

Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico (RSE)
Piano Annuale di Realizzazione 2017

"Progetto di dettaglio del sistema energetico integrato di fonte elettrica, fotovoltaica e geotermica accoppiato ad accumulo di energia termica a servizio di un edificio storico del Sulcis (CRS) - All.2 Studio del sistema di accumulo di energia termica"

Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico basato su materiali a transizione di fase (PCM) per la gestione ottimale integrata di un impianto di climatizzazione e di un impianto solare fotovoltaico

Vittorio Tola, Giorgio Cau, Simone Arena, Mario Cascetta

INTRODUZIONE

Il progetto in esame si inquadra in una collaborazione di ricerca in essere tra il DIMCM e la Sotacarbo, iniziata con il progetto di ricerca "Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico" elaborato nella scorsa annualità. L'obiettivo generale di questi progetti di ricerca consiste nel fornire un contributo innovativo all'utilizzo ottimale dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico, di cui si prevede la realizzazione presso il Centro Ricerche Sotacarbo, attraverso la realizzazione di un sistema di accumulo energetico che consenta la riduzione degli interscambi di energia elettrica con la rete pubblica e la massimizzazione degli autoconsumi. In linea di principio, tale obiettivo dovrà essere perseguito mediante l'integrazione dell'impianto di climatizzazione già esistente con un sistema di accumulo di energia termica (TES, Thermal Energy Storage). Il sistema TES verrà utilizzato come volano termico delle pompe di calore annesse all'impianto di climatizzazione, che a loro volta fungono da volano elettrico per l'impianto fotovoltaico di cui si prevede la realizzazione. Le azioni previste permetteranno di ottenere i seguenti benefici e implicazioni:

- incremento della quota di autoconsumo e riduzione degli interscambi con la rete elettrica esterna;
- riduzione degli interventi di fermata e di avviamento delle pompe di calore al raggiungimento delle temperature di set-point;
- produzione di energia termica ad opera delle pompe di calore contestuale alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico in tempi e in misura svincolati dai fabbisogni istantanei, resa possibile attraverso la compensazione degli squilibri tra produzione e utilizzo da parte del sistema TES;

In linea di principio, tale obiettivo verrà perseguito, ovviamente, nei limiti consentiti dagli altri fabbisogni elettrici del Centro e dalla stagionalità della produzione e dei consumi:

- alimentando la pompa di calore dell'impianto di climatizzazione con l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico nelle ore caratterizzate da alta radiazione ed elevata richiesta energetica del Centro Ricerche (le ore centrali dei giorni feriali);
- alimentando la pompa di calore con l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e accumulando nel sistema di accumulo termico (TES) l'energia termica (o frigorifera) da essa prodotta nelle ore caratterizzate da una radiazione solare elevata e da una scarsa domanda di energia elettrica (sostanzialmente il sabato e la domenica, quando il Centro Ricerche non è operativo);
- alimentando l'impianto di climatizzazione con l'energia termica (o frigorifera) accumulata nel TES nelle ore di scarsa (o nulla) produzione da fotovoltaico ed elevata richiesta energetica del Centro Ricerche (sostanzialmente le prime ore del mattino e la fine del pomeriggio dei giorni feriali, durante gli orari di apertura del Centro Ricerche).

Aspetto centrale e innovativo del progetto di ricerca proposto in questa annualità è lo studio concettuale di un sistema di accumulo termico non convenzionale basato sull'utilizzo di materiali a cambiamento di fase (Phase Change Materials, PCM) e il suo confronto con i sistemi di accumulo ad acqua di tipo convenzionale e di accumulo a letto di materiale solido a basso costo basato sul principio del termoclino, oggetto di studio nel precedente progetto di ricerca. Il progetto di ricerca proposto si è sviluppato secondo le seguenti fasi e attività:

1. Valutazione della produzione media oraria dell'impianto fotovoltaico. La valutazione della produzione elettrica media oraria dell'impianto fotovoltaico, fondamentale per stimare le prospettive di integrazione con il sistema di climatizzazione, è già stata effettuata nel corso della precedente annualità. La produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è stata determinata attraverso un modello di simulazione dell'impianto fotovoltaico appositamente sviluppato che sfrutta i dati generati dal software "Meteonorm" di previsione dei dati meteo-climatici. Poiché Meteonorm consente di generare, per mezzo di sofisticati modelli stocastici, le medie orarie di radiazione globale normale alla superficie ricevente e di temperatura ambiente, relativamente alla posizione geografica della sede della Sotacarbo, per un "anno tipo" di riferimento le previsioni sulla produzione non differirebbero da quelle ottenute lo scorso anno.

2. Analisi dei profili di carico e di produzione e valutazione dei bilanci energetici per il dimensionamento del sistema TES. Le previsioni di produzione elettrica da fotovoltaico ottenute attraverso il software Meteonorm hanno permesso la definizione, per ciascun mese dell'anno, di un giorno tipo medio mensile, determinando l'andamento della produzione media oraria stimata di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico. È stata quindi aggiornata l'analisi dei profili di carico del Centro Ricerche Sotacarbo sulla base dei nuovi dati acquisiti attraverso un più accurato monitoraggio dei consumi energetici della struttura da parte della Sotacarbo, con riferimento all'anno solare 2017. L'aggiornamento dell'analisi ha permesso di ridefinire i profili di carico, su base oraria, di due giorni tipo, uno feriale e uno festivo, per ognuno dei mesi dell'anno. Si precisa che nella presente ricerca si è inteso quale giorno festivo anche il sabato, formalmente

giorno feriale, in quanto il Centro Ricerche è chiuso e i consumi elettrici sono analoghi a quelli della domenica. Infine, la successiva sovrapposizione dei profili di carico con i profili di produzione da fotovoltaico ha permesso di valutare, su base oraria, deficit e surplus energetici della struttura. Considerata la ridotta variazione dei consumi elettrici della struttura rispetto all'annualità precedente, l'analisi della produzione elettrica da fotovoltaico e dei consumi elettrici ribadisce i risultati precedentemente ottenuti ovvero emerge come nelle giornate festive, soprattutto durante l'estate, si abbia generalmente un surplus di produzione di energia elettrica rispetto ai fabbisogni del centro ricerche, mentre nei giorni feriali, soprattutto in inverno, si abbia un deficit di energia, situazione che comporta un significativo interscambio di energia elettrica con la rete pubblica. È quindi stata ribadita l'opportunità di utilizzare in modo conservativo l'energia elettrica prodotta in eccesso durante le giornate festive in modo da ridurre l'interscambio con la rete pubblica. L'eccedenza di produzione elettrica, infatti può essere efficacemente utilizzata per alimentare una delle nuove pompe di calore per le quali è prevista l'installazione nell'impianto di climatizzazione producendo energia termica (o frigorifera nella stagione estiva) da immagazzinare in un opportuno sistema di accumulo, per poi utilizzarla nelle giornate feriali al fine di mitigare gli assorbimenti elettrici delle pompe di calore quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è insufficiente a coprire i fabbisogni.

3. Valutazione dei bilanci energetici per il dimensionamento del sistema TES. Le dimensioni del sistema TES, in termini di capacità di accumulo, sono state quindi valutate, a partire dai profili orari di deficit e surplus energetico precedentemente calcolate, per diverse condizioni operative di riferimento tenendo conto dei fabbisogni di climatizzazione estiva e invernale. Con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo e l'autosufficienza, compatibilmente con i limiti di potenza dell'impianto fotovoltaico, è stata valutata l'opportunità di realizzare un accumulo termico di capacità semi-giornaliera, giornaliera o pluri-giornaliera.

4. Sviluppo di un modello numerico di simulazione del sistema innovativo di accumulo termico. Ai fini della progettazione e della valutazione delle prestazioni del sistema di accumulo termico più idoneo allo scopo è stato sviluppato un modello di simulazione dinamica del sistema TES innovativo basato su materiali a transizione di fase a partire dalla rielaborazione di un modello numerico precedentemente realizzato per lo studio di sistemi TES integrati in applicazioni ad alta temperatura. Il modello in parola è stato utilizzato per la previsione del comportamento del materiale PCM nel processo di accumulo di energia termica, analizzando accuratamente gli scambi termici tra PCM e fluido termovettore, e determinando l'evoluzione temporale del campo di temperatura all'interno del TES durante entrambe le fasi di carica e scarica. Il modello numerico ha costituito uno strumento indispensabile per la definizione delle specifiche di progetto e per la valutazione delle prestazioni energetiche del sistema di accumulo termico nonché per la valutazione delle prestazioni del sistema integrato pompa di calore-TES e del sistema esteso termico-fotovoltaico. Inoltre potrà essere utilizzato per la definizione dei criteri di gestione dei medesimi sistemi integrato ed esteso

5. Sviluppo, dimensionamento e analisi delle prestazioni dei sistemi di accumulo.

Sulla base delle valutazioni effettuate e delle risultanze emerse nel corso dell'analisi dei profili di carico e di produzione elettrica da fotovoltaico è stato ipotizzato il dimensionamento del sistema di accumulo con riferimento a differenti specifiche di progetto. Il volume del serbatoio di accumulo è stato perciò dimensionato andando a valutare i seguenti aspetti:

- Disponibilità di energia elettrica in eccedenza nel periodo invernale, con riferimento al giorno festivo "tipo" del mese di gennaio.
- Disponibilità di energia elettrica in eccedenza nel periodo estivo, con riferimento al giorno festivo "tipo" del mese di giugno.

Poiché durante i mesi estivi il surplus dei giorni festivi è particolarmente elevato, mentre, al contrario, il deficit dei giorni feriali è molto ridotto la scelta è ricaduta sul dimensionamento invernale che permette un miglior sfruttamento dell'energia termica accumulata. In inverno, essendo l'eccedenza di energia elettrica non particolarmente marcata, il dimensionamento del sistema è esteso ai due giorni consecutivi del weekend ed è stata prevista anche una integrazione di energia elettrica dalla rete per azionare la pompa di calore.

Il dimensionamento preliminare è stato effettuato considerando serbatoi di accumulo di forma cilindrica con valori del rapporto altezza/diametro (aspect ratio) variabili tra 1 e 3 a parità di volume.

Per ovvie problematiche di costi e gestione il sistema proposto può prevedere il caricamento del serbatoio solo con un'unica tipologia di PCM (funzionamento estivo o invernale). È stato considerato un materiale PCM per il riempimento del serbatoio di accumulo caratterizzato da una transizione di fase che avviene nell'intervallo di temperatura 40-45 °C adatto per il funzionamento invernale. Conseguentemente nell'altra stagione il sistema si comporta come un serbatoio a termoclino.

Con l'ausilio dei modelli di calcolo e di simulazione numerica sviluppati, sono state analizzate l'evoluzione del profilo di temperatura all'interno del serbatoio e l'evoluzione dell'energia termica residente (livello di carica) del serbatoio durante le fasi di carica e scarica.

6. Confronto con sistemi di accumulo a calore sensibile di tipo convenzionale e innovativo.

I risultati ottenuti con il modello di TES innovativo basato su PCM sono stati confrontati con gli analoghi risultati ottenuti con i modelli numerici di simulazione dell'accumulatore convenzionale ad acqua e di un accumulatore innovativo con materiale solido di riempimento (sistema packed-bed a termoclino), sviluppati nella scorsa annualità ed aggiornati con i nuovi profili di carico della struttura, al fine di un confronto tra le diverse soluzioni, convenzionale e innovative. Il confronto tra le diverse soluzioni è stato effettuato attraverso la definizione di indici di autoconsumo e di autosufficienza energetica per evidenziare vantaggi e svantaggi della soluzione innovativa basata sui PCM. Dalle analisi effettuate emerge come il volume del serbatoio a PCM risulti essere pari a circa il 20% di quello del serbatoio a termoclino, anche se ovviamente i costi del materiale di riempimento sarebbero sensibilmente superiori. Al fine di effettuare una scelta progettuale corretta sarebbe ovviamente necessaria anche una dettagliata analisi economica.

7. Valutazione dei fattori di carica e scarica del sistema di accumulo e degli effetti dell'accumulo termico e sugli indici di autoconsumo e di autosufficienza dell'impianto fotovoltaico.

Per ogni tipologia di accumulo studiata, con riferimento a ciascun mese dell'anno e all'intera annualità, sono stati infine valutati alcuni indici globali di prestazione sia relativi alle singole fasi di carica e scarica (fattore di carica e fattore di scarica) che al processo ciclico di carica e scarica (fattore di utilizzazione). Infine sono stati definiti degli indici caratteristici per valutare gli effetti dell'integrazione del sistema di climatizzazione con il sistema di accumulo di energia termica sull'utilizzo interno dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico. In particolare, i due indici di autoconsumo e di autosufficienza, sono stati calcolati con riferimento a ciascun mese dell'anno e all'intera annualità e considerando le seguenti configurazioni del sistema integrato:

- soluzione base senza sistema di accumulo termico
- accumulo termico attivo diretto con acqua
- accumulo termico passivo con acqua e materiale solido
- accumulo termico passivo con acqua e PCM

8. Analisi delle prospettive future.

Altre possibili soluzioni, la cui scelta dipende essenzialmente dai limiti posti alle dimensioni del sistema dagli spazi disponibili e, ovviamente, dai costi sostenibili, potranno essere analizzate in una fase successiva della ricerca. L'eventuale proseguimento della ricerca in una fase successiva a quella della presente proposta potrà anche prevedere l'analisi dei costi, il progetto, la realizzazione e la sperimentazione del sistema di accumulo che attraverso lo studio dei parametri tecnico-economici verrà ritenuto il più idoneo al caso di studio. Un altro aspetto di fondamentale importanza da sviluppare in una fase successiva sarebbe quello riguardante lo studio della gestione del sistema di accumulo termico e conseguentemente del sistema integrato pompa di calore - TES. Infatti tale gestione va operata in funzione delle richieste termiche dell'utenza: una gestione ottimale del sistema TES permette infatti di massimizzare l'autoconsumo della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico svincolando la produzione di energia termica della pompa di calore dai profili temporali dell'utenza termica (climatizzazione invernale ed estiva). In tal senso, sviluppare in futuro una modellistica di gestione permetterà anche di valutare le modalità operative del sistema integrato termico - fotovoltaico nel suo complesso in funzione dei profili temporali di utenza termica e di produzione fotovoltaica.

1. VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Le prestazioni di un impianto fotovoltaico fisso (rendimento e potenza specifica) dipendono da parametri variabili nel tempo, quali la radiazione solare globale e la temperatura del sito, e da parametri progettuali quali l'orientamento (azimut) e l'inclinazione (tilt) dei pannelli ricevitori, oltre che dalle caratteristiche costitutive e funzionali dei moduli e degli altri componenti di impianto (inverter).

In particolare, il rendimento del singolo modulo può essere espresso, in termini globali, mediante la relazione:

$$\eta_M = \frac{P_M}{A_M \cdot G} \quad (1.1)$$

dove:

η_M rendimento del modulo fotovoltaico;

P_M potenza prodotta dal modulo (W);

A_M superficie effettiva di raccolta del modulo (m^2);

G radiazione globale normale alla superficie ricevente per unità di superficie (W/m^2).

Nell'equazione (1.1), la radiazione G varia nel tempo in relazione all'ora del giorno e alla declinazione solare, oltre che in ordine alle perturbazioni atmosferiche. Inoltre il rendimento η_M non è costante ma varia, in relazione alle caratteristiche costitutive del modulo, al variare delle condizioni operative (intensità della radiazione e temperatura ambiente).

Stabilita la tipologia dei pannelli ricevitori e degli inverter e definiti l'orientamento e l'inclinazione dei moduli, la valutazione teorica delle prestazioni dell'impianto, in termini di rendimento e potenza specifica istantanea e di produttività in un determinato arco temporale, richiede da un lato la disponibilità di un modello fisico-matematico di simulazione del comportamento del modulo fotovoltaico (e degli altri componenti di impianto) e di previsione delle prestazioni al variare delle condizioni operative, dall'altro la disponibilità di un modello stocastico di riproduzione delle caratteristiche meteo-climatiche del sito.

1.1. Modello di simulazione e di previsione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico

I modelli sviluppati per la simulazione e la previsione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico sono stati ampiamente descritti nella relazione tecnica "Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico" presentata nella precedente annualità [Tola]. Per completezza vengono qui richiamati in Appendice A.

1.2. Modello stocastico di simulazione meteo-climatica

Di norma il dimensionamento commerciale degli impianti fotovoltaici si basa sui valori della radiazione globale e della temperatura giornaliera media mensile, ovvero su un unico valore medio giornaliero costante su base mensile (dati climatici UNI 10349). In questo progetto la valutazione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico viene invece effettuata attraverso un approccio più rigoroso e dettagliato. Infatti, i dati meteo-climatici di interesse (nella fattispecie la radiazione globale e la temperatura ambiente) vengono qui determinati mediante un modello di previsione stocastica, con definizione oraria, utilizzando il software "Meteonorm®", di cui in Appendice A si fornisce una sintetica descrizione, che consente la generazione di accurati dati meteo-climatici rappresentativi di un "anno tipo", in qualunque posizione geografica del pianeta [Meteonorm]. Il software Meteonorm fornisce oltre 30 differenti parametri meteo climatici per una qualunque località, tra cui i parametri di radiazione solare, temperatura, umidità, precipitazione, velocità e direzione del vento, di interesse per la progettazione e la valutazione delle prestazioni degli impianti solari.

1.2.1 Caratterizzazione meteo-climatica del sito Sotacarbo

L'impianto fotovoltaico che si prevede di realizzare presso il Centro Ricerche Sotacarbo (coordinate geografiche: 39°09'31"N, 8°30'39"E) sarà costituito da tre sezioni distinte di cui una ulteriormente ripartita in due sottosezioni come specificato nella tabella 1.1.

Sezione/sottosezione	Azimut (rispetto al sud)	Inclinazione (tilt pannelli)
Sezione su tetto piano (lato NORD)	-40°	9°
Sezione su tetto piano (lato SUD)	-40°	9°
Sezione su falda inclinata (sottosezione OVEST)	50	9°
Sezione su falda inclinata (sottosezione EST)	-130	9°

Tabella 1.1. Sezioni e sottosezioni dell'impianto fotovoltaico Sotacarbo.

Il software Meteonorm è stato utilizzato per generare, per ogni sezione di impianto, le medie orarie di radiazione globale normale alla superficie ricevente e di temperatura ambiente per un intero "anno tipo".

1.3. Simulazione e previsione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico

Le prestazioni dell'impianto fotovoltaico nel suo complesso, così come quelle delle singole sezioni/sottosezioni, sono state valutate con risoluzione oraria per mezzo dei modelli di simulazione del modulo fotovoltaico e meteo-climatico descritti in Appendice A.

In tabella 1.2 si riportano le principali caratteristiche di un modulo fotovoltaico commerciale che si è scelto come riferimento in quanto l'impianto fotovoltaico non è stato ancora realizzato.

MODULO FOTOVOLTAICO IN SILICIO POLICRISTALLINO			
Dati Elettrici (STC)			
Potenza nominale (W)	P_{mpp}	(W)	270
Tensione a circuito aperto	V_{oc}	(V)	39,26
Corrente di corto circuito	I_{sc}	(A)	9,41
Tensione alla massima potenza	V_{mpp}	(V)	30,94
Corrente alla massima potenza	I_{mpp}	(A)	8,80
Efficienza del modulo	η_M		16,40
Dati Elettrici (NOCT)			
Potenza di picco	P_{max}	(W)	---
Tensione a circuito aperto	V_{oc}	(V)	36,0
Corrente di corto circuito	I_{sc}	(A)	7,4
Tensione alla massima potenza	V_{mpp}	(V)	---
Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	(°C)	45 ± 2
Valori limite		Dati meccanici	
Tensione massima sistema	1.000 V DC	Altezza (mm)	1,650
Protezione sovraccorrente	16 A	Larghezza (mm)	992
Massima resistenza carico	5.400 N/m ²	Spessore (mm)	40
Temperature estreme (°C)	-40 ÷ +90	Peso (kg)	19,5
Coefficiente di temperatura		Superficie ricevente	
Potenza P_{mpp}	-0,42 % °C ⁻¹	Altezza (mm)	1.600
Tensione V_{oc}	-0,30 % °C ⁻¹	Larghezza (mm)	942
Corrente I_{sc}	+0,04 % °C ⁻¹	N. celle	60

Tabella 1.2. Caratteristiche funzionali e costruttive del modulo fotovoltaico.

Vengono inoltre assunti i seguenti fattori di perdita:

- rendimento degli inverter costante, assunto conservativamente pari a 0,97;
- perdite varie complessive (sporcamento, collegamenti inverter e moduli) assunte conservativamente pari al 7%.

Una sintesi delle prestazioni delle diverse sezioni/sottosezioni di impianto e dell'impianto complessivo è riportata nella tabella 1.3 e nelle figure 1.1-1.6.

La tabella 1.3 in particolare riporta, per ogni sezione, l'esposizione, il numero di moduli e la superficie netta di raccolta, le potenze nominale e netta massima, totali e specifiche, il rendimento medio del modulo e dell'impianto, la produzione annua netta di energia totale e la produzione specifica.

Le figure 1.1-1.2 riportano invece rispettivamente i valori medi del rendimento del modulo e dell'impianto, mentre le figure 1.3-1.6 riportano la potenza netta media oraria delle singole sezioni/sottosezioni di impianto (figure 1.3-1.5) e dell'impianto complessivo (figura 1.6).

I rendimenti del modulo e delle diverse sezioni di impianto (figure 1.1-1.2) sono praticamente gli stessi per ciascuna sezione/sottosezione di impianto, poiché il rendimento del modulo è funzione esclusivamente della temperatura ambiente e, attraverso la temperatura della cella, della radiazione globale normale incidente sul modulo. Quest'ultima è comunque poco influenzata dalle differenze di radiazione legate alle differenti esposizioni del modulo (in termini di orientamento e inclinazione). Ciò si evince anche dalla tabella 1.3 dove i valori medi di entrambi i rendimenti del modulo e dell'impianto risultano praticamente gli stessi in tutti i casi considerati.

	Tetto piano lati NORD e SUD	Falda inclinata sottosez. OVEST	Falda inclinata sottosez. EST	Impianto complessivo
Esposizione (Azimut)	sud-est (-40°)	sud-ovest (+50°)	nord-est (-130°)	---
N. moduli	180	72	72	324
Superficie netta di raccolta (m ²)	271,3	108,5	108,5	488,3
Potenza nominale (kW)	48,60	19,44	19,44	87,48
Potenza netta massima (kW) (*)	39,7	15,2	15,1	70,0
Potenza specifica nominale (W/m ²)	179,1	179,1	179,1	179,1
Potenza specifica netta massima (W/m ²)	146,3	140,2	139,2	143,4
rendimento medio del modulo	0,166	0,166	0,166	0,166
rendimento medio dell'impianto	0,149	0,149	0,150	0,149
Produzione netta annua (MWh/anno)	65,87	26,05	23,86	115,78
Produzione specifica (kWh/(m ² -anno))	242,8	240,0	219,9	237,10

(*) nel mese di maggio

Tabella 1.3. Caratteristiche costitutive, potenze, rendimenti ed energia prodotta delle diverse sezioni/sottosezioni di impianto e dell'impianto complessivo.

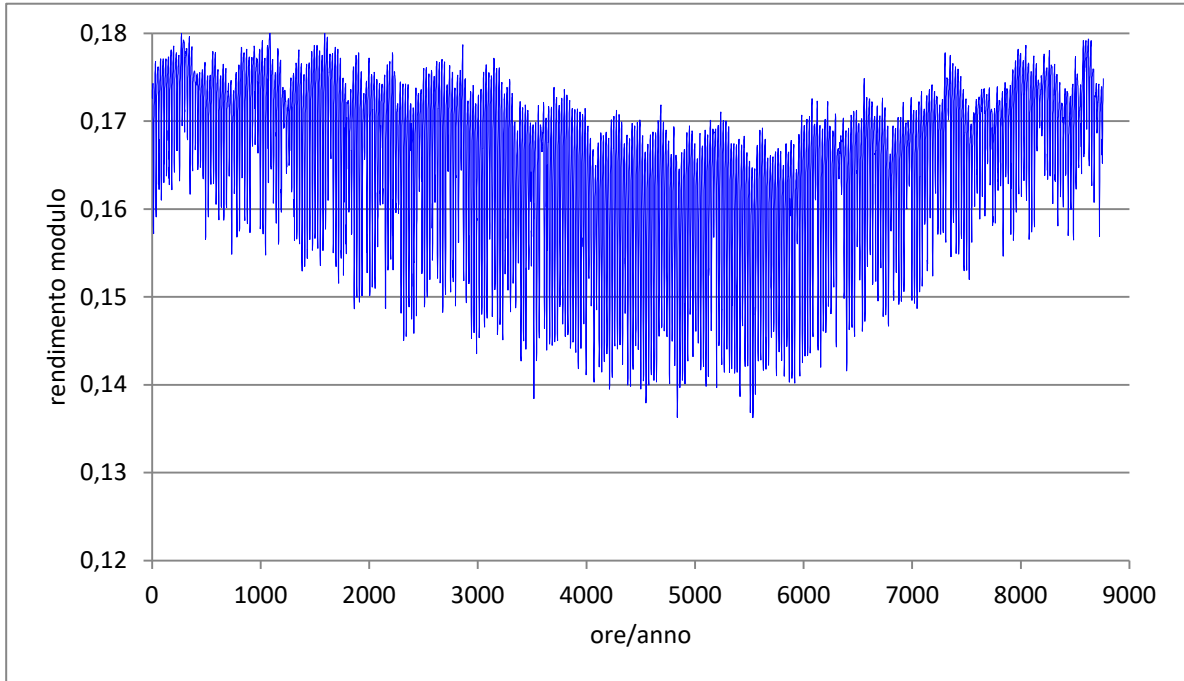


Figura 1.1. Distribuzione annua del rendimento medio orario del modulo.

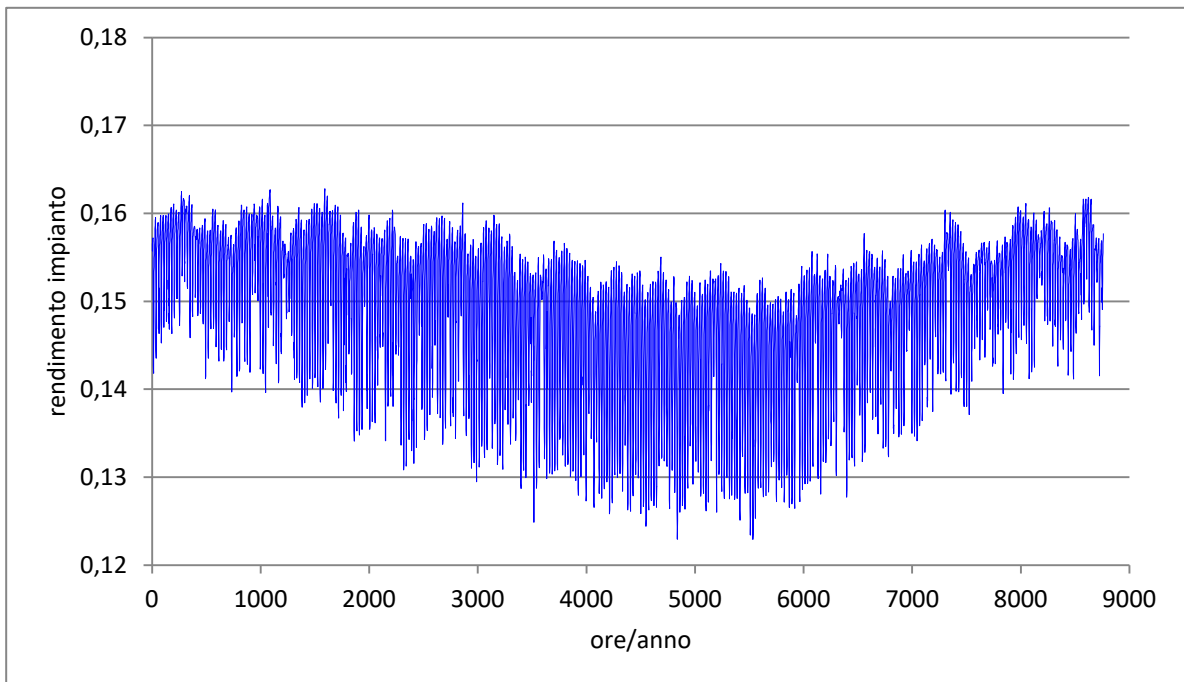


Figura 1.2. Distribuzione annua del rendimento medio orario dell'impianto.

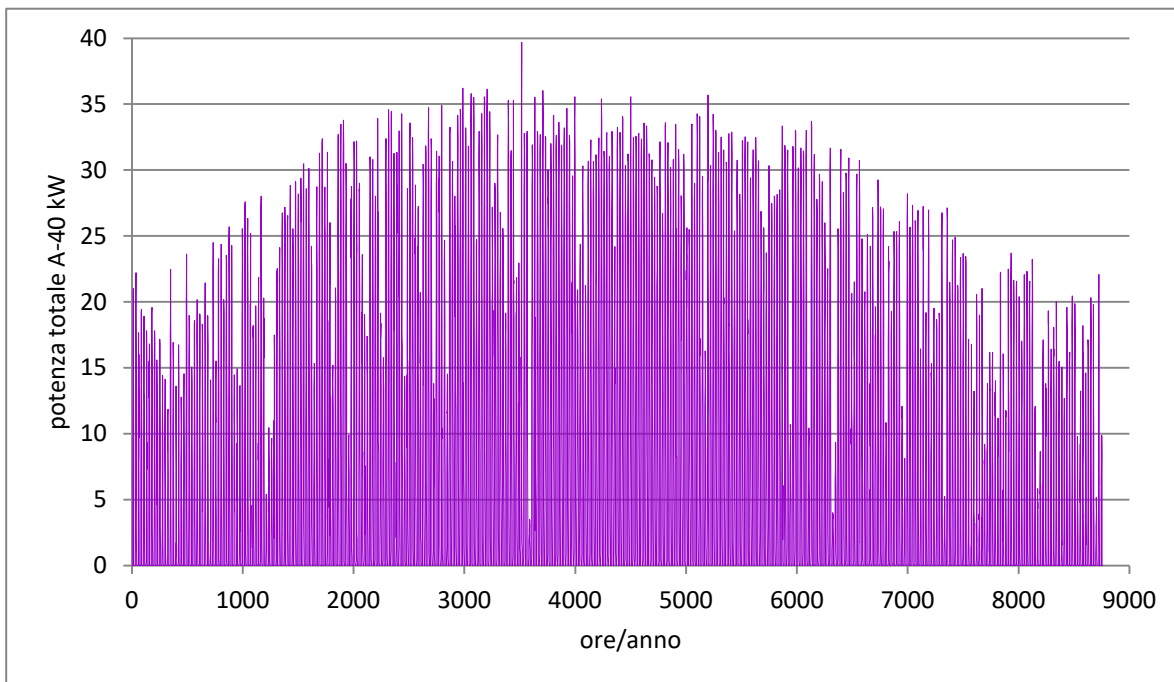


Figura 1.3. Distribuzione annua della potenza netta media oraria.
Sezione di impianto su falda inclinata (sezione NORD-.SUD) - Azimut=-40

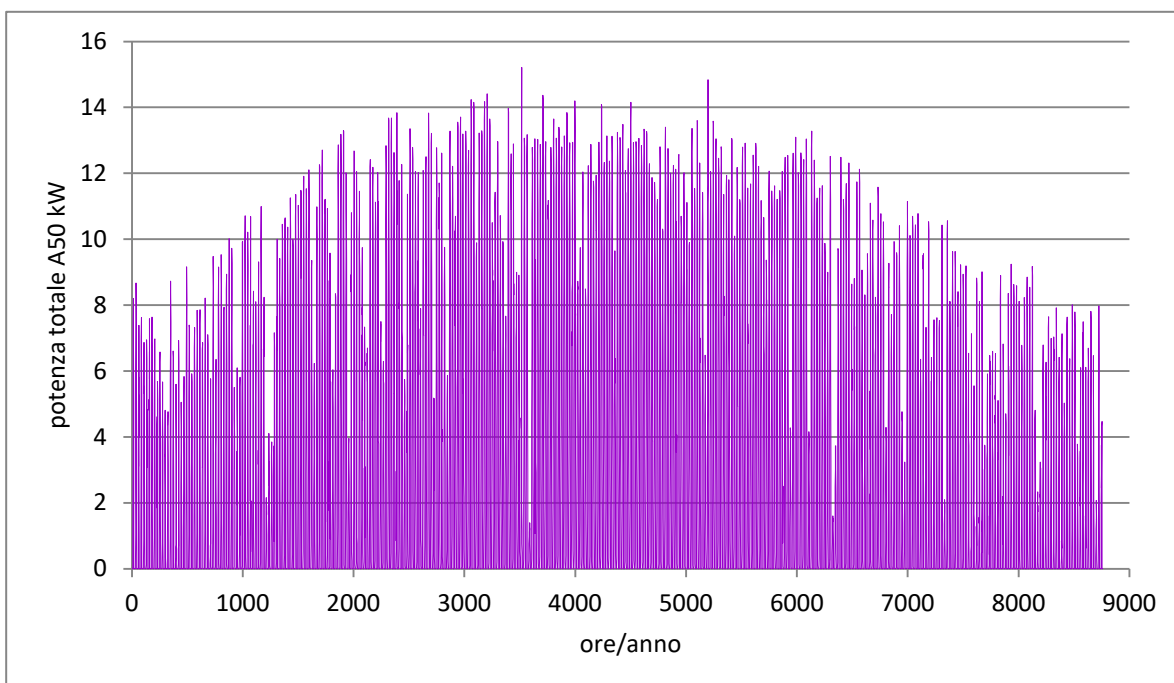


Figura 1.4. Distribuzione annua della potenza netta media oraria.
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione OVEST) - Azimut=+50°

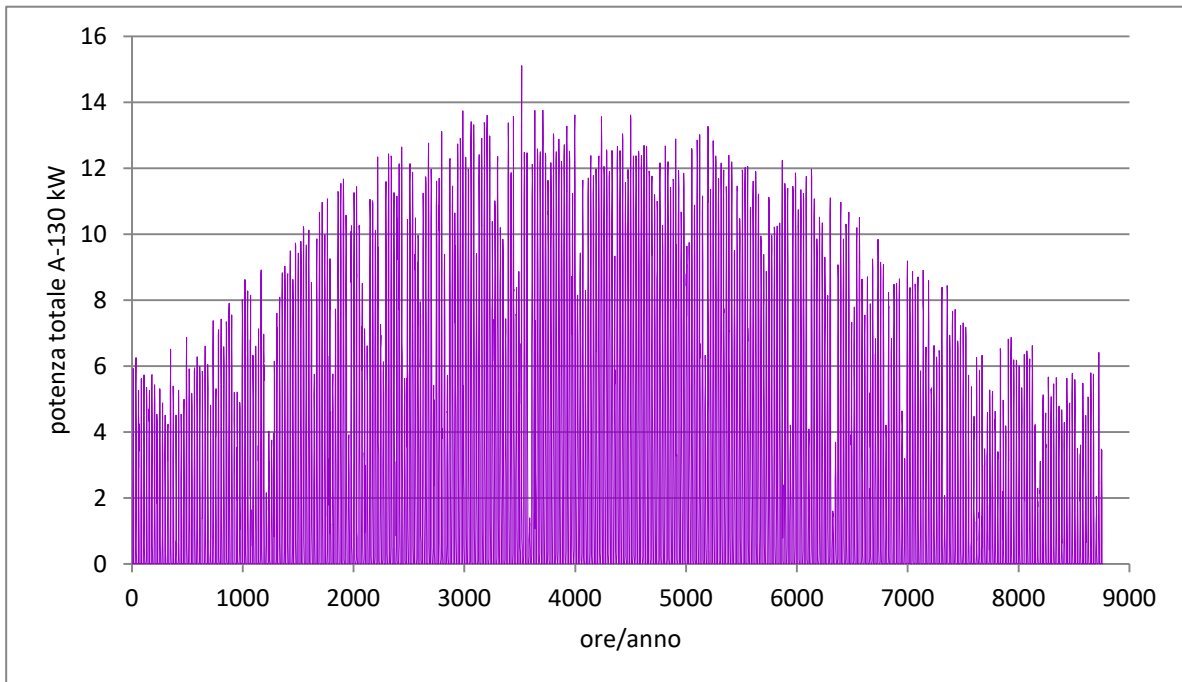


Figura 1.5. Distribuzione annua della potenza netta media oraria.
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione EST) - Azimut=-130°

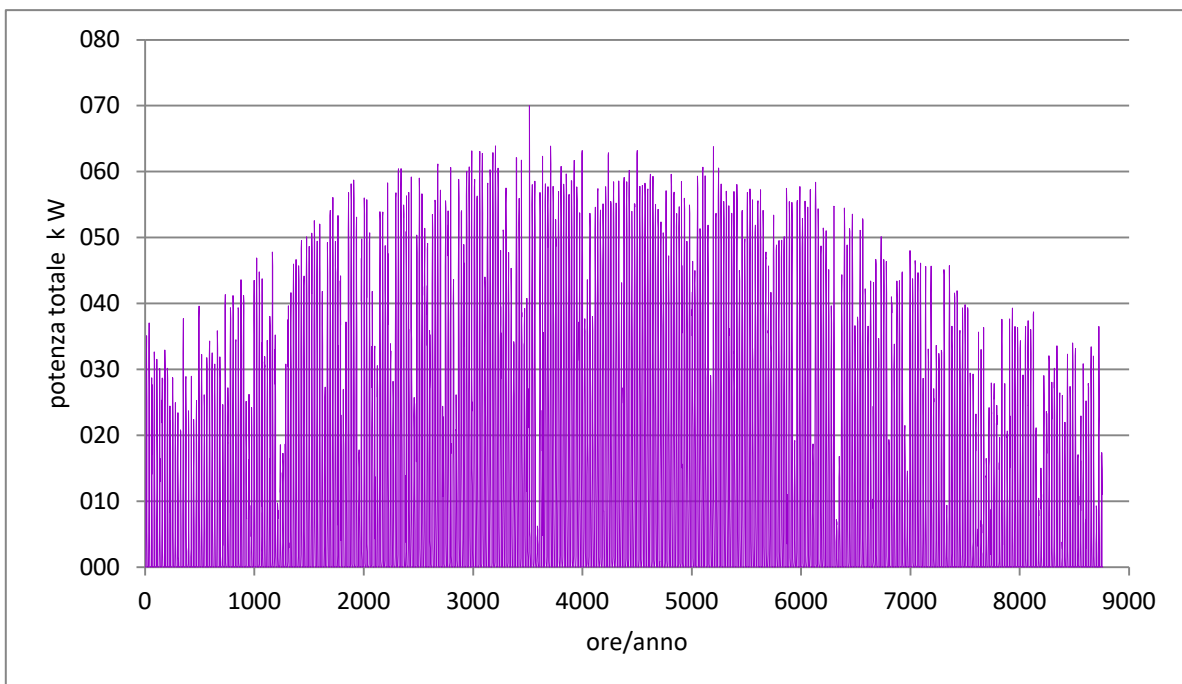


Figura 1.6. Distribuzione annua della potenza netta media oraria.
Impianto complessivo

2. ANALISI DEI PROFILI DI PRODUZIONE E DI CARICO ELETTRICI E VALUTAZIONE DEI BILANCI ENERGETICI PER IL DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA TES

Sulla base delle previsioni di produzione elettrica da fotovoltaico ottenute attraverso il software Meteonorm e riportate nel capitolo precedente, si è ricostruito per ognuno dei 12 mesi dell'anno un giorno tipo medio mensile, per il quale nelle Figure 2.1a-2.1d si riporta l'andamento della produzione media oraria di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

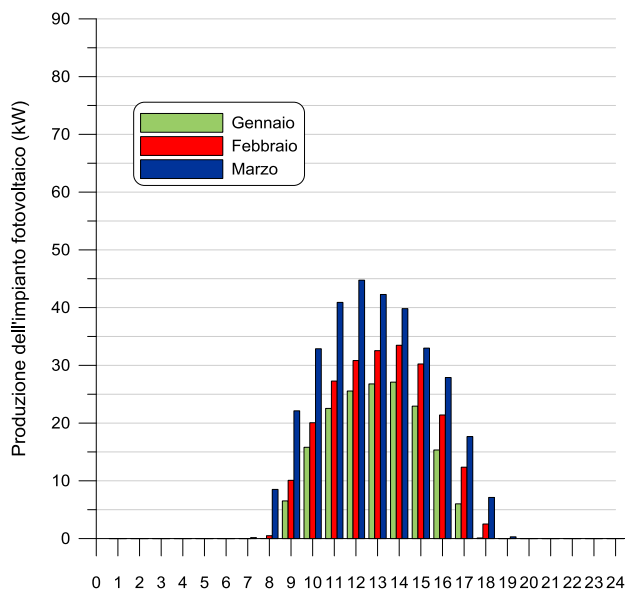


Figura 2.1a. Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di gennaio, febbraio e marzo

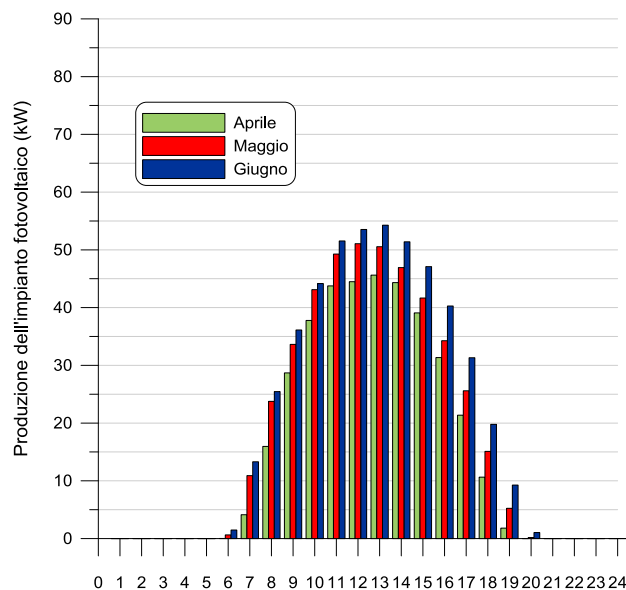


Figura 2.1b. Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di aprile, maggio e giugno

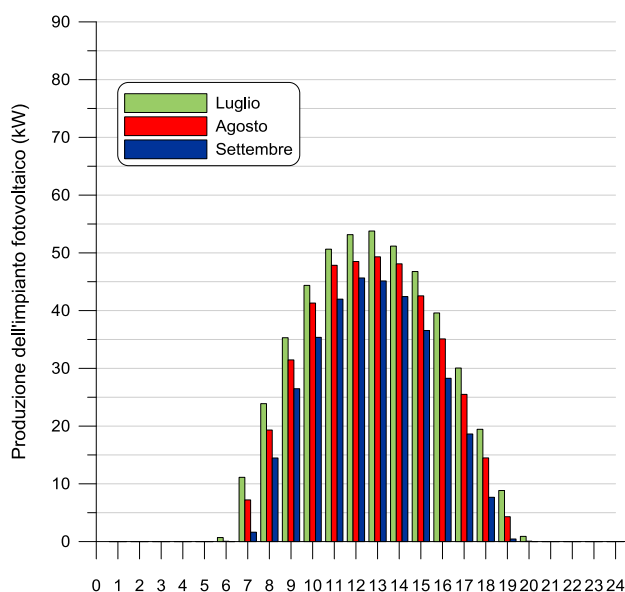


Figura 2.1c. Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di luglio, agosto e settembre

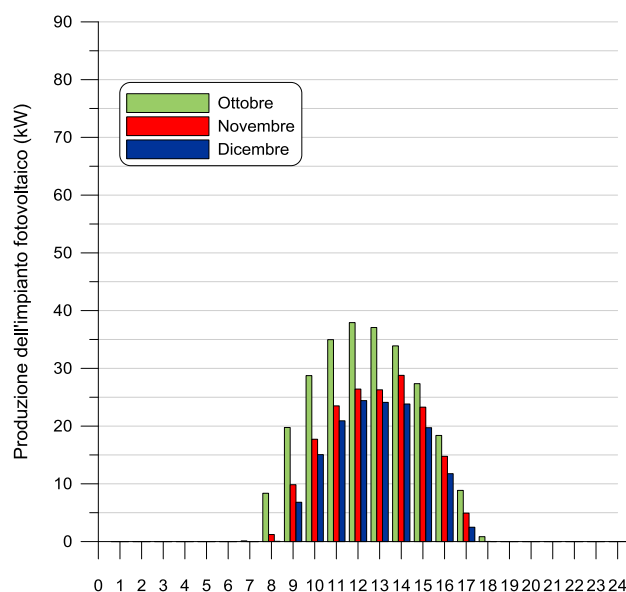


Figura 2.1d. Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di ottobre, novembre e dicembre

La produzione elettrica segue l'arco solare durante la giornata ed ha un andamento simile per tutti i mesi dell'anno, ovviamente, con valori massimi nei mesi intorno all'equinozio d'estate e valori minimi nei mesi attorno all'equinozio d'inverno. L'andamento della produzione è il medesimo presentato nel precedente progetto di ricerca "Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico" [Tola] che analizza il medesimo impianto fotovoltaico, ma viene qui nuovamente riportato per una migliore e più immediata comprensione dell'andamento di surplus e deficit elettrici della struttura.

Dall'analisi delle figure 2.1a-2.1d si evince che l'impianto fotovoltaico nel suo complesso presenta un picco di potenza media oraria compreso tra 50 e 55 kW nelle ore centrali della giornata (10.00-14.00) nei mesi di giugno e luglio. A maggio e ad agosto si raggiungono invece valori massimi dell'ordine di 50 kW, mentre a marzo, aprile e settembre la potenza massima si attesta tra 40 e 45 kW. Durante le ore centrali della giornata si raggiunge una potenza massima di 30-35 kW a febbraio e a ottobre, mentre a gennaio e novembre è prossima a 30 kW. A dicembre, infine, si ha una potenza di picco sempre inferiore a 25 kW, anche durante le ore centrali della giornata.

La produzione elettrica comincia, sia pure con potenze molto ridotte (al di sotto dei 2-3 kW) prima delle 6 del mattino nei mesi da maggio a luglio, mentre a dicembre non si ha produzione prima delle 8 del mattino. Nei mesi di giugno e luglio l'impianto fotovoltaico produce sin quasi alle ore 20, mentre a novembre e a dicembre la produzione termina prima delle 17. Sebbene attraverso il software Meteonorm (Cfr. tabella 1.3) si registri un picco di potenza istantanea pari a circa 70 kW nel mese di maggio, la creazione di un giorno tipo comporta che il picco di potenza media oraria nel giorno tipo medio mensile non superi 55 kW (a giugno e a luglio).

È stata quindi aggiornata l'analisi dei consumi elettrici del Centro Ricerche Sotacarbo sulla base dei nuovi dati acquisiti attraverso un più accurato monitoraggio dei consumi della struttura da parte della Sotacarbo. I nuovi dati acquisiti, misurati ogni quarto di ora, sono disponibili con riferimento all'anno solare 2017 e quindi differiscono rispetto a quelli utilizzati per il precedente progetto nei mesi da luglio a dicembre (lo scorso progetto era basato sui dati dei consumi relativi al periodo luglio 2016 - giugno 2017). Procedendo analogamente alla produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico, l'aggiornamento dell'analisi ha permesso di ridefinire, attraverso la media dei consumi orari di ogni giornata ferial e festiva (si ribadisce che nel presente studio il sabato è stato incluso tra le giornate festive) del mese, i profili di carico, su base oraria, di due giorni tipo, uno ferial e uno festivo, per ognuno dei mesi dell'anno.

Nelle figure 2.2a-2.2d e 2.3a-2.3d si riportano, rispettivamente, i consumi elettrici medi orari delle giornate tipo ferial e festiva così determinati per i vari mesi dell'anno. Un primo aspetto fondamentale che emerge dall'analisi delle figure è come i consumi elettrici della struttura presentino un valore di base, che non è nullo né trascurabile, anche quando il centro ricerche è chiuso (giornate festive e ore serali e notturne delle giornate feriali) in quanto all'interno sono presenti delle apparecchiature che devono essere alimentate con continuità, richiedendo pertanto degli assorbimenti elettrici anche quando non sono operative.

Dall'analisi delle figure 2.2a-2.2d emerge come durante gli orari di apertura della struttura (mattina e pomeriggio delle giornate feriali) i consumi elettrici siano molto superiori rispetto ai consumi di base, con tuttavia notevoli differenze tra i diversi mesi dell'anno. Si riscontrano, infatti, maggiori consumi elettrici nei mesi in cui è richiesto con continuità l'utilizzo dell'impianto di climatizzazione, principalmente in funzionamento invernale, ma anche estivo. In particolare, gli assorbimenti orari della struttura sono

massimi nelle ore mattutine di gennaio quando raggiungono un valore di picco pari a circa 85 kW, assestandosi comunque su valori superiori a 70 kW per tutto l'arco della giornata lavorativa (7.00-17.00). A dicembre si riscontra un picco superiore a 80 kW tra le 7.00 e le 8.00, mentre durante la intera giornata lavorativa la potenza assorbita si assesta tra 60 e 70 kW. Valori di circa 10-15 kW inferiori rispetto ai corrispondenti valori di gennaio si riscontrano nel mese di febbraio, mentre a marzo l'impianto di climatizzazione presenta un utilizzo più limitato e pertanto durante le ore lavorative gli assorbimenti della struttura sono inferiori e si attestano tra 35 e 50 kW.

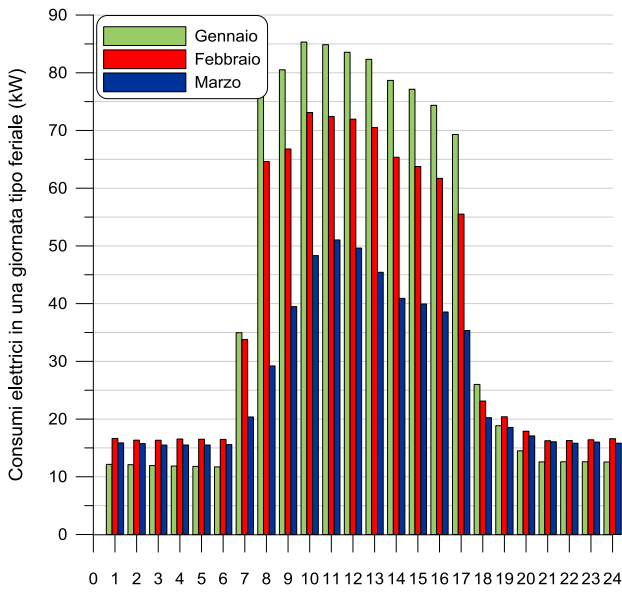


Figura 2.2a. Consumi elettrici per una giornata tipo ferial: mesi di gennaio, febbraio e marzo

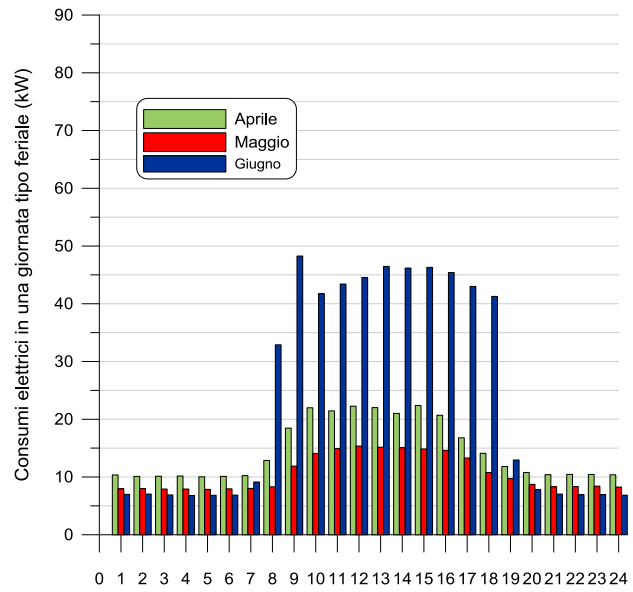


Figura 2.2b. Consumi elettrici per una giornata tipo ferial: mesi di aprile, maggio e giugno

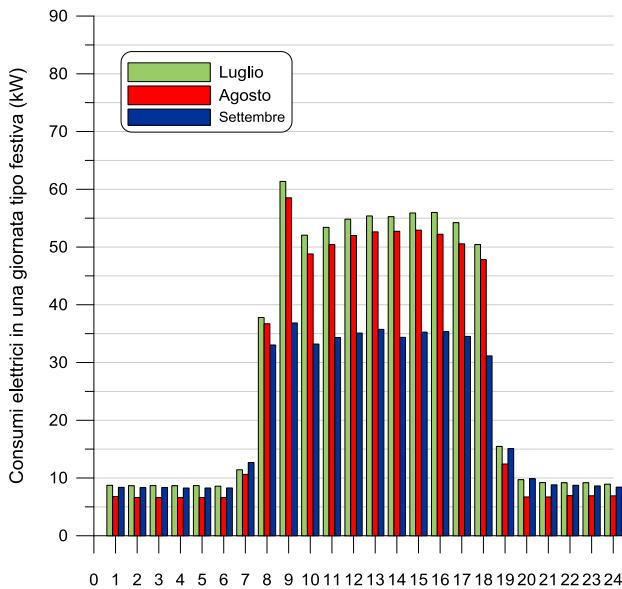


Figura 2.2c. Consumi elettrici per una giornata tipo ferial: mesi di luglio, agosto e settembre

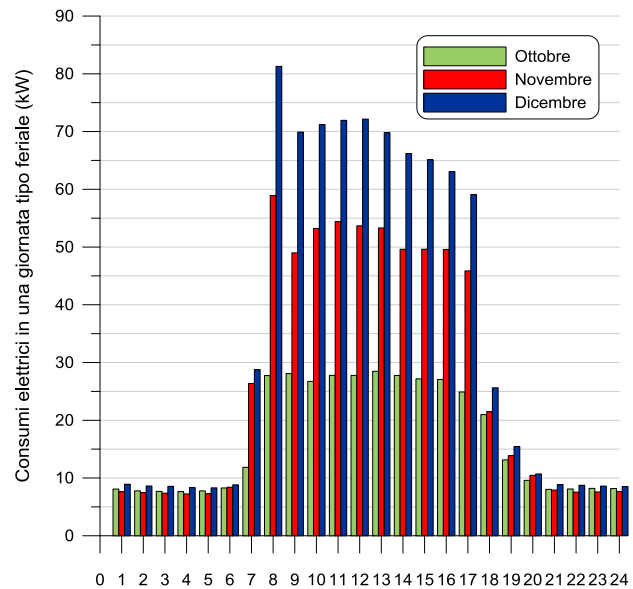


Figura 2.2d. Consumi elettrici per una giornata tipo ferial: mesi di ottobre, novembre e dicembre

Aprile e maggio presentano assorbimenti energetici molto inferiori (tra 20 e 25 kW ad aprile e attorno a 15 kW a maggio) per lo scarso o nullo utilizzo dell'impianto di climatizzazione, ma comunque sensibilmente superiori ai consumi elettrici di base delle ore di chiusura, in ragione degli altri assorbimenti energetici presenti nel centro (illuminazione, apparecchiature informatiche, apparecchiature di laboratorio, ecc.).

Da giugno a settembre si riscontrano nuovamente elevati assorbimenti energetici, in questo caso dovuti al sistema di climatizzazione in funzionamento estivo, con valori che però risultano inferiori rispetto ai valori massimi raggiunti nei mesi invernali. In particolare, i picchi del consumo elettrico si riscontrano tra le 8.00 e le 9.00 del mattino; nel mese di luglio il picco supera leggermente 60 kW, mentre ad agosto è di poco inferiore e a giugno si attesta poco sotto 50 kW. Durante le giornate feriali di luglio gli assorbimenti nelle ore successive al picco si attestano attorno a 50-55 kW, mentre i valori di agosto sono mediamente inferiori di 3-4 kW rispetto ai corrispondenti valori di luglio, presumibilmente per la minore presenza di personale nella struttura, mentre a giugno gli assorbimenti si attestano attorno a 40-45 kW e a settembre attorno a 35 kW. A ottobre si riscontrano nuovamente assorbimenti energetici abbastanza ridotti (attorno a 25-30 kW), a novembre invece si registra un picco tra le 7.00 e le 8.00 e poi valori compresi tra 45 e 55 kW durante l'arco della giornata lavorativa.

Dal confronto dei risultati riportati nelle figure 2.1a-2.1d e 2.2a-2.2d emerge come durante le giornate feriali di gran parte del periodo in cui il l'impianto di climatizzazione è utilizzato per funzioni di riscaldamento (ovvero, come stabilisce la normativa, da metà novembre a fine marzo) la produzione elettrica da fotovoltaico risulti essere notevolmente inferiore rispetto agli assorbimenti elettrici del centro ricerche (con differenze massime anche pari a 60 kW nel mese di gennaio e comunque dell'ordine di 30-50 kW nei mesi di dicembre e febbraio). Durante i mesi di marzo, aprile e ottobre invece la produzione da fotovoltaico e gli assorbimenti energetici sono comparabili e l'impianto fotovoltaico è in grado di soddisfare per buona parte della giornata le richieste elettriche del centro ricerche. Nei mesi di aprile e maggio quando i consumi del centro calano vistosamente a causa della non operatività del sistema di condizionamento la produzione dell'impianto fotovoltaico eccede ampiamente la richiesta della struttura.

Nelle figure seguenti 2.3a-2.3d si riportano invece i consumi elettrici medi orari delle giornate tipo festive per ogni mese dell'anno. Dall'analisi delle figure si evince come i consumi del centro ricerche risultino più o meno costanti durante l'arco della giornata festiva, ma con valori leggermente diversi durante l'anno. Generalmente gli assorbimenti orari della struttura sono compresi tra 5 e 10 kW con l'eccezione di febbraio e marzo quando arrivano ad eccedere anche i 15 kW.

Dalle analisi della produzione da fotovoltaico e dei consumi elettrici emerge che, a parte qualche caso particolare, come, ad esempio, i mesi di aprile, maggio e ottobre, in cui l'impianto di climatizzazione non viene utilizzato o comunque viene utilizzato molto saltuariamente, tendenzialmente nelle ore centrali delle giornate feriali si riscontra una richiesta di energia elettrica superiore rispetto alla produzione da fotovoltaico. Viceversa, nelle giornate festive, la produzione da fotovoltaico eccede, in estate anche notevolmente, la richiesta di energia del centro ricerche. In conseguenza di questo andamento si è valutata l'opportunità di accumulare l'energia in eccesso durante le giornate festive per poi utilizzarla nelle giornate feriali.

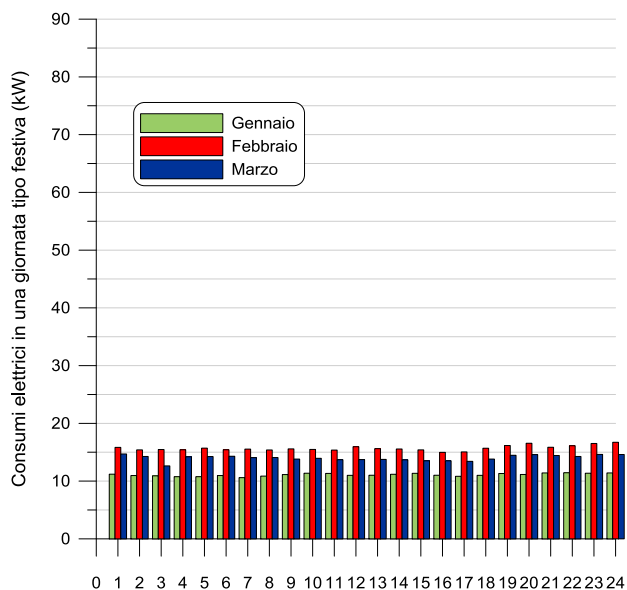


Figura 2.3a. Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di gennaio, febbraio e marzo

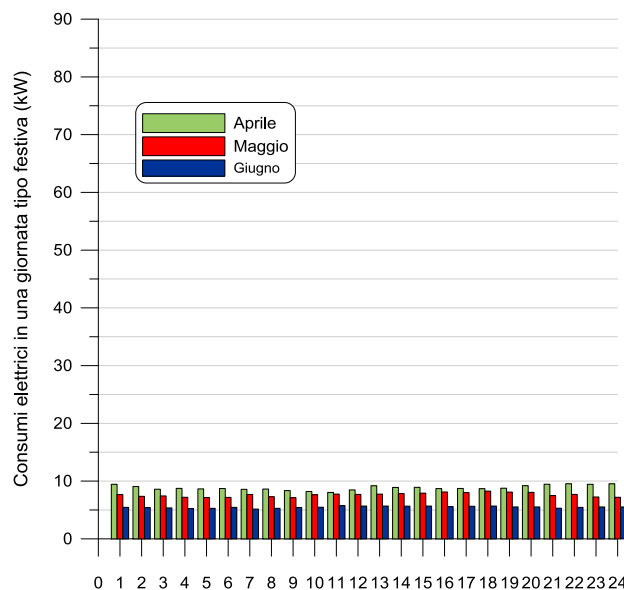


Figura 2.3b. Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di aprile, maggio e giugno

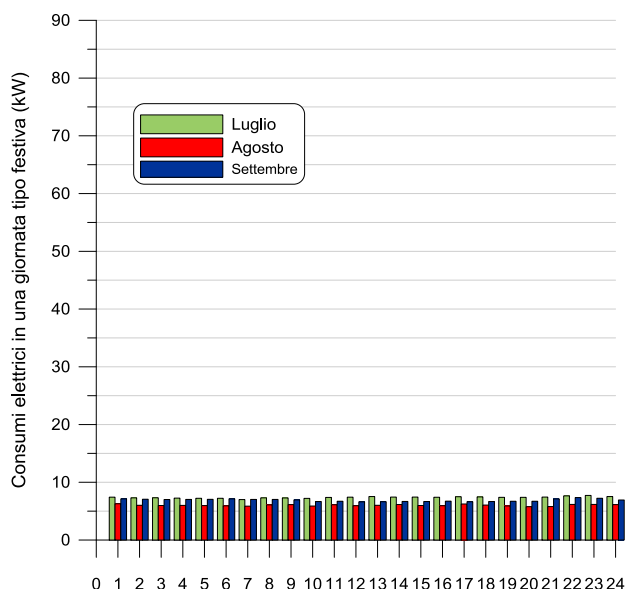


Figura 2.3c. Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di luglio, agosto e settembre

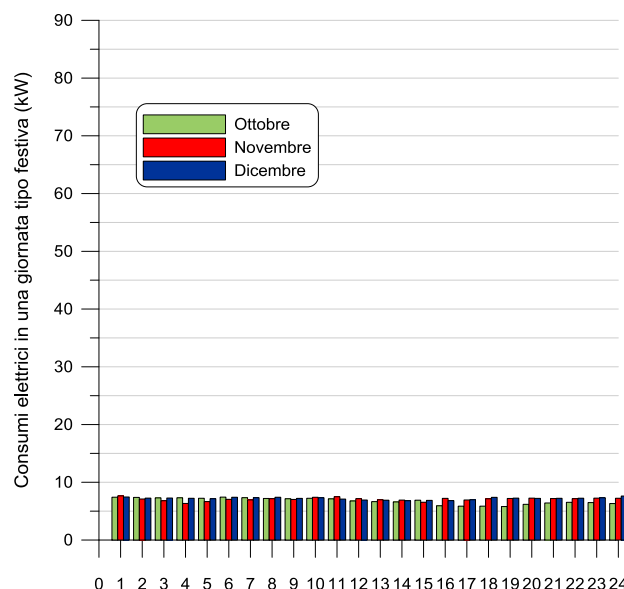


Figura 2.3d. Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di ottobre, novembre e dicembre

Nelle figure 2.4a-2.4d si riporta, per ogni ora, il surplus di energia elettrica disponibile nella giornata tipo festiva per ognuno dei 12 mesi dell'anno, ottenuto sottraendo alla produzione oraria del fotovoltaico i consumi elettrici orari del giorno festivo tipo. In ragione dei consumi elettrici pressoché costanti durante l'arco della giornata festiva, le ore in cui si riscontra il maggiore surplus praticamente coincidono con le ore di maggior produzione da fotovoltaico. In particolare, dall'analisi delle figure 2.4a-2.4d emerge come il maggiore surplus si abbia nei mesi di giugno e luglio, quando durante le ore centrali della giornata la potenza prodotta da fotovoltaico arriva a eccedere di oltre 45 kW quella richiesta dalle utenze. Valori di surplus attorno a 40-45 kW si ottengono anche per le ore centrali dei mesi di maggio e agosto. Valori minimi del surplus si hanno nei mesi da novembre a febbraio, quando anche durante le ore centrali della

giornata il surplus supera leggermente i 15 kW. Nei mesi centrali dell'anno si comincia ad avere un surplus di potenza (5-10 kW) già prima delle 7 del mattino, mentre durante l'inverno il surplus comincia ad essere disponibile non prima delle 10 del mattino. Nei mesi estivi il surplus di potenza elettrica perdura fin oltre le ore 17-18, mentre durante i mesi invernali non si ha surplus già a partire dalle 16.

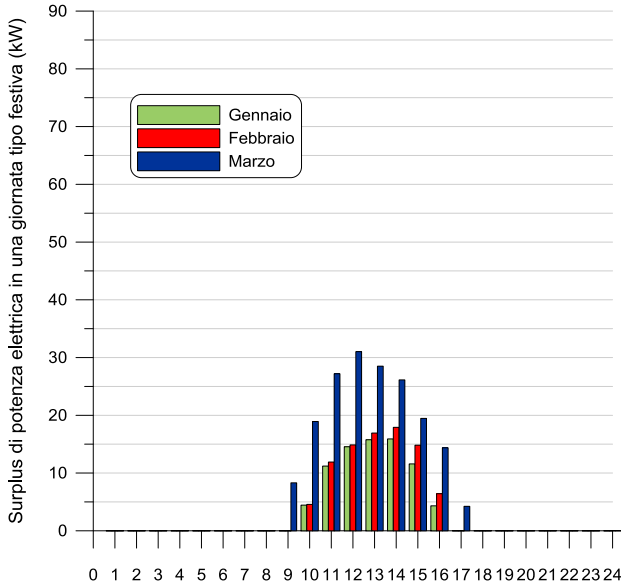


Figura 2.4a. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di gennaio, febbraio e marzo

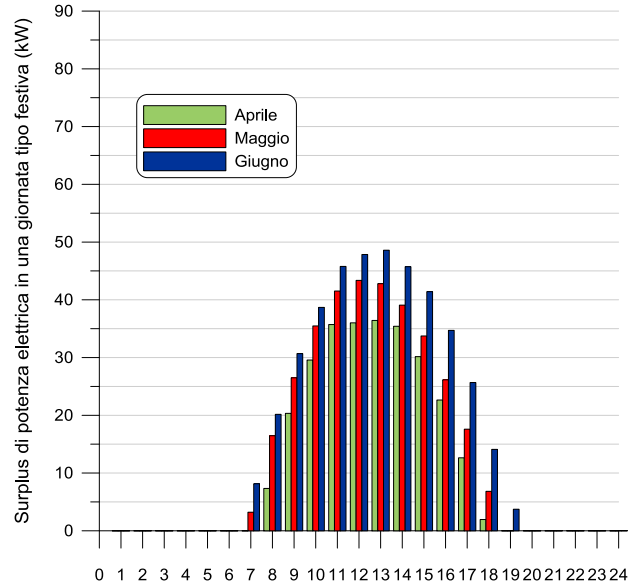


Figura 2.4b. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di aprile, maggio e giugno

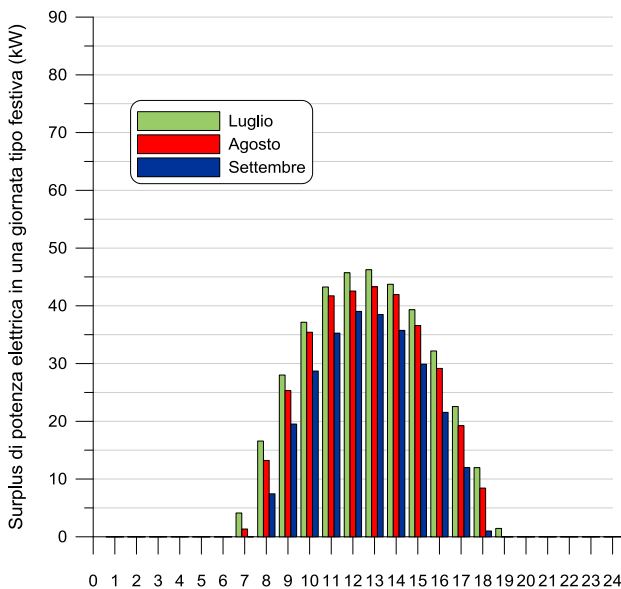


Figura 2.4c. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di luglio, agosto e settembre

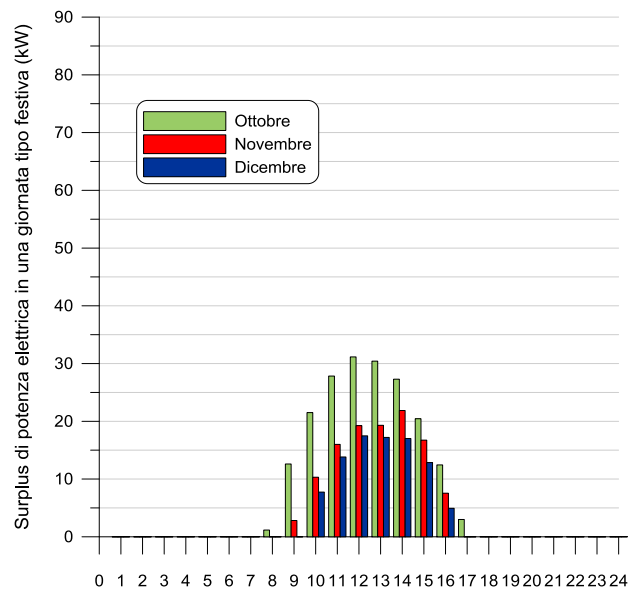


Figura 2.4d. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di ottobre, novembre e dicembre

Le figure 2.5a-2.5d, in cui si rappresenta il deficit di potenza elettrica della giornata tipo feriale, ottenuto come differenza tra i consumi elettrici e la potenza prodotta dal fotovoltaico, mostrano invece un andamento maggiormente variabile in funzione delle ore della giornata e dei mesi dell'anno.

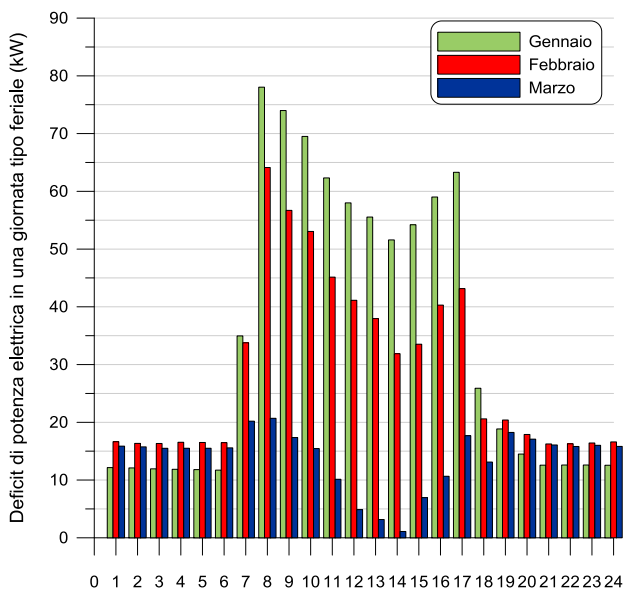


Figura 2.5a. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale: mesi di gennaio, febbraio e marzo

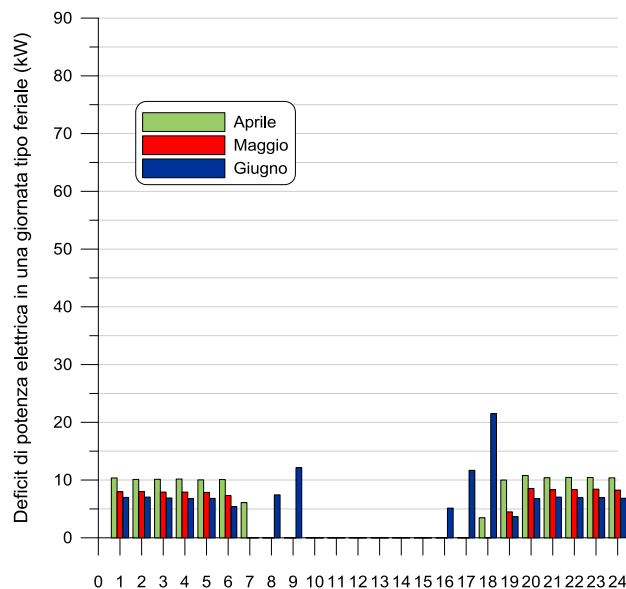


Figura 2.5b. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale: mesi di aprile, maggio e giugno

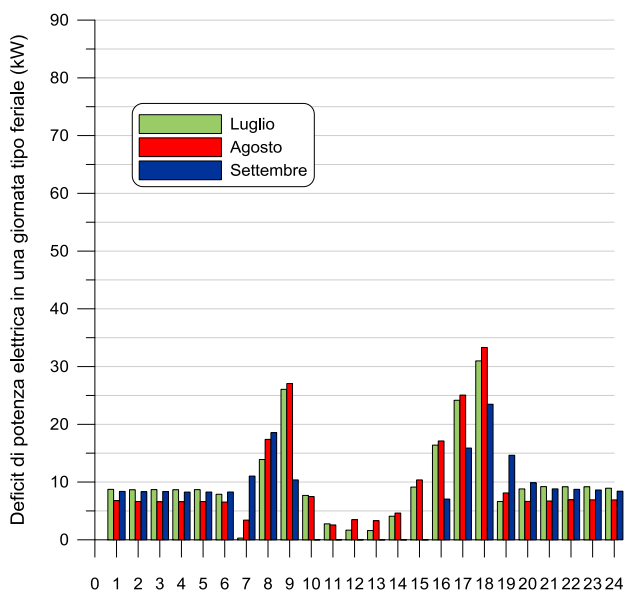


Figura 2.5c. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale: mesi di luglio, agosto e settembre

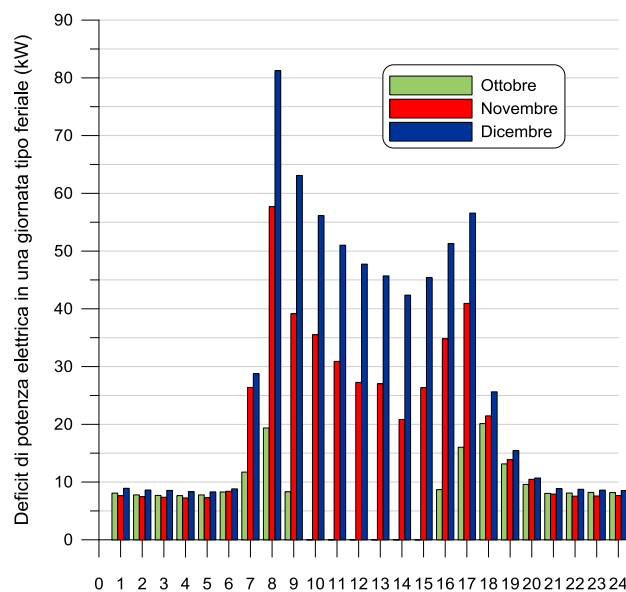


Figura 2.5d. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale: mesi di ottobre, novembre e dicembre

Durante le ore serali e notturne, in cui si ha corrispondenza tra chiusura del centro e produzione nulla da fotovoltaico, si ha un deficit corrispondente ai consumi di base della struttura. Durante le ore centrali della giornata si hanno deficit anche notevoli nei mesi invernali quando i consumi della struttura sono più elevati

e la produzione da fotovoltaico inferiore. Non si riscontrano deficit energetici nelle ore di insolazione di aprile e maggio quando la produzione da fotovoltaico è già cresciuta rispetto ai mesi invernali e i consumi elettrici sono calati notevolmente, in quanto non è necessario ricorrere ai sistemi di climatizzazione e anche nelle ore centrali di giugno e settembre. A luglio ed ad agosto il deficit torna a crescere nonostante l'aumento della produzione da fotovoltaico per il massiccio ricorso alla climatizzazione estiva.

L'andamento del deficit di energia elettrica durante il corso della giornata è analogo per tutti i mesi dell'anno, con un picco molto marcato nelle prime ore del mattino quando si verificano contemporaneamente un elevato assorbimento energetico all'apertura del centro ricerche e una ridotta produzione da fotovoltaico. Il deficit si riduce durante l'arco della giornata per la maggior produzione da fotovoltaico, per poi raggiungere un ulteriore picco nel pomeriggio avanzato quando pur essendo il centro ricerche ancora aperto, e quindi con una elevata richiesta energetica, la produzione da fotovoltaico cala drasticamente. In particolare il deficit di potenza elettrica raggiunge un picco superiore a 80 kW nelle prime ore del mattino a dicembre e superiore a 75 kW e a 60 kW rispettivamente a gennaio e a febbraio. Invece nei mesi estivi (da giugno a settembre) i picchi sono notevolmente inferiori (compresi tra 20 e 35 kW) e localizzati nel tardo pomeriggio.

3. SVILUPPO DEI MODELLI NUMERICI DI SIMULAZIONE E DI PREVISIONE DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO

Un sistema di accumulo termico (*Thermal Energy Storage - TES*) può essere definito come una tecnologia in grado di accumulare energia termica o frigorifera, attraverso il riscaldamento o il raffreddamento di un mezzo di accumulo da parte di un fluido termovettore (*Heat Transfer Fluid - HTF*), per consentirne l'utilizzo successivo in applicazioni che richiedano energia termica o frigorifera e/o la produzione di energia elettrica. Si possono, pertanto individuare tre fasi durante il processo di accumulo termico: la fase di carica, il mantenimento e la fase di scarica. Un sistema di accumulo di energia termica si caratterizza attraverso la potenza termica nominale che può essere scambiata dal sistema che deriva da due fattori chiave:

- 1) la capacità termica, ossia la quantità di energia termica che può essere accumulata e rilasciata durante i processi di carica e scarica;
- 2) il tempo di funzionamento dell'impianto.

In generale, il progetto di un sistema di accumulo viene sviluppato attraverso una ottimizzazione tecnica ed economica dei diversi componenti di cui si compone, quali il materiale di accumulo, il fluido termovettore e l'accumulatore. Per ciò che concerne gli aspetti tecnici, i fattori più importanti richiesti sono:

- Elevata densità di energia (per unità di massa o di volume) nel materiale di accumulo;
- Buona capacità di trasferimento di calore tra fluido termovettore e mezzo di accumulo;
- Stabilità meccanica e chimica del materiale di accumulo;
- Completa reversibilità del processo per un gran numero di cicli di carica e scarica;
- Ridotte perdite termiche.

Dal punto di vista economico invece l'incidenza maggiore si ha con i seguenti fattori:

- materiale adoperato per l'accumulo termico;
- sistema di scambio termico tra sistema di accumulo e fluido termovettore;
- sistema di contenimento e di isolamento termico.

La classificazione dei sistemi di accumulo termico può avvenire seguendo diversi criteri; i più diffusi sono:

- il metodo di accumulo dell'energia termica (fig. 3.1),
- la tipologia di scambio termico (fig. 3.2),
- l'intervallo di temperatura operativa e della durata dell'accumulo.

Classificazione secondo il metodo di accumulo dell'energia termica

Relativamente alla prima metodologia di classificazione, l'accumulo di energia termica viene associato ad una variazione dell'energia interna del materiale in forma di [Singh et al.]:

- *Calore sensibile (Sensible heat TES - SHTES)*: l'energia viene accumulata mediante la variazione di temperatura di un mezzo di accumulo (*Heat Storage Media - HSM*) che può essere liquido (acqua, olio, sali fusi...) o solido (metalli, minerali...) senza cambiamento di fase nell'intervallo di temperatura del processo. È adoperato nelle applicazioni più commerciali e di comune utilizzo. I sistemi a calore sensibile sono caratterizzati da una bassa densità di energia accumulata, richiedendo pertanto grandi volumi con conseguenti elevati costi e impatti ambientali.
- *Calore latente (Latent heat TES - LHTES)*: si basa sull'assorbimento o il rilascio di calore durante il cambiamento di fase del mezzo di stoccaggio, senza variazione della temperatura. I materiali normalmente utilizzati per questi tipi di processo vengono comunemente definiti PCM, *phase change materials*. I sistemi a calore latente sono caratterizzati da una elevata densità di energia accumulata e pertanto le dimensioni/volumi e i costi sono ridotti. Questi sistemi presentano buone prospettive commerciali nel medio-breve periodo, ma attualmente la loro diffusione è ostacolata da alcune problematiche quali la bassa diffusività termica dei materiali PCM.
- *Accumulo Termochimico (Thermo-Chemical Energy Storage - TCES)*: si basa sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami molecolari nel corso di una reazione chimica completamente reversibile (RTR, *reversible thermochemical reactions*) mostrando i valori più elevati di densità energia accumulata, con tutti i vantaggi conseguenti. Tuttavia questi sistemi sono ancora in una fase iniziale di ricerca e potranno essere competitivi solo nel lungo periodo.

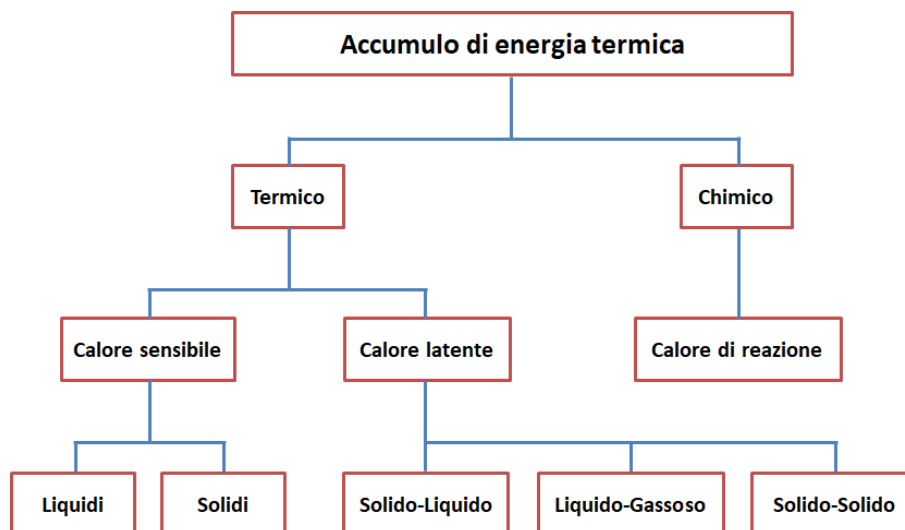


Figura 3.1: Classificazione in relazione al metodo di accumulo termico.

Classificazione secondo la tipologia di accumulo dell'energia termica

Le opzioni tecniche per l'accumulo di energia termica possono essere classificate a loro volta in relazione alla tipologia di dispositivo (*storage concept*), distinguendo tra:

- *sistemi attivi*, in cui il mezzo di accumulo è un fluido in movimento;
- *sistemi passivi*, in cui il mezzo di accumulo è statico,
- *sistemi ibridi* (fig. 3.2).

Nei sistemi di accumulo attivi il calore viene trasferito al materiale di accumulo attraverso una convezione forzata. Il mezzo di accumulo a sua volta può circolare attraverso uno scambiatore di calore. L'accumulo attivo è a sua volta suddiviso in diretto e indiretto. In un sistema diretto il fluido termovettore, oltre a trasportare il carico termico funge anche da mezzo di accumulo (*heat storage medium - HSM*), mentre in un sistema indiretto, il fluido termovettore ed il mezzo di accumulo sono diversi e separati [Dincer et Rosen].

Nei sistemi di accumulo passivi, invece, durante la fase di carico il fluido termovettore trasferisce al mezzo di accumulo l'energia ricevuta dalla sorgente, mentre durante la fase di scarica il fluido termovettore riceve energia dal materiale di accumulo. In generale, in un sistema di accumulo passivo è necessario l'impiego di almeno due mezzi (*mezzo duale, HTF e HSM*).

I sistemi di accumulo ibrido sfruttano una combinazione delle caratteristiche dei materiali a calore sensibile e latente, con l'intento di migliorare le prestazioni complessive del sistema.

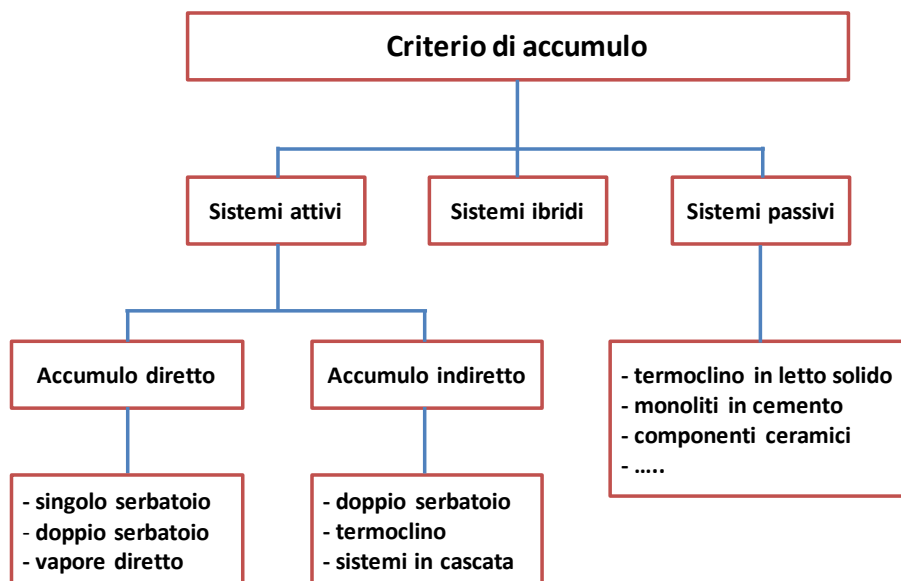


Figura 3.2: Tipologie di dispositivi per l'accumulo termico attivo e passivo.

Il mezzo di accumulo può essere solido, liquido, o a cambiamento di fase (PCM). Nei primi due casi l'accumulo termico è sotto forma di calore sensibile mentre nel terzo si utilizza anche il calore latente.

Attualmente i dispositivi di accumulo termico più utilizzati e semplici sono i sistemi attivi, indiretti, a calore sensibile

Classificazione secondo l'intervallo di temperatura e durata dell'accumulo

Un altro possibile criterio di classificazione dei sistemi di accumulo termico tiene conto dell'intervallo di temperatura operativa. Attraverso questo criterio si può effettuare la seguente classificazione dei sistemi TES:

- *HTTES (High Temperature TES)*: sistemi che operano oltre i 300 °C. Sono compresi in questa categoria, ad esempio, i sistemi di accumulo asserviti agli impianti solari a concentrazione di alta potenza, gli accumulatori di energia termica di scarico da processi industriali o eventualmente l'accumulo di calore di processo di centrali termiche con turbine a gas ad alta temperatura.
- *MTTES (Medium Temperature TES)*: si tratta di sistemi di accumulo operanti tra 150 °C e 300 °C. Essi comprendono ancora l'accumulo di calore negli impianti solari a concentrazione di bassa potenza o possono essere utilizzati in diversi processi industriali (trattamenti termici in industrie chimiche, meccaniche, tessili, ...).
- *LTTES (Low Temperature TES)*: l'accumulo termico a bassa temperatura fa riferimento a sistemi operanti tra 20 °C e 150 °C. Esempi di applicazioni di sistemi LTTES sono il riscaldamento e raffreddamento degli edifici, il *solar cooking*, le serre, i sistemi di accumulo di acqua calda sanitaria.
- *CTES (Cold TES)*: i sistemi di accumulo termico a freddo, operanti a temperature inferiori a 20 °C, vengono utilizzati per il condizionamento degli ambienti, ma anche nell'industria alimentare per il mantenimento dei cibi in fresco e nell'industria del freddo in generale.

Un'ultima classificazione dei sistemi di accumulo termico riguarda l'intervallo di tempo in cui l'energia accumulata deve essere mantenuta:

- *a breve termine* (alcune ore);
- *a lungo termine* (giorni o settimane);
- *stagionale* (mesi).

Il mezzo di accumulo

La selezione del materiale di accumulo si effettua tenendo conto della tipologia di scambio termico maggiormente adeguata alle esigenze di progetto che, come visto prima è possibile classificare mediante:

- scambio di calore sensibile (*Sensible Heat TES - SHTES*);
- scambio di calore latente (*Latent Heat TES - LHTES*);
- scambio termochimico (*Thermo-Chemical Energy Storage - TCES*).

Nella figura 3.3 vengono riportati i materiali più comunemente utilizzati in funzione della tipologia di accumulo. La scelta relativa a tali materiali viene effettuata attraverso una analisi sia di natura tecnica che economica [Gil et al.].

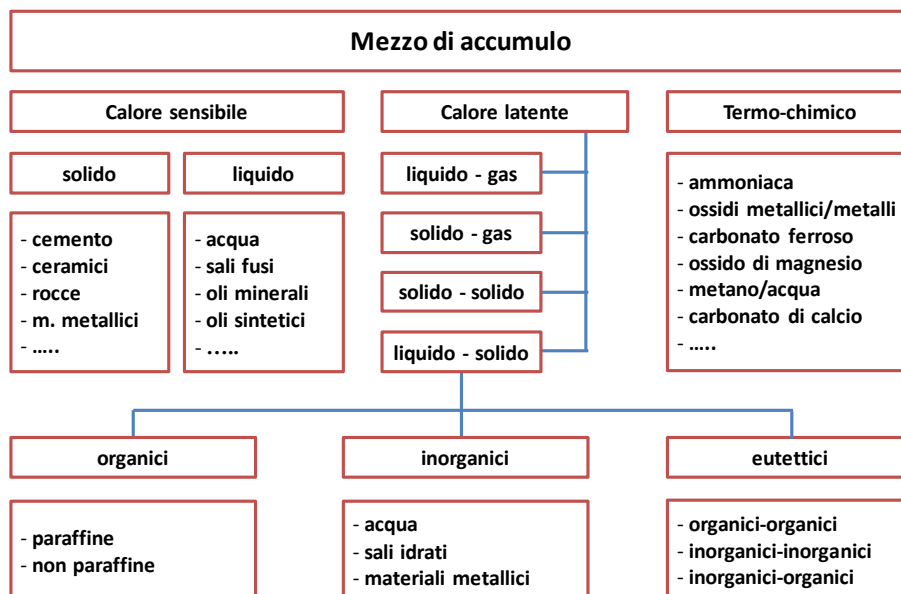


Figura 3.3: Tipologie di materiali ad accumulo termico secondo il tipo di scambio termico.

Attualmente la maggioranza dei sistemi di accumulo di energia termica si basa sul calore sensibile. Tali sistemi sono già divenuti di uso comune e commerciale, tuttavia essi richiedono grandi volumi e quindi comportano un evidente impatto ambientale e costi elevati. I materiali di accumulo ad oggi più utilizzati nei sistemi SHTES a medio-alta temperatura sono i sali solari, miscele eutettiche di nitrati di sodio e potassio (NaNO₃-KNO₃ 40-60%wt) caratterizzati da una buona capacità termica ed un basso costo. Essi sono utilizzati nei sistemi TES diretti o indiretti a doppio serbatoio, uno freddo ed uno caldo. Tra i materiali solidi, il cemento e i ceramici sono i materiali più studiati e sperimentati grazie al basso costo e alla buona conducibilità termica, oltre alla elevata disponibilità, alla facilità di produzione e alla durabilità.

I sistemi di accumulo termico a calore latente (LHTES) stanno suscitando sempre maggiore interesse in quanto il contributo del calore latente di fusione del mezzo assicura un'elevata densità di energia accumulabile, con il vantaggio di limitare le perdite di energia (minori superfici esterne di scambio) e i costi. Lo svantaggio principale dei materiali utilizzati (*phase change materials*, - PCM), è dato dalla loro bassa diffusività termica e dalla creazione di depositi solidi sulle superfici di scambio termico. Infatti una bassa diffusività (o conducibilità termica) limita l'efficienza dello scambio termico e quindi la potenza erogata.

Infine l'accumulo termo-chimico di energia, durante la fase di carica del processo di accumulo, si basa principalmente su una reazione chimica endotermica reversibile del tipo mostrato in figura 3.4 [Crescenzi et al.].

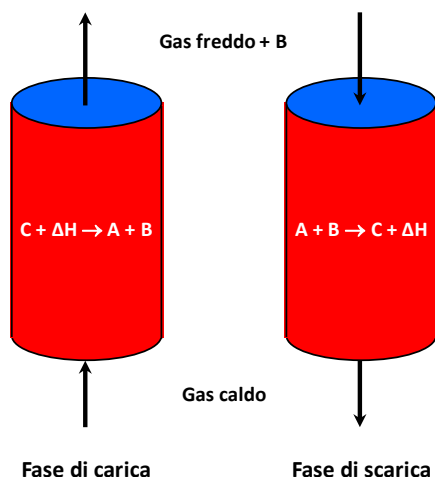


Figura 3.4: Principio di funzionamento dell'accumulo di tipo termochimico.

Se la reazione è completamente reversibile, l'energia termica può essere recuperata dalla reazione inversa (fase di scarica). I prodotti di reazione (A e B) sono fisicamente separati ed accumulati in contenitori differenti. Se i prodotti di reazione sono gestiti in modo appropriato e non sono soggetti a degradazione, il periodo di accumulo dell'energia può essere molto lungo.

Alla luce di quanto esposto precedentemente, i criteri progettuali che definiscono il sistema più adatto sono l'intervallo di temperature operative dell'impianto a cui l'accumulo è asservito, il carico massimo a cui deve essere sottoposto il serbatoio termico, le strategie operative e l'integrazione nell'impianto di potenza.

Oggetto del presente studio è un sistema di accumulo ad acqua e materiale PCM incapsulato (LHTES), definito secondo la classificazione riportata in precedenza come un sistema passivo, in quanto il materiale di accumulo è statico e scambia calore con il fluido termovettore con cui va a contatto. Le prestazioni di tale sistema saranno poi confrontate con quelle di un sistema di accumulo a calore sensibile di tipo convenzionale ad acqua (accumulo diretto) e con un sistema a termoclino con materiale solido (SHTES) con una configurazione di tipo packed-bed.

3.1. Il sistema di accumulo termico a termoclino

Dapprima viene presentata una breve descrizione della tecnologia di accumulo che sfrutta il principio del termoclino. Una approfondita descrizione del sistema di accumulo a termoclino e le principali equazioni che ne regolano il funzionamento possono essere trovate nella relazione tecnica allegata al progetto di ricerca della scorsa annualità "Sviluppo di un sistema innovativo ad accumulo termico" [Tola et al.] e anche nella Appendice B allegata a questa relazione tecnica.

Nel caso in esame, il sistema di accumulo termico a termoclino si colloca tra i sistemi di tipo passivo che sfruttano il calore sensibile di un materiale solido per l'accumulo termico (in particolare materiali a basso costo come rocce di varie caratteristiche) e un fluido termovettore liquido (acqua, olio diatermico, sali fusi) o anche gassoso (principalmente aria) per il trasporto dell'energia termica.

Nella fase di carica, il fluido termovettore ad elevata temperatura entra nel serbatoio dalla sommità del letto, si raffredda cedendo calore al materiale solido di accumulo e fuoriesce dalla parte inferiore del letto dopo essersi portato alla temperatura minima prevista dal processo. Nella fase di scarica, invece, il fluido termovettore a bassa temperatura compie il percorso inverso attraversando il letto dal basso verso l'alto, e aumenta la propria temperatura assorbendo l'energia termica ceduta al materiale solido durante la fase di carica. Questo comportamento garantisce la stratificazione della temperatura all'interno del serbatoio, generando tre zone distinte (fig. 3.5):

- la parte superiore del serbatoio (*High-temp Medium*) che si riscalda per prima durante la carica dal momento che il fluido caldo entra dall'alto;
- una zona intermedia tra le due che si distingue per la presenza di un gradiente di temperatura definito appunto termoclino (*Thermocline*).
- la parte inferiore (*Low-temp Medium*) che si mantiene alla temperatura minima di processo, in quanto attraversata dal fluido caldo che ha già ceduto il suo carico energetico agli strati superiori;

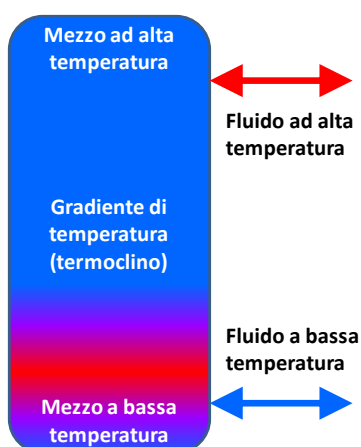


Figura 3.5: Schema semplificato di un serbatoio a termoclino.

Il termoclino non rimane fisso in una determinata posizione all'interno del serbatoio, ma trasla verso l'alto o verso il basso durante il processo a seconda che si abbia rispettivamente una fase di scarica o di carica.

Il fenomeno del termoclino si instaura anche in un sistema di accumulo attivo, basato cioè solamente su un mezzo liquido, diretto o indiretto.

3.2. Il sistema di accumulo termico a PCM

L'accumulo di calore latente (LHTES, *Latent Heat Thermal Energy Storage*) è basato sull'assorbimento o il rilascio di calore nel momento in cui il mezzo di stoccaggio subisce un cambiamento di fase solido-liquido, liquido-gas o solido-gas e viceversa, il quale avviene attraverso una trasformazione isoterma (Figura 3.6). La trasformazione è isoterma solamente per sostanze pure, mentre per sostanze non pure, la transizione di fase è associata a trasformazioni che avvengono in un intervallo determinato di temperatura). I materiali di accumulo termico utilizzati vengono comunemente chiamati PCM (Phase Change Materials).

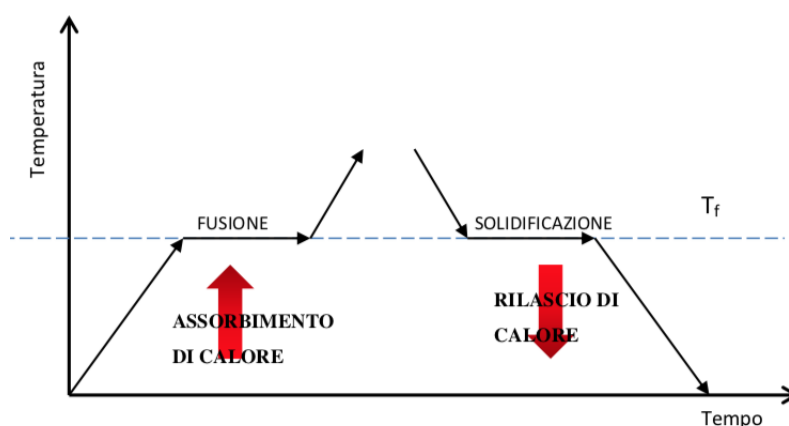


Figura 3.6: Andamento della temperatura del PCM durante il processo di assorbimento e rilascio del calore.

L'energia totale accumulabile durante il cambiamento di fase del materiale in un sistema LHTES che utilizza dei materiali con cambiamento di fase solido-liquido è espressa dalla seguente equazione:

$$Q = m\lambda \quad (3.1)$$

dove:

- Q energia termica accumulata;
- λ calore latente di fusione;
- m massa del mezzo di accumulo.

Tuttavia, nella pratica, è difficile operare a temperatura costante durante il cambiamento di fase, ma il sistema opera in un intervallo di temperature (T_i , T_f) che include la temperatura di fusione T_m . In questo caso, oltre al calore latente, si deve considerare anche il contributo del calore sensibile accumulato in parte dal solido e in parte dal liquido. In definitiva l'energia termica totalmente accumulata risulta:

$$Q = m \int_{T_i}^{T_m} c_{pL} * dT + m\lambda + m \int_{T_m}^{T_f} c_{pS} * dT = m[\bar{c}_{pS}(T_m - T_i) + \bar{c}_{pL}(T_f - T_m) + \lambda] \quad (3.2)$$

dove:

- Q quantità di energia stoccata;
- \bar{c}_{pS} calore specifico medio a pressione costante del solido;
- \bar{c}_{pL} calore specifico medio a pressione costante del liquido;
- T_m temperatura di fusione;
- m massa del mezzo di accumulo.

L'elevata densità di accumulo energetico che caratterizza i PCM (superiore 100 kW/m³) e l'intervallo di variazione di temperatura molto ridotto rappresentano i punti di forza di questa tipologia di accumulo termico. Infatti, i sistemi TES a calore latente, a parità di energia termica immagazzinata, hanno dimensioni decisamente inferiori rispetto ai sistemi TES a calore sensibile, sebbene questi ultimi presentino minori problematiche di progettazione, specialmente in relazione ai processi di trasmissione del calore e alla scelta dei materiali.

Nei sistemi a calore latente normalmente non vengono utilizzate le trasformazioni solido-gas e liquido-gas, nonostante siano caratterizzate da un elevato calore latente, poiché i significativi cambiamenti di volume rendono il sistema complesso ed ingombrante. L'attenzione si concentra quindi sulle transizioni solido-liquido o solido-solido (passaggio da una fase cristallina ad un'altra), trasformazioni che presentano la maggior densità di accumulo (calore immagazzinato nell'unità di volume) e le minori variazioni volumetriche.

3.2.1 Le proprietà dei materiali PCM

L'accumulo di calore latente è basato sull'assorbimento o il rilascio di calore durante il cambiamento di fase di un materiale. In particolare, l'accumulo di calore latente (LHTES) basato sui PCM con transizione solido-liquido è considerato il più efficiente rispetto alle transizioni solido-solido (con variazione di struttura cristallina), in quanto, il passaggio solido-solido presenta valori di calore latente mediamente piuttosto bassi. Questa prima selezione ha orientato già la ricerca e lo sviluppo dei materiali, concentrandosi sullo scambio termico durante il processo di fusione/solidificazione.

La selezione di un materiale che risponda a tutti i requisiti ottimali auspicabili per un PCM richiede attente considerazioni sulle sue proprietà in relazione ad ogni componente dell'impianto. Le principali caratteristiche richieste a un materiale a cambiamento di fase sono schematizzate nei punti seguenti:

Proprietà termiche:

- Temperatura di cambiamento di fase adatta all'intervallo operativo desiderato per garantire lo stoccaggio e il rilascio del calore in un intervallo di temperature prefissato;
- Elevato calore latente per unità di volume e di massa al fine di ottenere elevate densità di accumulo, soprattutto in confronto allo stoccaggio con calore sensibile;

- Elevato calore specifico per contribuire all'aggiunta di calore sensibile all'accumulo;
- Elevata conduttività termica sia per la fase liquida che per la fase solida, per favorire i processi di carica e scarica;

Proprietà fisiche:

- Elevata densità di energia, possibilmente costante ad ogni ciclo di transizione di fase;
- Bassa variazione di densità e di volume durante la transizione di fase e bassa tensione di vapore alla temperatura operativa al fine di ridurre i problemi di contenimento;
- Basso grado di sottoraffreddamento durante la solidificazione;
- Elevata velocità di enucleazione per evitare il sottoraffreddamento della fase liquida e per assicurare che fusione e solidificazione procedano alla medesima temperatura;
- Stabilità fisica nel funzionamento ciclico;

Proprietà chimiche:

- Stabilità chimica;
- Completa reversibilità del ciclo di fusione/solidificazione;
- Assenza di decomposizione chimica dopo un elevato numero di cicli;
- Riproducibilità della cristallizzazione senza degradazione;
- Compatibilità con i materiali costruttivi di contenimento e trasporto (non corrosività);
- Non tossicità, non infiammabilità, nessun rischio di esplosione per ragioni ambientali e di sicurezza;

Fattori economici:

- Ampia disponibilità sul mercato;
- Basso costo, per essere competitivo rispetto ad altre opzioni per l'accumulo di calore o di freddo.

L'interesse verso i PCM quali materiali per i sistemi di stoccaggio termico è in grande crescita, vista la elevata potenzialità dovuta al costo moderato, all'elevata densità di accumulo energetico, all'auspicabile futura disponibilità in grandi quantità e alla capacità di immagazzinare e rilasciare energia termica a temperatura costante per la gran parte del ciclo di vita. Tuttavia molti dei materiali adatti presentano una bassa conduttività termica che comporta ridotte velocità di carica e scarica e, talvolta, si riscontra anche un campo di temperatura di transizione del materiale inadatto alle esigenze applicative.

Altre problematiche legate all'utilizzo dei PCM riguardano il fenomeno dell'isteresi e del sottoraffreddamento dei materiali. L'isteresi porta a un ritardo del cambiamento di fase, con delle differenze anche marcate tra la fase di carica (riscaldamento) e quella di scarica (raffreddamento), come si evidenzia anche in figura 3.6, in cui emerge come la pendenza della transizione di fase sia la medesima per entrambe le fasi di carica e scarica, ma esse siano caratterizzate da una differente temperatura (figura 3.6).

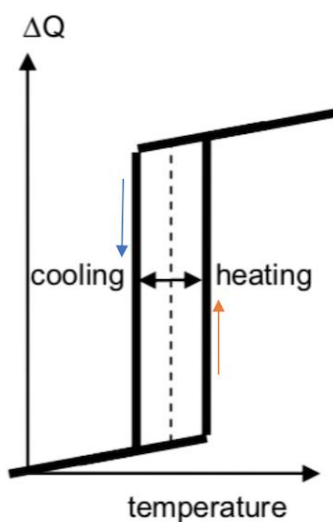


Figura 3.7: Il fenomeno d'isteresi [Mehling et Cabeza]

Contrariamente al fenomeno dell'isteresi, quello del sottoraffreddamento rappresentato in figura 3.7, dipende strettamente dalla presenza della fase solida nel processo di cambiamento di fase. Esso consiste in un ritardo del processo di cristallizzazione rispetto alla temperatura di fusione. Ciò comporta importanti conseguenze poiché il processo di raffreddamento del materiale continua al di sotto della sua temperatura di solidificazione, senza che si verifichi effettivamente la solidificazione stessa, fornendo parte dell'energia termica posseduta dal mezzo non tramite calore latente ma tramite calore sensibile.

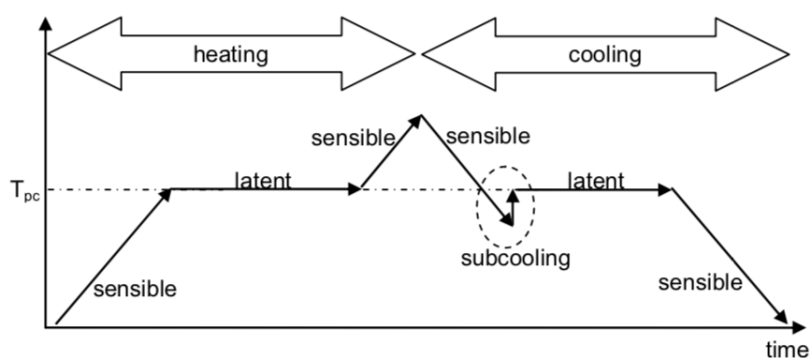


Figura 3.8: Il fenomeno del sottoraffreddamento (subcooling). [Cabeza].

Il fenomeno del sottoraffreddamento, a causa del quale un materiale non solidifica alla temperatura di solidificazione, ma ad un valore inferiore, è dovuto al processo di nucleazione. Infatti, nelle fasi iniziali del processo di solidificazione non sono presenti particelle solide, se non quelle molto piccole chiamate nucleo.

Assumendo un raggio r per il nucleo, affinché solidifichi la fase liquida sulla sua superficie, il sistema deve rilasciare una determinata energia termica pari al suo minimo livello energetico. Poiché il calore rilasciato dalla cristallizzazione è proporzionale al volume del nucleo, e quindi al cubo del raggio, mentre l'energia superficiale acquisita è proporzionale al quadrato del raggio, è possibile che per valori piccoli del raggio il calore rilasciato dal sistema sia inferiore all'energia di superficie acquisita e quindi il processo di solidificazione non può procedere fino ad una ulteriore riduzione della temperatura rispetto a quella di solidificazione. Il processo di nucleazione si considera omogeneo se la solidificazione inizia dal PCM, oppure eterogeneo se la solidificazione è originata da speciali additivi, ma anche da impurità contenute dal PCM.

Poiché l'energia superficiale è relativamente piccola rispetto all'energia termica rilasciata nelle fasi iniziali del processo, per ridurre il sotto-raffreddamento è utile introdurre degli speciali additivi con l'obiettivo di aumentare la fase solida del PCM sulla sua superficie (nucleazione eterogenea). Questi speciali additivi, detti nucleatori, sono materiali con una struttura cristallina simile al PCM solido, in grado di ridurre il sottoraffreddamento a valori inferiori a $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ rispetto alla temperatura di cambiamento di fase. Uno dei problemi principali legati all'utilizzo dei nucleatori è la loro instabilità a temperature superiori a $10\text{-}20\text{ }^{\circ}\text{C}$ rispetto alla temperatura di fusione.

3.2.2 Classificazione dei PCM

I materiali candidati all'uso nell'accumulo termico con cambiamento di fase studiati negli ultimi 40 anni sono raggruppabili principalmente in materiali organici come paraffine solide, acidi grassi (composti non paraffinici), inorganici (sali idrati), ed eutettici di composti organici e inorganici, come riportato nella figura 3.9.

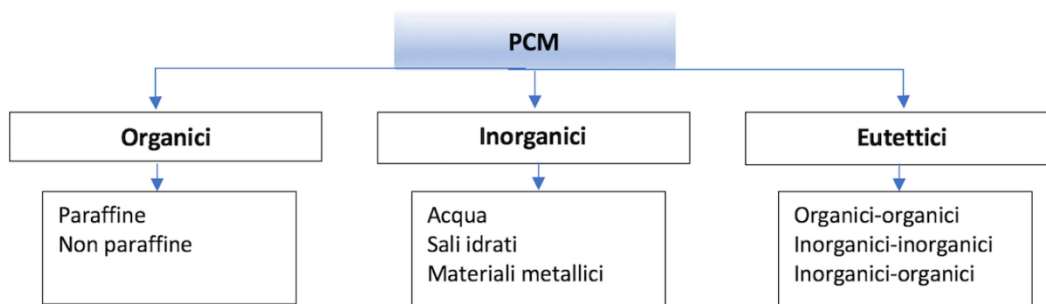


Figura 3.9: Classificazione dei materiali a cambiamento di fase (PCM)

Nelle tabelle 3.2-3.5 in coda a questo capitolo, vengono presentate le proprietà termofisiche di alcuni PCM, disposti in ordine crescente di temperatura di fusione che vanno da $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+95\text{ }^{\circ}\text{C}$. In tali tabelle vengono specificati oltre alla temperatura di fusione, anche la tipologia di PCM, il calore latente e quando è nota anche la conduttività termica e la densità.

La figura 3.9 fornisce, inoltre, una panoramica delle differenti famiglie di PCM; nell'asse delle ascisse sono rappresentate le temperature di fusione (melting) e nell'asse delle ordinate il calore latente. In questo

modo è possibile individuare più facilmente la tipologia di materiale PCM che si adatta alle temperature operative richiesta dal processo considerato.

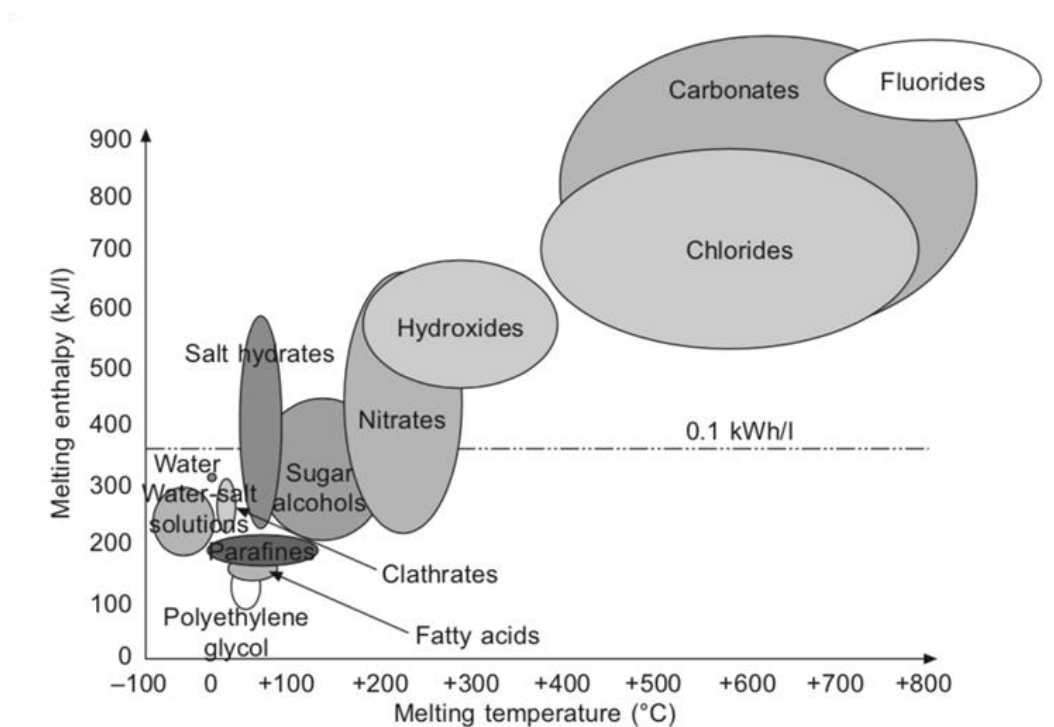


Figura 3.10: Materiali PCM con intervalli tipici di temperatura ed entalpia di transizione. [Cabeza].

Alcune delle sostanze riportate in figura 3.10, come i sali idrati, paraffine e acidi grassi presentano temperature di fusione compatibili con quelle necessarie alle applicazioni di riscaldamento/raffrescamento domestico e per lo stoccaggio termico a bassa-media temperatura, sebbene abbiano alcuni limiti. Le paraffine, ad esempio, hanno una bassa conduttività termica rispetto ai composti inorganici, caratteristica che ne limita l'impiego nonostante siano economiche, moderatamente dense e con un ampio intervallo di temperature di fusione, oltre ad avere livelli di sottoraffreddamento trascurabili ed essere chimicamente inerti e stabili. I sali idrati, invece, sono chimicamente instabili quando riscaldati, degradando ad alte temperature. Si presentano spesso aggressivi rispetto ai materiali strutturali dell'impianto ed hanno bassa conduttività termica oltre ad un elevato grado di sottoraffreddamento. Essi rimangono comunque validi sia per il costo contenuto, sia per la loro elevata densità di accumulo e una conduttività termica che, pur non essendo elevata, risulta maggiore rispetto a molti materiali organici.

Per quanto riguarda i materiali organici, come Idrocarburi alifatici, acido/etere o sali, alcool, idrocarburi aromatici, chetone aromatico, freon, lactam polimeri e policarbonati, i vantaggi sono:

- Assenza di corrosività;
- Basso o assente grado di sottoraffreddamento;

- Stabilità chimica, fisica e termica;
- Intervallo di transizione regolabile

Per contro, risultano i seguenti svantaggi:

- Bassa entalpia di transizione di fase;
- Bassa conduttività termica;
- Bassa densità;
- Basso punto di fusione;
- Alta volatilità;
- Infiammabilità;
- Variazioni di volume consistenti;
- Alto costo;

I vantaggi dei materiali inorganici come idrati cristallini, sali fusi, metalli e leghe risultano i seguenti:

- Maggiore entalpia di transizione di fase;
- Elevata densità di accumulo di energia;
- Maggiore conduttività termica;
- Ignifughi;
- Costo inferiore;

Mentre gli svantaggi sono:

- Sottoraffreddamento;
- Separazione di fase;
- Segregazione di fase;
- Corrosività;
- Perdita di stabilità termica;

Per agevolare ulteriormente la scelta di un materiale per un sistema di accumulo termico, nella tabella seguente 3.1, viene riportata una classificazione dei PCM sulla base della temperatura di transizione in funzione dell'area di applicazione:

Tabella 3.1: Classificazione dei PCM in base alla temperatura di fusione

RANGE DI	CATEGORIA DI PCM	AREA APPLICATIVA
-----------------	-------------------------	-------------------------

TEMPERATURA [°C]	(Con relativa temperatura di fusione [°C])	
0-65	Paraffine (da -3°C a 64°C) Acqua/ghiaccio (0°C) Acido stearico (41- 43°C) n-ottadecano (27.7°C)	<ul style="list-style-type: none"> • Riscaldamento/raffrescamento domestico; • Accumulo passivo in edilizia bio-climatica; • Accumulo termico dell'energia solare; • Protezione di dispositivi elettrici
80-120	Eritritolo (117.7°C) RT100 (99°C) MgCl ₂ ·6H ₂ O (116.7°C)	Accumulo della parte calda dei sistemi frigoriferi ad assorbimento a LiBr/ H ₂ O con necessità di temperature del generatore inferiori ai 120°C
> 150	NaNO ₃ (310°C) KNO ₃ (330°C) NaOH (318°C) KOH (380°C) ZnCl ₂ (280°C)	Accumulo per centrali solari di potenza basate su collettori parabolici e produzione diretta di vapore

Per la scelta del PCM si considera come parametro principale l'intervallo di temperatura di applicazione, per poi scegliere la geometria del contenitore dei PCM e i parametri termici e geometrici dello stesso richiesti da un determinato quantitativo di materiale. Ciascuno di questi fattori influenza le caratteristiche della trasmissione del calore nel PCM, condizionando l'intervallo di tempo di fusione e le prestazioni dell'unità di stoccaggio che devono essere calcolate sulla base del tempo di transizione di fase del PCM contenuto e sulla potenza trasmessa all'accumulo.

Spesso i PCM vengono collocati all'interno di tubi termici lunghi e sottili, in contenitori cilindrici o rettangolari. Le unità di accumulo LHTES sono spesso costituite da sistemi a tubi e mantello. In tali sistemi il fluido termovettore, per esempio acqua, scorre attraverso lo scambiatore di calore cedendo calore al PCM durante la fase di carica per poi prelevarlo nella fase di scarica.

Tabella 3.2: Proprietà termofisiche dei PCM per applicazioni nell'accumulo del freddo (Temperatura di transizione fino a 21°C) [Cabeza e al.]:

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m K)	Density (kg/m ³)
Al(NO ₃) ₃ (30.5 wt%)+ H ₂ O	Eutectic water-salt solution	-30.6	131	-	1283 (liquid) 1251 (solid)
NaCl (22.4 wt%)+ H ₂ O	Eutectic water-salt solution	-21.2	222	-	1165 (liquid) 1108 (solid)
KCl (19.5 wt%)+ H ₂ O	Eutectic water-salt solution	-10.7	283	-	1126 (liquid) 1105 (solid)
Diethylene glycol	Eutectic Organic	-10 to -7	247	-	1200 (liquid)
Dodecane	Organic	-9.6	216	2.21 (liquid)	-
Triethylene glycol	Organic	-7	247	-	1200 (liquid)
Tetradecane + octadecane	Eutectic Organic	-4.02	227.52	-	-
H ₂ O		0	333	0.6 (liquid)	998 (liquid, 20°C)
				2.2 (solid)	917 (solid, 0°C)
		0	333	0.612	998 (liquid, 20°C)
				.	917 (solid, 0°C)
		0	334	0.61	996 (solid, 30°C)
H ₂ O + polyacrylamida	Compound	0	295	0.486	1047 (liquid)
91.67% tetradecane + 8.33% hexadecane	Eutectic Organic	1.7	156.2	-	-
Tetradecane + docosane	Eutectic Organic	1.5-5.6	234.33	-	-
Tetradecane + geneicosane	Eutectic Organic	3.54-5.56	200.28	-	-
Tetrahydrofurano (THF)	Eutectic Organic	5	280	-	970 (solid)
Paraffin C ₁₄	Organic	5.5	228	-	-
		4	153	-	-
		4.5	165	-	-
n-Tetradecane	Organic	6	230	-	-
		5.8-5.9	258-227	0.210 (solid)	-
Pentadecane + heneicosane	Eutectic Organic	6.23-7.21	128.25	-	-
Formic acid	Fatty acid	7.8	247	-	-
LiClO ₃ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	8	253	-	1720 (solid)
		8	155	-	1530 (liquid)
Polyglycol E400	Organic	8	99.6	0.187 (liquid, 38.6°C)	1125 (liquid, 25°C)
					1228 (solid, 24°C)
		8	100	0.19	1228 (solid)
Paraffin C ₁₅ -C ₁₆	Organic	8	153	-	-
Pentadecane + octadecane	Eutectic Organic	8.5-9.0	271.93	-	-
Pentadecane + docosane	Eutectic Organic	7.6-8.99	214.83	-	-
ZnCl ₂ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	10	-	-	-
Paraffin C ₁₅	Organic	10	205	-	-
n-Pentadecane	Organic	10	-	-	770 (liquid)
		9.9	193.9	-	-
Tetrabutyl ammoniumbromide (type A-type B)	Organic	10-12	193-199	-	-
Isopropyl palmitate	Organic	11	95-100	-	-
K ₂ HPO ₄ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	13	-	-	-
		14	109	-	-
90% capric acid + 10% lauric acid	Organic	13.3	142.2	-	-
38.5% triethyloethane + 31.5% water + 30% urea	Organic eutectic	13.4	160	-	-
Isopropyl stearate	Organic	14-18	140-142	-	-
38.5% trimethyloletane + 31.5% water + 30% urea	Organic mixture	14.4	160	0.66	1170 (liquid)
55% CaCl ₂ ·6H ₂ O + 55% CaBr ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	14.7	140	-	-
NaOH·(3/2)H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	15	-	-	-
		15.4	-	-	-
Mn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic mixture	15-25	125.9	-	1738 (liquid, 20°C)
Propyl palmitate	Organic	16-19	186	-	-
		10	-	-	-
Caprylic acid	Fatty acid	16	148.5	0.149	901 (liquid, 30°C)
		16.3	149	-	981 (solid, 13°C)
					1009 (liquid)
Dimethyl sulfoxide (DMSO)	Organic	16.5	85.7	-	-
Paraffin C ₁₆	Organic	16.7	237.1	-	-
Acetic acid	Fatty acid	16.7	184	-	-
45% capric acid + 55% lauric acid	Organic	17-21	143	-	-
		21	143	-	-
48% butyl palmitate + 48% butyl stearate + 3% other	Organic mixture	17	140	-	-
45-52% LiNO ₃ ·3H ₂ O + 48-55% Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic mixture	17.2	220	-	-
Glycerin	Organic	17.9	198.7	0.143	-
Capric acid + lauric acid	Fatty acid mixture	18	120	0.143	-

Tabella 3.3: Proprietà termofisiche dei PCM per applicazioni nella climatizzazione degli edifici (Temperatura di transizione tra 19°C e 28°C) [Cabeza e al.]:

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m K)	Density (kg/m ³)
n-Heptadecane	Organic	19 20.8–21.7	240 171–172	0.21	760 (liquid)
61.5 mol% capric acid + 38.5 mol% lauric acid	Fatty acid mixture	19.1	132	–	–
Butyl stearate	Organic	19 18–23	140 123–200	– 0.21	760 (liquid) –
Paraffin C ₁₆ –C ₁₈	Organic	20–22	152	–	–
FeBr ₃ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	21 27	105	–	–
Capric acid + lauric acid	Fatty acid mixture	21	143	–	–
Dimethyl sabacate	Organic	21	120–135	–	–
Octadecyl 3-mercaptopropylate	Organic	21	143	–	–
26.5% myristic acid + 73.5% capric acid	Fatty acid mixture	21.4	152	–	–
Paraffin C ₁₇	Organic	21.7	213	–	–
Polyglycol EG60	Organic	22 17–22 20–25	127.2 127 146	0.1897 (liquid, 38.6°C) 0.19 (liquid)	1126 (liquid, 25°C) 1232 (solid, 4°C)
65–90% methyl palmitate + 35–10% Methyl stearate	Organic mixture	22–25.5	120	–	–
Paraffin C ₁₃ –C ₂₄	Organic	22–24	189	0.21 (liquid)	0.760 (liquid) 0.900 (solid)
75.2% capric acid + 24.8% palmitic acid	Fatty acid mixture	22.1	153	–	–
Ethyl palmitate	Organic mixture	23	122	–	–
34% C ₁₄ H ₂₈ O ₂ + 66% C ₁₀ H ₂₀ O ₂	Organic eutectic	24	147.7	–	–
55–65% LiNO ₃ ·3H ₂ O + 35–45% Ni(NO ₃) ₂	Inorganic mixture	24.2	230	–	–
45% Ca(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 55% Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic mixture	25	130	–	1930
66.6% CaCl ₂ ·6H ₂ O + 33.3% MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic mixture	25	127	–	1590
50% CaCl ₂ + 50% MgCl ₂ + 6H ₂ O	Inorganic eutectic	25	95	–	–
Octadecane + docosane	Organic eutectic	25.5–27.0	203.8	–	–
Mn(NO ₃) ₃ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	25.5 25.8	125.9 125.9	–	1738 (liquid, 20°C) 1728 (liquid, 40°C) 1795 (liquid, 5°C)
Octadecane + heneicosane	Eutectic Organic	25.8–26.0	173.93	–	–
Lactic acid	Fatty acid	26	184	–	–
Octadecyl thioglyate	Organic	26	90	–	–
34% myristic acid + 66% capric acid	Organic	26	147.7	–	–
1-Dodecanol	Organic	24 26 17.5–23.3	147.7 200 188.8	–	–
48% CaCl ₂ + 4.3% NaCl + 0.4% KCl + 47.3% H ₂ O	Inorganic mixture	26.8	188	–	1640
86.6% capric acid + 13.4% stearic acid	Fatty acid mixture	26.8	160	–	–
50% CH ₃ CONH ₂ + 50% NH ₂ CONH ₂	Organic eutectic	27	163	–	–
4.3% NaCl + 0.4% KCl + 48% CaCl ₂ + 47.3% H ₂ O	Inorganic mixture	27	188	–	1530 (liquid) 1640 (solid)
Vinyl stearate	Organic	27–29 27	122	–	–
Paraffin C ₁₈	Organic	28 27.5–22.5	244 243.5	0.148 (liquid) 0.15 (solid)	0.774 (liquid) 0.814 (solid)
n-Octadecane	Organic	28 28–28.1	200 245	0.148 (liquid) 0.358 (solid)	774 (liquid) 814 (solid) 779 (liquid)
			250–247.7		

Tabella 3.4: Proprietà termofisiche dei PCM per applicazioni di riscaldamento dell'acqua (Temperatura di transizione tra 29°C e 60°C) [Cabeza e al.]:

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of Fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m K)	Density (kg/m ³)
CaCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	29	190.8	0.540 (liquid, 38.7 °C)	1562 (liquid, 32 °C)
		29	171-192	0.540-1.088 (liquid-solid)	
		29.2	171	0.561 (liquid, 61.2 °C)	1496 (liquid)
		29.6	174.4	1.088 (liquid, 23 °C)	1802 (liquid, 24 °C)
		29.7	192		1710 (liquid, 25 °C)
		30	296		1634
Methyl stearate	Organic mixture	29	169	-	-
		29.8	218	0.65	1120
62.5% Trimethyloletane + 37% water	Organic mixture	29.8	174	-	-
CaCl ₂ ·12H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	29.8	-	-	-
Ga + [Ga-NH ₄]	Inorganic eutectic	29.8	-	-	-
Ga	Inorganic eutectic	30	80.9	-	-
LiNO ₃ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	30	296	-	-
LiNO ₃ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)		189		
			296	-	-
67% Ca(NO ₃) ₂ + 33% Mg(NO ₃) ₂ 47% Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O + 53% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O 60% Na(CH ₃ COO)·3H ₂ O + 40% CO(NH ₂) ₂	Inorganic mixture	30	136	-	1670
		30	136	-	-
		31.5	226	-	-
Na ₂ SO ₄ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	30	200.5		
		32	251	-	-
Na ₂ SO ₄ ·10H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	32.4	241		
		31-32			
Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	32	254	0.554 (solid)	1485 (solid)
			251.1		1458
			251		
		32.4	246.5	0.554	1485
Paraffin C ₁₉ Capric acid	Organic Fatty acid	32-36	247	-	1442
		33	247		
		32	267		
		32	222	-	-
		32	152.7	0.153	878 (liquid, 45 °C)
		30.1-31.4	150-158		
		31.5	153	0.152-0.149 (liquid)	886-1004
				0.149	1004 (solid, 24 °C)
		32	152		
		36	156	-	-
62.6% lauric acid + 37.4% myristic acid	Fatty acid mixture	32.6	156	-	-
64% lauric acid + 36% palmitic acid	Fatty acid mixture	32.8	165	-	-
80% lauric acid + 20% palmitic acid	Fatty acid mixture	32.7	150.6	-	-
77% lauric acid + 23% palmitic acid	Fatty acid mixture	33	150.6	-	-
Lauric acid + stearic acid	Fatty acid mixture	34	150	-	-
CaBr ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	34	115.5	-	1956 (liquid, 35 °C)
LiBr ₂ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	34	138		2194 (solid, 24 °C)
		34	124	-	-
66% lauric acid + 34% myristic acid	Organic	34.2	166.8	-	-
Na ₂ HPO ₄ ·12H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	35-44	280	0.514 (solid)	1522 (solid)
Polyglycol E1000 69% lauric acid + 31% palmitic acid Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Organic Fatty acid mixture	35	281		
		35.2	265		
		35.5	280		
		36	279		
		40	279		
		35-40	-	-	-
		35.2	166.3	-	-
		36	146.9	0.464 (liquid, 39.9 °C)	1828 (liquid, 36 °C)
Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	36	147	0.469 (liquid, 61.2 °C)	1937 (solid, 24 °C)
		36.4	147		2065 (solid, 14 °C)
		45.5			
		36.1	134		

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of Fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m.K)	Density (kg/m ³)
Paraffin C ₂₀	Organic	36.7	246	-	-
FeCl ₃ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	37	223	-	-
Mn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	37.1	115	-	1738 (liquid, 20°C)
1-Tetradecanol	Organic	38	205	-	1795 (liquid, 5°C)
Methyl palmitate	Organic	38	205	-	-
		29			
51% myristic acid + 49% palmitic acid	Organic	39.8	174	-	-
Heptacosane	Organic	40-40.2	155.5-213	-	778 (solid)
Paraffin C ₂₁	Organic	40.2	200	-	-
50% Na(CH ₃ COO)·3H ₂ O + 50% HCONH ₂	Organic eutectic	40.5	255	-	-
CoSO ₄ ·7H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	40.7	170	-	-
Phenol	Organic	41	120	-	-
Heptadecanone	Organic	41	201	-	-
1-Cyclodecyloctadecane	Organic	41	218	-	-
4-Heptadecanone	Organic	41	197	-	-
KF·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	41.4		-	-
		42	162		
MgI ₂ ·8H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	42	133	-	-
CaI ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	42	162	-	-
CaI ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	42	162	-	-
K(CH ₃ COO) ₂ (1/2) H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	42	-	-	-
Lauric acid	Fatty acid	42-44	178	0.147	870(liquid)
		42-43	120-126		
		43.7	210.8	0.160	1007 (solid)
		49	178		
Paraffin C ₁₆ -C ₂₈	Organic	42-44	189	0.21	0.765 (liquid) 0.910 (solid)
59% myristic acid + 41% palmitic acid	Fatty acid mixture	42.6	169.2	-	-
Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	42.7	-	-	-
		47	153		
65.7% myristic acid + 34.7% stearic acid	Fatty acid mixture	44	181	-	-
64% myristic acid + 36% stearic acid	Fatty acid mixture	44	182	-	-
Paraffin C ₂₂	Organic	44	249	-	-
Docosane	Organic	44	196.5-252	-	-
K ₂ HPO ₄ ·7H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	45	145	-	-
K ₃ (PO ₄) ₂ ·7H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	45	-	-	-
Zn(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	45.5		-	-
		47			
		45	110		
53% NH ₂ CONH ₂ + 47% NH ₄ NO ₃	Inorganic eutectic	46	95	-	-
Mg(NO ₃) ₂ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	47	142	-	-
Fe(NO ₃) ₂ ·9H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	47	155	-	-
Eladic acid	Fatty acid	47	218	-	-
Paraffin C ₂₃	Organic	47.5	232	-	-
Na ₂ HPO ₄ ·7H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	48	-	-	-
Na ₂ SiO ₃ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	48	168	-	-
K ₂ HPO ₄ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	48	99	-	-
Na ₂ S ₂ O ₃ ·5H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	48	201	-	1600 (solid)
		48-49	209.3		1666 (solid)
		48-55	187-209		1670 (liquid)
		48	201-206		1750 (solid)
		48.5	210		
3-Heptadecanone	Organic	48	218	-	-
2-Heptadecanone	Organic	48	218	-	-
Paraffin C ₂₀ -C ₃₃	Organic	48-50	189	0.21	0.769 (liquid) 0.912 (solid)

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of Fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m K)	Density (kg/m ³)
MgSO ₄ ·7H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	48.5	202	-	-
Myristic acid	Organic	49-51	204.5	0.17 (solid)	861 (liquid)
		58	186-204		990 (solid)
		58	199		
		54	187		844 (solid)
Cetyl alcohol	Organic	49.3	141	-	-
64.9% palmitic acid + 35.1% stearic acid	Fatty acid mixture	50.4	181	-	-
Palmitic acid + stearic acid	Fatty acid mixture	51	160	-	-
Palmitic acid + stearic acid + other fatty acid	Fatty acid mixture	51-56	180	-	-
27.5% palmitic acid + 65% stearic acid + other fatty acids	Organic mixture	51-56	180	-	-
9-Heptadecanone	Organic	51	213	-	-
Ca(NO ₃) ₂ ·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	51	104	-	-
61.5% Mg(NO ₃) ₂ + 38.5% NH ₄ NO ₃	Inorganic mixture	52	125.5	0.494 (65°C)	1515
				0.515 (88°C)	1596
				0.552 (36°C)	
64.2% palmitic acid + 35.8% stearic acid	Fatty acid mixture	52.3	181.7	-	-
Pentadecanoic acid	Fatty acid	52.5	178	-	-
37.5% urea + 63.5% acetamide	Organic	53	-	-	-
Zn(NO ₃) ₂ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	54	-	-	-
		55			
Polyglycol E10000	Organic	55-66	-	-	-
Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O/Mg(NO ₃) ₂ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	55.5	-	-	-
FeCl ₃ ·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	56	90	-	-
		56	191	-	-
Tristearin	Organic	56.3	256	-	-
Paraffin C ₂₆	Organic	57	169	-	-
Ni(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	57	-	-	-
NaOH·H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	58	-	-	-
MnCl ₂ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	58	151	-	-
MgCl ₂ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	58	178	-	-
Na(CH ₃ COO)·3H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	58	226-264	0.63	1280 (liquid)
		58.4			1280-1450
		58	267		1450 (solid)
50% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 50% MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	58-59	132	0.510 (liquid)	1550 (liquid) 1630 (solid)
			265		
62.5% Mg(NO ₃) ₂ + 37.5% NH ₄ NO ₃	Inorganic mixture	59.1	144	0.680 (solid)	1.45
58.7% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 41.3% MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	59	132.2	0.63 (solid)	1550
			132.2	0.510 (65°C)	1630
				0.565 (85°C)	1680
				0.678 (38°C)	
				0.34 (solid)	
Paraffin C ₂₂ -C ₄₅	Organic	58.0-58.3	120-132	0.21	0.795 (liquid) 0.920 (solid)
		58-60	189		
		58.8	236		
		59.5	-		
Cd(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	59.5	-	-	-
80% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 20% MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	60	150	-	-
Fe(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	60	-	-	-
		60.5	126		
11% palmitic acid + 83% stearic acid + other fatty acids	Fatty acid mixture	60-66	206	-	-

Tabella 3.5: Proprietà termofisiche dei PCM per applicazioni di riscaldamento dell'acqua (Temperatura di transizione tra 61°C e 95°C) [Cabeza e al.]:

Material	Type	Melting temperature (°C)	Heat of fusion (kJ/kg)	Thermal conductivity (W/m K)	Density (kg/m ³)
NaAl(SO ₄) ₂ ·10H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	61	181	-	-
Bi-Cd-In	Inorganic eutectic	61	25	-	-
53% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O+	Inorganic eutectic	61	148	-	1850
Paraffin C ₂₈	Organic	61.6	253	-	-
Paraffin wax	Organic	64	173.6	0.167 (liquid)	790
			266	0.346 (solid)	216
Palmitic acid	Fatty acid	64	185.4	0.162 (liquid)	850 (liquid, 65 °C)
		61	203.4	0.159 (liquid)	847 (liquid)
		63	187	0.165 (solid)	989 (solid, 24 °C)
		69	202.5	0.172 (liquid)	848 (liquid)
		55	163	-	-
NaOH	Inorganic (salt)	64.3	227.6	-	1690
		64.3	273	-	-
50% CH ₃ CONH ₂ + 50% C ₁₇ H ₃₅ COOH	Organic eutectic	65	218	-	-
5% palmitic acid + 95% stearic acid	Organic mixture	65-68	209	-	-
Paraffin C ₃₀	Organic	65.4	251	-	-
59% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 41% MgBr ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	66	168	-	-
Polyglycol E6000	Organic	66	190	-	1085 (liquid)
		55-66	-	-	1212 (solid)
Paraffin C ₂₁ -C ₅₀	Organic	66-68	189	0.21	0.830 (liquid)
					0.930 (solid)
67.1% naphthalene + 32.9% benzoic acid	Organic eutectic	67	123.4	0.136-0.282	-
Na ₂ B ₄ O ₇ ·10H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	68.1	-	-	-
Paraffin C ₃₁	Organic	68	242	-	-
Na ₃ PO ₄ ·12H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	69	-	-	-
		65	190	-	-
Stearic acid	Fatty acid	69	202.5	-	848 (liquid, 70 °C)
		60-61	186.5	0.172	965 (solid, 24 °C)
		69.4	199	-	-
		70	203	-	-
Paraffin C ₃₂	Organic	69.5	170	-	-
Bi-Pb-In	Inorganic eutectic	70	29	-	-
Na ₂ P ₂ O ₇ ·10H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	70	184	-	-
LiCH ₃ COO·2H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	70	150	-	-
Biphenyl	Organic	71	119.2	-	991 (liquid)
					1166 (solid)
Biphenyl	Aromatic	71	119.2	-	991 (liquid, 73 °C)
					991 (solid 73 °C)
Bi-In	Inorganic eutectic	72	25	-	-
Al(NO ₃) ₂ ·9H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	72	155	-	-
Al(NO ₃) ₂ ·9H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	72	155	-	-
14% LiNO ₃ + 86% Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	72	180	-	-
Paraffin C ₃₃	Organic	73.9	268	-	-
Paraffin C ₃₄	Organic	75.9	269	-	-
66.6% NH ₂ CONH ₂ + 33.4% NH ₄ Br	Eutectic	76	151	-	-
Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O + 7% MgCl ₂ ·6H ₂ O	Inorganic eutectic	77.2-77.9	150.7	-	-
66.6% urea + 33.4% NH ₄ Br	Eutectic	76	161	-	-
Ba(OH) ₂ ·8H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	78	265-280	0.653 (liquid, 85.7 °C)	1937 (liquid, 84 °C)
				1.255 (solid, 23 °C)	2180 (solid)
			265.7	0.653 (liquid, 85.7 °C)	1937 (liquid, 84 °C)
			267	0.678 (liquid, 98.2 °C)	2070 (solid, 24 °C)
			280	1.255 (solid, 23 °C)	2180 (solid)
			265	-	-
Propionamide	Organic	79	168.2	-	-
AlK(SO ₄) ₂ ·12H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	80	-	-	-
Naphthalene	Aromatic	80	147.7	0.132 (liquid, 83.8 °C)	976 (liquid, 84 °C)
				0.341 (solid, 49.9 °C)	1145 (solid, 20 °C)
25% LiNO ₃ + 65% NH ₄ NO ₃ + 10% NaNO ₃	Inorganic eutectic	80.5	113	-	-
26.4% LiNO ₃ + 58.7% NH ₄ NO ₃ + 14.9% KNO ₃	Inorganic eutectic	81.5	116	-	-
27% LiNO ₃ + 68% NH ₄ NO ₃ + 5% NH ₄ Cl	Inorganic eutectic	81.6	108	-	-
n-Tetracontane	Organic	82	-	-	-
Acetamide	Organic	82	263	-	1159
		81	241	-	-
Al ₂ (SO ₄) ₃ ·18H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	88	-	-	-
Al(NO ₃) ₂ ·8H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	89	-	-	-
		89-90	-	-	-
Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	89	162.8	0.490 (liquid, 95 °C)	1550 (liquid, 94 °C)
		89.3-89.9	-	0.611 (solid, 37 °C)	1636 (solid, 25 °C)
		89-90	149-163	0.669 (solid, 56 °C)	-
		89.9	167	-	-
KAl(SO ₄) ₂ ·12H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	91	184	-	-
Xylitol	Organic	93-94.5	263.3	-	6.7-8.3
		94	263	-	-
n-Pentacontane	Organic	95	-	-	779
(NH ₄)Al(SO ₄) ₂ ·6H ₂ O	Inorganic (salt hydrate)	95	269	-	-

4. DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA

Le figure 2.4 e 2.5 mostrano l'andamento del surplus e del deficit energetico del Centro Ricerche Sotacarbo. In particolare, nelle giornate festive si ha generalmente un surplus di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico rispetto ai fabbisogni, mentre, al contrario, nelle giornate feriali si ha un deficit energetico. Conseguentemente si genera un notevole scambio di energia elettrica tra il Centro Ricerche e la rete pubblica, sia in ingresso che in uscita, pertanto, al fine di minimizzare questi scambi di energia elettrica e massimizzare invece l'autoconsumo si propone di dotare la struttura di un sistema di accumulo termico con l'obiettivo di utilizzare nei giorni feriali il surplus di energia accumulata nei giorni festivi (incluso il sabato).

In linea di principio, tale obiettivo viene perseguito sfruttando l'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico per alimentare una delle pompe di calore asservite al sistema di climatizzazione dell'aria, la quale provvede a produrre acqua calda o fredda, a seconda della stagione, al fine di accumulare energia termica in un sistema di stoccaggio. L'energia termica accumulata può essere successivamente sfruttata per il riscaldamento o il raffrescamento, evitando così il ricorso alla pompa di calore o integrandone la produzione, per un determinato intervallo di tempo. In particolare, nei limiti consentiti dagli altri fabbisogni elettrici del Centro e dalla stagionalità della produzione e dei consumi, si può operare:

- alimentando la pompa di calore dell'impianto di climatizzazione con l'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico nelle ore caratterizzate da alta radiazione ed elevata richiesta energetica del Centro Ricerche (le ore centrali dei giorni feriali);
- alimentando la pompa di calore con l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e accumulando nel sistema di accumulo termico (TES) l'energia termica (o frigorifera) da essa prodotta nelle ore caratterizzate da una radiazione solare elevata e da una scarsa domanda di energia elettrica (sostanzialmente i giorni festivi, quando il Centro Ricerche non è operativo);
- alimentando l'impianto di climatizzazione con l'energia termica (o frigorifera) accumulata nel TES nelle ore di scarsa (o nulla) produzione da fotovoltaico ed elevata richiesta energetica del Centro Ricerche (sostanzialmente le prime ore del mattino e la fine del pomeriggio dei giorni feriali, durante gli orari di apertura del Centro Ricerche).

La figura 4.1 mostra la logica di funzionamento dell'impianto integrato PV – pompa di calore - TES :

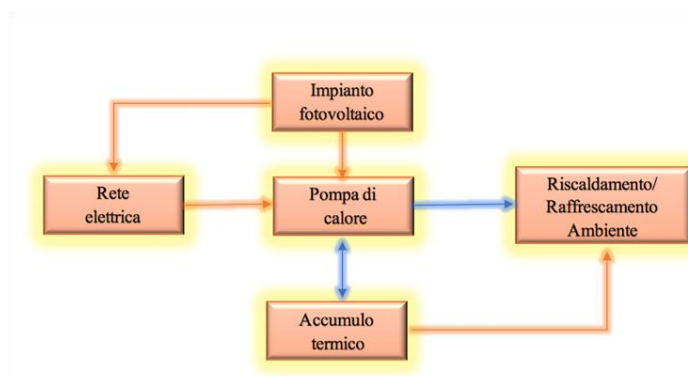


Figura 4.1: Schema logico di funzionamento dell'impianto integrato PV – pompa di calore - TES.

Dall'analisi delle figure 2.1-2.5 emerge come, grazie alla maggiore produzione di energia elettrica dal campo fotovoltaico, il surplus energetico raggiunga il suo picco nelle giornate festive del mese di giugno (figura 2.4b) e, a seguire, nei mesi di maggio (figura 2.4b) e di luglio e di agosto (figura 2.4c). Va però puntualizzato che durante i giorni feriali dei mesi estivi la produzione di energia elettrica da fotovoltaico soddisfa una considerevole frazione della richiesta di energia elettrica della struttura (e talvolta pure la totalità), con la conseguente riduzione del deficit di energia elettrica rispetto ai mesi invernali. Pertanto nei mesi estivi risulta più complicato l'utilizzo durante l'arco della settimana dell'energia termica accumulata durante il weekend. Al contrario nei mesi invernali si ha un minor surplus energetico durante i giorni festivi, dovuto alla minore produzione di energia elettrica da fotovoltaico (figure 2.4a per gennaio-marzo e 2.4d per novembre-dicembre) e pertanto la quantità di energia termica disponibile per l'accumulo è notevolmente inferiore. Al contempo, però, le maggiori richieste energetiche caratteristiche dei giorni feriali dei mesi invernali (figure 2.2a e 2.2d) assicurano un completo e rapido sfruttamento dell'energia accumulata durante il weekend, già nei primi giorni della settimana, o addirittura, in talune situazioni, nel primo giorno.

Al fine di valutare vantaggi e svantaggi delle due differenti modalità di dimensionamento del sistema di stoccaggio dell'energia termica (estiva o invernale) è stata effettuata un'analisi del surplus disponibile e del deficit da colmare con riferimento ad entrambi i possibili scenari. In particolare, per valutare l'opportunità del dimensionamento estivo del sistema di accumulo è stata presa come riferimento la giornata tipo festiva del mese di giugno, nel quale il surplus energetico è massimo, mentre per l'accumulo invernale si è scelta la giornata tipo festiva del mese di gennaio.

Il surplus di energia che è possibile ottenere nelle giornate festive non è comunque mai sufficiente, neanche in estate (Figure 2.4b-2.4c), ad alimentare nessuna delle due pompe di calore attualmente installate nella struttura. Entrambe le pompe di calore infatti operano in modalità "on-off" (potenza elettrica in raffrescamento pari a 54 kW) e per poter essere azionate sfruttando il surplus di energia del fotovoltaico richiederebbero una significativa integrazione di energia elettrica dalla rete. Pertanto, anche in ragione della loro obsolescenza, in questo studio le analisi sui sistemi di accumulo termico sono state effettuate ipotizzando l'installazione di nuove pompe di calore ad alta efficienza.

Attualmente, non si hanno a disposizione dati certi sugli effettivi consumi ora per ora del sistema di climatizzazione, in quanto i profili di carico presentati nelle figure 2.2a-2.2d e 2.3a-2.3d fanno riferimento ai consumi globali del centro senza una precisa ripartizione tra le varie utenze. Sono presenti solamente dei dati medi mensili relativi all'anno 2017, riportati in Figura 4.2, che individuano per ogni mese la percentuale di energia elettrica richiesta dall'impianto di condizionamento rispetto ai consumi totali del centro.

Dalla analisi della figura 4.2 emerge come la percentuale di energia elettrica destinata al sistema di climatizzazione sia sempre considerevole (superiore al 20%) con l'eccezione dei mesi di aprile e maggio (quando è molto bassa o addirittura nulla). In particolare nei mesi estivi e invernali oscilla tra il 30% e il 45%.

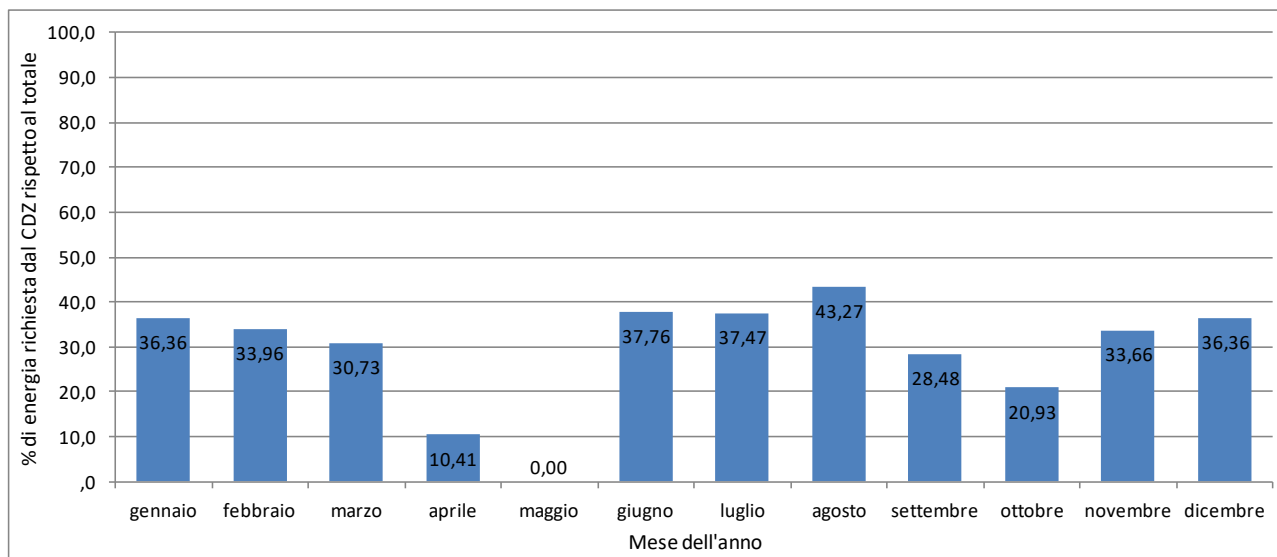


Figura 4.2: Percentuale di energia elettrica richiesta per il funzionamento dell'impianto di condizionamento.

In conseguenza dell'assenza di un profilo orario delle richieste di energia elettrica dell'impianto di climatizzazione non è stato possibile individuare una potenza nominale idonea per la pompa (o le pompe) di calore. Pertanto si è scelto di analizzare le prestazioni del sistema integrato con riferimento ad una pompa di calore che fosse caratterizzata da una potenza adatta all'integrazione con tutti i sistemi di accumulo termico di cui è prevista l'analisi nel presente studio. Ovviamente il sistema di climatizzazione dovrà essere dotato anche di una ulteriore pompa di calore che permetta di integrarne le richieste energetiche laddove la pompa di calore integrata con il sistema di accumulo risultasse insufficiente. L'individuazione della taglia di questa seconda pompa di calore esula dall'obiettivo di questo progetto di ricerca e pertanto se ne rimanda la scelta ad altro studio.

In particolare, in questo lavoro è stata scelta come riferimento per l'integrazione con l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo una pompa di calore del tipo acqua/acqua disponibile sul mercato.

La pompa di calore in funzionamento estivo, nelle seguenti condizioni di riferimento:

- temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore pari a 30 °C (nelle vicinanze del centro ricerche è presente acqua di falda geotermica a 25°C);
- temperatura dell'acqua in uscita dall'evaporatore pari a 7 °C.

fornisce le prestazioni di seguito riportate, ricavate dai manuali operativi forniti dal costruttore:

- potenza elettrica richiesta pari a 17,79 kW;
- produzione termica pari a 103,62 kW;
- EER pari a 5,82

Invece nelle condizioni di riferimento invernali:

- temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore pari a 18 °C (in inverno la temperatura dell'acqua di falda si riduce a circa 23-24 °C);
- temperatura dell'acqua in uscita dall'evaporatore pari a 45 °C.

le prestazioni sono le seguenti:

- potenza elettrica richiesta pari a 23,27 kW;
- produzione termica pari a 136,78 kW;
- COP pari a 5,88.

Nella figura 4.3 è rappresentato lo schema di funzionamento del sistema integrato pompa di calore - TES nel processo di raffreddamento.

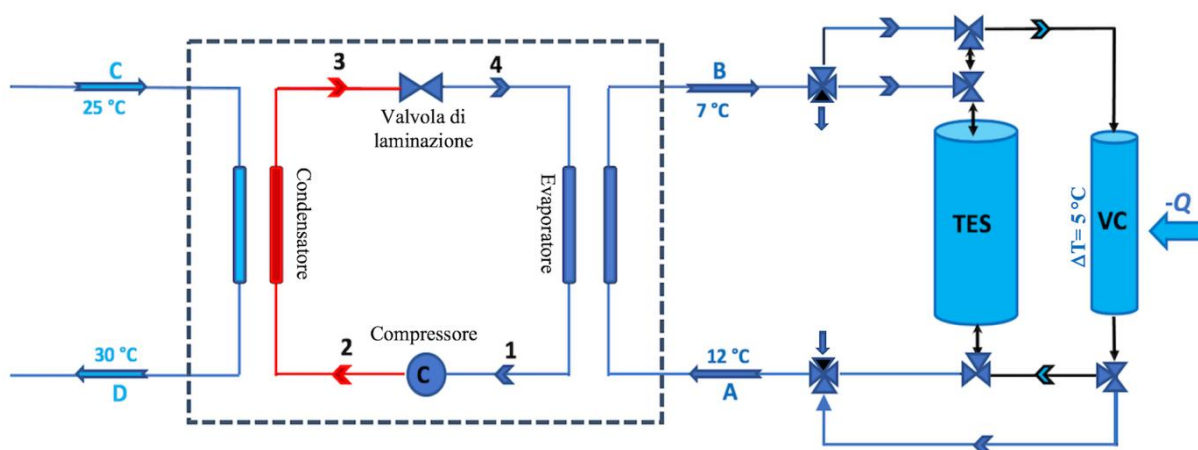


Figura 4.3: Schema logico di funzionamento dell'impianto integrato PV – pompa di calore – TES – utenza termica in fase di raffreddamento.

In funzionamento estivo la pompa di calore è alimentata con acqua di falda a 25 °C che nel condensatore scambia calore con il fluido operativo e si riscalda fino alla temperatura di 30 °C. Sul lato evaporatore della pompa di calore invece l'acqua cede energia termica al fluido operativo in fase di vaporizzazione e si raffredda da 12 a 7 °C. L'acqua a 7 °C alimenta i ventilconvettori dell'utenza termica (VC) o il serbatoio di accumulo (TES) e successivamente rientra nell'evaporatore ad una temperatura superiore (12 °C). Lo schema di funzionamento dell'impianto prevede anche la possibilità di sezionare il circuito isolando la pompa di calore e assicurare il funzionamento in isola del sistema TES – VC fino ad esaurimento della carica del sistema di accumulo per alcuni intervalli temporali caratterizzati da un elevato deficit energetico.

Nella figura 4.4 si rappresenta invece lo schema di funzionamento del sistema integrato pompa di calore - TES nel processo di riscaldamento.

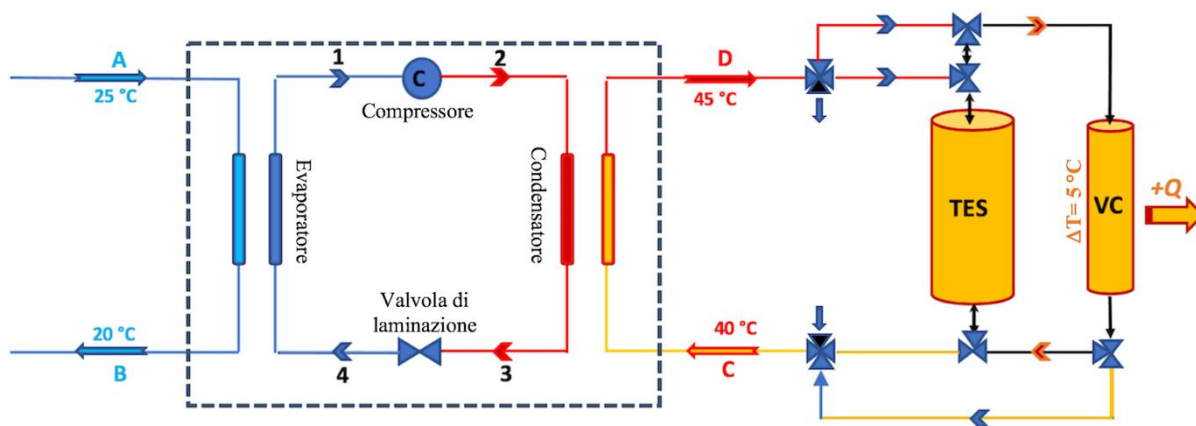


Figura 4.4: Schema logico di funzionamento dell'impianto integrato PV – pompa di calore – TES – utenza termica in fase di riscaldamento.

Il funzionamento invernale dell'impianto integrato in fase di riscaldamento è analogo a quello descritto per le condizioni estive con l'inversione di evaporatore e condensatore e produzione di acqua di riscaldamento a 45 °C a partire da una temperatura dell'acqua di rientro di 40 °C (in condizioni nominali).

4.1 Valutazione dell'energia disponibile per il sistema di accumulo

È stata valutata l'opportunità di dimensionare i sistemi di accumulo termico con riferimento alle due differenti possibili strategie di accumulo: estivo o invernale, al fine di scegliere la più adatta al caso in esame. Questa valutazione è stata effettuata attraverso una accurata analisi della distribuzione temporale di surplus e deficit energetici durante le giornate festive e feriali, che si riporta di seguito.

4.1.1 Valutazione del surplus disponibile per la carica del sistema di accumulo nei mesi estivi

Al fine di valutare l'opportunità di effettuare il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico con riferimento alle condizioni estive si è calcolato il surplus energetico che è possibile sfruttare per l'accumulo termico considerando il profilo di surplus di energia elettrica del giorno festivo tipo del mese di giugno (figura 2.4b). A giugno il surplus è superiore all'assorbimento elettrico in condizioni di riferimento della pompa di calore scelta (17,79 kW) a partire dalle 7.00 e fino alle 17.00, mentre nelle altre ore è inferiore o nullo. Di conseguenza, per evitare di fare lavorare la pompa di calore in condizioni di carico parziale (con conseguente minore EER) oppure anche per evitare una integrazione di energia elettrica dalla rete, laddove l'impianto fotovoltaico non produca una potenza sufficiente per alimentare la pompa di calore a carico nominale, si è limitato alle 10 ore dalle 7,00 alle 17,00 il funzionamento della stessa in fase di carica del sistema di accumulo durante il weekend.

Assumendo pertanto un funzionamento della pompa di calore a potenza nominale per 10 ore si ottiene per ogni giornata festiva una produzione globale di energia termica pari a 1036,2 kWh (EER costante e pari al valore di riferimento di 5,82). Nei due giorni del weekend la produzione globale di energia è quindi pari a 2.072,4 kWh ovvero 7.460,64 MJ.

Una volta calcolata l'energia termica generata dalla pompa di calore, la massa di acqua m_{H_2O} che globalmente può essere raffreddata nel weekend dalla pompa di calore è immediatamente calcolabile attraverso l'equazione (4.1):

$$Q_T = m_{H_2O} \cdot c \cdot \Delta T \quad (4.1)$$

dove Q_T rappresenta l'energia termica (frigorifera) prodotta dalla pompa di calore, c il calore specifico dell'acqua e ΔT la differenza di temperatura tra ingresso e uscita dell'acqua nell'evaporatore.

Assumendo un ΔT pari a 5 °C (tra 7 e 12 °C) e un calore specifico pari a 4,186 kJ/(kg·K) si ottiene una massa di acqua pari a 356.457 kg.

4.1.2 Valutazione del surplus disponibile per la carica del sistema di accumulo nei mesi invernali

L'opportunità di effettuare il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico è stata quindi valutata con riferimento alle condizioni invernali. In questo caso, il profilo di surplus di energia elettrica assunto come riferimento è quello del giorno festivo tipo di gennaio (figura 2.4a), mese in cui il surplus delle giornate festive è il minore. Dall'analisi del profilo emerge come il surplus sia compreso tra 11 e 16 kW tra

le 10.00 e le 15.00 e trascurabile o nullo nelle altre ore. Il ridotto surplus energetico caratteristico anche delle ore centrali delle giornate festive invernali costringe a prevedere sistematicamente un'integrazione di energia elettrica per raggiungere la potenza nominale della pompa di calore (23,27 kW). La percentuale di energia elettrica che deve essere integrata dalla rete rispetto al totale dei consumi calcolati come somma del consumo festivo orario del centro e dell'assorbimento della pompa di calore per ogni ora della giornata tipo festiva di gennaio è riportata in figura 4.5.

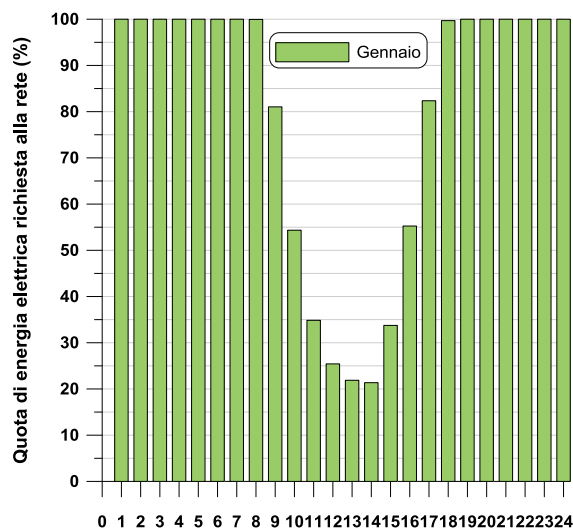


Figura 4.5 Percentuale di energia elettrica richiesta alla rete. Giornata festiva tipo del mese di gennaio

Dalla figura emerge come nelle ore centrali della giornata scelte per l'azionamento della pompa di calore (tra le 10.00 e le 15.00), la percentuale di energia elettrica richiesta alla rete si mantenga tra il 20 e il 35%, mentre nelle altre ore il valore è notevolmente superiore e pertanto in quelle ore non si prevede l'azionamento della pompa di calore.

Considerando che la produzione oraria di energia termica della pompa di calore in condizioni nominali è pari a 136,78 kWh (COP costante e pari a 5,88), la produzione di energia termica per le 5 ore di funzionamento previste risulta pari a 683,9 kWh nell'arco della giornata. La produzione totale di energia termica nei due giorni di funzionamento della pompa è quindi pari a 1.367,8 kWh, ovvero 4.924,31 MJ. La massa di acqua m_{H_2O} che può essere riscaldata dalla pompa di calore durante il weekend può essere sempre calcolata attraverso l'equazione (4.1), assumendo un ΔT pari a 5 °C (tra 40 e 45 °C) e un calore specifico sempre uguale a 4,186 kJ/(kg·K). In questo caso si ottiene una massa di acqua pari a 235.264 kg.

4.1.3 Valutazione del processo di scarica del sistema di accumulo

L'energia accumulata durante i giorni festivi può essere sfruttata nei giorni feriali (sia in riscaldamento che in raffrescamento) evitando così il ricorso alla pompa di calore e permettendo una riduzione dei consumi elettrici. Tuttavia, come precisato all'atto della scelta della pompa di calore destinata all'accumulo, non è disponibile un'analisi dettagliata (oraria) dei contributi al consumo globale di energia elettrica delle diverse utenze della struttura (uffici, laboratori, officina, sistema di climatizzazione), che permetta, nello specifico,

di valutare l'effettivo assorbimento del sistema di climatizzazione. Di conseguenza, la valutazione delle modalità di scarica del serbatoio di accumulo presenta delle difficoltà ed è perciò necessario ipotizzare, conservativamente, che la scarica del serbatoio di accumulo avvenga con una richiesta del sistema di climatizzazione pari al massimo valore possibile.

Sulla base di queste considerazioni, e a prescindere dal criterio di dimensionamento adottato (estivo o invernale) è stato pertanto previsto il ricorso al sistema di accumulo termico in luogo della pompa di calore, laddove sia possibile, solamente nelle ore in cui il deficit di energia elettrica (riportato nelle figure 2.5a-2.5d) sia particolarmente consistente e possibilmente superiore agli assorbimenti energetici della pompa di calore (con l'eccezione di alcune ore dei mesi estivi).

Pertanto lo sfruttamento dell'energia termica accumulata segue una logica riportata in tabella 4.1, dove per ogni mese dell'anno viene riportata, ora per ora, la massima energia termica teoricamente rilasciabile dal TES in condizioni nominali. E' necessario puntualizzare però che, come sarà meglio chiarito in seguito, i sistemi di accumulo termico presi in esame, in fase di scarica, non sono in grado di scambiare la potenza termica massima in tutte le condizioni operative di funzionamento, ragion per cui l'energia termica rilasciata dal serbatoio, in alcune ore risulta inferiore rispetto alla massima riportata in tabella 4.1.

	Gen-Feb	Marzo	Giugno	Lug-Ago	Sett-Ott.	Nov-Dic
7.00-8.00	136,78	136,78	-	103,62	103,62	136,78
8.00-9.00	136,78	136,78	103,62	103,62	-	136,78
9.00-10.00	136,78	136,78	-	-	-	136,78
10.00-11.00	136,78	-	-	-	-	136,78
11.00-12.00	136,78	-	-	-	-	136,78
12.00-13.00	136,78	-	-	-	-	136,78
13.00-14.00	136,78	-	-	-	-	136,78
14.00-15.00	136,78	-	-	-	-	136,78
15.00-16.00	136,78	-	-	103,62	-	136,78
16.00-17.00	136,78	136,78	-	103,62	103,62	136,78
17.00-18.00	-	136,78	103,62	103,62	103,62	-
TOTALE	1367,8	683,9	207,2	518,1	310,9	1367,8

Tabella 4.1. Energia termica teoricamente rilasciabile dal TES durante una giornata tipo feriali nei diversi mesi dell'anno [kWh].

Nei mesi invernali più freddi (gennaio, febbraio, novembre e dicembre), il ricorso all'energia termica accumulata nel serbatoio inizia a partire dalle prime ore del mattino (dalle ore 7.00) e lo sfruttamento di questa energia termica prosegue sino al suo completo esaurimento (o comunque fino alle 17.00), prima

dell'azionamento della pompa di calore. A marzo, in ragione dei minori deficit elettrici nelle ore centrali della giornata si prevede il ricorso all'energia termica accumulata solamente nelle prime ore della mattina (dalle 7.00 alle 10.00) e nelle ore del tardo pomeriggio (dalle 16.00 alle 18.00). Nei mesi estivi, analogamente al mese di marzo, visti i ridotti valori di deficit e la presenza di due diversi picchi nel primo mattino e nel tardo pomeriggio si prevede il ricorso all'energia frigorifera accumulata solamente in alcune ore della giornata. In particolare a luglio e ad agosto si è previsto lo sfruttamento dell'accumulo termico dalle 7.00 alle 9.00 e dalle 15.00 alle 18.00. Nelle altre ore della giornata, quando il deficit di energia elettrica della struttura è molto ridotto, sarebbe preferibile l'azionamento della pompa di calore. A settembre e ad ottobre (qualora a ottobre sia ancora richiesta energia frigorifera di raffrescamento) si è prevista la fase di scarica del serbatoio dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 16.00 alle 18.00. A giugno, invece, considerata l'elevata potenza elettrica generata dall'impianto fotovoltaico si riscontra un valore di deficit tale da giustificare lo spegnimento della pompa di calore e il ricorso al serbatoio di accumulo solamente tra le 8.00 e le 9.00 e le 17.00 e le 18.00 (nel caso di dimensionamento invernale). Nei mesi di aprile e maggio, a causa dello scarso ricorso al sistema di condizionamento e della conseguente mancanza di deficit nel corso della giornata, non si prevede l'utilizzo del sistema di accumulo.

Dall'analisi precedente viene confermato come durante i mesi estivi sia particolarmente complicato utilizzare l'energia termica accumulata nel TES a causa dei ridotti deficit. In ragione di ciò si è ritenuto opportuno effettuare il dimensionamento del sistema di accumulo con riferimento alle condizioni invernali, anche per ridurre notevolmente le dimensioni del serbatoio, in considerazione della minore quantità di energia termica che è possibile accumulare nel weekend invernale (circa 2/3 di quella accumulabile d'estate, attorno a 5.000 MJ contro circa 7.500 MJ).

4.2 Dimensionamento del sistema di accumulo

Come anticipato nei capitoli precedenti, in questo studio vengono analizzate diverse tipologie di accumulo termico che possono essere adatte per un accumulo a bassa temperatura come quello asservito all'impianto di climatizzazione in esame. In particolare l'oggetto principale del presente studio è il sistema di accumulo di tipo passivo ad acqua con materiale a cambiamento di fase (PCM). Al fine di confrontare le prestazioni dell'accumulo a PCM sono state analizzate, con riferimento ai nuovi carichi elettrici della struttura e alla differente pompa di calore scelta per l'integrazione, anche le due tipologie di accumulo termico studiate nella precedente annualità: a) di tipo attivo ad accumulo diretto ad acqua e b) di tipo passivo ad acqua con materiale solido.

4.2.1 Dimensionamento del sistema di accumulo di tipo passivo ad acqua e PCM

Dapprima il dimensionamento del sistema di accumulo è stato effettuato nell'ipotesi di utilizzare quale mezzo d'accumulo un materiale PCM a transizione di fase. Poiché il sistema TES è stato dimensionato con riferimento alle condizioni invernali è necessario utilizzare un materiale PCM caratterizzato da una temperatura di transizione di fase che ricade intervallo di temperatura dell'acqua nel circuito pompa di calore - utenze (40-45 °C). In particolare la scelta è ricaduta sull'RT44HC della Rubiterm, le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate in tabella 4.2.

Proprietà	UM	
Intervallo di transizione di fase	°C	41-44
Densità	Kg/m ³	750
Calore latente di fusione	kJ/kg	250
Calore specifico (fase liquido e solida)	kJ/(kg·K)	2
Conduttività termica	W/m·K	0,2
Grado di riempimento della capsula		0,85
Diametro capsula	mm	20

Tabella 4.2. Principali parametri della capsula di PCM.

Con riferimento all'accumulo termico invernale il serbatoio deve essere in grado di accumulare tutta l'energia termica prodotta dalla pompa di calore durante il weekend e pertanto è stato dimensionato per una energia termica pari a circa 1.370 kWh. L'energia termica posseduta dal fluido termovettore proveniente dalla pompa di calore (acqua calda a 45 °C) viene assorbita sia dal PCM (in parte sotto forma di calore latente e in parte sotto forma di calore sensibile) che dall'acqua contenuta all'interno del serbatoio.

A partire dalla densità del PCM, dall'incremento di temperatura del PCM nel serbatoio, dal calore latente di fusione e dal calore specifico è possibile ricavare il calore latente volumetrico di fusione $C_{LV,PCM}$ e il calore specifico volumetrico $C_{SV,PCM}$, rispettivamente pari a 187,5 e 7,5 MJ/m³. Si ricava inoltre l'energia termica $C_{SV,H2O}$ necessaria riscaldare 1 m³ di acqua da 40 a 45 °C (20,9 MJ/m³).

Il volume del serbatoio V_{TES} si ottiene dalle equazioni (4.2) e (4.3)

$$Q_{TES} = (C_{LV,PCM} + C_{SV,PCM}) \cdot \varepsilon_R \cdot V_{PCM} + C_{SV,H2O} \cdot V_{H2O} \quad (4.2)$$

$$V_{TES} = V_{PCM} + V_{H2O} \quad (4.3)$$

dove ε_R rappresenta il grado di riempimento delle capsule di PCM e V_{PCM} e V_{H2O} il volume rispettivamente del PCM e dell'acqua.

Assumendo un rapporto tra il volume del PCM V_{PCM} e il volume dell'acqua V_{H2O} pari a 1,5 (grado di vuoto pari a 0,4), per una potenza termica da accumulare di 1367,8 kWh si ottiene un volume del serbatoio di 46,02 m³.

Ipotizzando un serbatoio di accumulo cilindrico, di diametro D e altezza L, le dimensioni del serbatoio dipendono dal rapporto tra l'altezza e il diametro (Aspect Ratio, AR). Considerando dei valori di AR pari a 1, 2 e 3 si ottengono le corrispondenti dimensioni riportate in tabella 4.1.

Aspect Ratio AR	Diametro D (m)	Altezza L (m)
1	3,88	3,88
2	3,08	6,16
3	2,69	8,07

Tabella 4.3. Dimensioni del serbatoio di accumulo a PCM in funzione del rapporto altezza/diametro. Accumulo invernale: volume del serbatoio pari a 46,02 m³ corrispondente a due giorni di accumulo.

In particolare, in questo studio il dimensionamento è stato effettuato considerando un valore di AR pari a 2. Per valutare le prestazioni del sistema di accumulo è stato quindi scelto un serbatoio avente un diametro pari a 3,10 m e un'altezza pari a 6,20 m, corrispondente ad un volume di 46,75 m³, volume che permette di accumulare una energia termica massima di circa 1.400 kWh.

4.2.2 Dimensionamento del sistema di accumulo di tipo attivo ad acqua

È stato successivamente effettuato il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico di tipo attivo ad acqua. Con l'energia termica accumulabile durante il weekend (circa 1.370 kWh) è possibile riscaldare da 40 a 45 °C una massa di acqua pari a 235.264 kg, corrispondente ad un volume (dell'acqua e conseguentemente del serbatoio di accumulo) pari a 235,26 m³. Nella successiva tabella 4.4 si riportano le dimensioni caratteristiche D ed L per il serbatoio di accumulo per i valori di AR pari a 1, 2 e 3.

Aspect Ratio AR	Diametro D (m)	Altezza L (m)
--------------------	-------------------	------------------

1	6,69	6,69
2	5,31	10,62
3	4,64	13,92

Tabella 4.4. Dimensioni del serbatoio di accumulo ad acqua in funzione del rapporto altezza diametro.
 Accumulo invernale: volume del serbatoio pari a 235,26 m³ corrispondente a due giorni di accumulo.

Anche per il serbatoio di accumulo ad acqua è stato scelto di effettuare il dimensionamento con un AR pari a 2. Il serbatoio ad acqua presenta un volume notevolmente superiore (circa 5 volte, 235,3 m³ contro 46,7 m³) e conseguentemente dimensioni caratteristiche L e D superiori del 70-80%.

4.2.3 Dimensionamento del sistema di accumulo di tipo passivo ad acqua e materiale solido

È stato infine effettuato il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e materiale solido. Come materiale solido di riempimento è stato scelto la steatite le cui caratteristiche principali sono riportate in tabella 4.5 :

Proprietà	UM	
Densità	Kg/m ³	2680
Calore sensibile	kJ/(kg·K)	1,068
Conducibilità termica	W/m·K	2,5
Diametro medio delle particelle	mm	30

Tabella 4.5. Parametri termo-fisici della steatite.

Assumendo un grado di vuoto ϵ pari a 0,4 (spazio disponibile per il fluido rispetto al volume totale) il volume del serbatoio V_{TES} si ottiene dalle equazioni (4.4) e (4.5):

$$Q_{TES} = C_{SV,STEA} \cdot V_{STEA} + C_{SV,H2O} \cdot V_{H2O} \quad (4.4)$$

$$V_{TES} = V_{PCM} + V_{H2O} \quad (4.5)$$

dove $C_{SV,STEA}$ indica il calore specifico volumetrico della steatite e V_{STEA} e V_{H2O} rappresentano il volume della steatite e dell'acqua.

Essendo la potenza termica da accumulare pari a 1.368 kWh si ottiene un volume del serbatoio di 290,46 m³. Considerando dei valori di AR pari a 1, 2 e 3 si ottengono le corrispondenti dimensioni riportate in tabella 4.6.

Aspect Ratio AR	Diametro D (m)	Altezza L (m)
1	7,18	7,18
2	5,70	11,40
3	4,97	14,91

Tabella 4.6. Dimensioni del serbatoio di accumulo ad acqua e materiale solido in funzione del rapporto altezza/diametro. Accumulo invernale: volume del serbatoio pari a 290,46 m³ corrispondente a due giorni di accumulo.

Anche per il serbatoio di accumulo ad acqua è stato scelto di effettuare il dimensionamento con un AR pari a 2. Le dimensioni del serbatoio di accumulo ad acqua e materiale solido risultano superiori (DI CIRCA IL 25%) anche a quelle del serbatoio ad acqua.

5. ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA

In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti dalle simulazioni numeriche dei processi di carica e scarica dei sistemi di accumulo basati sulle diverse tecnologie precedentemente discussi, dimensionati con riferimento all'energia accumulabile in due giornate tipo festive di gennaio. Per ogni tipologia di accumulo considerata, e per tutti i mesi dell'anno, sono stati valutati i profili di temperatura all'interno del serbatoio e il livello di carica. Il volume del serbatoio di accumulo, per quanto discusso precedentemente, differisce notevolmente se si considera un accumulo a PCM oppure un accumulo ad acqua o acqua e materiale solido. Nel primo caso risulta pari a 46,75 m³, negli altri due rispettivamente a 235,35 m³ e 290,46 m³. In particolare, il serbatoio di accumulo è stato dimensionato ipotizzando un aspect ratio pari a 2, e le conseguenti dimensioni caratteristiche D e L pari rispettivamente a 3,1 e 6,2 m nel caso di accumulo a PCM, a 5,3 m e 10,6 m nel caso di accumulo con sola acqua e a 5,7 m e 11,4 m nel caso di accumulo con acqua e materiale solido.

5.1. Sistema di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e PCM

L'accumulo termico è stato inizialmente studiato considerando un sistema passivo diretto, che utilizza acqua come fluido termovettore e un PCM come mezzo di accumulo. Lo studio del sistema è stato effettuato attraverso un modello di simulazione numerica e di previsione delle prestazioni specificamente sviluppato e qui di seguito descritto.

5.1.1 Modello di sistema di accumulo termico a termoclino a PCM

Per ciascuno dei sistemi di accumulo termico a termoclino è stato realizzato uno specifico modello di simulazione numerica sviluppato in ambiente Matlab-Simulink. In particolare, il modello sviluppato per il sistema passivo (con letto di materiale solido) è un modello non stazionario monodimensionale (1-D) a due equazioni (LTNE), che implica il calcolo delle temperature del fluido termovettore e del PCM separatamente. Il modello consente di prevedere il comportamento termico del letto poroso lungo l'asse di simmetria considerando uniforme la distribuzione di temperatura in senso radiale. Il letto poroso viene considerato omogeneo e isotropo e adiabatico verso l'esterno. Le caratteristiche termo-fisiche del materiale a cambio di fase adoperato (RT44HC della Rubitem) scelto sulla base del campo di temperatura nel quale si va a operare (40-45°C), sono riportate nella tabella 4.2 precedente. Nella modellazione si è considerato un diametro medio delle particelle pari a 20 mm, un grado di vuoto del letto poroso ϵ pari a 0.4 (spazio disponibile per il fluido rispetto al volume totale). Inoltre all'interno delle sferette stesse il grado di riempimento del materiale ϵ_r è pari a 0.85, per consentire la dilatazione dello stesso durante la fusione.

Le equazioni di seguito proposte sono riferite rispettivamente al fluido termovettore (acqua) e al materiale a cambio di fase contenuto nella capsula:

$$\epsilon(\rho C)_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + (\rho C)_f u_D \frac{\partial T_f}{\partial x} = k_{eff,f} \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_s - T_f) \quad (4.6)$$

$$(1-\varepsilon)(\rho C)_s \frac{\partial T_s}{\partial t} + (1-\varepsilon)(\rho L)_s \frac{\partial \beta}{\partial t} = k_{eff,s} \frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_f - T_s) \quad (4.7)$$

Il parametro β regola il cambio di fase come segue:

$$\begin{cases} \beta = 0 & T < T_s \\ \beta = \frac{T - T_s}{T_L - T_s} & T_s \leq T \leq T_L \\ \beta = 1 & T > T_L \end{cases}$$

Si osserva come esso risulti pari a zero quando il PCM si trova al di sotto della temperatura di inizio fusione T_s , mentre, al contrario è pari all'unità quando il PCM si trova al di sopra della temperatura di fine fusione T_L . Questo termine assume valori tra zero e l'unità quando la temperatura del PCM si trova compreso tra i due valori di inizio e fine fusione. Significa che il membro dell'equazione 4.7 entra in gioco solo durante la transizione di fase. Gli altri parametri presenti nelle due equazioni sono:

- ρ densità (kg/m^3);
- c calore specifico ($J/(kg \cdot K)$);
- L calore latente di fusione ($J/(kg)$);
- ε grado di vuoto;
- T temperatura assoluta (K);
- t tempo (s);
- x ascissa corrente (m);
- u_D velocità media del fluido all'interno del serbatoio (m/s);
- $(k)_{eff}$ conducibilità termica effettiva ($W/(m \cdot K)$);
- h_{sf} coefficiente di scambio termico convettivo tra le fasi fluida e solida ($W / (m^2 \cdot K)$);
- α_{sf} coefficiente di superficie specifica del letto poroso (m^{-1});
- f, s pedici riferiti rispettivamente al fluido e al solido.

La conducibilità termica k_{eff} effettiva, sia del fluido che del PCM, tiene conto della porosità del letto. Il coefficiente di scambio termico convettivo h_{sf} dipende principalmente dal numero di Nusselt e dal numero di Biot. In particolare, il numero di Nusselt viene calcolato per mezzo della eq. (4.8), attraverso una correlazione basata su confronti sperimentali di letteratura valida per un numero di Re_p fino a 8.500:

$$Nu = 2.0 + 1.1Pr^{1/3}Re_p^{0.6} \quad (4.8)$$

mentre il numero di Reynolds Re_p viene definito come segue:

$$Re_p = \frac{\rho_f u_D d_p}{\mu_f} \quad (4.9)$$

dove d_p è il diametro delle particelle di materiale solido.

Per quanto concerne la discretizzazione spaziale si è considerato un elementino di 10 mm di lunghezza lungo l'asse del serbatoio, mentre per quanto riguarda quella temporale si è considerato un modello a passo variabile ma con un Δt di tempo massimo di 1s.

Le prestazioni principali del sistema di accumulo termico a calore latente determinate mediante il modello precedentemente descritto sono sintetizzate nelle figure 5.1-5.28 seguenti.

5.1.2 Sistema di accumulo termico a PCM in funzionamento invernale

Primo ciclo di carica e scarica

Le figure 5.1-5.10 rappresentano, per i mesi invernali di gennaio, febbraio, novembre e dicembre (caratterizzati tutti dal medesimo comportamento del sistema di accumulo) e con riferimento al primo ciclo di carica e scarica:

- I profili di temperatura dell'acqua e del PCM lungo l'intera lunghezza del serbatoio di accumulo per diversi istanti temporali durante le fasi di carica e scarica, e negli intervalli tra una fase e la successiva (figure 5.1-5.6);
- il livello di carica del serbatoio (figura 5.7);
- la potenza termica scambiata istantaneamente durante le fasi di carica e scarica (figure 5.8-5.10).

Per tutti e quattro i mesi si è ipotizzata una fase di carica della durata di 5 ore (dalle 10.00 alle 15.00) sia durante il sabato che durante la domenica, mentre la fase di scarica è prevista con inizio alle 7.00 del lunedì e termine nel momento in cui il livello di carica del serbatoio raggiunga il valore minimo accettabile (poco prima delle 15.00). Nelle figure 5.1-5.6, le linee verdi rappresentano l'andamento nel tempo della temperatura del PCM, mentre le linee rosse rappresentano l'andamento nel tempo della temperatura dell'acqua.

La figura 5.1, in particolare, rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la prima fase di carica (sabato).

In figura vengono rappresentati i profili di temperatura del PCM e dell'acqua all'inizio della fase di carica e al termine di ognuna delle cinque ore successive.

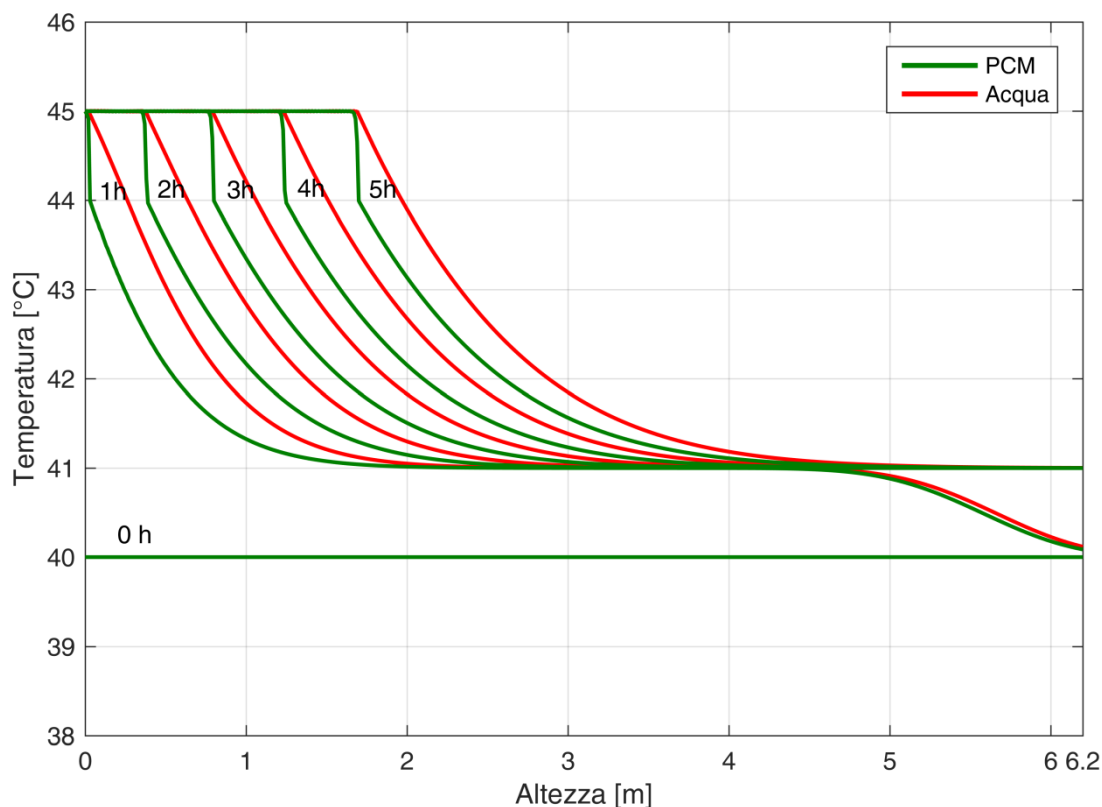


Figura 5.1 Profilo di temperatura durante la fase di carica del sabato
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

All'inizio della fase di carica la temperatura è costante e pari a 40 °C in tutto il volume del serbatoio. Il fluido termovettore (acqua calda) entra alla temperatura di 45 °C dalla sezione superiore del serbatoio (altezza = 0) con una portata pari a circa 6,5 kg/s. Durante il processo l'acqua cede calore al materiale di accumulo generando all'interno del serbatoio tre zone distinte: a) una zona ad alta temperatura nella parte superiore del serbatoio, b) una zona intermedia dove è presente il termoclino e c) una zona a bassa temperatura nella parte inferiore del serbatoio non ancora interessata al processo di accumulo. Il PCM assorbe energia termica sia sotto forma di calore latente (nell'intervallo di temperatura tra 41 e 44 °C) che di calore sensibile (tra 40 e 41 °C e tra 44 e 45 °C). Con l'avanzare del processo di carica aumentano (a partire dalla sezione superiore) gli strati di PCM che hanno effettuato la transizione di fase e si sono portati alla temperatura di 45 °C, contribuendo allo spostamento del termoclino verso le sezioni inferiori del serbatoio. Dalla analisi della figura 5.1 si osserva che al termine della prima ora solamente lo strato superiore di PCM ha raggiunto la temperatura di 45 °C e che la frazione di PCM che ha completato la transizione di fase (temperatura compresa tra 44 e 45 °C) è anche essa molto piccola, mentre la maggior parte del PCM sta subendo il passaggio di fase. Dall'osservazione della curva del PCM si nota chiaramente, in corrispondenza della temperatura di 44 °C, un marcato cambio di pendenza, in quanto al di sopra di essa lo scambio termico avviene per calore sensibile in fase liquida, al di sotto per calore latente. Viceversa gli strati inferiori di PCM (altezza > 5 m) non hanno ancora raggiunto la temperatura di inizio fusione (41 °C) e lo scambio termico in essi avviene ancora sotto forma di calore sensibile in fase solida. Nella zona centrale del serbatoio, dove si ha la transizione di fase, la pendenza del termoclino è decrescente verso gli strati inferiori

del letto in quanto la differenza di temperatura tra acqua e PCM tende a ridursi notevolmente. Il profilo di temperatura nelle ore successive è analogo a quello descritto per la prima ora, con la differenza che già al termine della seconda ora anche gli strati di PCM nella parte inferiore del letto hanno raggiunto la temperatura di 41 °C in condizioni di incipiente fusione. Di conseguenza, l'acqua fuoriesce dal serbatoio a 41 °C e alla stessa temperatura si trova in ingresso alla pompa di calore. Poiché la temperatura di uscita dell'acqua dalla pompa di calore è fissata a 45 °C e la portata d'acqua è anche essa mantenuta costante, un aumento della temperatura dell'acqua in ingresso comporta una riduzione della potenza termica fornita dalla pompa di calore dopo le prime due ore di carica. Al termine del processo di carica del sabato (5 ore) la frazione di PCM che si trova in fase liquida (temperatura pari almeno a 44 °C) è poco più di un quarto del PCM contenuto nel serbatoio, mentre la restante frazione si trova ancora in transizione di fase.

La figura 5.2 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo nell'intervallo di tempo compreso tra la fine della prima fase di carica (ore 15.00 del sabato) e l'inizio della seconda fase di carica (ore 10.00 della domenica).

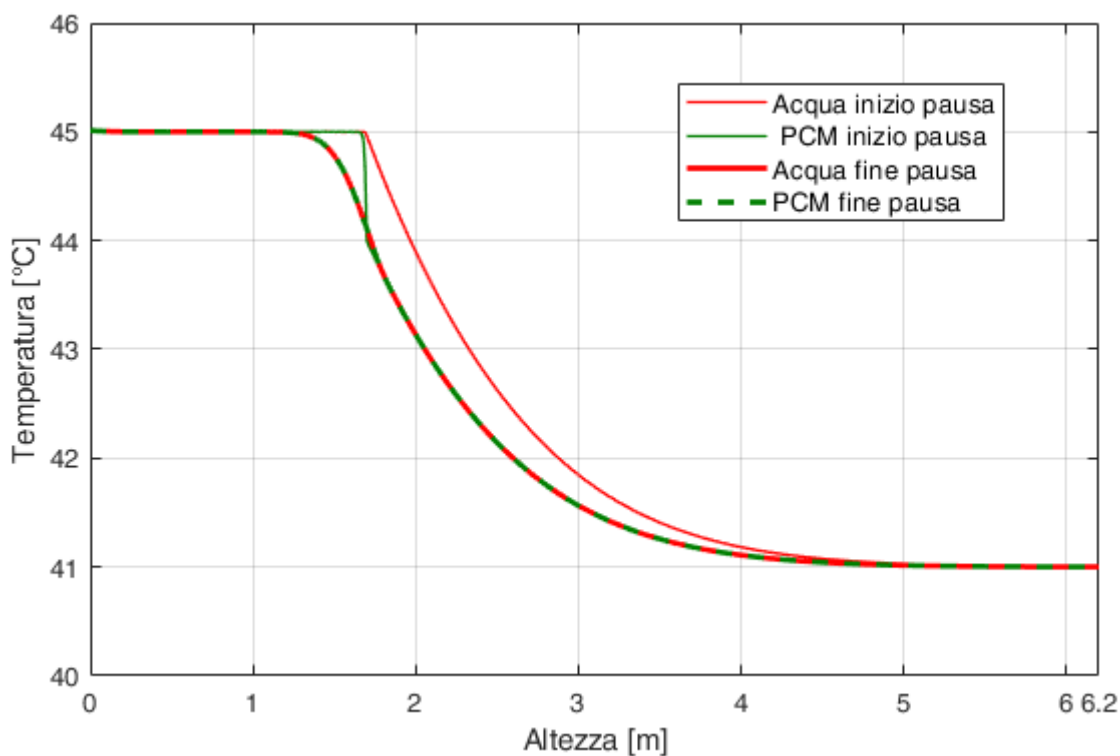


Figura 5.2 Profilo di temperatura del PCM e dell'acqua tra la fine della prima fase di carica (sabato) e l'inizio della seconda fase di carica (domenica) (gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

Tra la fine della carica del sabato e l'inizio della carica della domenica intercorrono 19 ore durante le quali il termoclino subisce un leggero degrado. Come emerge dall'analisi della figura 5.2, a causa delle dispersioni

termiche all'interno del letto, il PCM in fase liquida presente negli strati superiori e l'acqua riducono la loro temperatura cedendo calore al PCM in transizione di fase. Al termine dell'intervallo l'acqua presente nel serbatoio si è praticamente portata alla stessa temperatura del PCM.

La figura 5.3 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la seconda fase di carica (domenica).

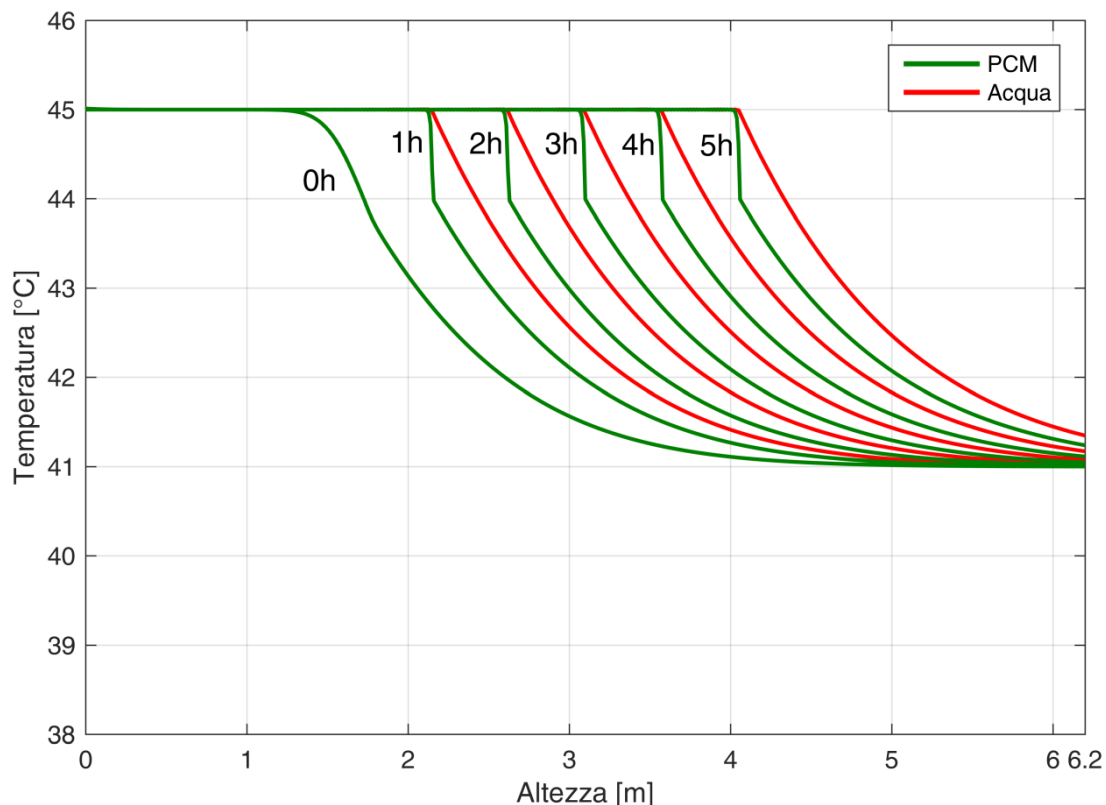


Figura 5.3 Profilo delle temperature durante la fase di carica della domenica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

Il processo di carica riprende la domenica alle 10.00 con i profili di temperatura di PCM e acqua praticamente coincidenti. Nelle cinque ore successive i profili di temperatura seguono il comportamento precedentemente descritto nella figura 5.1 per le ore successive alla prima. Al termine del processo di carica (ore 15.00) circa 2/3 del letto (altezza > 4m) ha concluso il processo di fusione, mentre la restante frazione si trova ancora in transizione di fase. La temperatura dell'acqua in uscita risulta leggermente superiore a 41 °C (41.35 °C).

Al termine del processo di carica della domenica si hanno ancora 16 ore di pausa, tra le 15.00 della domenica e le 7.00 del lunedì, durante le quali il termoclino subisce un leggero degrado.

La figura 5.4 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo nell'intervallo di tempo compreso tra la fine della seconda fase di carica (ore 15.00 della domenica) e l'inizio della fase di scarica (ore 7.00 del lunedì).

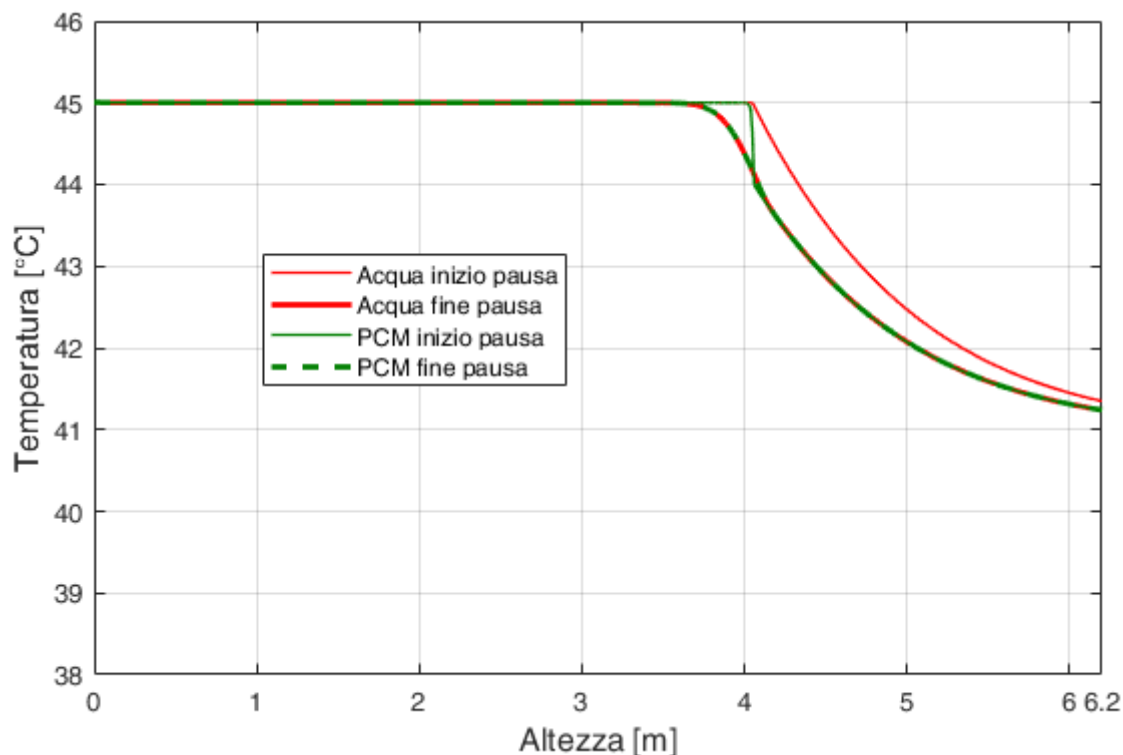


Figura 5.4 Profilo di temperatura del PCM e dell'acqua tra la fine della seconda fase di carica (domenica) e l'inizio della fase di scarica (lunedì) (gennaio, febbraio, novembre e dicembre).

Il fenomeno di degrado del termoclino è analogo a quello descritto nella figura 5.2 con riferimento alla prima pausa e all'inizio della fase di scarica si ha ancora una sovrapposizione tra il profilo di temperatura dell'acqua e quello del PCM.

La figura 5.5 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la fase di scarica (lunedì).

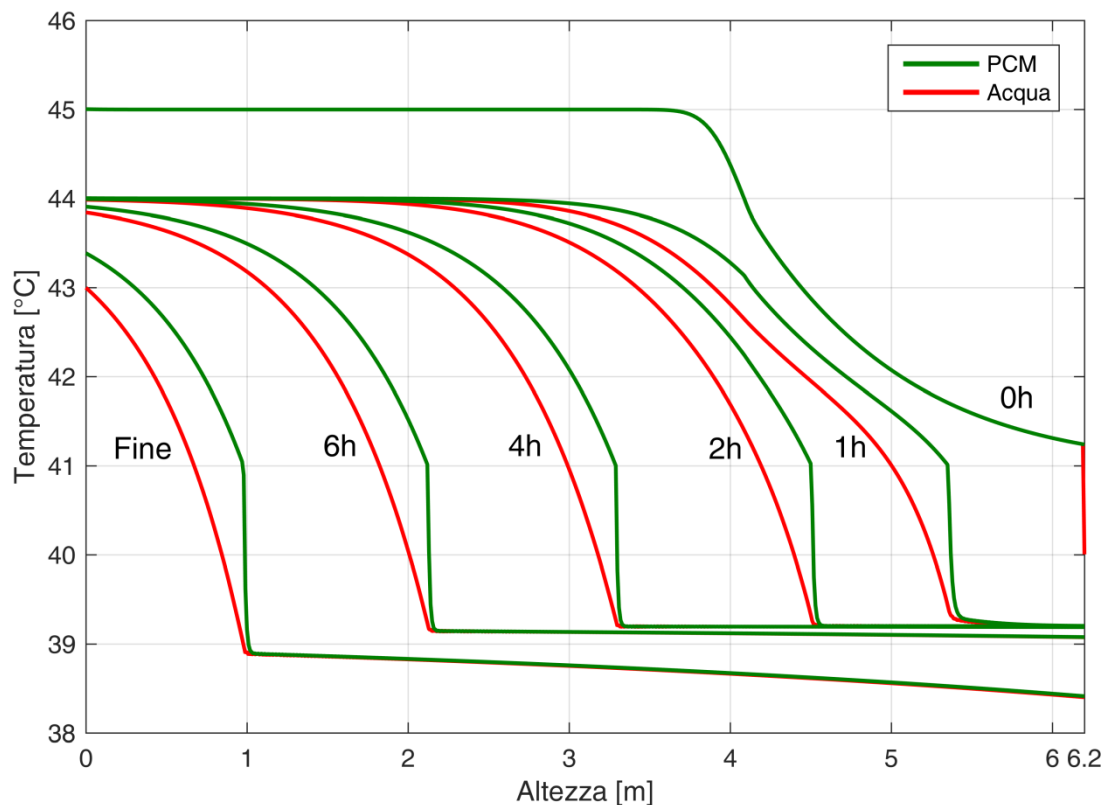


Figura 5.5 Profilo delle temperature durante la fase di scarica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

Durante il processo di scarica si inverte la direzione del flusso del fluido termovettore; l'acqua entra dal fondo del serbatoio alla temperatura di ritorno dall'utenza termica (40 °C nel caso di condizioni nominali, all'inizio della fase scarica, caratterizzate da alimentazione dell'utenza a 45 °C) e assorbe calore dal PCM. Dall'analisi della figura 5.5 emerge che già al termine della prima ora la temperatura di PCM e acqua nelle sezioni superiori del letto si riduce a 44°C, poiché inizialmente il sistema di accumulo scambia energia principalmente sotto forma di calore sensibile ad alta temperatura nell'intervallo 44-45 °C. L'uscita del fluido termovettore dal serbatoio di accumulo e la conseguente alimentazione dell'utenza termica a temperature inferiori a 45 °C comporta che l'impianto di climatizzazione operi in condizioni diverse da quelle nominali. In particolare, si verifica una lieve riduzione del ΔT dell'acqua tra monte e valle dell'utenza (5 °C in condizioni nominali). Tra la prima e la sesta ora, il processo di scarica determina una progressiva solidificazione del PCM e le temperature estreme del sistema si mantengono pressoché costanti tra 44 °C e 39.2 °C. Nelle ore successive il sistema non è più in grado di garantire la produzione di acqua calda a 44 °C e la temperatura del fluido termovettore in uscita comincia a ridursi fino ad un valore minimo ammissibile, che è stato fissato pari a 43 °C. Ovviamente, una riduzione della temperatura dell'acqua calda in ingresso all'utenza termica comporta anche una conseguente riduzione della temperatura dell'acqua in ingresso al TES di rientro dal circuito di climatizzazione, come si può osservare chiaramente in figura per le curve di acqua e PCM al termine della fase di scarica (curva End, poco prima dell'ottava ora).

La figura 5.6 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo nell'intervallo di tempo compreso tra la fine della fase di scarica (ore 15.00 del lunedì) e l'inizio della successiva fase di carica (ore 10.00 del sabato).

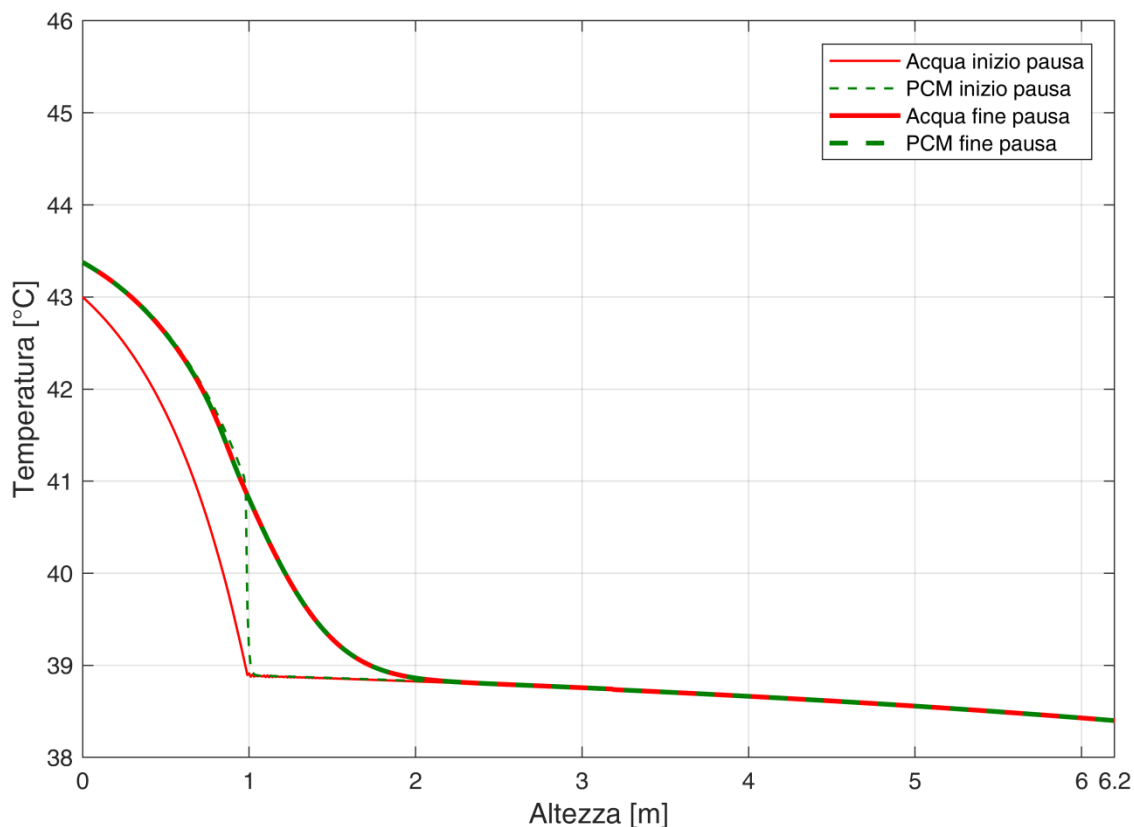


Figura 5.6 Profilo di temperatura del PCM e dell'acqua tra la fine della fase di scarica (lunedì) e l'inizio della successiva fase di carica (sabato)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

In questo caso la pausa è più lunga (quasi 5 giorni) rispetto alle precedenti e si assiste ad un incremento della temperatura dell'acqua e di parte del PCM a causa della cessione di calore di una parte del PCM che condensa. All'inizio della prima fase di carica del secondo ciclo si ha ancora una uguaglianza tra il profilo di temperatura dell'acqua e quello del PCM, che però non si trova ad una temperatura costante (40 °C) come all'inizio della carica del primo ciclo, ma ad una temperatura variabile lungo la lunghezza del serbatoio. Gran parte del PCM si trova a temperature inferiori a 39 °C e una piccola parte nella sezione superiore si trova addirittura ancora in fase liquida.

La figura 5.7 rappresenta l'evoluzione nel tempo del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo a partire dalla prima fase di carica sino al termine della fase di scarica. La figura 5.8 rappresenta invece la potenza termica scambiata durante la prima fase di carica del sabato.

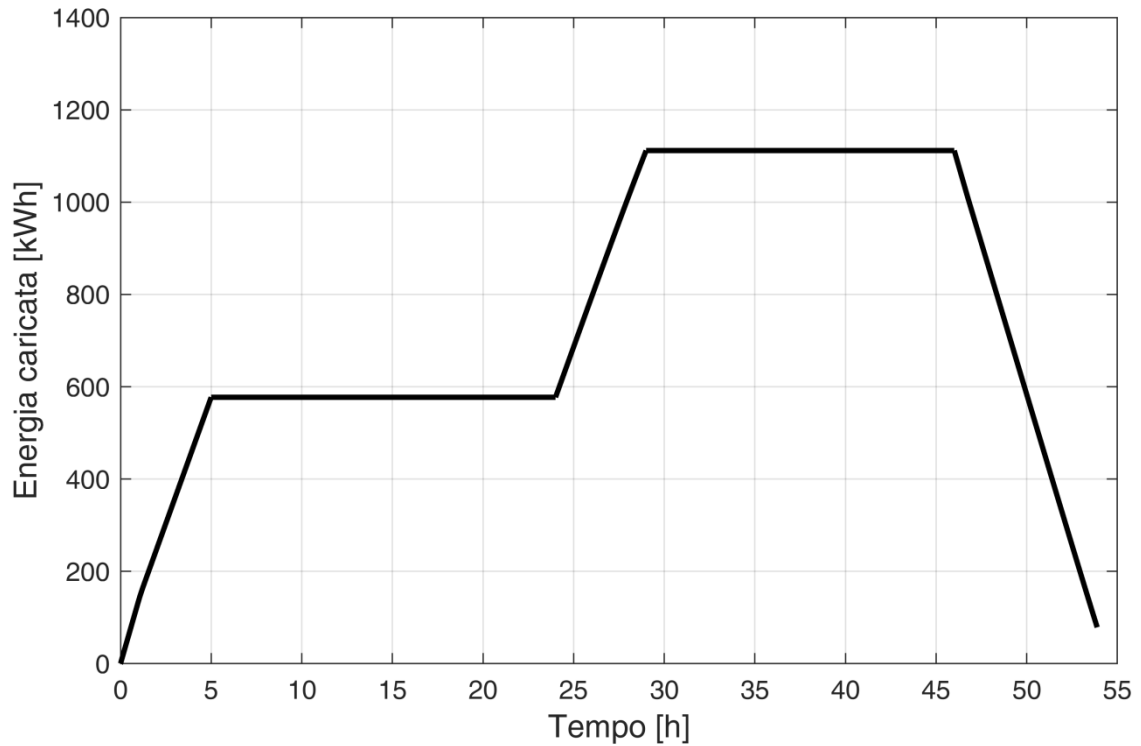


Figura 5.7 Livello di carica del serbatoio durante il primo ciclo di carica e scarica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

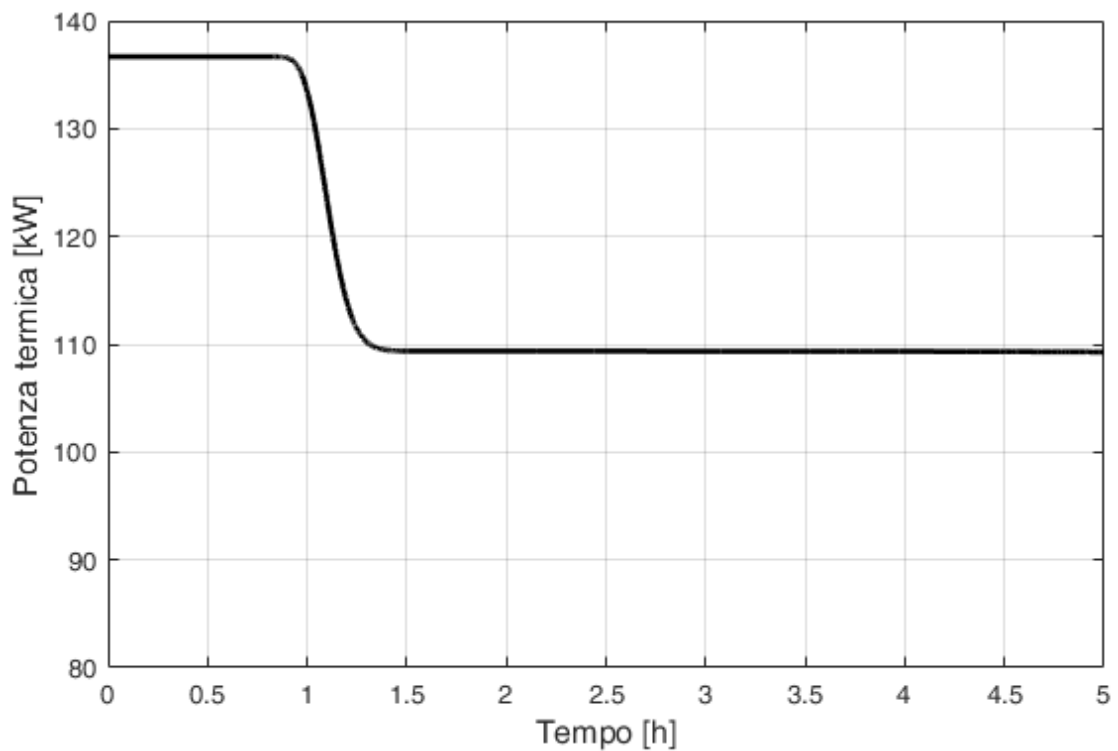


Figura 5.8 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la prima fase di carica (sabato)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

Come si evince dalla figura 5.7 la massima energia che è possibile accumulare nel serbatoio è pari a circa 1110 kWh, sensibilmente inferiore rispetto alla massima accumulabile che è pari a 1400 kWh. Infatti il sistema è in grado di operare a potenza nominale solo per un intervallo di tempo molto ridotto all'inizio della prima fase di carica. Al termine della prima fase di carica l'energia termica accumulata è di poco inferiore a 600 kWh (577 kWh), mentre nella seconda fase è di poco superiore a 500 kWh.

La potenza termica è pari a quella nominale della pompa di calore (136,8 kW) per poco meno di un'ora, caratterizzata dalla massima riduzione di temperatura (da 45 a 40 °C) del fluido termovettore. La potenza termica successivamente comincia a decrescere, all'aumentare della temperatura di uscita del fluido termovettore dal TES, fino a stabilizzarsi attorno a 110 kW quando la temperatura raggiunge 41 °C.

La figura 5.9 rappresenta la potenza termica scambiata durante la seconda fase di carica della domenica nei mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

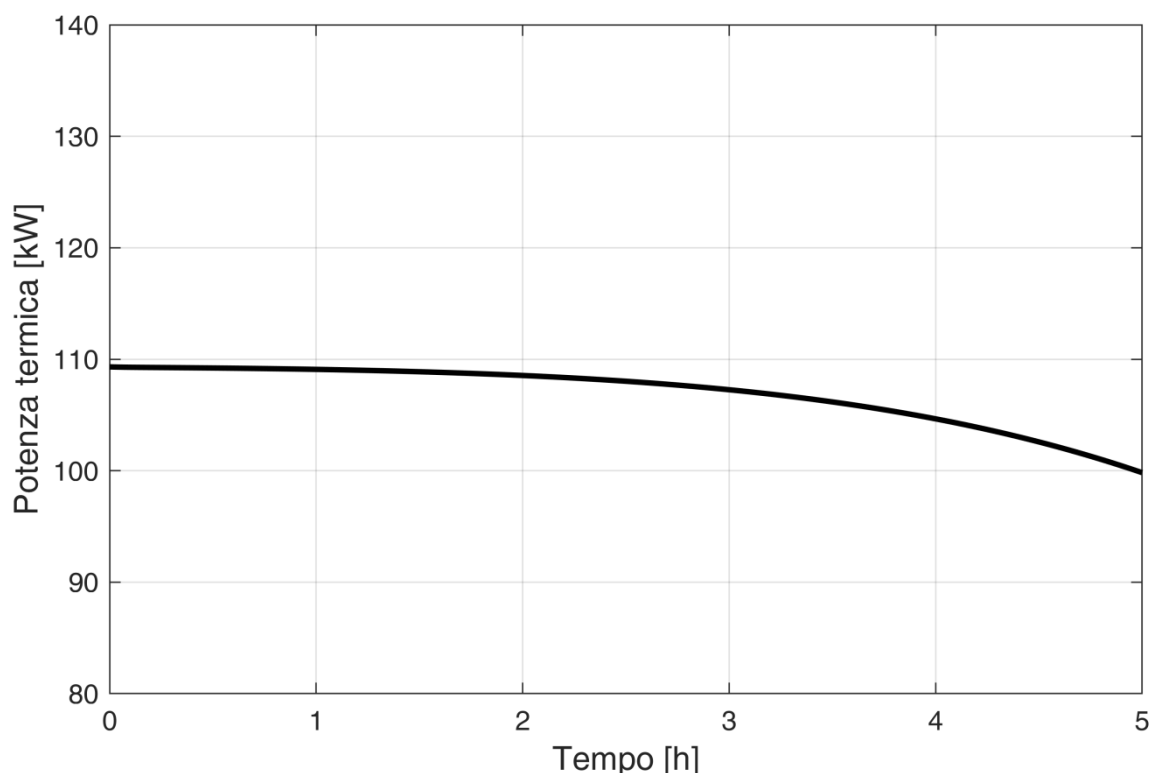


Figura 5.9 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la seconda fase di carica (domenica) (gennaio, febbraio, novembre e dicembre).

Nelle prime ore di carica della domenica si ha una leggerissima riduzione della potenza termica scambiata rispetto al valore iniziale di circa 110 kW, dovuta ad un lievissimo incremento della temperatura del fluido termovettore in uscita dal serbatoio. Questa tendenza si accentua con il progredire della fase di scarica fino a raggiungere una potenza scambiata pari a 100 kW al termine della fase di carica.

La figura 5.10 rappresenta la potenza termica scambiata durante la fase di scarica (lunedì).

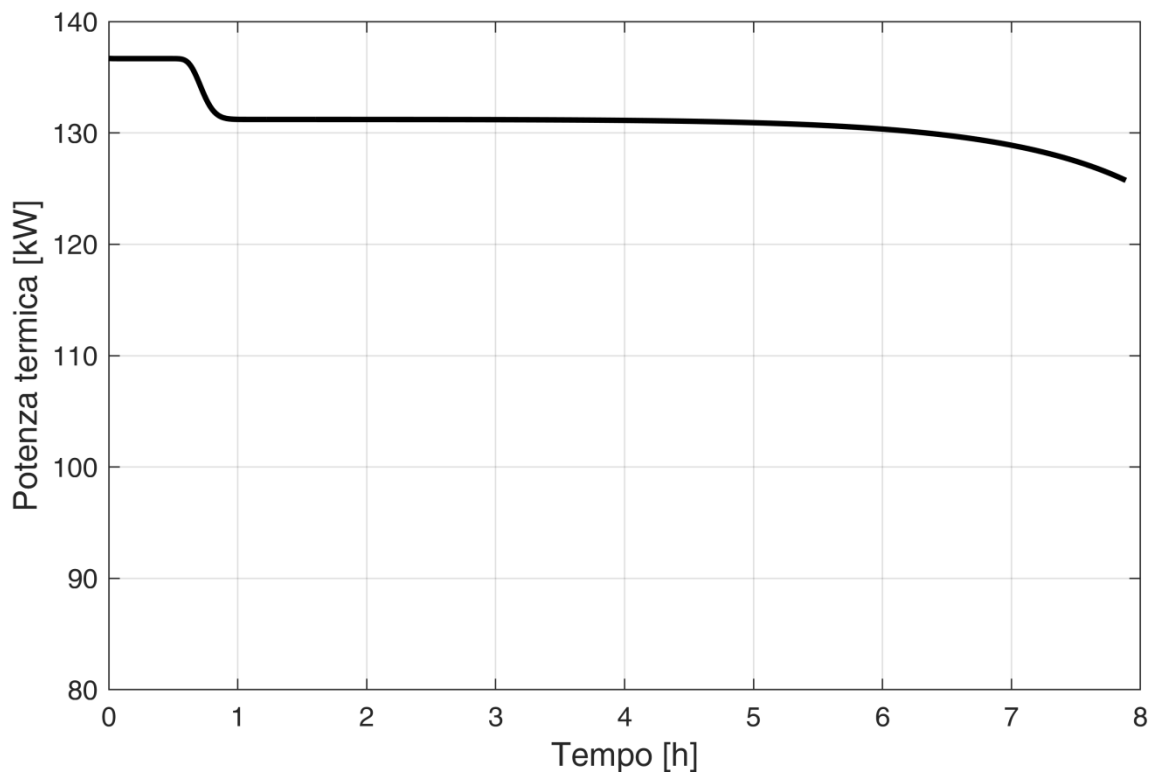


Figura 5.10 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la fase di scarica (domenica)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre).

Anche per la fase di scarica si ha un andamento analogo a quanto visto per la fase di carica. Un primo intervallo di tempo (della durata di circa mezz'ora) in cui il sistema TES cede la massima potenza termica (136,7 kW), in quanto il fluido termovettore riesce a operare in condizioni nominali, incrementando, durante il passaggio all'interno del serbatoio, la propria temperatura da 40 a 45 °C. Una fase successiva della durata di diverse ore in cui la potenza scambiata è leggermente inferiore (poco più di 130 kW) in quanto la temperatura di uscita del fluido termovettore si riduce a 44 °C e la temperatura di ingresso a 39,2 °C. Un'ultima fase in cui si ha una ulteriore riduzione della potenza scambiata, non appena la temperatura di uscita comincia a scendere sotto i 44 °C.

Cicli di carica e scarica successivi al primo

Le figure 5.1-5.10, come detto, mostrano le prestazioni del serbatoio a PCM durante il primo ciclo all'inizio del quale il PCM e l'acqua si trovano idealmente alla temperatura di 40 °C. In realtà il profilo effettivo di temperatura del materiale (PCM e acqua) all'inizio della fase di carica è quello riportato in figura 5.6. Pertanto nelle figure seguenti si riportano i profili di temperatura con riferimento ad un ciclo successivo al primo. In particolare, si riportano i profili relativi al terzo ciclo in quanto le analisi effettuate mostrano come a partire da questo le differenze tra un ciclo e il successivo possono essere considerate praticamente trascurabili.

La figura 5.11 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la prima fase di carica (sabato) del terzo ciclo.

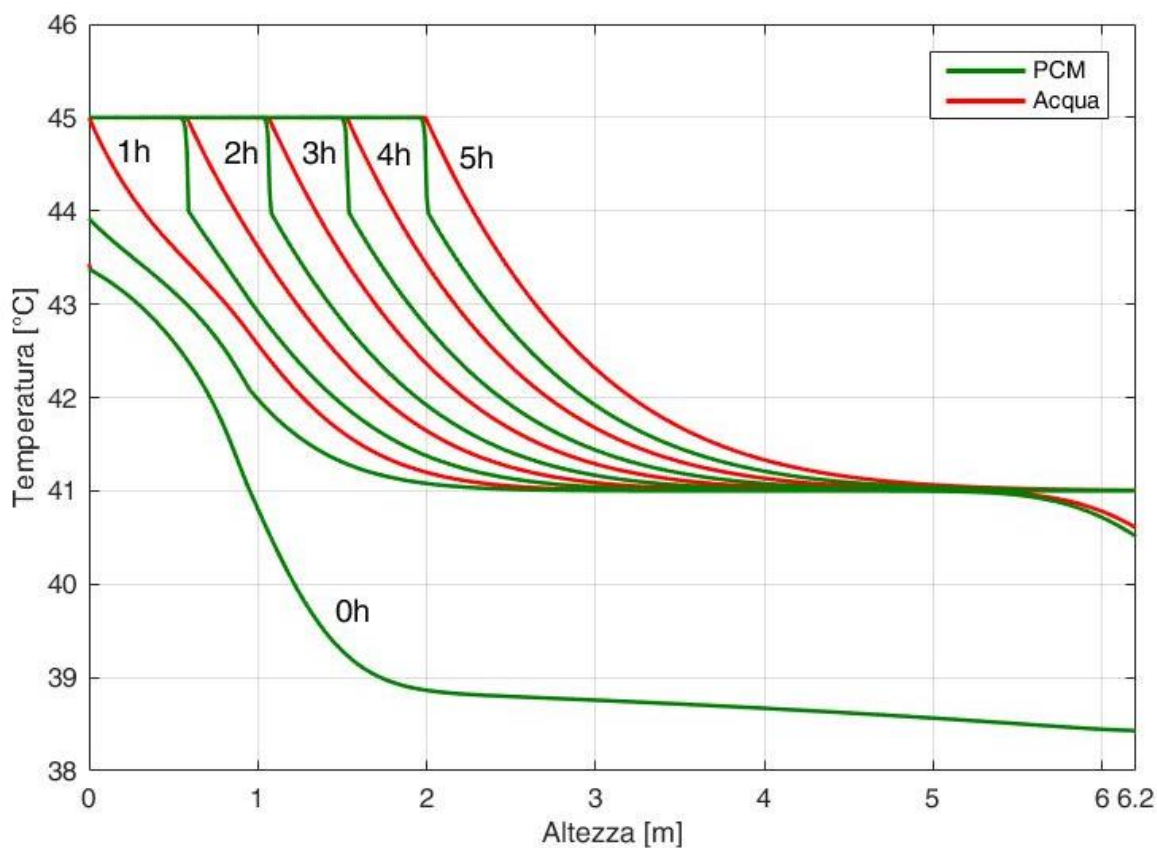


Figura 5.11 Profilo di temperatura durante la fase di carica del sabato (terzo ciclo)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

I profili di temperatura all'interno del serbatoio presentano, soprattutto nelle prime ore di carica del sabato, delle notevoli differenze rispetto agli analoghi profili del primo ciclo. Infatti, a causa della non completa scarica del serbatoio al termine del ciclo precedente, il livello di carica iniziale non è nullo (condizione ideale del primo ciclo). Durante la prima ora di carica, lo scambio termico avviene prevalentemente con gli strati inferiori di PCM, che si riscaldano da 38-39 °C fino alla temperatura di fusione di 41 °C. Al termine della prima ora di carica il PCM non ha completato il processo di fusione neanche nelle sezioni superiori del serbatoio e presenta una temperatura massima leggermente inferiore a

44 °C. Il PCM raggiunge la temperatura massima di 45 °C solo tra la prima e la seconda ora e a partire da quel momento il profilo di temperatura è analogo a quello del primo ciclo. Globalmente l'energia accumulata nel serbatoio è superiore a quella accumulata nel primo ciclo e al termine delle 5 ore di carica si trova allo stato liquido il PCM presente nello strato dei 2 metri superiori del serbatoio (nel primo ciclo fondevano solamente i primi 1.7-1.8 metri).

Non si riportano i profili della temperatura dell'acqua e del PCM nel serbatoio di accumulo nell'intervallo di tempo compreso tra le due fasi di carica in quanto non vi sono apprezzabili variazioni rispetto a quanto riportato per il primo ciclo in figura 5.2. Analogamente pure le successive pause non vengono riportate in quanto i grafici sono analoghi a quelli riportati nelle figure 5.4 e 5.6.

La figura 5.12 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la seconda fase di carica (domenica) del terzo ciclo.

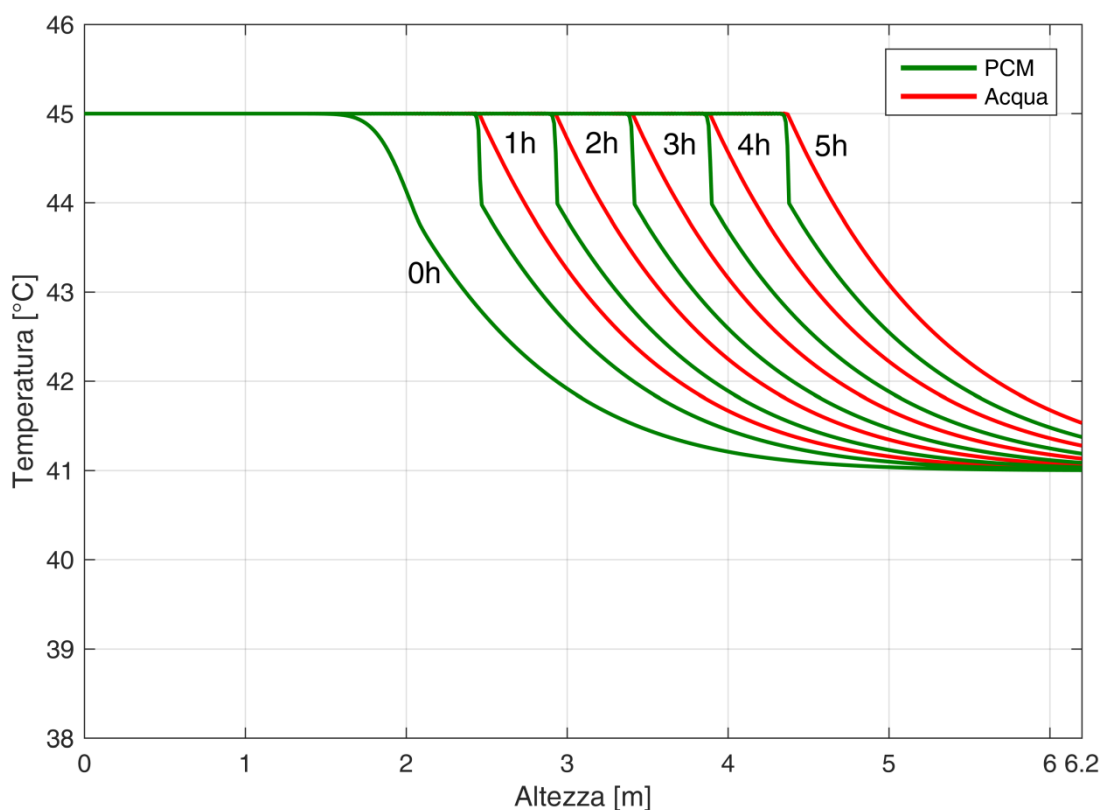


Figura 5.12 Profilo delle temperature durante la fase di carica della domenica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

L'andamento della seconda fase di carica per il terzo ciclo è analogo a quello relativo al primo ciclo con la differenza che essendo l'energia accumulata al termine della carica del sabato superiore ed essendo praticamente costante l'energia che viene accumulata durante questa fase di carica, alle 15.00 della domenica la porzione di PCM che ha subito il processo di fusione è incrementata rispetto al primo ciclo e la temperatura del PCM e dell'acqua nello strato inferiore del serbatoio è leggermente superiore. In

particolare, si raggiungono temperature di 41,4 °C per il PCM e di poco inferiori a 41,6 °C per il fluido termovettore.

La figura 5.13 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la fase di scarica (lunedì) del terzo ciclo.

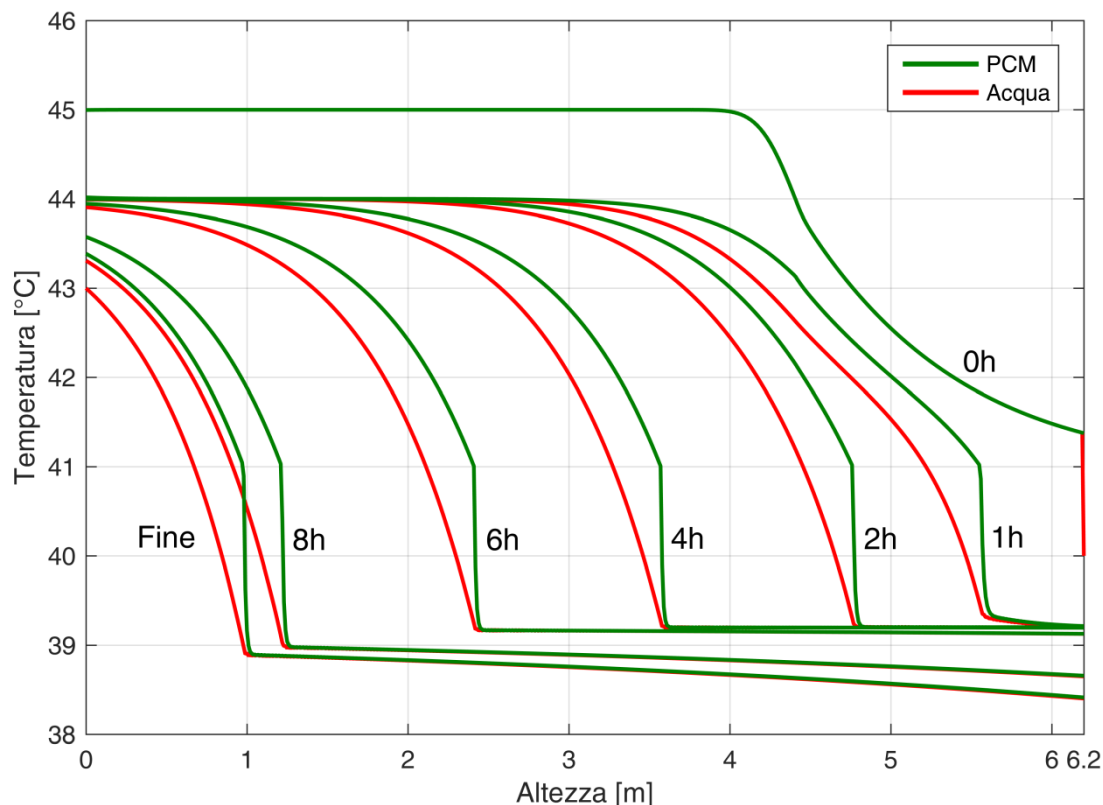


Figura 5.13 Profilo delle temperature durante la fase di scarica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

La fase di scarica mostrata in figura 5.13 per il terzo ciclo non differisce particolarmente da quella mostrata in figura 5.5 per il primo ciclo. La principale differenza è dovuta al maggior livello di carica del serbatoio all'inizio della fase di scarica, che comporta un allungamento della durata della fase di scarica, che in questo ciclo è superiore alle 8 ore (anche in questo ciclo la fase di scarica viene interrotta appena la temperatura del fluido termovettore nella sezione superiore del serbatoio raggiunge il valore di 43 °C).

La figura 5.14 rappresenta l'evoluzione nel tempo del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i primi tre cicli di carica e scarica, mentre la figura 5.15 rappresenta la potenza termica scambiata durante la prima fase di carica del sabato del terzo ciclo.

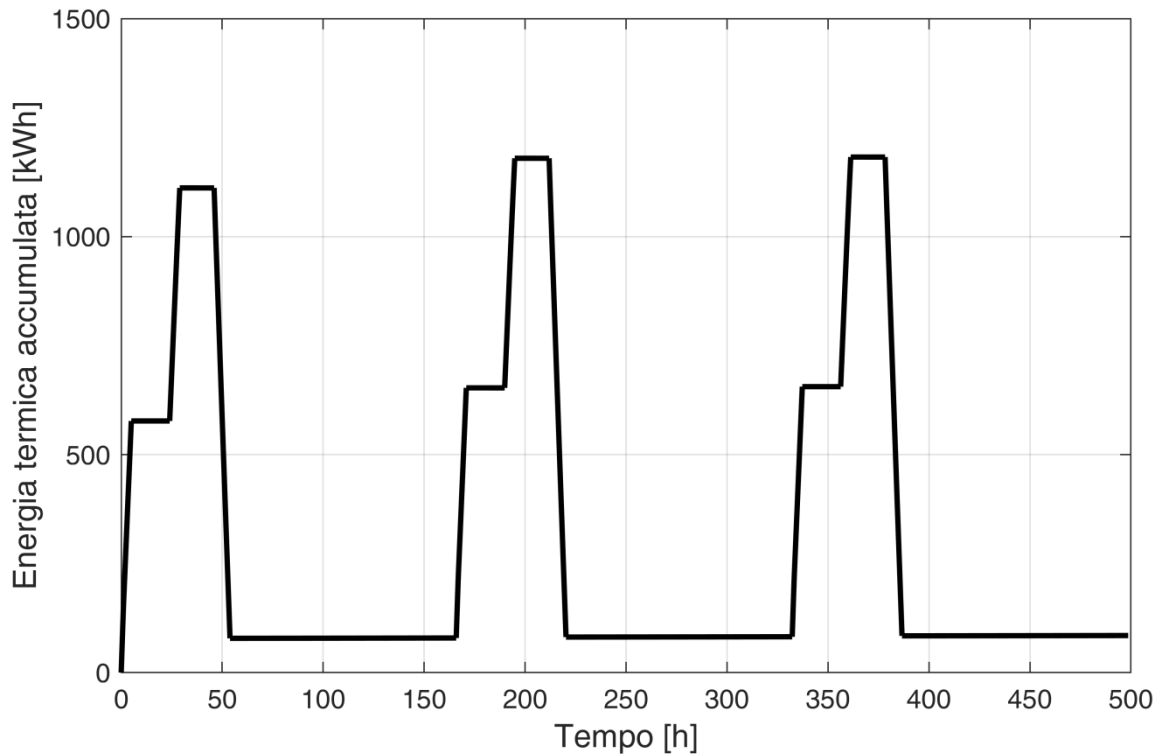


Figura 5.14 Livello di carica del serbatoio durante i primi tre cicli di carica e scarica
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

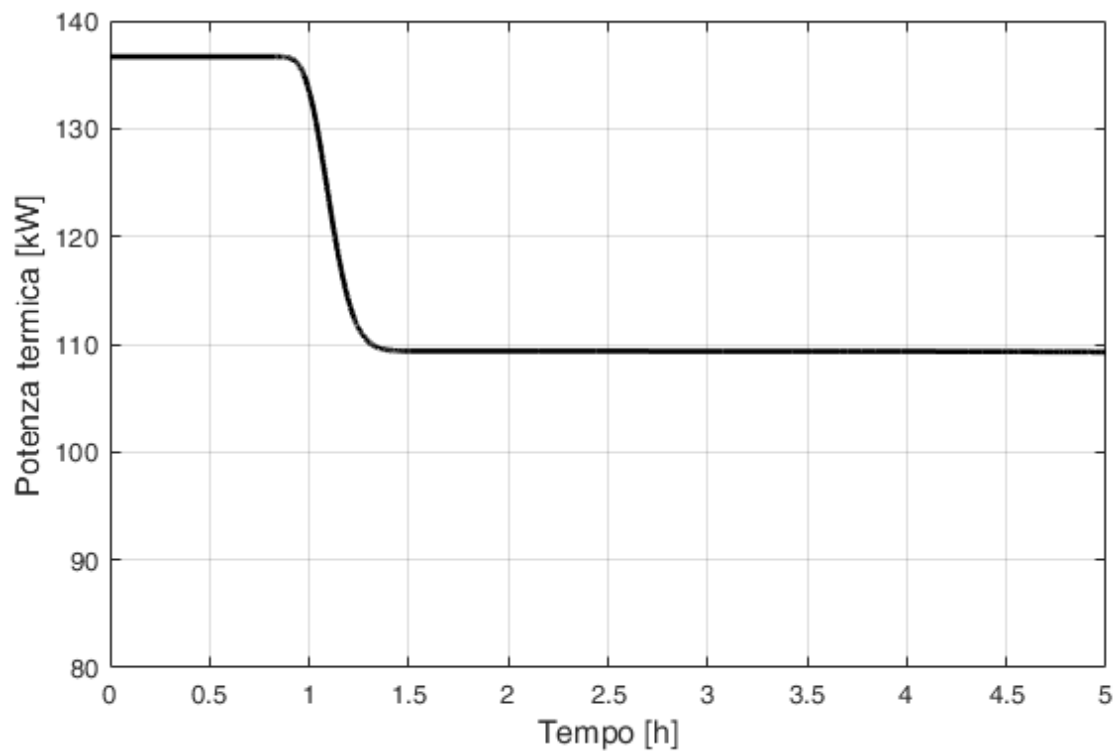


Figura 5.15 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la prima fase di carica (sabato)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

Dalla figura 5.14 emerge come nei cicli successivi al primo vi sia un sostanziale incremento dell'energia accumulata nel serbatoio alla fine della fase di carica. In particolare, la massima energia che è possibile accumulare nel serbatoio cresce da circa 1.110 kWh (primo ciclo), fino a valori di poco inferiori a 1.200 kWh (1.182 kWh, terzo ciclo), sempre comunque inferiori rispetto alla massima accumulabile (1.400 kWh). Le differenze tra i vari cicli sono dovute, come già precedentemente anticipato, all'energia residua presente nel serbatoio all'inizio della fase di carica, nei cicli successivi al primo.

Dalla figura 5.15 emerge come la potenza termica sia pari a quella nominale (136,8 kW) per poco meno di un'ora, caratterizzata da una riduzione di temperatura del fluido termovettore da 45 a 40 °C. Non appena la temperatura di uscita del fluido termovettore dal TES comincia a crescere, contestualmente la potenza termica decresce, fino a stabilizzarsi quando la temperatura raggiunge 41 °C. Rispetto al primo ciclo (figura 5.8), le differenze sono molto piccole, infatti la potenza termica comincia a decrescere dopo 56 minuti invece che dopo 51 minuti.

La figura 5.16 rappresenta la potenza termica scambiata durante la seconda fase di carica (domenica) del terzo ciclo.

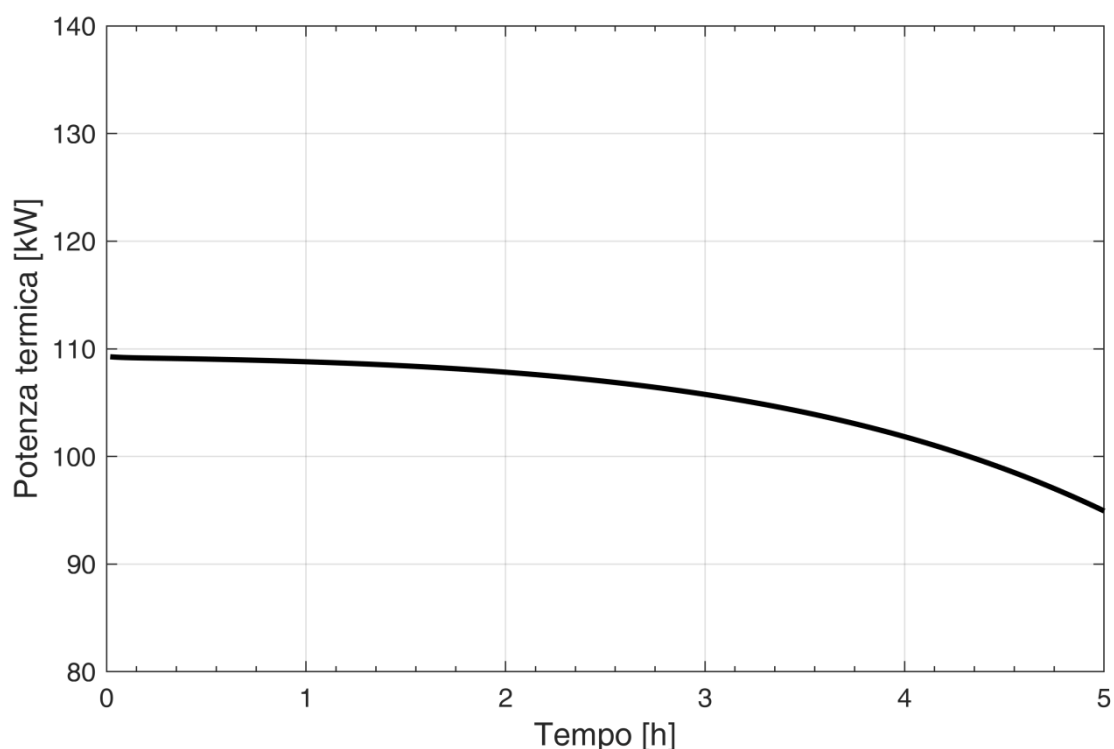


Figura 5.16 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la seconda fase di carica (domenica)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

L'andamento della potenza termica accumulata nel serbatoio è simile a quello riportato in figura 5.9 per il primo ciclo. Le principali differenze si possono riscontrare in una più repentina riduzione della potenza scambiata nelle ore centrali della carica e nella maggiore riduzione della potenza nelle ore finali (si

raggiunge una potenza termica minima di poco superiore a 90 kW), dovute sostanzialmente ad un più repentino incremento della temperatura di uscita del fluido termovettore (figura 5.12).

La figura 5.17 rappresenta infine la potenza termica scambiata durante la fase di scarica del lunedì.

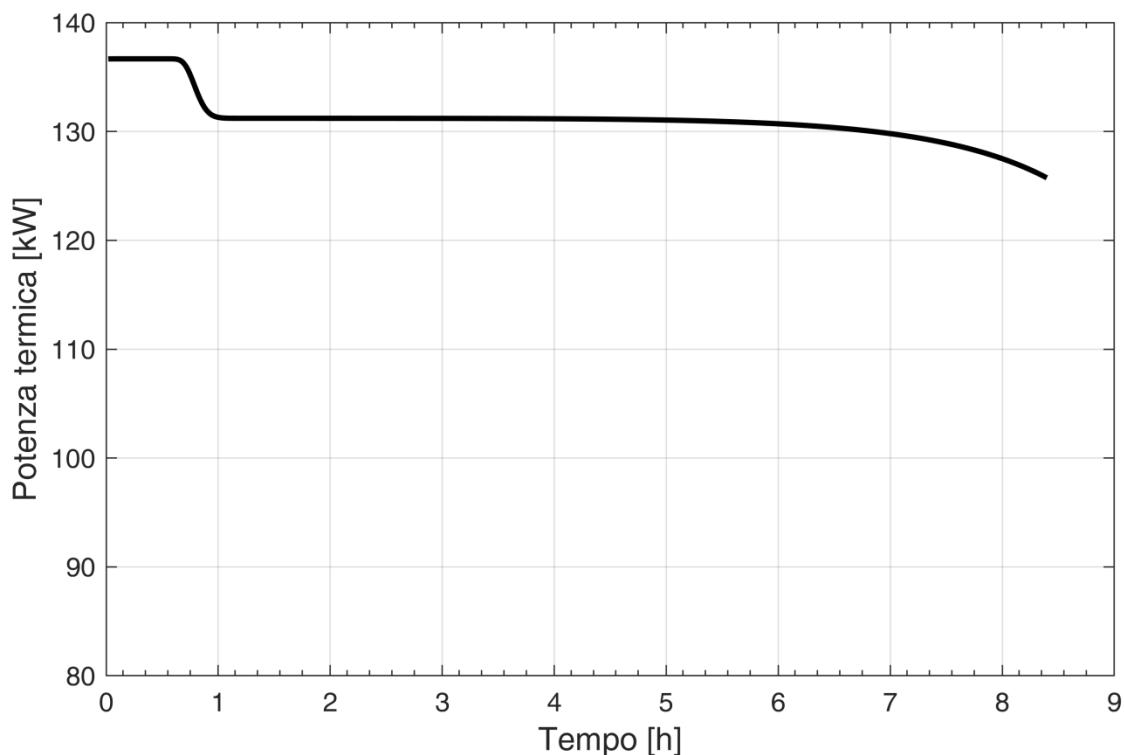


Figura 5.17 Potenza termica scambiata con il serbatoio durante la fase di scarica (domenica)
(gennaio, febbraio, novembre e dicembre)

L'andamento della potenza termica scambiata durante il processo di scarica nel terzo ciclo segue quello presentato per il primo ciclo in figura 5.10. Come per la carica si ha un breve intervallo di tempo (della durata di poco superiore alla mezz'ora) in cui la potenza è massima e pari a quella erogabile dalla pompa di calore in condizioni nominali. Durante questo intervallo il fluido termovettore all'interno del TES subisce un incremento di temperatura da 40 a 45 °C. Successivamente la potenza comincia a diminuire non appena la temperatura del fluido termovettore in uscita comincia a ridursi e si riduce fino a che la temperatura non raggiunge 44 °C; a quel punto la potenza rimane costante (leggermente superiore a 130 kW) per circa 6-7 ore, fino a subire una brusca riduzione non appena la temperatura del fluido termovettore comincia nuovamente a diminuire. Il processo di scarica si interrompe non appena la temperatura del fluido raggiunge i 43 °C. La durata dei cicli successivi al primo è leggermente superiore alle 8 ore, maggiore di quella del primo ciclo per la maggiore energia presente nel serbatoio all'inizio della fase di scarica.

Funzionamento nel mese di marzo

Le figure precedenti sono relative, come detto, al funzionamento del sistema di accumulo termico nei mesi invernali di novembre, dicembre, gennaio e febbraio, durante i quali il comportamento del serbatoio è il medesimo. Alcune differenze significative emergono invece analizzando il comportamento del sistema integrato durante il mese di marzo. Il processo di carica del serbatoio a marzo è infatti identico a quello degli altri mesi invernali, con la fase di carica che avviene nelle cinque ore centrali delle due giornate del weekend, mentre notevoli differenze si evidenziano analizzando la fase di scarica. Infatti, grazie alla maggiore produzione dell'impianto fotovoltaico, il deficit nella giornata tipo feriale di marzo è notevolmente ridotto e, come riportato in tabella 4.1, l'utilizzo dell'energia termica accumulata nel serbatoio in sostituzione della pompa di calore è opportuno solo in alcune ore del mattino e del pomeriggio. Di conseguenza il processo di scarica non si esaurisce il lunedì, ma si prolunga anche nella giornata del martedì.

Non si riportano per il mese di marzo i profili di temperatura del PCM e dell'acqua all'interno del serbatoio durante la fase di carica in quanto analoghi a quelli riportati nelle figure 5.11 e 5.12.

Nella figura 5.18 si rappresentano i profili della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la prima fase di scarica del lunedì (dalle 7.00 alle 10.00) del terzo ciclo operativo.

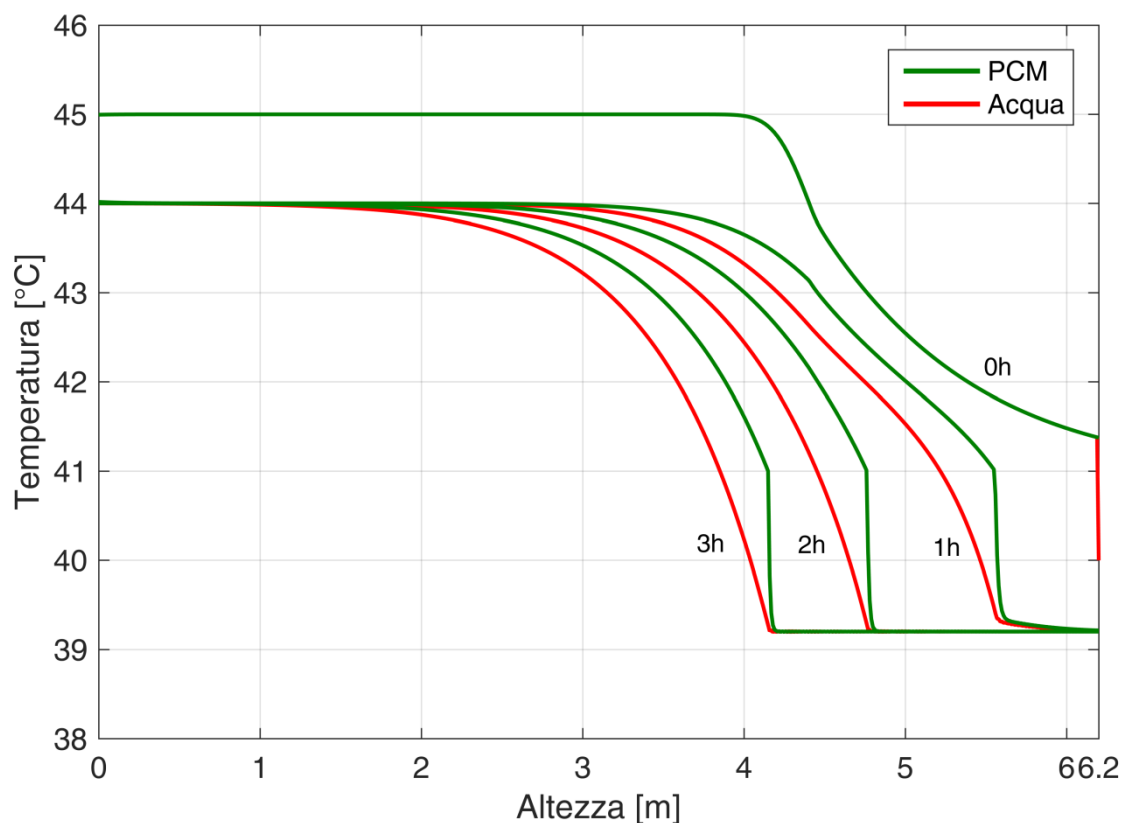


Figura 5.18 Profilo delle temperature del PCM e dell'acqua durante la prima fase di scarica del lunedì (marzo)

Le prime tre ore di scarica del lunedì di marzo corrispondono alle prime tre ore degli altri mesi invernali (figura 5.13), in quanto il livello di carica all'interno del serbatoio all'inizio della fase di scarica è il medesimo. Solamente il materiale PCM contenuto negli ultimi due metri di serbatoio ha completamente

raggiunto lo stato solido, mentre lo strato centrale si trova ancora in transizione di fase e lo strato superiore in fase liquida.

Nella figura 5.19 si rappresentano i profili della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la seconda fase di scarica del lunedì (dalle 16.00 alle 18.00), sempre con riferimento al terzo ciclo.

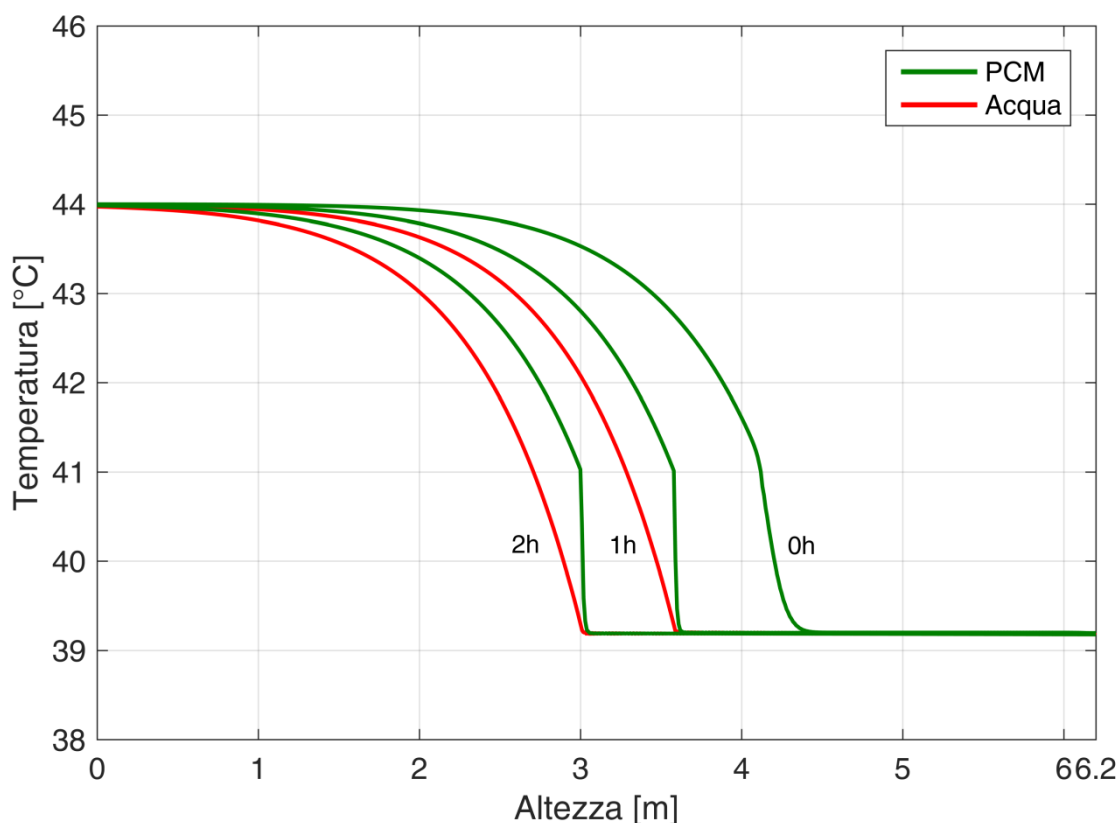


Figura 5.19 Profilo delle temperature del PCM e dell'acqua durante la seconda fase di scarica del lunedì (marzo)

All'inizio della seconda fase di scarica PCM e fluido termovettore si trovano alla medesima temperatura in quanto durante la pausa vi è stato uno scambio di calore tra i due. L'andamento dei profili di temperatura ricalca ancora quello presentato in figura 5.13 per l'intervallo di tempo compreso tra la terza e la quinta ora degli altri mesi invernali, con delle leggere differenze dovute semplicemente al degrado del termoclino che avviene durante la pausa tra le due fasi di scarica (10.00-16.00)

Nella figura 5.20 si rappresentano i profili della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo la prima fase di scarica del martedì (dalle 7.00 alle 10.00).

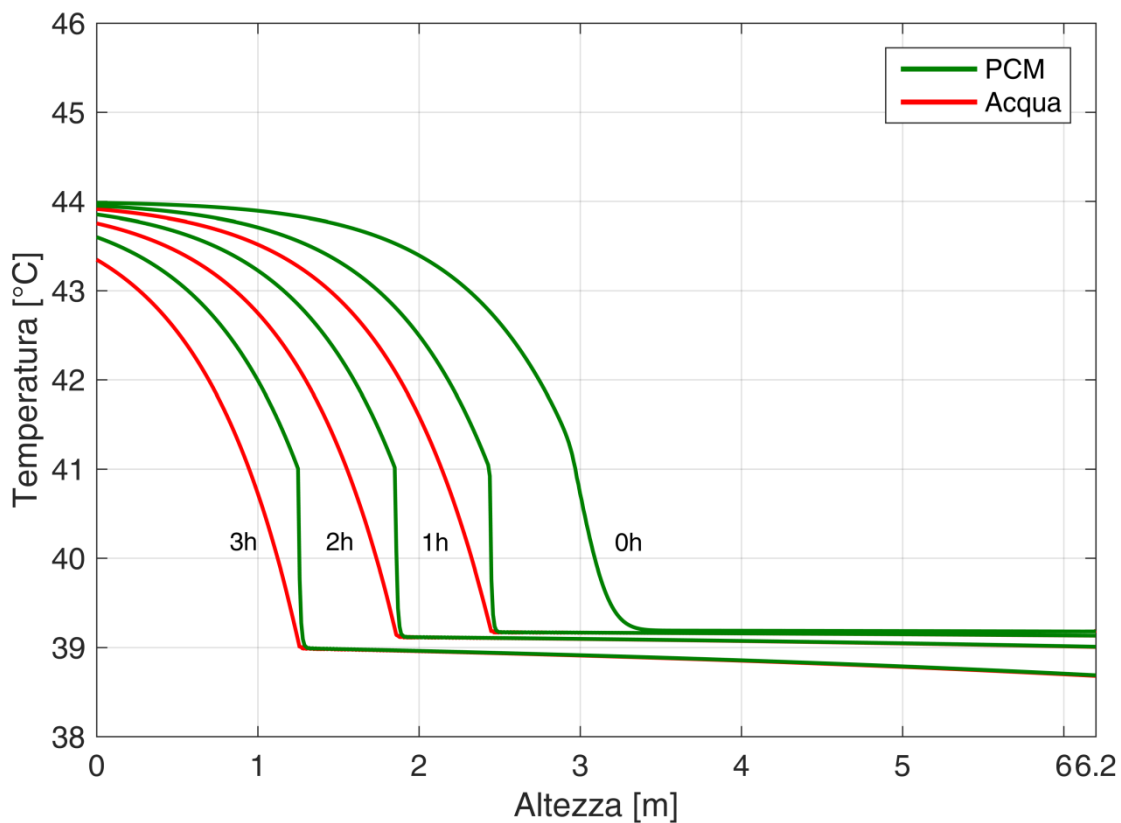


Figura 5.20 Profilo delle temperature del PCM e dell'acqua durante la prima fase di scarica del martedì (marzo)

Anche in questa figura l'andamento dei profili di temperatura ripete quello riportato in figura 5.13 per la sesta, settima e ottava ora di scarica di gennaio e degli altri mesi invernali, con le piccole differenze dovute al degrado del termoclino nelle pause tra le varie fasi di scarica. Al termine di questa fase di scarica la temperatura del fluido termovettore è molto vicina al valore assunto quale valore minimo accettabile (43 °C).

Nella figura 5.21 si rappresentano i profili della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la seconda fase di scarica del martedì (dalle 16.00 alle 18.00).

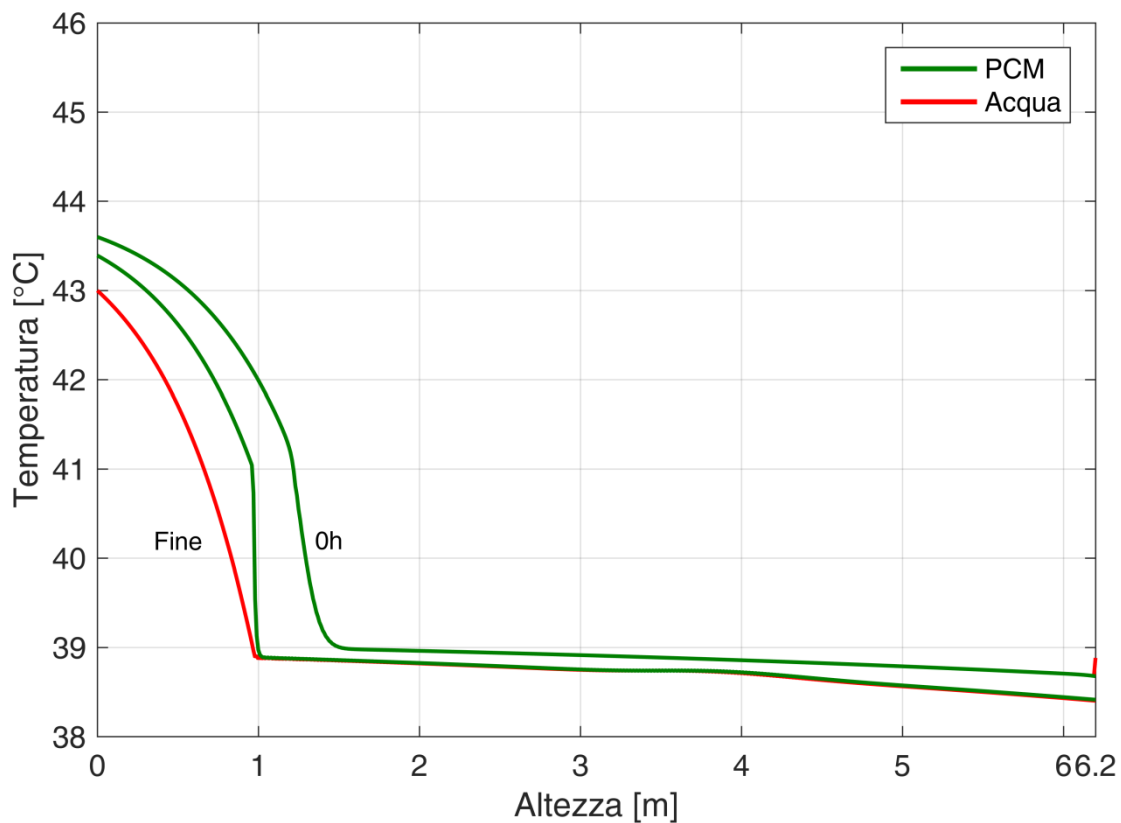


Figura 5.21 Profilo delle temperature del PCM e dell'acqua durante la seconda fase di scarica del martedì (marzo)

La quarta fase di scarica che comincia alle 16.00 del martedì, ha una durata molto breve in quanto il fluido termovettore raggiunge in meno di un'ora la temperatura minima di 43 °C. All'inizio della scarica PCM e fluido termovettore si sono portati alla medesima temperatura.

La figura 5.22 rappresenta l'evoluzione nel tempo del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo nel terzo ciclo di carica e scarica.

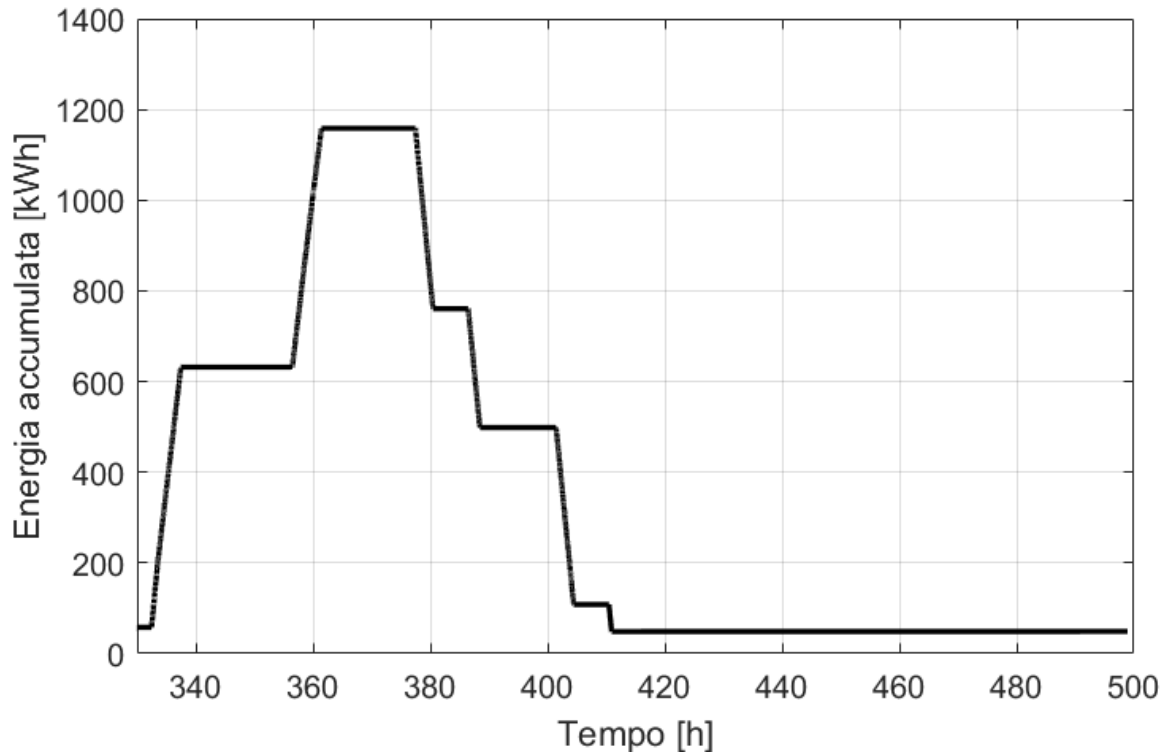


Figura 5.22 Livello di carica del serbatoio durante il terzo ciclo di carica e scarica (marzo)

L'andamento raffigurato nella figura 5.22 è analogo a quanto rappresentato nelle figura 5.14 per i mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre per quanto concerne la carica del serbatoio, mentre la scarica si prolunga per due giorni.

L'andamento della potenza termica scambiata è analogo a quello riportato per gli altri mesi invernali nelle figure 5.15-5.17 e pertanto non si riporta per il mese di marzo.

5.1.3 Sistema di accumulo termico a PCM in funzionamento estivo

Nel corso di questo progetto di ricerca si è ipotizzato il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e PCM con riferimento al funzionamento invernale. Pertanto il serbatoio è stato considerato come riempito con un materiale PCM (RT44HC) caratterizzato da un intervallo di transizione di fase contenuto all'interno del campo di temperatura in cui, in condizioni invernali, opera il fluido termovettore. Di conseguenza, non essendo certamente possibile ipotizzare uno svuotamento del serbatoio ed una sostituzione del materiale PCM con altro materiale PCM idoneo al funzionamento estivo, il serbatoio così dimensionato e caricato può essere utilizzato come serbatoio di accumulo anche durante la stagione estive, in cui il fluido termovettore opera tra le temperature di 7 e 12 °C, ma senza poter sfruttare il calore latente del PCM. Alle basse temperature tipiche del funzionamento invernale, l'RT44HC è sotto forma solida e il comportamento del serbatoio ricalca quello del sistema di accumulo di tipo passivo ad acqua e materiale solido. Ovviamente le dimensioni molto ridotte del serbatoio comportano che la fase di carica e la susseguente fase di scarica siano molto brevi e il conseguente massimo livello di carica sia quasi di un ordine di grandezza inferiore rispetto al massimo livello di carica in funzionamento invernale.

La figura 5.23 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la fase di carica nei mesi estivi.

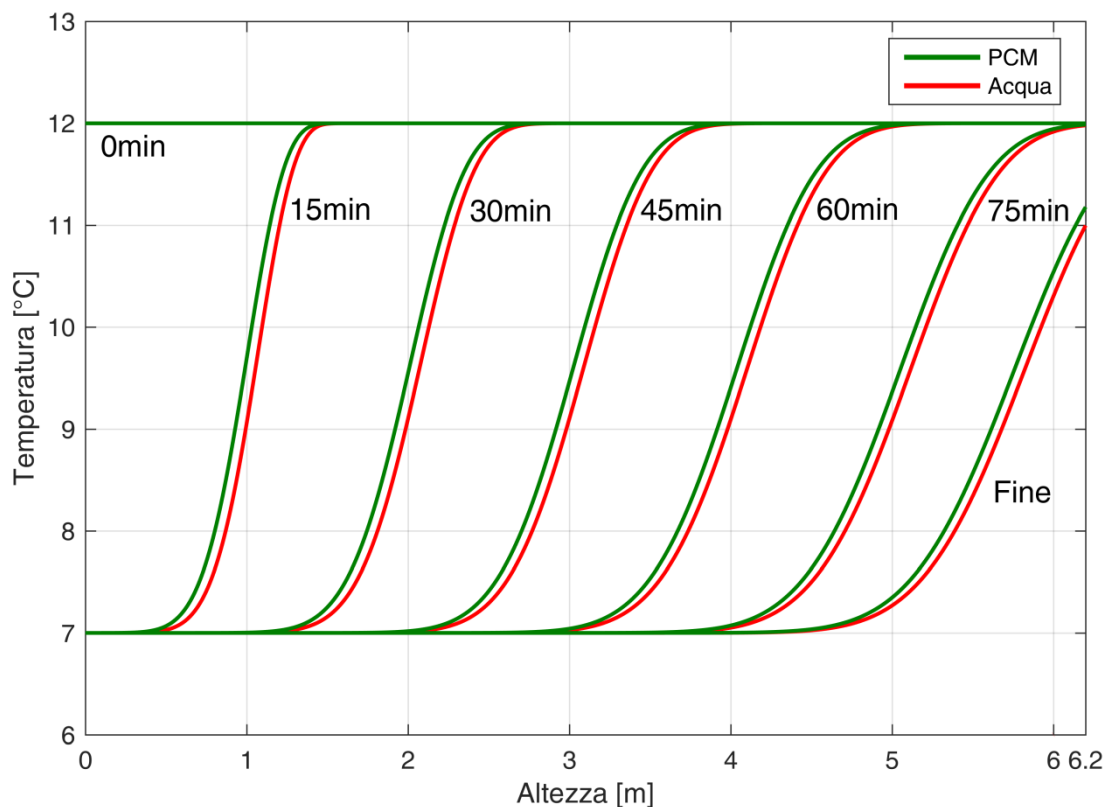


Figura 5.23 Profilo di temperatura durante la fase di carica del serbatoio (mesi estivi)

All'inizio della fase di carica il PCM si trova all'interno del serbatoio ad una temperatura di 12 °C, mentre il fluido termovettore arriva dalla pompa di calore con una temperatura di 7 °C. La fase di carica dura poco meno di una ora e mezza e si interrompe quando la temperatura del fluido termovettore scende sotto gli 11°C. All'interno del serbatoio viene a crearsi un termoclino in cui si può evidenziare la differenza di temperatura che si instaura tra il PCM (linea verde) e il fluido termovettore (linea rossa). Con il progredire della fase di carica il termoclino si sposta verso le sezioni inferiori del serbatoio.

Al termine della fase di carica intercorrono quasi due giorni prima della fase di scarica che può avvenire nella prima mattina del lunedì non appena nel centro ricerche si registra un deficit di energia elettrica. La figura 5.24 mostra il comportamento del termoclino all'interno del serbatoio durante la pausa tra la fase di carica e la successiva fase di scarica.

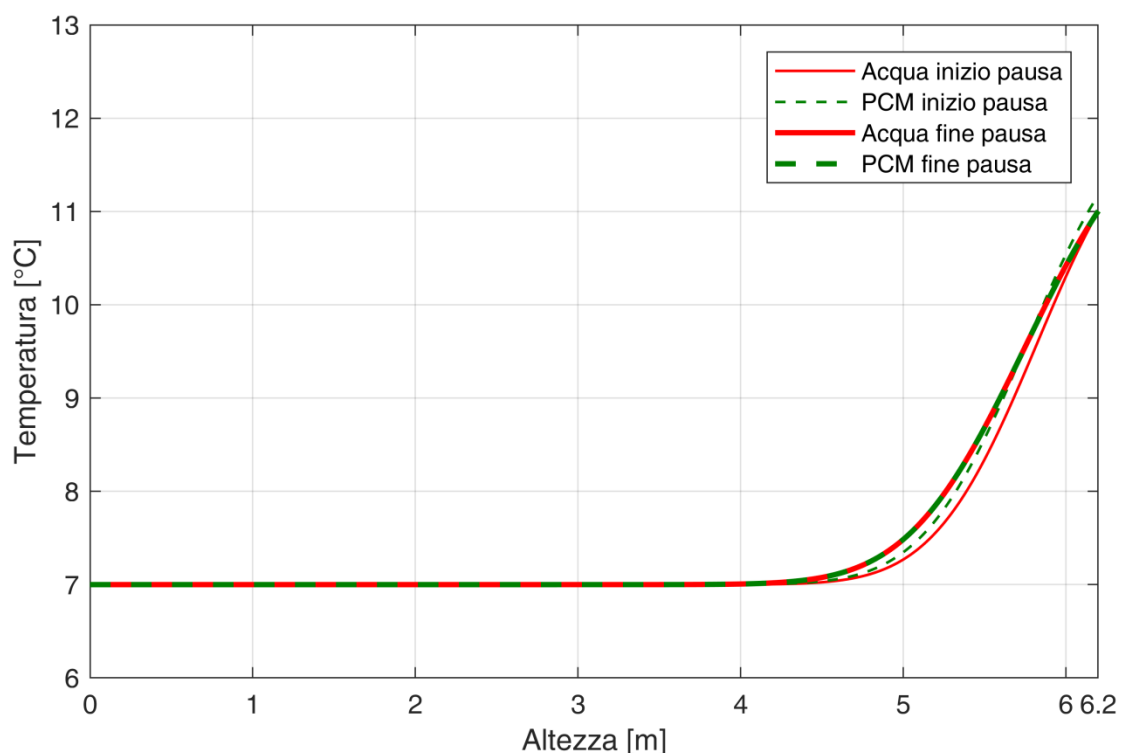


Figura 5.24 Profili di temperatura nell'intervallo tra le fasi di carica e scarica
(mesi estivi)

Durante la pausa tra la carica e la scarica il termoclino subisce un lieve degrado per il fatto che PCM e fluido termovettore si portano alla stessa temperatura attraverso uno scambio termico tra gli strati inferiori a più alta temperatura e gli strati adiacenti a minore temperatura.

La figura 5.25 rappresenta il profilo della temperatura dell'acqua e del PCM in funzione della lunghezza del serbatoio di accumulo durante la fase di scarica (lunedì) nei mesi estivi..

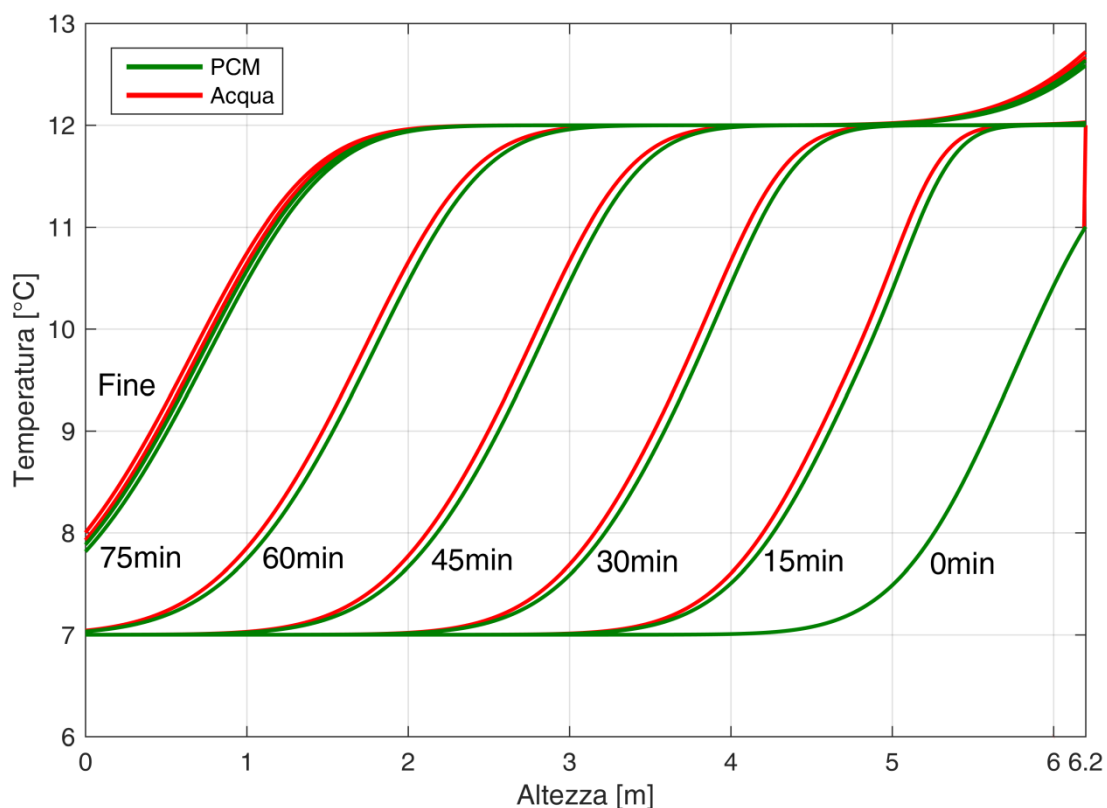


Figura 5.25 Profili di temperatura durante la fase di scarica del lunedì
(mesi estivi)

Dalla figura 5.25 emerge come all'inizio della fase di scarica il materiale solido all'interno del serbatoio si trovi a temperatura di 7 °C con l'eccezione delle sezioni inferiori, in cui la temperatura massima raggiunta dal materiale solido è pari a 11 °C. Con il progredire del processo di scarica il termoclino si sposta verso le sezioni superiori del serbatoio e la fase di scarica termina poco dopo l'ora e un quarto, al raggiungimento di una temperatura di uscita del fluido termovettore pari a 8 °C.

La figura 5.26 rappresenta la potenza frigorifera scambiata durante i processi di carica e scarica.

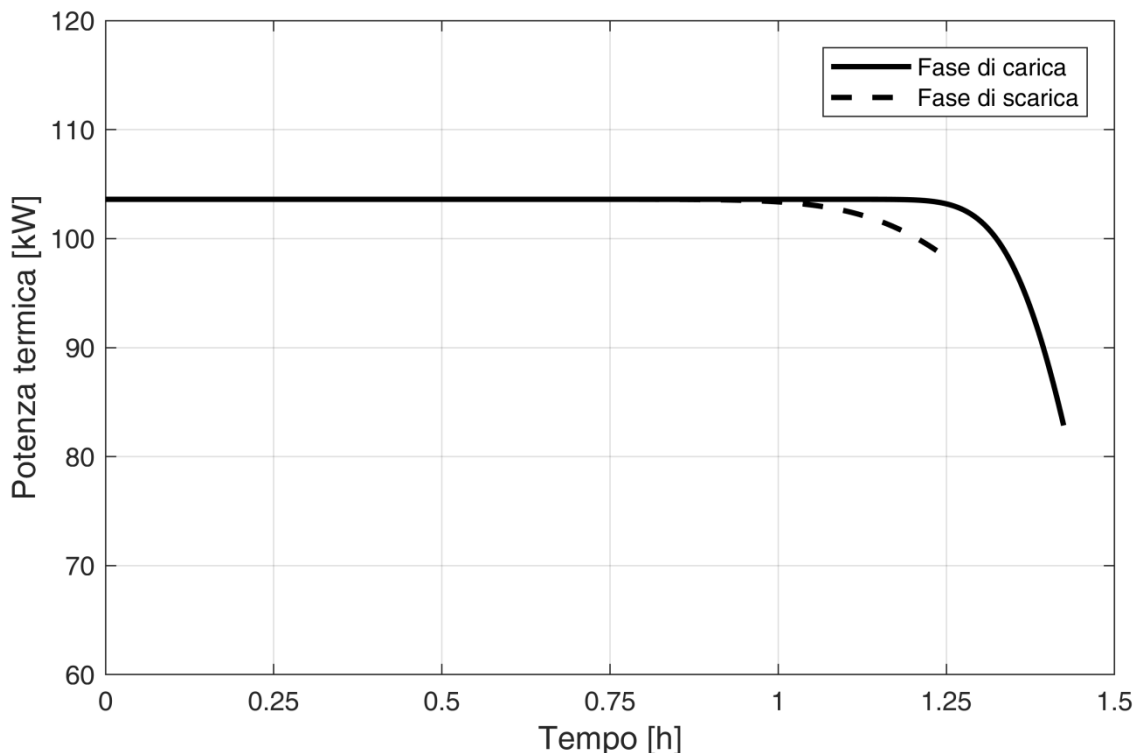


Figura 5.26 Potenza frigorifera scambiata durante le fasi di carica e scarica del serbatoio.
(mesi estivi)

La massima potenza frigorifera scambiata è pari alla potenza nominale della pompa di calore che in funzionamento estivo vale circa 103 kW. La potenza si mantiene pressoché costante per tutta la prima ora sia in fase di carica che di scarica, per diminuire repentinamente non appena la temperatura del fluido termovettore comincia a diminuire sotto i 12 °C (fase di carica) o a salire sopra gli 8 °C (fase di scarica).

La durata molto ridotta dei processi di carica e scarica comporta che la massima energia accumulabile nel serbatoio sia quasi di un ordine di grandezza inferiore rispetto alla energia termica accumulabile in inverno, come emerge anche dalle figure seguenti.

La figura 5.27 mostra il livello di carica nel serbatoio durante le fasi di carica e scarica del serbatoio e nell'intervallo tra le due fasi. La figura 5.28 mostra invece la differenza molto marcata tra il livello di carica del serbatoio in funzionamento invernale e invece quello in funzionamento estivo. Nella figura 5.28 non vengono rappresentati gli intervalli di pausa tra le differenti fasi di carica e tra le fasi di carica e la scarica.

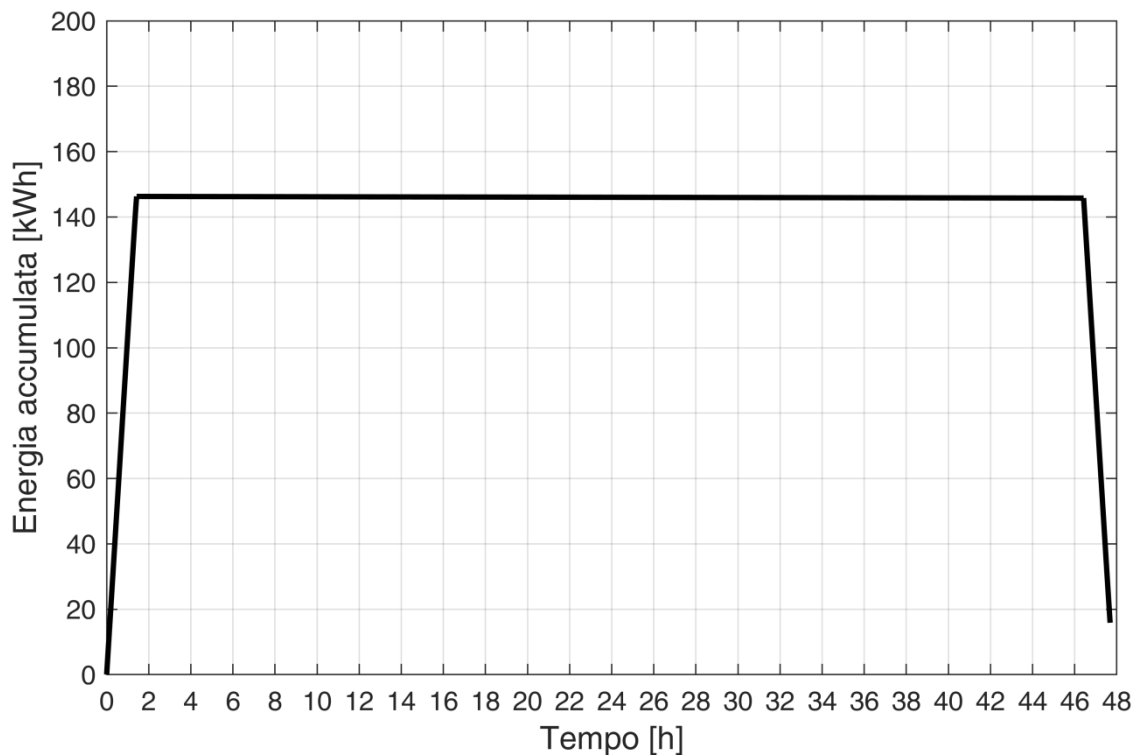


Figura 5.27 Livello di carica del serbatoio durante le fasi di carica e scarica (mesi estivi).

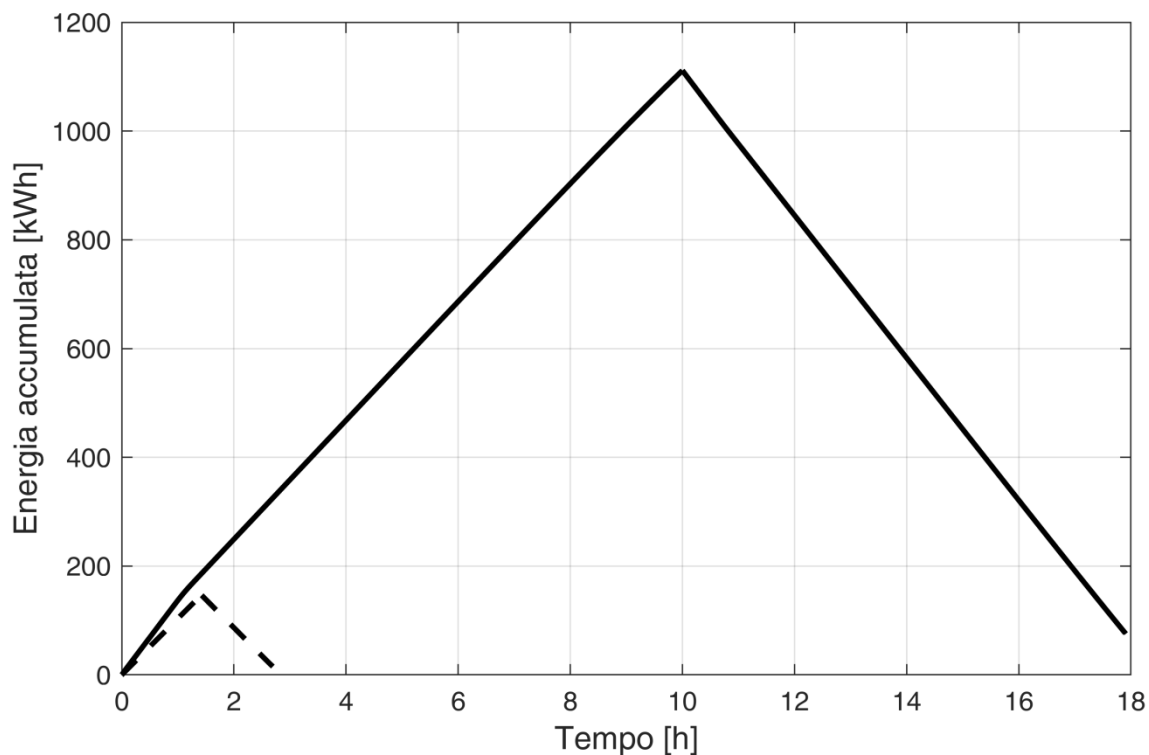


Figura 5.28 Livello di carica del serbatoio in funzionamento invernale ed estivo

Dall'analisi delle figure precedenti emerge come l'utilizzo in estate del serbatoio a PCM dimensionato per il funzionamento invernale permetta il recupero solamente di una minima frazione dell'energia teoricamente

accumulabile durante il weekend estivo, rendendo pertanto l'utilizzo del sistema integrato poco influente sulle prestazioni del sistema.

È però importante sottolineare che in estate nelle ore centrali della giornata feriali il deficit è nullo (figure 2.5b e 2.5c) e anzi si registra addirittura un surplus che a giugno può superare anche i 30 kW. Pertanto nell'eventualità che, nei momenti di surplus energetico, il sistema di climatizzazione possa essere alimentato dalla sola pompa di calore non integrata con il sistema di accumulo, la pompa di calore integrata potrebbe effettuare una nuova carica del TES, che potrebbe essere sfruttata per il raffrescamento nel tardo pomeriggio. Di conseguenza si potrebbe passare efficacemente da un accumulo a ciclo settimanale ad un accumulo a ciclo giornaliero. Ovviamente questa modalità di funzionamento andrebbe approfondita per valutarne la efficacia, ma questa analisi necessita di informazioni sulla ripartizione oraria dei consumi elettrici del centro ricerche tra le diverse utenze che al momento non sono disponibili.

5.2. Sistema di accumulo termico di tipo attivo-diretto ad acqua

L'accumulo termico è stato quindi studiato considerando un sistema attivo diretto utilizzando l'acqua come fluido termovettore e come mezzo di accumulo. Per lo studio del sistema di accumulo termico attivo ad acqua è stato realizzato uno specifico modello di simulazione numerica, sviluppato in ambiente Matlab-Simulink.

Nei sistemi ad acqua la massima energia accumulabile e l'andamento del termoclino dipendono fortemente dal grado di mescolamento che si genera all'interno del serbatoio in funzione del diametro della tubazione di adduzione dell'acqua. Tuttavia, il comportamento di un sistema di accumulo ad acqua al variare del diametro della tubazione di adduzione dell'acqua è già stato ampiamente analizzato nel corso del progetto sviluppato durante la precedente annualità [Tola et al.] e pertanto in questa analisi si riporta solamente il caso con diametro della tubazione di adduzione dell'acqua DN 200.

I mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre sono caratterizzati dai medesimi andamenti del termoclino e dagli stessi valori di energia termica accumulata in quanto, per tutti e quattro i mesi, il serbatoio è caricato tra le 10 e le 15 del sabato e della domenica con la pompa di calore alla potenza termica nominale (136,78 kW) e anche gli intervalli di scarica sono i medesimi (il lunedì dalle 7.00 fino ad esaurimento della carica) e con il medesimo valore di potenza termica.

Nelle figure 5.29a e 5.29b vengono rappresentati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre. Le linee rosse rappresentano la fase di carica del serbatoio (l'acqua all'interno del serbatoio subisce un processo di riscaldamento) e le linee blu la fase di scarica del serbatoio (l'acqua subisce un processo di raffreddamento).

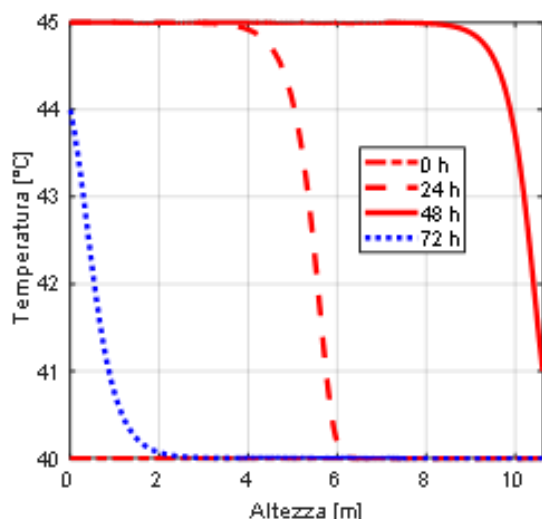


Figura 5.29a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

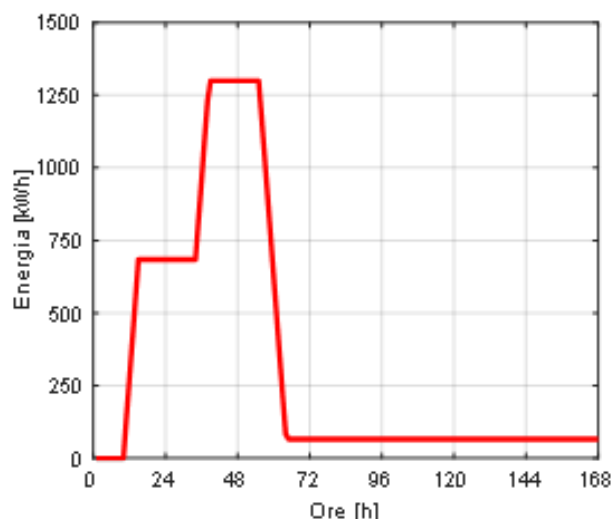


Figura 5.29b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

Dall'analisi della figura 5.29a emerge come la carica del serbatoio si completi al termine della seconda giornata festiva (48 h), avendo dimensionato il serbatoio proprio con l'obiettivo di accumulare l'energia termica prodotta dalla pompa di calore in tutti e due i giorni del weekend. Al termine della fase di carica quasi tutta l'acqua all'interno del serbatoio si trova alla temperatura di 45 °C, con l'eccezione degli strati inferiori che sono caratterizzati dalla presenza del termoclino. Il ciclo di carica del serbatoio è stato studiato imponendo, al termine del processo di carica, una temperatura minima nella sezione inferiore del serbatoio non superiore a 41 °C. Il mescolamento provoca una riduzione della pendenza del termoclino che risulta sempre meno pronunciata più ci si allontana dalle condizioni ideali (nessun mescolamento) durante entrambe le fasi di carica e scarica del serbatoio. La massima energia termica che è possibile accumulare all'interno del serbatoio è pari a circa 1.300 kWh (figura 5.29b) e viene ceduta al circuito di riscaldamento il lunedì (72h). L'intervallo di scarica è di 10 ore consecutive (dalle 7.00 alle 17.00) e la scarica del serbatoio non può essere completa in quanto la massima temperatura ammessa per l'acqua nella sezione superiore del serbatoio è stata imposta pari a 44 °C.

Nelle figure 5.30a e 5.30b vengono rappresentati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di marzo.

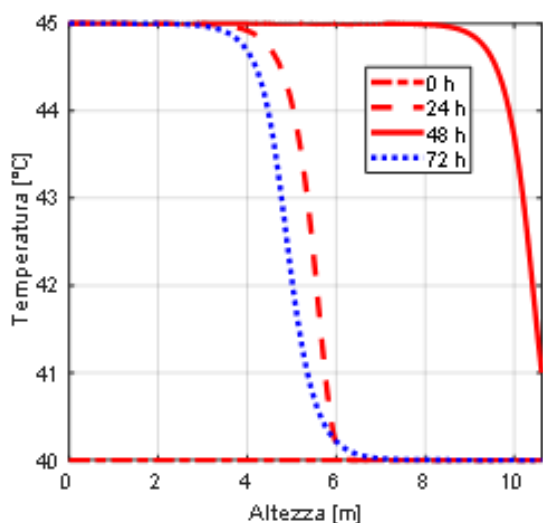


Figura 5.30a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo.

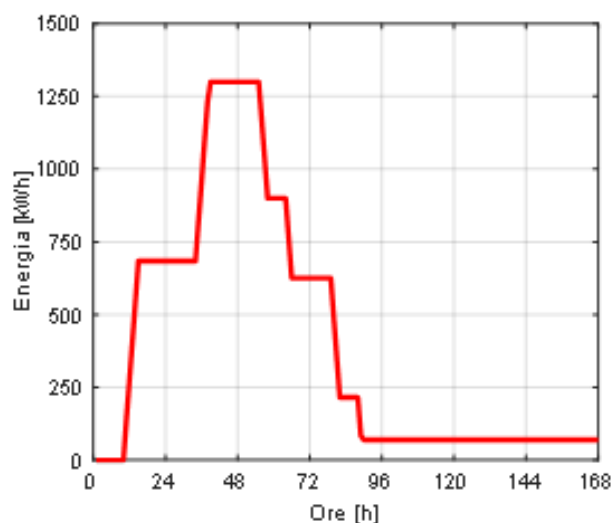


Figura 5.30b. Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo.

Il mese di marzo si differenzia dagli altri mesi invernali semplicemente per il processo di scarica. Infatti la fase di carica avviene ancora nelle ore centrali dei due giorni del weekend e permette un livello di carica massimo pari a circa 1.300 kWh, mentre la fase di scarica richiede due giorni per completarsi (96 h) per il minor deficit nelle giornate feriali di marzo.

Nelle successive figure vengono rappresentate le prestazioni del sistema di accumulo per i mesi estivi. Dapprima, nelle figure 5.31a e 5.31b, vengono mostrati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino

e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di giugno. Nei mesi estivi la temperatura all'interno del serbatoio varia in un intervallo compreso tra 7 e 12 °C.

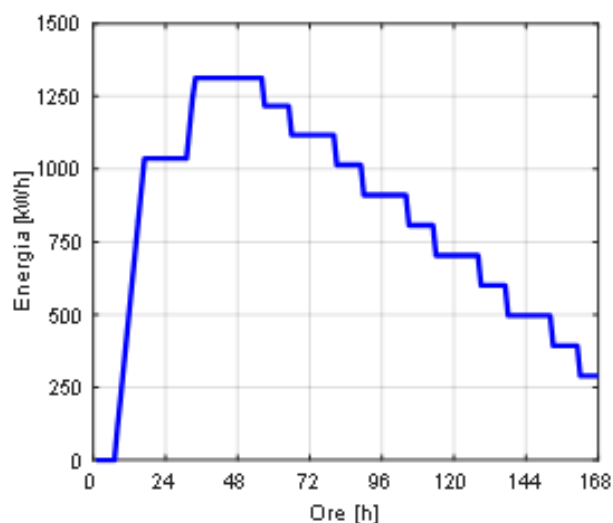
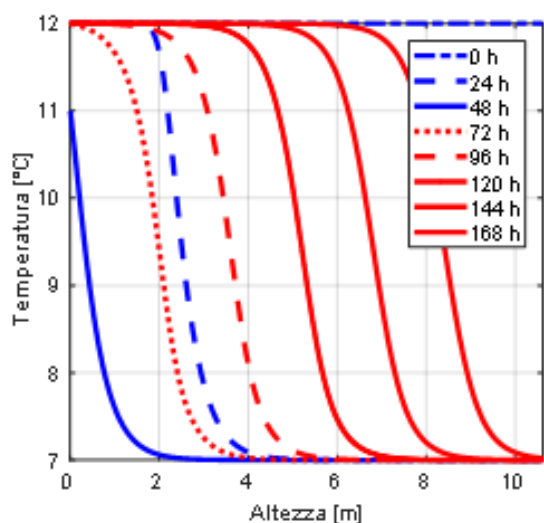


Figura 5.31a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di giugno.

Figura 5.31b. Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno.

A giugno si raggiunge il valore massimo del livello di carica del sistema di accumulo (poco più di 1300 kWh) nelle prime ore della domenica. Infatti rispetto ai mesi invernali l'intervallo di carica è doppio (dalle 7.00 alle 17.00), ma non si riesce a completare la fase di carica il sabato, perché la produzione oraria di energia termica della pompa di calore in estate è inferiore rispetto a quella invernale (103,5 kWh contro 136,8 kWh). La fase di scarica è invece molto lunga e termina solamente il venerdì in ragione degli scarsi deficit che si hanno nelle giornate feriali di giugno e che permettono l'utilizzo del serbatoio di accumulo in luogo della pompa di calore solamente tra le 8.00 e le 9.00 e tra le 17.00 e le 18.00. A causa dei ridotti intervalli di scarica, al termine della giornata di venerdì il serbatoio ha ancora un discreto livello di carica residuo.

I mesi di luglio e agosto vengono rappresentati insieme nelle figure 5.32a e 5.32b, in quanto il processo di carica e scarica è identico per i due mesi.

La fase di carica è molto simile a quella di giugno, con la piccola differenza che, per i minori valori di radiazione solare, il processo di carica inizia alle 8.00 invece che alle 7.00 e di conseguenza la carica del serbatoio si completa leggermente più tardi la domenica. Al contrario si riscontrano sostanziali differenze nella fase di scarica, che viene completata la mattina di mercoledì (120 h). Infatti, in ragione dei maggiori deficit energetici che caratterizzano le giornate feriali di luglio e agosto aumentano le ore in cui è vantaggioso effettuare la scarica del serbatoio. In particolare la fase di scarica a luglio ed ad agosto si articola su due intervalli, uno mattutino dalle 7.00 alle 9.00 e uno pomeridiano dalle 15.00 alle 18.00.

Il massimo livello di carica è sempre leggermente superiore a 1.300 kWh e, a differenza di quanto riscontrato nel mese di giugno, al termine della fase di scarica l'energia residua è molto ridotta. Non si ha una scarica completa del serbatoio in quanto la temperatura dell'acqua fredda in uscita non può superare gli 8 °C.

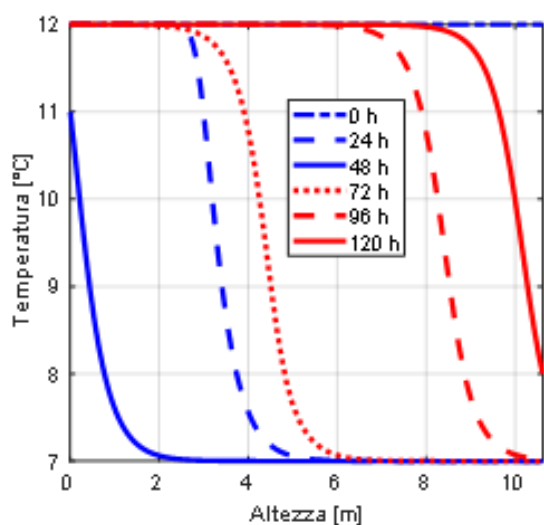


Figura 5.32a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mesi di luglio e agosto.

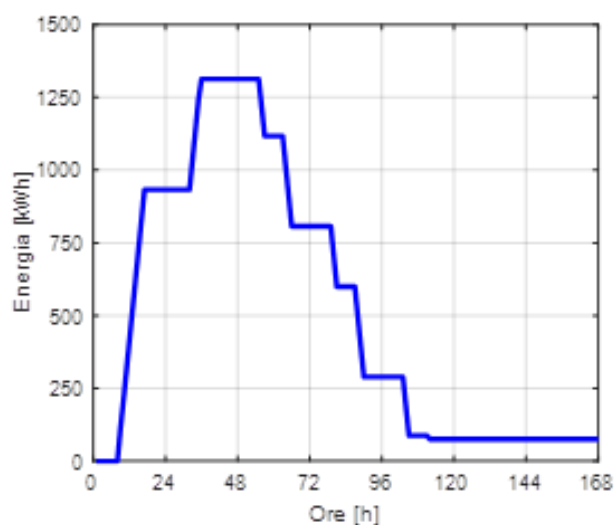


Figura 5.32b. Livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di luglio e agosto.

Nelle figure 5.33a e 5.33b, vengono mostrati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di settembre. La fase di carica di settembre differisce leggermente da quella dei mesi di luglio e agosto in quanto il processo di carica si interrompe alle 16.00 e pertanto la carica del serbatoio si completa più tardi la domenica.

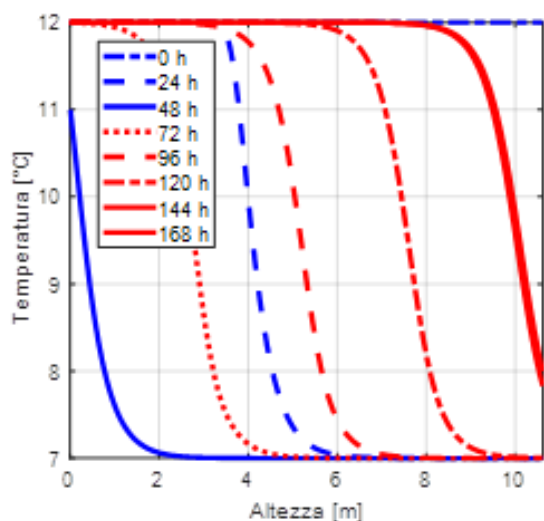


Figura 5.33a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di settembre.

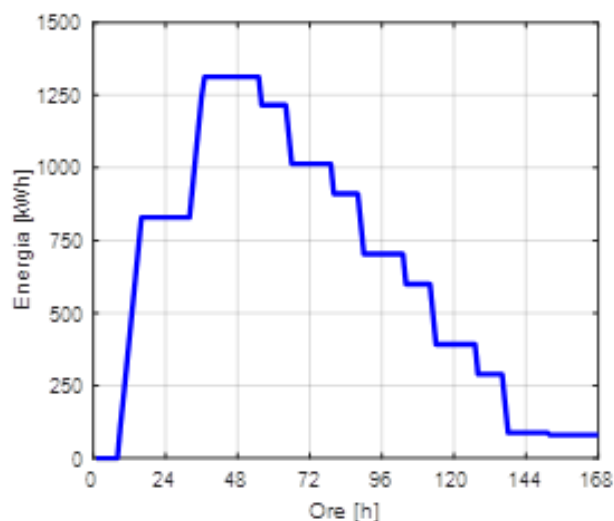


Figura 5.33b. Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di settembre.

Al termine della fase di carica il livello di carica del serbatoio è, anche in questo mese, di poco superiore a 1.300 kWh. Anche l'intervallo di scarica è più limitato rispetto a quello di luglio e agosto (dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 16.00 alle 18.00) per il minor deficit durante le giornate feriali e ciò comporta che il processo di

scarica termini solamente il giovedì (144 h). Il livello di carica residuo nel serbatoio al termine della fase di scarica è pressoché lo stesso dei mesi precedenti.

Infine, nelle figure 5.34a e 5.34b vengono mostrati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di ottobre.

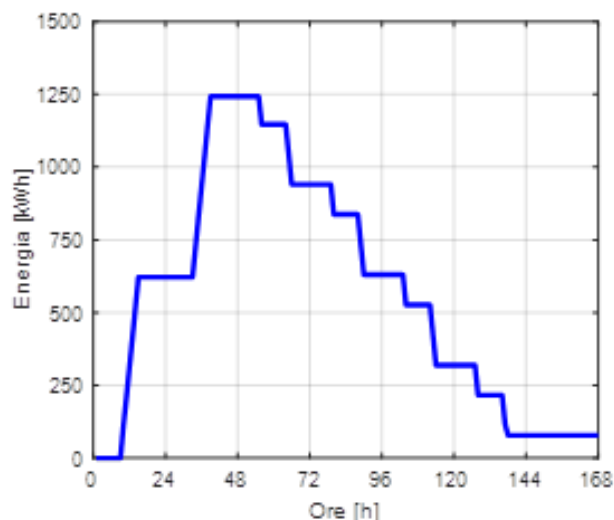
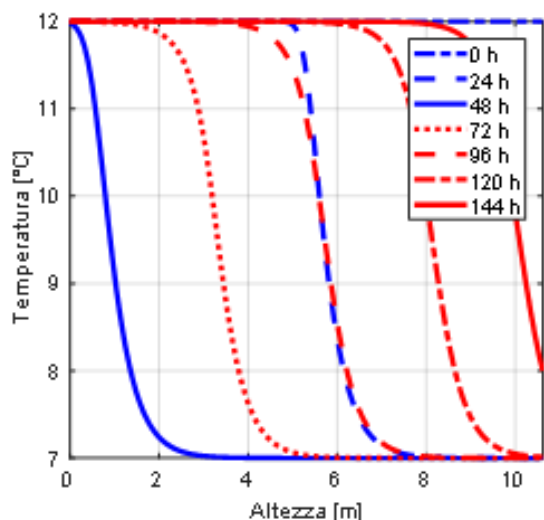


Figura 5.34a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di ottobre.

Figura 5.34b. Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre.

A ottobre poiché la massima energia termica generabile durante il weekend (circa 1.240 kWh) è inferiore rispetto alla massima energia accumulabile nel serbatoio (circa 1.370 kWh) non si riesce a completare il processo di carica. Al contrario l'intervallo di scarica è identico a quello di settembre e il processo di scarica termina il giovedì (circa un'ora prima per la minore quantità di energia accumulata nel serbatoio).

5.1.3 Sistema di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e materiale solido

Infine l'accumulo termico è stato studiato considerando un sistema passivo utilizzando l'acqua come fluido termovettore e un solido come mezzo di accumulo. Anche per lo studio di questo sistema di accumulo termico è stato utilizzato uno specifico modello di simulazione numerica sviluppato in ambiente Matlab-Simulink, le cui principali caratteristiche sono descritte nella Appendice B. In accordo con quanto riportato nel paragrafo 4.3.2 il materiale solido scelto è la steatite (tabella 3.1).

Per poter effettuare il confronto con le prestazioni degli altri sistemi di accumulo anche il serbatoio riempito con acqua e steatite è stato dimensionato per un livello di energia termica accumulabile pari a 1.370 kWh e ciò comporta, per la minore capacità di accumulo termico del materiale solido rispetto all'acqua, una taglia del serbatoio leggermente più grande rispetto al serbatoio a sola acqua. Le dimensioni sono invece notevolmente più grandi rispetto a quelle del serbatoio ad acqua e PCM che sfrutta il calore latente del materiale di accumulo. In particolare, avendo imposto un aspect ratio pari a 2, le dimensioni caratteristiche, D e L, risultano rispettivamente pari a 5,7 e 11,4 m.

Per i diversi mesi dell'anno nelle figure seguenti si riportano gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo. L'andamento dei grafici ricalca molto da vicino quello precedentemente descritto per il serbatoio a sola acqua.

Le figure 5.35a e 5.35b riportano l'evoluzione nel tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

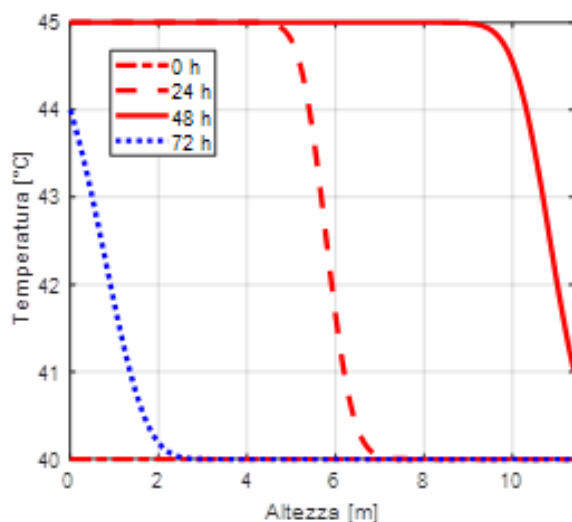


Figura 5.35a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

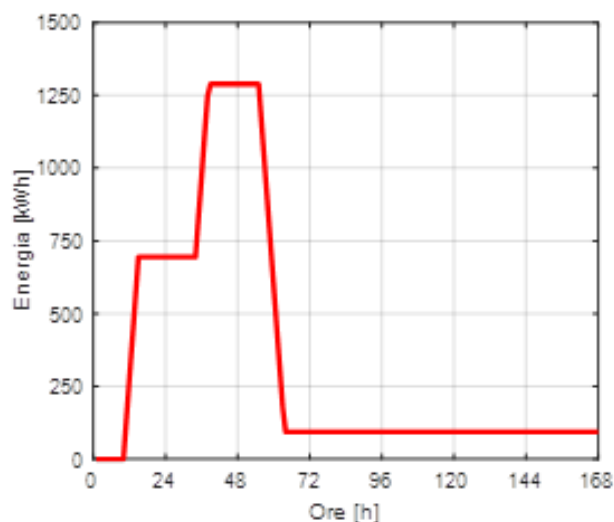


Figura 5.35b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di gennaio, febbraio, novembre e dicembre.

Rispetto al serbatoio a sola acqua, la minore pendenza del termoclino comporta una riduzione della massima energia termica accumulabile che è leggermente inferiore a 1.300 kWh. Per il resto l'andamento dei profili di temperatura e del livello di carica è il medesimo già descritto per il serbatoio a sola acqua. Il processo di carica termina la domenica e la scarica termina il lunedì (72h).

Le figure 5.36a e 5.36b riportano l'evoluzione nel tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di marzo.

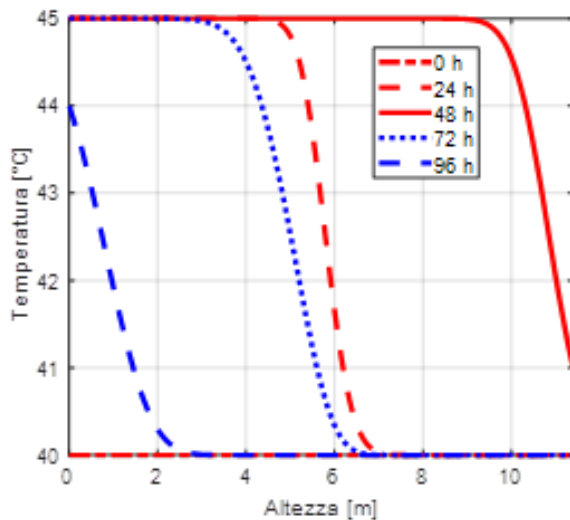


Figura 5.36a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo.

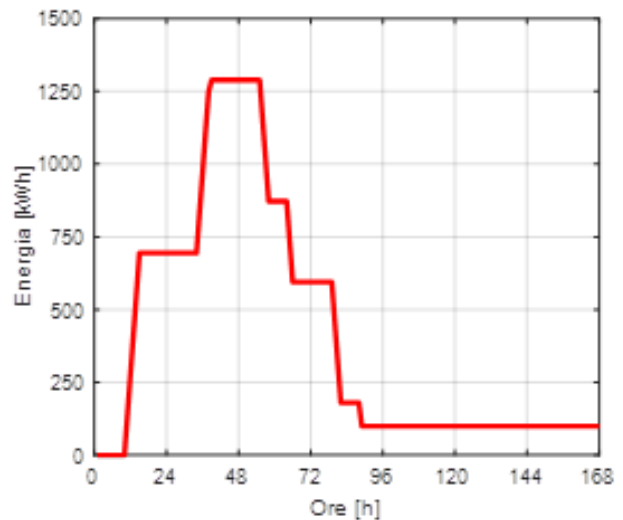


Figura 5.36b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo.

Rispetto agli altri mesi invernali le differenze sono abbastanza ridotte e riguardano semplicemente la fase di scarica che si protrae per due giorni (96 h) invece che terminare il lunedì. La massima energia termica accumulabile a marzo è ancora di poco inferiore a 1.300 kWh.

Nelle figure successive si riportano invece gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il funzionamento estivo, rispettivamente per i mesi di giugno (figure 5.37a e 5.37b), luglio e agosto (figure 5.38a e 5.38b), settembre (figure 5.39a e 5.39b) e ottobre (figure 5.40a e 5.40b).

Il ricorso al materiale solido comporta una leggera riduzione della massima energia frigorifera accumulabile anche per i mesi estivi, con un valore massimo ancora di poco inferiore a 1.300 kWh, con l'eccezione del mese di ottobre, quando la massima energia termica prodotta dalla pompa di calore durante i due giorni del weekend è pari a 1.240 kWh e quindi inferiore alla massima teoricamente accumulabile.

Per tutti i mesi estivi il processo di carica termina la domenica, mentre differenze più marcate si riscontrano per la durata della fase di scarica, dovute alle differenze di deficit energetici che caratterizzano i vari mesi. A luglio ed ad agosto la scarica termina il mercoledì, a settembre e ottobre il giovedì, mentre a giugno termina solamente il venerdì. Va inoltre puntualizzato come a giugno sia presente un elevato livello di energia frigorifera residua (> 250 kWh) al termine del processo di scarica.

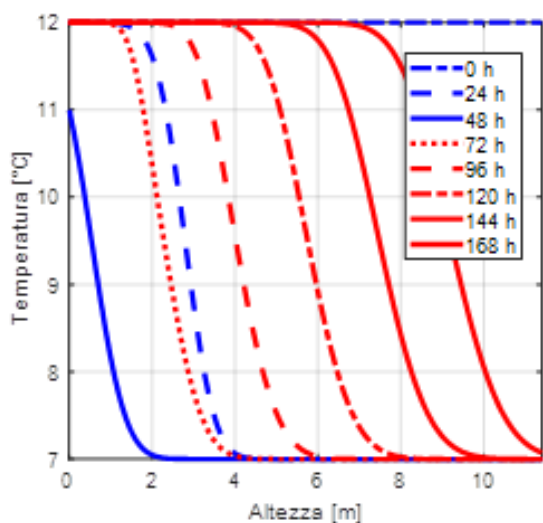


Figura 5.37a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido

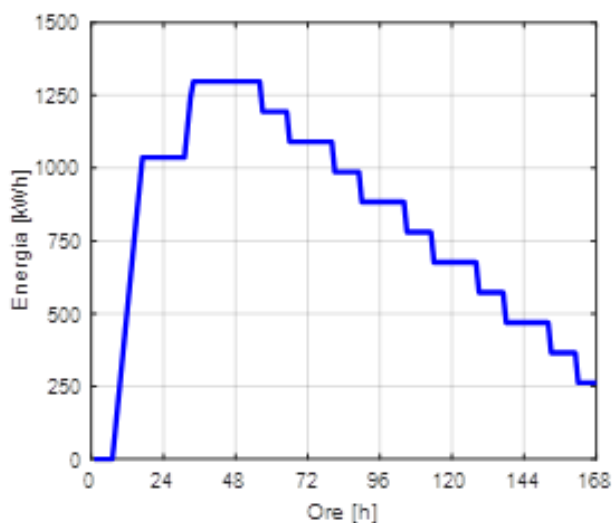


Figura 5.37b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido

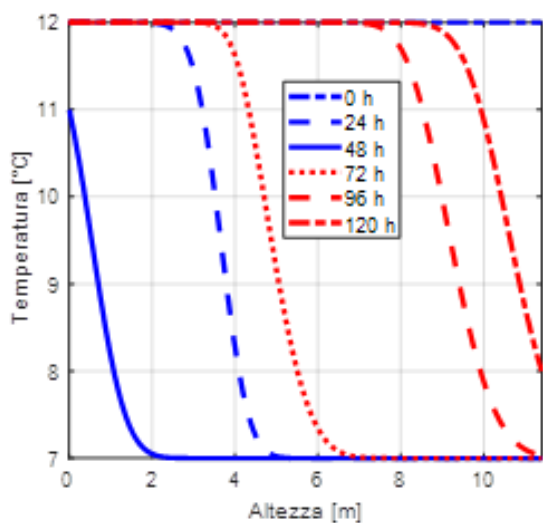


Figura 5.38a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mesi di luglio e agosto.

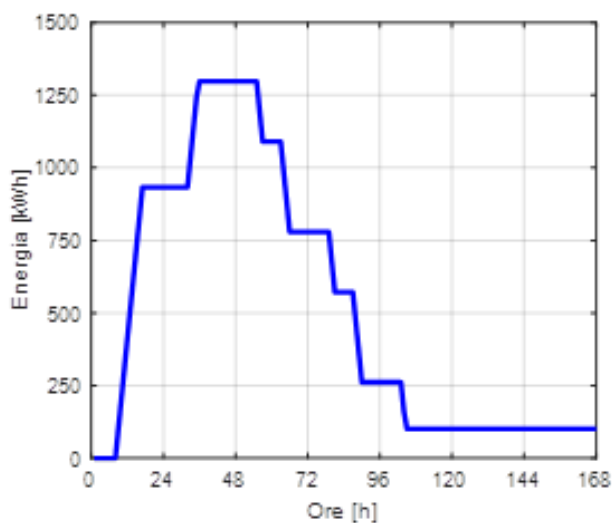


Figura 5.38b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di luglio e agosto.

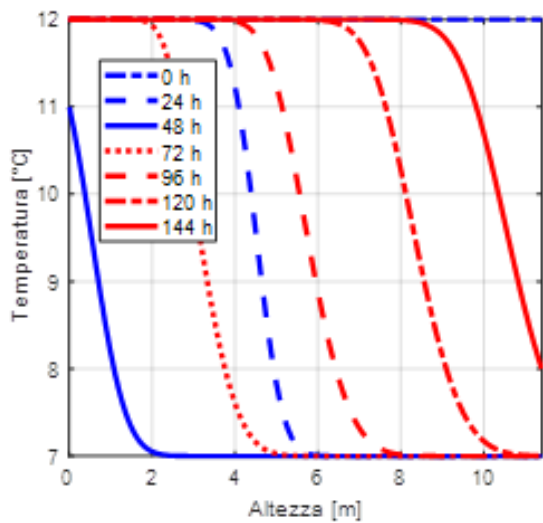


Figura 5.39a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di settembre

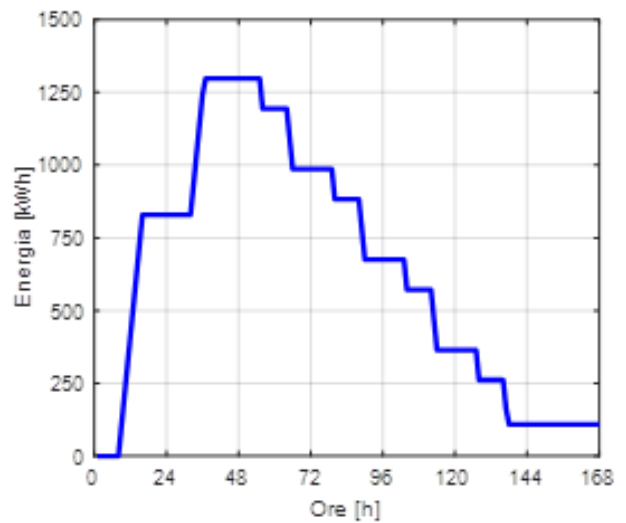


Figura 5.39b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di settembre.

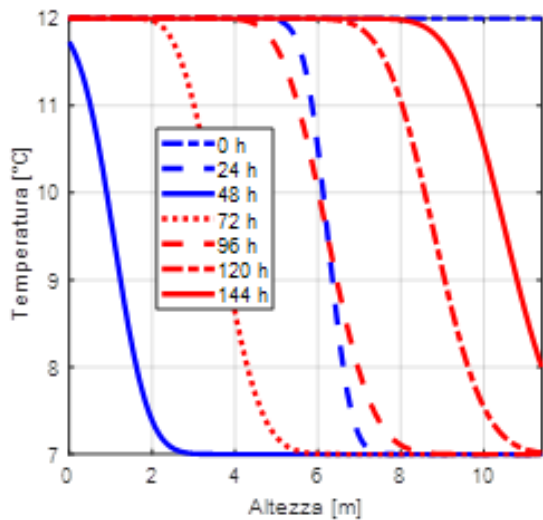


Figura 5.40a. Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di ottobre.

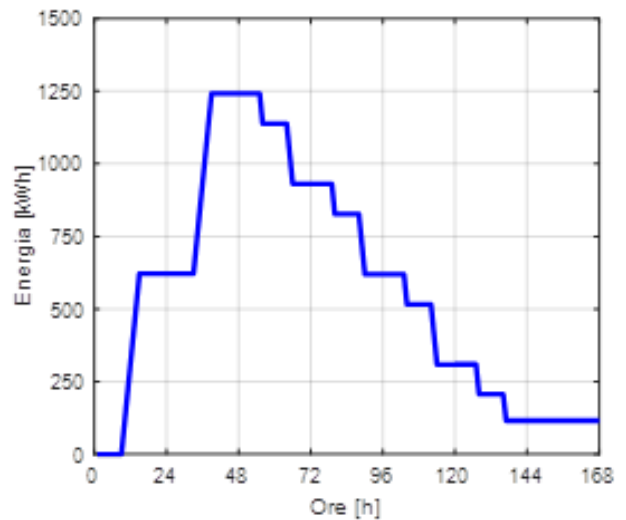


Figura 5.40b. Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre.

6. FATTORI DI CARICA, SCARICA E UTILIZZAZIONE

Le prestazioni dei sistemi di accumulo termico precedentemente discussi sono state analizzate in termini globali attraverso l'esame di alcuni fattori caratteristici delle varie fasi operative e del comportamento ciclico del sistema. Con riferimento alle fasi di carica e di scarica, infatti, si possono definire due indici di prestazione, della carica e della scarica, attraverso le seguenti equazioni:

$$F_C = \frac{E_C}{E_{MAX}} \quad (6.1)$$

$$F_S = \frac{E_S}{E_C} \quad (6.2)$$

dove:

F_C fattore di carica;

F_S fattore di scarica;

E_C energia accumulata nel sistema di accumulo durante la fase di carica;

E_{MAX} massima energia accumulabile nel sistema di accumulo;

E_S energia rilasciata durante il processo di scarica.

Il fattore di carica F_C espresso dall'eq. (6.1) rappresenta il rapporto tra l'energia accumulata nel sistema di accumulo durante la fase di carica e la massima energia accumulabile nel sistema di accumulo quando in esso si raggiunge il valore uniforme di temperatura pari a quella massima di esercizio.

Il fattore di scarica F_S espresso dall'eq. (6.2) rappresenta invece il rapporto tra l'energia restituita dal sistema di accumulo durante la fase di scarica e l'energia accumulata nel sistema di accumulo durante la fase di carica.

Con riferimento all'intero ciclo di carica e scarica, si può invece definire un ulteriore fattore F_U (fattore di utilizzazione del sistema TES), espresso dall'equazione (6.3), dato dal prodotto dei due fattori di carica e di scarica:

$$F_U = \frac{E_S}{E_{MAX}} = F_C \cdot F_S \quad (6.3)$$

Essendo dato dal rapporto tra l'energia restituita dal sistema di accumulo durante la fase di scarica e la massima energia accumulabile nel sistema di accumulo, l'indice F_U esprime infatti il grado o fattore di utilizzazione del sistema di accumulo termico e perciò rappresenta un importante indice di prestazione del sistema.

Le figure 6.1-6.3 che seguono mostrano l'andamento dei fattori di carica, di scarica e di utilizzazione per i diversi sistemi di accumulo presi in esame:

- accumulo termico passivo con acqua e PCM (primo ciclo);
- accumulo termico passivo con acqua e PCM (cicli successivi);
- accumulo termico attivo diretto con acqua;
- accumulo termico passivo con acqua e materiale solido.

Ovviamente tutti e tre gli indici sono nulli nei mesi di aprile e maggio quando il sistema di accumulo non viene utilizzato.

Come mostra la figura 6.1, nei mesi invernali il fattore di carica del serbatoio con accumulo termico passivo con acqua e PCM è sensibilmente più piccolo rispetto agli altri e raggiunge un valore massimo attorno a 0,8, a causa della mancata transizione di fase di una frazione non trascurabile del materiale contenuto nel serbatoio. Il fattore di carica raggiunge invece valori attorno a 0,96 nell'ipotesi di accumulo termico attivo con acqua e valori leggermente inferiori (0,945) nell'ipotesi di accumulo termico passivo con acqua e materiale solido, per l'effetto dovuto ad una minore pendenza del termoclino (gradiente termico più esteso), che riduce la capacità del serbatoio di accumulare energia. In funzionamento estivo invece il fattore di carica del serbatoio con accumulo termico passivo con acqua e PCM crolla sino a valori di poco superiori a 0,1. Infatti, in funzionamento estivo viene accumulato solamente calore sensibile, in un serbatoio di taglia molto ridotta, perché dimensionato per lo scambio del calore latente durante la stagione invernale. Il fattore di carica del serbatoio con accumulo termico con acqua si riduce leggermente rispetto ai valori della stagione invernale, mantenendosi comunque attorno a 0,957, mentre quello con acqua e materiale solido rimane pressoché costante attorno a 0,945.

Il fattore di scarica del serbatoio con accumulo termico passivo con acqua e PCM mostra notevoli differenze prendendo in esame il primo oppure i cicli successivi. Infatti mentre nel primo ciclo si attesta in inverno attorno a valori tra 0,93 (novembre-febbraio) e 0,95 (marzo) e in estate attorno a 0,89, nei cicli successivi è pari all'unità. Infatti nei cicli successivi al primo la carica del serbatoio riprende dalle condizioni di fine scarica del precedente ciclo e di conseguenza l'energia caricata e successivamente scaricata sono uguali. Valori compresi tra 0,93 e 0,95 e tra 0,90 e 0,92 si riscontrano rispettivamente per l'accumulo termico attivo con acqua e per accumulo passivo con acqua e materiale solido. Valori sensibilmente più bassi si registrano a giugno quando si ha una considerevole energia frigorifera residua nel serbatoio al termine della fase di scarica.

Il fattore di utilizzazione si mantiene elevato per tutti i casi presi in esame con l'eccezione del serbatoio con accumulo termico passivo con acqua e PCM in funzionamento estivo, in cui cala drasticamente attorno a 0,1, mentre in inverno si attesta in un intervallo che va da 0.74 a 0.80. Invece nelle soluzioni con accumulo termico attivo diretto con mescolamento e accumulo termico passivo con acqua e materiale solido, i valori del fattore di utilizzazione si attestano tra 0,85 e 0,9, eccezion fatta per giugno, quando il minore valore del

fattore di scarica riduce il fattore di utilizzazione fino a circa 0,75. Mediamente si riscontrano valori del fattore di utilizzazione del sistema ad acqua superiori a quelli ad acqua e materiale solido di circa 0,02-0,03.

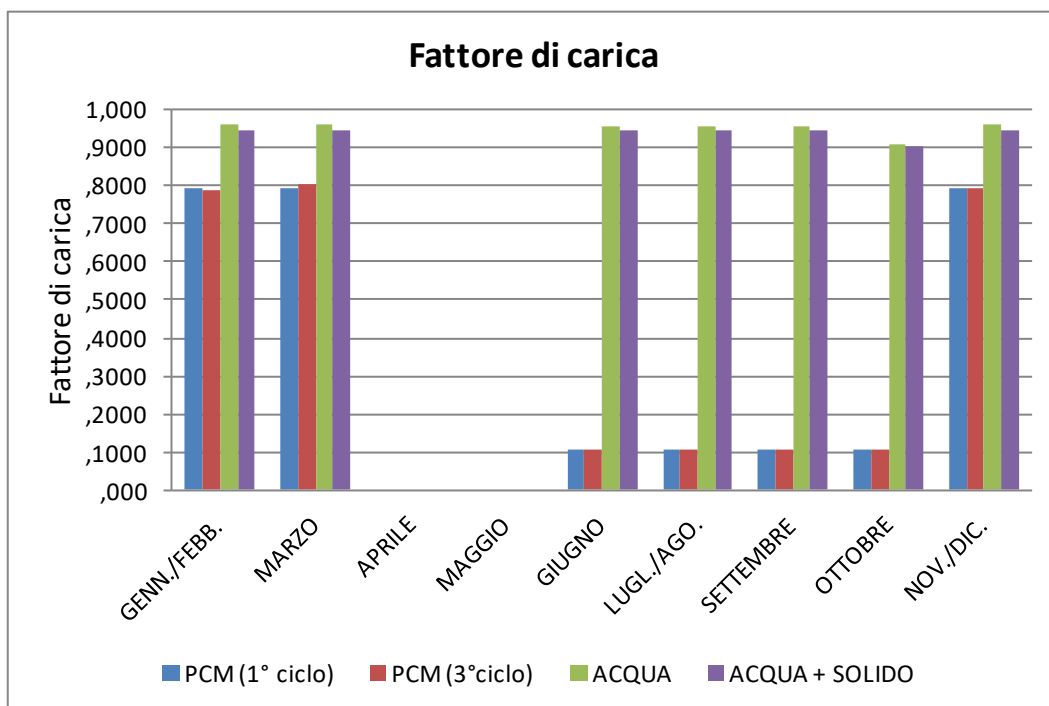


Figura 6.1 Fattore di carica per i diversi mesi dell'anno.

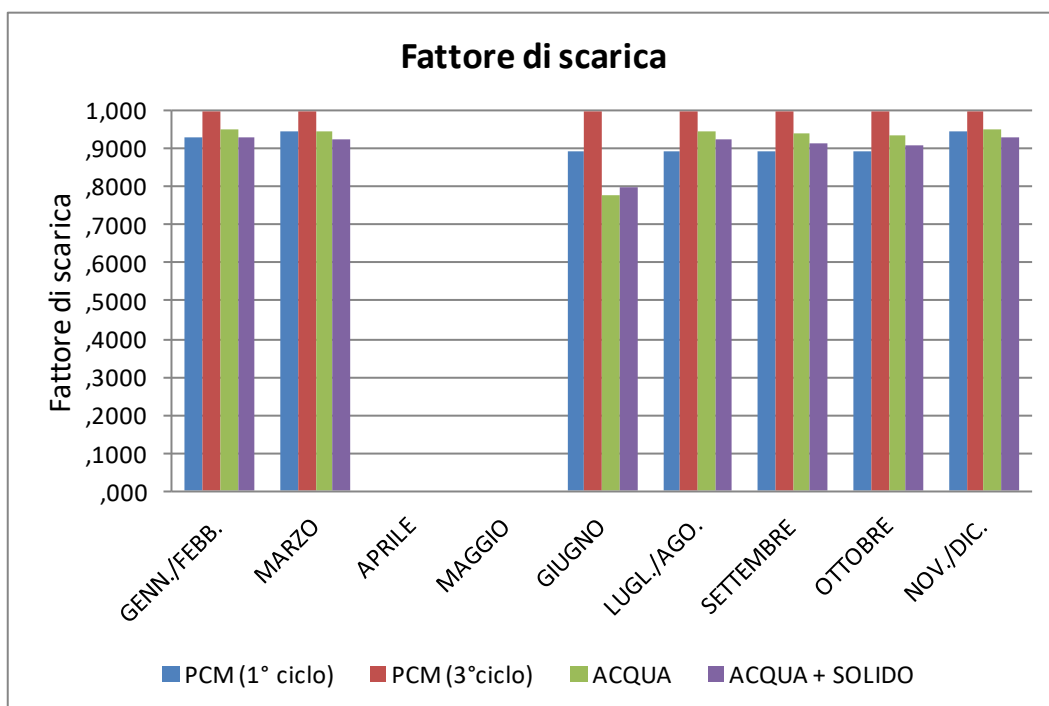


Figura 6.2 Fattore di scarica per i diversi mesi dell'anno.

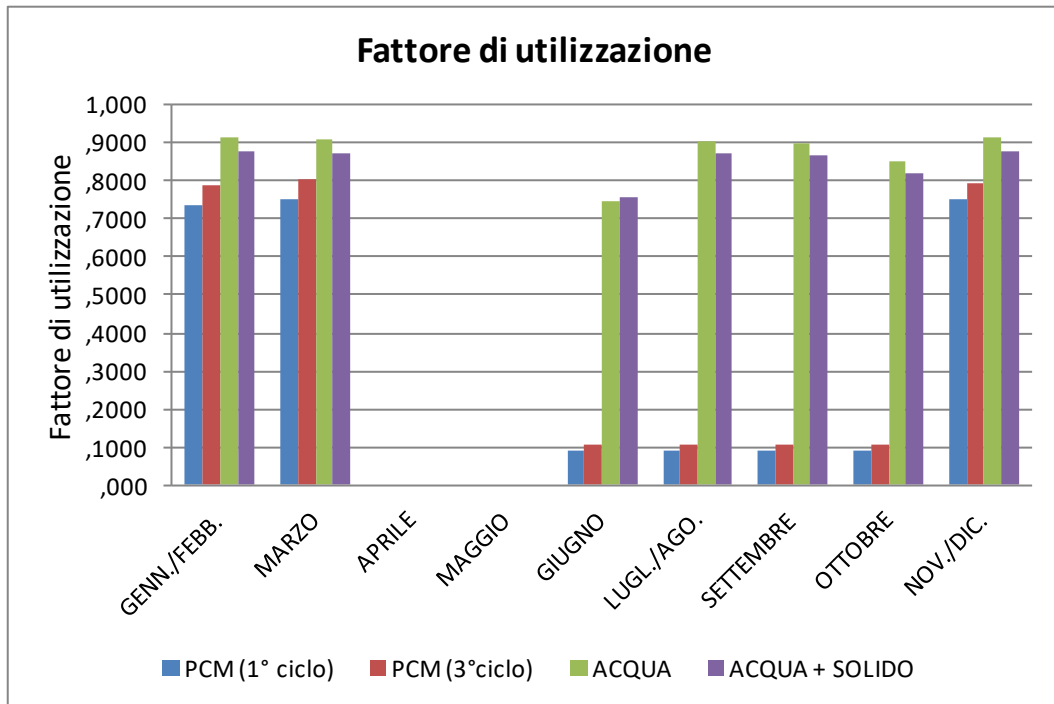


Figura 6.3 Fattore di utilizzazione per i diversi mesi dell'anno.

Le seguenti tabelle 6.1-6.3 riepilogano i risultati riportati nei grafici 6.1-6.3:

Fc	PCM (1° ciclo)	PCM (3°ciclo)	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENN./FEBB.	0,7943	0,7879	0,9599	0,9450
MARZO	0,7943	0,8029	0,9599	0,9450
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,1045	0,1045	0,9574	0,9457
LUGLIO/AGOSTO	0,1045	0,1045	0,9574	0,9455
SETTEMBRE	0,1045	0,1045	0,9574	0,9453
OTTOBRE	0,1045	0,1045	0,9064	0,9052
NOV./DIC.	0,7943	0,7943	0,9599	0,9450

Tabella 6.1. Fattore di carica per i diversi mesi dell'anno.

Fs	PCM (1° ciclo)	PCM (3°ciclo)	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENN./FEBB.	0,9290	1,0000	0,9497	0,9271
MARZO	0,9478	1,0000	0,9467	0,9229
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,8906	1,0000	0,7795	0,7981
LUGLIO/AGOSTO	0,8906	1,0000	0,9428	0,9221
SETTEMBRE	0,8906	1,0000	0,9392	0,9159
OTTOBRE	0,8906	1,0000	0,9369	0,9074
NOV./DIC.	0,9478	1,0000	0,9497	0,9271

Tabella 6.2. Fattore di scarica per i diversi mesi dell'anno.

Fu	PCM (1° ciclo)	PCM (3°ciclo)	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENN./FEBB.	0,7379	0,7879	0,9116	0,8761
MARZO	0,7529	0,8029	0,9087	0,8721
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,0931	0,1045	0,7463	0,7548
LUGLIO/AGOSTO	0,0931	0,1045	0,9027	0,8719
SETTEMBRE	0,0931	0,1045	0,8992	0,8658
OTTOBRE	0,0931	0,1045	0,8491	0,8214
NOV./DIC.	0,7529	0,7943	0,9116	0,8761

Tabella 6.3. Fattore di utilizzazione per i diversi mesi dell'anno.

7. VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DELL'ACCUMULO TERMICO SUGLI INDICI DI AUTOCONSUMO E DI AUTOSUFFICIENZA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per le differenti tipologie di sistema di accumulo termico studiato sono stati determinati gli effetti della gestione con accumulo sulla riduzione degli interscambi con la rete attraverso la valutazione degli indici di autoconsumo e di autosufficienza dell'impianto fotovoltaico.

Nel complesso si possono scrivere i seguenti bilanci di energia elettrica:

$$E_{FV} = E_{AC} + E_{CED} \quad (7.1)$$

$$E_{UT} = E_{AC} + E_{ACQ} \quad (7.2)$$

dove:

E_{FV} energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico contabilizzata al netto delle perdite;

E_{UT} energia elettrica complessivamente utilizzata dalle utenze del centro ricerche Sotacarbo;

E_{AC} quota dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico auto-consumata in situ;

E_{CED} quota dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico ceduta alla rete pubblica;

E_{ACQ} quota dell'energia elettrica utilizzata dal centro ricerche Sotacarbo acquisita dalla rete pubblica;

Dalla combinazione delle eq. (7.1) e (7.2) si ottiene:

$$E_{FV} - E_{UT} = E_{CED} - E_{ACQ} \quad (7.3)$$

ovvero

$$E_{FV} + E_{ACQ} = E_{CED} + E_{UT} \quad (7.4)$$

Ai fini della valutazione dei livelli di autoconsumo e di autosufficienza dell'impianto fotovoltaico si utilizzano due indici caratteristici, l'indice di autoconsumo I_{AC} , dato dal rapporto autoconsumo/produzione da fotovoltaico, e l'indice di autosufficienza I_{AS} , dato dal rapporto tra autoconsumo da fotovoltaico e consumo totale. Tali indici, sulla base delle precedenti relazioni di bilancio, sono pertanto espressi come segue:

$$I_{AC} = \frac{E_{AC}}{E_{FV}} = \frac{E_{FV} - E_{CED}}{E_{FV}} = 1 - \frac{E_{CED}}{E_{FV}} \quad (7.5)$$

$$I_{AS} = \frac{E_{AC}}{E_{UT}} = \frac{E_{UT} - E_{ACQ}}{E_{UT}} = 1 - \frac{E_{ACQ}}{E_{UT}} \quad (75.6)$$

Gli indici di autoconsumo e di autosufficienza sono stati determinati con riferimento ad ogni mese dell'anno e all'intera annualità considerando differenti sistemi di accumulo:

- soluzione base senza sistema di accumulo termico
- accumulo termico passivo con acqua e PCM (1° ciclo)
- accumulo termico passivo con acqua e PCM (3° ciclo)
- accumulo termico attivo diretto con acqua
- accumulo termico passivo con acqua e materiale solido

I risultati di questa analisi sono sintetizzati nelle figure 7.1 e 7.2 che riportano i valori medi mensili degli indici rispettivamente di autoconsumo e di autosufficienza per i casi considerati. Per quanto riguarda il sistema acqua - PCM si è fatto riferimento al solo terzo ciclo in quanto, come si vede nelle successive tabelle 7.1 e 7.2, i valori degli indici del primo e del terzo ciclo sono molto simili.

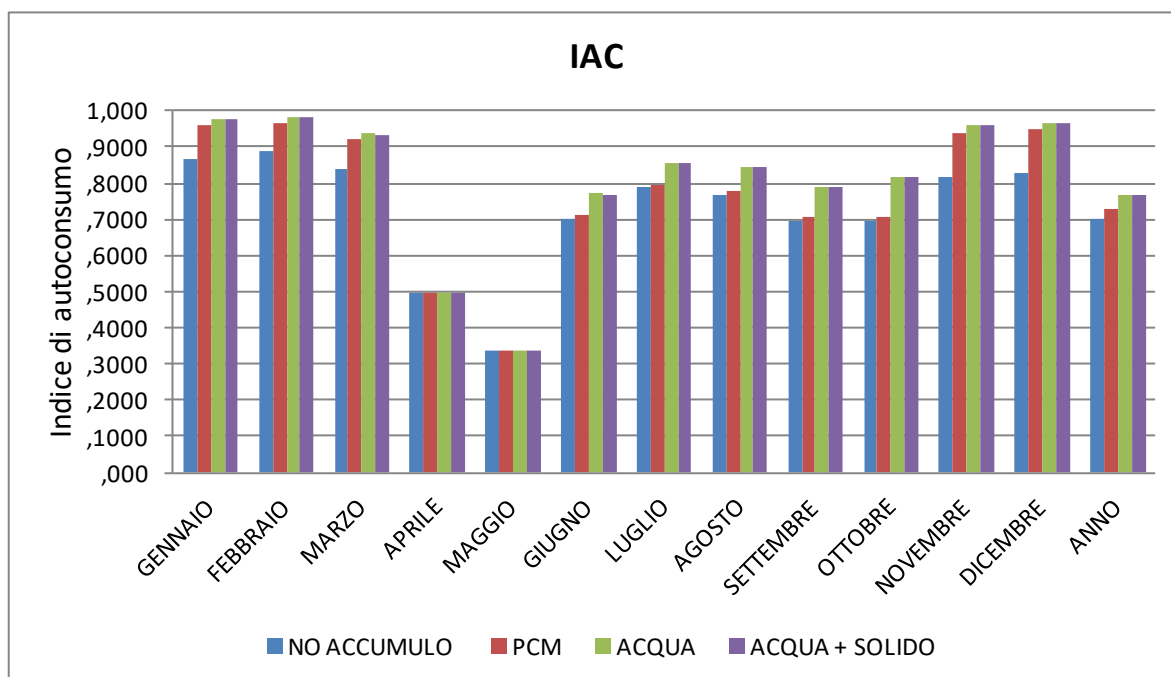


Figura 7.1 Indice di autoconsumo per i diversi mesi dell'anno e indice di autoconsumo annuale.

La Figura 7.1 mostra come l'indice di autoconsumo sia mediamente più alto nei mesi invernali (tra 0,8 e 0,9 nel caso base senza accumulo termico), quando la produzione dell'impianto fotovoltaico è inferiore e, quindi, le richieste energetiche del centro ricerche incidono maggiormente. Durante i mesi estivi invece l'elevata produzione dell'impianto fotovoltaico genera maggiori surplus energetici e l'indice di autoconsumo si attesta tra 0,70 e 0,80. Casi particolari sono i mesi di aprile e maggio, quando l'impianto di climatizzazione non è in funzione e pertanto si riducono notevolmente i consumi del centro, aumentando contestualmente la quota di energia prodotta da fotovoltaico che non è possibile auto-consumare e che quindi viene ceduta alla rete pubblica. In questi due mesi l'indice di autoconsumo si riduce a 0,50 (aprile) e a poco meno di 0,35 (maggio). L'introduzione del sistema di accumulo comporta sensibili benefici sull'indice di autoconsumo I_{AC} specialmente nei mesi invernali. Infatti I_{AC} subisce un incremento compreso tra 0,08 e 0,12 nel caso di accumulo con PCM e anche superiore a 0,14 nel caso di accumulo con acqua o acqua e materiale solido, in ragione della maggiore energia termica accumulabile nel serbatoio con questi sistemi. Il massimo valore attorno a 0,98 si ottiene a febbraio. Differenze molto marcate nel valore di I_{AC} tra i sistemi di accumulo in esame si riscontrano invece nei mesi estivi: infatti la piccola quantità di energia accumulabile nel sistema PCM, che in estate sfrutta solamente il calore sensibile, permette di incrementare I_{AC} di meno di 0,01. Invece, l'incremento è molto più marcato (0,06-0,08) per sistemi ad acqua e acqua e materiale solido, anche se notevolmente minore rispetto all'incremento che il sistema di accumulo assicura nei mesi invernali. Nei mesi estivi l'indice I_{AC} arriva sino a 0,86 (luglio) per il caso di sistema di accumulo con acqua ed è leggermente più basso per il sistema ad acqua e materiale solido. Con riferimento alla media annua il valore dell'indice I_{AC} cresce da 0,70 fino a 0,73 (acqua + PCM), 0,77 (acqua) e 0,77 (acqua più solido).

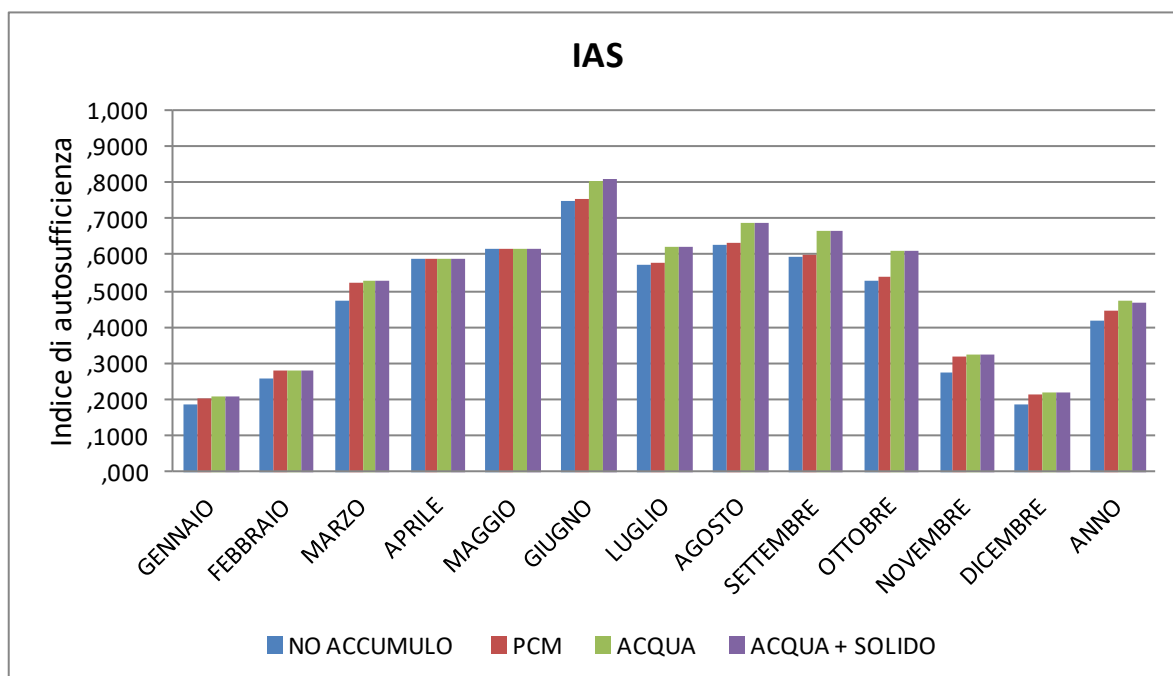


Figura 7.2 Indice di autosufficienza per i diversi mesi dell'anno e indice di autosufficienza annuale.

Nella figura 7.2 si riporta l'indice di autosufficienza I_{AS} . Al contrario di quanto accade per l'indice di autoconsumo, l'indice I_{AS} è ovviamente maggiore nei mesi estivi quando la maggiore produzione di

energia da fotovoltaico permette di soddisfare in maniera più significativa i consumi energetici del centro ricerche.

Nel caso base senza accumulo, il massimo valore di I_{AS} si ha a giugno (circa 0,75) quando un'elevata produzione di energia da fotovoltaico è accompagnata da consumi energetici del centro ricerche inferiori rispetto ad altri mesi (in particolare, i mesi invernali, luglio e agosto). Il valore dell'indice I_{AS} varia tra 0,57 e 0,63 negli altri mesi estivi da aprile a settembre, mentre in inverno tra dicembre e febbraio l'indice si riduce a valori tra 0,18 e 0,26.

L'introduzione del sistema di accumulo comporta dei benefici anche sull'indice di autosufficienza. In particolare, nei mesi estivi l'aumento arriva fino a circa 0,08-0,09 per il caso ad acqua e ad acqua e materiale solido (ottobre), mentre è molto inferiore (tra 0,005 e 0,01) nel caso di accumulo a PCM. Differenze meno marcate tra i differenti sistemi di accumulo si hanno nei mesi invernali quando l'aumento è compreso in un intervallo tra 0.02-0,025 (gennaio) e 0.045-0,5 (marzo). In particolare l'accumulo a PCM permette un incremento dell'indice I_{AS} minore di 0,005 rispetto agli altri due sistemi.

Le seguenti tabelle 7.1 e 7.2 riepilogano i risultati riportati nelle figure 7.1 e 7.2:

IAC	BASE SENZA	ACQUA + PCM	ACQUA + PCM	ACQUA	ACQUA + SOLIDO
	ACCUMULO	(1°CICLO)	(3°CICLO)		
GENNAIO	0,8683	0,9633	0,9625	0,9793	0,9784
FEBBRAIO	0,8871	0,9673	0,9667	0,9808	0,9801
MARZO	0,8396	0,9219	0,9229	0,9358	0,9350
APRILE	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972
MAGGIO	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342
GIUGNO	0,7030	0,7105	0,7105	0,7701	0,7693
LUGLIO	0,7873	0,7950	0,7950	0,8559	0,8551
AGOSTO	0,7671	0,7758	0,7758	0,8448	0,8439
SETTEMBRE	0,6963	0,7067	0,7067	0,7897	0,7886
OTTOBRE	0,6951	0,7091	0,7091	0,8140	0,8140
NOVEMBRE	0,8160	0,9384	0,9374	0,9590	0,9578
DICEMBRE	0,8256	0,9476	0,9466	0,9681	0,9670
ANNO	0,6990	0,7271	0,7270	0,7688	0,7682

Tabella 7.1. Indice di autoconsumo per i diversi mesi dell'anno e indice di autoconsumo annuale.

IAS	BASE SENZA	ACQUA + PCM	ACQUA + PCM	ACQUA	ACQUA + SOLIDO
	ACCUMULO	(1°CICLO)	(3°CICLO)		
GENNAIO	0,1836	0,2032	0,2035	0,2067	0,2063
FEBBRAIO	0,2554	0,2778	0,2783	0,2818	0,2813
MARZO	0,4746	0,5198	0,5216	0,5273	0,5262
APRILE	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911
MAGGIO	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144
GIUGNO	0,7483	0,7556	0,7563	0,8070	0,8074
LUGLIO	0,5736	0,5789	0,5792	0,6218	0,6206
AGOSTO	0,6278	0,6344	0,6349	0,6887	0,6872
SETTEMBRE	0,5924	0,6007	0,6013	0,6687	0,6666
OTTOBRE	0,5264	0,5364	0,5370	0,6129	0,6114
NOVEMBRE	0,2753	0,3155	0,3163	0,3226	0,3218
DICEMBRE	0,1862	0,2132	0,2135	0,2179	0,2174
ANNO	0,4201	0,4461	0,4468	0,4708	0,4700

Tabella 7.2. Indice di autosufficienza per i diversi mesi dell'anno e indice di autosufficienza annuale.

È appena il caso di osservare, in conclusione, che l'elevato valore dell'indice di autoconsumo unitamente a un modesto valore dell'indice di autosufficienza, in generale, è indicativo di un sottodimensionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto ai fabbisogni del centro ricerche Sotacarbo. In ogni caso, tuttavia, si ritiene significativo il contributo offerto dal sistema di accumulo termico alla migliore utilizzazione dell'impianto fotovoltaico.

8. CONCLUSIONI

Il progetto di ricerca in esame prevede lo studio di un sistema di accumulo di energia termica o frigorifera asservito all'impianto di climatizzazione del centro ricerche Sotacarbo sito in località Serbariu a Carbonia. Nel centro ricerche è infatti prevista l'installazione di un impianto fotovoltaico, le cui prestazioni sono riportate nel capitolo 1, e il sistema di accumulo termico ha lo scopo di incrementare gli autoconsumi della produzione da fonte rinnovabile attraverso l'azionamento differito delle pompe di calore asservite all'impianto di climatizzazione. In particolare, oggetto del presente progetto di ricerca è lo studio di un sistema passivo di accumulo ad acqua e materiale PCM incapsulato. Le prestazioni di tale sistema sono state inoltre confrontate con quelle di un sistema di accumulo a calore sensibile di tipo convenzionale ad acqua (accumulo diretto) e con un sistema passivo a termoclino con materiale solido (steatite) con una configurazione di tipo packed-bed.

Al fine di valutare l'integrazione ottimale del sistema di accumulo con l'impianto di produzione elettrica da fotovoltaico ed il sistema di climatizzazione sono stati analizzati nel dettaglio i profili di surplus e deficit elettrico del centro ricerche Sotacarbo. Durante le giornate festive la produzione prevista di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico eccederebbe generalmente le richieste del centro ricerche, mentre nelle giornate feriali l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico non sarebbe generalmente sufficiente per soddisfare i fabbisogni del centro. Questa situazione comporterebbe un significativo interscambio di energia elettrica con la rete pubblica, con una forte limitazione dell'autoconsumo. Il sistema di accumulo termico proposto permette pertanto di minimizzare gli scambi di energia elettrica con la rete pubblica e di incrementare l'autoconsumo. In particolare, si propone di utilizzare nei giorni feriali il surplus di energia accumulata nei giorni festivi (sabato e domenica). L'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico durante le giornate festive verrebbe utilizzata per azionare una pompa di calore con l'obiettivo di produrre energia termica (o frigorifera) da stoccare in un apposito sistema di accumulo e da utilizzare nelle giornate feriali. In particolare, lo studio ha rilevato come tra i possibili criteri di dimensionamento, l'accumulo invernale si faccia preferire, in quanto durante i mesi estivi è particolarmente complicato utilizzare l'energia frigorifera accumulata nel TES a causa dei ridotti deficit che caratterizzano la struttura, strettamente connessi all'elevata produzione dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema di accumulo è stato dimensionato con riferimento alla massima energia termica accumulabile nel weekend tipo invernale (circa 1370 kWh). Nell'ipotesi di utilizzare un sistema di accumulo basato su PCM, l'accumulo di una tale quantità di energia richiede un serbatoio di dimensioni pari a circa 45 m³, mentre dimensioni sensibilmente superiori sono richieste per l'accumulo ad acqua (circa 235 m³) e per l'accumulo di tipo passivo ad acqua con materiale solido (quasi 290 m³). La scelta del sistema di accumulo a PCM permetterebbe quindi di avere un volume del serbatoio anche 5-6 volte inferiore rispetto agli altri sistemi di accumulo studiati, con un evidente benefici in termini di spazi.

Le prestazioni del sistema di accumulo sono state inoltre valutate attraverso la valutazione di due indici caratteristici dell'impianto fotovoltaico: l'indice di autoconsumo e l'indice di autosufficienza. L'introduzione del sistema di accumulo comporta sensibili benefici sull'indice di autoconsumo, specialmente nei mesi invernali. Infatti, l'indice di autoconsumo (che senza accumulo termico vale 0,8-0,9 nei mesi invernali e 0,7-0,8 nei mesi estivi) subisce un incremento compreso tra 0,08 e 0,12 nel caso di accumulo con PCM e anche

superiore a 0,14 nel caso di accumulo con acqua o acqua e materiale solido, in ragione della maggiore energia termica accumulabile nel serbatoio con questi sistemi. L'introduzione del sistema di accumulo comporta dei benefici anche sull'indice di autosufficienza, che invece si caratterizza per valori inferiori (nel caso senza accumulo varia da 0,18 in pieno inverno a 0,75 a giugno) . Nei mesi estivi l'aumento arriva fino a circa 0,08-0,09 per il caso ad acqua e ad acqua e materiale solido (ottobre), mentre è molto inferiore (tra 0,005 e 0,01) nel caso di accumulo a PCM. Invece, differenze meno marcate si hanno nei mesi invernali, quando l'aumento è compreso in un intervallo tra 0.02-0,025 (gennaio) e 0.045-0,5 (marzo) per tutti e tre i differenti sistemi di accumulo.

Un possibile svantaggio della scelta del sistema a PCM è che, nell'ipotesi di dimensionamento per il funzionamento invernale, nei mesi estivi il serbatoio a PCM permette il recupero solamente di una minima frazione dell'energia teoricamente accumulabile durante il weekend, rendendo pertanto l'utilizzo del sistema integrato poco influente sulle prestazioni del sistema (fattore di carica e di utilizzazione pari a circa 0,1). Tuttavia, è importante sottolineare come, in estate, nelle ore centrali della giornata feriale, il deficit è nullo e anzi si registra addirittura un surplus che a giugno può superare anche i 30 kW. Pertanto nell'eventualità che, nei momenti di surplus energetico, il sistema di climatizzazione possa essere alimentato solamente dalla sola pompa di calore non integrata con il sistema di accumulo, la pompa di calore integrata potrebbe effettuare una nuova carica del TES, che potrebbe essere sfruttata per il raffrescamento nel tardo pomeriggio. Di conseguenza si potrebbe passare efficacemente da un accumulo a ciclo settimanale ad un accumulo a ciclo giornaliero. Ovviamente questa modalità di funzionamento andrebbe approfondita per valutarne la efficacia, ma questa analisi necessita di informazioni sulla ripartizione oraria dei consumi elettrici del centro ricerche tra le diverse utenze che al momento non sono disponibili.

In conclusione, la scelta del sistema di accumulo dipende essenzialmente dai limiti posti alle dimensioni del sistema dagli spazi disponibili e, ovviamente, dai costi sostenibili. Le dimensioni ideali del sistema possono, infatti, essere valutate solamente prevedendo un'analisi dettagliata dei costi, operativi e capitali, del sistema stesso e dei possibili risparmi dovuti all'accumulo di energia e al minor ricorso alle integrazioni dalla rete elettrica.

Va inoltre precisato che l'elevato valore dell'indice di autoconsumo unitamente a un modesto valore dell'indice di autosufficienza, in generale, è indicativo di un sottodimensionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto ai fabbisogni del Centro ricerche Sotacarbo. In ogni caso, tuttavia, si ritiene significativo il contributo offerto dal sistema di accumulo termico alla migliore utilizzazione dell'impianto fotovoltaico.

BIBLIOGRAFIA

- L.F. Cabeza. *Advances in Thermal Energy Storage Systems_ Methods and Applications*. Woodhead Publishing; 2014.
- L.F. Cabeza, A. Castell, C. Barreneche A. de Gracia, A.I. Fernández. Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, issue 3, 1675-1695.
- M. Cascetta, G. Cau, P. Puddu, F. Serra. A study of a packed-bed thermal energy storage device: test rig, experimental and numerical results. *Energy Procedia* 81 , 2015, 987–994.
- T. Crescenzi, M. Falchetta, A. Fontanella, E. Metelli, A. Miliuzzi, F. Spinelli, L. Sipione. Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia. ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile, 2016.
- Dincer, M.A. Rosen. *Thermal energy storage, systems and applications*. New York: Wiley; 2002.
- A.Gil, P. Arce, I. Martorell, M. Medrano, L.F. Cabeza. State of the art of high temperature storage in thermosolar Plants. Centre GREA Innovació Concurrent, 2010
- H. Mehling, L.F. Cabeza. *Heat and cold storage with PCM, An up to date introduction into basics and applications*. Springer; 2008.
- H. Singh, R.P. Saini, J.S. Saini, A review on packed bed solar energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 2010, 1059–1069.
- V. Tola, G. Cau, M. Cascetta, Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico. Relazione tecnica dell'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico. Piano Annuale di Realizzazione 2016. Progetto A "Riqualificazione di edifici con interventi di efficientamento energetica".
- Y.H. Zurigat, P.R. Liche, A.J. Ghajar. Influence of inlet geometry on mixing in thermocline thermal energy storage. *International Journal of Heat Mass Transfer* Vol 34, No. 1. Pp. 115-125, 1991
- Meteonorm, Version 6.0, Meteotest, Bern (CH), 2010,
<http://www.meteonorm.com>
- GEBA, Global Energy Balance Archive,
<http://www.geba.ethz.ch>
- World Meteorological Organization,
http://www.wmo.int/pages/prog/wcp/wcdmp/GCDS_1.php
- MeteoSwiss,
<http://www.meteoswiss.admin.ch/home.html?tab=overview>

APPENDICE A – MODELLO DI SIMULAZIONE E DI PREVISIONE DELLE PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

A.1 Prestazioni del modulo fotovoltaico

Le prestazioni del modulo fotovoltaico vengono caratterizzate univocamente mediante prove di laboratorio effettuate in specificate condizioni di riferimento (STC, Standard Test Conditions). In tal senso, per uno specifico prodotto il costruttore fornisce generalmente il valore della cosiddetta "potenza di picco" P_p , a cui corrisponde il rendimento di riferimento $\eta_{M_{RIF}}$ del modulo:

$$\eta_{M_{RIF}} = \frac{P_p}{A_M \cdot G_{RIF}} \quad (A.1)$$

con ovvio significato dei termini.

Le condizioni di riferimento STC si basano sulle seguenti specifiche:

- Radiazione solare globale di riferimento, $G_{RIF} = 1.000 \text{ W/m}^2$. Questo valore rappresenta approssimativamente la radiazione su una superficie normale, con sole alla sua massima altezza sull'orizzonte, a mezzogiorno, con atmosfera tersa, in corrispondenza degli equinozi di primavera e d'autunno. Esso è pertanto un mero valore di riferimento raramente riscontrabile nella realtà.
- Valore del cosiddetto "air mass coefficient", $AM = 1,5$. Il coefficiente AM è indicativo dello spessore dell'atmosfera; con sole allo zenit risulta approssimativamente $AM = 1$ all'equatore e nelle regioni tropicali, $AM = 1,5$ in Europa).
- Temperatura di riferimento della cella, $T_{RIF} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

La standardizzazione delle procedure di caratterizzazione delle prestazioni consente pertanto il confronto uniforme tra prodotti di diverse caratteristiche e di diversi costruttori.

Il rendimento effettivo η_M del modulo fotovoltaico può essere espresso in funzione del rendimento di riferimento mediante la relazione:

$$\eta_M = \eta_{M_{RIF}} \cdot [(1 - \beta \cdot (T_C - T_{RIF}))] \quad (A.2)$$

dove:

$\eta_{M_{RIF}}$ rendimento del modulo in condizioni di riferimento STC precedentemente definito;

β coefficiente di temperatura (di diminuzione della potenza per effetto della temperatura);
generalmente $\beta \cong 0,004 \div 0,005 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

T_C temperatura della cella;

T_{RIF} temperatura di riferimento della cella (25 °C).

La temperatura della cella dipende a sua volta dalle condizioni operative e può essere determinata mediante la relazione:

$$T_C = T_A + \frac{G}{G_N}(NOCT - T_N) \quad (\text{A.3})$$

dove:

T_A temperatura ambiente nelle effettive condizioni operative (°C);

G radiazione globale nelle effettive condizioni operative (W/m^2);

G_N radiazione in condizioni operative nominali ($G_N = 800 W/m^2$);

$NOCT$ temperatura della cella in condizioni operative nominali (*Nominal Operating Cell Temperature*);

T_N temperatura ambiente in condizioni operative nominali della cella ($T_N = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$).

I valori di β e $NOCT$, forniti dal costruttore insieme a P_p e ad altri parametri caratteristici (tensione a circuito aperto, corrente di corto circuito, tensione e corrente alla massima potenza, ecc.), esprimono, in sintesi, le caratteristiche costitutive del modulo, mentre la temperatura ambiente T_A e la radiazione G effettive, da cui dipende la temperatura della cella T_C , caratterizzano le condizioni operative.

A.2 Rendimento globale di generazione elettrica

Il rendimento effettivo dell'impianto fotovoltaico è minore del rendimento del modulo a causa delle perdite di diversa natura che incidono sull'energia prodotta e trasformata prima del punto di misura. Tali perdite possono essere fondamentalmente ricondotte a due distinte tipologie:

- perdite dell'inverter (perdite di trasformazione da corrente continua in corrente alternata);
- perdite varie.

Le perdite dell'inverter dipendono dalla tensione e dalla potenza in ingresso, aumentano all'aumentare della tensione in ingresso e sono minime per valori della potenza in ingresso intorno al 50% di quella

nominale. Di norma sono contenute entro valori del 2 ÷ 3% della potenza nominale per valori della potenza in ingresso maggiori del 30% di quella nominale.

Le perdite varie sono principalmente dovute:

- allo sporcamento dei moduli (~1%);
- ai collegamenti dei cavi all'inverter (1 ÷ 2%);
- ai collegamenti tra i moduli a I e V (3 ÷ 4%) e tendono ad adeguarsi al modulo peggiore;

In definitiva, per quanto sopra, il rendimento effettivo dell'impianto può essere espresso mediante la relazione:

$$\eta_{IFV} = \eta_M \cdot \eta_{INV} \cdot (1 - f_{PI}) \quad (A.4)$$

essendo:

η_{IFV} rendimento dell'impianto fotovoltaico;

η_{INV} rendimento dell'inverter;

f_{PI} fattore di perdita complessivo dell'impianto fotovoltaico, che tiene conto delle citate perdite di sporcamento dei moduli e dei collegamenti elettrici.

A.3 Il software Meteonorm®

Il codice "Meteonorm" [Meteonorm] è una piattaforma software per la generazione di accurati dati meteo-climatici, rappresentativi di un "anno tipo", in qualunque posizione geografica del pianeta. Esso è basato su sofisticati modelli di interpolazione che utilizzano i dati meteo-climatici rilevati da oltre 8.300 stazioni meteorologiche nel mondo e da 5 satelliti geostazionari nel corso di oltre 30 anni, facendo particolare riferimento ai dati del GEBA (Global Energy Balance Archive) dell'Institute for Climate and Atmospheric Sciences ETH (Politecnico federale di Zurigo) [Geba], del World Meteorological Organization (WMO/OMM) Climatological normals 1961-1990 [World Meteorological Organization] e del database di MeteoSwiss [MeteoSwiss].

A partire dalle banche dati di cui dispone, il software Meteonorm consente quindi di generare, per qualunque posizione geografica, i valori orari di tutte le grandezze meteo-climatiche di interesse costruendo, per mezzo dei suoi sofisticati modelli stocastici, serie storiche o serie di dati simulati coerenti con le serie storiche. Su tali basi, più specificamente, il software Meteonorm può fornire, in qualunque località, oltre 30 differenti parametri meteo climatici tra cui, in particolare, i parametri di radiazione solare, temperatura, umidità, precipitazione, giorni con precipitazione, velocità e direzione del vento, soleggiamento, di interesse per la progettazione e l'accurata valutazione delle prestazioni degli impianti solari.

A.4 Caratterizzazione meteo-climatica del sito Sotacarbo

L'impianto fotovoltaico che si prevede di realizzare presso il Centro Ricerche Sotacarbo (coordinate geografiche: 39°09'31"N, 8°30'39"E) sarà costituito da tre sezioni distinte di cui una ulteriormente ripartita in due sottosezioni come specificato nella tabella 1.1.

Sezione/sottosezione	Azimut (rispetto al sud)	Inclinazione (tilt pannelli)
Sezione su tetto piano (lato NORD)	-40°	9°
Sezione su tetto piano (lato SUD)	-40°	9°
Sezione su falda inclinata (sottosezione OVEST)	50	9°
Sezione su falda inclinata (sottosezione EST)	-130	9°

Tabella A.1. Sezioni e sottosezioni dell'impianto fotovoltaico Sotacarbo.

Il software Meteonorm è stato utilizzato per generare, per ogni sezione o sottosezione di impianto, le medie orarie di radiazione globale normale alla superficie ricevente e di temperatura ambiente per un intero "anno tipo".

Le distribuzioni annue delle medie orarie della temperatura ambiente e della radiazione globale normale alla superficie ricevente, ottenute mediante il software Meteonorm per le quattro sezioni/sottosezioni di impianto di cui in Tabella 1, sono sintetizzate rispettivamente nella figura 1.1 e nelle figure 1.2-1.4.

Il confronto delle figure 1.2-1.4 consente di evidenziare alcune caratteristiche peculiari delle diverse sezioni/sottosezioni di impianto, in particolare:

- I diagrammi della radiazione globale media oraria relativi alle due sezioni di impianto su tetto piano (lato NORD e lato SUD), figura 1.2, e su falda inclinata sottosezione OVEST, figura 1.3, sono molto simili poiché la loro esposizione, a parità di inclinazione, è pressoché simmetrica rispetto alla direzione SUD, con angoli di Azimut rispettivamente pari a -40° (esposizione a sud-est) e +50° (esposizione a sud-ovest). Un semplice esame visivo delle figure 1.2 e 1.3 non consente di valutare quale delle due sia caratterizzata da una maggiore produttività specifica. Tuttavia, l'integrazione numerica della radiazione oraria generata da Meteonorm fornisce una produttività specifica delle sezioni lato NORD e lato SUD (esposte a sud-est) pari a circa 243 kWh/(m²-anno) e una produttività specifica della sottosezione OVEST (esposta a sud-ovest) pari a circa 240 kWh/(m²-anno).
- Il diagramma della radiazione globale media oraria relativo alla sottosezione EST, figura 1.4, evidenzia invece valori mediamente inferiori della radiazione solare e presenta escursioni più marcate tra i periodi invernale ed estivo. Ciò a causa della sua esposizione meno favorevole (esposizione a nord-est con angolo di Azimut pari a -130°). In questo caso l'integrazione numerica della radiazione oraria generata da Meteonorm fornisce una produttività specifica sensibilmente inferiore e pari a circa 220 kWh/(m²-anno).

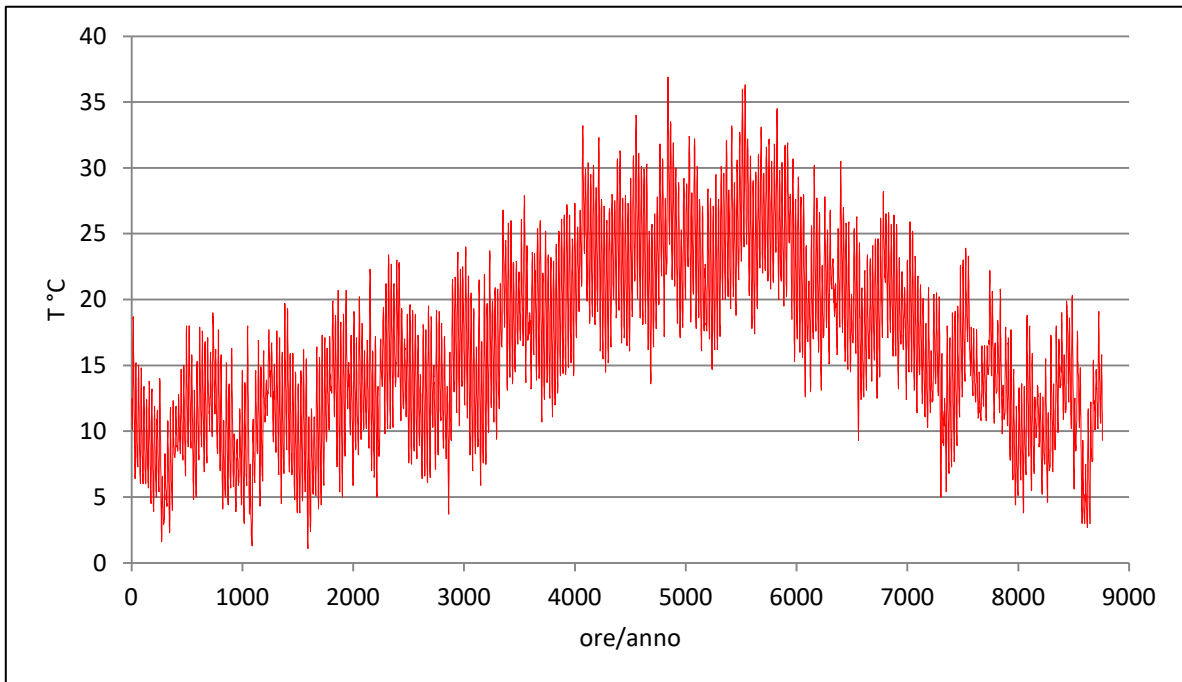


Figura A1.1. Distribuzione annua della temperatura ambiente media oraria.

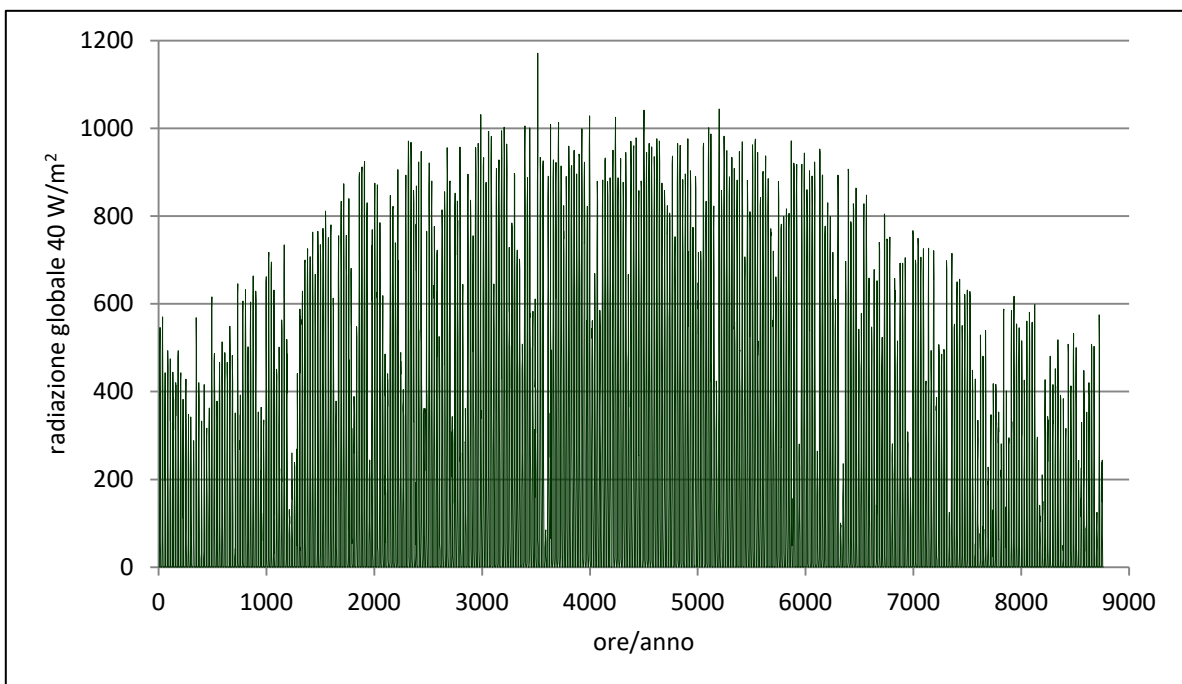


Figura A1.2. Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.
Sezioni di impianto su tetto piano (lato NORD e lato SUD) - Azimut=-40°

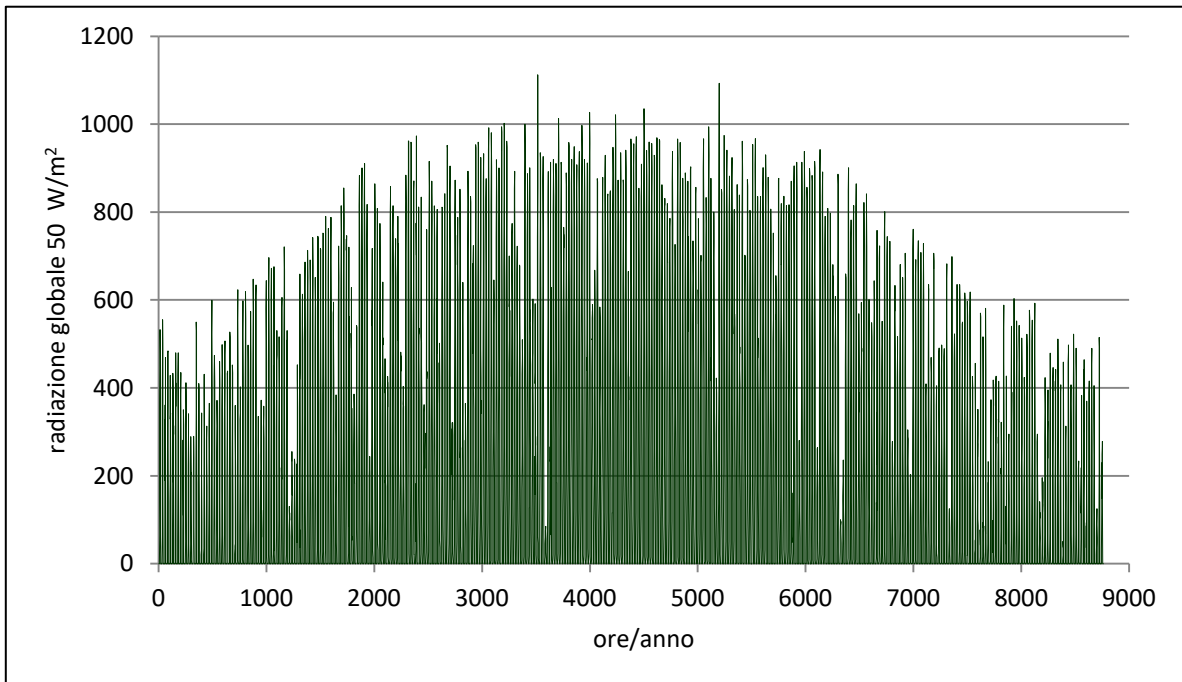


Figura A1.3. Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione OVEST) - Azimut=+50°

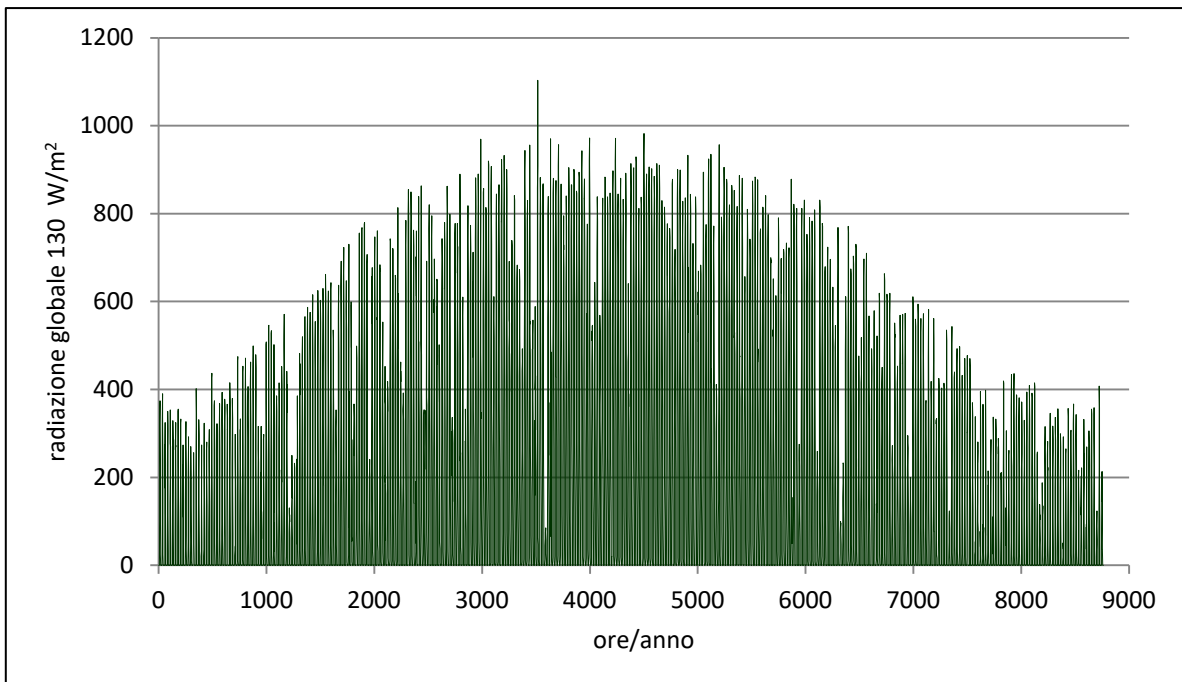


Figura A1.4. Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione EST) - Azimut=-130°

APPENDICE B – MODELLO DI SISTEMA A TERMOCLINO

Per ciascuno dei sistemi di accumulo termico a termoclino (attivo ad acqua e passivo ad acqua e materiale solido) è stato realizzato uno specifico modello di simulazione numerica sviluppato in ambiente Matlab-Simulink.

In particolare, il modello sviluppato per il sistema passivo (con letto di materiale solido) è un modello non stazionario monodimensionale (1-D) a due equazioni (LTNE), che implica il calcolo delle temperature della fase fluida e solida separatamente. Il modello consente di prevedere il comportamento termico del letto poroso lungo l'asse di simmetria considerando uniforme la distribuzione di temperatura in senso radiale. Il letto poroso viene considerato omogeneo e isotropo. Nella tabella 3.1 sono riportate le caratteristiche termo-fisiche del materiale adoperato (si è fatto riferimento alla steatite).

Per la modellazione è stato considerato un diametro medio delle particelle pari a 30 mm e un grado di vuoto ϵ pari a 0,4 (spazio disponibile per il fluido rispetto al volume totale).

densità ρ_s (kg/m ³)	calore specifico c_s (J/kg·K)	conducibilità termica (W/m·K)
2.680	1.068	2,5

Tabella 3.1: Parametri termo-fisici della steatite.

Le equazioni di seguito proposte sono riferite rispettivamente alla fase fluida e a quella solida [Cascetta e al.]:

$$\epsilon(\rho c)_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + (\rho c)_f u_D \frac{\partial T_f}{\partial x} = (k_f)_{eff} \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_s - T_f) \quad (B.1)$$

$$(1 - \epsilon)(\rho c)_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = (k_s)_{eff} \frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_f - T_s) \quad (B.2)$$

dove:

- ρ densità (kg/m³);
- c calore specifico (J/(kg · K));
- ϵ grado di vuoto;
- T temperatura assoluta (K);
- t tempo (s);
- x ascissa corrente (m);

- u_D velocità media del fluido all'interno del serbatoio (m/s);
 $(k)_{eff}$ conducibilità termica effettiva ($W/m \cdot K$);
 h_{sf} coefficiente di scambio termico convettivo tra le fasi fluida e solida ($W / (m^2 \cdot K)$);
 α_{sf} coefficiente di superficie specifica del letto poroso (m^{-1})
 f, s pedici riferiti rispettivamente al fluido e al solido.

La conducibilità termica $k_{s,eff}$ effettiva del solido tiene conto della porosità del letto. Il coefficiente di scambio termico convettivo h_{sf} dipende principalmente dal numero di Nusselt e dal numero di Biot. In particolare, il numero di Nusselt viene calcolato per mezzo della eq. 3.3, secondo una correlazione basata su confronti sperimentali di letteratura valida per un numero di Re_p fino a 8.500:

$$Nu = 2.0 + 1.1Pr^{1/3}Re_p^{0.6} \quad (B.3)$$

mentre il numero di Re_p viene definito come segue:

$$Re_p = \frac{\rho_f u_D d_p}{\mu_f} \quad (B.4)$$

dove d_p è il diametro delle particelle di materiale solido.

Nel caso di sistema a semplice accumulo ad acqua si ha un serbatoio in cui l'acqua calda proveniente dalla pompa di calore viene immessa all'interno del serbatoio tramite due attacchi laterali posizionati in prossimità della sommità e sul fondo del serbatoio. Il comportamento di un sistema di questo tipo può essere descritto mediante una equazione analoga all'equazione (3.2), con l'aggiunta di un parametro che tiene conto della diffusività [Zurigat e al.]:

$$\rho c \frac{\partial T_f}{\partial t} = -Gc \frac{\partial T_f}{\partial x} + k\delta_{eff} \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} \quad (B.5)$$

dove il termine G è il flusso di massa ($kg/s \cdot m^2$) e il parametro δ_{eff} è un fattore di diffusività effettiva e tiene conto dell'effetto della miscelazione dell'acqua. Questo parametro assume diversi valori in funzione della tipologia di ingresso, dipende dai numeri di Reynolds e Richardson, e il suo valore è pari a uno nel caso di flussi laminari. Nel caso di flussi turbolenti, che di fatto enfatizzano la diffusione termica molecolare, il suo valore è molto maggiore di uno in prossimità dell'ingresso del fluido per decrescere in modo iperbolico fino all'unità con l'aumentare della distanza dall'imbocco del serbatoio. La tipologia di ingresso scelta per il fluido (attacchi laterali) non è la più vantaggiosa dal punto di vista della stratificazione, per esempio sarebbe più conveniente l'ingresso nel serbatoio con una tubazione ripiegata verso le estremità, ma viste le

dimensioni del serbatoio ipotizzate per il seguente studio si è preferito considerare una soluzione di più facile realizzazione.