Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

Prestazioni dei sistemi con pompa di calore aria-acqua ed ottimizzazione di un caso studio con sistema ibrido

Relatore

Prof. Masoero Marco Carlo

Candidato

Luca Zarelli

Correlatore

Ing. Giuseppe Spinelli

ANNO ACCADEMICO
2021 / 2022

Indice

Introduzione **1**

1 Sistemi di produzione energetica **3**
1.1 Fonti di energia 3
1.1.1 Sistemi convenzionali di produzione 4
1.1.2 Sistemi non convenzionali di produzione 5
1.2 Produzione di Caldo e Freddo 6
1.2.1 Pannelli solari 7
1.2.2 Pompe di calore 9
1.2.3 Classificazione p.d.c. in base alla sorgente termica 12

2 Analisi delle fonti rinnovabili **16**
2.1 Fotovoltaico 16
2.1.1 Principio di funzionamento 16
2.1.2 Impianto fotovoltaico domestico 17
2.1.3 Analisi delle prestazioni 19
2.2 Pompe di calore aria-acqua 24
2.2.1 Tipologie di p.d.c. aria-acqua 24
2.2.2 Prestazioni delle pompe di calore aria-acqua 26
2.2.3 Risparmio energetico ed economico 33
2.2.4 Impianti ibridi 34

3 Caso studio **35**
3.1 Presentazione del caso studio 35
3.1.1 Descrizione interventi 36
3.1.2 Descrizione nuovo impianto 37
3.2 Problema dell'ottimizzazione 39
3.2.1 Intervallo di calcolo 41
3.2.2 Raccolta dei dati preliminari 42
3.3 Calcolo dei bin mensili di temperatura 43
3.3.1 Valutazione dell'irradianza 44
3.3.2 Calcolo dello scarto quadratico medio 45
3.3.3 Durata teorica ed effettiva di ogni bin 46

3.4 Temperatura di bivalenza 48
3.5 Coeff. di prestazione ai carichi parziali (COP_{PL}) 50
3.5.1 COP_{PL} con regolazione modulante 51
3.5.2 COP_{PL} con regolazione on-off 53
3.6 Temperatura di cut-off ottimale 55
3.6.1 Curva d'indifferenza economica 56
3.7 Calcolo dei fabbisogni termici per ogni bin 59
3.7.1 Incidenza del fotovoltaico 64
3.7.2 Risparmio economico 65

4 Confronti **67**
4.1 Temperatura di mandata differente 67
4.2 Zona climatica differente 73
4.2.1 Zona climatica mite 74
4.2.2 Zona climatica calda 78

5 Conclusioni **82**

A Pompe di calore in raffrescamento **85**
A.1 Attivazione ciclo di riscaldamento 86
A.2 Attivazione ciclo di raffrescamento 87

Bibliografia **88**

Introduzione

Il ruolo delle pompe di calore sta diventando sempre più determinante nella transizione ecologica in tema di riscaldamento e climatizzazione. Il loro contributo verso i consumi da fonti rinnovabili termiche è destinato a crescere negli anni grazie anche alle strategie nazionali e comunitarie adottate dai vari stati.
La presente trattazione si compone di due sezioni principali, ognuna delle quali ha come scopo quello di analizzare le prestazioni delle pompe di calore, in modo tale da verificare se l'inserimento di una di esse all'interno di un impianto possa comportare dei risparmi energetici ed economici.
La prima sezione dell'elaborato è un'analisi fondamentalmente teorica, in quanto non c'è il supporto di un impianto realmente esistente, delle prestazioni delle pompe di calore aria-acqua, analizzando i vari fattori che influenzano il COP e facendo luce sulla differenza tra il risparmio economico e quello energetico dell'utilizzo di una pompa di calore in alternativa ad un sistema convenzionale di generazione del calore. Quest'ultimo punto presenta una rilevanza molto importante in quanto il risparmio energetico derivante dall'utilizzo di una pompa di calore non coincide con il risparmio economico. In particolare è possibile ritrovarsi in situazioni in cui la pompa di calore lavora in condizioni di risparmio energetico, quindi sto consumando meno energia in input (energia elettrica) rispetto al consumo di combustibile fossile che si avrebbe se si utilizzasse un generatore di calore tradizionale, ma sto spendendo più soldi per poter usufruire di quell'energia elettrica in input.
Nella seconda parte della trattazione viene messa in pratica la teoria analizzata precedentemente applicandola ad un caso reale di studio in conformità con le normative citate. L'impianto reale è composto da un sistema ibrido, quindi presenza di due generatori di calore differenti, a cui bisognava attribuire una priorità di funzionamento. Nello specifico si aveva la necessità di definire gli intervalli di funzionamento delle due macchine, ottimizzando la spesa economica.
Il calcolo effettuato in primo luogo è stato condotto ipotizzando una temperatura di mandata della pompa di calore ottimale per questo tipo di macchine, circa 35°C. Successivamente tale temperatura è stata aumentata portandola al valore di 55°C, compatibile con i terminali installati nel caso reale.
La scelta di effettuare gli stessi calcoli ma con due temperature diverse è stata fatta per poter dimostrare la suscettibilità delle prestazioni delle pompe di calore alle variazioni della temperatura di mandata e poter visualizzare come esse influenzino il

range di funzionamento ottimale della macchina stessa.
Nella parte finale sono stati fatti dei cambiamenti riguardanti la zona climatica di installazione, in modo tale da poter osservare quali parametri influenzino le prestazioni e in che modo. L'impianto originale è ubicato nella città di Torino, quindi in una zona climatica piuttosto rigida. Per effettuare dei calcoli significativi si è scelto di spostare virtualmente l'impianto in zone climatiche più calde.
Essendo le pompe di calore macchine alimentate da energia elettrica si può pensare di poter sfruttare una fonte rinnovabile come l'energia solare per produrre l'energia necessaria tramite degli impianti fotovoltaici. Per questo motivo verranno dedicate alcune parti all'analisi di questo tipo di tecnologia, in particolare ai suoi principi di funzionamento e al possibile accoppiamento con una pompa di calore. Inoltre il caso reale presenta un campo fotovoltaico installato sul tetto dell'edificio in questione e quindi un'analisi più dettagliata sull'incidenza che l'autoproduzione di energia elettrica pulita esercita sui consumi dell'intero impianto è stata necessaria.
Tutti i calcoli svolti all'interno delle varie sezioni sono stati condotti applicando la normativa UNI/TS 11300 parte 4 che regola i calcoli energetici riguardanti l'utilizzo di energie rinnovabili come fonti di sfruttamento. I dati preliminari necessari per il calcolo, quindi dati climatici e di progetto, sono stati reperiti secondo le modalità definite dalle normative citate nella sezione bibligrafica presente alla fine di questo elaborato.

Capitolo 1

Sistemi di produzione energetica

1.1 Fonti di energia

Le fonti energetiche sono delle sorgenti a disposizione dell'uomo che possono essere utilizzate per eseguire un lavoro e/o produrre calore. Il calore ed il lavoro sono due modi diversi di trasferire energia termica e meccanica da un sistema ad un altro, andando a modificarne le variabili interne.
Principalmente le fonti di energia vengono divise in:

- **Fonti primarie:** sono sorgenti che possono essere utilizzate direttamente allo stato naturale, appartengono a questa categoria petrolio, carbone, Gas naturali, Biomasse, Nucleare, Eolica, Geotermica, Solare, Idroelettrica;
- **Fonti secondarie:** non presenti in natura ma derivanti da trasformazioni effettuate sulle fonti primarie, come ad esempio l'energia elettrica, l'idrogeno o i prodotti derivanti dalla lavorazione del petrolio.

La società moderna è strettamente dipendente dall'energia elettrica e meccanica per cui il possibile esaurimento delle fonti di energia è visto con preoccupazione da scienziati e tecnici, per questo motivo le fonti energetiche vengono distinte anche in base all'esauribilità:

- **Fonti esauribili o non rinnovabili:** combustibili fossili e nucleari;
- **Fonti non esauribili o rinnovabili:** biomasse (ovvero legna da ardere), l'energia idroelettrica, energia eolica, geotermica e solare.

Per ogni fonte energetica è importante considerare tre aspetti: la disponibilità, i costi e la protezione dell'ambiente. L'accresciuta coscienza ambientalista degli ultimi anni ha però sensibilizzato l'opinione pubblica e i governi a un uso più consapevole delle fonti di energia, includendo nelle valutazioni economiche i cosiddetti "costi esterni" di una fonte di energia, cioè i costi associati a danni ambientali. Le sorgenti associate a costi esterni non elevati comprendono nucleare, idroelettrico, solare ed eolico.

I sistemi di produzione energetica sfruttano queste sorgenti per produrre energia che verrà utilizzata per illuminare le città e le reti stradali, per climatizzare gli ambienti, per far funzionare gli apparecchi tecnologici e le industrie.
L'energia che viene richiesta da queste attività si presenta in forme diverse a seconda dell'attività stessa, per questo motivo ci si concentra sulla produzione di energia elettrica che può essere facilmente trasformata e trasportata senza che si deteriori.
Questi sistemi di produzione possono essere classificati in base al tipo di fonte energetica che utilizzano, le loro differenze verranno analizzate nelle sezioni 1.1.1 e 1.1.2.

1.1.1 Sistemi convenzionali di produzione

I sistemi convenzionali di produzione di energia elettrica risultano essere quei sistemi che sfruttano le fonti di energia primarie racchiuse nei combustibili fossili quali petrolio, carbone, gas naturale, combustibili nucleari per creare del vapore in pressione. Quest'ultimo viene fatto espandere in una turbina collegata ad un alternatore [1] in modo tale da generare energia elettrica.
Un impianto di questo genere prende il nome di centrale termoelettrica e nella figura 1.1 viene rappresentato uno schema qualitativo.

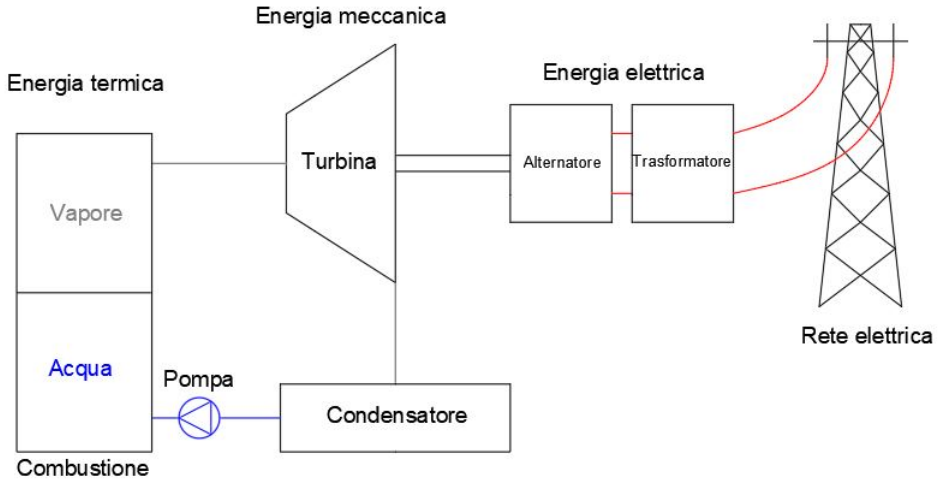


Figura 1.1: Schema impiantistico di una centrale termoelettrica

Le centrali nucleari sono molto simili agli impianti termoelettrici, se non per il fatto che il calore non è prodotto da reazioni di combustione, ma dalla reazione nucleare di fissione nelle barre di materiali fissili (uranio o plutonio).

[1] L'alternatore è un macchinario basato sulla legge fisica dell'induzione elettromagnetica, che converte l'energia meccanica in energia elettrica sotto forma di corrente alternata.

I vantaggi che si possono ottenere dall'utilizzo di centrali termoelettriche possono essere riassunti in:

- Alta densità di energia;
- Larga disponibilità, almeno per il momento;
- facile trasporto.

Di contro si ha che per definizione stessa di energia non rinnovabile, sono associate a delle riserve finite, non inesauribili. Ma il problema principale è l'elevato impatto ambientale della combustione, che come prodotto di reazione presenta la CO_2 ed altre sostanze inquinanti responsabili di problemi climatici molto importanti.
L'utilizzo dell'energia nucleare elimina il problema delle emissioni poichè non si ha combustione e data l'elevatissima densità energetica si riducono i problemi logistici dovuti al trasporto e allo stoccaggio del materiale.
Tuttavia sorge il problema dello smaltimento delle scorie, che necessitano dei trattamenti particolari in quanto risultano essere materiali altamente radioattivi.
Come era stato detto nella sezione 1.1, il problema energetico è visto con preoccupazione dagli scienziati, per questo motivo la sostenibilità ambientale assume una rilevanza sempre più importante ed è pertanto fondamentale indirizzare le scelte del futuro sulla strada del "sostenibile".

1.1.2 Sistemi non convenzionali di produzione

I sistemi non convenzionali sfruttano principalmente le fonti di energia rinnovabile presenti sul pianeta, cioè tutte quelle fonti di energia il cui tasso di rigenerazione è almeno pari alla velocità con cui vengono consumate. Le fonti più utilizzate sono:

- **Idroelettrica:** sfrutta l'energia cinetica dell'acqua che impatta la girante della turbina;
- **Biomasse:** combustione di legno o altro materiale organico per produrre l'energia termica necessaria;
- **Eolica:** sfrutta l'energia cinetica del vento;
- **Geotermica:** sfrutta il calore naturalmente contenuto nel sottosuolo;
- **Solare:** pannelli fotovoltaici che convertono direttamente l'energia solare in energia elettrica.

La peculiarità dei pannelli fotovoltaici di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica è un vantaggio notevole rispetto alle altre fonti in quanto evita i passaggi intermedi di trasformazione dall'energia termica a quella meccanica e infine a quella elettrica.

Uno degli svantaggi principali dell'utilizzo della radiazione solare come fonte di energia consiste nella sua discontinuità.
Infatti l'energia che l'impianto andrà ad erogare sarà direttamente proporzionale all'irradiazione solare che esso riceverà durante il funzionamento. La quantità di radiazione solare ricevuta varierà con l'ora del giorno, con il susseguirsi delle stagioni e con la posizione geografica.
Nel capitolo successivo verrà analizzato l'utilizzo dei pannelli fotovoltaici nel residenziale, come fonte di produzione di energia elettrica per soddisfare il fabbisogno di un edificio, ponendo particolare attenzione al problema dell'intermittenza.

1.2 Produzione di Caldo e Freddo

Nella società moderna l'energia rappresenta quindi un tassello fondamentale e si è visto come l'elettricità rappresenta la base del funzionamento delle infrastrutture. Tuttavia essa non è l'unica forma energetica richiesta dalle città, in quanto per molte attività si richiede dell'energia termica (ad esempio raffreddare una cella frigorifera o climatizzare un edificio).
Per questo motivo lo scambio termico, o la trasmissione del calore, è un fenomeno molto importante che va studiato in modo tale da sfruttarne le caratteristiche in ambito impiantistico.
La trasmissione del calore negli impianti è di importanza cruciale, in quanto molto spesso il luogo dove si produce l'energia termica non è lo stesso in cui essa si rende necessaria. Per questo motivo nel corso degli anni sono stati fatti degli studi[2] atti a trovare il modo migliore di trasportare il calore da un luogo ad un altro. Questo mezzo di trasporto dell'energia termica o frigorifera prende il nome di "fluido termovettore":

- **Fluido termovettore:** è una sostanza allo stato liquido oppure gassoso che accumula e trasporta il calore. I fluidi più utilizzati sono:
  - Aria: riscaldamento e climatizzazione di grandi ambienti;
  - Acqua: molto utilizzate grazie al calore specifico elevato;
  - Fluidi refrigeranti: a bordo dei refrigeratori o delle pompe di calore;
  - Miscele di acqua e glicole: nei sistemi in cui c'è il rischio di congelamento.

In questa particolare trattazione verrà analizzato il caso studio di un impianto di riscaldamento di una palazzina, per questo motivo l'attenzione sarà concentrata verso la produzione di fluido caldo.

[2] In particolare si studiano nel dettaglio la conservazione del calore, la dissipazione del calore ed il raffreddamento libero

In ambito civile l'impianto di riscaldamento consiste nel sistema utilizzato per riscaldare ambienti abitativi o lavorativi. La caratteristica principale è la generazione di calore in un punto ed il suo trasporto verso i terminali attraverso il fluido termovettore.
Il metodo più diffuso per generare calore è di bruciare un combustibile fossile all'interno di una caldaia e usare tale calore per riscaldare il fluido termovettore che verrà poi veicolato verso i terminali attraverso opportuni condotti. Solitamente l'impianto di riscaldamento è abbinato all'impianto di produzione dell'acqua calda sanitaria (ACS) ed hanno la caldaia in comune.
Per quanto detto nella sezione 1.1.1, l'utilizzo di combustibili fossili porta ad avere delle emissioni di CO_2 nell'atmosfera ed inoltre si sta sfruttando una risorsa non rinnovabile, che è quindi destinata ad esaurirsi nel tempo.
Il progresso e l'innovazione tecnologica hanno fatto si che anche in ambito di produzione del calore sia possibile sfruttare una fonte di energia rinnovabile, utilizzando l'energia solare (pannelli solari), o l'energia naturalmente presente all'interno dell'aria, dell'acqua o del terreno (pompa di calore).

1.2.1 Pannelli solari

Il pannello solare termico, o collettore solare, è un dispositivo per la conversione della radiazione solare in energia termica ed il suo trasferimento, per esempio, verso un accumulatore termico per un uso successivo.
Un sistema solare termico normalmente è composto da un pannello che riceve l'energia solare, da uno scambiatore dove circola il fluido utilizzato per trasferirla a un serbatoio, che è utilizzato per immagazzinare l'energia accumulata.
Lo schema di un impianto di questo tipo è rappresentato qualitativamente nella figura 1.2.

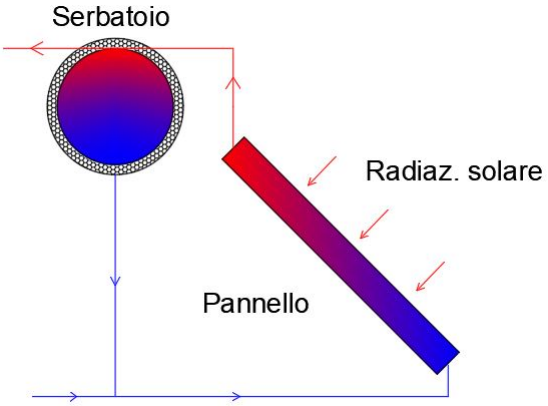


Figura 1.2: Schema pannello solare con serbatoio integrato

L'energia termica catturata dal pannello solare può essere utilizzata per fornire ACS, per integrare il riscaldamento o ancora per la produzione di energia elettrica:

- **ACS:** nel caso di produzione di acqua calda sanitaria, il serbatoio provvede ad immagazzinare l'acqua domestica che viene messa a contatto con il fluido termovettore tramite una serpentina, in modo tale da trasferire l'energia termica senza contaminare l'acqua; Lo schema tipico di un sistema che lavora in questo modo è rappresentato nella figura 1.3;

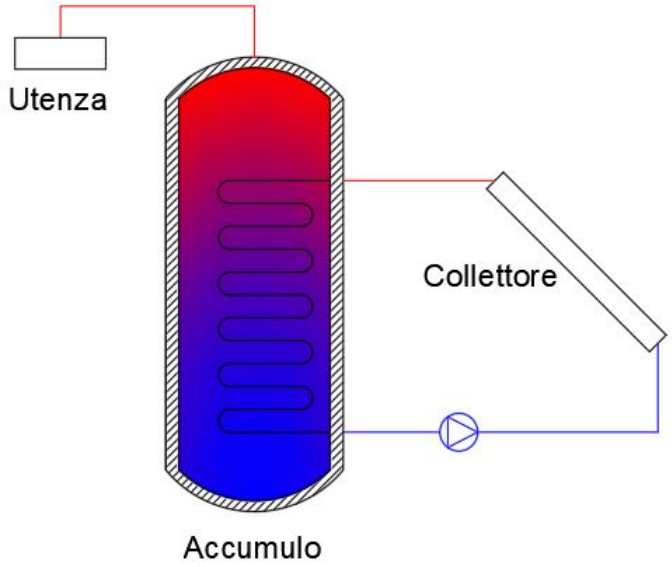


Figura 1.3: Struttura qualitativa di un serbatoio a serpentino singolo [2]

- **Riscaldamento:** l'energia termica viene trasferita all'acqua che verrà utilizzata per l'integrazione del riscaldamento a pavimento degli ambienti;
- **Elettricità:** in questo caso il liquido viene portato ad ebollizione e la fase gassosa viene convogliata verso una turbina termoelettrica che converte il movimento del gas in energia elettrica. Questo tipo di impianto prende il nome di "solare termodinamico" e richiede ampi spazi di installazione, per questo motivo non viene impiegato nel residenziale.

L'utilizzo di un impianto a pannelli solari, che va a sostituire una caldaia o uno scaldabagno elettrico, comporta un diretto risparmio di idrocarburi e di energia elettrica. Inoltre si ha una mancata emissione di CO_2 nell'atmosfera poichè si sta producendo calore sfruttando l'energia solare come fonte rinnovabile.
Il problema che si presenta nel momento in cui si decide di sfruttare l'energia solare è quello dell'intermittenza, ovvero dell'incostanza della disponibilità della fonte di energia.

Questo problema risulta di cruciale importanza in quanto la produzione dell'impianto dipende direttamente dalla disponibilità della fonte energetica, per cui nel capitolo successivo verrà analizzato approfonditamente.

1.2.2 Pompe di calore

La pompa di calore è una tecnologia rinnovabile perché assolve alle funzioni di climatizzazione, riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria, sfruttando il calore gratuito e illimitato accumulato nell'aria, nell'acqua superficiale, nelle falde acquifere sotterranee e nel terreno [1].
Questo tipo di tecnologia basa il suo funzionamento su un ciclo termodinamico inverso di un fluido termovettore, che permette la trasmissione in modo continuo del calore da un fluido più freddo a uno più caldo, a patto che si compia lavoro su di esso (spendendo quindi energia).
Il ciclo funzionale di lavoro viene rappresentato nella figura 1.4:

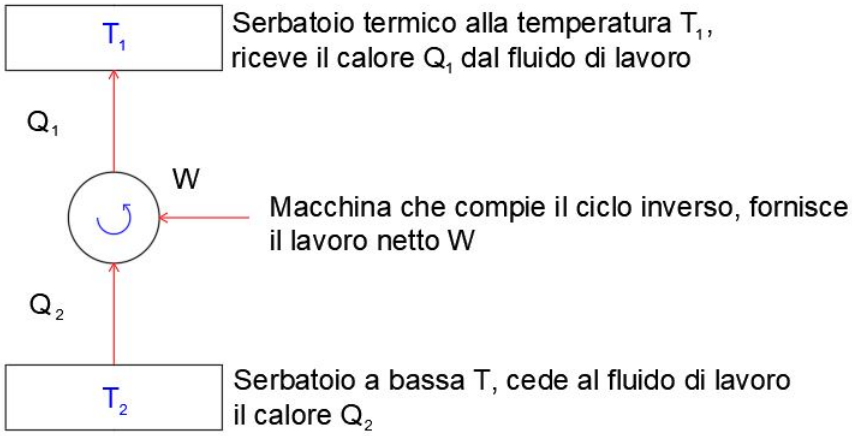


Figura 1.4: Schematizzazione del ciclo termodinamico inverso

Queste macchine sono essenzialmente costituite da un circuito chiuso entro cui viene continuamente compresso e fatto espandere un apposito fluido, chiamato intermedio o frigorigeno.
Ad ogni ciclo di lavoro il fluido intermedio ruba un pò di calore al fluido freddo e lo cede a quello caldo ed invertendo i cicli di lavoro, queste macchine possono essere utilizzate sia per riscaldare sia per raffreddare [1]. Nel primo caso sono chiamate pompe di calore, nel secondo macchine frigorifere, tuttavia si tratta di una differenza solo nominale.
La scelta del tipo di fluido intermedio da adottare ha da sempre assunto una rilevanza molto importante in quanto va ad influenzare direttamente l'efficienza e l'impatto ambientale della pompa di calore [3]. In passato veniva largamente impiegata l'ammoniaca (R717) poi abbandonata per la sua tossicità e corrosività nonostante le buone caratteristiche prestazionali. L'aria non viene utilizzata poichè, pur essendo un fluido

sicuro dal punto di vista ambientale e a costo nullo, comporta cicli di lavoro con resa termica molto bassa.
Si usano, invece, fluidi che evaporano quando il calore viene assorbito e che condensano quando il calore viene ceduto. Tali passaggi di stato aumentano notevolmente la quantità di calore che ogni ciclo di lavoro è in grado di assorbire e di cedere.
Si ricorre quindi all'utilizzo degli HFC (idrofluorocarburi) [3], subentrati come sostituti dei clorofluorocarburi (CFC) e degli idroclorofluorocarburi (HCFC), i quali sono stati progressivamente eliminati con l'entrata in vigore del Protocollo di Montreal, in quanto contribuiscono alla riduzione dello strato di ozono stratosferico [4].
Dunque i componenti che realizzano un ciclo base saranno:

- Evaporatore, Condensatore;
- Compressore, valvola di laminazione.

Lo schema funzionale della pompa di calore che lavora in riscaldamento [4] viene rappresentato nella figura 1.5:

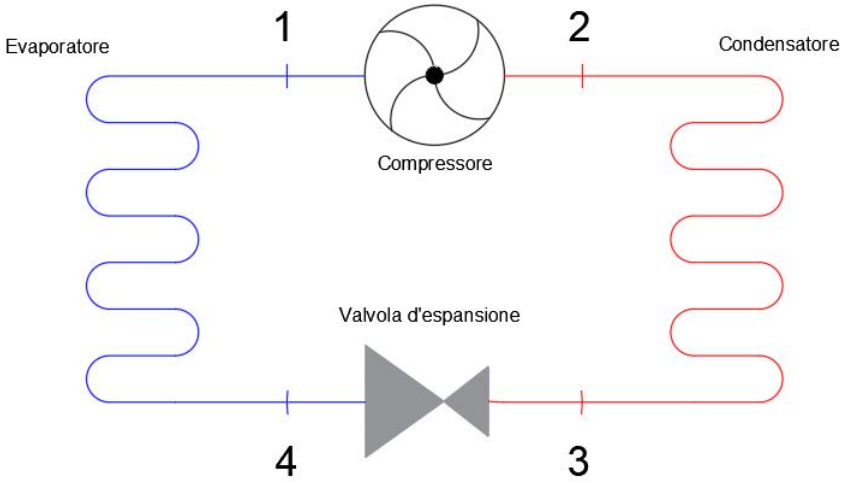


Figura 1.5: Schema funzionale pompa di calore

[3]Fanno parte di questa famiglia l'R410A e l'R134a, risultano essere i fluidi più utilizzati tradizionalmente in ambito residenziale.

[4]Le pompe di calore sono macchine che possono lavorare sia in riscaldamento che in raffrescamento di un ambiente, in questa trattazione viene considerato solo il caso di riscaldamento, per avere degli approfondimenti sul funzionamento in raffrescamento vedere appendice A

In riferimento alla figura 1.6 che rappresenta il ciclo termodinamico del fluido (in questo esempio si è scelto l'R134a), la trasformazioni che avvengono sono:

- **1-2:** compressione del gas con conseguente aumento di pressione e temperatura;
- **2-3':** desurriscaldamento del gas allo scarico del compressore;
- **3'-3":** condensazione del gas a pressione e temperatura costanti;
- **3"-3:** sottoraffreddamento per avere garanzia della completa condensazione del refrigerante;
- **3-4:** espansione del refrigerante in fase liquida;
- **4-4':** evaporazione a pressione e temperatura costanti;
- **4'-1:** surriscaldamento, evita l'entrata di liquido nel compressore.

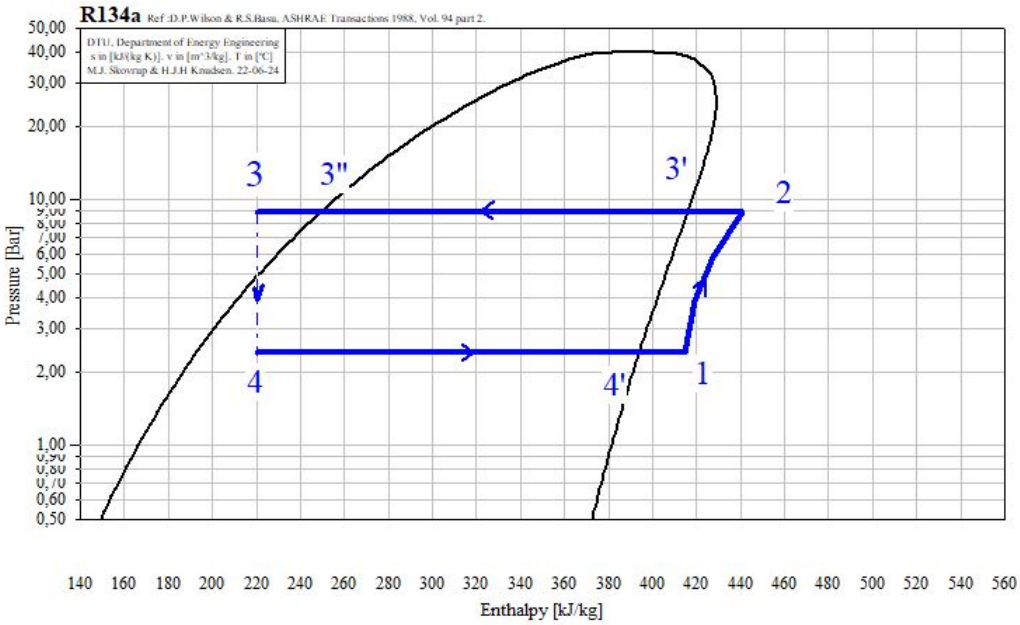


Figura 1.6: Esempio di ciclo termodinamico inverso

Come si può intuire, le fasi di evaporazione e di condensazione del refrigerante sono le trasformazioni chiave del ciclo in quanto permettono al refrigerante stesso di assorbire calore dal fluido freddo (evaporazione) e di cedere calore al fluido caldo (condensazione).
La fase di compressione invece è la trasformazione che innalza la temperatura e la pressione del fluido refrigerante apportando energia dall'esterno al fluido stesso.

Una prima classificazione delle pompe di calore può essere fatta considerando il modo in cui viene azionato il compressore [3]:

- Motore elettrico: il compressore è azionato da un motore elettrico che necessita di poca manutenzione e permette di utilizzare l'elettricità come vettore energetico;
- Motore endotermico: In queste pompe di calore il compressore è mosso da un motore che generalmente è alimentato a gas ed è di derivazione automobilistica.

In un'ottica proiettata verso l'utilizzo delle fonti rinnovabili, adottare una pompa di calore elettrica associata ad un impianto fotovoltaico permetterebbe di soddisfare il fabbisogno termico sfruttando solamente energie pulite.
Tuttavia la disponibilità delle fonti rinnovabili non è costante e questo genera il problema dell'intermittenza che non permette all'impianto di mantenere una certa affidabilità nel soddisfare i fabbisogni.

1.2.3 Classificazione p.d.c. in base alla sorgente termica

La classificazione più importante delle pompe di calore è fatta in base alle sorgenti termiche tra cui essa lavora.
Dallo schema funzionale in figura 1.5 si evince come una pompa di calore lavori tra due sorgenti termiche, una sorgente fredda ed una sorgente calda:

- **Sorgenti calde:** chiamate anche sorgenti interne, possono essere l'aria, quando la pompa di calore riscalda direttamente l'aria degli ambienti, oppure l'acqua, quando la pompa di calore riscalda l'acqua utilizzata come fluido vettore nei circuiti di riscaldamento.
- **Sorgenti fredde:** o alternativamente sorgenti esterne, si dividono in:
  - aria, esterna o in alcuni casi aria di recupero (espulsa da impianti di ventilazione o circuiti di raffreddamento industriali);
  - acqua, che può essere superficiale, di falda o derivata da circuiti dedicati come anelli di condensazione;
  - terra, dove il calore viene assorbito tramite appositi scambiatori detti sonde geotermiche.

Questa classificazione permette di dividere le pompe di calore in diversi tipi di unità, molto diversi tra loro in termini di prestazioni e impiantistici.

Pompa di calore aria-aria

Questo tipo di unità adotta l'aria come sorgente esterna ed interna e sarà quindi dotata di scambiatori gas/fluido refrigerante.
L'aria esterna presenta una temperatura variabile con la stagione e con l'ora del giorno, quindi l'efficienza di questo tipo di unità sarà dipendente dalle condizioni esterne.

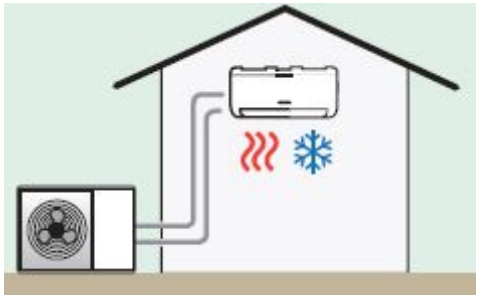


Figura 1.7: Unità aria-aria di tipo *Split* [3]

Pompa di calore aria-acqua

La pompa di calore aria-acqua permette di estrarre l'energia gratuita presente nell'aria e trasferirla all'acqua sotto forma di calore.
A differenza delle pompe di calore aria-aria, la produzione di acqua tecnica al servizio di un impianto idronico garantisce un'ampia versatilità in termini di soluzioni impiantistiche (applicazioni valide sia nel residenziale che nel settore industriale).
Le limitazioni sono legate alla variabilità della potenza e del rendimento e, soprattutto, alle temperature di mandata.

Figura 1.8: Unità aria-acqua [3]

L'elevata applicabilità impiantistica permette inoltre di mantenere il sistema di distribuzione esistente negli impianti originariamente dotati di generatori a gas senza dover riqualificare l'intero l'impianto. Questo tipo di unità è il modello scelto nel caso studio che verrà analizzato per sostituire il vecchio generatore a gas.

Pompa di calore acqua-aria

Utilizzano come sorgente fredda l'acqua presente nel sottosuolo, prelevata attraverso dei pozzi, e come sorgente calda appositi circuiti idraulici, come ad esempio gli anelli di condensazione.
Queste tipologie sono poco utilizzate poiché richiedono la realizzazione dei pozzi di prelievo dell'acqua della sorgente fredda, soggetti ad analisi geologiche e permessi di captazione.

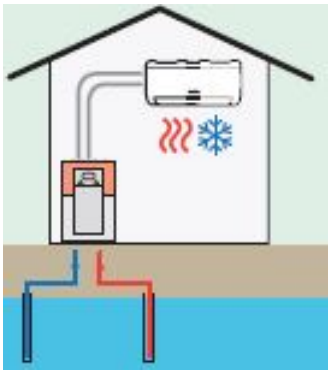


Figura 1.9: Unità acqua-aria [3]

Pompa di calore acqua-acqua

Presentano entrambi gli scambi di calore delle sorgenti fredda e calda con acqua. Il lato freddo sottrae energia all'acqua che generalmente è prelevata dalle falde nel sottosuolo oppure dalle acque superficiali come laghi, fiumi o mare. Il lato caldo è utilizzato come generatore di calore nei tradizionali impianti ad acqua.

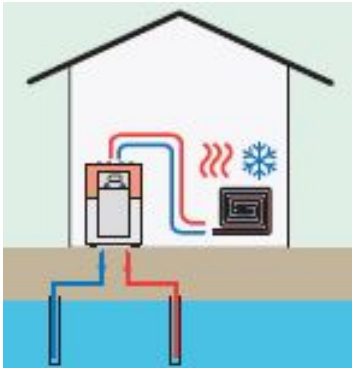


Figura 1.10: Unità acqua-acqua [3]

La stabilità di funzionamento e gli ottimi rendimenti sono i vantaggi di queste macchine. Il loro limite è dato dalla presenza o meno di acqua sfruttabile ai fini termici e dai permessi relativi.

Pompa di calore terra-acqua

Sono PDC acqua-acqua, chiamate anche pompe di calore geotermiche, dove l'acqua della sorgente fredda è utilizzata come fluido intermedio per scambiare calore con il terreno.

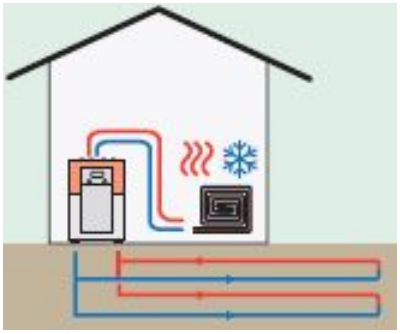


Figura 1.11: Unità terra-acqua [3]

Le PDC geotermiche, come le acqua-acqua, funzionano in condizioni di scambio termico stabile con la sorgente fredda e, pertanto, non necessitano di cicli di sbrinamento.

Nel capitolo successivo verranno analizzate le prestazioni degli impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica e di energia termica in ambito residenziale.
In particolare verrano presi in considerazione gli impianti fotovoltaici e i sistemi che sfruttano pompe di calore aria-acqua, in quanto nel caso studio che verrà esposto nel capitolo 3 saranno proprio queste due tecnologie ad essere chiamate in causa per la produzione delle energie sopra citate.

Capitolo 2

Analisi delle fonti rinnovabili

2.1 Fotovoltaico

La possibilità di utilizzare il calore del sole come fonte di energia termica appare una soluzione quasi ovvia, in quanto si tratta di ricavare calore dal sole, sfruttarlo per produrre energia elettrica invece richiede una tecnologia più articolata.

2.1.1 Principio di funzionamento

Un impianto fotovoltaico è un impianto elettrico costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più moduli che sfruttano l'energia solare per produrre direttamente energia elettrica mediante effetto fotovoltaico.

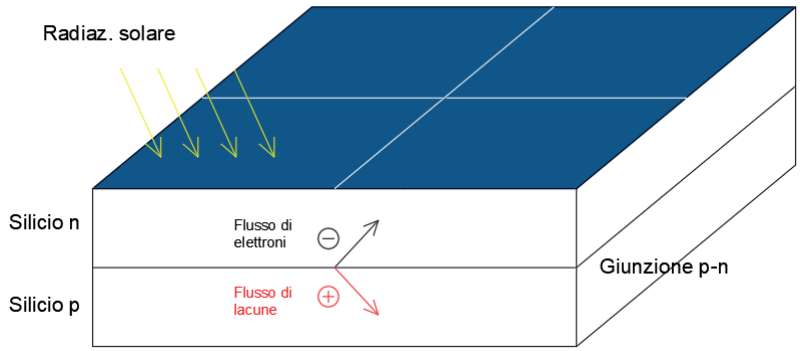


Figura 2.1: Effetto fotovoltaico

In riferimento alla figura 2.1, l'effetto fotoelettrico è alla base della produzione elettrica nelle celle fotovoltaiche. Il meccanismo di funzionamento si basa sull'utilizzo di materiali semiconduttori, il più utilizzato dei quali è attualmente il silicio.
Tale materiale deve essere contaminato con delle impurezze per dar luogo a silicio di

tipo P e silicio di tipo N, la cellula fotovoltaica che ne deriva sarà caratterizzata dalla cosidetta "giunzione p-n":

- **Giunzione p-n:** cristallo di silicio che da un lato è prevalentemente drogato di tipo N e dall'altro di tipo P, così da ottenere una zona con prevalenza di elettroni e l'altra invece con assenza di elettroni e quindi prevalenza delle cariche fittizie positive chiamate anche lacune.

Quando la struttura di un cristallo a giunzione p-n di semiconduttore silicio viene colpita dalla luce del sole questa in parte viene utilizzata per rompere legami nella struttura cristallina e produrre spostamento di carica al suo interno [1].
Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale il flusso di elettroni parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore fintanto che la cella resta esposta alla luce.

2.1.2 Impianto fotovoltaico domestico

Quando si parla di impianto solare o fotovoltaico si pensa solitamente ai soli pannelli, ma in realtà per trasformare l'energia solare in energia elettrica sfruttabile si rendono necessari una serie di componenti elettrici ed elettronici [2].
Questi componenti variano a seconda della tipologia di impianto che si sta considerando e le due grandi famiglie in cui si suddividono gli impianti fotovoltaici sono:

- **Impianti ad isola:** detti anche impianti off-grid;
- **Impianti connessi in rete:** detti anche impianti grid-connected.

La prima tipologia descrive un tipo di impianto completamente autonomo e indipendente dalla rete, che produce energia solo per le utenze a cui è direttamente collegato.
Si presta al servizio di quelle utenze elettriche isolate da altre fonti energetiche, come la rete nazionale, e deve essere provvisto di sistemi di accumulo dell'energia autoprodotta durante la giornata.

[1] La definizione di corrente elettrica è il moto ordinato di cariche elettriche spinte da una differenza di potenziale.

[2] Eventualmente possono essere previsti anche dei sistemi meccanici-automatici ad inseguimento solare. Questi sistemi sono atti ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del Sole un pannello fotovoltaico, un pannello solare termico oppure un concentratore solare, aumentando la potenza dell'energia solare captata e dunque la resa effettiva del dispositivo energetico.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico off-grid sono generalmente:

- **Campo fotovoltaico:** deputato alla captazione dell'energia solare mediante moduli fotovoltaici;
- **Batterie di accumulo:** hanno il compito di immagazzinare la carica elettrica fornita dai moduli in presenza di sufficiente irraggiamento solare per permetterne un utilizzo differito;
- **Regolatore di carica:** deputato a stabilizzare l'energia raccolta e a gestirla all'interno del sistema;
- **Inverter:** convertitore C.C./C.A.

La figura 2.2 mostra uno schema generale della componentistica necessaria per il funzionamento di un impianto fotovoltaico ad isola. Particolare attenzione deve essere prestata all'inverter essendo un componente di elevata importanza sia negli impianti off-grid che in quelli connessi in rete.
L'inverter è considerato il cuore di un impianto fotovoltaico perché consente a tutti coloro che installano un sistema solare sul proprio tetto di utilizzare l'energia solare all'interno delle proprie abitazioni. Infatti, la corrente generata dai pannelli solari è una corrente continua (CC) che non può essere usata a livello domestico. È necessario quindi un inverter fotovoltaico per convertire la CC in corrente alternata (CA) in modo da poterla utilizzare ogni giorno nelle nostre abitazioni.

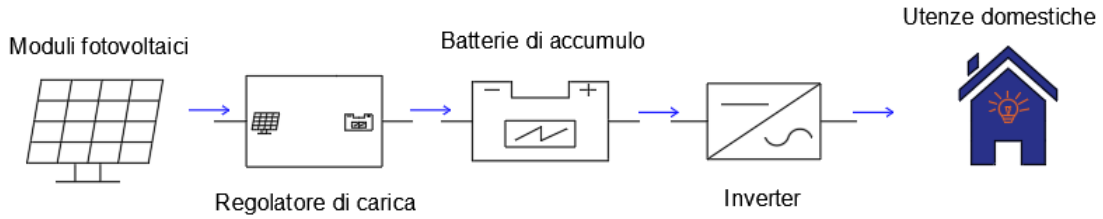


Figura 2.2: Schema dei componenti di un impianto off-grid

Di norma però staccarsi completamente dalla rete, quando non ce n'è effettivamente bisogno, è un'operazione sconsigliata, perché potrebbe causare molteplici problemi. Per questo motivo gli impianti fotovoltaici domestici, soprattutto in zone urbane, sono impianti di tipo grid-connected.
Tali impianti presentano componenti simili agli impianti ad isola (il sistema di accumulo non è obbligatorio), la differenza sta nella presenza di un contatore di interfaccia che permette l'interazione con la rete elettrica nazionale.
Questo contatore permette di immettere in rete l'energia autoprodotta che non viene immediatamente consumata dall'utenza e rende disponibile il prelievo di energia nei momenti in cui l'autoproduzione non è sufficiente a soddisfare la richiesta [3].

[3] Sostanzialmente la rete elettrica svolge il ruolo di accumulo virtuale dell'energia, poichè essa non viene fisicamente immagazzinata ma viene prelevata ad un determinato costo.

Nella figura 2.3 vengono mostrati i componenti ed il principio di funzionamento di un impianto fotovoltaico grid-connected.
Si può notare come la presenza di due contatori sia assolutamente necessaria al corretto funzionamento dell'impianto, altrimenti non si potrebbe tenere traccia dell'energia autoprodotta, autoconsumata, immessa in rete e prelevata.

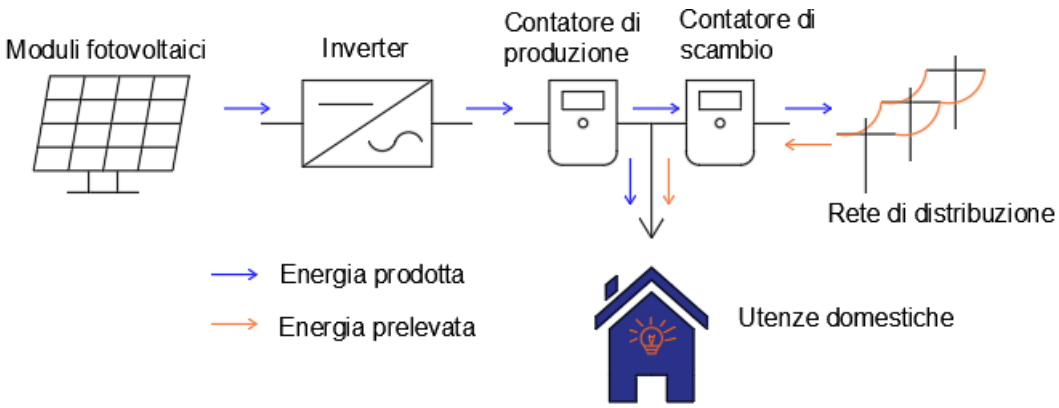


Figura 2.3: Schema di funzionamento di un impianto grid-connected

2.1.3 Analisi delle prestazioni

Nel capitolo precedente era stata accennata l'esistenza del problema dell'intermittenza di una fonte energetica e in questa sezione se ne analizzeranno le caratteristiche e le ripercussioni sull'effettiva resa di un impianto fotovoltaico.
Le fonti energetiche intermittenti [4] sono le fonti di produzione di energia rinnovabile corrispondenti a flussi naturali, che non sono sempre disponibili e la cui disponibilità varia molto senza possibilità di controllo. Questa variazione si verifica sia durante l'anno, quindi con il susseguirsi delle stagioni, sia durante il ciclo notte-giorno.
Il fotovoltaico quindì erogherà una quantità di energia estremamente variabile, in quanto dipende direttamente dall'irradiazione solare, che aumenta o diminuisce a seconda dell'ora del giorno, della stagione dell'anno, dell'area geografica e delle condizioni meteorologiche.

[4] Alcune di queste fonti energetiche hanno variazioni regolari, come l' energia delle maree e (parzialmente) l'energia solare , altre sono meno regolari, come l'energia eolica .

Gli impianti fotovoltaici sono generalmente classificati in base alla loro potenza massima teorica espressa in kilowatt picco (kWp):

- kW_p: potenza di picco, rappresenta la potenza elettrica di un impianto fotovoltaico di una determinata superficie, per una irradianza di 1 kW/m^2 su detta superficie (a 25°C) [7].

In termini tecnici, il kilowatt picco è l'unità di misura della potenza massima che può essere prodotta, in linea teorica, da un generatore elettrico la cui potenza varia nel tempo. La UNI/TS 11300-4 stabilisce che se la potenza di picco W_{pv} non è disponibile può essere calcolata con la formula seguente:

$$W_{pv} = K_{pv} \cdot A_{pv} \quad \text{[kW]} \tag{2.1.1}$$

dove:

- K_{pv} : è il fattore di potenza di picco che dipende dal tipo di modulo installato. I valori di K_{pv} sono riportati nella tabella 2.1 (prospetto 11 sezione 7.2.3 della UNI/TS 11300-4) [kW/m^2];
- A_{pv} : è la superficie di captazione dell'impianto fotovoltaico, al netto del telaio [m^2].

Tipo di modulo fotovoltaico	K_{pv} [kW/m^2]
Silicio mono cristallino	0,150
Silicio multi cristallino	0,130
Film sottile di silicio amorfo	0,060
Altri strati di film sottile	0,035
Film sottile di CIGS	0,105
Film sottile di telluro di cadmio	0,095

Tabella 2.1: Valori del fattore di potenza di picco K_{pv}

Come già anticipato, l'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico sarà direttamente proporzionale alla quantità di radiazione solare incidente sui moduli e la UNI/TS 11300-4 divide la radiazione in intervalli mensili, calcolando quindi come output dei pannelli l'energia elettrica prodotta mensilmente:

$$E_{el,pv,out} = \frac{E_{pv} \cdot W_{pv} \cdot f_{fv}}{I_{ref}} \quad \text{[kWh]} \tag{2.1.2}$$

I termini nella 2.1.2 rappresentano:

- W_{pv}: potenza di picco;
- E_{pv}: irradianza solare mensile incidente sui moduli $[kWh/m^2]$;
- I_{ref}: irradianza solare di riferimento pari a 1 kW/m^2;
- f_{pv}: fattore di efficienza del sistema dipendente dal sistema ausiliario di conversione da C.C. a C.A., i valori sono contenuti nella tabella 2.2 (prospetto 10 sezione 7.2.1 della UNI/TS 11300-4).

Grado di ventilazione dei moduli	f_{pv} [-]
Moduli non ventilati	0,70
Moduli moderatamente ventilati	0,75
Moduli non ventilati o con ventilazione forzata	0,80

Tabella 2.2: Valori del fattore di efficienza f_{pv}

Dalla 2.1.2 si vede come il termine E_{pv} sia direttamente proporzionale alla quantità di energia prodotta dal sistema fotovoltaico, utilizzando l'Atlante Italiano della radiazione solare [8] è possibile costruire l'andamento dell'irradiazione globale giornaliera media di ogni mese:

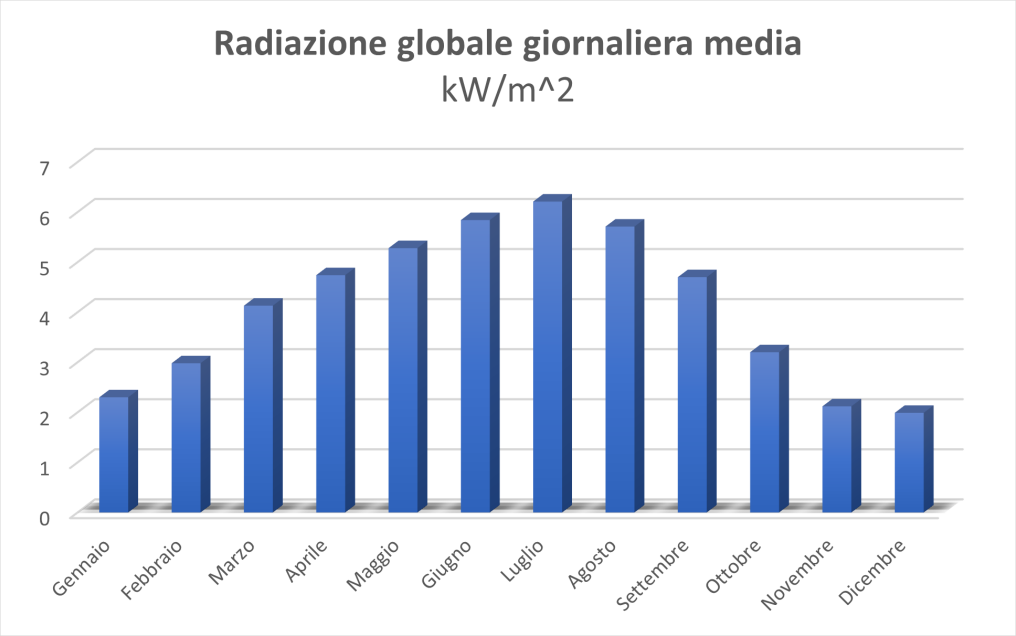


Figura 2.4: Radiazione globale giornaliera media nella città di Torino

Per costruire il diagramma a barre della figura 2.4 ci si è posti nella città di Torino e, per quanto detto all'inizio di questa sezione, i risultati della radiazione globale varieranno a seconda della zona climatica in cui vengono eseguiti i calcoli.
Questa variazione può essere osservata nella figura 2.5 dove viene messa a confronto l'irradiazione globale di due zone climatiche distinte, in questo caso Torino e Roma.

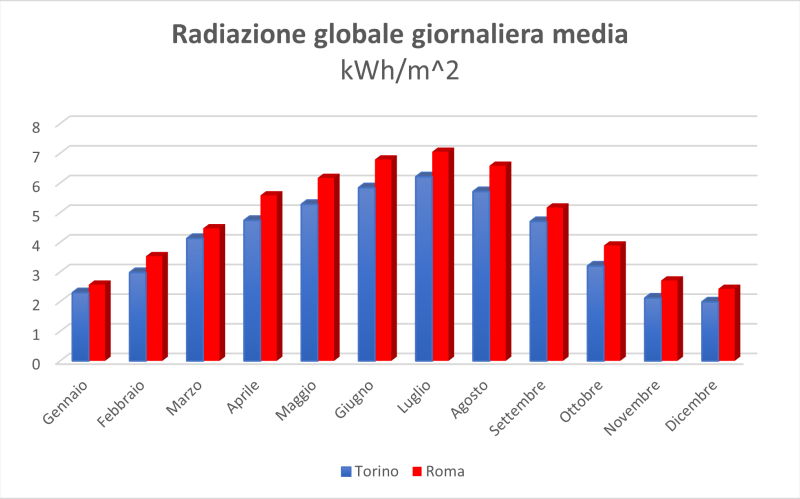


Figura 2.5: Confronto tra zone climatiche diverse

Tuttavia la radiazione non verrà captata in modo costante durante l'arco della giornata poichè essa presenta una variabilità giornaliera a causa del ciclo giorno-notte. Si avranno dei periodi in cui la radiazione incidente sarà nulla, quindi durante la notte, e periodi in cui la radiazione presenterà una crescita fino a raggiungere un massimo per poi diminuire di nuovo.

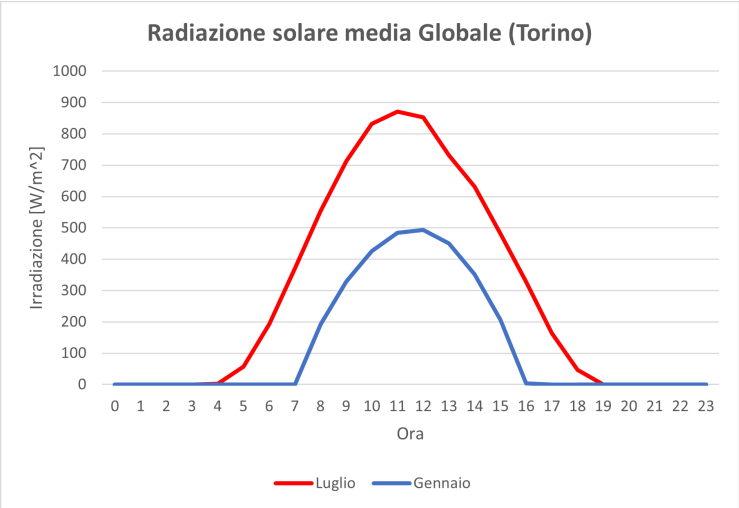


Figura 2.6: Radiazione globale di due giornate tipiche dei mesi di Luglio e Gennaio

Utilizzando i dati forniti dal *Photovoltaic Geographical Information System* [6] è stato possibile costruire il grafico in figura 2.6 che mostra la variazione della radiazione solare nell'arco delle ventiquattro ore per due tipiche giornate di Gennaio e di Luglio. Nell'ambito residenziale si avrà quindi una produzione di elettricità fortemente discontinua, sia annualmente che nell'arco di una stessa giornata, il cui picco non coincide con il picco di richiesta da parte dell'utenza.
Una misura molto importante che permette di comprendere al meglio il problema dell'intermittenza è il *capacity factor:*

- *capacity factor:* rapporto tra l'energia elettrica effettivamente prodotta in un determinato periodo di tempo e la potenza di generazione nominale dell'impianto.

In base alla definizione, un capacity factor del 100% significa che l'impianto produce energia in ogni momento senza interruzioni[5]. Mediamente in Italia un impianto fotovoltaico presenta un fattore di capacità del 15% e per questo motivo non può essere utilizzato in ambito residenziale come unica fonte energetica senza nessun tipo di accorgimento.
Le soluzioni impiantistiche che bisogna predisporre per poter affrontare il problema dell'intermittenza sono state viste nella sezione 2.1.2:

- **impianto grid-connected:** connettere l'impianto alla rete di distribuzione nazionale in modo tale da poter prelevare l'energia quando l'impianto non riesce a soddisfare le richieste ed immetterla in rete quando la produzione risulta maggiore delle esigenze (figura 2.3);

- **impianto off-grid:** utilizzare delle batterie di accumulo opportunamente dimensionate per poter immagazzinare l'energia in eccesso e riutilizzarla nel momento in cui si ha la necessità. (figura 2.2)

Generalmente per ambienti residenziali viene utilizzata la struttura grid-connected in quanto la soluzione off-grid necessita di costi molto sostenuti per l'acquisto delle batterie di accumulo che prevedono dei prezzi pari ad alcune migliaia di euro.
Tali costi fanno aumentare il valore dell'investimento iniziale dell'impianto, già alto anche nella forma grid-connected, aumentando quindi il tempo necessario ad ammortizzare il capitale speso inizialmente.

[5] Il fattore di capacità viene determinato dividendo l'energia effettivamente fornita per la massima energia teorica che poteva essere fornita nello stesso tempo possibile. Una centrale elettrica di carico base presenta un fattore di capacità pari al 90 %

2.2 Pompe di calore aria-acqua

Il ruolo delle pompe di calore sta diventando sempre più determinante nella transizione ecologica in tema di riscaldamento e climatizzazione. Il loro contributo verso i consumi da fonti rinnovabili termiche è destinato a crescere negli anni grazie anche alle strategie nazionali e comunitarie adottate dai vari stati.
Nel capitolo precedente è stato spiegato il principio di funzionamento di una pompa di calore ed in questa sezione verranno analizzate le prestazioni, facendo chiarezza sulla questione del risparmio economico ed il risparmio energetico.

2.2.1 Tipologie di p.d.c. aria-acqua

Le pompe di calore aria-acqua sono le più utilizzate per il riscaldamento domestico. La loro maggiore diffusione rispetto agli altri sistemi a ciclo frigorifero è dovuta, principalmente, alla loro versatilità, ai costi contenuti di installazione e alla continua evoluzione tecnica.
Il loro limite è dovuto ai rendimenti variabili che a loro volta influenzano i consumi della macchina e quindi i costi d'esercizio. Prima di analizzare i fattori che influenzano il rendimento, andiamo ad elencare quelli che sono i vari modelli disponibili delle pompe di calore aria-acqua.

P.d.c. monoblocco da esterno

La pompa di calore monoblocco è costituita da un'unica apparecchiatura che contiene tutti gli elementi del circuito frigorifero al suo interno: lo scambiatore a piastre acqua/refrigerante, il compressore, la valvola di espansione e il ventilatore che permette lo scambio termico aria/refrigerante nell'evaporatore (figura 2.7).

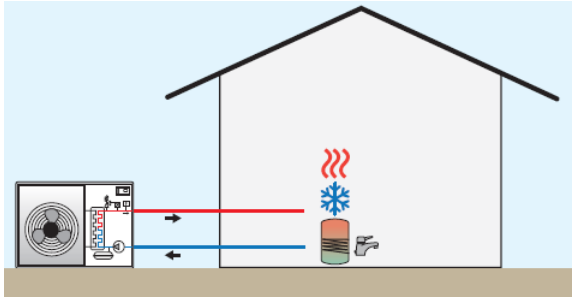


Figura 2.7: Unità monoblocco da esterno [3]

L'unità, collocata all'esterno, è collegata direttamente all'impianto attraverso le tubazioni che convogliano l'acqua tecnica dalla macchina all'edificio. La macchina monoblocco risulta vantaggiosa in tutte quelle situazioni in cui è necessario risparmiare spazio tecnico all'interno degli edifici.

P.d.c. monoblocco da interno

È una pompa di calore monoblocco che dispone di ventilatori (sullo scambiatore dell'aria) con una prevalenza tale da poter essere canalizzata (figura 2.8).

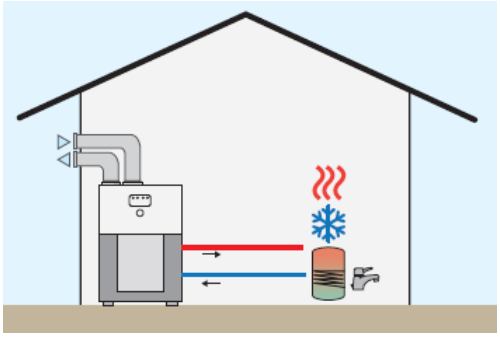


Figura 2.8: Unità monoblocco da interno [3]

Alcuni modelli possono essere canalizzati sia sulla ripresa sia sulla mandata; in altri, invece, si canalizza solo l'espulsione riprendendo l'aria dall'ambiente dove sono installate. Questi ambienti devono essere dotati di opportune aperture per garantire il giusto apporto dell'aria di rinnovo utilizzata dalla macchina. Vengono impiegate dove non è possibile installare le unità esterne principalmente per motivi estetici.

P.d.c. a due sezioni

La pompa di calore split (dall'inglese "divisa") è, diversamente dalla monoblocco, composta da un modulo idronico collocato all'interno dell'edificio e da un'unità esterna che scambia calore con l'aria (figura 2.9).

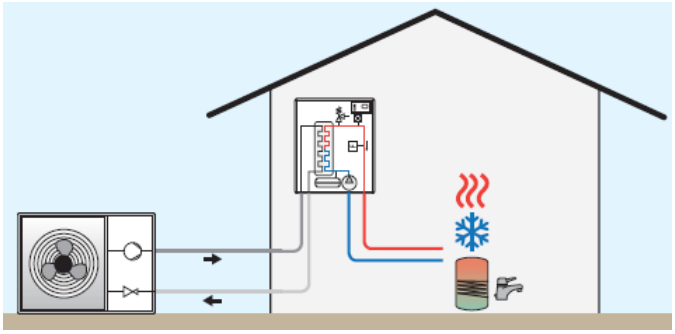


Figura 2.9: Unità a due sezioni [3]

Nell'unità esterna rimangono il compressore, la valvola di espansione e il ventilatore che scambia calore con il fluido refrigerante, per mezzo dell'aria esterna.
Il collegamento termico tra le due unità è realizzato mediante delle tubazioni di refrigerante ad alta pressione.

P.d.c. *hydrosplit*

La pompa di calore Hydrosplit è concettualmente assimilabile ad una PDC monoblocco associata a un modulo interno idronico che integra tutti i componenti idraulici ed elettronici della macchina in modo tale da convogliarli in un unico luogo e renderli accessibili più facilmente alla manutenzione (figura 1.10).

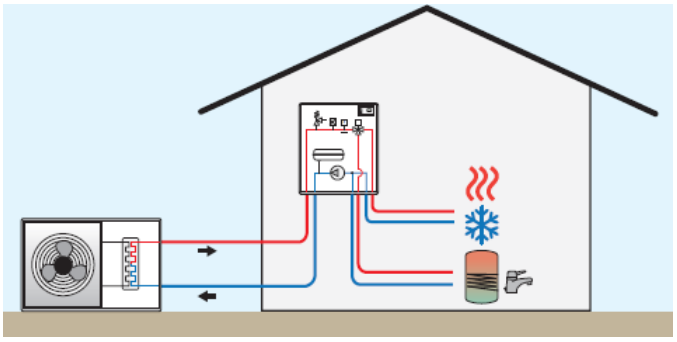


Figura 2.10: Unità hydrosplit[3]

Tali componenti risultano anche maggiormente protetti rispetto a un posizionamento esterno. Il collegamento tra le due unità è realizzato attraverso delle tubazioni idroniche.

2.2.2 Prestazioni delle pompe di calore aria-acqua

Le pompe di calore hanno avuto una notevole diffusione negli ultimi anni. Questo è dovuto a vari fattori quali, ad esempio, la costruzione di abitazioni sempre più performanti e l'adozione di sistemi di emissione che permettono di sfruttare basse temperature di distribuzione compatibili con quelle raggiungibili dalle pompe di calore.
Il fattore più importante è il risparmio energetico che queste macchine garantiscono rispetto a sistemi più tradizionali come le caldaie a gas. In genere, ad un risparmio energetico segue un risparmio economico in quanto, a parità di energia erogata, le macchine più efficienti presentano consumi minori. Tuttavia, se confrontiamo un sistema tradizionale, come una caldaia a gas, rispetto ad una pompa di calore, l'entità del risparmio energetico non è uguale a quella del risparmio economico. Questa differenza risulta essere di cruciale importanta in termini di ottimizzazione di un impianto e verrà analizzata nelle sezioni successive.
Nella sezione precedente è stato anticipato come le prestazioni delle pompe di calore possano variare se dal lato della sorgente fredda si sta sfruttando una fonte di energia a temperatura variabile, come può essere una pdc aria-acqua dove l'aria esterna avrà temperatura variabile con la stagione.

Le pdc aria-acqua sono quindi delle macchine dalle performance variabili e la località in cui vengono installate influisce sulle prestazioni della macchina stessa. Generalmente per valutare le prestazioni di un generatore tradizionale viene confrontata la quantità di energia termica prodotta rispetto all'energia primaria consumata:

$$\eta_{gen} = \frac{E_{Termica}}{E_{Primaria}} \tag{2.2.1}$$

Nel caso delle pompe di calore l'efficienza con la quale viene trasferito il calore è definita dal coefficiente di prestazione COP che confronta il calore ceduto al fluido caldo con l'energia elettrica totale assorbita (comprensiva di compressore e sistemi ausiliari):

$$COP = \frac{Q_c}{W_{compressore} + W_{ausiliari}} \tag{2.2.2}$$

Generalmente durante il funzionamento il valore del coefficiente di prestazione è mediamente pari a 4. Questo significa che, facendo riferimento alla figura 2.11, consumando una quantità di energia elettrica pari a 1 kWh la pompa di calore riesce a cedere 4 kWh (Q caldo) di energia termica all'ambiente, prelevando gli altri 3 kWh (Q aria) gratuitamente dall'ambiente esterno sotto forma di energia rinnovabile[6].

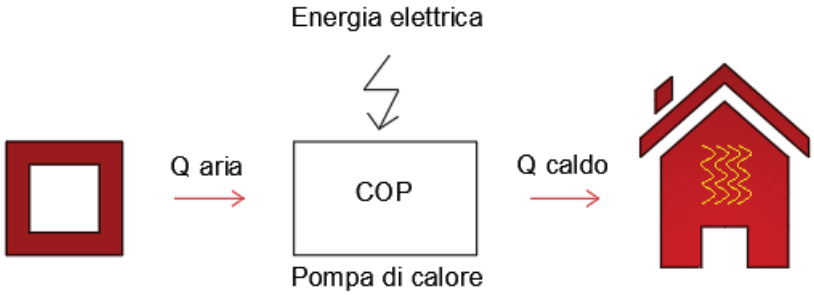


Figura 2.11: Schema del coefficiente istantaneo COP

Tuttavia, tale valore è poco rappresentativo delle effettive condizioni di funzionamento delle PDC durante il loro esercizio in un'intera stagione di riscaldamento.

[6]In queste condizioni l'energia termica ceduta all'ambiente sarà composta dal 25% energia elettrica fornita alla pompa di calore, anch'essa può derivare da fonti rinnovabili come il fotovoltaico; 75% energia prelevata gratuitamente dall'ambiente esterno.

Questo perchè si tratta di un COP istantaneo di funzionamento e per le ragioni viste in precedenza tale valore può variare considerevolmente, soprattutto nelle pompe di calore aria-acqua, in base a:

- Temperatura della sorgente fredda;
- Temperatura di mandata;
- Fattore di carico;
- Cicli di sbrinamento.

Le schede tecniche riportano, infatti, più valori di COP in funzione delle diverse temperature sia dell'aria esterna sia dell'acqua di mandata. Utilizzando il bollettino tecnico della Ygnis [9] e scegliendo a titolo di esempio il modello *"Effipac AHP 60-21"*, si può considerare la seguente tabella:

COP			
Temperatura aria esterna [°C]	Temperatura di mandata [°C]		
	35	45	55
-7	2,52	2,04	1,72
-2	2,96	2,34	2
2	3,65	2,78	2,25
7	4,33	3,24	2,58
12	5,06	3,79	3

Tabella 2.3: Dati integrativi secondo UNI/TS 11300 parte 4 [7].

La tabella 2.3 contiene il valore del coefficiente di prestazione solamente per quelle temperature indicate, per poter costruire un grafico più accurato che mostri l'andamento effettivo del coefficiente ci viene in soccorso la norma UNI/TS 11300-4.
Essa afferma che per ottenere i valori del COP in temperature intermedie di sorgente fredda si può effettuare un'interpolazione lineare del rendimento di secondo principio in funzione della temperatura della sorgente fredda stessa (sezione 9.4.3.3 della normativa).
Il rendimento di secondo principio viene definito come il rapporto tra il COP effettivo e quello massimo teorico:

$$\eta_{II} = \frac{COP}{COP_{max}} \tag{2.2.3}$$

Il COP_{max} per pompe di calore elettriche viene definito nella normativa dalla formula seguente:

$$COP_{max} = \frac{\theta_c + 273,15}{\theta_c - \theta_f} \tag{2.2.4}$$

dove:

- θ_f: è la temperatura della sorgente esterna;
- θ_c: è la temperatura della mandata.

In riferimento quindi alla tabella 2.3, si ottengono i seguenti risultati per quanto riguarda il coefficiente di prestazione massimo teorico ed il rendimento di secondo principio:

COP_{max}			
Temperatura aria esterna [°C]	Temperatura di mandata [°C]		
	35	45	55
-7	7,34	6,12	5,29
-2	8,33	6,77	5,76
2	9,34	7,40	6,19
7	11,01	8,37	6,84
12	13,4	9,64	7,63

Tabella 2.4: Valori del COP massimo teorico

η_{II}			
Temperatura aria esterna [°C]	Temperatura di mandata [°C]		
	35	45	55
-7	0,34	0,33	0,32
-2	0,36	0,35	0,35
2	0,39	0,37	0,36
7	0,39	0,39	0,38
12	0,38	0,39	0,39

Tabella 2.5: Valori del rendimento di secondo principio

A questo punto, seguendo il testo della normativa, si può effettuare l'interpolazione lineare del rendimento di secondo principio in funzione della temperatura della sorgente esterna:

$$\eta_{II,x} = \eta_{II,1} + (\eta_{II,2} - \eta_{II,1}) \cdot \frac{\theta c, x - \theta_{c,1}}{\theta c, 2 - \theta_{c,1}} \tag{2.2.5}$$

Invertendo l'equazione 2.2.3 è possibile ottenere quindi l'espressione per il calcolo del COP alle temperature di sorgente fredda intermedia:

$$COP = \eta_{II} \cdot COP_{max} \tag{2.2.6}$$

Per semplicità di rappresentazione viene riportata la tabella con i risultati ottenuti per la temperatura di mandata pari a 35 °C (in rosso vengono riportati i valori non calcolati ma derivanti dalle tabelle precedenti), i calcoli per le altre temperature di mandata si svolgono analogamente a quelli già effettuati.

Temperatura aria esterna [°C]	η_{II}	COP
-7	0,34	2,52
-6	0,34	2,60
-5	0,34	2,68
-4	0,35	2,77
-3	0,35	2,86
-2	0,36	2,96
-1	0,36	3,12
0	0,37	3,29
1	0,38	3,46
2	0,39	3,65
3	0,39	3,76
4	0,39	3,89
5	0,39	4,02
6	0,39	4,15
7	0,39	4,33
8	0,39	4,45
9	0,39	4,59
10	0,38	4,73
11	0,38	4,89
12	0,38	5,06

Tabella 2.6: Risultati ottenuti per la mandata a 35°C

Svolgendo quindi i calcoli per le altre temperature di mandata è possibile costruire il grafico in figura 2.12 che mostra l'evolversi del coefficiente di prestazione in funzione della temperatura esterna.

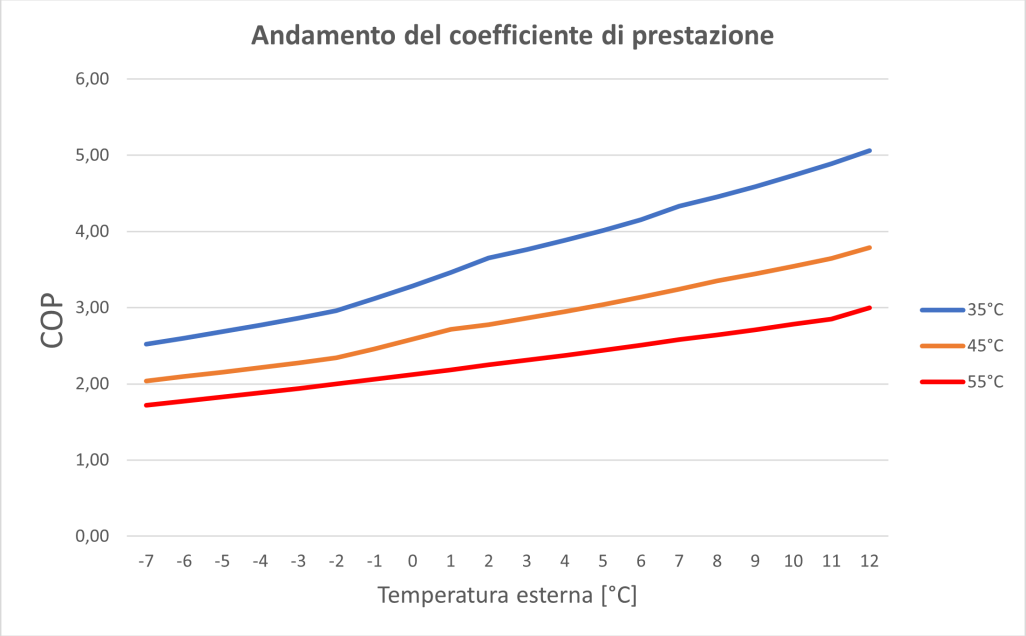


Figura 2.12: Andamento del COP in funzione della temperatura esterna

Si può notare come le prestazioni:

- peggiorano in funzione della temperatura esterna; minore è la temperatura esterna, minore è il COP;
- diminuiscono a seconda della temperatura di mandata; maggiore è la temperatura di mandata minore è il COP.

I dati tecnici utilizzati si riferiscono al funzionamento a pieno carico della pompa di calore, cioè quando la macchina eroga la massima potenza utile: un funzionamento poco rappresentativo delle reali condizioni di lavoro [7]. Durante il normale funzionamento la potenza disponibile della pompa di calore è spesso maggiore della potenza da fornire all'edificio. Le macchine lavorano quindi a carico parziale.

[7]Una delle situazioni in cui la macchina eroga la massima potenza utile può essere ad esempio nelle condizioni di temperature esterne più rigide o durante le fasi di avviamento degli impianti

Il COP_{PX} a carico parziale rappresenta meglio il rendimento reale della macchina e si ottiene moltiplicando il COP a pieno carico per un fattore correttivo (f_{CORR}):

$$COP_{PX} = COP \cdot f_{CORR} \tag{2.2.7}$$

Il fattore correttivo dipende solo dal fattore di carico della macchina (FC) e non dalle condizioni di funzionamento:

$$FC = \frac{Pot.ist.richiesta}{Pot.max.erogabile} \tag{2.2.8}$$

Nel capitolo successivo verranno eseguiti, in sede di ottimizzazione, i calcoli del fattore correttivo del COP ai diversi fattori di carico CR in rispetto della sezione 9.11 della UNI/TS 11300-4.
Il rendimento reale di una pompa di calore, inserita in uno specifico impianto dotato di regolazione, può essere calcolato tramite procedimenti laboriosi od opportuni software di calcolo e riassunto in un coefficiente medio di efficienza che viene chiamato $COP_{MedioEffettivo}$ [3].
A questo punto è possibile definire un rendimento di generazione per le pompe di calore come il prodotto tra il $COP_{MedioEffettivo}$ e il fattore di conversione dell'energia elettrica:

$$\eta_{gen.pdc} = \eta_{el} \cdot COP_{medioeffettivo} \tag{2.2.9}$$

$COP_{medioeff.}$	$\eta_{gen.pdc}$ [%]
1,50	65
1,75	75
2,00	86
2,25	97
2,50	108
2,75	118
3,00	129
3,25	140
3,50	151
3,75	161
4,00	172
4,25	183
4,50	194
4,75	204
5,00	215

Tabella 2.7: Rendimento di generazione pompa di calore [3]

2.2.3 Risparmio energetico ed economico

Il risparmio energetico viene definito come il risparmio di energia da fonti primarie presenti in natura, tra l'utilizzo di un impianto di riscaldamento tradizionale, alimentato da una caldaia a gas, e l'utilizzo di un impianto con pompa di calore aria-acqua. L'entità del risparmio energetico può essere calcolata confrontando i due rendimenti di generazione definiti dalle equazioni 2.2.9 e 2.2.1.
Nelle caldaie a gas il rendimento si ferma sempre al 106% e facendo riferimento alla tabella 2.7, si può vedere come con valori di COP superiori al 2.5 le pompe di calore presentano una resa maggiore in termini energetici.
Per quanto riguarda il risparmio economico il discorso risulta più complicato poichè occorre calcolare il costo sotenuto per produrre l'energia termica utilizzando i due diversi generatori.
Il costo di un $kWh_{termico}$ prodotto con una caldaia a gas è calcolabile attraverso la formula seguente:

$$\text{Costo } kWht_{caldaia} = \frac{\text{Costo } SMC_{gas}}{PCI_{gas} \cdot \eta_{caldaia}} \tag{2.2.10}$$

Dove:

- Costo SMC_{gas}: rappresenta il costo medio standard del gas al metro cubo;
- PCI_{gas}: potere calorifero inferiore del gas.

Analogamente a quanto calcolato per gli impianti serviti da una caldaia a gas, è possibile calcolare il costo del $kWh_{termico}$ prodotto da una pompa di calore tramite la seguente formula:

$$\text{Costo } kWht_{p.d.c.} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{COP} \tag{2.2.11}$$

Dunque il risparmio economico sarà fortemente influenzato dalle tariffe sul gas e sull'energia elettrica che sono presenti nella zona di installazione, inoltre la differenza tra risparmio economico ed energetico fa si che possano crearsi delle situazioni in cui si è in presenza di risparmio energetico ma non conviene in termini economici produrre energia termica con la pompa di calore.
Inoltre la variabilità del coefficiente di prestazione può creare periodi in cui è conveniente utilizzare la pompa di calore e periodi in cui tale convenienza viene annullata dalle scarse prestazioni della macchina stessa.
La ricerca di soluzioni più convenienti è stata quindi spinta verso quei sistemi che sfruttano più di una fonte di energia, i sistemi cosidetti ibridi.

2.2.4 Impianti ibridi

Il termine *ibrido* è usato in diversi campi, per quanto riguarda la climatizzazione degli ambienti sta a indicare l'unione in un unico apparecchio di due (o più) tecnologie con funzioni di generazione di calore [12].
La configurazione di ibrido che si sta maggiormente diffondendo è quella che vede l'unione di una pompa di calore, in genere azionata elettricamente, con una caldaia a condensazione alimentata da combustibili fossili. Caldaia e pompa di calore hanno entrambe punti di forza e punti deboli e la configurazione ibrida vuole unirne i pregi, compensandone i difetti.
Generalmente gli impianti ibridi sopracitati possono dividersi in due categorie:

- **Pompa di calore e caldaia in parallelo:** La PDC è dimensionata per coprire il fabbisogno energetico dell'impianto fino ad una determinata temperatura dell'aria esterna. Per temperature più basse PDC e caldaia lavorano contemporaneamente. È una soluzione che ha lo svantaggio di far lavorare la PDC anche in zone di basso COP: cioè in zone di non convenienza.

- **Pompa di calore e caldaia in alternanza:** La PDC è dimensionata per coprire il fabbisogno energetico dell'impianto fino ad una determinata temperatura dell'aria esterna (detta temperatura di alternanza). Per temperature più basse interviene e resta in funzione solo la caldaia. Il funzionamento in alternativa, rispetto a quello in parallelo, consente alla PDC di lavorare sempre con elevati COP e quindi sempre in condizioni di convenienza.

Nel prossimo capitolo verrà analizzata la questione dell'ottimizzazione di un impianto ibrido pompa di calore e caldaia con funzionamento in parallelo, trovando quindi gli intervalli di funzionamento ottimali dal punto di vista economico dove far funzionare il generatore di energia più conveniente.
Come metodo di ripartizione degli intervalli di calcolo verrà utilizzato l'approccio dei "Bin mensili" come definito nella UNI/TS 11300-4 appendice G.

Capitolo 3

Caso studio

3.1 Presentazione del caso studio

Il caso studio che si presta ad essere analizzato in questa sezione è costituito da un progetto di riqualificazione energetica di un condominio, prevedendo il superamento di almeno due classi energetiche, in modo tale da accedere al meccanismo incentivante denominato "Superbonus 110% ".
L'edificio rientra tra quelli di proprietà pubblica o adibiti ad uso pubblico ai fini dell'articolo 5, comma 15, del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (utilizzo delle fonti rinnovabili di energia) e la sua classificazione rientra nelle abitazioni adibite a residenza con carattere continuativo quali abitazioni civili e rurali.

Figura 3.1: Condominio oggetto del caso studio

Il complesso è composto da 5 unità abitative ed è localizzato nel Comune di Orbassano in provincia di Torino (TO). L'impianto di riscaldamento antecedente all'intervento era costituito da un sistema a radiatori con una caldaia a gas tradizionale BONGIOANNI modello EUROBONGAS 1/7 I da 71,6 kW.

3.1.1 Descrizione interventi

L'obiettivo degli interventi eseguiti era quello di permettere all'edificio di accedere agli incentivi del superbonus, aumentando di due classi il livello energetico del condominio.
La totalità degli interventi eseguiti viene riassunta di seguito:

- Coibentazione [1] delle pareti esterne e della copertura;
- Sostituzione della caldaia esistente con un sistema ibrido (caldaia e pompa di calore);
- Installazione di un impianto fotovoltaico.

Non sono stati previsti degli interventi sui circuiti utente, salvo la sostituzione dell'attuale circolatore con uno di tipo elettronico.
Per salvaguardare la durata dei due generatori del sistema ibrido, è stato inserito uno scambiatore intermedio saldo-brasato che dà origine quindi a due circuiti, uno primario ed uno secondario.
In questo modo l'acqua tecnica che transita nel circuito primario, quindi attraverso i due generatori, non risentirà di eventuali problemi legati alla vetustità delle tubazioni dei circuiti di utenza (residui di calcare, morchie, microparticelle ferrose ecc.).

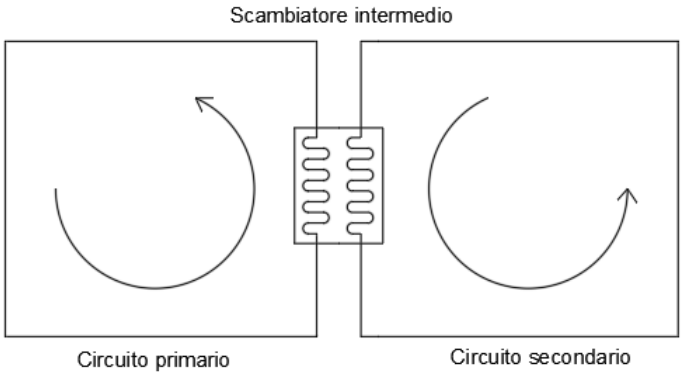


Figura 3.2: Definizione dei circuiti

Per quanto riguarda il circuito secondario è stato comunque previsto un intervento di lavaggio dell'impianto, con la deposizione di un "film" protettivo sulle tubazioni e un trattamento chimico dell'acqua tecnica, oltre all'installazione di un defangatore magnetico e di filtri obliqui.

[1] La coibentazione è una tecnica per isolare un sistema avente differenti condizioni termoacustiche da un altro, in modo che i due sistemi non scambino calore o suono tra di loro, si parla perciò di isolamento termico, isolamento acustico o termoacustico.

Tutti i circolatori (sia del circuito primario, che del circuito secondario), saranno di tipo elettronico; in questo modo si potrà ottenere un'ulteriore efficienza dell'impianto, in quanto i circolatori sono in grado di adeguare portata e prevalenza al variare delle condizioni di richiesta di energia termica.

3.1.2 Descrizione nuovo impianto

Il sistema ibrido costituito da pompa di calore e caldaia a condensazione viene rappresentato nello schema semplificato rappresentato nella figura 3.3. In riferimento alla bollatura presente nella figura si costruisce la tabella 3.1 con i componenti principali.

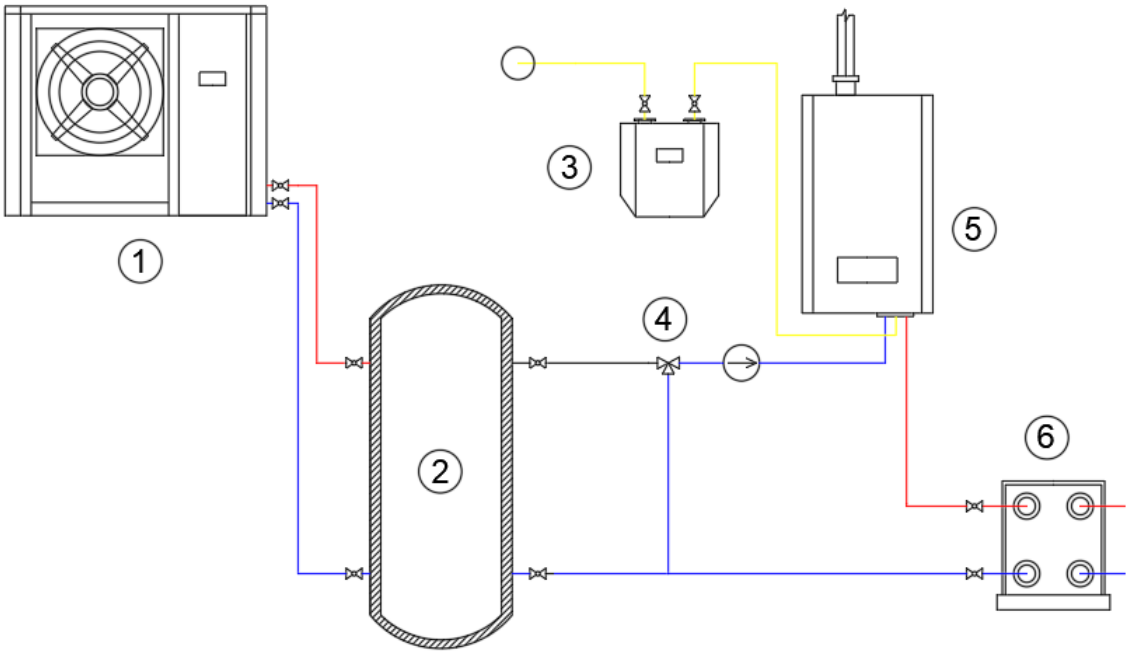


Figura 3.3: Schema semplificato del nuovo impianto ibrido

Numerazione	Componente
1	Pompa di calore monoblocco da esterno, YGNIS AHP 60-26
2	Serbatoio di accumulo inerziale
3	Contatore del gas
4	Valvola a tre vie
5	Generatore di calore a condensazione, YGNIS VARFREE 60
6	Scambiatore di calore saldobrasato, ALFA LAVAL CB60-30M

Tabella 3.1: componenti princpali

L'impianto precedente era dotato di un generatore di calore a condensazione di potenza pari a 71,6 kW, mentre il nuovo sistema ibrido si compone di due generatori distinti:

- **YGNIS AHP 60-26:** pompa di calore monoblocco da esterno con potenza pari a 26 kW;
- **YGNIS VARFREE 60:** caldaia a condensazione alimentata a metano con potenza pari a 58 kW.

La riduzione della potenza massima del sistema di generazione del calore è stata possibile grazie alla serie di interventi che hanno opportunamente ridotto le dispersioni termiche dell'involucro, mediante isolamento delle superfici opache.
Nell'appendice A viene mostrato come una pompa di calore può essere utilizzata anche per il raffrescamento degli ambienti, in questo caso però viene sfruttata solamente come integrazione per il riscaldamento invernale. La produzione di ACS è affidata ad un impianto autonomo che non rientra negli interventi effettuati.
Il sistema di generazione di calore è costituito da una caldaia a condensazione che agisce, contestualmente con una pompa di calore monoblocco aria-acqua, su un volume di acqua tecnica di 500 litri.
La pompa di calore agisce sul serbatoio di accumulo inerziale del sistema e grazie alla valvola a tre vie montata sul ritorno della caldaia può lavorare contemporaneamente o in sostituzione della caldaia stessa. La centralina di regolazione, tramite la valvola a tre vie, può escludere il serbatoio inerziale (mentre viene eventualmente riscaldato dalla pompa di calore) e consentire il funzionamento della sola caldaia a condensazione.
Si potranno avere quindi tre modalità distinte di funzionamento in funzione della regolazione elettronica, e della posizione della valvola a tre vie:

- Funzionamento della sola caldaia a condensazione;
- Funzionamento della sola pompa di calore;
- Funzionamento contemporaneo con pre-riscaldo dell'acqua da parte della pompa di calore.

L'obiettivo è quello di sfruttare la pompa di calore come generatore principale e di utilizzare la caldaia quando è necessario, ovvero nelle fasi climatiche più rigide dove i COP della pompa di calore risultano troppo bassi.
Dunque per essere utilizzato al meglio occorre utilizzare in misura minore il combustibile fossile, ottenendo quindi un risparmio energetico, ma mantenendo anche un vantaggio di tipo economico.

3.2 Problema dell'ottimizzazione

Alla luce di quanto è stato detto nella sezione precedente, risulta evidente la presenza di un problema legato all'ottimizzazione dell'impianto.
Sostanzialmente occorre trovare gli intervalli di funzionamento dei due generatori (in termini di temperature) che permettano di ottenere delle prestazioni del sistema convenienti in termini economici ed energetici.
Per capire al meglio che cosa si intende con il termine "intervalli" di temperature occorre in primo luogo analizzare quelle che sono le temperature limite di funzionamento definite dalla UNI/TS 11300-4 sezione 9.7.2.
A questo proposito ci viene in aiuto un grafico molto importante, che prende il nome di **firma energetica**:

- La firma energetica è uno strumento grafico che mostra i consumi del generatore di un edificio in base alla variazione del clima esterno. Un esempio di firma energetica viene rappresentato nella figura 3.4.

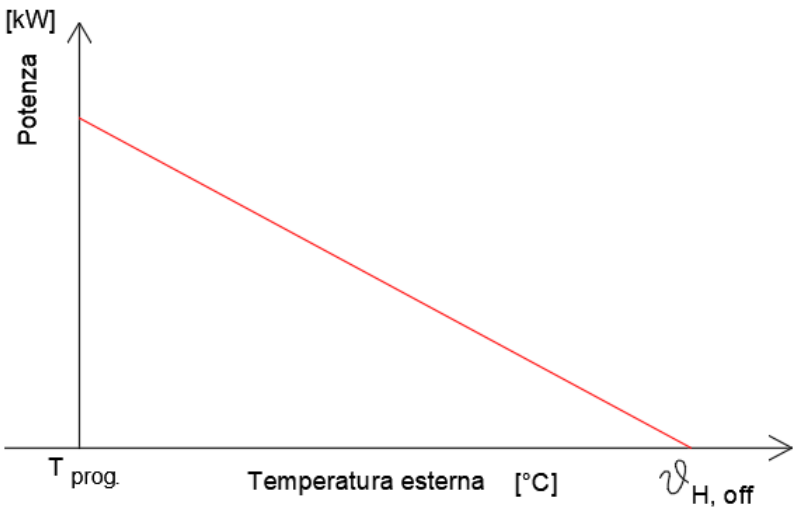


Figura 3.4: Esempio qualitativo di una firma energetica

Dal grafico della firma energetica è possibile notare la presenza di due temperature:

- $T_{progetto}$**:** temperatura di progetto del clima di riferimento A (Average) in [°C];
- $\theta_{H,off}$**:** nel caso di riscaldamento ambienti questa temperatura viene definita temperatura di bilanciamento o di annullamento del carico.

Utilizzando i cataloghi forniti dai costruttori è possibile ricavare l'andamento della potenza erogata dalla pompa di calore aria-acqua in funzione della temperatura esterna. In questo modo si può rappresentare la curva caratteristica della macchina sullo stesso grafico della firma energetica, ottenendo il risultato mostrato in figura 3.5.

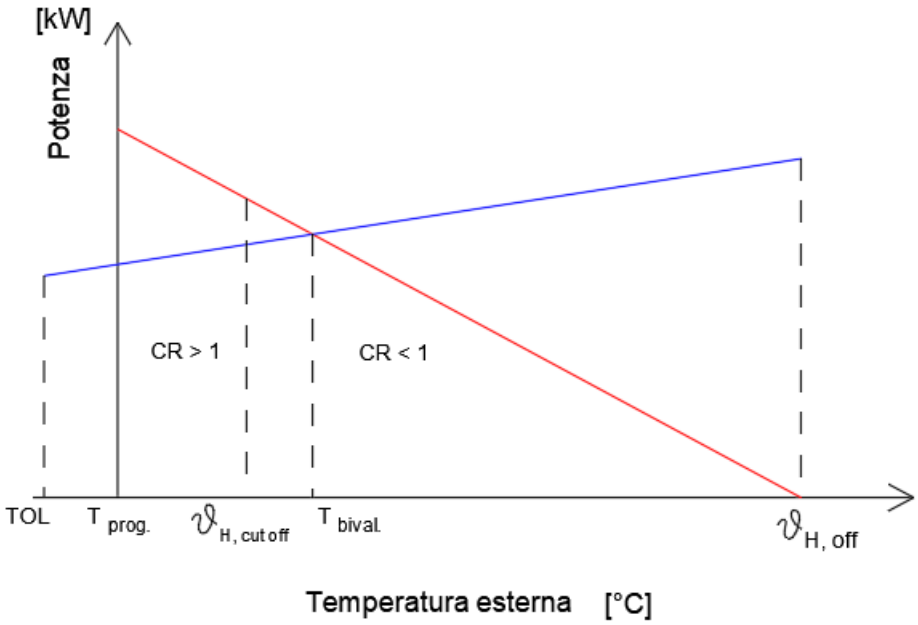


Figura 3.5: Rappresentazione qualitativa della curva caratteristica

Osservando il grafico si può notare la presenza di alcune temperature molto importanti:

- **TOL:** è la temperatura limite di funzionamento (sorgente fredda), è un dato impostato dal fabbricante e non modificabile ed indica il limite di temperatura per il blocco della pompa di calore per temperatura minima della sorgente fredda (Norma UNI/TS 11300-4, sezione 9.7.2);
- $T_{bivalenza}$**:** la temperatura bivalente è la temperatura della sorgente fredda alla quale la pompa di calore funziona con fattore di carico CR=1, ovvero fornisce la massima potenza termica raggiungibile;
- $\theta_{H,cut-off}$**:** è un dato progettuale in base al quale, ai fini di ottimizzazione energetica, in fase di progetto si può decidere di disattivare la pompa di calore al di sotto di una determinata temperatura di sorgente fredda.

Nel caso studio l'impianto ibrido è stato progettato per funzionare in parallelo, ovvero la pompa di calore è in grado di fornire l'intera quota di potenza fino alla temperatura di bivalenza ed una volta raggiunta viene attivato il secondo generatore in modo tale da fornire la quota residua di potenza termica.

Per quanto visto nel secondo capitolo, il risparmio economico è fortemente dipendente dal COP di funzionamento della pompa di calore, che a sua volta è influenzato direttamente dalla temperatura della sorgente esterna.
Il problema dell'ottimizzazione si riduce quindi al calcolo della temperatura $\theta_{H,cut-off}$ ottimale alla quale la pompa di calore smette di funzionare poichè ha raggiunto il valore di COP minimo, al di sotto del quale risulta quindi conveniente in termini economici l'utilizzo della caldaia a condensazione.
Una volta definite tutte queste temperature si ottengono gli intervalli di funzionamento ottimale dei due generatori e si possono eventualmente calcolare l'entità delle spese necessarie al funzionamento dell'impianto.
Per quest'ultimo calcolo è necessario conoscere il fabbisogno di energia richiesto ai generatori e nel caso della pompa di calore questo calcolo risulta molto complicato in quanto dipendente dai seguenti fattori:

- Intervallo di calcolo;
- Temperatura della sorgente fredda nell'intervallo di calcolo;
- Temperatura pozzo caldo nell'intervallo di calcolo;
- Fattore di carico della pompa di calore;
- Ausiliari elettrici.

3.2.1 Intervallo di calcolo

La definizione dell'intervallo di calcolo è il passaggio fondamentale per l'impostazione corretta del problema. Generalmente nelle specifiche tecniche si assume come intervallo di calcolo il mese. Tuttavia in questo caso un'unica coppia di temperature medie (fredda e calda) riferite all'intervallo di calcolo non è adeguata per effettuare una valutazione corretta.
La UNI/TS 11300-4 nel prospetto 29 indica che, per pompe di calore che utilizzano aria esterna come sorgente fredda, il periodo di calcolo deve essere suddiviso in intervalli definiti "bin":

- **bin**: intervalli elementari di durata variabile che raggruppano segmenti temporali non consecutivi ma caratterizzati dagli stessi valori di una o più variabili caratteristiche. I bin costruiti in base ad intervalli di temperatura esterna sono l'esempio più tipico.

Ogni mese sarà dunque suddiviso in intervalli di temperatura chiamati bin ed ogni intervallo sarà caratterizzato da una durata in ore.

Ciascun bin è definito da un intervallo di temperatura $\Delta\theta_{bin}$ pari a 1 °K ed è centrato sui valori interi di temperatura:

$$\theta_{bin,low} = \theta_{bin} - \frac{\Delta\theta_{bin}}{2} \tag{3.2.1}$$

$$\theta_{bin,up} = \theta_{bin} + \frac{\Delta\theta_{bin}}{2} \tag{3.2.2}$$

Dove il termine θ_{bin} rappresenta la temperatura media del bin considerato. Per ogni bin viene quindi definito il termine $t_{bin,mese}$ che rappresenta il numero di ore con temperatura compresa nell'intervallo di definizione del bin nel mese considerato.
Per esempio prendendo in considerazione il valore:

$$t_{3,2} = 5 \text{ h}$$

si può dire che nel mese di febbraio la temperatura dell'aria esterna è compresa per 5 ore tra 2,5 e 3,5 °C.
Il calcolo dei bin mensili per aria esterna viene effettuato secondo l'appendice G della UNI/TS 11300-4 e richiede l'acquisizione di alcuni dati climatici preliminari.

3.2.2 Raccolta dei dati preliminari

Dalla divisione mensile in bin si ottiene quindi una distribuzione di intervalli di temperature centrati nel valor medio del mese considerato.
Questo valore ed il valore dello scarto quadratico medio della distribuzione dipenderanno quindi dalla zona climatica che sto considerando. Il condominio in questione è situato alle coordinate presenti nella tabella seguente:

Zona	Latitudine	Longitudine
Via Trieste 19	45°0'15,6"	7°32'25,8"

Tabella 3.2: Coordinate della zona climatica

Tali coordinate ricadono nella zona climatica di Torino ed in base all'allegato nazionale A della UNI EN 12831 [13] si estrapolano i seguenti dati:

Zona climatica	Gradi Giorno	$T_{progetto}$ [°C]	$T_{media-annuale}$ [°C]
Torino	2617	-8	12,4

Tabella 3.3: Dati climatici di progetto

Una volta definita la zona climatica si può utilizzare il prospetto G4 della UNI/TS 11300-4 per ricavare la temperatura media mensile e l'escursione termica associata. Questi dati vengono riportati nella tabella 3.4.

Mese	θ_{media} [°C]	$\Delta\theta$ [°C]
Gennaio	0,4	5,6
Febbraio	3,2	6,8
Marzo	8,2	7,7
Aprile	12,7	8,3
Maggio	16,7	8,8
Giugno	21,1	9,2
Luglio	23,3	9,4
Agosto	22,6	8,9
Settembre	18,8	8,3
Ottobre	12,6	6,9
Novembre	6,8	5,5
Dicembre	2,0	5,1

Tabella 3.4: Valori mensili della temperatura media ed escursione termica

A questo punto sono note tutte le grandezze preliminari necessarie alla costruzione della distribuzione normale della temperatura nei vari mesi.
Ovviamente il calcolo verrà eseguito per i mesi in cui è previsto il riscaldamento invernale. Per la città di Torino questo periodo va dalla metà del mese di ottobre fino alla metà del mese di Aprile.

3.3 Calcolo dei bin mensili di temperatura

Per semplicità di rappresentazione verranno riportati nel dettaglio i calcoli ed i risultati ottenuti per il mese di Gennaio, essendo il mese più freddo e quindi più caratteristico per il riscaldamento invernale.
I calcoli effettuati per i restanti mesi vengono svolti nello stesso modo che verrà illustrato più avanti.
Il primo passo da effettuare per la divisione in bin, e quindi per la costruzione della distribuzione normale, è definire il valore dello scarto quadratico medio mensile in quanto il valore medio della distribuzione è assunto pari al valore medio di temperatura presente nella tabella 3.4. Si fa riferimento alla seguente formula:

$$\sigma_{mese} = 1,8 + H_{mese} \cdot 0,16 + \Delta\sigma_{mese} \quad [°C] \tag{3.3.1}$$

I termini dell'equazione 3.3.1 rappresentano:

- σ_{mese}: scarto quadratico medio mensile;
- H_{mese}: somma dell'irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale diffusa H_{dh} e diretta H_{bh};
- $\Delta\sigma_{mese}$: correzione dello scarto quadratico medio.

3.3.1 Valutazione dell'irradianza

Per il calcolo dell'irradianza mensile diffusa e diretta incidente sul piano è stato utilizzato il software ENEA [8]. I dati di input necessari per il calcolo sono le coordinate del condominio, l'angolo di inclinazione del tetto e l'angolo di azimut solare.
Le coordinate sono riportate nella tabella 3.2, mentre per il calcolo dell'azimut solare è stato utilizzato Google earth.

Figura 3.6: Vista del condominio ottenuta tramite google earth

I risultati ottenuti vengono riportati nella tabella seguente:

Mese	Irradianza $[MJ/m^2]$
Gennaio	7,57
Febbraio	9,98
Marzo	14,79
Aprile	17,46
Ottobre	11,25
Novembre	7,21
Dicembre	6,42

Tabella 3.5: Irradiazione globale per i mesi relativi alla stagione di riscaldamento

3.3.2 Calcolo dello scarto quadratico medio

Prima di poter utilizzare l'equazione 3.3.1 per il calcolo dello scarto quadratico medio, occorre calcolare il termine di correzione $\Delta\sigma_{mese}$:

$$\Delta\sigma_{mese} = \Delta\sigma_{max} \cdot k_{corr,\sigma,mese} \tag{3.3.2}$$

Il valore del fattore correttivo $k_{corr,\sigma,mese}$ viene riportato nella tabella seguente:

Mese	$k_{corr,\sigma,mese}$
Dicembre	0,5
Gennaio	1,0
Febbraio	0,5
Altri mesi	0,0

Tabella 3.6: Fattori correttivi dello scarto quadratico medio (Prospetto G1) [7]

Mentre il valore di $\Delta\sigma_{max}$ deve essere calcolato tramite la formula seguente:

$$\Delta\sigma_{max} = -0,502 - 0,1582 \cdot (\theta_{m,01} - \theta_{prog}) + 0,0637 \cdot (\theta_{m,01} - \theta_{prog})^2 - H_{m,01} \cdot 0,16 \tag{3.3.3}$$

I valori $\theta_{m,01}$ e $H_{m,01}$ sono quelli relativi al mese di gennaio, assunto come mese più freddo dell'anno.
A questo punto si hanno tutti i dati necessari per poter applicare l'equazione 3.3.1, ottenendo i seguenti risultati:

Mese	σ_{mese} [°C]
Gennaio	4,47
Febbraio	4,12
Marzo	4,17
Aprile	4,59
Ottobre	3,60
Novembre	2,95
Dicembre	3,56

Tabella 3.7: Scarto quadratico medio

3.3.3 Durata teorica ed effettiva di ogni bin

L'ultimo passo da effettuare per completare la divisione è calcolare il fattore di densità della distribuzione $k_{bin,mese}$:

$$k_{bin,mese} = \frac{1}{\sigma_{mese} \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-(\frac{1}{2} \cdot \frac{(\theta_{bin} - \theta_{mese})}{\theta_{mese}})} \cdot \Delta\theta_{bin} \tag{3.3.4}$$

per poi passare alla durata teorica di ciascun bin:

$$t_{bin,mese,th} = k_{bin,mese} \cdot t_{mese} \tag{3.3.5}$$

dove il termine t_{mese} rappresenta la durata totale effettiva in ore del mese che si sta considerando.
Nella tabella riportata di seguito sono riassunti i risultati ottenuti per il mese di Gennaio (durata effettiva $t_{mese} = 744$ h):

Bin teorici Gennaio			
θ_{bin} [°C]	$\Delta\theta_{bin}$ [°C]	k_{bin}	$t_{bin,th}$ [h]
-9	1	0,010	7,26
-8	1	0,015	11,34
-7	1	0,023	16,85
-6	1	0,032	23,81
-5	1	0,043	32,00
-4	1	0,055	40,91
-3	1	0,067	49,74
-2	1	0,077	57,52
-1	1	0,085	63,26
0	1	0,089	66,18
1	1	0,088	65,85
2	1	0,084	62,32
3	1	0,075	56,09
4	1	0,065	48,02
5	1	0,053	39,10
6	1	0,041	30,28
7	1	0,030	22,31
8	1	0,021	15,63
9	1	0,014	10,41

Tabella 3.8: Durate teoriche dei bin di Gennaio

Poiché la distribuzione normale teorica si estende all'infinito, ai fini pratici essa viene troncata azzerando le durate dei bin inferiori al 1,5 % della durata del mese e si ridistribuiscono le ore rimaste sulla durata del mese con la seguente procedura:

- Si calcola la $t_{min,mese}$:

$$t_{min,mese} = t_{mese} \cdot 0,015 = 11,16 \tag{3.3.6}$$

- Si azzerano tutti i $t_{bin,mese,th}$ che risultano minori di $t_{min,mese}$;
- Si calcolano i valori definitivi di $t_{bin,mese}$ con la relazione:

$$t_{bin,mese} = t_{mese} \cdot \frac{t_{bin,mese,th}}{\sum t_{bin,mese,th}} \tag{3.3.7}$$

Utilizzando questa procedura restano esclusi i bin relativi alle temperature di -9 e 9 gradi centigradi, eliminandoli dalla distribuzione si ottengono quindi i valori definitivi:

Bin Gennaio	
θ_{bin} [°C]	t_{bin} [h]
-8	12,0
-7	17,9
-6	25,3
-5	34,0
-4	43,4
-3	52,8
-2	61,0
-1	67,1
0	70,2
1	69,9
2	66,1
3	59,5
4	51,0
5	41,5
6	32,1
7	23,7
8	16,6

Tabella 3.9: Durate effettive dei bin di Gennaio

I calcoli relativi agli altri mesi si svolgono nello stesso modo, prestando attenzione all'effettiva durata del mese t_{mese} che sto considerando.
Di seguito viene riportato un grafico che mostra il confronto tra i bin mensili del mese di Gennaio e quelli relativi al mese di Marzo, considerando sempre la stessa zona climatica.

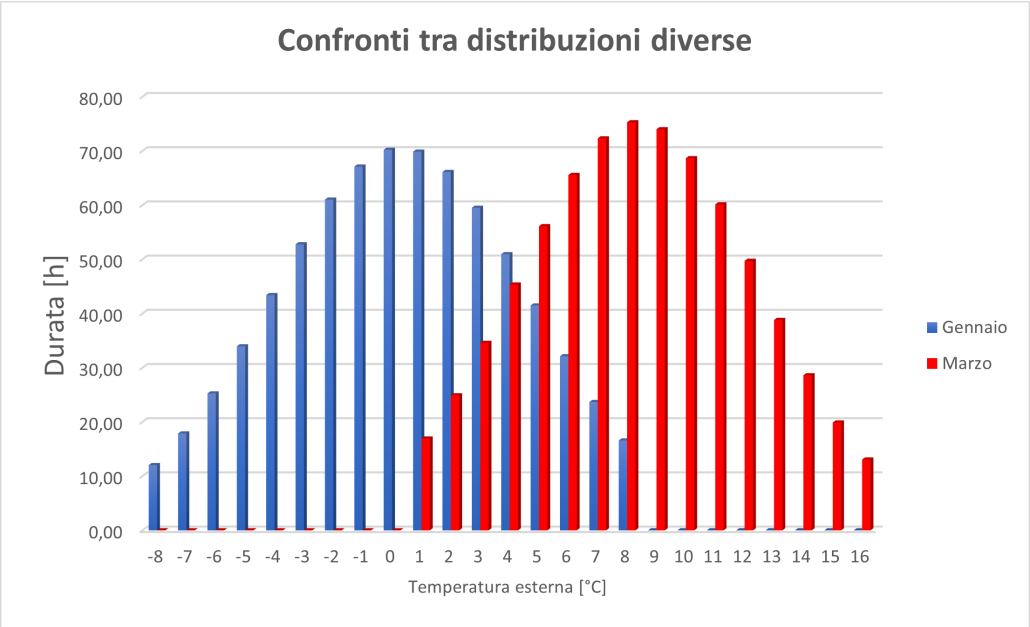


Figura 3.7: Confronto tra differenti distribuzioni di temperatura

Osservando la figura 3.7 si può notare come Gennaio risulti essere il mese più freddo in quanto la sua distribuzione è centrata su di un valore nettamente inferiore rispetto alla media di Marzo. Questo significa che ci saranno intervalli temporali molto lunghi in cui ci si ritroverà con temperature al di sotto dello zero.

3.4 Temperatura di bivalenza

Il passo successivo verso l'ottimizzazione del sistema è di trovare la temperatura di bivalenza dell'impianto.
Nelle sezioni precedenti è stato anticipato che la temperatura di bivalenza, che rappresenta la temperatura alla quale la pompa di calore lavora con fattore di carico unitario, può essere trovata leggendo sull'asse delle ascisse il valore dell'intersezione tra la firma energetica dell'edificio e l'andamento della potenza della pompa di calore.
La firma energetica dell'edificio è stata realizzata in fase di progetto tramite l'inserimento di alcuni dati di input all'interno del software Edilclima ed il risultato viene mostrato nella figura 3.8.

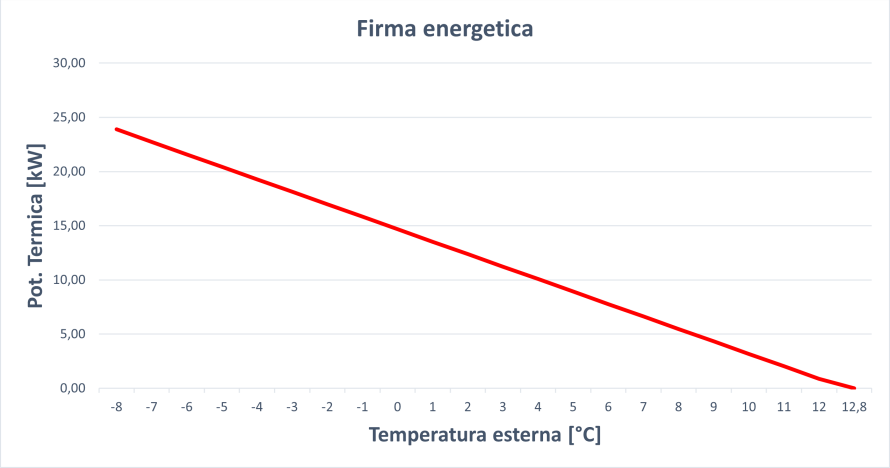


Figura 3.8: Firma energetica dell'edificio

L'andamento della potenza termica della pompa di calore deve essere calcolato partendo dai dati riportati nella scheda tecnica del modello selezionato.
L'analisi verrà condotta ed esplicata per una temperatura di mandata pari a 35 °C e verranno poi effettuati dei confronti con i risultati ottenuti con una temperatura di 55 °C. La scheda tecnica [9] riporta per la macchina Effipac AHP 60-26 i seguenti dati prestazionali:

Effipac AHP 60-26					
	Temperatura aria esterna [°C]				
	-7	-2	2	7	12
Pot. Termica [kW]	17,3	19,8	24,1	26	25,3
Pot. Assorbita [kW]	7,09	6,74	6,91	6,44	5,38
COP	2,44	2,85	3,49	4,04	4,70
$COP_{max,th}$	7,34	8,33	9,34	11,01	13,40
η_{II}	0,33	0,34	0,37	0,37	0,35

Tabella 3.10: Dati prestazionali pompa di calore

A questo punto si riprende la procedura utilizzata nel secondo capitolo per calcolare l'andamento del COP in funzione della temperatura esterna:

- Calcolo del $COP_{max,th}$ alle varie temperature;
- Interpolazione lineare del rendimento di secondo principio e calcolo del COP tramite la 2.2.6;
- Interpolazione lineare della potenza termica in funzione del COP ottenuto.

Una volta noto l'andamento della potenza termica della pompa di calore, si passa alla rappresentazione nel grafico della firma energetica ottenendo il risultato mostrato nella figura 3.9.

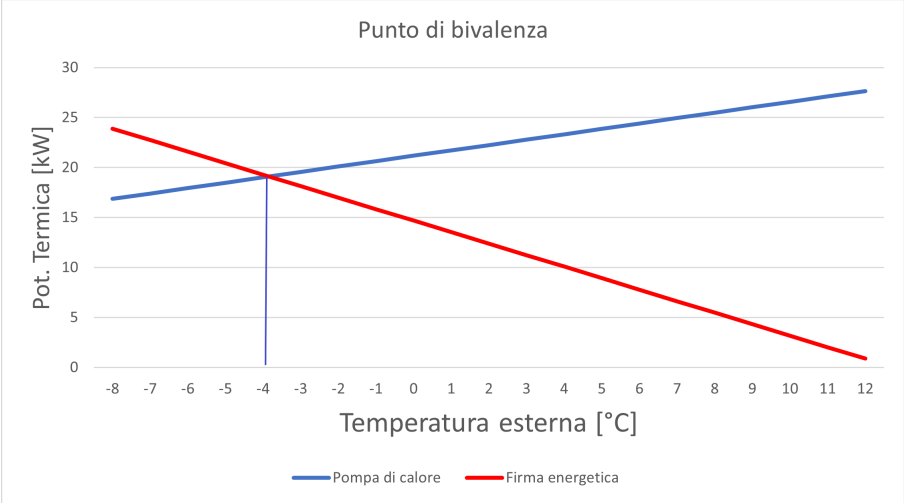


Figura 3.9: Temperatura di bivalenza

L'intersezione delle due curve avviene alla temperatura di -4 °C e tale valore sarà quindi discriminante tra il funzionamento a pieno carico e quello a carico parziale della pompa di calore.
Nel secondo capitolo è stato detto che il valore del COP viene influenzato dal fattore di carico al quale lavora la pompa di calore. Per questo motivo la divisione del range di funzionamento in zona a pieno carico e zona a carico parziale è molto importante in sede di ottimizzazione economica, poichè permette di evitare di effettuare valutazioni errate.

3.5 Coeff. di prestazione ai carichi parziali (COP_{PL})

Quando il fattore di carico della macchina scende al di sotto del valore unitario ci si ritrova nella situazione in cui il carico applicato è minore della potenza massima che la pompa di calore è in grado di fornire.
Si ha quindi una variazione di COP ed è richiesto un fattore correttivo per determinare correttamente le prestazioni della macchina in ogni bin di temperatura.
Il fattore di correzione dipenderà dal tipo di regolazione della macchina:

- **Regolazione modulante:** il compressore è dotato di un dispositivo per variare il numero di giri, in modo tale da ridurre le perdite per le correnti di spunto. In questo caso si hanno fattori di correzione superiori ad uno;
- **Regolazione di tipo on-off:** la potenza viene modulata attraverso cicli di accensione e spegnimento del compressore.

3.5.1 COP_{PL} con regolazione modulante

Questo tipo di regolazione permette di variare i giri del compressore, quindi non sarà possibile effettuarla su tutte le tipologie di macchine ma solo con i modelli dotati di compressori a numero di giri variabili.
I calcoli sono stati svolti in rispetto della sezione 9.11.1 della UNI/TS 11300-4 partendo dai seguenti dati:

- Temperatura di progetto del clima, condizioni indicate con P. In questo caso la temperatura di progetto è di -8 °C;
- Fattore di carico climatico PLR in quattro punti considerati: A,B,C,D;
- COP nelle condizioni di parzializzazione A,B,C,D.

Il fattore PLR definito come "part load ratio" è il fattore di carico climatico che secondo la UNI EN 14825 è calcolato tramite la formula seguente:

$$PLR = \frac{(\theta_{est} - 16)}{(\theta_{prog} - 16)} \tag{3.5.1}$$

Alla temperatura di bivalenza il fattore di carico CR risulta pari ad 1 e si può quindi determinare la potenza termica alla temperatura di progetto nel modo seguente:

$$P_{design} = \frac{DC_{bival}}{PLR_{bival}} \tag{3.5.2}$$

Il termine DC (declared capacity) indica la potenza a pieno carico alla temperatura considerata. Una volta nota la P_{design} si possono calcolare i fattori di carico CR nelle quattro condizioni A,B,C,D:

$$CR_j = \frac{PLR_j \cdot P_{design}}{DC_j} \tag{3.5.3}$$

Dove l'indice j si riferisce alle differenti condizioni.
Successivamente si calcola il fattore correttivo nelle suddette quattro condizioni:

$$f_j = \frac{COP_{PL}}{COP} \tag{3.5.4}$$

Le coppie di punti CR_j, f_j definiscono l'andamento del fattore correttivo in funzione del fattore di carico, i dati intermedi alle condizioni A,B,C,D si ottengono tramite interpolazione lineare.
A scopo didattico sono stati effettuati i calcoli del COP_{PL} con tutti e due i metodi di regolazione. In questo caso sfruttando il catalogo [9] ed applicando le formule viste precedentemente, è stato possibile costruire la tabella riportata nella pagina successiva.

Caratterizzazione ai carichi parziali (Modulante)					
	Condizioni di riferimento				
	P	A	B	C	D
T di rif. [°C]	-8	-4	2	7	12
PLR	1	0,83	0,58	0,38	0,17
Potenza DC [kW]		18,45	24,1	26	25,3
COP		2,69	3,49	4,04	4,7
COP_{PL}		2,69	3,9	4,8	6,00
CR	>1	1	0,54	0,32	0,15
f	1	1	1,12	1,19	1,28

Tabella 3.11: Fattori di correzione del COP

Per il calcolo delle coppie di valori CR_j, f_j relativi a temperature intermedie a quelle riportate dai casi A,B,C,D, è stata effettuata un'interpolazione lineare come specificato nella sezione 9.11.2 della normativa.
A questo punto è possibile costruire il grafico che mostra l'andamento del fattore di correzione in funzione del fattore di carico della macchina:

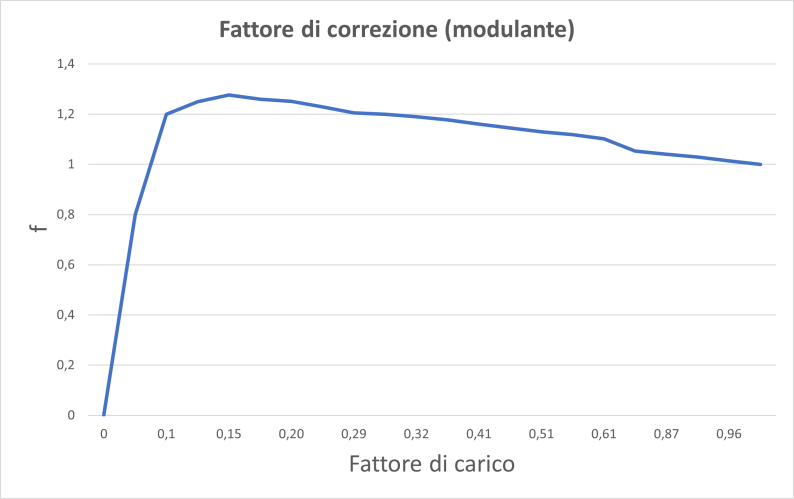


Figura 3.10: Andamento del fattore di correzione

L'andamento ottenuto risulta compatibile con quanto riportato nel catalogo [3] per le pompe di calore modulanti. In queste condizioni si riduce la potenza termica emessa ma ancor di più l'assorbimento elettrico, per questo motivo aumenta il COP.

3.5.2 COP_{PL} con regolazione on-off

La regolazione di tipo on-off permette la modulazione della potenza attraverso cicli di spegnimento ed accensione del compressore. In queste condizioni si degradano le prestazioni della macchina e per questo i fattori di correzione sono tutti inferiori all'unità.
Per pompe di calore a potenza fissa con funzionamento on-off si utilizzano le equazioni della UNI EN 14825 con i relativi valori dei dati in ingresso ottenuti dai cataloghi e misurati in conformità con la norma stessa.
Considerando sempre le condizioni A,B,C,D, il COP_{PL} viene calcolato tramite la formula seguente:

$$COP_{PL,j} = \frac{COP_{DC,j} \cdot CR_j}{((1 - C_c) + CR_j \cdot C_c)} \tag{3.5.5}$$

Dove:

- $COP_{PL,j}$ rappresenta il valore del COP in condizioni di carico parziale nella situazione j;
- C_c è un fattore di correzione che può essere assunto pari a 0,9;
- COP_{DC} è il coefficiente di prestazione a pieno carico dichiarato nel catalogo.

La tabella seguente riassume i risultati ottenuti in termini di fattore di correzione per le condizioni A,B,C,D.

Caratterizzazione ai carichi parziali (on-off)				
	Condizioni di riferimento			
	A	B	C	D
T di rif. [°C]	-4	2	7	12
COP	2,69	3,49	4,04	4,7
COP_{PL}	2,69	3,21	3,33	2,97
CR	1	0,54	0,32	0,15
f	1	0,92	0,82	0,63

Tabella 3.12: Fattori di correzione del COP

Nella pagina successiva si riportano i risultati ottenuti dall'interpolazione lineare per calcolare i valori alle temperature comprese tra quelle evidenziate nella tabella 3.12.
Le temperature riportate sono quelle relative ai bin di Gennaio riportati nella tabella 3.9.

θ_{bin} [°C]	COP_{DC}	CR	COP_{PL}	f
-8	2,38	/	/	/
-7	2,44	/	/	/
-6	2,50	/	/	/
-5	2,54	/	/	/
-4	2,69	1	/	1
-3	2,76	0,96	2,75	0,99
-2	2,85	0,91	2,82	0,99
-1	2,91	0,87	2,87	0,98
0	2,99	0,82	2,93	0,97
1	3,35	0,61	3,15	0,94
2	3,49	0,54	3,21	0,92
3	3,56	0,51	3,25	0,91
4	3,68	0,46	3,29	0,89
5	3,80	0,41	3,33	0,87
6	3,93	0,36	3,34	0,85
7	4,04	0,32	3,45	0,82
8	4,11	0,30	3,5	0,80

Tabella 3.13: Risultati dell'interpolazione lineare

Dai dati rappresentati in tabella 3.13 è possibile costruire l'andamento del fattore di correzione in funzione del fattore di carico, esattamente come è stato fatto per la regolazione modulante. Anche in questo caso il risultato ottenuto risulta coerente con quanto riportato negli articoli della Caleffi [3].

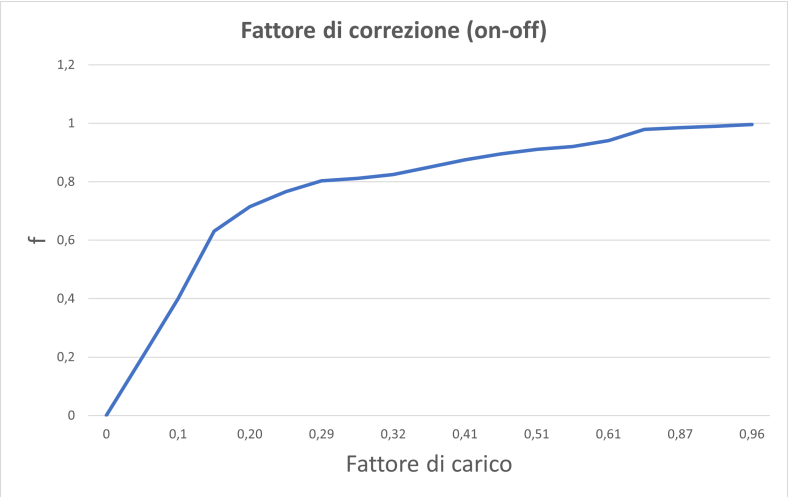


Figura 3.11: Andamento del fattore di correzione

3.6 Temperatura di cut-off ottimale

Nel caso di sistemi che comprendono produzione di energia termica utile da energie rinnovabili e da altri sottosistemi di generazione (come in questo caso), la ripartizione del carico tra i generatori deve essere effettuata secondo un ordine di priorità, definito nel progetto, in modo di ottimizzare il fabbisogno di energia primaria, tenendo conto dei vettori energetici, dei rendimenti e delle caratteristiche dei singoli generatori.
All'inizio di questo capitolo è stata definita la priorità d'intervento dei generatori, designando la pompa di calore come sistema di generazione principale da sfruttare.
Secondo la UNI/TS 11300-4 l'intervento del generatore con priorità successiva a quello considerato può essere determinato da:

- Fattore di carico CR del generatore principale maggiore dell'unità. In questa situazione il generatore successivo può funzionare:
  - Contemporaneamente al generatore principale fino ad una determinata temperatura;
  - Alternativamente ad esso.
- Temperatura controllante θ_c minore di una data temperatura $\theta_{cut-off}$.

Nel caso delle pompe di calore la temperatura limite $\theta_{cut-off}$ può essere la temperatura della sorgente fredda alla quale risulta conveniente produrre energia sfruttando il secondo generatore.
Oltre alle già citate temperature "chiave" di una pompa di calore, alcuni fabbricanti hanno così inserito un terzo punto nella regolazione, detto punto di trivalenza:

- La temperatura di trivalenza è definibile come la temperatura alla quale è economicamente indifferente riscaldare gli ambienti usando uno o l'altro dei generatori, ossia usando energia elettrica (pdc elettrica) o gas naturale (caldaia) [12].

La scelta economica dell'utilizzo tra pompa di calore e caldaia a condensazione dipenderà quindi dai costi dell'energia termica che bisogna sostenere per la produzione.
Nel secondo capitolo sono state introdotte le formule per calcolare il costo del $kWh_{termico}$ prodotto dai due generatori di calore e di seguito verranno analizzate nel dettaglio.

$$\text{Costo } kWht_{caldaia} = \frac{\text{Costo } SMC_{gas}}{PCS_{gas} \cdot \eta_{caldaia}} \tag{3.6.1}$$

La relazione 3.6.1 definisce il costo del $kWh_{termico}$ prodotto da una caldaia e mostra come esso dipenda dal costo al normal metro cubo di gas e del potere calorifico del gas (ovvero quanta energia mi fornisce la combustione di un metro cubo di gas).

Bisogna poi considerare il rendimento della caldaia $\eta_{caldaia}$. Infatti non tutta l'energia termica sviluppata nella combustione è ceduta all'acqua del circuito di riscaldamento: una piccola parte dell'energia è perduta con i fumi al camino, ancora tiepidi e una parte dispersa attraverso il mantello della caldaia.
Allo stesso modo, il costo del $kWh_{termico}$ erogato dalla pompa di calore dipenderà dal costo di fornitura dell'energia elettrica e dal coefficiente di prestazione (COP) della PdC stessa:

$$\text{Costo } kWht_{p.d.c.} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{COP} \tag{3.6.2}$$

Dati i costi di fornitura dei vettori energetici e le caratteristiche della caldaia, il parametro che cambia più significativamente nelle varie condizioni di funzionamento dell'ibrido è il COP della pompa di calore. Ci sarà quindi una curva di indifferenza economica nella scelta di usare l'energia elettrica o il gas.

3.6.1 Curva d'indifferenza economica

La curva di indifferenza viene rappresentata su un piano cartesiano avente il coefficiente di prestazione COP sull'asse delle ascisse, mentre sull'asse delle ordinate viene utilizzato l'inverso del rapporto R, definito come segue [5]:

$$R = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{\text{Costo } kWht_{caldaia}} \tag{3.6.3}$$

La curva rappresenta il luogo dei punti in cui l'utilizzo di una fonte di energia piuttosto che un'altra non fornisce alcun tipo di vantaggio economico (rappresentazione qualitativa nella figura 3.12).

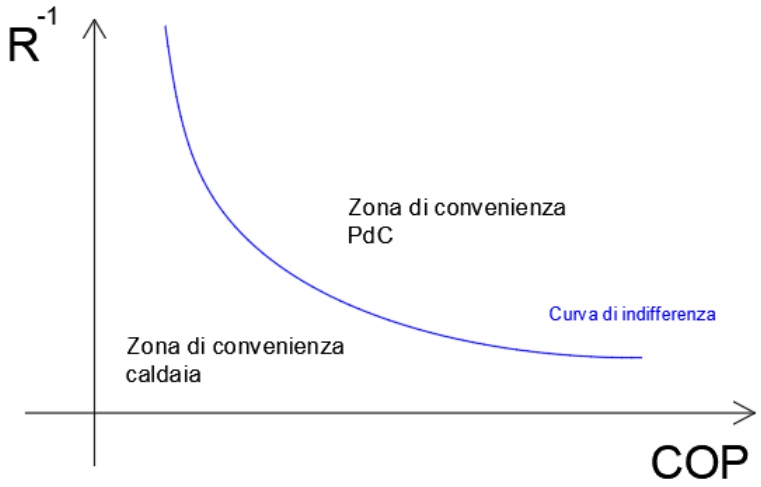


Figura 3.12: Rappresentazione qualitativa della curva di indifferenza

Per caratterizzare la curva di indifferenza rispetto al caso studio considerato bisogna puntualizzare che l'analisi è stata svolta nel periodo di Aprile-Maggio 2022, per cui le tariffe considerate per il gas e per l'elettricità fanno riferimento a quell'arco temporale.
Considerando anche l'ubicazione dell'impianto, sono state scelte le tariffe riportate nella tabella 3.14. Quest'ultima riporta anche i valori necessari al calcolo del $kWh_{termico}$ della caldaia.

Tariffa elettrica [€/kWh]	0,35
Potere calorifero superiore [kWh/m^3]	10,5
Costo del gas [€/m^3]	1,4
$\eta_{caldaia}$	0,97

Tabella 3.14: Dati preliminari

È evidente che la scelta economica tra uno o l'altro dei due vettori energetici (gas naturale o energia elettrica) sarà indifferente quando i costi dell'energia termica fornita saranno uguali, cioè quando:

$$\frac{\text{Costo } SMC_{gas}}{PCS_{gas} \cdot \eta_{caldaia}} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{COP} \tag{3.6.4}$$

Dopo alcune semplici manipolazioni algebriche si ottiene la seguente equazione:

$$R^{-1} = \frac{\text{Costo } kWht_{caldaia}}{\text{Costo } kWh_{elettrico}} = \frac{1}{COP} \tag{3.6.5}$$

Da cui è stato possibile estrapolare l'andamento della curva di indifferenza:

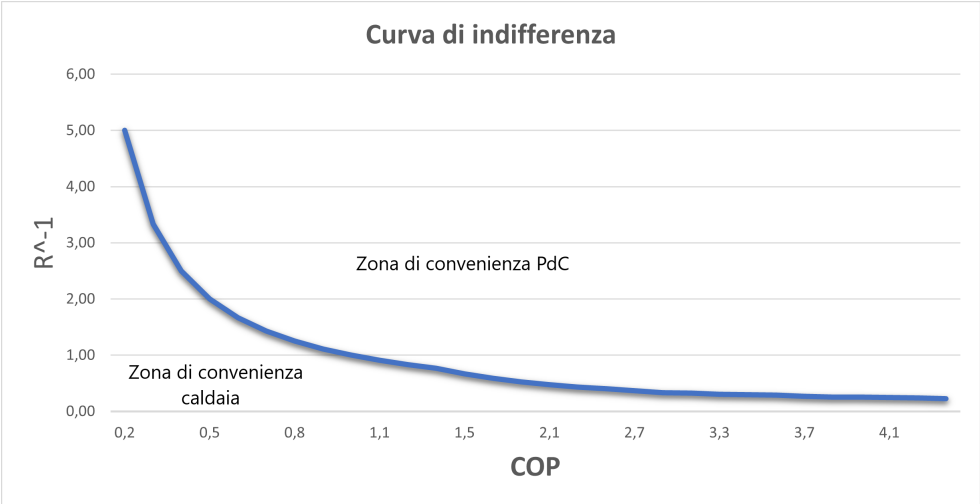


Figura 3.13: Curva di indifferenza

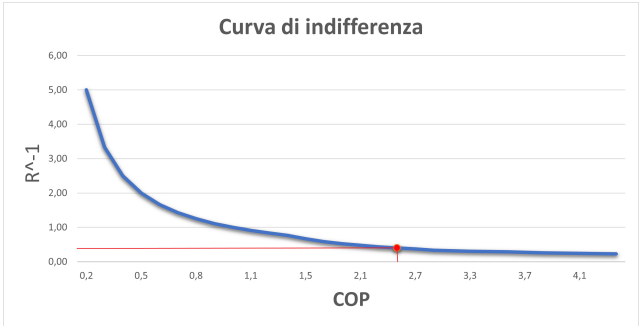
Invertendo la relazione 3.6.4 si può calcolare il valore minimo del coefficiente di prestazione al di sotto del quale risulta conveniente produrre energia termica sfruttando la caldaia a condensazione:

$$COP_{min} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{\text{Costo } SMC_{gas}} \cdot (PCS_{gas} \cdot \eta_{caldaia}) = R = 2,54 \tag{3.6.6}$$

Dunque in base alle definizioni di COP e di R, una pompa di calore produce energia termica a minor costo di una caldaia solo se:

$$COP > R \tag{3.6.7}$$

In questo caso il valore di R risulta essere pari a 2,54 e consultando la tabella 3.13 delle prestazioni, la pompa di calore lavora con quel determinato valore di COP alla temperatura di -5°C. Questa temperatura sarà scelta come valore ottimale di regolazione ($\theta_{cut-off}$) dell'impianto, in corrispondenza della quale avverrà la commutazione dei due generatori.
La determinazione della $\theta_{cut-off}$ può essere visualizzata osservando la figura 3.14:



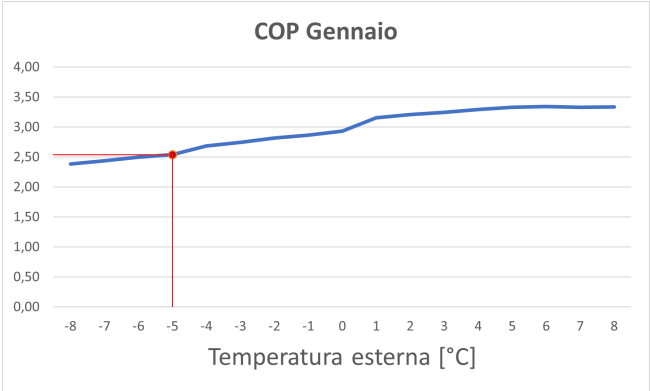


Figura 3.14: Temperatura ottimale

Una volta individuato il punto sulla curva di indifferenza, si utilizza l'andamento del COP ottenuto dai dati della tabella 3.13 per individuare la temperatura esterna alla quale la pompa di calore lavora con il COP minimo.
Nota quindi la temperatura di cut-off ottimale, è possibile proseguire con i calcoli relativi ai fabbisogni energetici che i generatori devono soddisfare.

3.7 Calcolo dei fabbisogni termici per ogni bin

Nel caso in cui sia prevista la ripartizione del fabbisogno mensile in bin, la UNI/TS 11300-4 prevede l'applicazione di formule specifiche. Il primo passo è di calcolare i gradi/ora GH per ogni bin del mese e ripetere l'operazione per tutti i mesi in cui l'impianto è acceso:

$$GH_{bin,mese} = t_{bin,mese} \cdot (\theta_{H,off} - \theta_{bin}) \tag{3.7.1}$$

Dove il termine $\theta_{H,off}$ è la temperatura di bilanciamento o di annullamento del carico. La tabella successiva mostra i risultati ottenuti per i bin del mese di Gennaio.

Gennaio	
bin [°C]	GH [°C · h]
-8	249,65
-7	353,05
-6	473,64
-5	602,65
-4	727,00
-3	831,16
-2	900,15
-1	922,96
0	895,32
1	820,98
2	710,82
3	580,29
4	445,84
5	321,54
6	216,88
7	136,09
8	78,76

Tabella 3.15: Gradi ora dei bin di Gennaio

Successivamente occorre calcolare l'energia richiesta dall'impianto di riscaldamento per ciascun bin, secondo la formula:

$$Q_{H,hp,out,bin} = Q_{H,hp,out} \cdot \frac{GH_{bin,mese}}{\sum GH_{bin,mese}} \tag{3.7.2}$$

Il termine $Q_{H,hp,out}$ rappresenta il fabbisogno mensile dell'edificio, ed è stato calcolato tramite Edilclima. Di seguito viene riportato il valore ottenuto per il mese di Gennaio:

	$Q_{H,hp,out}$ [kWh]
Gennaio	10013

Tabella 3.16: Fabbisogno mensile del mese più freddo

Applicando quindi l'equazione 3.7.2 si ottengono i seguenti valori dei fabbisogni energetici per ogni bin del mese di Gennaio:

Gennaio	
bin [°C]	$Q_{H,hp,out,bin}$ [kWh]
-8	269,76
-7	381,48
-6	511,78
-5	651,18
-4	785,54
-3	898,09
-2	972,64
-1	997,28
0	967,42
1	887,09
2	768,06
3	627,02
4	481,74
5	347,43
6	234,35
7	147,05
8	85,10

Tabella 3.17: Fabbisogni energetici richiesti nei bin di Gennaio

A questo punto è possibile calcolare la potenza termica richiesta al generatore per ciascun bin di temperatura tramite la formula seguente:

$$\Phi_{H,hp,out,bin} = \frac{Q_{H,hp,out,bin}}{t_{bin,mese}} \tag{3.7.3}$$

In riferimento quindi alla tabella 3.9 che riporta le durate dei bin di Gennaio, si ottengono i seguenti valori di potenza:

Gennaio	
bin [°C]	$\Phi_{H,hp,out,bin}$ [kW]
-8	22,42
-7	21,34
-6	20,26
-5	19,18
-4	18,10
-3	17,02
-2	15,94
-1	14,86
0	13,78
1	12,70
2	11,62
3	10,54
4	9,45
5	8,37
6	7,29
7	6,21
8	5,13

Tabella 3.18: Potenze richieste nei bin di Gennaio

L'analisi procede con il calcolo del fabbisogno di energia in ingresso ai generatori per poter soddisfare le potenze termiche richieste rappresentate nella tabella 3.18.
Questo calcolo si effettua in base al valore del fattore di carico CR, tenendo conto delle varie temperature ricavate in precedenza (bivalenza, cut-off, TOL).
La figura 3.15 risulta molto utile per osservare il range di funzionamento dei due generatori ed è di fondamentale importanza poichè il calcolo secondo la sezione 9.9.4.3 della UNI/TS 11300-4 prevede l'applicazione di formule differenti a seconda del valore del fattore di carico CR a cui lavora la pompa di calore.

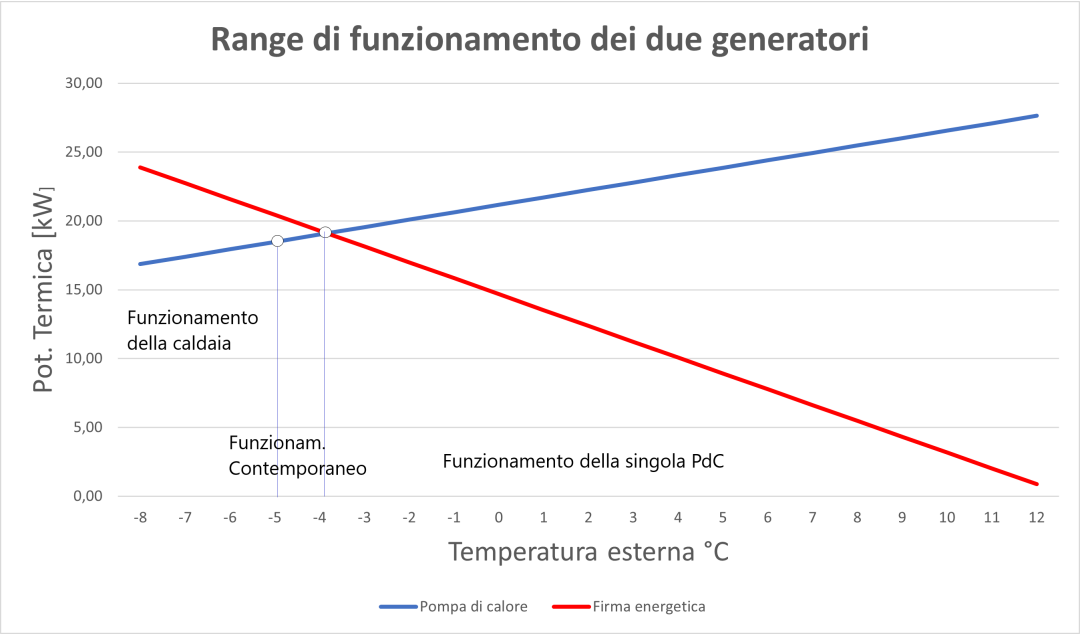


Figura 3.15: Intervalli di funzionamento

Fattore di carico minore o uguale a 1 ($T_{est} > \theta_{cut-off}$)

Se il fattore di carico è minore o uguale ad 1 e la temperatura è maggiore della $\theta_{cut-off}$, la pompa di calore è attivata e in grado di fornire tutta la potenza termica richiesta nel bin, ma funziona a carico parziale e quindi bisogna correggere il COP come visto in precedenza. Dunque ci troviamo nel range di temperatura che va dalla $T_{bivalenza}$ (-4°C) alla temperatura di annullamento del carico.
In questo caso la produzione di energia termica utile della PdC si può calcolare dalla seguente formula:

$$Q_{H,hp,out,bin} = (\Phi_{H,hp,max,bin} \cdot t_{bin,mese}) \cdot CR_{bin} \qquad \text{[Wh]} \tag{3.7.4}$$

Dove il termine $\Phi_{H,hp,max,bin}$ rappresenta la potenza massima della pompa di calore nel bin considerato. Tali valori sono stati estratti tramite interpolazione lineare della tabella 3.10. Successivamente è possibile calcolare il fabbisogno di energia per il funzionamento della PdC:

$$Q_{H,p,hp,out,bin} = \frac{(\Phi_{H,hp,max,bin} \cdot t_{bin,mese}) \cdot CR_{bin}}{COP_{bin}} \qquad \text{[Wh]} \tag{3.7.5}$$

ed il fabbisogno di energia elettrica dei sistemi ausiliari:

$$Q_{H,hp,aux,out,bin} = W_{H,hp,aux} \cdot t_{bin} \cdot CR_{bin} \qquad \text{[Wh]} \tag{3.7.6}$$

Il fabbisogno di energia termica di integrazione risulta essere nullo in questo caso.

Fattore di carico maggiore di 1 ($T_{est} > \theta_{cut-off}$)

La pompa di calore è attivata ed è in grado di fornire solo una quota della potenza termica richiesta, pur funzionando a piena potenza. Ci si ritrova quindi nel range di temperatura che va dalla $\theta_{cut-off}$, pari a -5°C, alla temperatura di bivalenza.
La produzione di energia termica utile della pompa di calore si calcola come segue:

$$Q_{H,hp,out,bin} = (\Phi_{H,hp,max,bin} \cdot t_{bin,mese}) \qquad [\text{Wh}] \tag{3.7.7}$$

ed il fabbisogno di energia risulta essere:

$$Q_{H,p,hp,out,bin} = \frac{(\Phi_{H,hp,max,bin} \cdot t_{bin,mese})}{COP_{bin}} \qquad [\text{Wh}] \tag{3.7.8}$$

Il calcolo del fabbisogno degli ausiliari elettrici è analogo all'eq 3.7.6 considerando il fattore di carico pari a 1.
Il fabbisogno di energia termica di integrazione viene calcolato come differenza tra il fabbisogno totale richiesto nel bin e la quantità di energia termica che la pompa di calore è in grado di fornire:

$$Q_{H,d,int,bin} = Q_{H,hp,out,bin} - \Phi_{H,hp,max,bin} \cdot t_{bin,mese} \qquad [\text{Wh}] \tag{3.7.9}$$

Tale fabbisogno deve essere attribuito al generatore con priorità successiva, ovvero la caldaia.
Quando la temperatura esterna scende al di sotto della $\theta_{cut-off}$ la pompa di calore viene disattivata e tutto il carico deve essere gestito dalla caldaia a condensazione.
Applicando quindi le equazioni ai rispettivi casi, si ottengono i risultati mostrati nella tabella seguente:

Consumi		
Mese	Fabbisogno elettrico [kWh]	Fabbisogno termico [kWh]
Gennaio	3626,79	1210,69
Febbraio	3029,13	0
Marzo	2001,16	0
Aprile	447,52	0
Ottobre	486,10	0
Novembre	2352,15	0
Dicembre	3695,38	34,48
$\sum$	15638,23	1245,17

Tabella 3.19: Fabbisogni energetici

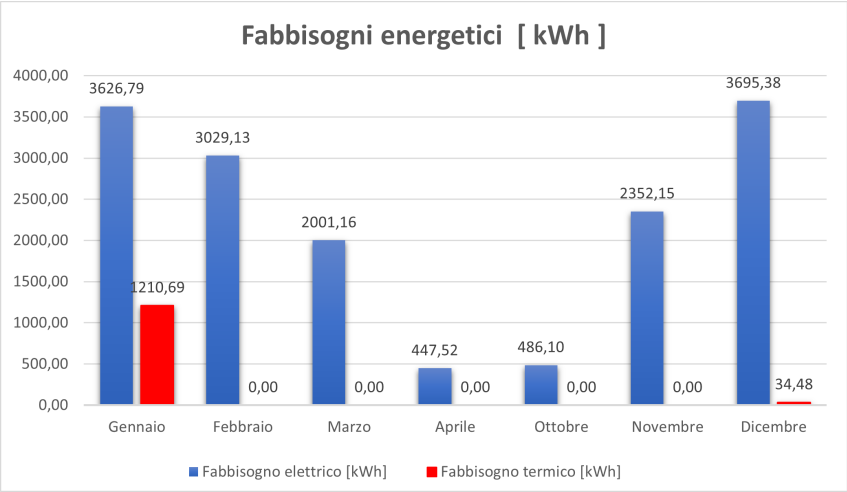


Figura 3.16: Consumi dei due vettori energetici

3.7.1 Incidenza del fotovoltaico

Gli interventi eseguiti prevedevano l'installazione di un campo fotovoltaico da 9,79 kW_p sul tetto dell'edificio, in modo tale da poter auto-produrre una quota parte dell'energia elettrica destinata all'alimentazione del sistema ibrido.
La quantità di energia erogata mensilmente dal campo fotovoltaico è stata calcolata tramite la stessa modalità analizzata nel secondo capitolo, in conformità con la normativa UNI/TS 11300-4.

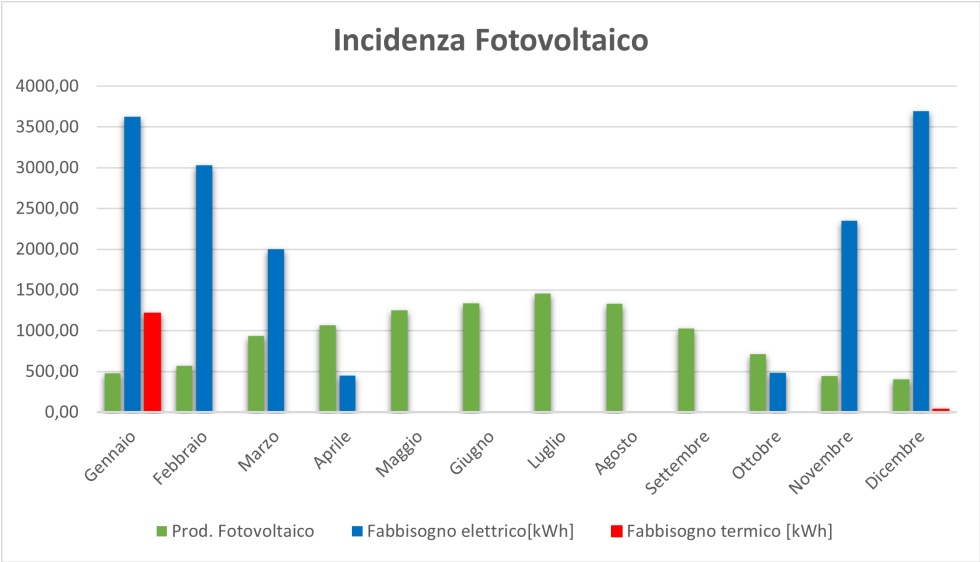


Figura 3.17: Incidenza del campo fotovoltaico

La figura 3.17 mostra come nei mesi con richiesta minore (come aprile ed ottobre), la produzione dell'impianto fotovoltaico risulta sufficiente a coprire l'intero fabbisogno, mentre per i mesi più freddi il contributo risulta essere di entità minore rispetto alle richieste.
Ovviamente la produzione dell'impianto fotovoltaico avrà il suo massimo durante i mesi estivi, ma in quel periodo di tempo l'impianto di riscaldamento non è in funzione per ovvie ragioni. Se si vuole sfruttare tale quota parte di produzione, bisognerà prevedere dei sistemi di accumulo energetico, in modo tale da rendere disponibile l'energia prodotta durante la stagione estiva in periodi successivi.

3.7.2 Risparmio economico

Per quantificare l'entità del risparmio economico ottenibile con questo tipo di regolazione, verrà utilizzato come termine di paragone lo stesso impianto ma avente una temperatura di cut-off di default fissata a 2°C.
In queste condizioni si sono stimati i seguenti consumi:

Impostazione $\theta_{cut-off}$ a 2 °C	
Fabbisogno elettrico [kWh]	Fabbisogno termico [kWh]
4460	30915

Tabella 3.20: Consumi con cut-off impostato a 2°C

Considerando quindi le tarriffe utilizzate per il calcolo del COP_{min}, si ottengono i risultati mostrati in figura:

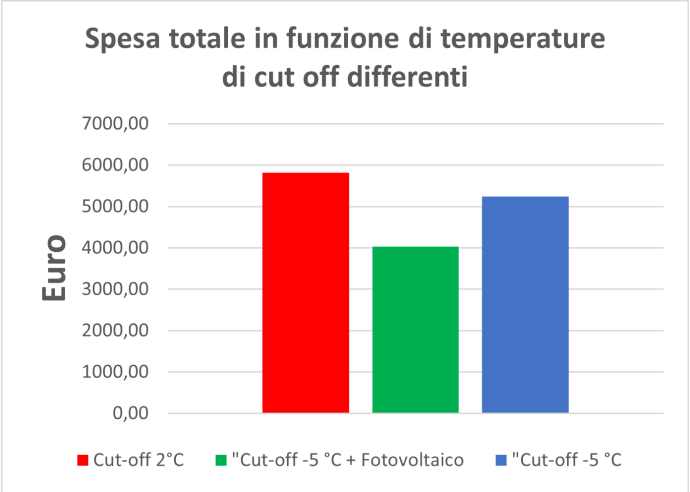


Figura 3.18: Risparmio economico

Per il calcolo della spesa totale del sistema che tiene in considerazione l'impianto fotovoltaico è stata considerata solamente l'energia auto-prodotta durante i mesi di funzionamento dell'impianto, escludendo quindi i picchi di produzione relativi ai mesi estivi. Inoltre è stata fatta l'ipotesi che tutta l'energia autoprodotta nei mesi considerati sia stata auto-consumata dall'utenza.
Si può quindi notare come l'accoppiamento tra un impianto fotovoltaico ed un impianto ibrido ottimizzato in termini di regolazione, risulti essere vantaggioso in termini economici rispetto ad un impianto slegato da un campo fotovoltaico e dotato di una temperatura di cut-off di default.

Capitolo 4

Confronti

In questo capitolo verranno condotte delle analisi atte a mettere in evidenza la variabilità delle prestazioni, e quindi delle spese, in funzione di alcuni parametri principali.
In particolare, verranno condotti gli stessi calcoli visti nel capitolo precedente cambiando però due parametri:

- Temperatura di mandata: influenzerà le prestazioni della PdC;
- Zona climatica: cambieranno alcuni dati in ingresso e la divisione del mese in bin di temperatura.

4.1 Temperatura di mandata differente

Nel capitolo 2 è stato visto come la temperatura di mandata della pompa di calore rappresenta un parametro molto importante per caratterizzare il coefficiente di prestazione della macchina. In particolare per temperature di mandata crescenti, a parità di temperatura della sorgente fredda, il COP tende a diminuire poichè la macchina ha bisogno di più energia in input per poter permettere il salto di temperatura più ampio.
Nell'analisi precedente era stata impostata una temperatura di mandata di 35°C, compatibile con un impianto di riscaldamento a pannelli radianti. In realtà l'impianto del caso studio è costituito da radiatori, e si ha quindi la necessità di una temperatura più elevata per il corretto funzionamento dei terminali.
Scegliendo quindi una temperatura di mandata di 55°C si estrapolano dal bollettino tecnico i dati prestazionali riportati nella tabella 4.1 [9].

Effipac AHP 60-26 (mandata 55°C)					
	Temperatura aria esterna [°C]				
	-7	-2	2	7	12
Pot. Termica [kW]	17	18,9	23,4	25,1	24,1
Pot. Assorbita [kW]	8,67	8,47	8,9	8,56	7,08
COP	1,96	2,23	2,63	2,93	3,40
$COP_{max,th}$	5,67	6,21	6,73	7,52	8,50
η_{II}	0,35	0,36	0,39	0,39	0,40

Tabella 4.1: Dati prestazionali pompa di calore

L'andamento della potenza termica all'interno del range di temperature riportate si trova tramite interpolazione lineare, analogamente a quanto effettuato nel capitolo precedente. La firma energetica dell'edificio non cambia, per cui è possibile valutare la nuova temperatura di bivalenza dell'impianto:

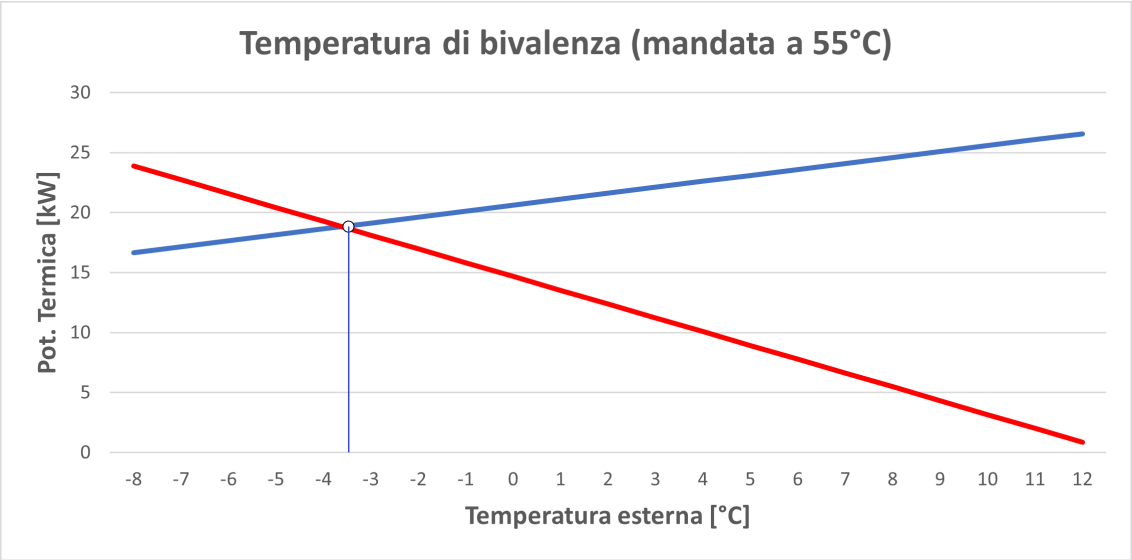


Figura 4.1: Nuova temperatura di bivalenza

Osservando la figura 4.1, si può notare come l'intersezione delle due curve avviene all'interno del range di temperatura che va da -4°C a -3°C. Si è scelta quindi una temperatura di bivalenza corrispondente al bin di -3°C.
Dalla tabella 4.1 è stato anche possibile interpolare i valori del coefficiente di prestazione, con lo scopo di costruire il grafico rappresentato nella figura 4.2 che mette a confronto l'andamento del COP in funzione delle due temperature di mandata.

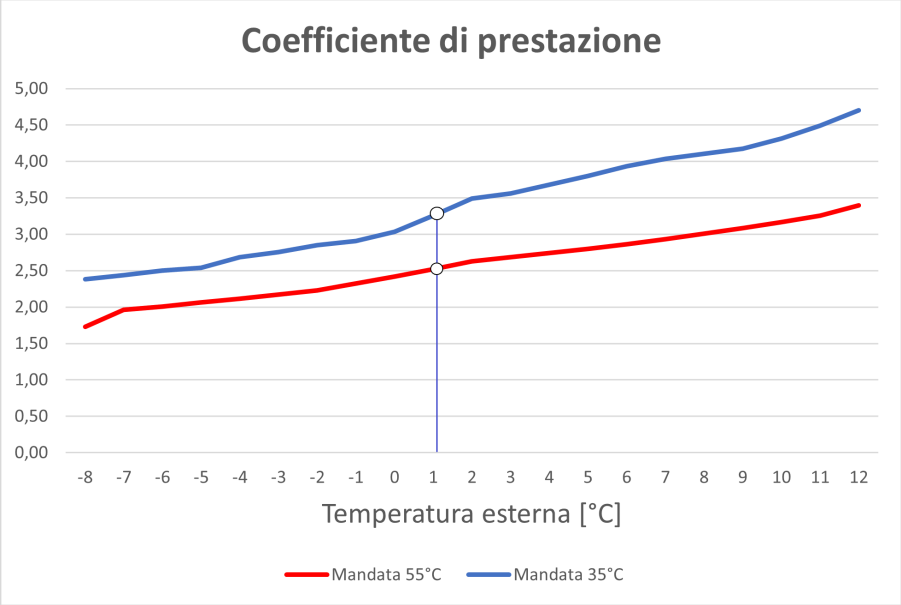


Figura 4.2: Confronto dei coefficienti di prestazione

Si può notare come a parità di temperatura esterna, quindi di sorgente fredda, la stessa macchina lavora con coefficienti di prestazione più grandi se la temperatura di mandata risulta minore.
A questo punto si procede nuovamente con il calcolo del coefficiente di prestazione in condizioni di carico parziale, applicando la procedura vista in precedenza per la regolazione di tipo on-off e partendo dai seguenti dati forniti dal fabbricante:

Caratterizzazione ai carichi parziali (on-off)				
	Condizioni di riferimento			
	A	B	C	D
T di rif. [°C]	-3	2	7	12
COP	2,12	2,63	2,93	3,40
COP_{PL}	2,12	2,44	2,59	2,71
CR	1	0,57	0,40	0,16
f	1	0,93	0,87	0,65

Tabella 4.2: Fattori di correzione del COP

Effettuando l'interpolazione lineare per trovare i valori del fattore di correzione alle temperature comprese tra i valori sopra riportati, si ottiene l'andamento mostrato

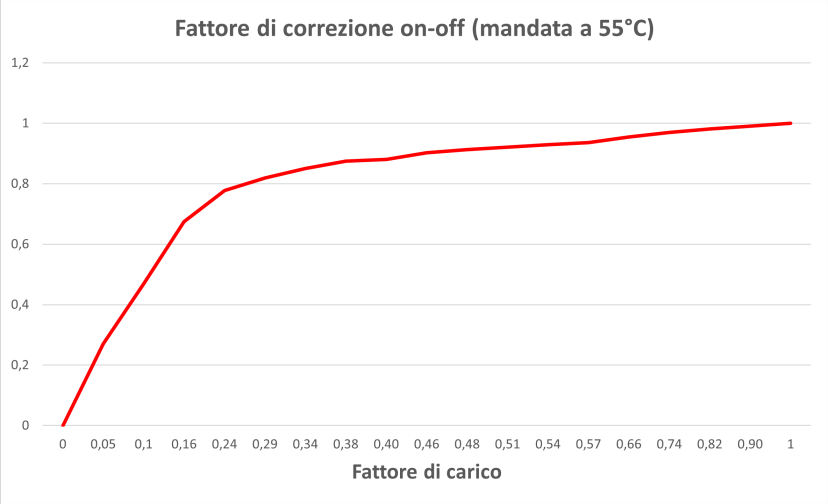


Figura 4.3: Andamento del fattore di correzione

L'analisi della temperatura ottimale di cut-off è stata effettuata mantenendo costanti i dati riassunti nella tabella 3.14 del capitolo 3. In questo modo le tariffe relative al gas e al $kWh_{elettrico}$ non cambiano rispetto al caso a temperatura di mandata minore. Per questo motivo il valore del COP_{minimo} di convenienza economica rimarrà invariato e pari a 2,54.
Osservando quindi la figura seguente:

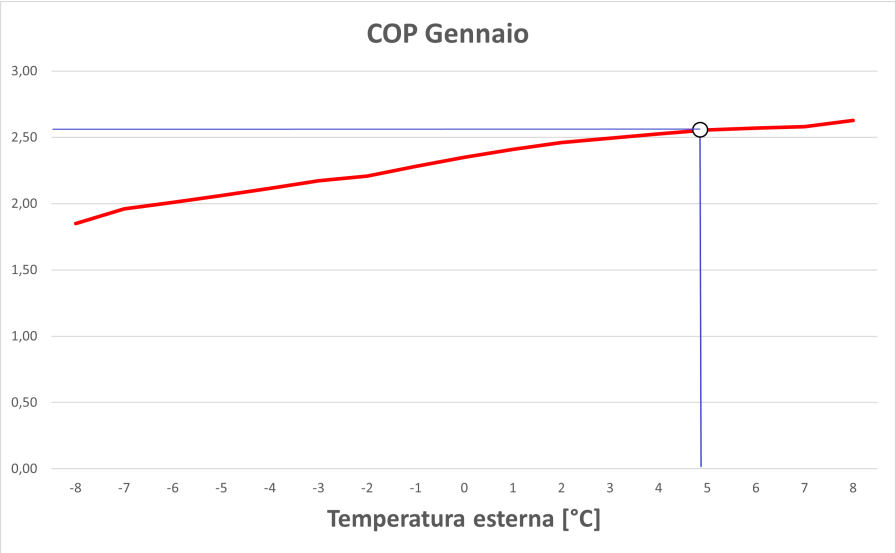


Figura 4.4: Temperatura di cut-off ottimale

si può notare che il valore minimo del coefficiente di prestazione corrisponde ad una temperatura di cut-off pari a 5°C.

Ci si ritrova quindi nella condizione in cui la temperatura $\theta_{cut-off}$ risulta essere maggiore della temperatura di bivalenza. La pompa di calore sarebbe in grado di coprire da sola il fabbisogno dell'impianto fino alla temperatura di -3°C, ma questo sarebbe economicamente sconveniente poichè al di sotto dei 5°C il costo del $kWh_{termico}$ prodotto con la caldaia sarebbe minore del costo del $kWh_{termico}$ prodotto dalla PdC.
A parità di tariffa elettrica, la temperatura di mandata maggiore comporta coefficienti di prestazione minori e ricordando la relazione:

$$\text{Costo } kWht_{p.d.c.} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{COP} \tag{4.1.1}$$

tale situazione ha come effetto quello di aumentare il costo totale del $kWh_{termico}$ generato dalla pompa di calore.
Per il calcolo dei fabbisogni energetici occorre quindi tener conto del nuovo range di temperatura di funzionamento, mentre la divisione in bin rimane invariata in quanto essa non dipende dalla temperatura di mandata.
Applicando quindi le relazioni viste nella sezione 3.7 del terzo capitolo, si ottengono i seguenti consumi:

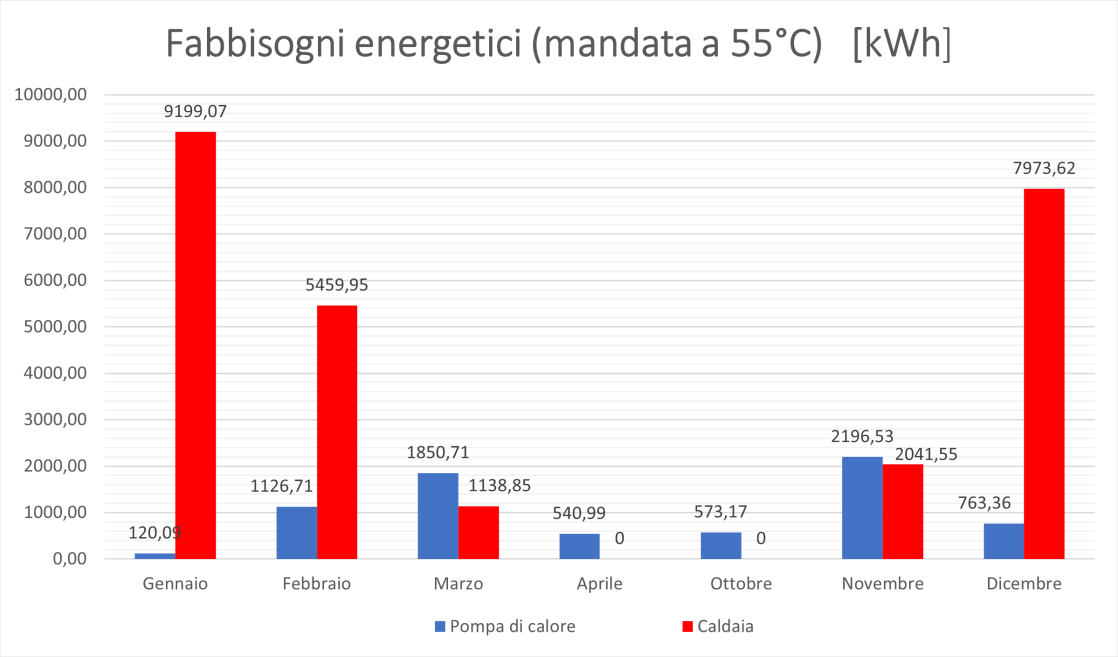


Figura 4.5: Consumi dei vettori energetici

Si può vedere chiaramente come il consumo di metano è molto più elevato del caso precedente, andando quindi ad aumentare il consumo di un combustibile fossile rispetto all'utilizzo dell'aria come fonte rinnovabile.

Come visto in precedenza, la scelta è dettata da questioni economiche e per quantificare l'entità del risparmio sono stati calcolati i consumi dell'impianto con una regolazione che prevedeva la temperatura di cut-off impostata a 2°C:

Consumi energetici		
$\theta_{cut-off}$ [°C]	Elettricità [kWh]	Metano [kWh]
5	7171,56	25813,04
2	12504,85	16249,53

Tabella 4.3: Consumi energetici

Procedendo con il calcolo della spesa totale di gestione, si ottiene il seguente diagramma:

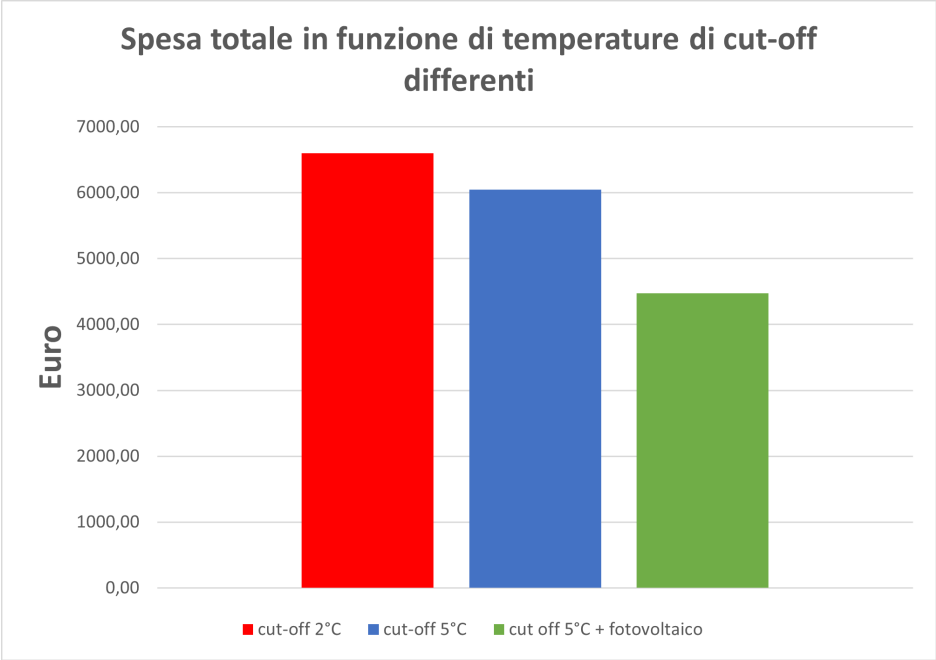


Figura 4.6: Risparmio economico

La soluzione ottimizzata accoppiata con il sistema fotovoltaico risulta essere la più conveniente in termini di spesa totale di gestione.
La figura 4.7 mostra come la soluzione ottimizzata comporta maggior risparmio economico rispetto alla soluzione con una temperatura di cut-off impostata di default.
Inoltre si può notare come un impianto di riscaldamento costituito da terminali che richiedono una temperatura di mandata relativamene bassa (35°C), comporta una spesa di funzionamento più bassa rispetto ad un impianto dotato di dispositivi funzionanti a temperature più elevate.

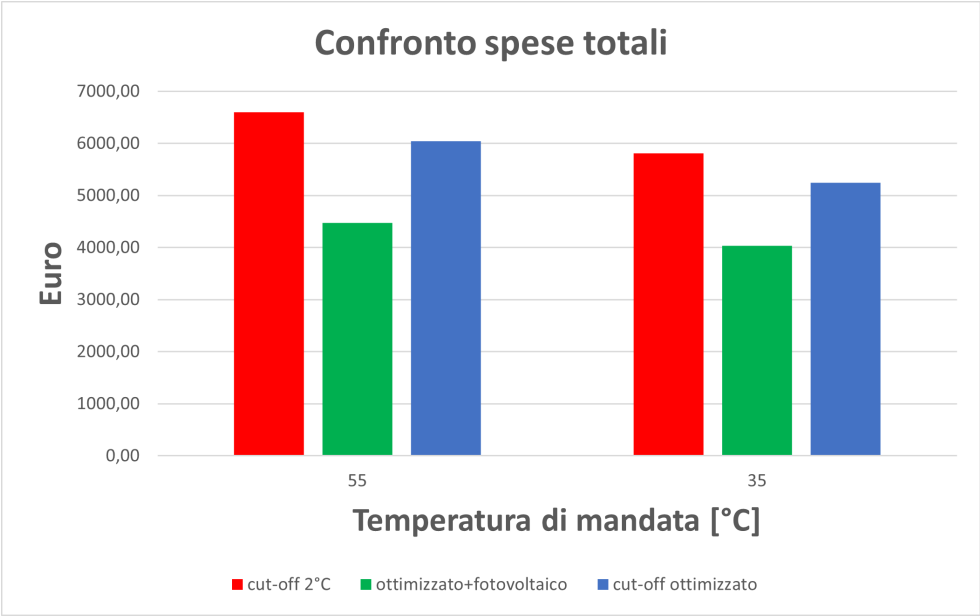


Figura 4.7: Confronto delle spese totali di funzionamento

L'analisi effettuata fa riferimento solamente ai consumi di energia primaria necessari al funzionamento dell'impianto, quindi vengono esclusi i costi di realizzazione dell'impianto ed i costi di manutenzione.
Nell'ottica di basso impatto ambientale quindi, bisogna accoppiare la pompa di calore aria-acqua con un impianto che presenta terminali in grado di funzionare con temperature relativamente basse, in modo tale da poter ottenere un risparmio economico combinato con uno sfruttamento adeguato di una fonte rinnovabile.

4.2 Zona climatica differente

In questa sezione verrà modificata l'ubicazione dell'impianto, spostando l'edificio in diverse zone climatiche in modo tale da effettuare delle valutazioni sui risultati ottenuti.
Trattandosi di un impianto reale, gli spostamenti sono stati fatti sulla base di alcune ipotesi semplificative ma necessarie:

- **Firma energetica costante:** spostando l'impianto in zone climatiche differenti la firma energetica non rimane costante perchè le temperature medie esterne e la temperatura di progetto invernale sono funzione dell'ubicazione stessa.

- $T_{bivalenza}$ **approssimativa:** la temperatura di bivalenza dipende dalla potenza termica che la PdC riesce ad erogare. Essendo la firma energetica costante, come diretta conseguenza il carico termico dei nuovi bin risulterà più elevato rispetto

al caso reale. Questo perchè non si cambia la temperatura di progetto e quindi viene considerato anche il fabbisogno termico dell'edificio durante temperature che nella nuova zona climatica non si verificano.

Come si può notare le ipotesi semplificative sono molto forti, ma la seguente analisi va considerata in un'ottica didattica e principalmente è stata condotta per osservare come una differente località presenta una distribuzione di bin mensili di temperatura a seconda del tipo di clima presente.

4.2.1 Zona climatica mite

In questa prima sezione l'impianto è stato spostato in una zona soggetta ad un tipo di clima mite-caldo.
La località presa in considerazione è la città di Roma, caratterizzata dalle seguenti coordinate:

Zona	Latitudine	Longitudine
Roma	41°55'16"	12°31'23"

Tabella 4.4: Coordinate della zona climatica

La tabella successiva mostra i dati climatici di progetto secondo l'allegato nazionale A della UNI EN 12831 affiancati dai dati di progetto del caso reale:

Zona climatica	Gradi Giorno	$T_{progetto}$ [°C]	$T_{media-annuale}$ [°C]
Torino	2617	-8	12,4
Roma	1415	0	16,3

Tabella 4.5: Dati climatici di progetto

Si può vedere come la differenza tra i gradi giorno delle due località sia molto elevata [1]. Il territorio Italiano è suddiviso in sei zone climatiche, dalla A alla F, ossia dalla più calda alla più fredda, in base ai gradi giorno della località. In riferimento alla tabella 4.5 le due località vengono assegnate alle seguenti categorie:

- **Torino:** Zona E, clima rigido;
- **Roma:** Zona D, clima mite.

[1] Il "Grado Giorno" di una località, è la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20°C, e la temperatura media esterna giornaliera.

La grande differenza tra le due temperature di progetto rende l'ipotesi semplificativa della firma energetica costante molto importante.
Analogamente a quanto è stato fatto nel terzo capitolo, una volta definita la zona climatica è stato utilizzato il prospetto G4 della UNI/TS 11300-4 per riportare temperature medie mensili ed escursioni termiche associate.

	Roma		Torino	
	θ_{media} [°C]	$\Delta\theta$ [°C]	θ_{media} [°C]	$\Delta\theta$ [°C]
Gennaio	7,6	7,1	0,4	5,6
Febbraio	8,7	7,8	3,2	6,8
Marzo	11,4	8,5	8,2	7,7
Aprile	14,7	9,1	12,7	8,3
Maggio	18,5	10,1	16,7	8,8
Giugno	22,9	10,7	21,1	9,2
Luglio	25,7	11,3	23,3	9,4
Agosto	25,3	11	22,6	8,9
Settembre	22,4	10	18,8	8,3
Ottobre	17,4	8,6	12,6	6,9
Novembre	12,6	7,4	6,8	5,5
Dicembre	8,9	6,9	2,0	5,1

Tabella 4.6: Confronto dei valori di θ_{media} e $\Delta\theta$

Si può notare chiaramente la differenza tra le due zone climatiche, le temperature medie mensili di Roma risultano essere maggiori di quelle Torinesi. Per questo motivo la divisione in bin mensili di temperatura sarà molto diversa da quella trovata nel caso reale.
La divisione dell'intervallo di calcolo è strutturata allo stesso modo di quella vista nel terzo capitolo, ed il primo passo consiste nel ricalcolare i valori dell'irradianza media mensile tramite ENEA:

	Irradianza $[MJ/m^2]$	
	Roma	Torino
Gennaio	8,62	7,57
Febbraio	12,05	9,98
Marzo	15,64	14,79
Aprile	19,94	17,46
Ottobre	13,44	11,25
Novembre	9,18	7,21
Dicembre	8,09	6,42

Tabella 4.7: Irradiazione globale media mensile

A questo punto si eseguono gli stessi calcoli visti in precedenza e di seguito viene riportata la tabella riassuntiva con le durate effettive dei bin di gennaio:

Bin Gennaio [Roma]	
θ_{bin} [°C]	t_{bin} [h]
1	12,0
2	17,9
3	25,3
4	34,0
5	43,4
6	52,8
7	61,0
8	67,1
9	70,2
10	69,9
11	66,1
12	59,5
13	51,0
14	41,5
15	32,1

Tabella 4.8: Durate effettive dei bin di Gennaio

Di seguito la figura 4.8 mostra come la distribuzione di bin ottenuta per Roma sia molto diversa da quella ottenuta per la città di Torino, proprio per la differente località climatica di appartenenza.

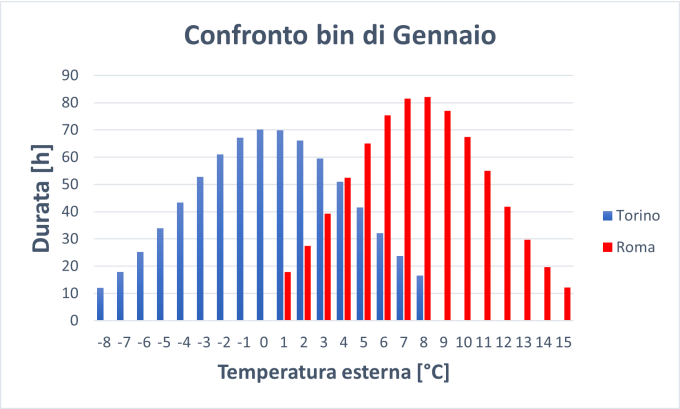


Figura 4.8: Confronto tra i bin del mese di Gennaio

Per quanto riguarda il calcolo dei coefficienti di prestazione a carico parziale, l'analisi non può essere condotta in quanto non avendo a disposizione l'effettiva firma energetica non è possibile calcolare l'effettiva temperatura di bivalenza e gli esatti fabbisogni termici richiesti in ogni bin di temperatura. Non è possibile quindi calcolare l'effettivo COP_{minimo} di funzionamento corrispondente alla temperatura $\theta_{cut-off}$ ottimale.
Tuttavia è possibile fare delle considerazioni in merito a quello che potrebbe succedere nella nuova zona climatica, analizzando i fattori che influenzano il COP_{minimo} e come essi cambino da una zona ad un'altra. Richiamando la formula che definisce il valore del coefficiente di prestazione minimo:

$$COP_{min} = \frac{\text{Costo } kWh_{elettrico}}{\text{Costo } SMC_{gas}} \cdot (PCS_{gas} \cdot \eta_{caldaia}) \tag{4.2.1}$$

Si può notare come i parametri principali che subiscono una variazione da una zona ad un'altra sono il costo del $kWh_{elettrico}$ ed il costo del gas al normal metro cubo.
Il costo dell'elettricità dipende da molti fattori, tra i quali sono presenti il costo della materia prima, gli oneri di sistema e le spese di trasporto e la tariffa finale varierà a seconda del fornitore considerato. La quota viene intesa come euro al kWh, e questi ultimi vengono rilevati da un contatore nelle tre fasce orarie definite dalle autorità: F1, F2 ed F3.
Per quanto riguarda il costo del gas, i fattori che vanno a comporre il prezzo totale sono analoghi a quelli visti per l'elettricità, la differenza sta nel fatto che il costo totale del metano in bolletta varierà anche in base ai volumi di consumo e alla zona geografica di appartenenza. Lo stato Italiano è suddiviso in sette ambiti tariffari:

- Ambito nord-occidentale;
- Ambito nord-orientale;
- Ambito centrale;
- Ambito centro-sud-orientale;
- Ambito centro-sud-occidentale;
- Ambito meridionale;
- Ambito Sardegna.

Dunque i due parametri principali che influenzano il valore del COP_{min} presentano molti fattori di dipendenza, tra i quali figura anche la zona climatica di appartenenza. In fase di progettazione e successivamente di ottimizzazione si dovrà tener conto quindi di tutte queste variabili, in modo tale da poter effettuare la scelta ottimale.

Nel secondo capitolo sono stati spiegati i principi di funzionamento di una cella fotovoltaica ed è stata messa in luce la diretta proporzionalità tra l'output di energia fornito dal sistema e l'irradianza solare globale ricevuta da esso.
Dalla tabella 4.7 si può notare come l'irradianza globale risulta essere più elevata nella zona climatica meno rigida, permettendo al modulo fotovoltaico di catturare una maggiore quantità di energia solare rispetto al clima più freddo.
Come diretta conseguenza lo stesso tipo di impianto fotovoltaico, (quindi stessa superficie, potenza di picco, azimut ed inclinazione) risulta essere più redditizio se installato in clima caratterizzato da un'espozione solare maggiore. Tale risultato può essere osservato nella figura seguente:

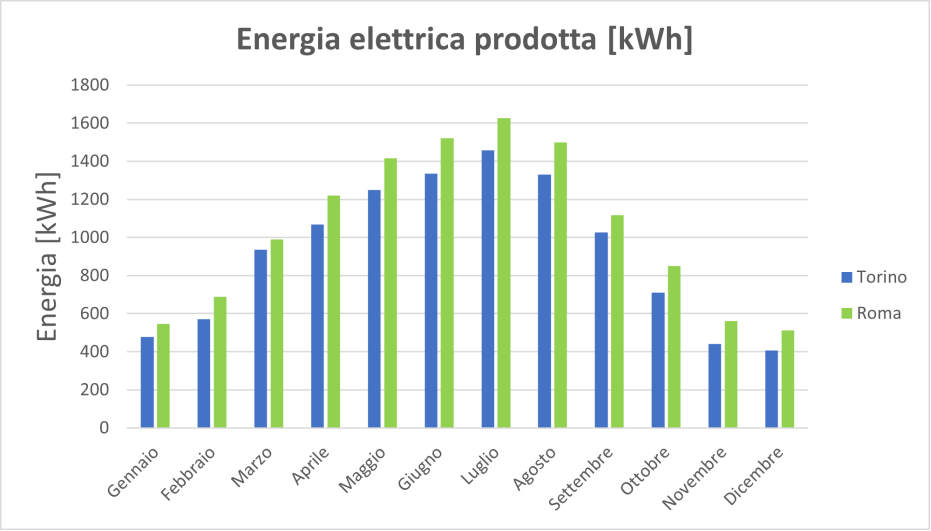


Figura 4.9: Produzione degli impianti fotovoltaici

4.2.2 Zona climatica calda

Come esempio di zona climatica calda è stata scelta la Sicilia, in particolare la città di Palermo, caratterizzata dalle coordinate seguenti:

Zona	Latitudine	Longitudine
Palermo	38°0,6'34,1"	13°21'18,2"

Tabella 4.9: Coordinate della zona climatica

Consultando di nuovo l'allegato nazionale A, si risale ai dati di progetto di questa regione che vengono successivamente riportati nella tabella 4.10 affiancati dagli stessi dati dei due casi precedenti.

Zona climatica	Gradi Giorno	$T_{progetto}$ [°C]	$T_{media-annuale}$ [°C]
Torino	2617	-8	12,4
Roma	1415	0	16,3
Palermo	751	5	18

Tabella 4.10: Dati climatici di progetto

Osservando il valore dei gradi giorno della città di Palermo si può affermare che la zona climatica di appartenenza è la zona B.
Sintetizzando il processo di calcolo che è stato già affrontato per i due casi precedenti, si riportano di seguito le durate dei bin di temperatura ottenuti per il mese di Gennaio:

Bin Gennaio [Palermo]	
θ_{bin} [°C]	t_{bin} [h]
6	19,1
7	35,8
8	58,5
9	83,5
10	103,9
11	112,7
12	106,7
13	88,2
14	63,5
15	39,9
16	21,9
17	10,5

Tabella 4.11: Durate effettive dei bin di Gennaio

Le durate effettive dei bin dimostrano come la località presa in considerazione presenta un clima più caldo, in quanto la media della distribuzione è alta e la durata dei bin più caldi è molto più lunga delle zone climatiche precedenti.
Per capire meglio questo concetto si può utilizzare la figura 4.10. Osservando le tre distribuzioni di temperatura ottenute si può chiaramente notare come il valore medio si sposti verso temperature più elevate dal momento in cui ci si muove da zone climatiche rigide a zone più calde.

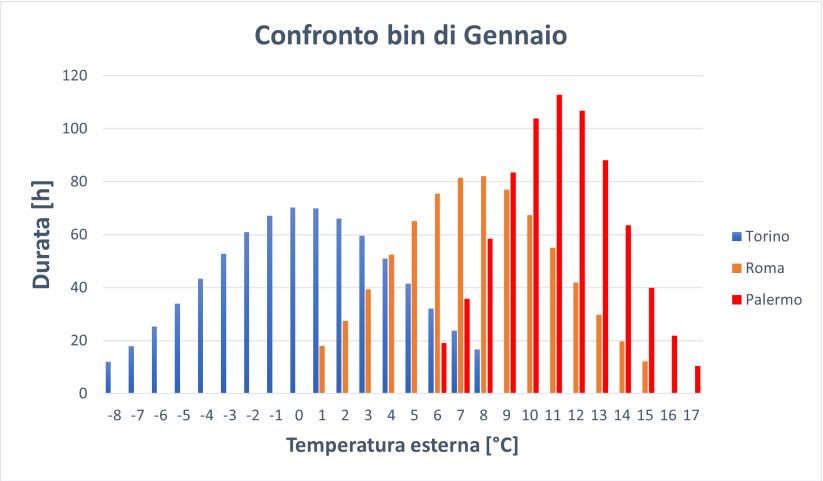


Figura 4.10: Confronto tra le distribuzioni ottenute

Inoltre il valore dello scarto quadratico medio ottenuto si riduce verso zone più calde, ottenendo quindi delle distribuzioni che si discostano dal valore medio in misura minore assumendo una forma a campana più stretta.
Le zone climatiche più calde rappresentano quindi delle località favorevoli all'installazione di pompe di calore per il riscaldamento. Questo perchè, oltre al fabbisogno minore di energia termica, la permanenza prolungata a temperature più alte permette alla macchina di funzionare con un valore di coefficiente di prestazione più alto.
Il rovescio della medaglia sta nel fatto che durante la stagione estiva, si avrà necessità di un'energia termica più alta per poter raffrescare adeguatamente gli ambienti, comportando quindi una richiesta maggiore di energia elettrica.
Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica tramite l'impianto fotovoltaico, viene riportato di seguito un grafico che mostra l'irradianza media incidente sulla superficie dei pannelli:

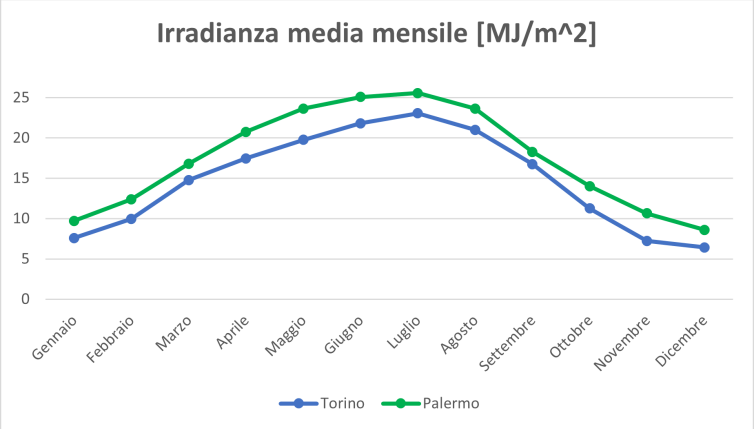


Figura 4.11: Confronto dell'irradianza su superficie piana

Si ricorda che il grafico in figura 4.11 è stato costruito mantenendo costanti i parametri di inclinazione, azimut e superficie del campo solare. Inoltre si è considerata l'assenza di eventuali ostacoli che potrebbero ombreggiare la superficie ricevente.

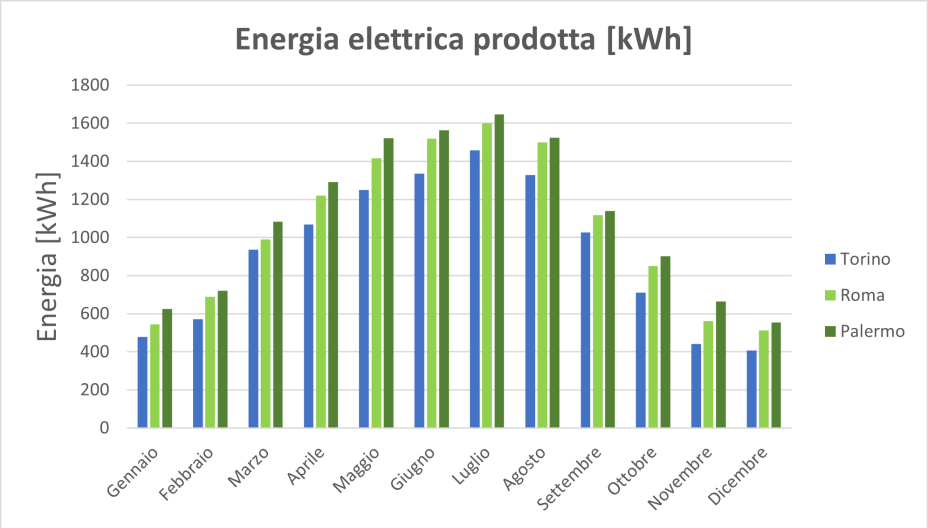


Figura 4.12: Confronto della produzione elettrica del fotovoltaico

Sulla base dei dati ottenuti sull'irradianza, si costruisce il grafico in figura 4.12 applicando le formule viste nel capitolo 2, nel rispetto della normativa UNI/TS 11300-4. Si può vedere come i climi più caldi, godendo di un irraggiamento solare più ampio, favoriscono la produzione del fotovoltaico sopratutto nei mesi estivi dove l'irradianza solare è più elevata.
Tuttavia tale picco di produzione non può essere sfruttato nel periodo di riscaldamento invernale per alimentare il sistema ibrido, poichè il periodo di funzionamento non copre ovviamente l'arco temporale dei mesi estivi ed il sistema installato non è dotato di dispositivi di accumulo come le batterie fotovoltaiche.

Capitolo 5

Conclusioni

Nell'introduzione è stata esposta la struttura della trattazione ed i quesiti a cui essa si proponeva di far luce applicando procedure e formule nel rispetto delle normative citate nella Bibliografia.
La prima parte dello studio è stata un'analisi teorica relativa alle varie fonti di energia disponibili sul pianeta e al funzionamento generale di una pompa di calore aria-acqua. Si è visto come la situazione attuale riguardo lo sfruttamento delle fonti di energia non rinnovabili non sia sostenibile nel futuro a lungo termine, a causa del forte impatto ambientale che viene provocato da alcune di esse.
Per questo motivo, gli sforzi della ricerca tecnologica si sono concentrati verso macchinari che permettessero lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili per la produzione dell'energia di cui si necessita nella vita di tutti i giorni.
Il secondo capitolo è stato quindi impostato sullo studio delle prestazioni delle pompe di calore aria-acqua, per arrivare poi a poter definire tutte le caratteristiche necessarie per una scelta corretta in termini di risparmio energetico ed economico. Prendendo in considerazione un modello specifico di pompa di calore, si è visto come le prestazioni della macchina vengano influenzate dalla temperatura della sorgente fredda. In particolare una temperatura esterna minore comporta coefficienti di prestazione più bassi, a parità di temepratura di mandata, e quindi un maggior consumo di energia elettrica. Questo risultato ottenuto per un singolo modello può essere considerato di validità generale, essendo le prestazioni variabili una caratteristica instrinseca delle pompe di calore aria-acqua.
Si è visto come il risparmio energetico derivante dall'utilizzo di una fonte rinnovabile rispetto ad un combustibile fossile possa essere raggiunto permettendo alla pompa di calore di funzionare con valori di coefficiente di prestazione medi. Il risparmio economico è invece dipendente da molti parametri, e si è visto come tali parametri possano variare a seconda del mercato o della zona di installazione.
Nella prima parte è stato spiegato come le pompe di calore funzionino grazie ad un'alimentazione elettrica, per questo motivo si è ritenuto necessario dedicare alcune sezioni all'approfondimento dell'energia elettrica derivante da impianti fotovoltaici.
Alla luce delle analisi effettuate nel secondo capitolo, l'accoppiamento di una pompa

di calore con un impianto fotovoltaico dotato di opportuni dispositivi di accumulo avrebbe tutte le caratteristiche necessarie per essere un impianto autonomo, il cui funzionamento si baserebbe interamente sullo sfruttamento di energie rinnovabili.
Tuttavia l'analisi condotta nella seconda sezione ha dimostrato come la questione risulti più delicata.
La parte centrale dell'elaborato prevedeva l'analisi relativa ad un impianto ibrido reale installato in un condiminio nella città di Torino. La ricerca prevedeva la determinazione dei range di funzionamento ottimale dei due generatori dell'impianto, in modo tale da poter operare nelle condizioni di risparmio economico.
Sulla base della firma energetica dell'edificio, la prima analisi teorica ha dimostrato che, facendo lavorare la pompa di calore con una temperatura di mandata bassa, il range di funzionamento ottenuto risultava molto esteso. Nel particolare durante il mese più freddo, Gennaio, era possibile sfruttare la pompa di calore per la maggior parte dei bin di temperatura, con la caldaia che forniva supporto al generatore primario solamente dei bin molto freddi. In questo modo si otteneva un adeguato sfruttamento della pompa di calore, quindi consumo di energia elettrica al posto del combustibile fossile della caldaia, lavorando comunque in condizioni ottimali per quanto riguarda il lato del risparmio economico.
Introducendo a questo punto la quota di energia elettrica prodotta dal fotovoltaico e calcolata secondo normativa, si è potuto constatare che la produzione effettiva durante i mesi di richiesta energetica maggiore non era sufficiente. Per essere in grado di sfruttare a pieno le potenzialità del fotovoltaico, e quindi utilizzare i picchi estivi di produzione, bisogna predisporre degli opportuni sistemi di accumulo, in linea con quanto è stato esposto nel secondo capitolo.
Nella seconda analisi si è considerata una temperatura di mandata più elevata, non ottimale per le pompe di calore ma compatibile con i terminali reali installati nell'impianto. Mantenendo costanti le tariffe che regolano i costi dei due vettori energetici, si è visto come le nuove prestazioni della pompa, peggiori del caso precedente a causa della temperatura più elevata, hanno avuto come conseguenza un restringimento del campo di funzionamento della pompa stessa.
Nello specifico il COP_{minimo} di funzionamento richiesto per operare in condizioni di risparmio energetico era lo stesso del caso precedente ma la temperatura di mandata più alta permetteva alla pompa di calore di raggiungere quel valore ad una temperatura della sorgente fredda più elevata. Questa situazione può essere visualizzata graficamente nella figura 5.1.
Inoltre in queste condizioni la temperatura ottimale di cut-off della pompa di calore risultava essere maggiore della temperatura di bivalenza del sistema. Quindi nonostante la pompa di calore fosse in grado di sopperire alle richieste del sistema fino ad una determinata temperatura, per motivi economici bisogna eseguire la commutazione dei generatori ad una temperatura più elevata, altrimenti si andrebbe a produrre energia termica ad un costo maggiore.

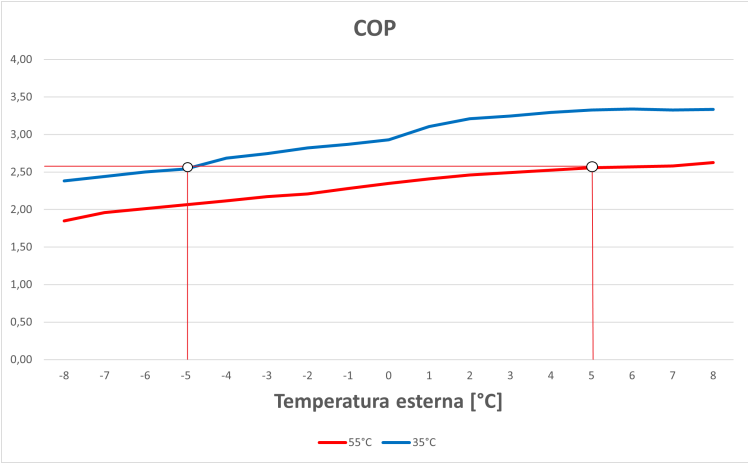


Figura 5.1: COP_{minimo} di funzionamento nei due casi

Nell'ultima parte dell'elaborato sono stati condotti degli spostamenti virtuali dell'impianto in zone climatiche differenti, per poter evidenziare quelli che erano i cambiamenti tra una configurazione ed un'altra.
Si è visto come la differente zona climatica influenzi direttamente la distribuzione di temperatura che si ottiene tramite il metodo dei bin mensili. Più ci si sposta verso zone calde e più le distribuzioni ottenute risultano più strette e centrate su valori di temperatura più alti.
La produzione dell'impianto fotovoltaico presenta un aumento proporzionale all'aumento dell'irradianza solare su superficie piana che si registra passando da una zona all'altra.
Per quanto riguarda le prestazioni della pompa di calore non è stato possibile effettuare delle valutazioni effettive a causa della mancanza di alcuni dati fondamentali, come ad esempio la nuova firma energetica dell'edificio.
In conclusione, le pompe di calore rappresentano un elemento fondamentale per poter ridurre gradualmente il consumo di combustibili fossili e i successivi sviluppi tecnologici dovranno concentrare gli sforzi sul migliorare i sistemi di regolazione della potenza in modo tale da stabilizzare le prestazioni di queste macchine.

Appendice A

Pompe di calore in raffrescamento

Gli impianti a pompa di calore possono essere utilizzati non solo per riscaldare ma anche per raffrescare gli ambienti.
Per comodità viene di seguito riportata la figura 1.5 rappresentante lo schema funzionale di una pompa di calore che lavora in riscaldamento:

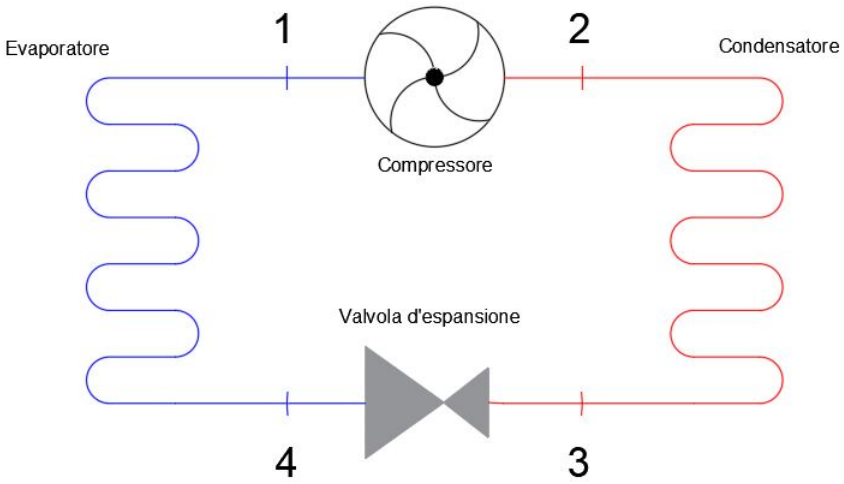


Figura A.1: Funzionamento in riscaldamento

Si nota come la componentistica necessaria al funzionamento in riscaldamento per un ciclo base sia composta da:

- Compressore;
- Valvola d'espansione;
- Condensatore;
- Evaporatore.

La fase di raffrescamento di un ambiente può essere ottenuta utilizzando delle pompe di calore reversibili. Queste ultime sono macchine in grado di invertire il senso di circolazione del fluido intermedio e quindi il senso del flusso di calore scambiato. Il senso di circolazione viene invertito con l'aiuto dei seguenti componenti:

- una valvola deviatrice a 4 vie posta a monte del compressore;
- una valvola deviatrice a 3 vie posta sul tratto di circuito dove viene fatto espandere il fluido;
- una seconda valvola di espansione.

A.1 Attivazione ciclo di riscaldamento

Le valvole deviatrici, a 3 e a 4 vie, mandano in apertura le vie che consentono un ciclo di lavoro simile a quello in precedenza descritto nella figura A.1. Con tale ciclo il fluido intermedio toglie calore alla sorgente fredda e lo cede al fluido caldo.

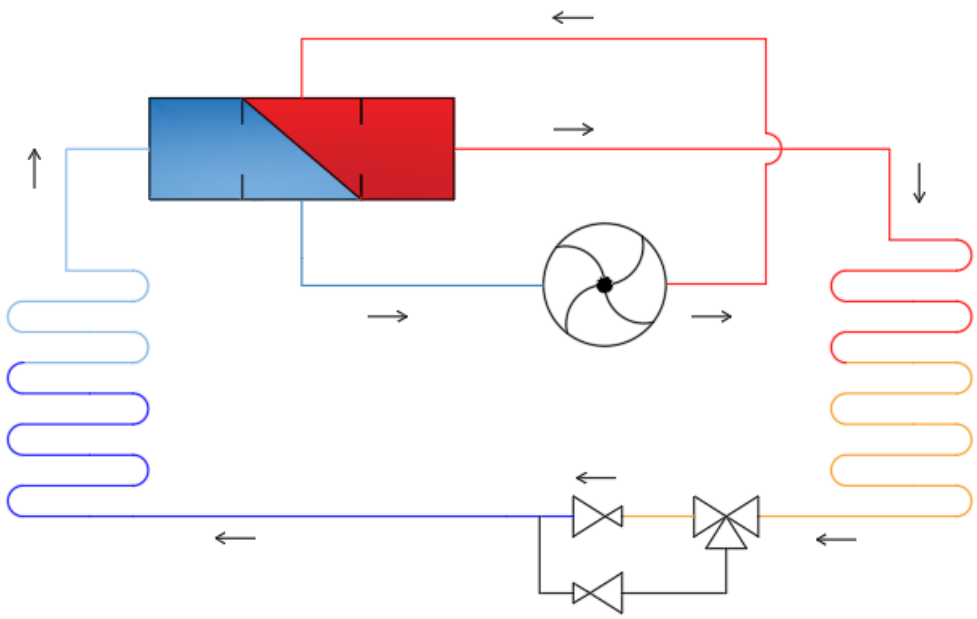


Figura A.2: Ciclo di riscaldamento p.d.c. reversibile [1]

A.2 Attivazione ciclo di raffrescamento

Le valvole deviatrici, a 3 e a 4 vie, mandano in apertura le vie che consentono (pur mantenendo inalterato il senso di rotazione del compressore) di invertire il ciclo di lavoro attuato nella fase di riscaldamento.
In questo caso, il fluido intermedio toglie calore al fluido dell'impianto di raffrescamento e lo cede alla sorgente esterna.

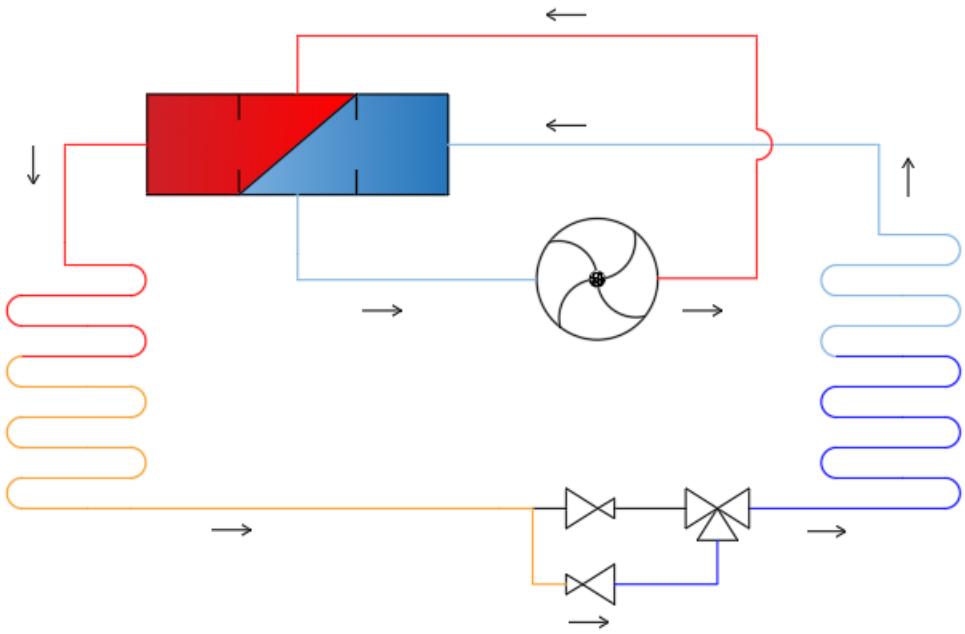


Figura A.3: Ciclo di raffrescamento p.d.c. reversibile [1]

Bibliografia

[1] M. Caleffi e F. Guidetti, "Idraulica 33", *Le pompe di calore*, 2007.

[2] M. Caleffi e F. Guidetti, "Idraulica 29", *Gli impianti a pannelli solari*, 2005.

[3] M. Tomasoni e F. Guidetti, "Idraulica 61", *Gli impianti a pompa di calore aria-acqua*, 2021.

[4] F. Moricci e G. Rago, "ISPRA", *Studio sulle alternative agli idrofluorocarburi (HFC) in Italia*, 2018.

[5] M. Caleffi e F. Guidetti, "Idraulica 41", *Impianti ibridi*, 2011.

[6] European commission, "PGIS", *Photovoltaic Geographical Information System*, ultimo aggiornamento 01/03/2022.

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

[7] Ente Italiano di normazione, (2016), *Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 4: Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria* UNI/TS 11300-4.

[8] ENEA energia solare, *Atlante Italiano della radiazione solare*, ultimo aggiornamento 05/04/2022.

http://www.solaritaly.enea.it/index.php

[9] Ygnis, "Bollettino tecnico", *Pompe di calore inverter aria/acqua con ventilatori assiali*, 2021.

[10] Ente Italiano di normazione, (2018), *Condizionatori, refrigeratori di liquido e pompe di calore con compressore elettrico per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti e refrigeratori per cicli di processo con compressore elettrico* UNI EN 14511.

[11] Ente Italiano di normazione, (2018), *Condizionatori d'aria, refrigeratori di liquido e pompe di calore, con compressore elettrico, per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti - Metodi di prova e valutazione a carico parziale e calcolo del rendimento stagionale* UNI EN 14825.

[12] A. Montanini, "Assotermica", *I sistemi ibridi per il riscaldamento*, 2020.

[13] Ente Italiano di normazione, (2002), *Allegato nazionale A (normativo) - Valori e parametri nazionali per il calcolo del carico termico di progetto* UNI EN 12831.