua di raffreddamento del condensatore. Il sistema di raffreddamento del condensatore può operare in circuito aperto (con acqua a perdere) o in circuito chiuso con l'impiego di torri evaporative (che richiedono un reintegro d'acqua per compensare l'acqua evaporata e gli spurghi) o di refrigeratori a secco (aerotermini o Dry Air Coolers).

In relazione all'esigenza di minimizzare i consumi di acqua dell'impianto solare termodinamico, la soluzione progettuale adottata nel caso in esame è basata

sull'impiego di una sezione di raffreddamento del condensatore del modulo ORC operante in circuito chiuso con refrigeratori dell'acqua a secco.

Nel complesso, l'impianto solare termodinamico oggetto della presente relazione tecnica risulta pertanto composto da tre sezioni fondamentali:

- a. Il campo solare, basato su collettori lineari Fresnel che nel loro insieme concentrano la radiazione solare su un tubo ricevitore all'interno del quale scorre olio diatermico;
- b. La sezione di accumulo termico, realizzata mediante due serbatoi di stoccaggio dell'olio diatermico, uno ad alta e uno a bassa temperatura.
- c. La sezione di potenza, basata su un impianto a ciclo Rankine percorso da un fluido organico (Organic Rankine Cycle, ORC) integrato con una sezione di raffreddamento dell'acqua prodotta dal condensatore che utilizza refrigeratori a secco.

2. CONDIZIONI DI PROGETTO

L'impianto verrà realizzato nell'agglomerato industriale di Ottana (NU), di competenza del Consorzio Industriale Provinciale di Nuoro, in un'area ancora da urbanizzare. L'area risulta sostanzialmente pianeggiante, a circa 160 m s.l.m, e con buone caratteristiche di accessibilità attraverso la strada statale 131 DCN.

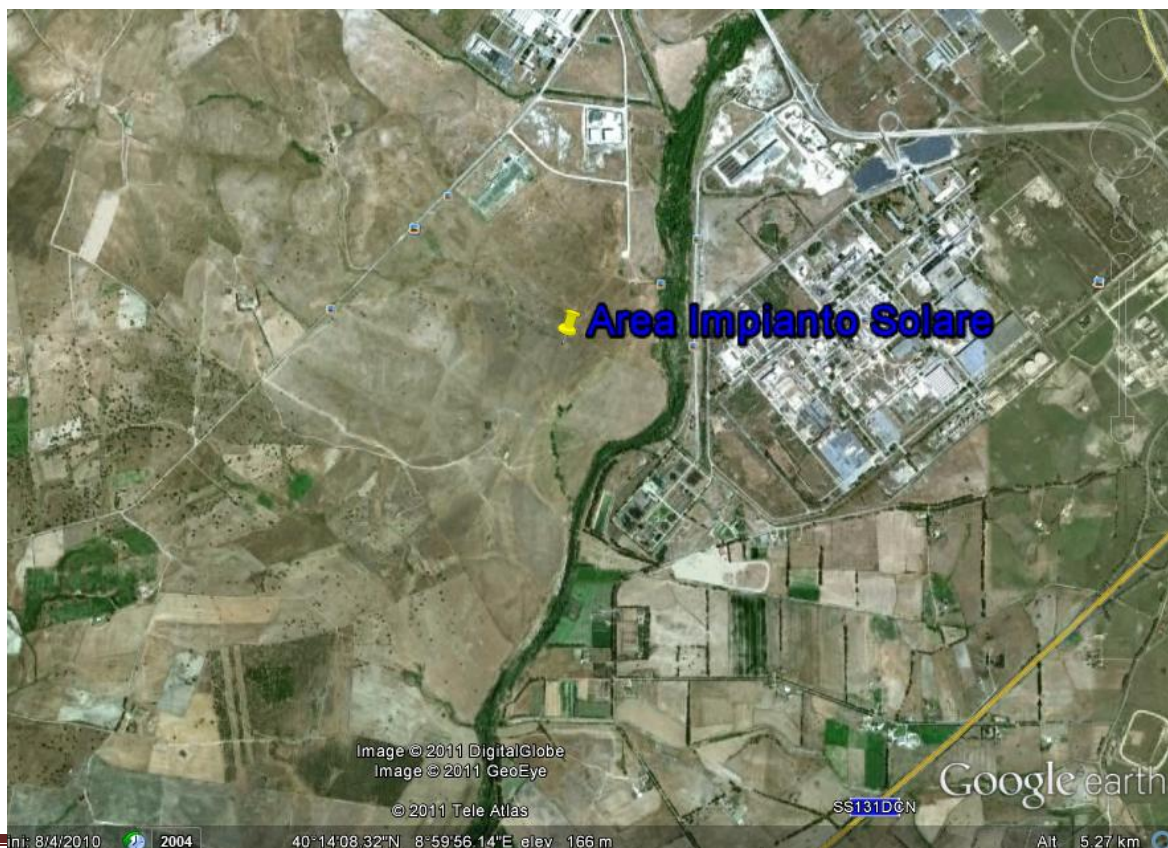


Figura 1 – Localizzazione dell’impianto solare.

L’area interessata alla costruzione dell’impianto verrà acquisita da ENAS che provvederà anche a realizzare le necessarie opere di urbanizzazione primaria. Il collegamento con la rete elettrica avverrà attraverso l’esistente cabina elettrica adiacente all’area prescelta.

Ai fini della progettazione e della valutazione delle prestazioni degli impianti solari a concentrazione, l’informazione di maggiore interesse è quella relativa alla radiazione diretta su una superficie normale ai raggi solari (DNI, Direct Normal Irradiation). Infatti, mentre gli impianti solari termici e fotovoltaici convenzionali utilizzano sia la componente diretta che quella diffusa (la somma delle due componenti fornisce la radiazione globale) e mantengono una orientazione della superficie di captazione fissa rispetto al suolo, gli impianti solari a concentrazione (sia termodinamici che fotovoltaici) sono in grado di utilizzare solo la componente diretta dei raggi solari e sono dotati di un sistema di inseguimento della traiettoria solare su uno o due assi di rotazione. In relazione al loro sviluppo longitudinale, i collettori a concentrazione lineare sono dotati di un sistema di inseguimento ad un solo asse di rotazione, intrinsecamente meno efficiente di un sistema a due assi di rotazione, in quanto in grado di captare solo una quota parte della DNI.

In mancanza di dati misurati direttamente, la valutazione dell’energia solare disponibile nel sito di Ottana è stata effettuata attraverso il software Meteonorm®, di largo impiego nel settore della progettazione degli impianti solari. Tale software valuta i principali parametri meteorologici di interesse per il dimensionamento degli impianti solari sulla base dei dati forniti dalle più vicine stazioni di misura, di dati satellitari e di specifiche correlazioni di letteratura.

La Tabella 1 seguente riporta i principali dati di ventosità, temperatura e irraggiamento solare del sito di Ottana (coordinate geografiche: latitudine 40,25 N e 9,00 E). In particolare, i dati relativi alla radiazione solare riportano i valori medi mensili della radiazione solare globale e diretta su superficie orizzontale, nonché della radiazione diretta su una superficie normale ai raggi solari (DNI). Nel complesso, la radiazione diretta sul piano normale ai raggi solari nel sito in esame risulta pari a circa 1685 kWh/(m²·anno), rispetto ad una radiazione globale al suolo di 1612 kWh/(m²·anno).

Inoltre, come mostrato nella Figura 2, i valori massimi dell’insolazione diretta sono dell’ordine di 900 W/m² e vengono raggiunti con maggiore frequenza nelle ore centrali dei mesi estivi. Il dimensionamento degli impianti solari termodinamici viene effettuato con riferimento ai valori più elevati della DNI (si fa spesso riferimento alla DNI rilevata il 21 giugno alle 12.00), e pertanto in questo caso è stata assunta una DNI di progetto pari

a 900 W/m². La Figura 3 riporta l'andamento delle temperature medie orarie del sito, il cui valore medio annuo risulta pari a 17 °C.

Mese	Vento (m/s)	Temperatura (°C)	Umidità (%)	G _{G,H} (kWh/m ²)	G _{D,H} (kWh/m ²)	G _{D,N} (kWh/m ²)
Gen	4,6	10,5	78	60,42	29,17	88,194
Feb	4,8	10,2	75	77,103	37,179	85,338
Mar	4,5	12,1	74	126,342	50,553	139,143
Apr	4,7	13,9	74	160,096	61,607	158,499
Mag	3,9	18,0	74	195,335	75,733	178,185
Giu	3,8	22,3	71	213,103	75,549	200,255
Lug	4,0	24,5	71	220,123	74,978	211,297
Ago	3,7	25,4	71	196,12	65,842	203,038
Set	4,1	21,9	73	143,863	58,418	144,753
Ott	4,0	18,9	77	102,743	41,263	125,957
Nov	4,9	14,5	74	64,82	32,83	80,633
Dic	5,2	11,5	75	52,05	28,028	68,828
Anno	4,4	17,0	74	1612,118	631,15	1684,12

Legenda: G_{G,H} Radiazione globale su superficie orizzontale
G_{D,H} Radiazione diretta su superficie orizzontale
G_{D,N} Radiazione diretta su superficie normale ai raggi solari (DNI)

Tabella 1 – Sintesi dei dati meteorologici relativi al sito di Ottana.

Le Figure 4 e 5 riportano gli andamenti orari nell'arco dell'anno dell'altezza solare (angolo formato dai raggi solari rispetto al piano orizzontale) e dell'azimuth (angolo formato dalla proiezione al suolo dei raggi solari rispetto al Sud). Ovviamente, i valori massimi dell'altezza solare (circa 73°) e della escursione dell'angolo di azimuth (circa 232°, cui corrisponde una durata di insolazione di circa 15,5 ore) si riscontrano in corrispondenza del solstizio d'estate (21 giugno), mentre i valori minimi si hanno in corrispondenza del solstizio d'inverno (21 dicembre).

Il dimensionamento dell'impianto è stato effettuato con riferimento ai dati climatici e ambientali riassunti nella seguente Tabella 4.

Temperatura media annua dell'aria	17,0 °C
Temperatura minima e massima dell'aria	2,0 /34,0 °C
Umidità relativa	74 %
Pressione atmosferica di progetto	1,01 bar
Velocità media del vento	4,4 m/s
Radiazione solare diretta normale (DNI)	900 W/m ²

Tabella 4 - Dati meteorologici e ambientali di progetto.

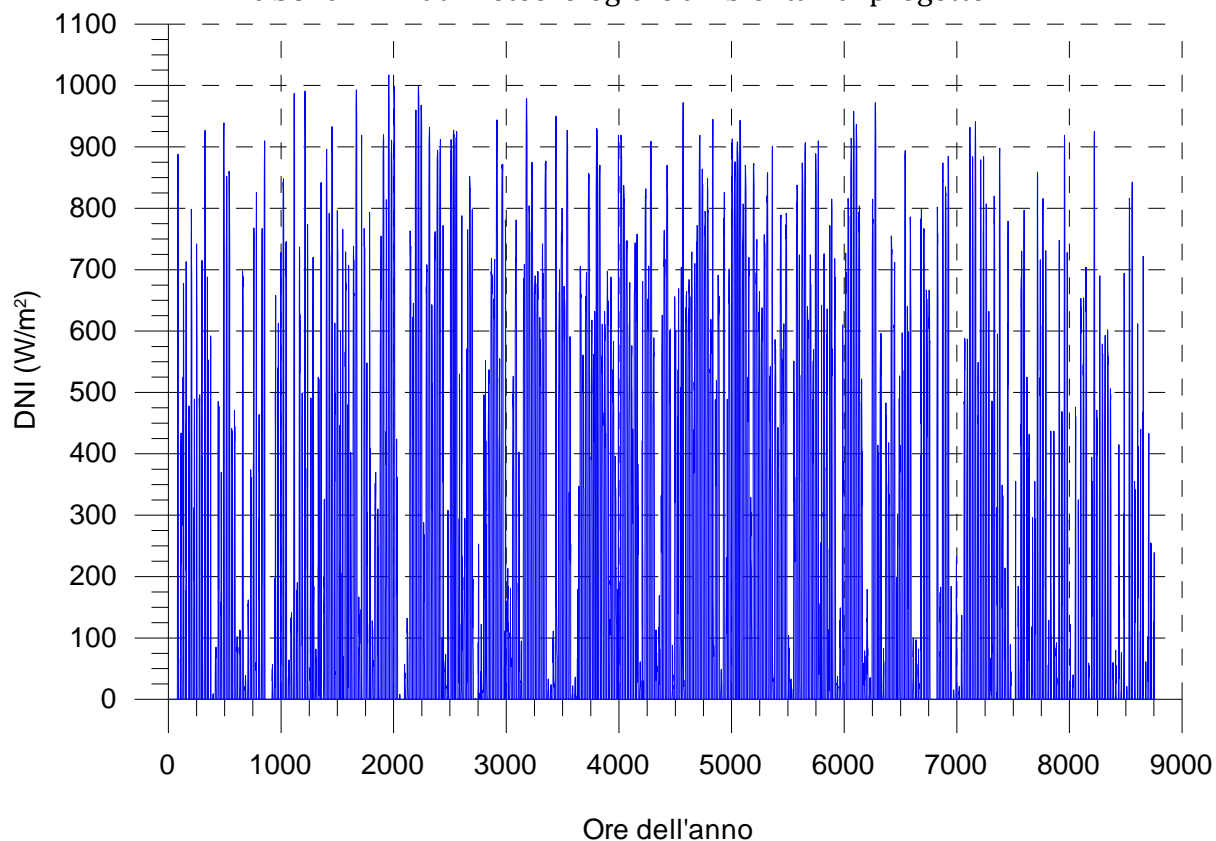


Figura 2 - Radiazione diretta normale (DNI) nel sito di Ottana.

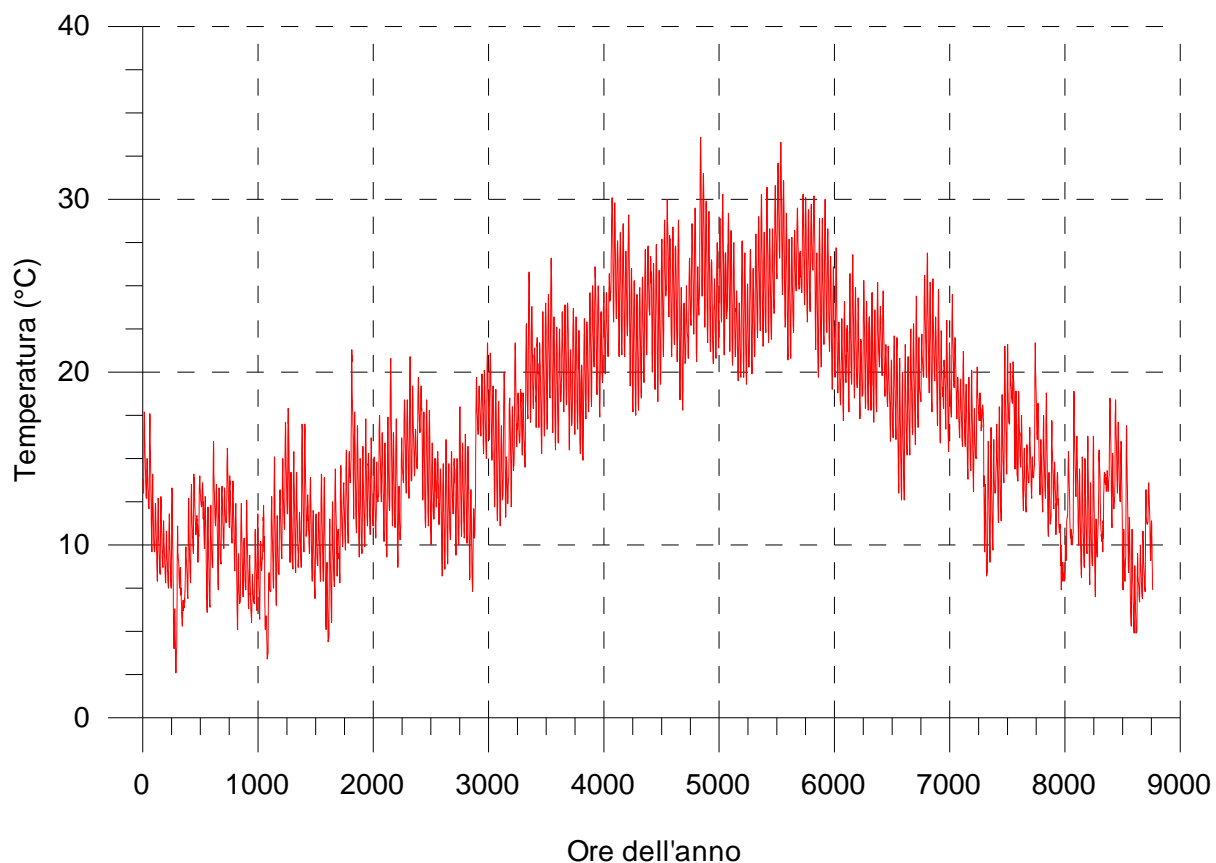


Figura 3 - Temperatura media oraria nel sito di Ottana.

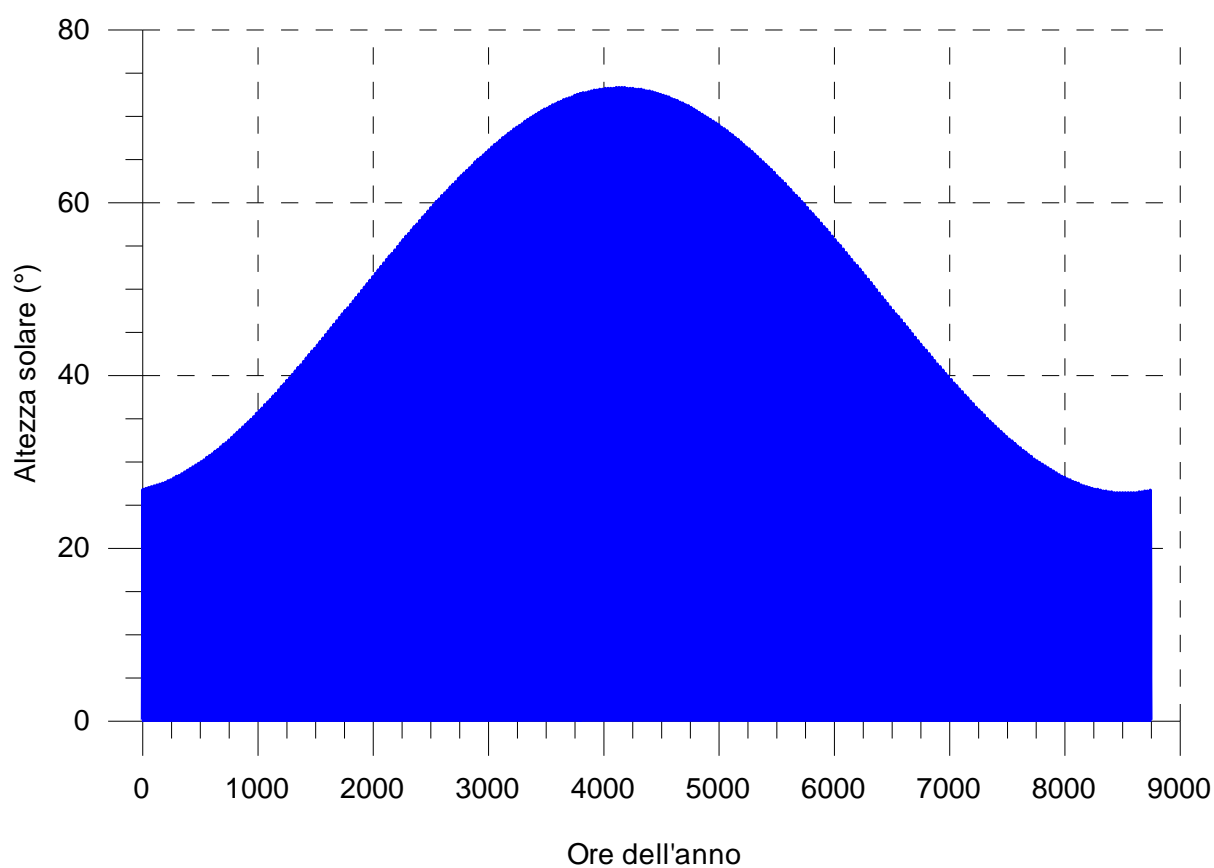


Figura 4 – Escursione dell'altezza solare giornaliera nel sito di Ottana.

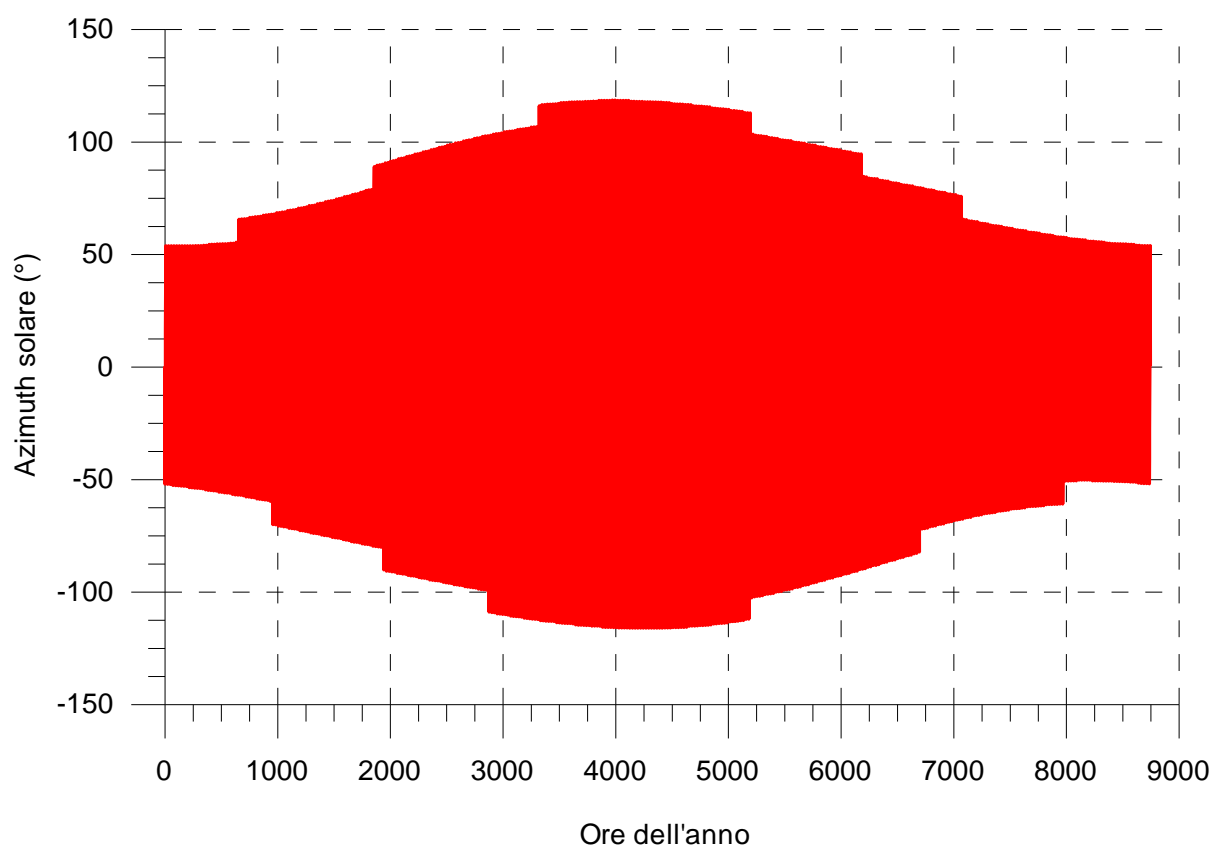


Figura 5 – Escursione giornaliera dell'azimuth solare nel sito di Ottana.

3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

La Figura 6 illustra lo schema di processo dell'impianto solare termodinamico, nel quale sono evidenziate le tre sezioni principali (Campo Solare, Accumulo Termico e Generazione Elettrica), con i rispettivi componenti principali e i due circuiti del fluido termovettore (olio diatermico) e dell'acqua di raffreddamento del modulo ORC.

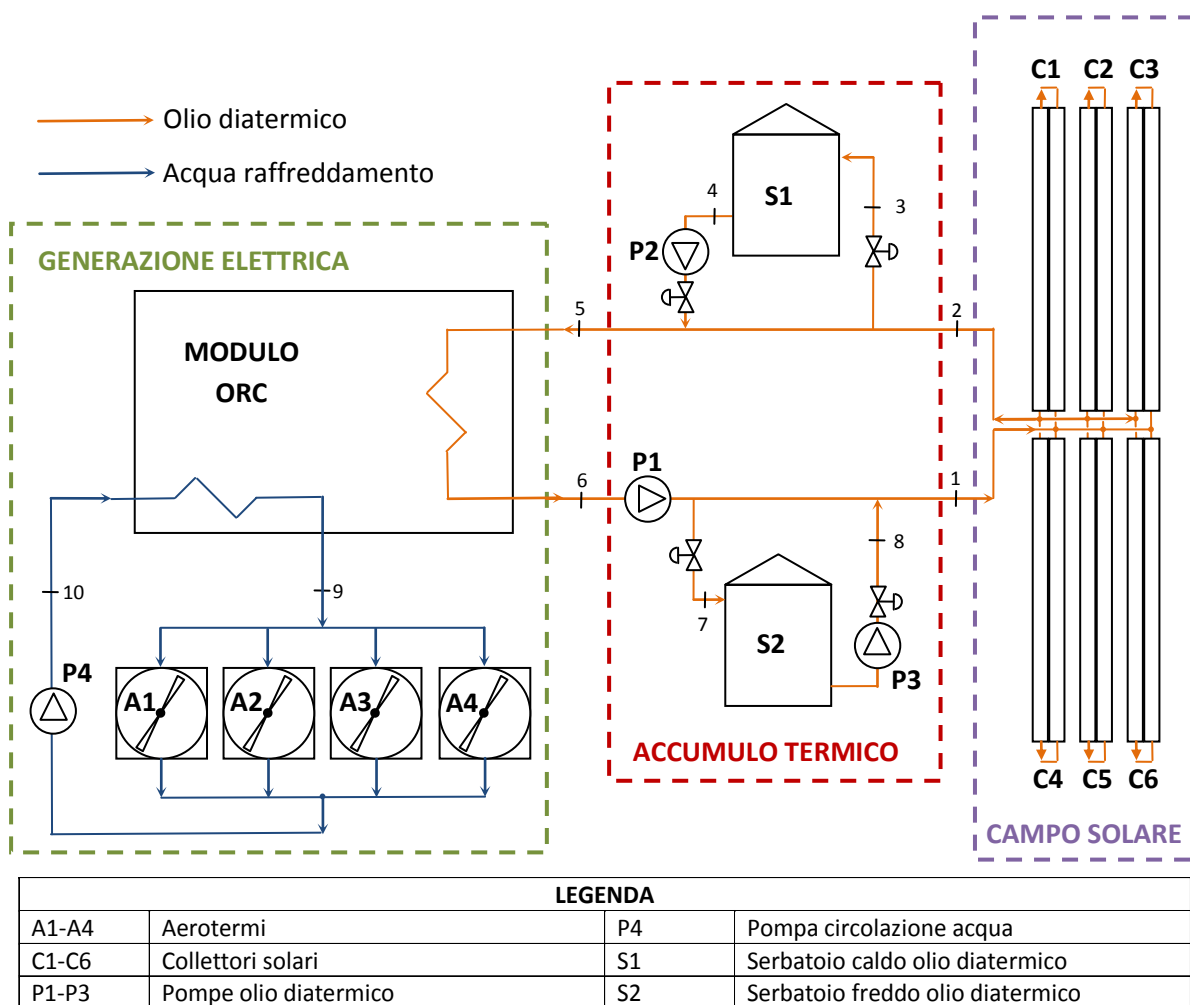


Figura 6 – Schema di processo dell'impianto solare termodinamico.

L'olio diatermico proveniente dalla sezione di generazione elettrica ed eventualmente anche dal serbatoio di accumulo "freddo" S2 viene alimentato al campo solare e ripartito fra le diverse linee di collettori solari a concentrazione operanti in parallelo. L'olio ad alta temperatura in uscita dal campo solare viene quindi alimentato all'impianto ORC e, nel caso in cui la portata sia superiore a quella richiesta dalla sezione di generazione elettrica, una parte viene accumulata nel serbatoio "caldo" S1. Viceversa, nel caso in cui

la portata d'olio proveniente dal campo solare sia insufficiente a soddisfare la richiesta del modulo ORC, essa viene integrata con un prelievo dal serbatoio caldo, mentre una uguale portata di olio viene accumulata nel serbatoio freddo. L'olio diatermico viene quindi nuovamente inviato, tramite la pompa principale, al campo solare. L'energia termica non convertita in energia meccanica dal ciclo ORC viene dissipata mediante refrigeratori a secco (aerotermini) attraverso il circuito di raffreddamento dell'acqua del condensatore.

Nel seguito sono riportati i principali elementi di dimensionamento dei diversi componenti dell'impianto termodinamico e le specifiche tecniche delle principali sezioni dell'impianto.

3.1 Modulo ORC

Un impianto ORC (Organic Rankine Cycle) produce energia elettrica (ed eventualmente energia termica a bassa temperatura) attraverso la conversione dell'energia termica ad alta temperatura ceduta dall'olio diatermico operando secondo un ciclo termodinamico Rankine. La quota parte dell'energia termica in ingresso non convertita in energia meccanica viene resa disponibile all'esterno tramite l'acqua di raffreddamento ad un livello di temperatura inferiore. Tale energia termica viene quindi dispersa in atmosfera attraverso una batteria di refrigeratori ad umido (torri evaporative) o, come nel caso dell'impianto considerato, a secco (aerotermini).

La Figura 7 illustra lo schema di funzionamento dell'impianto ORC. Il fluido operativo allo stato liquido viene dapprima preriscaldato mediante rigenerazione interna (rigeneratore RG) e poi nel preriscaldatore alimentato con l'olio diatermico (scambiatore PR), mentre la vaporizzazione del fluido operativo avviene invece in uno scambiatore separato (vaporizzatore VP). Il fluido operativo, in condizioni di vapore saturo (a circa 10 bar e 200 °C) espande in una turbina (T), collegata meccanicamente al generatore elettrico (G). All'uscita della turbina il fluido operativo si trova ancora allo stato di vapore e a pressione inferiore a quella ambiente (dell'ordine di circa 0,15-0,25 bar) e viene raffreddato nello scambiatore rigenerativo. Nel condensatore (CD) raffreddato ad acqua, il fluido operativo viene riportato allo stato liquido e poi compresso mediante una apposita pompa (P). In alcuni casi, lo schema impiantistico prevede l'introduzione di alcune modifiche circuitali, come la presenza di due circuiti dell'olio diatermico (uno a bassa temperatura e uno a più elevata temperatura), oppure la condensazione a più elevata pressione per favorire la produzione di calore a media temperatura (unità cogenerative).

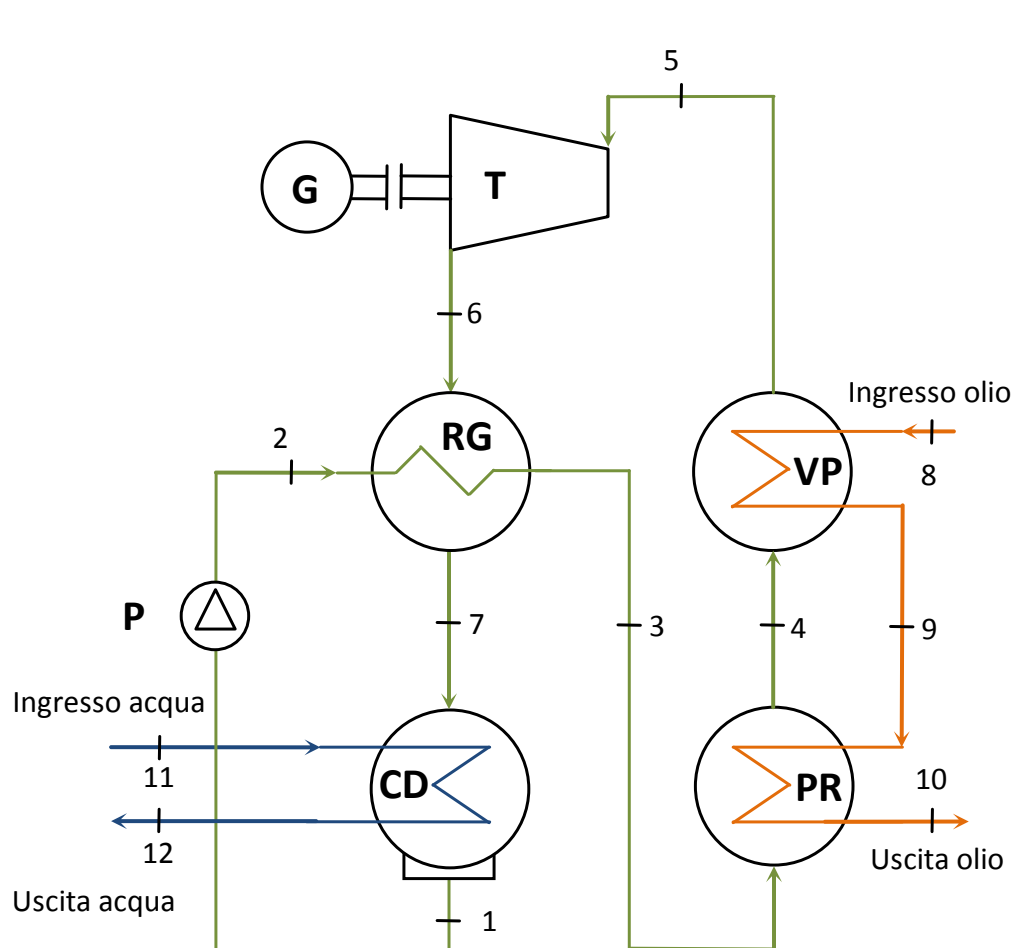


Figura 7 – Schema di funzionamento dell'impianto ORC.

In relazione alla taglia dell'impianto considerato (600 kW_e), la scelta si è indirizzata verso un modulo ORC operante con ciclo rigenerato, un solo circuito di adduzione dell'olio diatermico e una temperatura in ingresso dell'olio non particolarmente elevata (circa 260 °C). In corrispondenza di un rendimento del 20%, tipico dei sistemi ORC di questa tipologia, si ottiene una potenza termica da fornire all'impianto di 3000 kW. Assunta una temperatura dell'olio in uscita di 150 °C, si ottiene una portata massica di olio diatermico pari a 11,1 kg/s (con un calore specifico medio dell'olio di 2,45 kJ/kgK). La potenza termica rimossa sotto forma di acqua di raffreddamento del condensatore ad una temperatura di circa 35 °C equivale a 2350 kW e viene ceduta all'acqua di refrigerazione, che risulta anche disponibile per eventuali usi cogenerativi a bassa entalpia. In considerazione dei consumi interni, stimati in circa 20 kW_e, il rendimento netto dell'impianto ORC in condizioni di progetto risulta pari a circa il 19,3%.

Un modulo ORC di tale potenza viene generalmente fornito già preinstallato su una apposita piattaforma (skid) avente dimensioni di circa 12-13 metri di lunghezza per 2-3 metri di larghezza e 3-4 metri di altezza. Il modulo deve essere installato all'interno di un apposito locale, opportunamente ventilato, con dimensioni minime pari a circa 7-8 metri di larghezza per 18-20 metri di lunghezza e 5-6 metri di altezza. La Tabella 5 riporta le principali specifiche tecniche del modulo ORC.

Potenza elettrica lorda	600 kW
Potenza termica ingresso modulo ORC	3000 kW
Temperatura olio ingresso/uscita modulo ORC	260/150 °C
Portata olio	11,1 kg/s
Potenza termica condensatore	2350 kW
Temperatura ingresso/uscita condensatore	25/35 °C
Portata d'acqua condensatore	200 m ³ /h
Rendimento lordo modulo ORC	20%
Potenza netta modulo ORC	580 kW
Rendimento netto modulo ORC	19,3%

Tabella 5 – Principali dati caratteristici del modulo ORC.

3.2 Sistema di raffreddamento dell'acqua

L'acqua proveniente dal condensatore del modulo ORC deve essere raffreddata dalla temperatura di 35 °C fino alla temperatura di 25 °C (in condizioni di progetto). La

potenza termica da smaltire è pari a circa 2350 kW, cui corrisponde una portata d'acqua di circa 56 kg/s (200 m³/h).

Il sistema di raffreddamento selezionato opera completamente a secco (aerotermini o Dry Air Coolers) attraverso l'impiego di batterie di tubi alettati con circolazione forzata di aria mediante appositi ventilatori. L'acqua calda proveniente dal modulo ORC può anche essere eventualmente in parte utilizzata per scopi di riscaldamento degli ambienti mediante sistemi a bassa temperatura (pannelli radianti a pavimento).

Le norme tecniche relative alle modalità di verifica delle prestazioni delle apparecchiature di refrigerazione dell'acqua a secco (UNI EN 1048) stabiliscono che le potenze termiche siano riferite ad una differenza di temperatura dell'acqua fra ingresso e uscita (DT_w) di 5 °C (acqua entrante a 40 °C e uscente a 35 °C) e ad una temperatura dell'aria ambiente di 25 °C, cosicché la differenza di temperatura fra acqua in ingresso e aria in ingresso (DT) è di 15 °C. Le condizioni di progetto della sezione di refrigerazione dell'acqua del modulo ORC prevedono invece una diminuzione di temperatura dell'acqua di 10 °C, una temperatura media annua dell'aria di 17 °C e corrispondentemente una differenza di temperatura fra acqua in ingresso e aria in ingresso di 18 °C. Attraverso i fattori di correzione forniti dai costruttori è stato valutato che la sezione di refrigerazione deve avere una potenza termica nominale (ovvero riportata a $DT_w=5$ °C e $DT=15$ °C) di circa 2400 kW. Tale potenza termica è stata ripartita fra 4 refrigeratori uguali, ciascuno con potenza termica nominale di 600 kW (ovvero ricondotta alle condizioni di prova della norma UNI EN 1048). I 4 refrigeratori operano in parallelo e assorbono complessivamente una potenza pari a circa 15 kW. La Tabella 6 riporta le principali specifiche tecniche dei refrigeratori dell'acqua.

Potenza termica al circuito di raffreddamento	2350 kW
Temperatura ingresso/uscita	35/25 °C
Numero refrigeratori	4
Portata d'acqua refrigeratore	50 m ³ /h
Potenza nominale refrigeratore	600 kW
Portata d'aria refrigeratore (DT 15 °C)	145000 m ³ /h
Perdite di carico lato acqua	35 kPa
Numero ventilatori per refrigeratore	18
Potenza elettrica assorbita per singolo refrigeratore	3,6 kW
Emissione acustica (a 10 m)	71 dB(A)

Tabella 6 – Principali dati caratteristici dei refrigeratori dell'acqua.

In relazione agli elevati livelli di emissione acustica, la sezione di refrigerazione dell'acqua è inoltre dotata di due schermi acustici con lunghezza 18 m, altezza 4 m e spessore 0,1 m, necessari a conseguire un livello di pressione acustica di 70 dB(A) a 4 m di distanza dagli schermi (8 m dal centro della batteria di aerotermi).

Le perdite di carico nel circuito di refrigerazione (condensatore, tubazioni e refrigeratori) sono state valutate pari a circa 1,3 bar, in relazione alle quali la pompa di circolazione dell'acqua di refrigerazione presenta una prevalenza di circa 15 m e una potenza di 10,0 kW (assunto un rendimento di circa l'80%).

3.3 Campo solare

Il campo solare è basato su un insieme di collettori lineari con specchi Fresnel opportunamente collegati fra loro in serie al fine di costituire una linea e ottenere il prefissato valore di temperatura dell'olio diatermico. Le diverse linee di collettori sono poi collegate fra loro in parallelo per ottenere il prefissato valore di portata dell'olio diatermico. Ciascuna linea è realizzata a forma di "U" (loop) per consentire il posizionamento dei collettori principali dell'olio diatermico sullo stesso lato e minimizzare la lunghezza delle tubazioni principali. La Figura 8 illustra lo schema di funzionamento di un collettore solare a concentrazione lineare con specchi Fresnel.



Figura 8 – Schema di funzionamento di un collettore solare a concentrazione con specchi Fresnel (Fonte: Novatec Solar).

Il modulo base del collettore è costituito da diverse file di specchi piani (o con solo una leggera curvatura) che nell'insieme rappresenta l'involuppo di un profilo parabolico. Ciascuna fila di specchi piani (il cui numero può variare da un minimo di 5-7 fino a circa 50) viene movimentata attraverso una rotazione lungo il suo asse longitudinale per seguire la traiettoria solare. Tale movimentazione consente di indirizzare i raggi solari lungo la linea focale dove è posizionato il ricevitore. Quest'ultimo è sostenuto da una intelaiatura metallica ad una distanza dal piano degli specchi variabile nell'intervallo 4-8 metri, in relazione alla apertura totale degli stessi. Al fine di massimizzare l'assorbimento della radiazione solare concentrata il ricevitore è dotato di una seconda superficie riflettente che indirizza verso il tubo assorbitore i raggi solari non direttamente intercettati da quest'ultimo. Il tubo assorbitore è contenuto all'interno di un tubo in vetro di maggiore diametro nella cui intercapedine è stato fatto il vuoto (tubi assorbitori sotto vuoto).

La Figura 9 riporta, a titolo esemplificativo, il collettore lineare Fresnel installato presso la Plataforma Solar de Almeria, in Spagna, nell'ambito del progetto FRESDEMO.



Figura 9 – Collettore lineare Fresnel installato presso la PSA di Almeria.

Per l'impianto solare termodinamico in esame è stato considerato un campo solare basato su moduli Fresnel con larghezza complessiva di 9,0 metri e fattore di

riempimento del 77% circa. Il ricevitore è costituito da un riflettore secondario e da un tubo assorbitore sotto vuoto con diametro interno di 70 mm all'interno del quale scorre l'olio diatermico. I singoli moduli sono collegati in serie al fine di realizzare un loop complessivamente lungo circa 200 metri e costituito da due rami paralleli lunghi circa 100 metri. La superficie netta di captazione del loop è pertanto pari a 1400 m².

La potenza termica richiesta dal modulo ORC in condizioni di progetto risulta pari a 3000 kW, cui corrisponde una portata di 11,1 kg/s di olio diatermico con un salto di temperatura di 110 °C (da 150 °C a 260 °C). Il rendimento complessivo del campo solare in condizioni di progetto è stato assunto pari al 62%, in corrispondenza del quale la superficie netta di captazione risulta pari a circa 5375 m².

Tuttavia, il campo solare è stato dimensionato per una superficie effettiva di captazione maggiore della superficie minima richiesta per produrre la potenza termica assorbita dal modulo ORC (3000 kW). In particolare, il campo solare considerato risulta nel complesso composto da 6 loop, con due gruppi da 3 loop ciascuno disposti simmetricamente rispetto alle tubazioni principali di arrivo e di mandata dell'olio diatermico, come anche evidenziato nella precedente Figura 6. Corrispondentemente, la superficie effettiva di captazione è pari a 8400 m², ovvero una superficie maggiorata del 56% rispetto alle effettive esigenze del modulo ORC in condizioni di progetto (il multiplo solare è pertanto pari a 1,56). Questa maggiore superficie di captazione consente di accumulare una significativa quantità di energia termica durante le ore di maggiore insolazione per poterla poi utilizzare in momenti successivi. Conseguentemente, la potenza termica prodotta dal campo solare in condizioni di progetto risulta pari a 4690 kW, cui corrisponde una portata di 17,3 kg/s di olio diatermico. La superficie lorda di captazione è pari a 10800 m² e, tenuto conto di una distanza fra le file di 5 metri, l'occupazione complessiva del campo solare risulta pari a circa 13000 m². La Tabella 7 riporta le specifiche dei collettori lineari Fresnel considerati in fase di progetto.

Larghezza totale del modulo	9,0 m
Lunghezza totale del loop (2 rami paralleli)	200 m
Superficie lorda del singolo loop	1800 m ²
Superficie netta degli specchi del singolo loop	1400 m ²
Altezza da terra degli specchi	0,5 m
Altezza da terra del ricevitore	5,4 m
Diametro tubo ricevitore	70 mm
Temperatura ingresso olio diatermico	150 °C
Temperatura uscita olio diatermico	260 °C
Rendimento globale di riferimento	62,0 %

Numero di loop	6
Distanza trasversale fra i loop	5 m
Superficie lorda dei collettori	10800 m ²
Superficie netta degli specchi	8400 m ²

Tabella 7 – Principali dati caratteristici dei collettori lineari Fresnel.

3.4 Serbatoi di accumulo termico

Nella sezione di accumulo termico una parte dell'energia termica (essenzialmente il surplus prodotto nei periodi di elevata disponibilità di energia solare) viene accumulata al fine di poter essere successivamente utilizzata per la produzione di energia elettrica. La presenza dell'accumulo termico comporta un duplice vantaggio: esso può essere utilizzato per esercire il modulo ORC a potenza nominale, e quindi con il massimo rendimento, per più lunghi periodi di tempo oppure per produrre l'energia elettrica con prefissati profili di immissione in rete, in conformità ad eventuali richieste del Gestore di Rete. L'attuale normativa nazionale inerente l'incentivazione dell'energia da fonte solare termodinamica (DM 11 Aprile 2008) prevede un accumulo termico minimo pari a 1,5 kWh per m² di superficie netta di captazione (ovvero circa 12,6 MWh nel caso in esame). La nuova normativa (DM 6 Luglio 2012), valida per impianti realizzati a partire dal 1° Gennaio 2013 ha peraltro eliminato l'obbligo dell'accumulo termico per impianti con superficie di captazione inferiore a 10000 m².

Per l'impianto in esame, l'accumulo termico viene realizzato mediante due serbatoi, uno ad alta temperatura (circa 260 °C) e l'altro a temperatura inferiore (circa 150 °C). I 2 serbatoi di accumulo termico sono stati dimensionati per poter contenere una quantità di olio diatermico pari a 195 t, cui corrisponde una quantità di energia termica pari a 14,6 MWh, sufficiente a garantire il funzionamento della sezione di potenza per quasi 5 ore a potenza nominale. In corrispondenza di una densità dell'olio diatermico alla temperatura massima di 700 kg/m³ il volume minimo di ciascun serbatoio risulta pari a circa 280 m³. I serbatoi hanno un diametro interno di 11,0 metri e una altezza utile che, in presenza di un franco di circa il 10%, è di 3,5 metri (cosicché l'effettiva capacità di accumulo, è pari a circa 330 m³). Il tetto è autoportante, conico con altezza interna massima al colmo del serbatoio di 4 metri. I serbatoi sono coibentati con pannelli di lana di roccia (spessore 50 cm) rivestiti con lamierino in alluminio. Il diametro esterno dei serbatoi risulta pertanto pari a circa 12 metri, mentre l'altezza complessiva al colmo è di 4,50 metri.

I serbatoi di accumulo sono del tipo a tetto fisso, realizzati in acciaio al carbonio e poggiano su una fondazione in calcestruzzo opportunamente dimensionata in relazione al carico. Due passi d'uomo contrapposti posizionati alla base assicurano l'accessibilità e

l'aerazione. Le piastre del tetto e del mantello hanno uno spessore di 5 mm, mentre quelle del fondo portante hanno uno spessore di 7 mm. I serbatoi sono dotati di un sistema di iniezione di azoto atto a mantenere una atmosfera inerte sopra il pelo libero dell'olio ed evitare fenomeni di ossidazione, nonché di un sistema di sfiato e di misuratori di livello con segnalazione di allarme di minimo e massimo livello. I due serbatoi sono collegati da una tubazione di recupero dell'azoto, necessaria per trasferire l'azoto dal serbatoio in fase di carica a quello in fase di scarica. L'azoto di reintegro viene fornito da un idoneo pacco bombole in pressione. Inoltre è prevista la presenza di tutti i necessari sistemi di sicurezza e di un adeguato sistema antincendio.

Le norme che regolamentano lo stoccaggio degli oli minerali sono ancora oggi sostanzialmente basate sul Decreto Ministeriale del 31 Luglio 1934 e sulle sue modifiche successive. In relazione alla classificazione prevista dal DM 31 luglio 1934, l'olio diatermico utilizzato appartiene alla categoria C (liquidi combustibili), avendo una temperatura di infiammabilità superiore a 125 °C. Il deposito può essere classificato come appartenente alla 9^a classe, avendo una capacità compresa fra 25 e 1000 m³.

La normativa stabilisce che, per la classe considerata, la zona di protezione, ovvero la distanza minima fra il serbatoio e il recinto di protezione dell'impianto deve essere pari a 1,5 metri, la distanza dei fabbricati esterni dai serbatoi deve essere almeno pari a 2 metri e la distanza fra i fabbricati esterni e il perimetro di magazzini e locali deve essere di almeno 3 metri. La distanza fra serbatoi contigui deve essere almeno pari alla zona di protezione, ovvero almeno 1,5 metri. Inoltre, nel caso di depositi di tipo C, la normativa non prevede espressamente la presenza di un bacino di contenimento.

In relazione a tali prescrizioni e per maggior sicurezza, i due serbatoi verranno posizionati all'interno di un bacino di contenimento in calcestruzzo largo 22 metri, lungo 44 metri e con pareti alte 70 cm. Il volume utile del bacino di contenimento (circa 330 m³) è pari alla capacità di ciascun serbatoio. Il bacino di contenimento dei serbatoi è completamente stagno e dotato di pozzetti interni di raccolta, munito di pompa auto-adescente, e con le tubazioni di adduzione e di prelievo che attraversano gli argini del bacino mediante passaggi opportunamente sigillati. Lo scolo delle acque meteoriche avviene attraverso canali dotati di valvole comandate dall'esterno. La Tabella 8 riporta le principali specifiche tecniche dei serbatoi di accumulo termico.

Energia termica accumulata	14,6 MWh
Temperatura operativa	260 °C
Massa olio diatermico	195 t
Diametro interno	11,0 m
Diametro esterno	12,0 m
Altezza utile interna	3,5 m

Altezza esterna al colmo	4,5 m
Volume utile effettivo	330 m ³

Tabella 8 – Principali dati caratteristici dei serbatoi di accumulo.

3.5 Sistema di distribuzione dell'olio diatermico

Il sistema di distribuzione dell'olio diatermico è costituito dall'insieme delle tubazioni, delle pompe, delle valvole, della raccorderia, della carpenteria, dei supporti e di tutti gli altri componenti necessari a garantire la corretta circolazione dell'olio diatermico fra il campo solare, la sezione di generazione elettrica e i serbatoi di accumulo termico.

Le tubazioni sono dimensionate per operare a bassa pressione e sono isolate termicamente per ridurre le perdite di calore verso l'esterno. Il circuito deve essere realizzato in maniera tale da evitare fenomeni di ossidazione e di degrado dell'olio diatermico a causa della presenza di punti caldi. Le pompe di circolazione dell'olio sono ridondanti al fine di garantire una maggiore sicurezza di funzionamento. Inoltre è prevista la presenza di tutti i necessari sistemi di misura e di sicurezza.

In particolare, le tubazioni principali sono state dimensionate per una velocità dell'olio compresa fra 1,0 e 2,0 m/s e per una perdita termica massima corrispondente ad una diminuzione della temperatura dell'olio di circa 1 °C lungo l'intero circuito. Il diametro delle tubazioni principali è un DN150, con un isolamento termico costituito da coppelle in lana minerale con spessore di 80 mm e rivestimento in lamierino di alluminio. Il diametro delle tubazioni di collegamento fra serbatoi di accumulo e modulo ORC è un DN125, con un isolamento termico costituito da coppelle in lana minerale con spessore di 80 mm e rivestimento in lamierino di alluminio.

Nelle condizioni di progetto (portata d'olio pari a circa 17,3 kg/s), le perdite di carico sono state valutate pari a circa 2,5 bar, per una corrispondente prevalenza richiesta alla pompa di circolazione di circa 35 metri, una potenza di circa 9,5 kW (assunto un rendimento del 65%). All'avvio, ovvero con olio a bassa temperatura, le perdite di carico sono maggiori (circa 3,0 bar), ma la maggiore densità e la minore portata rendono la pompa pienamente adeguata anche in tali condizioni. Sono previste due pompe uguali, una di riserva all'altra.

E' inoltre prevista la presenza di una pompa a servizio di ciascun serbatoio, avente portata pari a 11,1 kg/s e prevalenza pari a circa 30 metri, per una corrispondente potenza di circa 5,2 kW. Anche per tali pompe è prevista la presenza di una unità di riserva.

4. PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO

Come detto, l'impianto solare termodinamico è costituito da un campo solare con specchi Fresnel con una superficie netta di captazione solare di circa 8400 m². Il campo solare, in presenza di una DNI di 900 W/m², produce circa 4690 kW sotto forma di olio diatermico a 260 °C. La potenza termica viene convertita in energia elettrica mediante un impianto ORC da 600 kWe lordi, cui corrispondono circa 550 kWe netti. L'impianto è inoltre dotato di una sezione di accumulo termico, realizzata mediante due serbatoi, uno ad alta temperatura (circa 260 °C) e l'altro a temperatura inferiore (circa 150 °C), dimensionati per contenere complessivamente circa 195 t di olio diatermico, cui corrisponde un'autonomia dell'impianto ORC di quasi 5 ore a potenza nominale.

L'olio diatermico viene alimentato al campo solare ad una temperatura di circa 150 °C, proveniente dalla sezione di potenza ed eventualmente anche dal serbatoio di accumulo "freddo" S2. L'olio viene quindi ripartito fra i 6 loop di collettori solari a concentrazione operanti in parallelo, dove la sua temperatura aumenta fino a circa 260 °C. L'olio ad alta temperatura viene quindi alimentato all'impianto ORC e, nel caso in cui la portata sia superiore a quella richiesta dalla sezione di potenza, una parte viene accumulata nel serbatoio "caldo" S1. Viceversa, nel caso in cui la portata d'olio proveniente dal campo solare sia insufficiente a soddisfare la richiesta del modulo ORC, essa viene integrata con un prelievo dal serbatoio caldo, mentre una uguale portata di olio viene accumulata nel serbatoio freddo. L'olio diatermico viene quindi nuovamente inviato, tramite la pompa principale, al campo solare.

Nel modulo ORC, l'energia termica ceduta dall'olio diatermico consente di preriscaldare e vaporizzare il fluido organico (un olio siliconico) che costituisce il fluido operativo del ciclo termodinamico Rankine. Il fluido organico espande in una apposita turbina, viene riportato alla fase liquida mediante un condensatore raffreddato ad acqua e compresso. La potenza termica asportata dall'acqua di raffreddamento del condensatore viene dispersa in atmosfera attraverso una batteria di scambiatori raffreddati ad aria a secco (aerotermini).

Il modulo ORC e le pompe di circolazione dell'olio e dell'acqua (unitamente a quelle di riserva) sono ospitati all'interno dell'edificio macchine termiche, opportunamente insonorizzato e ventilato. I trasformatori sono invece ospitati in un apposito locale macchine elettriche, mentre i quadri di supervisione e controllo sono ospitati in un apposito edificio, denominato OMC, che comprende anche gli uffici.

La Tabella 5 riporta i principali dati caratteristici dell'impianto in condizioni di riferimento.

Sezione di generazione elettrica con impianto ORC	
Potenza elettrica lorda	600 kW
Potenza termica ingresso modulo ORC	3000 kW
Temperatura olio ingresso/uscita modulo ORC	260/150 °C
Portata olio	11,1 kg/s
Rendimento lordo modulo ORC	20%
Potenza termica al circuito di raffreddamento	2350 kW
Numero aerotermini	4
Potenza nominale unitaria aerotermini	600 kW
Campo solare con collettori lineari Fresnel	
Numero di loop (su 3 file parallele)	6
Superficie lorda di captazione del loop (200x9,0m)	1800 m ²
Superficie lorda dei collettori solari	10800 m ²
Superficie netta di captazione solare (specchi)	8400 m ²
Distanza fra le file	5 m
Efficienza di riferimento dei collettori solari	62%
Potenza termica prodotta (DNI=900 W/m ²)	4690 kW
Multiplo solare	1,56
Portata olio diatermico	17,3 kg/s
Sezione di accumulo termico	
Numero serbatoi	2
Volume utile serbatoi	330 m ³
Massa olio accumulata	195 t
Capacità di accumulo termico	14,6 MWh
Ore autonomia modulo ORC da solo accumulo	4,9 h
Impianto solare termodinamico	
Assorbimenti elettrici interni	50 kW
Potenza elettrica netta	550 kW

Tabella 5 – Principali dati caratteristici e prestazioni dell'impianto solare termodinamico in condizioni di riferimento.

L'impianto opera generalmente con valori di radiazione solare diversa da quella di progetto (900 W/m²). Peraltro, a parità di DNI, in relazione alla posizione istantanea del sole (altezza solare e angolo di azimuth), la radiazione solare diretta effettivamente

incidente sul piano degli specchi risulta inferiore alla DNI, dal momento che gli specchi sono dotati di un sistema di inseguimento della traiettoria solare ad un solo asse. In particolare, i raggi solari non giungono sulla superficie degli specchi con una direzione uguale alla normale alla superficie. Nel complesso, la radiazione solare diretta effettivamente disponibile decresce all'aumentare dell'angolo di incidenza (angolo fra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie). Nella pratica, la DNI viene moltiplicata per due fattori correttivi (i cosiddetti IAM, Incidence Angle Modifier) che dipendono rispettivamente dalla componente longitudinale (IAM_L) e trasversale (IAM_T) dell'angolo di incidenza. La Figura 7 riporta l'andamento dei due fattori correttivi in funzione della componente longitudinale e trasversale dell'angolo di incidenza, valutato per i collettori Fresnel previsti nell'impianto in progetto..

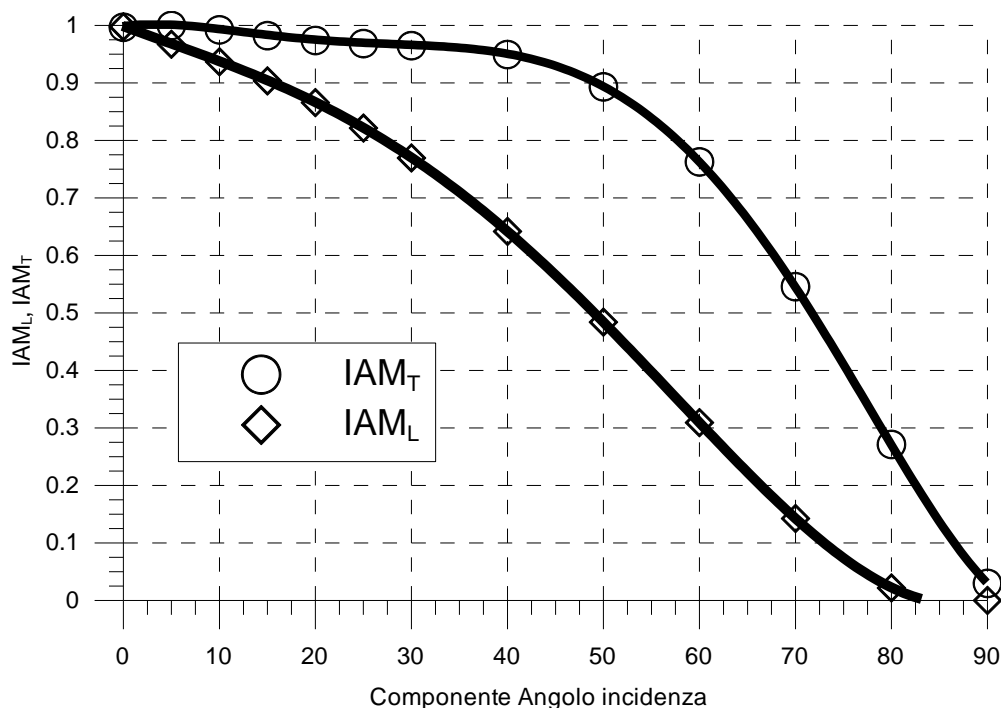


Figura 7 – Fattori correttivi IAM_L e IAM_T in funzione delle componenti longitudinali e trasversali dell'angolo di incidenza.

Come evidenziato in Figura 7, all'aumentare dell'angolo di incidenza, la radiazione solare effettivamente disponibile può risultare anche notevolmente più bassa della DNI. La Figura 8 riporta l'escursione della componente longitudinale dell'angolo di incidenza nel corso dell'anno, mentre la Figura 9 riporta l'escursione giornaliera della componente trasversale dell'angolo di incidenza per 4 diversi giorni dell'anno. La componente longitudinale presenta minori valori nei mesi estivi rispetto a quelli invernali, mentre la componente trasversale presenta sempre un campo di variazione fra 0 e 90°.

Inoltre, l'energia termica prodotta dal campo solare in condizioni di funzionamento diverse da quelle di progetto risente del fatto che la superficie degli specchi non è

sempre perfettamente pulita, che il sistema di inseguimento presenta piccoli errori di puntamento, che sono presenti le cosiddette perdite di estremità, etc.

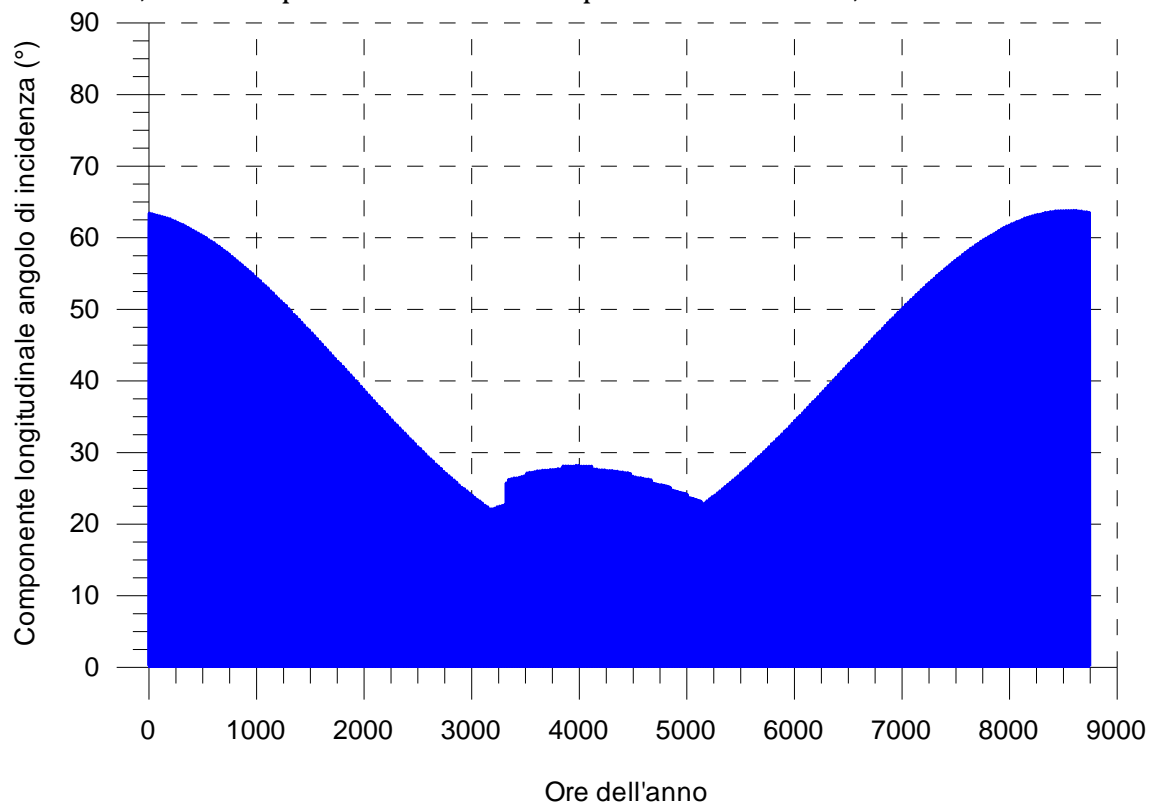


Figura 8 – Escursione oraria della componente longitudinale dell'angolo di incidenza della radiazione solare.

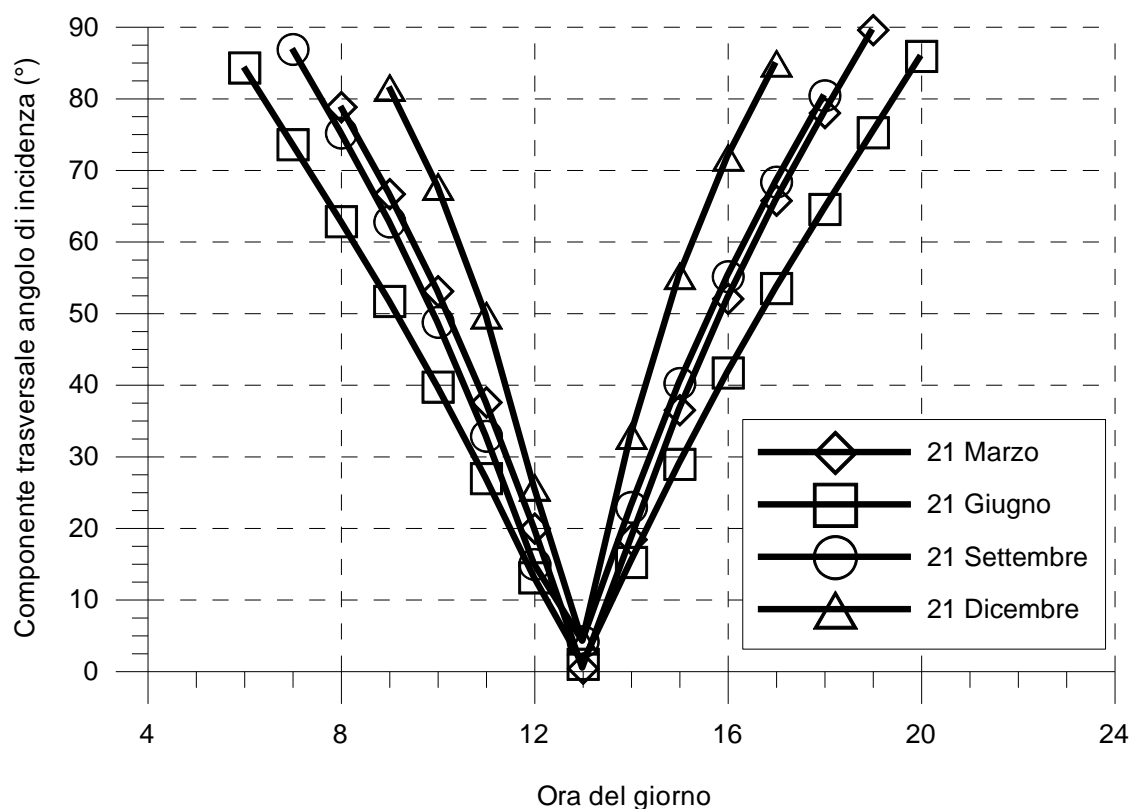


Figura 9 – Escursione giornaliera della componente trasversale dell'angolo di incidenza della radiazione solare.

Inoltre, il ricevitore solare e le tubazioni percorse dall'olio diatermico non essendo perfettamente isolate verso l'esterno, presentano perdite termiche per convezione e irraggiamento (dell'ordine di 15 kW e variabili con la portata di olio, con la temperatura dell'aria e con la velocità del vento). Peraltro, i collettori solari di fatto non sono operativi se la radiazione solare disponibile non risulta superiore ad un prefissato valore minimo (circa 150-200 W/m²), tale da consentire una produzione elettrica dell'impianto ORC sufficiente a coprire i consumi interni.

Nel complesso, la Figura 10 riporta la stima dell'andamento annuo della potenza termica effettivamente producibile dal campo solare.

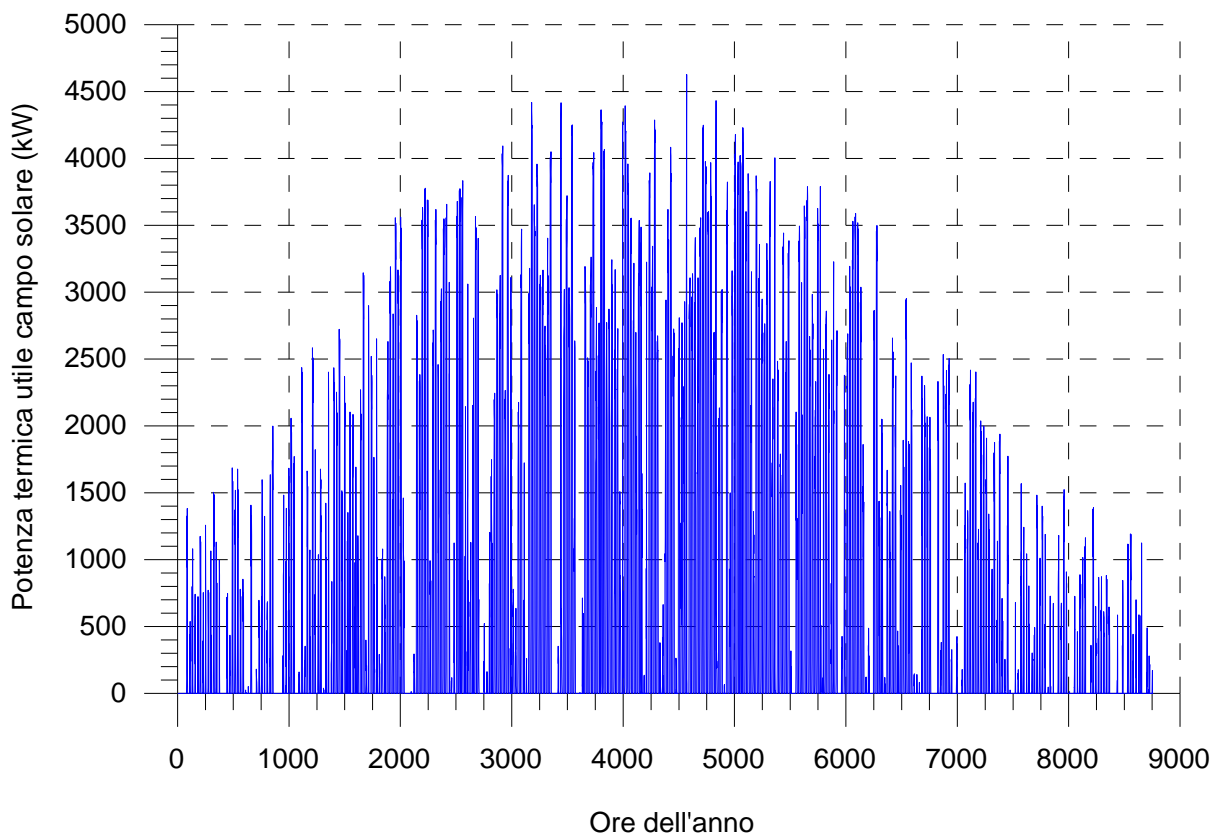


Figura 10 – Potenza termica prodotta dal campo solare.

Come atteso, nei mesi invernali la potenza termica oraria effettivamente producibile dal campo solare risulta frequentemente insufficiente ad alimentare la sezione di potenza a pieno carico (nei mesi da novembre a febbraio, solo raramente essa arriva ai circa 3000 kW richiesti dal modulo ORC). In tali condizioni, l'impianto ORC opererebbe a carico parziale e quindi anche con un rendimento inferiore a quello nominale. Tuttavia, la presenza della sezione di accumulo termico può consentire una ottimale gestione

dell'impianto, operando il modulo ORC a potenze prossime a quelle nominali sebbene per minori intervalli di tempo. Nel complesso, in relazione alla presenza della sezione di accumulo termico, il modulo ORC opererà per gran parte del tempo in condizioni non molto distanti da quelle nominali e pertanto con rendimenti prossimi a quello nominale. La Figura 11 illustra la percentuale di carica del serbatoio di accumulo nel corso dell'anno. Come evidenziato dalla Figura, a causa del modesto valore del modulo solare, la percentuale di carica del serbatoio solo raramente supera il 50%. Tuttavia, tenuto conto delle finalità dell'impianto sperimentale, la disponibilità di un buon margine di carica risulta opportuna ai fini dello studio delle migliori strategie di gestione dell'impianto di generazione elettrica. Infatti, una buona riserva di accumulo conferisce all'impianto la capacità di produrre notevoli quantitativi di energia elettrica anche in periodi diversi da quelli di elevata insolazione, consentendo all'impianto di rispettare prefissati profili di immissione dell'energia in rete.

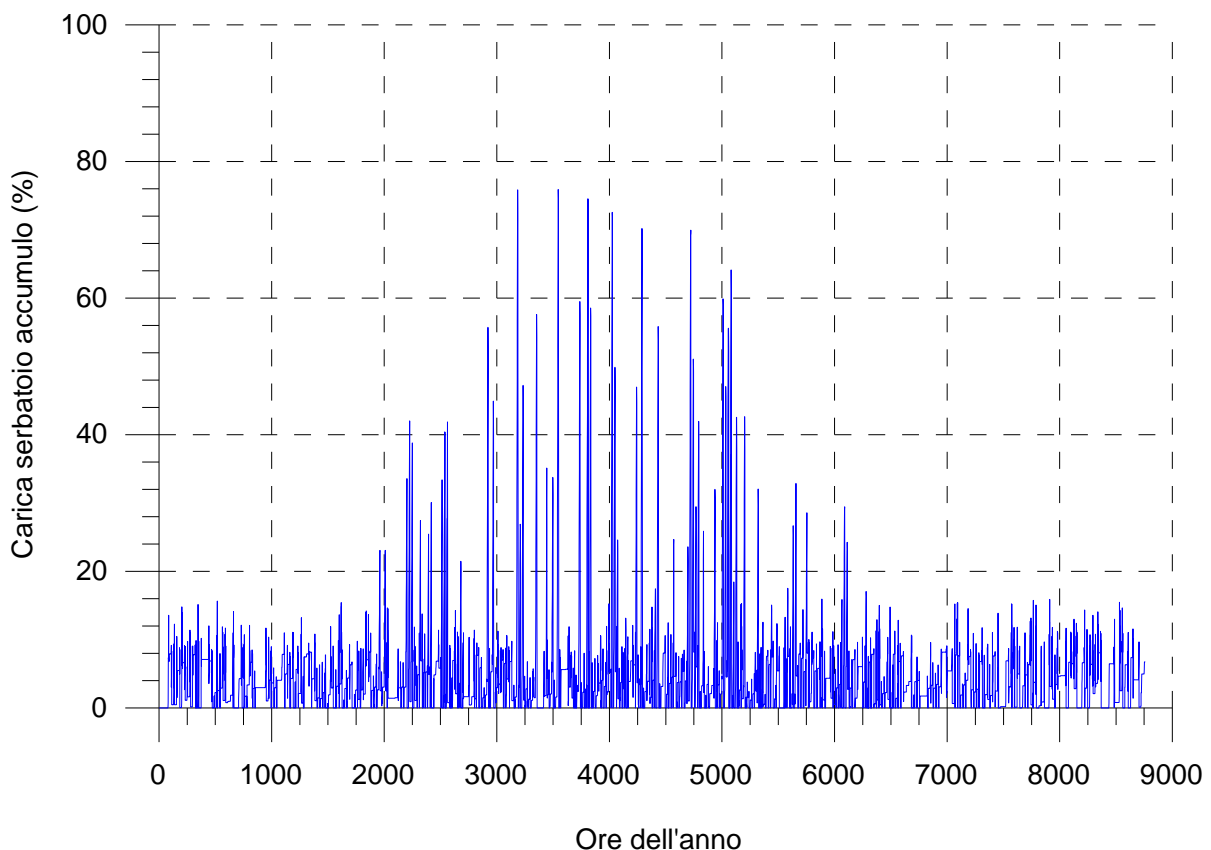


Figura 11 – Percentuale di carica del serbatoio di accumulo termico.

Come anticipato, il modulo ORC non opererà costantemente a rendimento nominale, sia a causa dei periodi di funzionamento a carico parziale, sia a causa dello scostamento delle condizioni ambientali da quelle di progetto (d'estate, l'aumento della temperatura dell'aria determina un corrispondente aumento anche della temperatura dell'acqua di

raffreddamento del condensatore e un peggioramento del rendimento del ciclo). In particolare, il rendimento del modulo ORC decresce al diminuire del carico (il rendimento del modulo ORC è del 14% circa in corrispondenza del suo carico minimo, pari a circa il 30% del carico nominale) e all'aumentare della temperatura dell'acqua di raffreddamento del condensatore (il rendimento del modulo ORC è del 15,5% circa in corrispondenza della massima temperatura dell'acqua di raffreddamento del condensatore, pari a 45 °C). Nel complesso, la Figura 12 illustra la stima dell'andamento medio mensile della produzione di energia elettrica.

Su base annua, la produzione elettrica attesa è pari a circa 901 MWh/anno, corrispondenti a circa 1640 ore equivalenti annue di funzionamento (ovvero alla potenza netta continua di 550 kW).

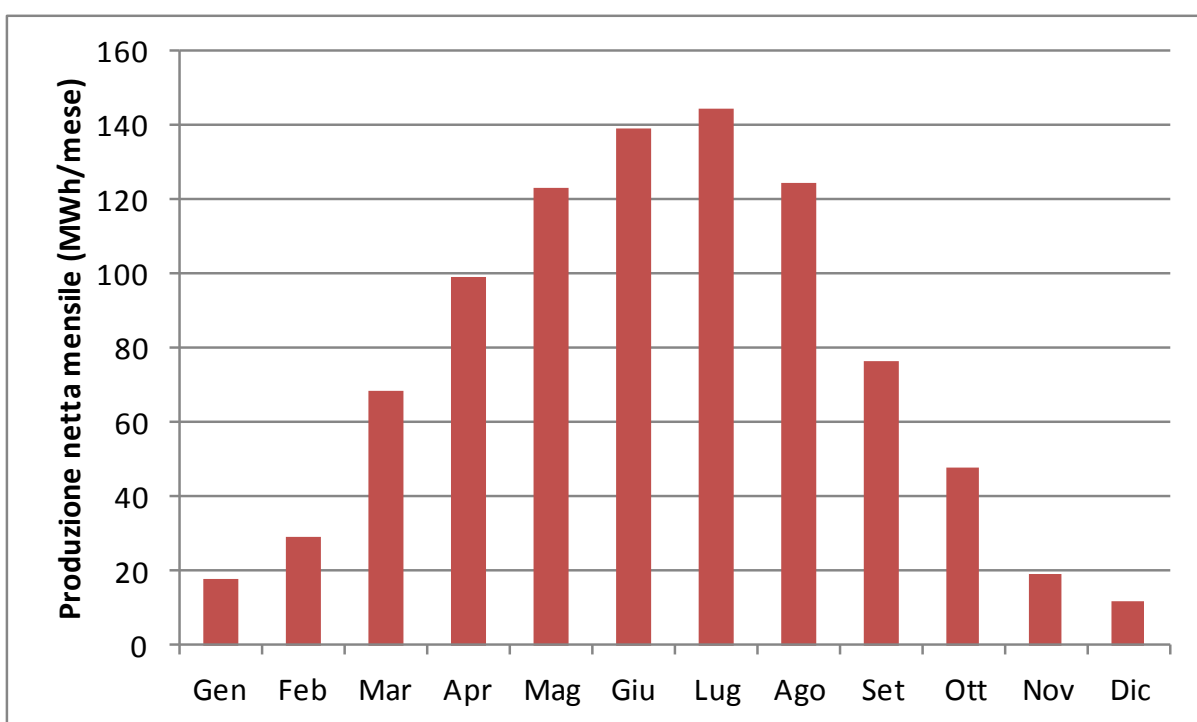


Figura 12 – Produzione elettrica media mensile dell'impianto solare termodinamico.