

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II**



**SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE**

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE**

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

**SIMULAZIONE DINAMICA ED ANALISI  
TERMONECONOMICA DI UN INNOVATIVO SISTEMA DI  
SOLAR COOLING PER CENTRALI A CICLO COMBINATO**

**RELATORE:**

CH.MO PROF. ING. FRANCESCO CALISE

**CANDIDATO**

LUIGI LIBERTINI

M67/190

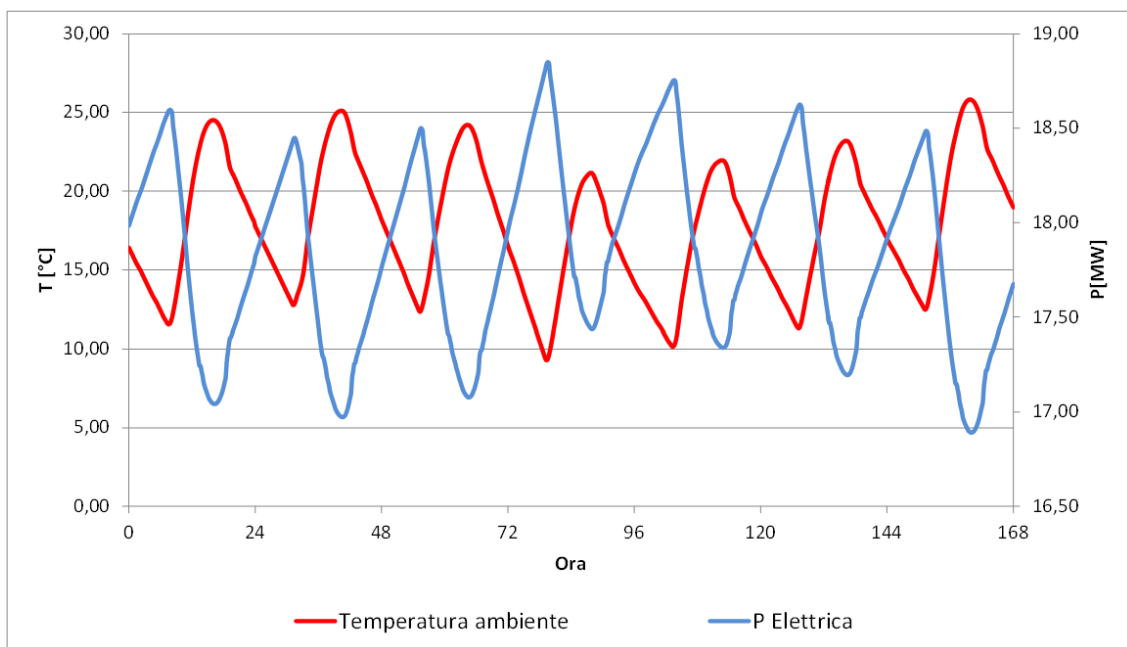
**CORRELATORE:**

ING. MARIA VICIDOMINI

ANNO ACCADEMICO 2014/2015

Il sistema di produzione di energia elettrica sta attraversando una fase di profondi mutamenti caratterizzati da una crescente, e fortemente sovvenzionata, affermazione delle fonti rinnovabili. Il mondo, unanimemente, vorrebbe soppiantare i vecchi ed inquinanti sistemi tradizionali basati su centrali alimentate a combustibili fossili ma, allo stato attuale, non esiste un valido sistema alternativo che sappia garantire le stesse prestazioni e continuità operativa di, ad esempio, una moderna centrale a ciclo combinato alimentata a gas. Oltretutto, ammesso che si trovi una valida soluzione tecnica, anche volendo attuare una completa transizione verso le fonti rinnovabili, ci vorrebbe almeno qualche decennio per poter fisicamente portare a compimento un tale progetto. Nasce, quindi, l'esigenza di approntare delle soluzioni che possano accompagnare e adattare al mutamento l'attuale sistema produttivo senza creare forti squilibri o, peggio ancora, rompere il delicato equilibrio che esiste nel sistema elettrico tra domanda e produzione. Sulla scorta di quanto appena detto e dalle constatazioni nate dall'analisi delle seguenti figure nasce l'idea alla base dell'innovativo sistema di solar cooling per centrali a ciclo combinato qui presentato.

Normalmente, un ciclo combinato è fortemente influenzato dagli incrementi di temperatura ambientale (Figura 1) al punto di poter perdere, in giornate particolarmente torride, anche un quarto della produzione elettrica nominale con conseguente detrimento sia per il gestore dell'impianto che per l'intera rete elettrica, la quale viene privata di un consistente contributo proprio nei momenti di maggior bisogno, ovvero quando è elevata la richiesta energetica per i sistemi di condizionamento.



*Figura 1 - Andamento settimanale temperatura - potenza elettrica generata da un'ipotetica centrale elettrica da 17,7 MWe sita in Riyadh (Arabia Saudita) durante la decima settimana dell'anno.*

Andando ad indagare le cause alla base dell'aumento di temperatura giornaliera, si ha che esso è direttamente correlato al livello di irraggiamento che giunge al suolo riscaldandolo il quale, a sua volta, riscalda l'aria e quindi si ottiene l'effetto negativo riscontrato (Figura 2).

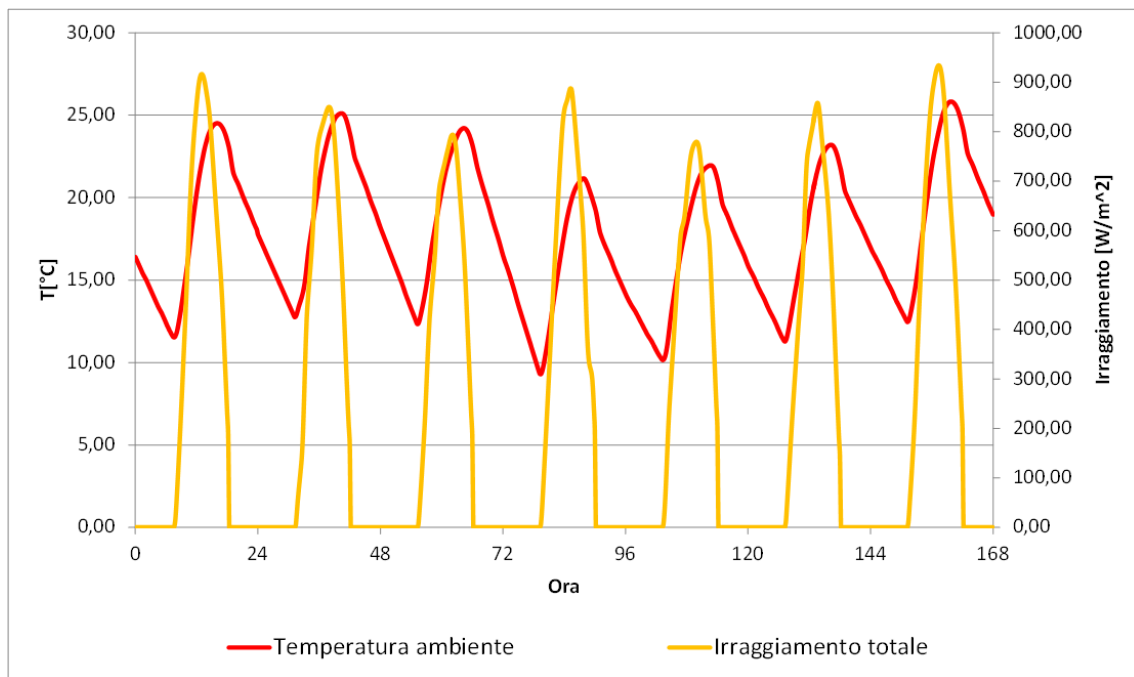


Figura 2 - Andamento settimanale temperatura irraggiamento nelle stesse condizioni riportate in Figura 1.

Esistono svariati sistemi per attenuare o allontanare questo calore in eccesso prima che entri nella centrale a ciclo combinato ma tutti prevedono un consumo o di energia o di acqua.

E se invece questo calore in eccesso fosse una fonte di energia aggiuntiva o addirittura un possibile alleato piuttosto che un nemico da combattere? Alla prima tipologia si possono ascrivere i numerosi studi e anche vari impianti atti ad integrare l'energia solare nei cicli combinati, noti comunemente come ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), i quali però, siccome tentano di integrare un surplus energetico all'interno di un sistema poco flessibile quale quello rappresentato da una centrale a ciclo combinato, hanno ottenuto scarsi risultati operativi con, oltretutto, un peggioramento delle efficienze di conversione dell'energia termica in energia elettrica. Alla seconda tipologia, nota come SACC (Solar Assisted Combined Cycle) e ancora poco studiata scientificamente, vanno ascritti i sistemi che sfruttano in modo indiretto l'energia solare per incrementare la produzione di energia elettrica. La natura indiretta di questa integrazione è dovuta al fatto che non si integra il surplus di energia all'interno del ciclo combinato ma lo si adopera per produrre direttamente energia elettrica tramite pannelli fotovoltaici o, come è stato effettuato in questo elaborato, per raffreddare l'aria in ingresso al compressore tramite un apposito impianto di solar cooling. Ciò che rende innovativa una siffatta soluzione è l'utilizzo di avanzati pannelli piani sottovuoto accoppiati ad un assorbitore bi-stadio, coniugando in tal modo elevati livelli di efficienza nell'utilizzo dell'energia solare a bassi costi di manutenzione, caratteristiche difficilmente raggiungibili in altri impianti solari caratterizzati da pannelli a concentrazione e sistemi di inseguimento solare.

La soluzione qui proposta, simulata dinamicamente in ambiente TRNSYS, consta di un impianto di solar cooling accoppiato ad una piccola centrale a ciclo combinato ad singolo livello di pressione, ipotizzata in Almeria (Spagna) ed aventi le principali caratteristiche tecniche riassunte in Tabella 1:

Temperatura aria ingresso	15 °C
Potenza elettrica	18,18 MW
Portata gas di scarico turbina a gas	36,50 kg/s
Temperatura gas all'ingresso del GVR (generatore di vapore a recupero)	563,5 °C
Temperatura gas all'uscita del GVR	193,8 °C
Portata vapore ingresso turbina	5,04 kg/s
Temperatura vapore ingresso turbina	507,6 °C
Temperatura scarico turbina a vapore	35 °C
Pressione vapore ingresso turbina	40,4 bar
Pressione assoluta al condensatore	0,056 bar
Temperatura acqua evaporatore	252,2 °C
Temperatura acqua ingresso economizzatore	142 °C
Pressione ingresso economizzatore	42,4 bar

Tabella 1 - Caratteristiche salienti ciclo combinato (condizioni ISO)

L'integrazione tra i due sistemi è avvenuta seguendo lo schema riportato in Figura 3:

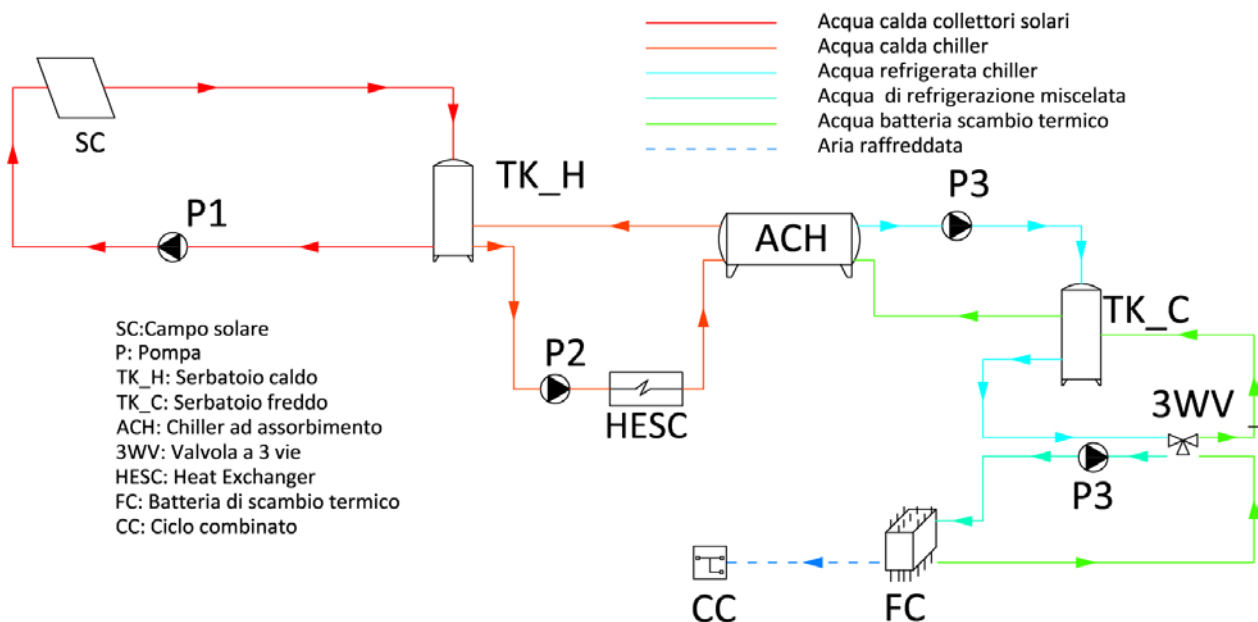


Figura 3 - Layout dell'impianto di solar cooling. Nel componente 3WV l'acqua refrigerata proveniente dal TK\_C viene miscelata con quella riscaldata proveniente dalla batteria di scambio termico per raggiungere una temperatura prossima a quella di rugiada dell'aria.

Dallo schema d'impianto si nota subito la presenza di un componente particolare, ovvero il 3WV (valvola a tre vie), che ricopre un ruolo fondamentale nella gestione delle prestazioni e, quindi, dei risultati economici ottenibili. Infatti, esso potrebbe essere dinamicamente regolato per inseguire, ad

esempio, il massimo profitto, caso ottenibile parzializzando la portata di acqua refrigerata in funzione delle tariffe di vendita dell'energia elettrica. Questo aspetto, data la notevole complessità e variabilità del mercato elettrico, non è stato approfondito ulteriormente ma ci si è limitati a suggerirlo come possibile spunto per ulteriori studi.

Per quanto riguarda il dimensionamento e i costi dell'impianto di solar cooling, partendo da dati di letteratura e in seguito ad una prima ottimizzazione parametrica, si è giunti ai seguenti (Tabella 2) valori dei principali componenti:

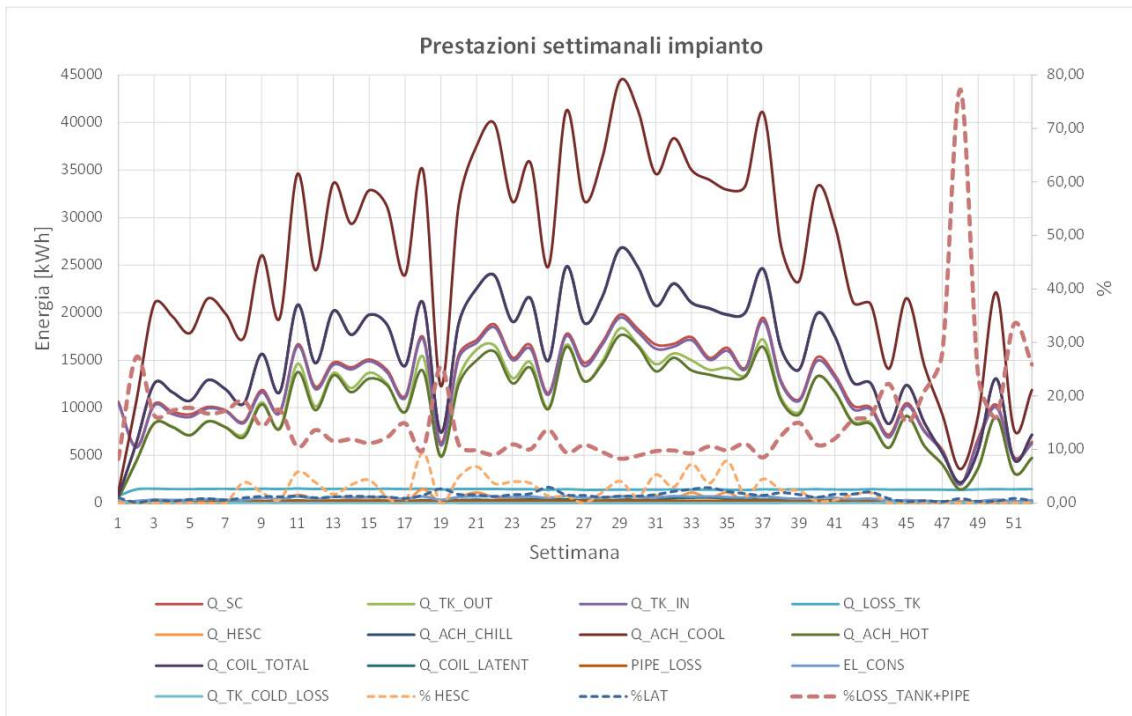
<b>Componente</b>	<b>Indice principale</b>	<b>Costo [€]</b>	<b>Incidenza sul totale [%]</b>
<b>Collettori</b>	990 m <sup>2</sup>	297000	49,92
<b>Assorbitore</b>	252 kW <sub>f</sub>	70307	11,82
<b>Pompe</b>	5 pompe	9410	1,58
<b>Serbatoi</b>	57,42 m <sup>3</sup>	47385	7,96
<b>Batteria di scambio termico</b>	10 ranghi	71684	12,05
<b>Altri componenti<sup>1</sup></b>	Non definibile	97766	16,67
<b>TOTALE</b>		<b>594943</b>	<b>100</b>

*Tabella 2 – Principali indici e costi impianto di solar cooling*

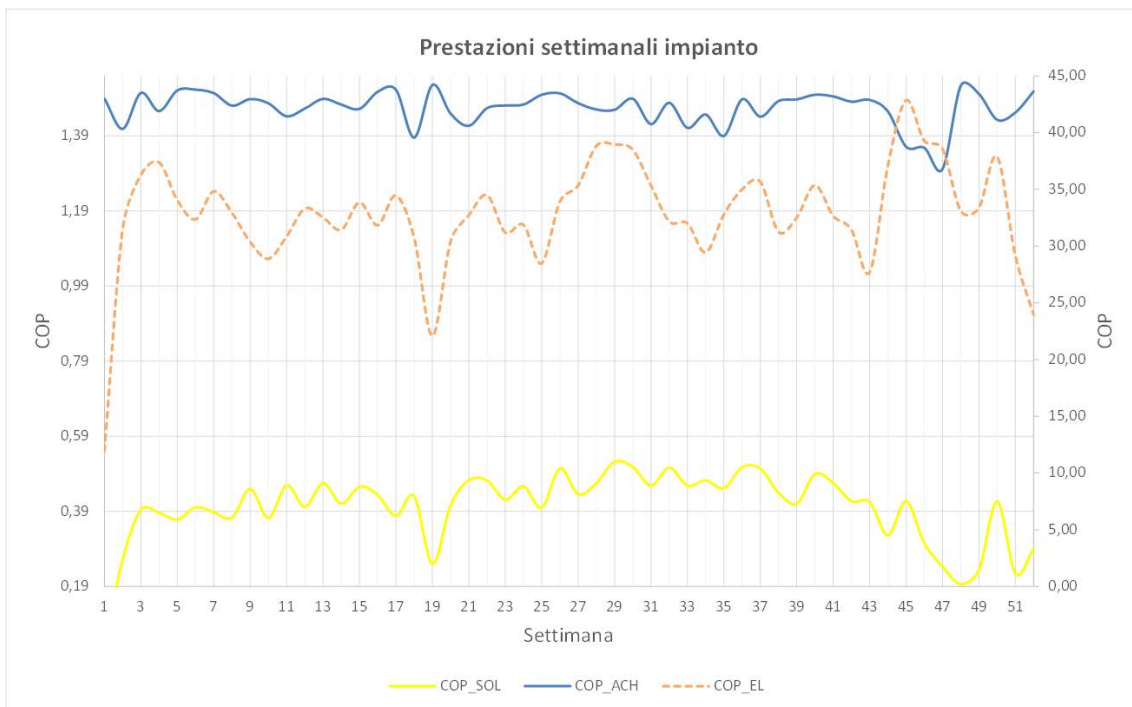
Per l'analisi economica, condotta su base annua con un time-step di 0,02 h, è stato ipotizzato un funzionamento continuo della centrale a ciclo combinato con l'impianto di solar cooling completamente scarico all'avvio della simulazione. Il prezzo di vendita dell'energia elettrica e di acquisto del gas naturale sono stati fissati rispettivamente a 0,08€/kWh e 0,35€/Sm<sup>3</sup> e gli eventuali ricavi sono dati unicamente dalla vendita del surplus di energia elettrica prodotta rispetto al sistema di riferimento, quest'ultimo rappresentato da una centrale a ciclo combinato senza sistema di raffrescamento dell'aria in ingresso al compressore. Non sono stati previsti costi di manutenzione straordinaria durante la vita utile dell'impianto e gli unici costi di gestione annuali sono ascrivibili alla manutenzione del campo solare in misura dell'1% del costo dei collettori, ovvero 2970€/anno.

Nelle condizioni appena elencate la soluzione proposta ha fornito i seguenti risultati, riportati in Figura 4 e 5, da cui emerge un chiaro andamento stagionale di tutti gli indici con qualche eccezione dovuta all'imprevedibilità delle condizioni meteo. Appare, inoltre, evidente l'effetto stabilizzante espletato dai serbatoi termici e della valvola a tre vie che, parzializzando il carico sull'assorbitore, permette a quest'ultimo di mantenere un livello di prestazioni elevato e costante nel tempo. Di contro, però, tali elementi introducono delle perdite energetiche (curve Q\_HESC e Q\_LOSS\_TANK) la cui rilevanza, soprattutto d'inverno, non è trascurabile.

<sup>1</sup> Valvole, tubazioni, sistemi di controllo e componenti accessori in misura del 20% sui costi totali



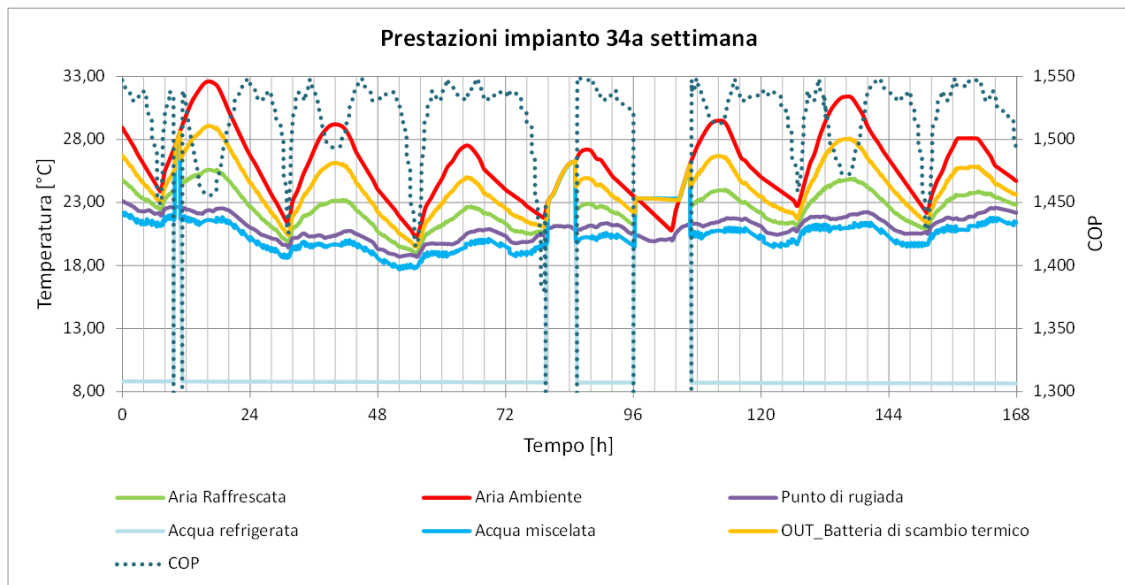
**Figura 4 - Prestazioni settimanali impianto.** Le linee continue fanno riferimento all'asse principale mentre quelle tratteggiate al secondario



**Figura 5 - Evoluzione settimanale COPassorbitore, COPsolare e COPElettrico (quest'ultimo è riportato sull'asse secondario).**

Nei grafici appena mostrati è riportato l'andamento di parametri quali l'energia captata dai collettori solari ( $Q_{SC}$ ), i bilanci termici relativi ai serbatoi termici ( $Q_{TK\_OUT}$ ,  $Q_{TK\_IN}$ ,  $Q_{LOSS\_TANK}$ ,  $Q_{TK\_COLD\_LOSS}$ ) e all'assorbitore ( $Q_{ACH\_CHILL}$ ,  $Q_{ACH\_COOL}$ ,  $Q_{ACH\_HOT}$ ), l'energia dissipata nel dispositivo di sicurezza ( $Q_{HESC}$ ), l'energia frigorifera utilizzata dalla batteria di scambio termico ( $Q_{COIL\_TOT}$  e  $Q_{COIL\_LAT}$ ), il consumo di energia

elettrica (PIPE\_LOSS), le dispersioni termiche nelle tubazioni (PIPE\_LOSS) e l'incidenza percentuale di varie aliquote ( $\%HESC=Q\_HESC/Q\_TK\_OUT$ ,  $\%LAT=Q\_LAT/Q\_TOT$ ,  $\%LOSS\_TANK+PIPE=(Q\_LOSS\_TK+PIPE\_LOSS)/Q\_SC$ ). A titolo esemplificativo, si mostrano in Figura 6 i risultati di una settimana di funzionamento estivo dell'impianto da cui si può chiaramente notare l'intervento conservativo della valvola a tre vie (curva Acqua miscelata) e il funzionamento anche notturno garantito dall'elevata capacità termica dei serbatoi.



*Figura 6 - Andamento estivo temperature impianto sezione di raffreddamento dell'aria. Sull'asse secondario è rappresentato il COP dell'assorbitore. L'acqua miscelata è data dalla combinazione della temperatura in uscita dalla batteria di scambio termico con l'acqua refrigerata proveniente dal serbatoio freddo*

Inoltre si allegano (Tabella 3), in forma sintetica su base annuale, i seguenti indici prestazionali:

Indice	Descrizione	
<b>Q_RAD [MWh/anno]</b>	Radiazione incidente sui collettori	1915,21
<b>Q_SC [MWh/anno]</b>	Radiazione captata dai collettori	651,24
<b>Q_LOSS_TANK + Q_LOSS_PIPE [MWh/anno]</b>	Perdite termiche	88,63
<b>Q_HESC [MWh/anno]</b>	Dissipazione energetica dispositivo di sicurezza	14,56
<b>Q_COIL_TOTAL [MWh/anno]</b>	Energia frigorifera utilizzata	803,63
<b>Q_COIL_LATENT [MWh/anno]</b>	Energia frigorifera utilizzata per deumidificare l'aria	11,38
<b>Q_ACH [MWh/anno]</b>	Potenza frigorifera prodotta	805,20
<b>COP_ACH [adm]</b>	COP dell'assorbitore	1,50
<b>COP_ELETTTRICO [adm]</b>	COP elettrico dell'impianto di solar cooling	33,03
<b>COP_solare [adm]</b>	Efficienza conversione energia solare	0,42

$T_{\text{media ambientale}} [^{\circ}\text{C}]$	Temperatura media ambientale del sito in esame	18,49
$T_{\text{media ambientale - post raffrescamento}} [^{\circ}\text{C}]$	Temperatura media aria raffrescata	15,90
$T_{\text{media ambientale-chiller on}} [^{\circ}\text{C}]$	Temperatura media ambientale durante il funzionamento dell'assorbitore	20,69
$T_{\text{media ambientale - post raffrescamento,chiller ON}} [^{\circ}\text{C}]$	Temperatura media aria raffrescata durante il funzionamento dell'assorbitore	16,40
$\Delta_{\text{el}} [\%]$	Incremento percentuale produzione elettrica	1,7
$\eta_{\text{ciclo combinato}} [\text{adm}]$	Efficienza ciclo combinato simulato	0,5099
$\eta_{\text{ciclo combinato rif}} [\text{adm}]$	Efficienza ciclo combinato di riferimento	0,5093
$I_0 [€]$	Investimento iniziale	594943
$\Delta C [€]$	Ricavi al netto delle spese di gestione e manutenzione	29861
<b>SPB [anni]</b>	Simple payback	19,92

Tabella 3 – Riepilogo indici di funzionamento dell'impianto proposto su base annua

Si riportano, infine, un'analisi parametrica prettamente economica (Figura 7) ed un'analisi della dipendenza del tempo di ritorno economico rispetto alle condizioni di irraggiamento e umidità relativa del sito analizzato a parità di impianto e senza ottimizzazioni (Tabella 4).

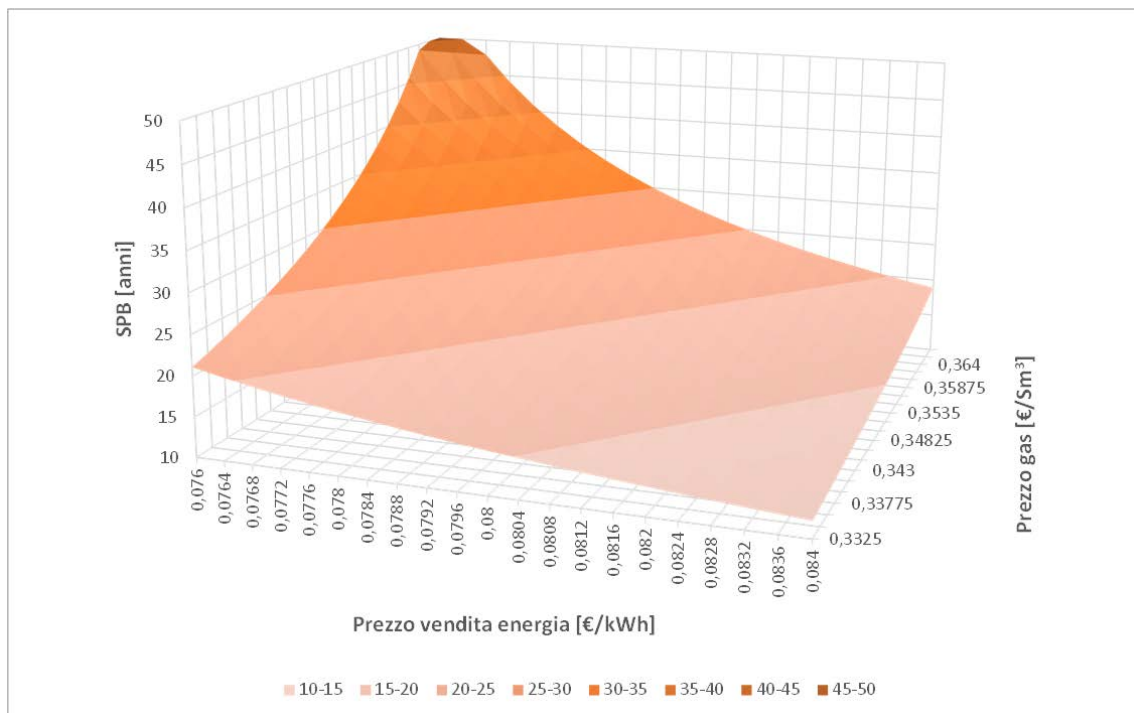


Figura 7 - Evoluzione del simple payback al variare del prezzo di vendita dell'energia elettrica e del prezzo di acquisto del gas naturale.



<b>Località</b>	<b>SPB [anni]</b>	<b>Umidità relativa [%]</b>	<b>Irr. Medio [kWh/(m<sup>2</sup>*anno)]</b>
<b>Riyad (Arabia Saudita)</b>	11,57	31,29	2196,09
<b>Cairo (Egitto)</b>	13,37	53,40	2025,05
<b>New Delhi (India)</b>	13,51	58,45	1968,10
<b>Baghdad (Iraq)</b>	13,53	40,04	2085,10
<b>Gilat (Israele)</b>	13,85	66,76	2054,84
<b>Tripoli (Libia)</b>	14,37	66,40	1976,71
<b>Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)</b>	14,38	58,08	1952,52
<b>Acapulco (Messico)</b>	14,96	61,10	2027,07
<b>Monterrey (Messico)</b>	16,21	54,61	1870,02
<b>Raqqa (Siria)</b>	16,54	57,58	1838,31
<b>Mosul (Iraq)</b>	17,31	50,30	1842,97
<b>Gerusalemme (Israele)</b>	17,37	69,22	2090,55
<b>Bangalore (India)</b>	17,53	66,16	2054,92
<b>Tunisi (Tunisia)</b>	17,57	71,23	1802,81
<b>Lahore (Pakistan)</b>	18,85	64,56	1718,59
<b>Calcutta (India)</b>	19,17	75,65	1777,10
<b>Doha (Qatar)</b>	19,31	56,86	1694,72
<b>Aleppo (Siria)</b>	19,50	63,06	1725,11
<b>Almeria (Spagna)</b>	19,78	73,82	1711,39
<b>Gela (Italia)</b>	20,59	75,75	1783,24
<b>Bangkok (Thailandia)</b>	22,66	75,10	1730,43
<b>Casablanca (Marocco)</b>	24,27	80,64	1785,74
<b>Brindisi (Italia)</b>	26,58	74,29	1517,36
<b>Cancun (Messico)</b>	30,63	80,15	1539,17

*Tabella 4 – Analisi correlazione simple payback con l'irraggiamento medio annuo e l'umidità relativa di varie località nel mondo*

In conclusione, la soluzione qui presentata si è dimostrata decisamente promettente come intervento di ammodernamento di centrali a ciclo combinato o di un qualsiasi impianto produttivo sensibilmente influenzato dalle condizioni ambientali. Rispetto alle soluzioni sin qui proposte e realizzate di integrazione dell'energia solare, ovvero i sistemi ISCC, la sua implementazione è particolarmente rapida giacché può essere semplicemente aggiunto come modulo all'impianto esistente ed, inoltre, non ha ripercussioni sull'efficienza di produzione di energia elettrica ma, anzi, l'aumenta. A tal proposito, l'incremento specifico di efficienza ottenuto tramite la simulazione dinamica è stato di 0,045%/°C, valore prossimo a quello di letteratura di 0,04%/°C.

Dall'analisi parametrica sono giunti notevoli spunti per un miglioramento dell'impianto ma, tra tutti, quello più importante è la corretta calibrazione della logica di controllo della valvola a tre vie per massimizzare l'efficienza termodinamica o, come più probabile nella realtà, il profitto. Nonostante la logica di controllo conservativa adottata in questo impianto, il tempo di ritorno economico senza alcun incentivo è pari a 19,92 anni per la località e i prezzi analizzati ma decresce rapidamente

all'aumentare del prezzo di vendita dell'energia o al diminuire del prezzo di acquisto del gas naturale. È inoltre emerso, come d'altronde ci si poteva aspettare, una forte correlazione inversa tra il tempo di ritorno dell'investimento e l'irraggiamento medio del sito analizzato. Un'altra notevole correlazione diretta che è emersa dalle analisi condotte è quella tra il tempo di ritorno dell'investimento e l'umidità relativa poiché, per alti livelli di quest'ultima, la batteria di scambio termico esplica un ragguardevole effetto deumidificante con scarsa, a parità di energia frigorifera fornita, efficacia nel raffreddare l'aria.