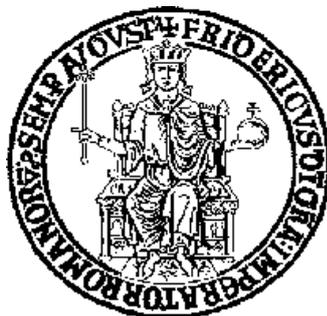


# UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, EDILE E AMBIENTALE

## **CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

TESI DI LAUREA

### **ANALISI DINAMICA DI UN IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO BASATO SU COLLETTORI SOLARI PIANI EVACUATI**

**RELATORE**

CH.MO PROF. ING. FRANCESCO CALISE

CH.MO PROF. ING. MASSIMO DENTICE d'ACCADIA

**CORRELATORE**

ING. MARCO SCARPELLINO

ING. MARIA VICIDOMINI

**CANDIDATO**

CRISTIANA BIONDO

M67/102

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

Soddisfare il fabbisogno energetico mondiale attraverso l'utilizzo dei tradizionali combustibili fossili (gas, petrolio, carbone) diventa sempre più difficile, considerando il loro effetto inquinante sull'atmosfera e la loro scarsa disponibilità nel prossimo futuro. La sfida di tutti i paesi del mondo è creare condizioni per un sistema energetico più sicuro, più efficiente, a più basso contenuto di carbonio derivante dalle fonti fossili, con la conseguente riduzione delle emissioni, senza rallentare lo sviluppo economico e sociale e indirizzando il sistema energetico mondiale verso un percorso più sostenibile.

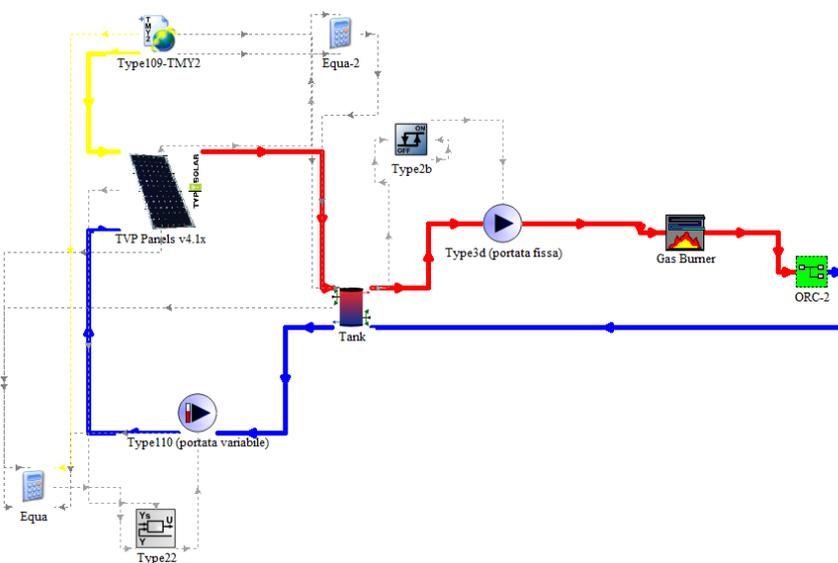
In risposta a ciò, le risorse rinnovabili presentano numerosi vantaggi, di cui i maggiori sono senza dubbio l'assenza di emissioni inquinanti durante il loro utilizzo (fatta eccezione per le biomasse) e la loro inesauribilità. L'utilizzo di queste fonti non ne pregiudica la disponibilità nel futuro e sono preziosissime risorse per creare energia riducendo al minimo l'impatto ambientale. In questo modo si tutela la natura nel rispetto delle prossime generazioni e, oltretutto, si limitano i costi di produzione e distribuzione di energia.

Per questo motivo si stanno sempre più utilizzando impianti che riescono a convertire l'energia rinnovabile nell'energia utile richiesta, sia nei processi industriali sia semplicemente per lo svolgimento delle attività domestiche (riscaldamento/raffrescamento degli ambienti, produzione di acqua calda sanitaria, produzione di energia elettrica).

In questo lavoro di tesi si è analizzato il comportamento di un impianto di generazione dell'energia elettrica basato principalmente sull'integrazione di:

- collettori solari termici di tipo piano evacuato, "TVP Solar", in grado di produrre energia termica;
- una macchina ORC (Organic Rankine Cycle);
- una caldaia ausiliaria a combustibile fossile che fornisce calore a sostegno dell'ORC;
- un serbatoio di accumulo termico stratificato.

In Figura 1 lo schema generale dell'impianto.



**Figura 1: Schema generale dell'impianto**

L'impianto simulato è una centrale ibrida solare termodinamica di piccola taglia (6 kW) funzionante ininterrottamente durante l'anno. L'energia solare è captata da 73.5 m<sup>2</sup> di collettori solari (pannelli piani evacuati), quindi, in maniera discontinua durante la giornata. A valle di tale fonte di energia è posta una caldaia di integrazione di potenza nominale pari a 60 kW in grado di fornire le necessarie integrazioni di energia da dare all'olio diatermico per raggiungere una temperatura di 180°C prima dello scambio termico con il fluido organico del circuito di potenza.

Il Type "Napoli" fornisce al pannello "TVP" informazioni circa le caratteristiche di insolazione, temperatura ambientale e situazione dei venti su base oraria, per un anno di riferimento.

La radiazione solare, catturata dai collettori, riscalda l'olio diatermico. La pompa a portata variabile ha una portata nominale di 3675 kg/h, ma questa viene fatta variare in modo che si raggiunga una temperatura di set-point all'uscita dei collettori di 180°C. La possibilità di variare la portata è garantita dalla presenza del "Serbatoio d'accumulo", termicamente isolato, di circa 0.735 m<sup>3</sup>.

Il fluido in uscita dal serbatoio, tramite la "pompa a portata fissa" (1440kg/h), viene inviato alla "Caldaia" settata alla temperatura di set-point di 180°C, di modo che l'impianto ORC sottoposto lavori sempre con una temperatura minima di 180°C. In definitiva in uscita dalla caldaia si otterrà, per l'intero funzionamento di un anno, una portata di 1440 kg/h di olio diatermico ad una temperatura minima di 180°C da inviare al generatore di vapore, dove cederà circa 0.6 kWt al fluido organico (n-pentano), considerando un rendimento del ciclo ORC del 10% ed una potenza nominale di 6 kWe. Inoltre, il calore latente rilasciato dalla condensazione del vapore, è considerato prevedendo un impianto di cogenerazione a valle del ciclo ORC.

Elemento chiave con la sua funzione di volano e stabilizzatore termico, che funge da congiungente tra la parte solare dell'impianto e quella riguardante la macchina ORC è il serbatoio d'accumulo che riceve olio riscaldato nei collettori durante le ore diurne in presenza di radiazione solare accumulando energia termica e rendendola disponibile quando necessario.

Il ciclo ORC è stato simulato attraverso l'ausilio del software di calcolo Engineering Equation Solver (EES), un software prodotto dalla società F-chart dedicato alla risoluzione di sistemi di equazioni algebriche, ma anche in grado di risolvere equazioni differenziali, equazioni a variabile complessa, sviluppare sistemi di ottimizzazione, diagrammi ed animazioni.

E' stato così possibile ottenere la mappa di funzionamento del ciclo ORC da inserire all'interno del modello di simulazione. In Figura 2 sono riportate, a titolo di esempio, le temperature e la potenza elettrica ottenute al variare della temperatura dell'olio in ingresso al ciclo.

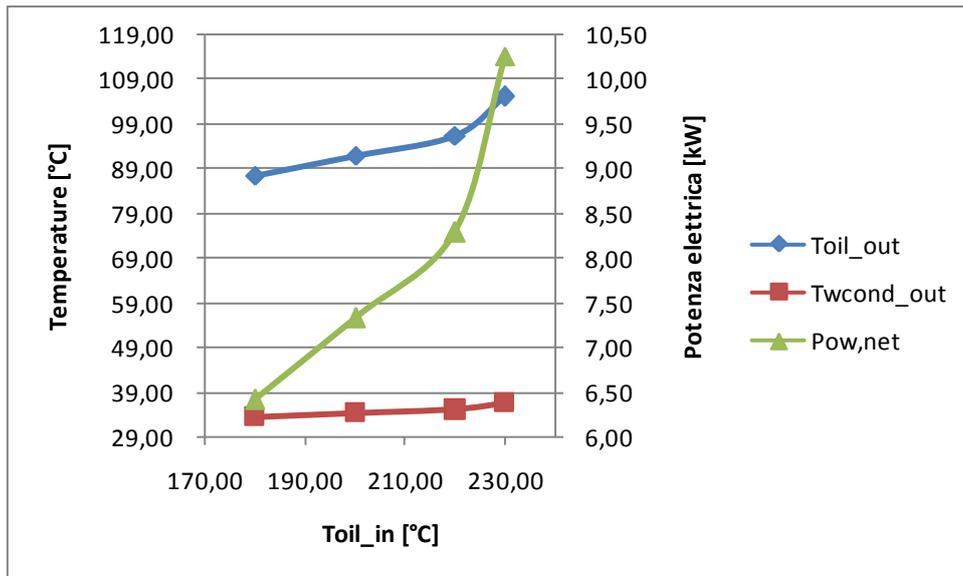


Figura 2: Temperature e potenza elettrica al variare della temperatura dell'olio in ingresso

I collettori, “TVP Solar”, utilizzati nell’impianto oggetto di studio sono solari termici piani evacuati. Questi pannelli (Figura 3) consentono, per la prima volta, di ottenere un forte vantaggio da un isolamento ad alto vuoto in un pannello piano, offrendo un’ottima performance con costi competitivi. Mantengono un’efficienza elevata anche ad alte temperature, senza avere bisogno di un sistema a concentrazione ed inoltre captano sia la luce diretta che la diffusa. Si è scelta una inclinazione di 30° rispetto all’orizzontale ed un’esposizione verso Sud.

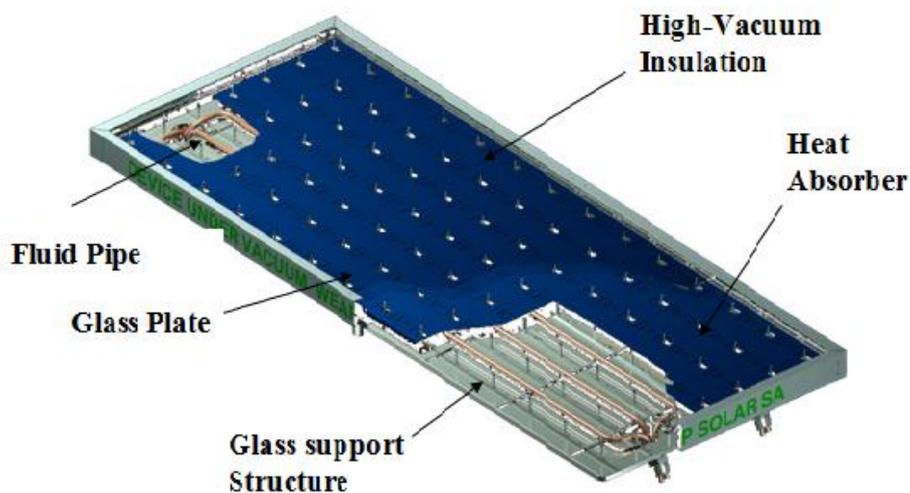


Figura 3: Collettore TVP solar

Per poter avere risposte in tempo reale sulle performance dell’impianto si è utilizzato il software TRNSYS, un programma di simulazione dinamica pensato per l’analisi delle prestazioni di sistemi energetici.

L'impianto così modellato è costituito da una serie di componenti i cui modelli matematici di base derivano sia dalla libreria standard del software TRNSYS sia da modelli elaborati esternamente e poi implementati.

I componenti vengono collegati tra loro in modo opportuno, al fine di poter simulare le prestazioni e il funzionamento dell'impianto, e sono definiti tutti i parametri di input/costanti e mediante i modelli alla base di ogni componente è possibile ottenere e visualizzare in modo dinamico i parametri di output oggetto di interesse.

La prima giornata di funzionamento scelta per le analisi giornaliere inizia alla 5976-esima ora per terminare alla 6000-esima ora e corrisponde al giorno 6 settembre. Per tutto l'anno, a prescindere dal periodo temporale estivo o invernale, la macchina ORC è sempre in funzione.

Non appena la radiazione totale incidente sul pannello sarà maggiore di  $0.1 \text{ kW/m}^2$  e la temperatura in uscita dal collettore solare sarà maggiore della temperatura dell'olio nella parte bassa del serbatoio, il sistema si attiva: l'energia solare è convertita in energia termica, QSC, e la pompa a portata variabile muove l'olio verso i collettori riscaldandolo con la conseguente produzione di energia termica. Questo avviene solo nelle ore centrali della giornata, tra la 5984° e la 5994° ora del grafico in Figura 4, dopo di che, diminuendo la radiazione totale fino ad arrivare a zero, la produzione si annulla.

Dalla figura si evince come della potenza termica in ingresso alla turbina della macchina ORC,  $Q_{inORC}$ , ne sia usata solo una piccola parte, circa il 10%, per produrre energia elettrica. Ecco perché si è pensato di sfruttare la restante energia termica,  $Q_{cog}$ , per un probabile impianto di cogenerazione.

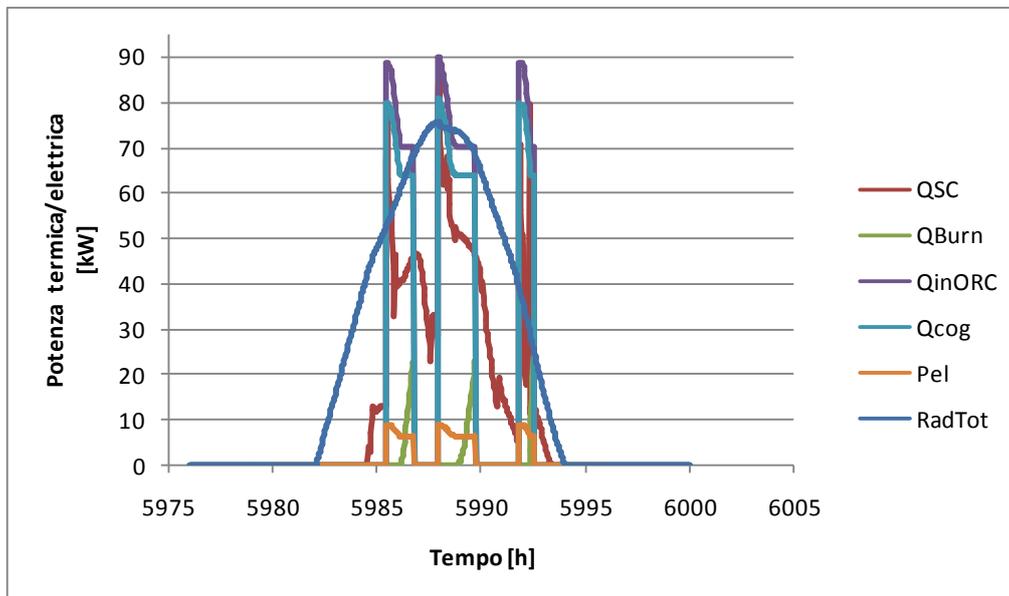


Figura 4: Giorno di funzionamento estivo

La seconda giornata di funzionamento scelta inizia alla 8736-esima ora per terminare alla 8760-esima ora e corrisponde al giorno 31 dicembre.

Il sistema nel periodo invernale funziona per meno ore essendo dipendente dalla presenza della radiazione solare. In media, il sistema in tale giornata si attiva alle 10.00 del mattino e verso le 16 si disattiva essendo la radiazione incidente nulla o non sufficiente.

Osservando il grafico in Figura 5 si può notare come l'incremento e la diminuzione della radiazione influisce sulla produzione dell'energia termica e in peso minore sulla produzione di energia elettrica. Si evince inoltre come la minor radiazione invece comporti una diminuzione della potenza termica in uscita dai collettori, QSC, ed il necessario incremento della potenza termica data dal bruciatore, nel momento in cui la QSC incomincia a decrescere.

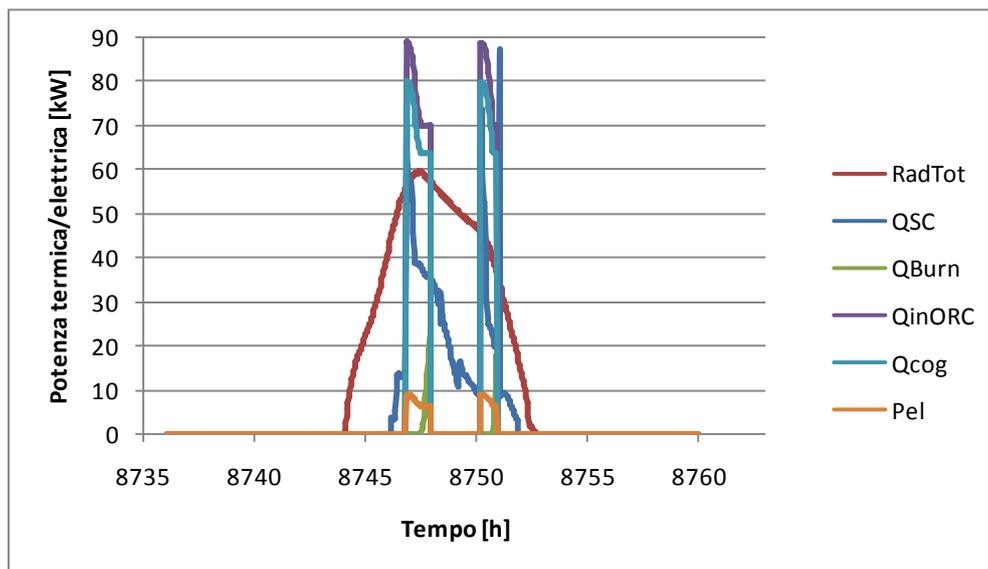
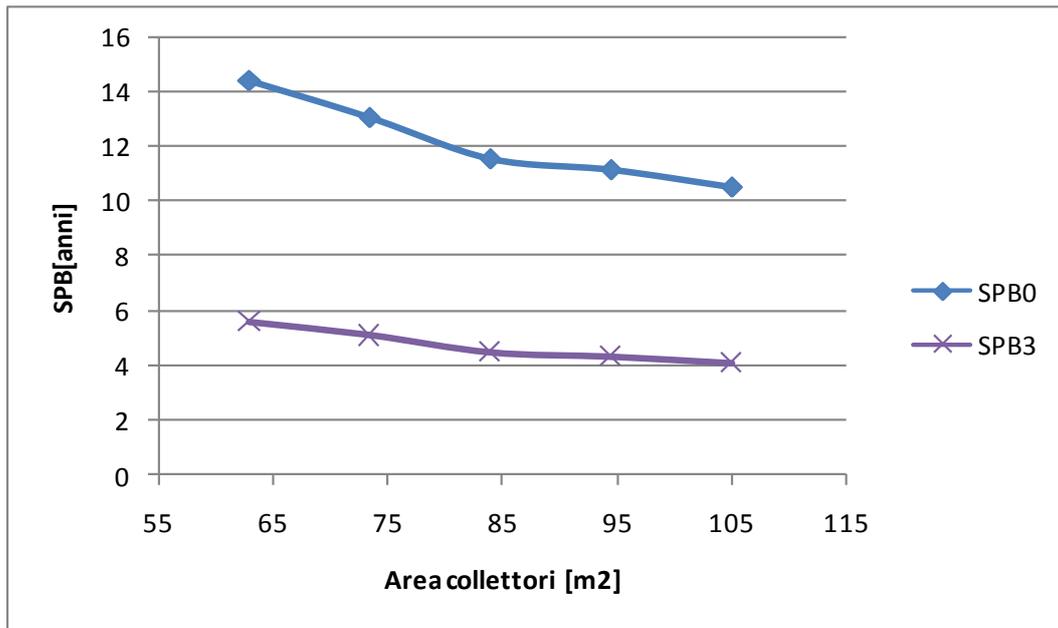


Figura 5: Giorno di funzionamento invernale

Per quanto riguarda gli indici economici, Figura 6, risultati soddisfacenti per quanto concerne il tempo di ritorno semplice, SPB, si sono raggiunti considerando gli incentivi in conto energia sull'energia elettrica prodotta, ma soprattutto imponendo un fattore di utilizzo unitario dell'energia termica in eccesso al condensatore (SPB 0). Imposizione che per ora non può essere ancora resa effettiva perché nella zona in cui è prevista la costruzione di questo impianto non è ancor noto il fabbisogno termico reale della probabile utenza residenziale, in quanto lo scopo di tale sistema è quello di alimentare un'attività industriale, per la quale l'energia termica in eccesso potrebbe essere usata per il riscaldamento degli ambienti, ma ne sarebbe sfruttata comunque solo una piccola parte.



**Figura 6: Andamento SPB con incentivi**

Risultati ancor migliori si sono ottenuti considerando un ulteriore incentivo in conto energia (SPB 3), questa volta però sull'energia termica prodotta, di 0.20 €/kWh<sub>t</sub>, che ha permesso di raggiungere SPB anche di 4 anni. Il problema è che questo tipo di incentivazione non esiste in Italia in questo momento, ma se venisse istituita renderebbe il sistema simulato in questo elaborato di tesi veramente soddisfacente.