

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN

INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

Sintesi dell'elaborato di laurea

**ANALISI DINAMICA DI POMPE DI CALORE ELIOASSISTITE
ACCOPPiate A SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO**

Relatori

Ch.mo Prof. Ing. Francesco Calise

Ch.ma Prof. Ing. Laura Vanoli

Correlatore

Ing. Rafal Damian Figaj

Candidata

Pelosi Maria Dora

Matr. M67/168

Anno accademico 2015-2016

Negli ultimi decenni, il crescente consumo energetico mondiale e i gravi problemi ambientali hanno portato il genere umano a cercare di utilizzare le risorse energetiche in modo più efficiente e razionale, guardando con maggiore interesse le fonti energetiche ecologiche e rinnovabili.

L'energia solare nei prossimi anni diventerà il principale sostituto dei combustibili fossili per la sua natura pulita e rinnovabile. L'applicazione dell'energia solare nella refrigerazione degli ambienti è particolarmente attrattiva per la coincidenza tra il picco della domanda di energia frigorifera e la disponibilità della radiazione solare. Sull'uso della radiazione solare per il riscaldamento ci sono invece alcune limitazioni, principalmente dovute al suo carattere stocastico e intermittente. I valori temporali dei picchi di radiazione solare sono opposti rispetto ai picchi temporali della domanda di riscaldamento. Di solito i sistemi "tradizionali" di riscaldamento attivati dall'energia solare da soli non sono in grado di soddisfare tutte le esigenze di riscaldamento. Tuttavia esistono diverse opzioni per risolvere questo problema.

Una di queste opzioni è costituita da un sistema combinato in cui si accoppia un sistema di riscaldamento solare con una pompa di calore. Questo tipo di sistema è detto sistema con "*pompa di calore elio-assistita*" (*Solar Assisted Heat Pump - SAHP*) e può essere usato in applicazioni di piccole o medie dimensioni, cioè in abitazioni unifamiliari e plurifamiliari oppure all'interno di edifici pubblici.

Un sistema di riscaldamento basato sull'uso dell'energia solare può contribuire ad una significativa riduzione dei costi di gestione delle apparecchiature elettriche. L'altro vantaggio molto importante è che tale combinazione in molti casi non richiede alcun dispositivo di riscaldamento ausiliario e, di conseguenza, riduce il consumo di energia fossile e le emissioni di gas serra. La riduzione del consumo di combustibili fossili non solo è dovuto alla sostituzione del combustibile, ma anche alle migliori condizioni di funzionamento delle pompe di calore che determinano un aumento della loro efficienza (Coefficient of performance – COP) e, di conseguenza, una riduzione della domanda di energia elettrica per azionare la pompa di calore.

Attualmente esistono numerose configurazioni per i sistemi SAHP, ma non ci sono abbastanza risultati sperimentali che permettano di definire quale di queste configurazioni sia la migliore. La configurazione presa in esame nel presente lavoro di tesi è un sistema di poligenerazione realizzato da Calise et al. (2016) e costituito da (Figura 1):

- una pompa di calore reversibile acqua-acqua (HP);
- un campo di collettori cogenerativi fotovoltaico-termici (PVT);
- un adsorbitore (ADS);
- un serbatoio solare (TK1) che accumula l'energia termica prodotta dal PVT e che alimenta la pompa di calore e l'adsorbitore;
- un serbatoio (TK2) usato per la produzione di acqua calda sanitaria;
- un serbatoio inerziale (TK3) che alimenta i ventilconvettori usati per il riscaldamento o per il raffrescamento.

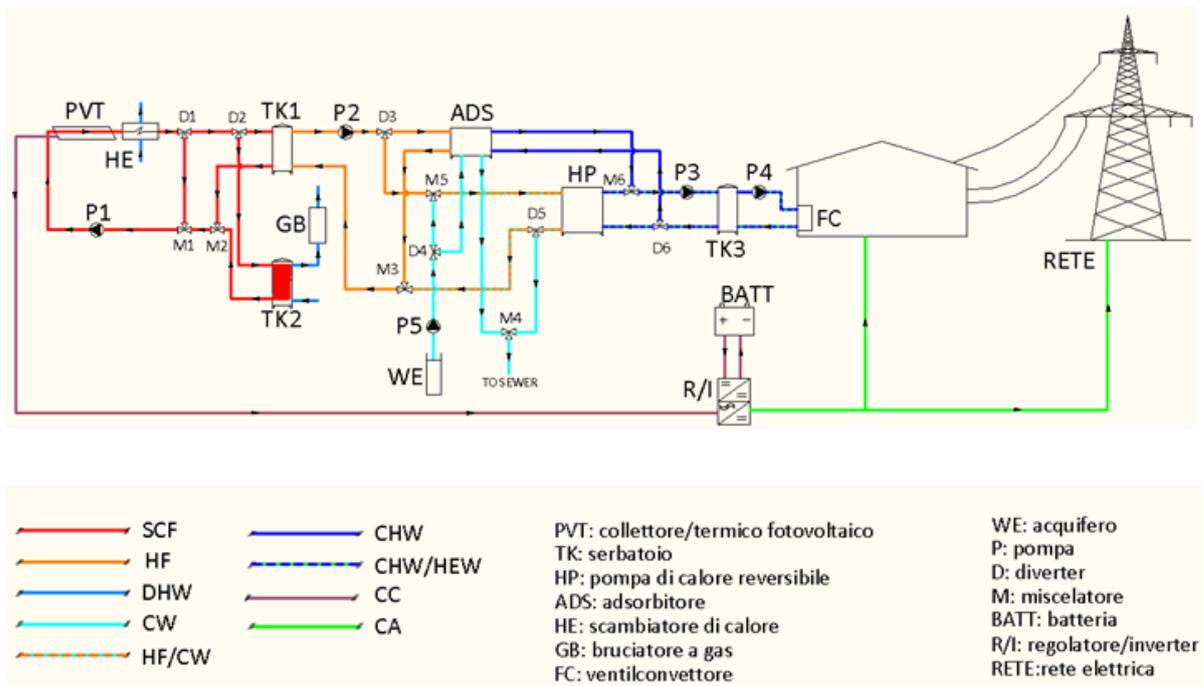


Figura 1: Schema semplificato dell'impianto con sistema di accumulo elettrico.

Il collettore fotovoltaico-termico PVT è un dispositivo che converte la radiazione solare in parte in energia elettrica ed in parte in energia termica, coniugando l'effetto di un modulo fotovoltaico e di un pannello solare termico. Per il sistema SAHP preso in esame sono stati utilizzati collettori PVT raffreddati ad acqua ed è stata considerata la configurazione detta sheet and tube, in cui l'acqua fluisce all'interno di tubi saldati sotto l'assorbitore. Il fluido si riscalda grazie alla parte di radiazione solare che non viene convertita in energia elettrica e il modulo fotovoltaico si raffredda, in modo da aumentare il suo rendimento elettrico. Il PVT considerato presenta anche una copertura in vetro. L'energia solare prodotta dal sistema in esame viene utilizzata per produrre riscaldamento invernale, raffrescamento degli ambienti, acqua calda sanitaria ed energia elettrica tutto l'anno.

L'energia termica prodotta dai collettori PVT viene utilizzata per riscaldare il fluido SCF che circola attraverso il campo di collettori. E' presente un sistema di controllo che regola la temperatura di set point dei collettori in modo da operare alla temperatura più bassa compatibile con le esigenze degli utenti, massimizzando così l'efficienza elettrica del PVT che aumenta in caso di basse temperature di esercizio. Quando la richiesta di energia termica dell'utenza è alta e l'irraggiamento solare è basso, la temperatura del fluido in uscita dai collettori PVT può essere inferiore al set point fissato. Quando il fabbisogno di energia termica dell'utenza è basso e/o quando la radiazione solare è alta, la temperatura in uscita dal campo di collettori PVT può superare la soglia. In tal caso, per evitare il surriscaldamento del fluido ed una conseguente riduzione dell'efficienza elettrica del collettore, il fluido viene raffreddato dallo scambiatore di calore HE.

La pompa di circolazione dell'acqua a velocità variabile (P1) viene regolata da un controllore proporzionale e si attiva solo quando la radiazione solare supera i 10 W/m^2 .

Il serbatoio TK1 viene alimentato quando in inverno la temperatura della parte superiore non rientra nell'intervallo fissato (25-20 °C) e in estate quando la temperatura non rientra nell'intervallo 60-65 °C. Il serbatoio TK2 viene alimentato solo quando il serbatoio solare è carico termicamente e quando la temperatura del fluido SCF supera di 2°C la temperatura della parte superiore del serbatoio. Se l'energia solare non è in grado di soddisfare la domanda di acqua calda sanitaria (ACS), e quindi la temperatura superiore del serbatoio è inferiore a 45 °C, il sistema di controllo attiva il boiler a gas naturale GB.

Nel periodo invernale, il serbatoio TK1 manda il fluido caldo (HF) verso l'evaporatore della pompa di calore reversibile HP. La pompa di calore viene attivata quando la temperatura superiore del serbatoio inerziale scende a 45 °C. In questo modo, quando la temperatura ambiente scende sotto i 19 ° C, il fluido caldo memorizzato nel serbatoio è fornito ai ventilconvettori e la temperatura sale fino a 21 °C. Nel periodo estivo, il serbatoio solare alimenta il lato caldo dell'adsorbitore ADS. Per dissipare il calore prodotto dall'adsorbitore, si utilizza l'acqua fredda (CW) di un acquifero superficiale. L'adsorbitore viene attivato quando la temperatura superiore del serbatoio inerziale sale a 14 ° C. In questo modo, quando la temperatura ambiente supera i 27 ° C, l'acqua refrigerata immagazzinata nel serbatoio TK3 alimenta i ventilconvettori all'interno dell'edificio e la temperatura ambiente scende a 25 °C. In estate la pompa di calore può funzionare come sistema ausiliario al posto dell'adsorbitore quando la temperatura della parte superiore di TK1 è inferiore a 55 ° C oppure quando, a causa dell'elevata richiesta di raffrescamento, la temperatura superiore di TK3 sale oltre i 16 ° C.

Il contributo aggiuntivo del lavoro di tesi è l'applicazione del sistema di poligenerazione a diverse tipologie di utenza, ovvero un ufficio e una palestra, e l'aggiunta di un sistema di accumulo costituito da batterie al piombo acido. Tra i possibili sistemi di accumulo si è scelto di usare gli accumulatori al piombo acido perché risultano molto convenienti, presentando costi bassi sia su unità di energia sia su unità di potenza (rispettivamente di 180-350 €/kWh e di 250-550 €/kW), sono caratterizzati da un numero di cicli di scarica-carica inferiore rispetto alle altre tecnologie e da basse percentuali di dissipazione (~1%), che li rende adatti ad applicazioni di pochi minuti fino ad arrivare a qualche giorno. Le batterie permettono di accumulare l'energia elettrica prodotta dai collettori, in modo da aumentare l'autoconsumo e ridurre gli eccessi. L'energia in eccesso è stata valorizzata ricorrendo a due meccanismi: scambio sul posto e ritiro dedicato. Il primo consente al produttore di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione; il produttore ottiene una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Il ritiro dedicato consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici, che provvede a remunerarla corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato. Pertanto, per entrambe le tipologie di utenza, sono stati individuati 4 scenari connessi alla rete: con scambio sul posto o ritiro dedicato con e senza sistema di accumulo.

Il sistema preso in esame è stato progettato e simulato attraverso un particolare software di calcolo denominato TRNSYS (TRAnsient SYstems Simulation). Il software permette di calcolare, per i vari componenti del sistema, le prestazioni energetiche, i profili di temperatura ed i flussi di energia termica ed elettrica. Gli edifici sono stati modellati attraverso lo strumento Google SketchUp. L'energia termica e frigorifera, necessarie per il condizionamento degli edifici, sono state ricavate sulla base di dettagliati modelli di simulazione degli edifici ottenuti con il programma TRNBUILD, incluso nel pacchetto TRNSYS. In TRNBUILD è possibile definire il comportamento termico delle singole zone in cui è diviso l'edificio attraverso la descrizione delle pareti e delle finestre e attraverso dati di regime, che includono anche l'infiltrazione, l'umidità, la ventilazione, il confort e i guadagni. I dati relativi al confort permettono di valutare il livello di benessere termoisometrico. I guadagni sono i contributi di calore sensibile e latente dovuti alla presenza all'interno dell'ambiente di persone, di dispositivi di illuminazione e di apparecchiature.

Attraverso l'utilizzo del software è stato analizzato il funzionamento dell'impianto su base giornaliera, settimanale e annuale.

Dalle analisi annuali relative alla palestra è emerso che, l'utilizzo dell'energia solare termica prodotta dai collettori PVT è di circa il 90%; la quota maggiore (69%) viene utilizzata dal serbatoio dell'acqua calda sanitaria, a causa dell'elevata richiesta di ACS da parte dell'utenza, il 21% viene utilizzato dal serbatoio solare e il 9% viene dissipato (Figura 2).

Per l'ufficio è emerso che, dell'energia prodotta dal PVT, solo il 19% viene inviata al serbatoio solare e solo il 2% viene usata per l'ACS, il resto viene dissipato dallo scambiatore HE. L'energia solare termica viene in gran parte dissipata perché, non essendoci un'elevata richiesta di energia solare termica, la temperatura del fluido di lavoro dei collettori PVT aumenta, superando spesso il valore di set point di 70 °C e rendendo necessaria l'attivazione dello scambiatore di HE (Figura 2).

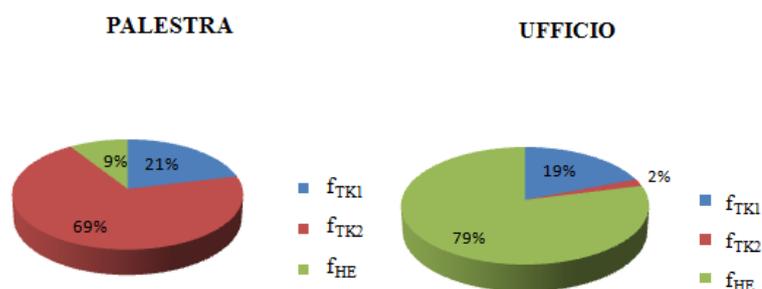


Figura 2: Fattori di utilizzo (f) dei componenti dell'impianto per la palestra e per l'ufficio.

Per entrambi gli edifici l'energia fornita dai fan coil per il raffrescamento ($Q_{cool, req}$) è superiore a quella necessaria per il riscaldamento degli ambienti ($Q_{heat, req}$): $Q_{heat, req} = 1.30 \cdot 10^4$ e $Q_{cool, req} = 3.20 \cdot 10^4$ per la palestra, $Q_{heat, req} = 4.56 \cdot 10^3$ e $Q_{cool, req} = 1.70 \cdot 10^4$ per l'ufficio.

Per l'utenza della palestra, il campo di collettori PVT ha un'efficienza elettrica di circa l'11%. Nella configurazione con batteria il 58% dell'energia prodotta (EE_{PVT}) viene autoconsumata (EE_{autoc}) e il 37% di energia in eccesso (EE_{ecces}) viene mandata in rete; dell'energia auto consumata, l'aliquota

proveniente dalla batteria (EE_{batt}) è del 21%. Nella configurazione senza batteria, l'autoconsumo si riduce del 21%, l'energia in eccesso e i prelievi dalla rete (EE_{rete}) aumentano rispettivamente del 57 e del 36% (Figura 3).

Per l'ufficio, invece, il PVT ha un'efficienza elettrica di circa il 10% ed è inferiore rispetto al valore riscontrato per la palestra perché, a causa della ridotta richiesta di energia solare termica, la temperatura dei collettori è più alta. Circa il 78% dell'energia prodotta viene autoconsumata nella configurazione con batteria e il 19% di energia in eccesso viene mandata in rete; la produzione del PVT è del 19% inferiore rispetto alla richiesta. Dell'energia autoconsumata, l'aliquota proveniente dalla batteria è del 14% (Figura 3). L'autoconsumo è più alto rispetto alla palestra perché per l'ufficio si ha una maggiore richiesta di energia elettrica.

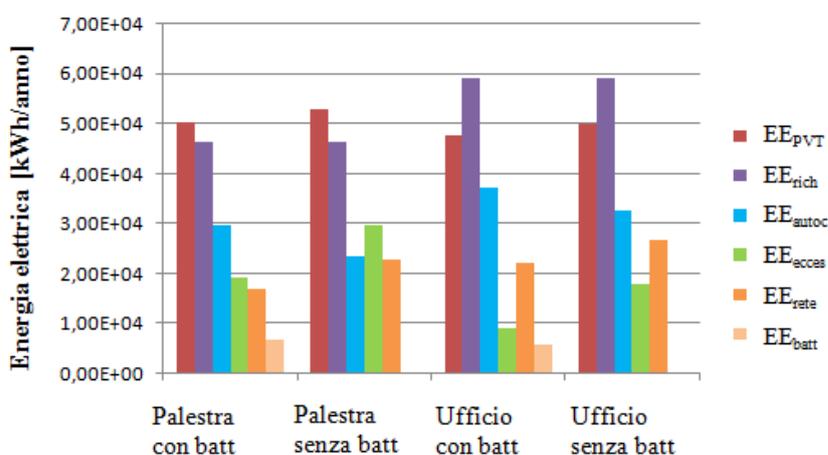


Figura 3: Energie elettriche per l'ufficio e per la palestra nella configurazione con e senza sistema di accumulo.

L'analisi energetica è stata effettuata valutando gli eventuali risparmi in termini di energia primaria conseguiti dal sistema proposto (PS), rispetto ad un sistema convenzionale assunto come riferimento (RS). Il sistema di riferimento include una caldaia a gas naturale per la produzione di ACS e una pompa di calore reversibile aria-aria per la climatizzazione invernale ed estiva. Per entrambe le utenze, l'utilizzo dell'energia solare porta ad un notevole risparmio di energia primaria: con il sistema proposto il consumo di energia primaria si riduce del 74-70% per la palestra e del 50-40% per l'ufficio a seconda che ci sia o meno il sistema di accumulo; la differenza tra le configurazioni con e senza batteria è dovuta alla diversa quantità di energia elettrica acquistata dalla rete.

Nel caso della palestra, per lo scenario con batteria e scambio sul posto o con batteria e ritiro dedicato, il periodo di ritorno semplice (SPB) si riduce solo del 5% rispetto allo scenario senza batteria, ciò accade perché il costo di acquisto e di sostituzione della batteria pesa molto poco sull'investimento complessivo (Figura 4).

Per l'ufficio gli elevati costi di investimento combinati ad una differenza molto piccola tra i costi di esercizio del sistema di riferimento e di quello proposto, fanno sì che i periodi di ritorno siano molto elevati, addirittura superiori alla vita utile dell'investimento posta pari a 25 anni (Figura 5). L'impianto

ha costi di investimento molto elevati, variabili da 272 000 a 280 000 € a seconda che ci sia o meno la batteria, a cui però non corrisponde un elevato utilizzo dei suoi componenti.

Sia per la palestra che per l'ufficio è emerso che il meccanismo che valorizza meglio gli eccessi di energia è lo scambio sul posto.

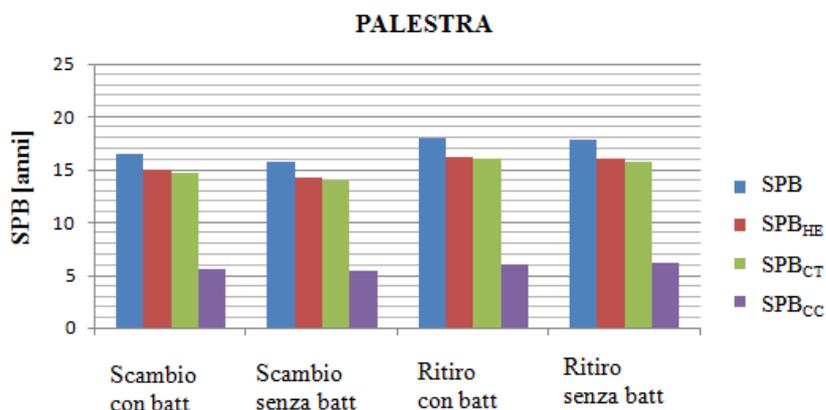


Figura 4: Valori del SPB per i diversi scenari relativi alla palestra (SPB_{HE}, SPB_{CC}, SBT_{CT} sono rispettivamente il valore del SPB ottenuto nello scenario con valorizzazione dell'energia dissipata, con l'incentivo in conto capitale e con l'incentivo in conto termico).

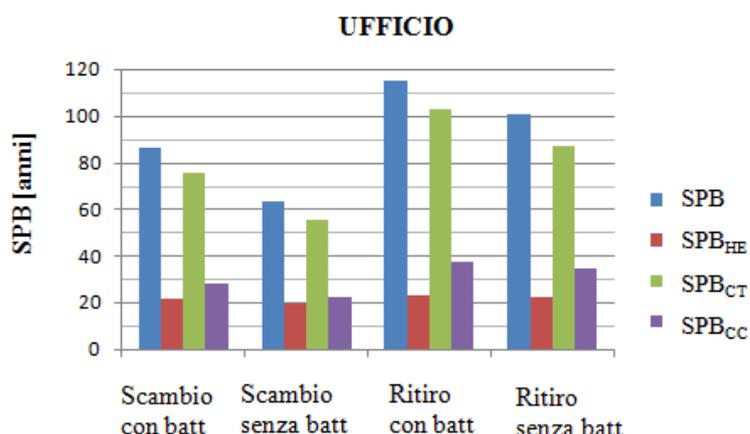


Figura 5: Valori del SPB per i diversi scenari relativi all'ufficio (SPB_{HE}, SPB_{CC}, SBT_{CT} sono rispettivamente il valore del SPB ottenuto nello scenario con valorizzazione dell'energia dissipata, con l'incentivo in conto capitale e con l'incentivo in conto termico).

Dalle analisi annuali è emerso anche che l'aliquota che ha il peso maggiore sulla differenza dei costi di esercizio è il costo per la produzione di acqua calda sanitaria. Pertanto il sistema SAHP analizzato risulta conveniente solo per utenze caratterizzate da un consumo notevole di ACS o da un'elevata richiesta di riscaldamento e di raffrescamento, come per esempio le palestre, gli alberghi, gli edifici residenziali.

I parametri economici sono stati analizzati ipotizzando di valorizzare l'energia solare termica dissipata (Q_{HE}) oppure di usufruire degli incentivi in conto capitale o di quelli previsti dal nuovo conto termico. Il SPB relativo alla palestra si riduce in maniera significativa solo ricorrendo agli incentivi in conto capitale e quindi, a causa degli elevati costi di investimento, il sistema SAHP preso in esame diventa redditizio solo in presenza di forti politiche di incentivazione. Inoltre, per l'ufficio, l'elevata quantità

di energia dissipata rende molto conveniente la valorizzazione di tale energia, ottenendo un periodo di ritorno del capitale investito inferiore a 25 anni.

Per valutare le prestazioni del sistema in diverse condizioni climatiche, le simulazioni sono state svolte considerando i dati meteo di altre tre città italiane: Palermo, Torino e Genova. Le tre località scelte rientrano in tre diverse zone climatiche definite dal D.P.R. n° 412 del 1993, per le quali si prevede un numero di ore e un periodo di riscaldamento differenti. Poiché dalle analisi annuali è emerso che per l'ufficio non c'è un'effettiva convenienza, a meno che non si decida di valorizzare l'energia dissipata, le simulazioni sono state eseguite solo per la palestra.

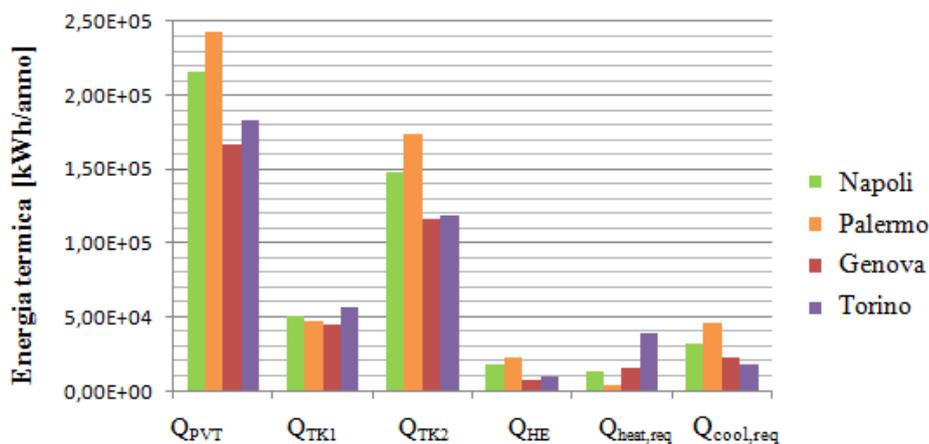


Figura 6: Valori annuali delle energie termiche per le diverse zone climatiche (Q_{PVT} è l'energia termica prodotta dal campo di PVT, Q_{TK1} , Q_{TK2} e Q_{HE} sono rispettivamente l'energia utilizzata dal serbatoio TK1, dal serbatoio TK2 e l'energia dissipata da HE, $Q_{heat,req}$ e $Q_{cool,req}$ sono le richieste di energia termica e frigorifera).

L'energia termica prodotta dal PVT (Q_{PVT}) risulta superiore per Napoli e Palermo a causa della maggiore disponibilità della radiazione solare totale. La percentuale di energia solare termica usata dal serbatoio TK1 è maggiore per Torino e più bassa per Palermo. L'energia dissipata dallo scambiatore HE è inferiore al 9% in tutti i casi. Questa percentuale è più alta a Palermo, a causa del maggiore irraggiamento nel periodo estivo, e più bassa per Genova e Torino a causa della minore disponibilità di energia solare. Per Napoli e Palermo, che hanno condizioni meteo simili, l'energia fornita all'edificio per la climatizzazione estiva ($Q_{cool,req}$) è maggiore rispetto a quella fornita per il riscaldamento; l'opposto si verifica per Torino e Genova, caratterizzate da condizioni climatiche più fredde.

L'efficienza termica del PVT ($\eta_{th, PVT}$) più alta si ha per Napoli e Palermo (42 e 43% rispettivamente) perché, essendo caratterizzate da una temperatura media ambiente superiore rispetto a Milano e Torino, si hanno perdite termiche più basse per i collettori. L'efficienza elettrica è invece più elevata a Torino e Genova a causa di una temperatura media del collettore inferiore legata alle condizioni climatiche più fredde. L'energia autoconsumata varia dal 58 al 66 %, con i valori maggiori per Genova e Torino, per i quali si ha una produzione inferiore di energia elettrica da parte del PVT. Per tutte le città il 21-22 % dell'autoconsumo proviene dalla batteria.

Per le zone climatiche prese in esame la riduzione del consumo di energia primaria rispetto al sistema di riferimento varia dal 69 al 76%. Il risparmio maggiore di energia primaria si ha per Palermo dove è maggiore l'utilizzo dell'energia solare per la produzione di ACS e per l'alimentazione del serbatoio solare.

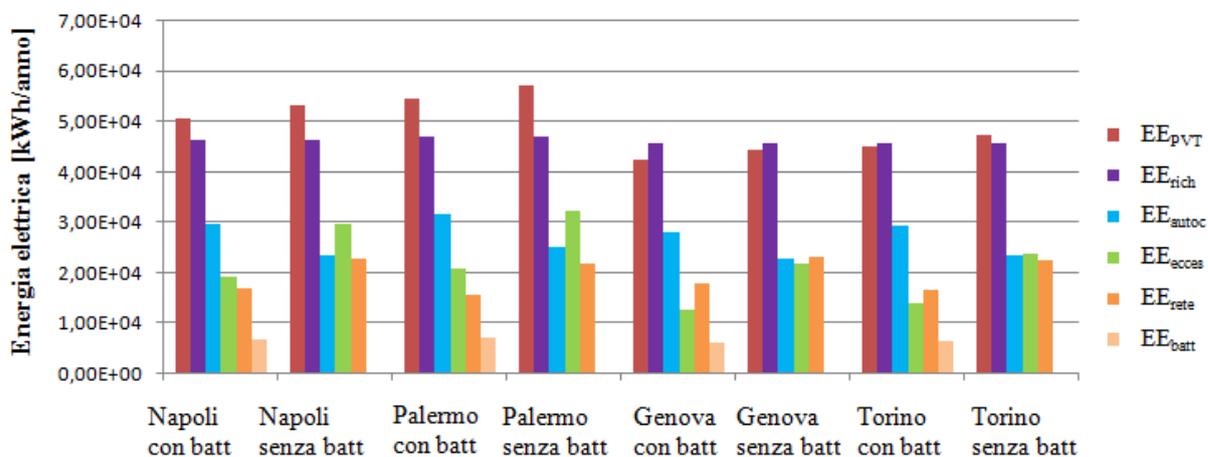


Figura 7: Valori annuali delle energie elettriche per le diverse zone climatiche nella configurazione con batteria e senza batteria.

Per quanto riguarda il periodo di ritorno del capitale investito, il valore più basso si ha per Palermo e per Napoli e per la configurazione con scambio sul posto (16.5 e 14.5 anni rispettivamente), a causa dei maggiori risparmi conseguibili con una radiazione più alta. Anche dal confronto tra le diverse città è emersa la dipendenza della fattibilità economica dell'impianto da una forte politica di incentivazione. Si registra una riduzione significativa del SPB solo prendendo in considerazione l'incentivo offerto dal conto capitale; per tutte e quattro le zone climatiche e per le diverse configurazioni il SPB si riduce del 66-68%.

Le prestazioni del sistema sono migliori per località caratterizzate da un'elevata disponibilità di irraggiamento, quali Napoli e Palermo; questo tipo di sistema non è economicamente fattibile in condizioni climatiche simili a quelle della città di Genova e Torino, dove la richiesta di calore è elevata e la radiazione solare è bassa.

Le prestazioni e la redditività economica dell'impianto sono state valutate in funzione dei principali parametri del sistema attraverso un'analisi parametrica. L'analisi parametrica effettuata per il caso migliore, ovvero per il sistema SAHP con batteria e valorizzazione degli eccessi con scambio sul posto, ha mostrato che:

- il parametro di progetto più importante è l'area del campo dei collettori PVT, da cui dipende la produzione di energia termica ed elettrica; il SPB migliore si ottiene per una superficie dei collettori di 250 m²;
- l'aumento del volume specifico del serbatoio solare non determina variazioni nel rendimento termico ed elettrico del PVT, ma determina solo un aumento della quantità di energia termica usata per alimentare il serbatoio;

- le prestazioni del sistema non dipendono dal volume del serbatoio inerziale;
- all'aumentare della capacità della batteria aumenta l'autoconsumo, si riducono gli eccessi e i prelievi dalla rete e, di conseguenza, diminuisce anche il contributo dello scambio sul posto; il SPB aumenta linearmente all'aumentare del numero di celle perché il contributo in conto scambio si riduce e aumentano i costi di investimento e di sostituzione della batteria.

Infine, è stata valutata l'influenza del sistema di controllo dei fan coil sul funzionamento e sulle prestazioni dell'impianto. Prendendo in considerazione un sistema di controllo dei ventilconvettori in grado di ridurre il numero di on/off, si è visto che non si hanno variazioni significative né sui parametri energetici né su quelli economici.