

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"*  
*Sub-obiettivo a.3 "Monitoraggio e analisi dei consumi energetici"*

## **Sviluppo di un sistema innovativo di accumulo termico**

Vittorio Tola, Giorgio Cau, Mario Cascetta

### **PREMESSA**

L'obiettivo generale del progetto 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 lo studio, finalizzato alla realizzazione, di un sistema di accumulo energetico che consenta la riduzione degli interscambi con la rete pubblica di energia elettrica prodotta dall'impianto con il contestuale incremento della quota di autoconsumo.

In linea di principio tale obiettivo dovrà essere perseguito mediante l'integrazione dell'impianto di climatizzazione esistente con un sistema di accumulo di energia termica (TES, Thermal Energy Storage) da utilizzare 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. Ciò, ovviamente, nei limiti consentiti dagli altri fabbisogni elettrici e dalla stagionalità della produzione e dei consumi, con i seguenti benefici e implicazioni:

- incremento della quota di autoconsumo e conseguente riduzione degli interscambi con la rete elettrica esterna;
- riduzione degli interventi di fermata e di avviamento delle pompe di calore esistenti 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;
- la presenza di un sistema TES di adeguate caratteristiche e dimensioni può produrre benefici anche in caso di alimentazione delle pompe di calore con energia elettrica prelevata dalla rete esterna che possono operare svincolate dall'utenza in fasce orarie di minore costo.

Aspetto centrale del progetto di ricerca proposto è lo studio concettuale di un sistema di accumulo termico non convenzionale a letto di materiale solido a basso costo basato sul principio del termoclino e il suo confronto con un sistema di accumulo ad acqua di tipo convenzionale.

Il progetto di ricerca proposto si è sviluppato secondo le seguenti fasi e attività:

**1. Valutazione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico.** Mediante il software "Meteonorm" di previsione stocastica dei dati meteo-climatici sono state generate 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.

A partire dai dati generati dal software Meteonorm è stata quindi effettuata, con definizione oraria, una stima della produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico il cui comportamento in funzione dei dati meteo-climatici è stato simulato mediante un modello numerico appositamente sviluppato. Questa attività è stata svolta in stretto coordinamento con il progetto di ricerca intitolato "Sviluppo di un modello di *micro-grid* per la gestione ottimale di un sistema di produzione di energia mediante sonda geotermica" svolto parallelamente al presente progetto.

**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 di cui al punto precedente, si è ricostruito per ciascun mese dell'anno un giorno tipo medio mensile, determinando l'andamento della produzione media oraria stimata di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

Attraverso l'analisi dei consumi elettrici del centro ricerche Sotacarbo, misurati ogni quarto di ora, è stato inoltre possibile valutare i consumi orari della struttura in ciascun giorno dell'anno. Procedendo analogamente alla stima della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico, è stato pertanto possibile valutare, per ogni mese dell'anno, i consumi elettrici orari medi mensili di una giornata tipo feriale e di una festiva, attraverso la media dei consumi orari di ogni giornata feriale e festiva del mese.

Dalle analisi della produzione elettrica da fotovoltaico e dei consumi elettrici è emerso come nelle giornate festive si abbia generalmente un surplus di produzione di energia elettrica rispetto ai fabbisogni del centro ricerche, mentre nei giorni feriali si abbia un deficit di energia, situazione che comporta un significativo interscambio di energia elettrica con la rete pubblica.

È quindi emersa l'opportunità di utilizzare in modo conservativo l'energia elettrica prodotta in eccesso durante le giornate festive, quando gli assorbimenti elettrici del centro ricerche sono minimi, in modo da ridurre l'interscambio con la rete pubblica. L'eccedenza di produzione elettrica, infatti può essere efficacemente utilizzata per alimentare la pompa di calore dell'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 della pompa di calore quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è insufficiente a coprire i fabbisogni.

**3. Sviluppo dei modelli numerici di simulazione e di previsione delle prestazioni del sistema 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 numerica tempo-dipendente del sistema TES innovativo, di tipo passivo con letto di materiale solido, a partire dalla rielaborazione di un modello già

disponibile realizzato per lo studio di sistemi TES operanti con fluido termovettore gassoso e validato sperimentalmente presso i laboratori del DIMCM. Il modello in parola consente di prevedere l'evoluzione temporale della distribuzione in direzione assiale del profilo di temperatura (termoclino) all'interno del TES durante le fasi di carica e scarica. Esso costituisce pertanto 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 definizione dei criteri di gestione e per la valutazione delle prestazioni del sistema integrato pompa di calore-TES e del sistema esteso termico-fotovoltaico. Insieme al modello di accumulatore innovativo è stato anche sviluppato il modello di simulazione di un accumulatore convenzionale, senza cioè l'utilizzo di un materiale solido di riempimento, al fine di un confronto delle due soluzioni, convenzionale e innovativa.

#### **4. Sviluppo, dimensionamento e analisi delle prestazioni dei sistemi di accumulo di energia termica.**

Sulla base delle valutazioni effettuate e delle risultanze emerse nel corso dell'analisi dei profili di carico e di produzione elettrica da fotovoltaico di cui al precedente punto 2, sono stati sviluppati e confrontati diversi sistemi di accumulo, dimensionati sulla base di differenti specifiche di progetto. Il volume del serbatoio di accumulo è stato perciò dimensionato con riferimento ai seguenti aspetti:

- Disponibilità di energia elettrica in eccedenza nel periodo estivo, con riferimento al giorno festivo "tipo" del mese di giugno. In questo caso sono state analizzate due differenti soluzioni:
  - massimo sfruttamento dell'energia elettrica disponibile in eccedenza nei due giorni consecutivi di un weekend;
  - sfruttamento dell'energia elettrica disponibile in eccedenza limitato ad un solo giorno, pari quindi alla metà del caso precedente, in ordine alle eccessive dimensioni del sistema di accumulo della soluzione precedente sia per quanto riguarda l'ingombro, sia per quanto riguarda il limitato utilizzo nel periodo invernale.
- Disponibilità di energia elettrica in eccedenza nel periodo invernale, con riferimento al giorno festivo "tipo" del mese di gennaio. In questo caso, essendo l'eccedenza di energia elettrica molto minore rispetto a quella estiva, il suo sfruttamento è esteso ai due giorni consecutivi del weekend.
- Il dimensionamento preliminare è stato effettuato considerando serbatoi di accumulo di forma cilindrica con valori del rapporto altezza/diametro (aspect ratio) variabili da 1 a 4 a parità di volume. La scelta finale è stata successivamente rivolta a serbatoi con aspect ratio unitario in virtù della loro maggiore compattezza.
- Sono state considerate due diverse tipologie di accumulo entrambe utilizzando l'acqua come fluido termo-vettore:
  - accumulatore innovativo di tipo passivo con serbatoio riempito con letto di materiale solido granulare;
  - accumulatore convenzionale di tipo attivo diretto che utilizza la sola acqua come fluido termo-vettore e mezzo di accumulo.

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

Per tutte le configurazioni esaminate sono stati infine valutati alcuni indici globali di prestazione del sistema di accumulo relativamente alle fasi di carica e scarica (fattore di carica e fattore di scarica) e al processo ciclico di carica e scarica (fattore di utilizzazione del sistema di accumulo) determinati con riferimento a ciascun mese dell'anno e all'intera annualità nei casi di dimensionamento estivo e di dimensionamento invernale.

**5. Valutazione degli effetti dell'accumulo termico sugli indici di autoconsumo e di autosufficienza dell'impianto fotovoltaico.** Sono stati infine valutati 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. Tali effetti sono stati valutati attraverso l'esame di due indici caratteristici del "prosumer", l'indice di autoconsumo e l'indice di autosufficienza, determinati con riferimento a ciascun mese dell'anno e all'intera annualità nei casi di dimensionamento estivo e di dimensionamento invernale del sistema di accumulo termico e considerando differenti configurazioni del sistema integrato:

- soluzione base senza sistema di accumulo termico
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso ideale)
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso con mescolamento)
- accumulo termico passivo con acqua e materiale solido

## 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).

Infatti, 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:

$\eta_M$  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  $\eta_M$  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.

Nel seguito vengono brevemente descritti i modelli sviluppati allo scopo e i procedimenti adottati per la valutazione previsionale delle prestazioni dell'impianto.

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

### 1.1.1 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:

$$\eta_{M_{RIF}} = \frac{P_p}{A_M \cdot G_{RIF}} \quad (1.2)$$

con ovvio significato dei termini.

Le condizioni di riferimento STC si basano sulle seguenti specifiche:

- Radiazione solare globale di riferimento,  $G_{RIF} = 1000 \text{ W/m}^2$ . 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  $\eta_M$  del modulo fotovoltaico può essere espresso in funzione del rendimento di riferimento mediante la relazione:

$$\eta_M = \eta_{M_{RIF}} \cdot [(1 - \beta \cdot (T_C - T_{RIF}))] \quad (1.3)$$

dove:

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

$\beta$  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:

$$T_C = T_A + \frac{G}{G_N}(NOCT - T_N) \quad (1.4)$$

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 ( $G_N = 800 \text{ } W/m^2$ );

$NOCT$  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  $\beta$  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.

### 1.1.2 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  $2 \div 3\%$  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 ( $\sim 1\%$ );
- ai collegamenti dei cavi all'inverter ( $1 \div 2\%$ );
- ai collegamenti tra i moduli a I e V ( $3 \div 4\%$ ) e tendono ad adeguarsi al modulo peggiore;

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

$$\eta_{IFV} = \eta_M \cdot \eta_{INV} \cdot (1 - f_{PI}) \quad (4.11)$$

essendo:

$\eta_{IFV}$  rendimento dell'impianto fotovoltaico;

$\eta_{INV}$  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.

## 1.2. Modello stocastico di simulazione meteo-climatica

La valutazione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico viene qui effettuata attraverso un approccio più rigoroso e dettagliato rispetto ai procedimenti solitamente adottati per il dimensionamento commerciale, generalmente basati sui valori della radiazione globale (e della temperatura) giornaliera media mensile, cioè su un unico valore medio giornaliero costante su base mensile (dati climatici UNI 10349). 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®" [1], di cui nel seguito si fornisce una sintetica descrizione.

### 1.2.1 Il software Meteonorm®

Il codice "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) [2], del World Meteorological Organization (WMO/OMM) Climatological normals 1961-1990 [3] e del database di MeteoSwiss [4].

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.

### 1.2.2 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°

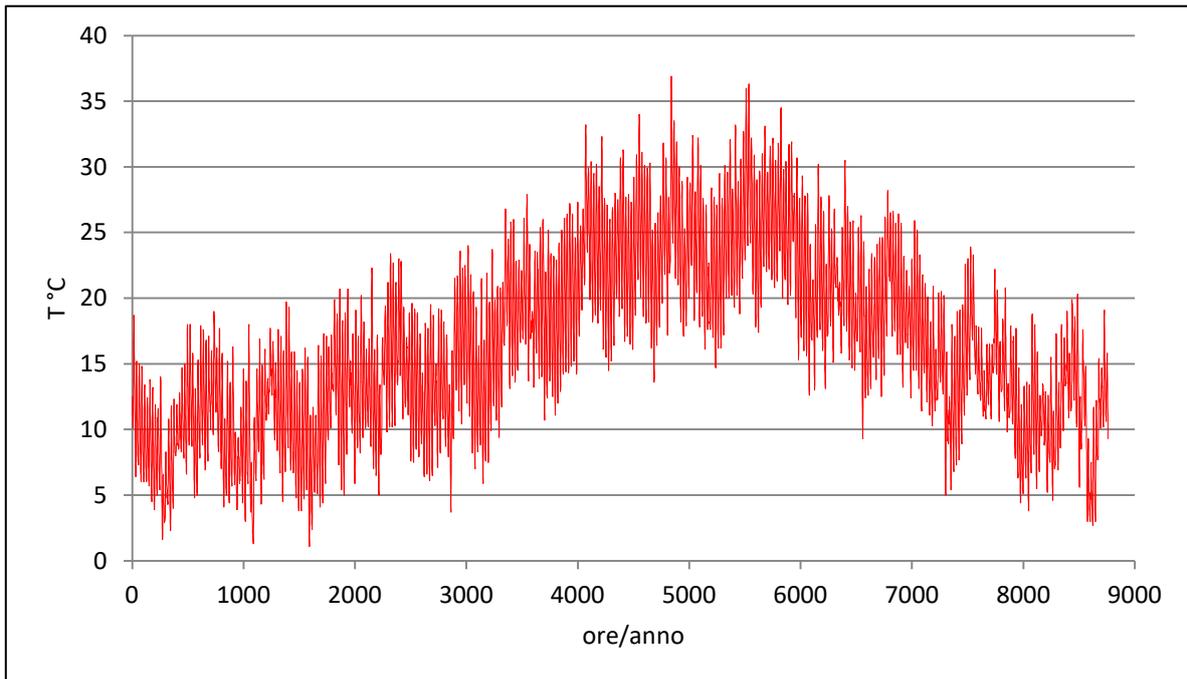
**Tabella 1.1.** Sezioni e sottosezioni dell'impianto fotovoltaico Sotacarbo.

Il software Meteonorm è stato quindi 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".

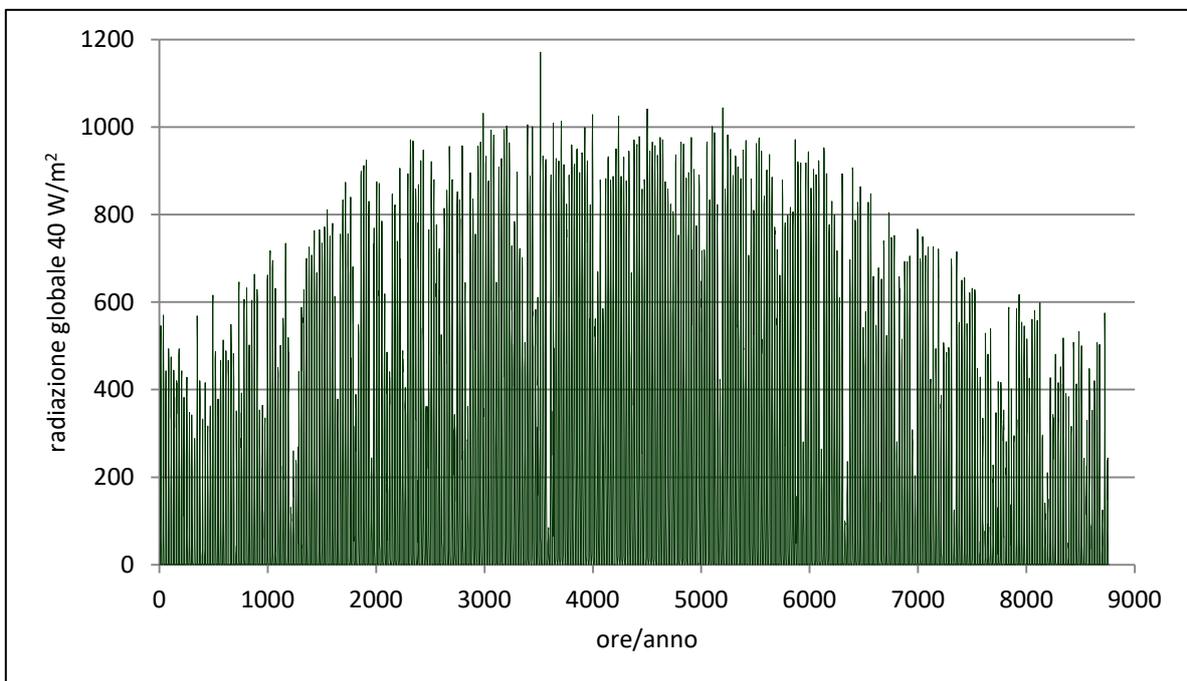
Le distribuzioni annue delle medie orarie della temperatura ambiente e della radiazione globale normale alla superficie ricevente, ottenute mediante il software Meteonorm per le quattro sezioni/sottosezioni di impianto di cui in Tabella 1, sono sintetizzate rispettivamente nella figura 1.1 e nelle figure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

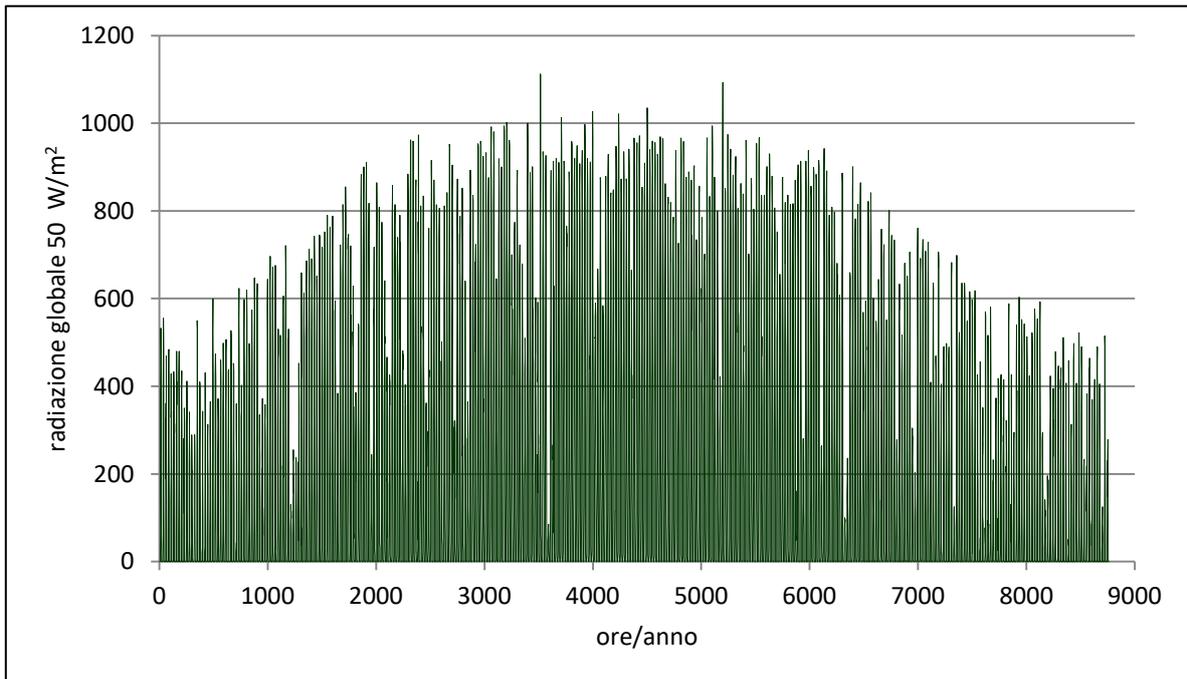
- I diagrammi della radiazione globale media oraria relativi alle due sezioni di impianto su tetto piano (lato NORD e lato SUD), figura 1.2, e su falda inclinata sottosezione OVEST, figura 1.3, sono molto simili poiché la loro esposizione, a parità di inclinazione, è pressoché simmetrica rispetto alla direzione SUD, con angoli di Azimut rispettivamente pari a  $-40^\circ$  (esposizione a sud-est) e  $+50^\circ$  (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  $243 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{anno})$  e una produttività specifica della sottosezione OVEST (esposta a sud-ovest) pari a circa  $240 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{anno})$ .
- 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  $-130^\circ$ ). In questo caso l'integrazione numerica della radiazione oraria generata da Meteonorm fornisce una produttività specifica sensibilmente inferiore e pari a circa  $220 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{anno})$ .



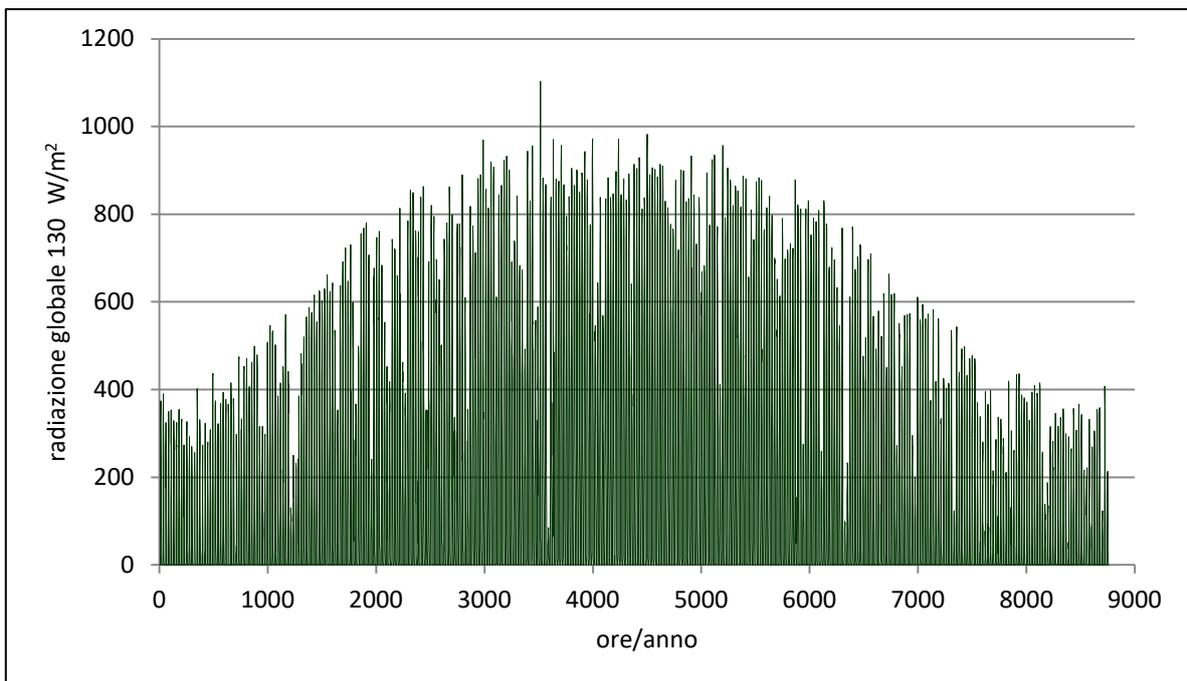
**Figura 1.1.** Distribuzione annua della temperatura ambiente media oraria.



**Figura 1.2.** Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.  
Sezioni di impianto su tetto piano (lato NORD e lato SUD) - Azimut=-40°



**Figura 1.3.** Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.  
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione OVEST) - Azimut=+50°



**Figura 1.4.** Distribuzione annua della radiazione globale normale media oraria.  
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione EST) - Azimut=-130°

### 1.3. Simulazione e previsione delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico

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

Poiché l'impianto fotovoltaico non è stato ancora realizzato si è fatto riferimento a un prodotto commerciale che presenta le caratteristiche sintetizzate in tabella 1.2.

<b>MODULO FOTOVOLTAICO IN SILICIO POLICRISTALLINO</b>			
<b>Dati Elettrici (STC)</b>			
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	$\eta_M$		16,40
<b>Dati Elettrici (NOCT)</b>			
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
<b>Valori limite</b>		<b>Dati meccanici</b>	
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 <sup>2</sup>	Spessore (mm)	40
Temperature estreme (°C)	-40 ÷ +90	Peso (kg)	19,5
<b>Coefficiente di temperatura</b>		<b>Superficie ricevente</b>	
Potenza $P_{mpp}$	-0,42 % °C <sup>-1</sup>	Altezza (mm)	1.600
Tensione $V_{oc}$	-0,30 % °C <sup>-1</sup>	Larghezza (mm)	942
Corrente $I_{sc}$	+0,04 % °C <sup>-1</sup>	N. celle	60

**Tabella 1.2.** Caratteristiche funzionali e costruttive del modulo fotovoltaico.

Per quanto riguarda i fattori di perdita si stabilisce inoltre quanto segue:

- 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 1.5-1.12.

La tabella 1.3 riporta, in particolare, i valori della potenza nominale e delle potenze nette massima e media, totali e specifiche, il rendimento medio del modulo e della sezione/sottosezione di impianto, la produzione annua netta di energia totale e specifica.

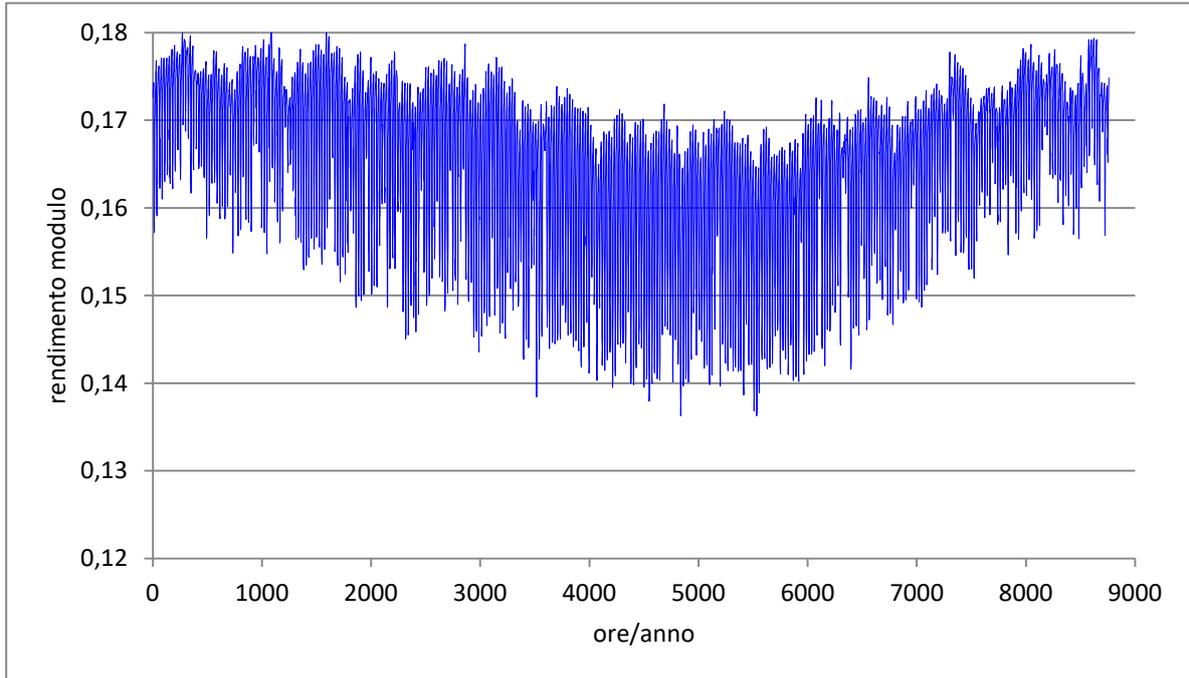
Le figure 1.5-1.6 riportano invece rispettivamente i valori medi del rendimento del modulo e dell'impianto, mentre le figure 1.7-1.10 riportano la potenza netta media oraria delle singole sezioni/sottosezioni di impianto (figure 1.7-1.9) e dell'impianto complessivo (figura 1.10).

I rendimenti del modulo e delle diverse sezioni di impianto (figure 1.5-1.6) sono praticamente gli stessi per ciascuna sezione/sottosezione di impianto, poiché il rendimento del modulo dipende solamente, come precedentemente osservato, dalla temperatura ambiente e, attraverso la temperatura della cella, dalla 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) e pertanto il rendimento del modulo è praticamente lo stesso per tutte le sezioni/sottosezioni di impianto. 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.

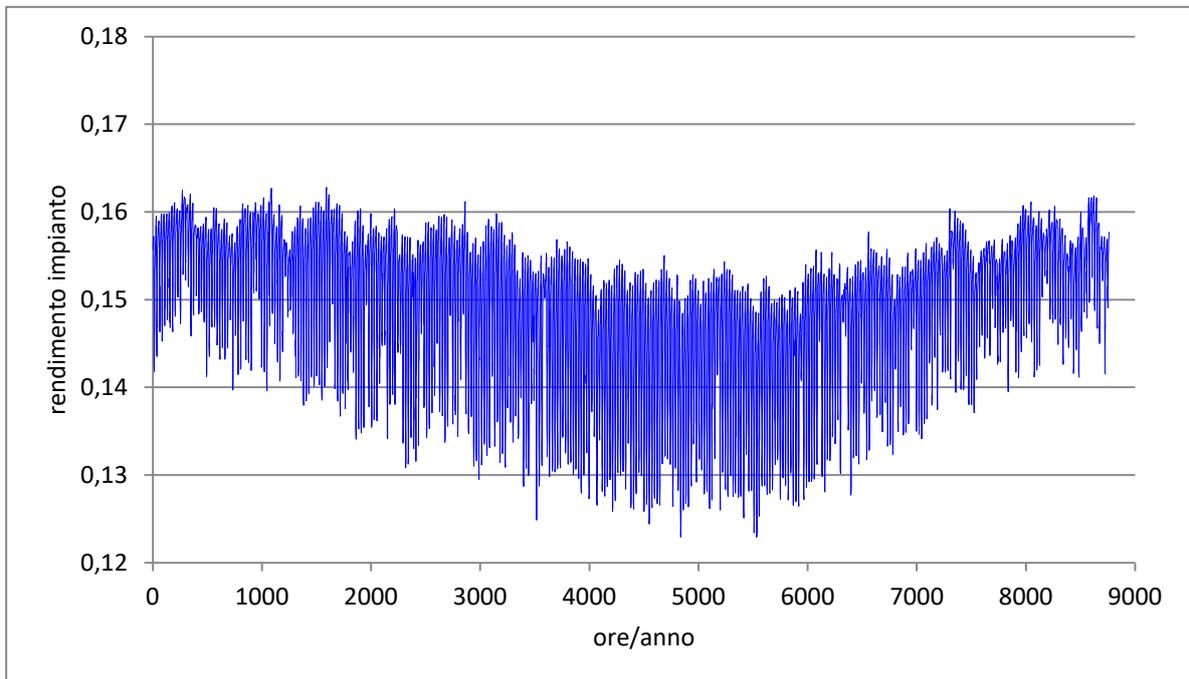
	Tetto piano lati NORD e SUD	Falda inclinata sottosez. OVEST	Falda inclinata sottosez. EST	Impianto complessivo
Esposizione (Azimut)	sud-est (-40°)	sud-ovest (+50°)	nord-est (-130°)	---
N. moduli	180	72	72	324
Superficie netta di raccolta (m <sup>2</sup> )	271,3	108,5	108,5	488,3
Potenza nominale (kW)	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 <sup>2</sup> )	179,1	179,1	179,1	179,1
Potenza specifica netta massima (W/m <sup>2</sup> )	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 <sup>2</sup> ·anno))	242,8	240,0	219,9	237,10

(\*) nel mese di maggio

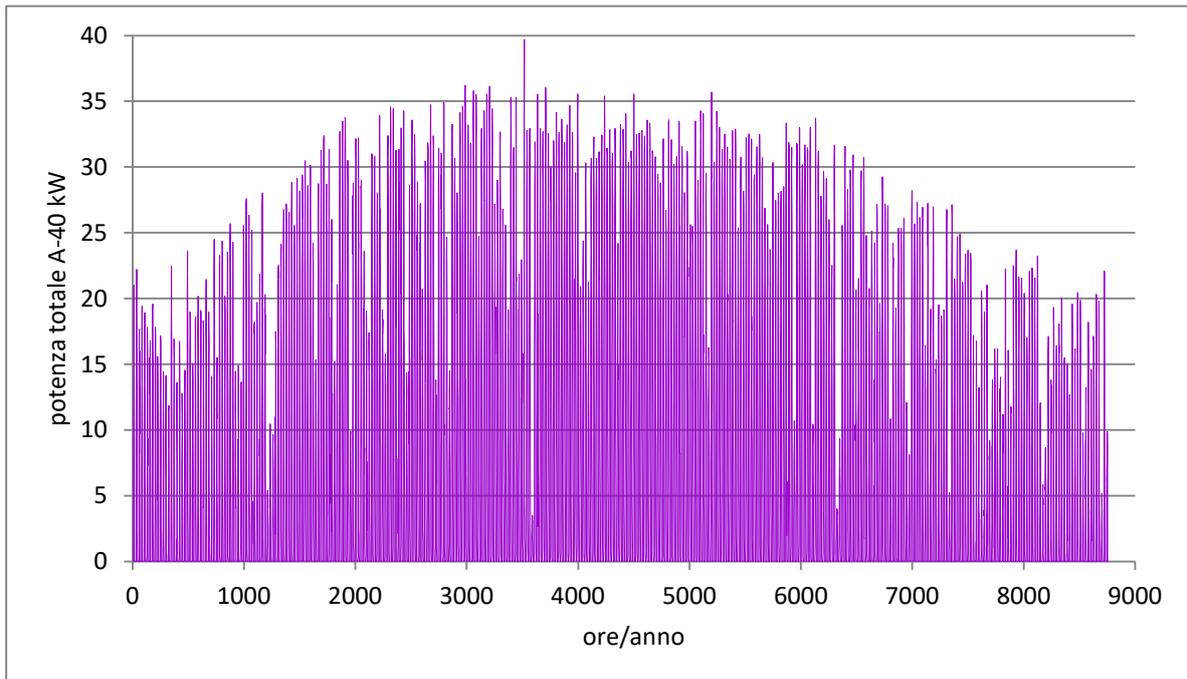
**Tabella 1.3.** Caratteristiche costitutive, potenze, rendimenti ed energia prodotta delle diverse sezioni/sottosezioni di impianto e dell'impianto complessivo.



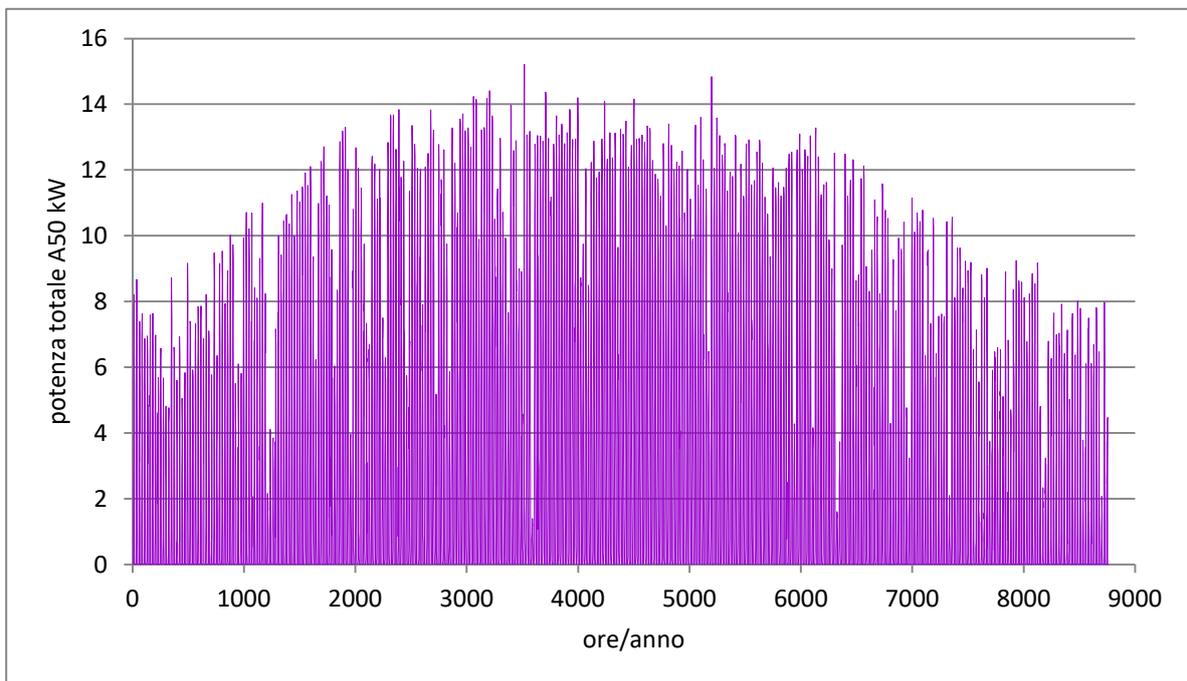
**Figura 1.5.** Distribuzione annua del rendimento medio orario del modulo.



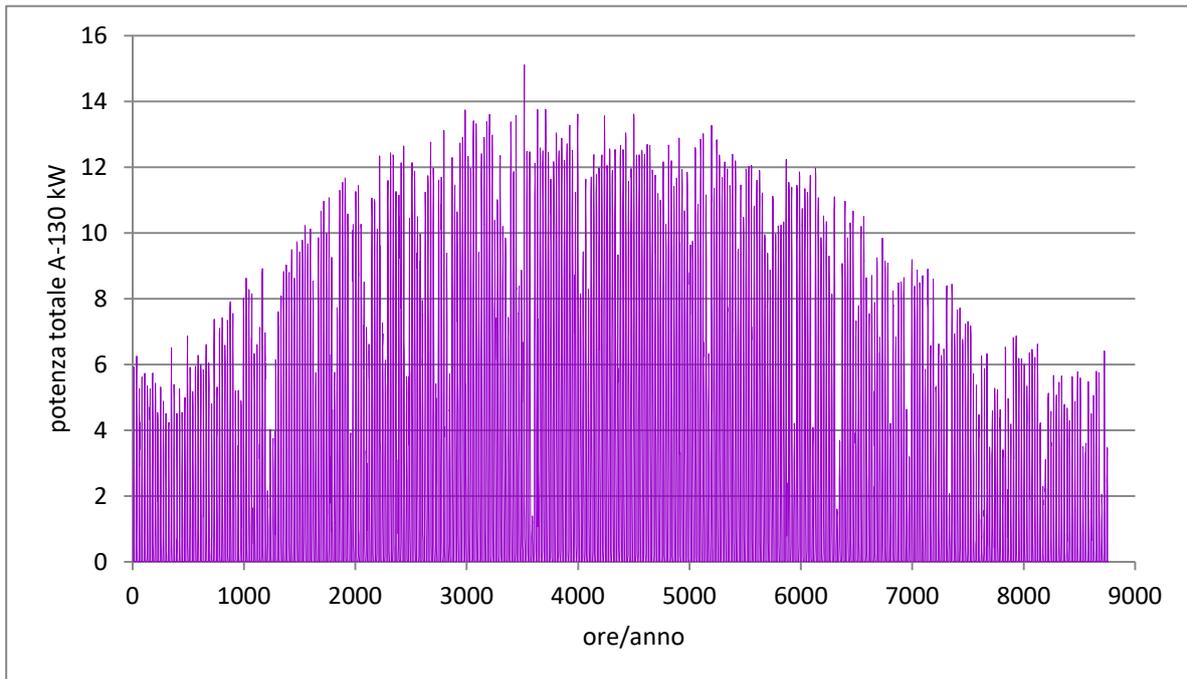
**Figura 1.6.** Distribuzione annua del rendimento medio orario dell'impianto.



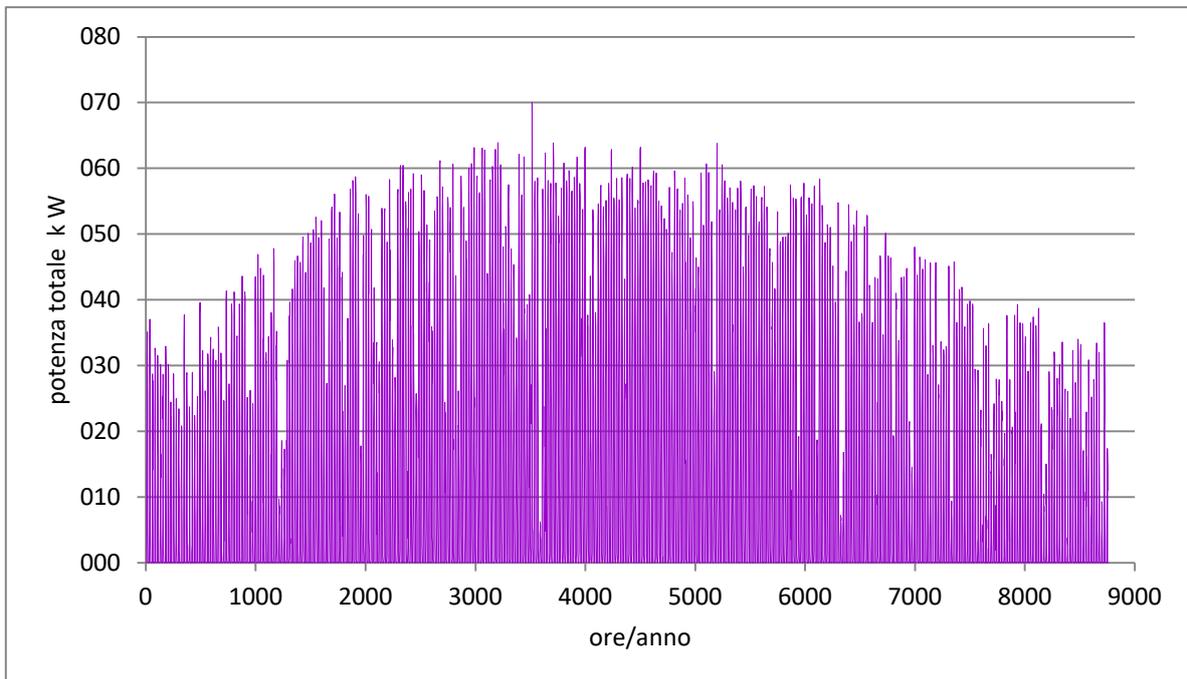
**Figura 1.7.** Distribuzione annua della potenza netta media oraria.  
Sezione di impianto su falda inclinata (sezione NORD-.SUD) - Azimut=-40



**Figura 1.8.** Distribuzione annua della potenza netta media oraria.  
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione OVEST) - Azimut=+50°



**Figura 1.9.** Distribuzione annua della potenza netta media oraria.  
Sezione di impianto su falda inclinata (sottosezione EST) - Azimut=-130°



**Figura 1.10.** 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.

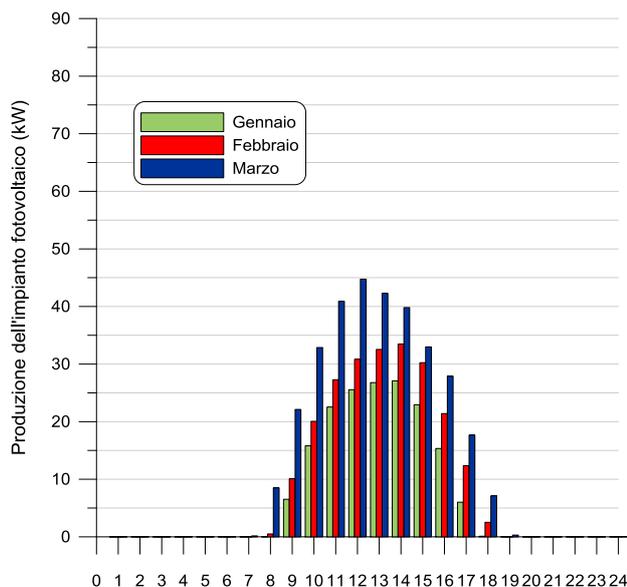
La produzione elettrica segue l'arco solare durante la giornata ed ha un andamento simile per tutti i mesi dell'anno, ovviamente, con valori massimi nei mesi intorno all'equinozio d'estate e valori minimi nei mesi attorno all'equinozio d'inverno.

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.

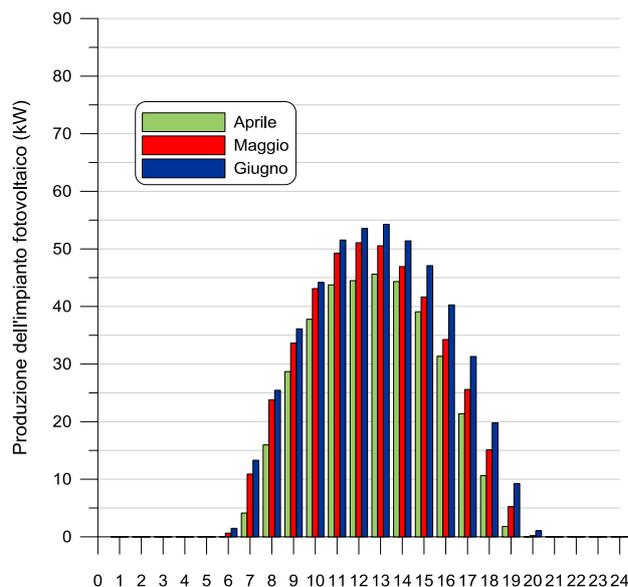
La produzione elettrica comincia, sia pure con potenze al di sotto dei 2-3 kW prima delle 6 del mattino nei mesi da maggio a luglio, mentre a dicembre non si ha produzione prima delle 8 del mattino. La produzione elettrica persiste sin quasi alle ore 20 nei mesi di giugno e luglio, mentre a novembre e a dicembre termina prima delle 17. È appena il caso di osservare che il picco di potenza istantanea nel mese di maggio fornito dal software Meteonorm (Cfr. tabella 1.3) è pari a circa 70 kW, a fronte di un picco di potenza media oraria nel giorno tipo medio mensile di maggio pari a circa 55 kW.

Attraverso l'analisi dei consumi elettrici del centro ricerche Sotacarbo, misurati ogni quarto di ora, è stato possibile valutare i consumi orari della struttura nei 365 giorni dell'anno. Procedendo analogamente alla produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico, è stato pertanto possibile valutare, per ogni mese dell'anno, i consumi elettrici orari medi mensili di una giornata tipo ferial e di una festiva, attraverso la media dei consumi orari di ogni giornata ferial e festiva del mese. 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.

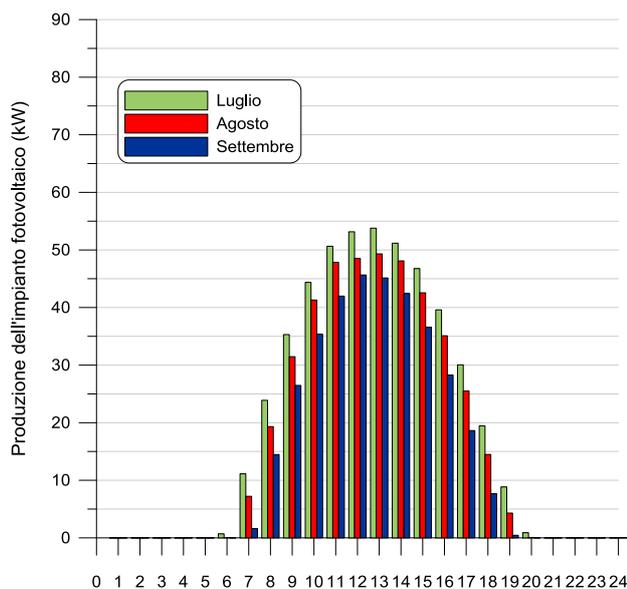
Dall'analisi delle figure 2.2a-2.2d e 2.3a-2.3d si evince come i consumi elettrici della struttura presentino un valore di base, che non è nullo né trascurabile, anche quando il centro è chiuso (giornate festive e ore serali e notturne delle giornate feriali) in quanto nel centro ricerche sono presenti apparecchiature che devono essere alimentate con continuità e che presentano quindi assorbimenti elettrici anche quando non sono operative.



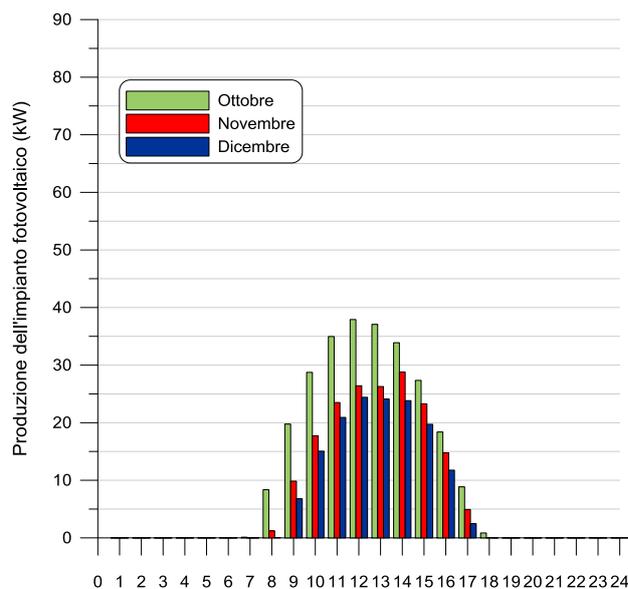
**Figura 2.1a.** Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di gennaio, febbraio e marzo



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



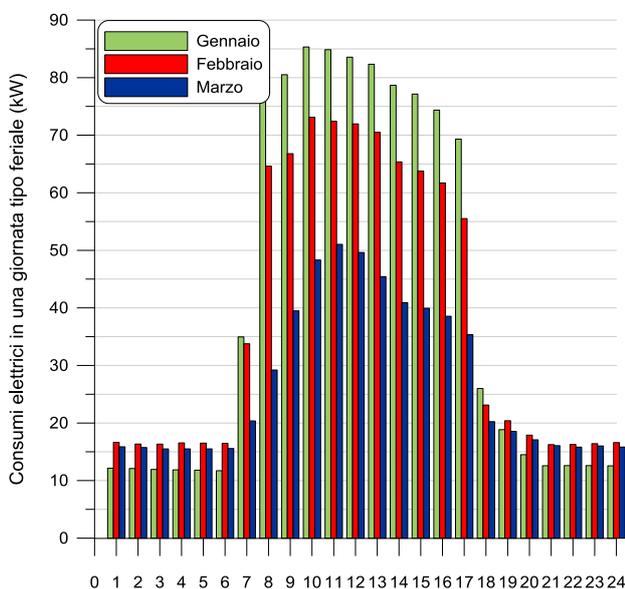
**Figura 2.1c.** Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di luglio, agosto e settembre



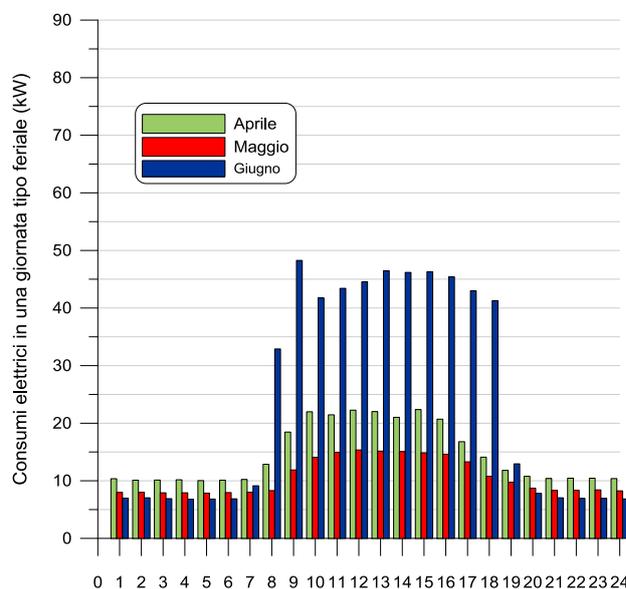
**Figura 2.1d.** Produzione dell'impianto fotovoltaico nel giorno tipo medio mensile: mesi di ottobre, novembre e dicembre

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, in funzionamento estivo oppure invernale. 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 attorno o superiori a 70 kW per tutto l'arco della giornata lavorativa (7.00-17.00). Valori di circa 10-15 kW inferiori rispetto ai corrispondenti valori di gennaio si riscontrano nel mese di febbraio, mentre a marzo

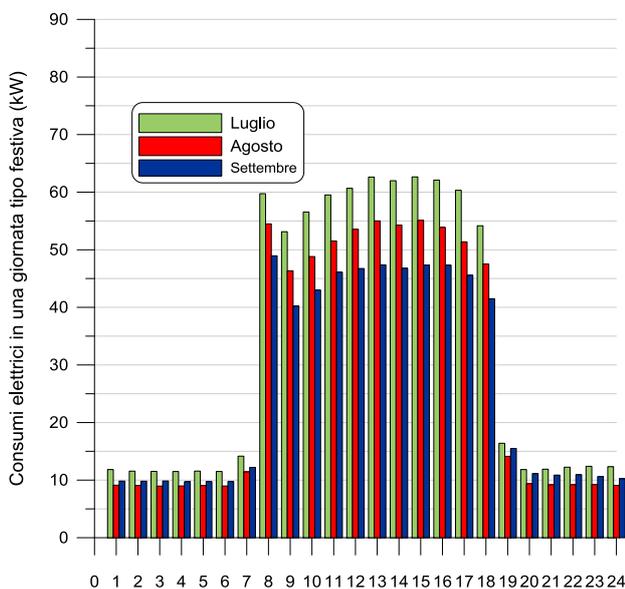
l'impianto di climatizzazione presenta un utilizzo più limitato e pertanto durante le ore lavorative gli assorbimenti della struttura sono inferiori e si attestano tra 35 e 50 kW.



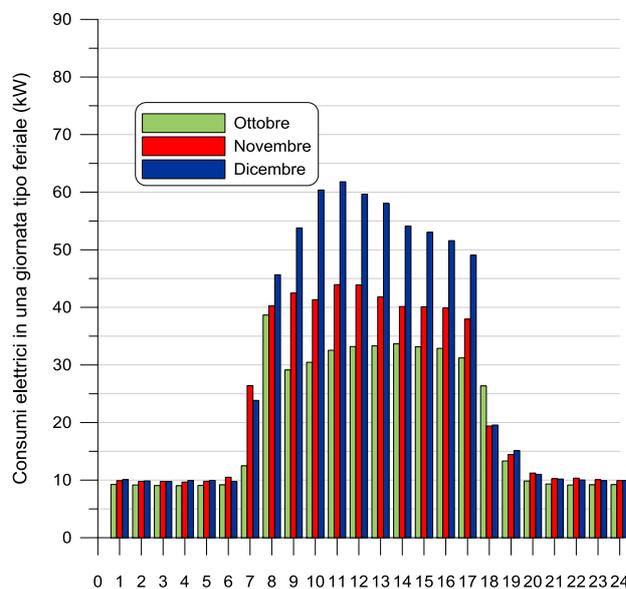
**Figura 2.2a.** Consumi elettrici per una giornata tipo ferialle: mesi di gennaio, febbraio e marzo



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



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



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

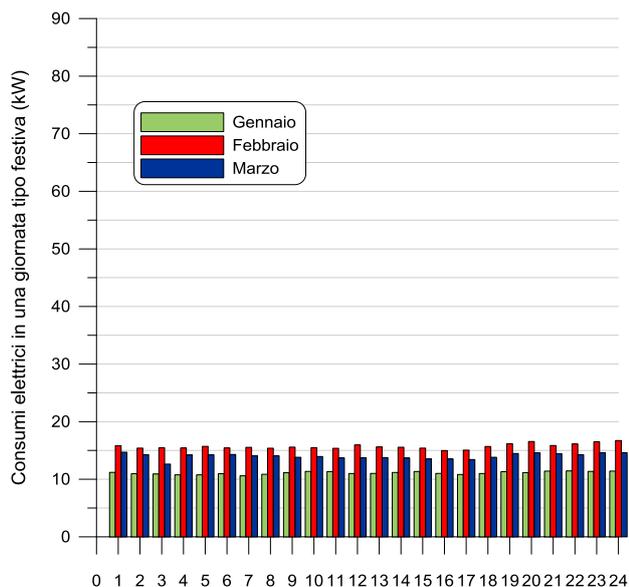
Aprile e maggio presentano assorbimenti energetici molto inferiori (tra 20 e 25 kW ad aprile e attorno a 15 kW a maggio) per lo scarso o nullo utilizzo dell'impianto di climatizzazione, ma comunque superiori ai consumi elettrici di base delle ore di chiusura, in ragione degli altri assorbimenti energetici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

Da giugno a settembre si riscontrano elevati assorbimenti energetici, dovuti in questo caso 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 durante il mese di luglio e sono leggermente superiori a 60 kW. I valori di agosto sono mediamente inferiori di 5-10 kW rispetto ai corrispondenti valori di luglio, presumibilmente per la minore presenza di personale nella struttura, mentre a giugno e settembre gli assorbimenti si attestano attorno a 40-45 kW. A ottobre si riscontrano nuovamente assorbimenti energetici abbastanza ridotti (attorno a 30-35 kW), con valori crescenti nei mesi di novembre e, soprattutto, dicembre quando la forte richiesta di climatizzazione invernale porta ad avere picchi superiori a 60 kW.

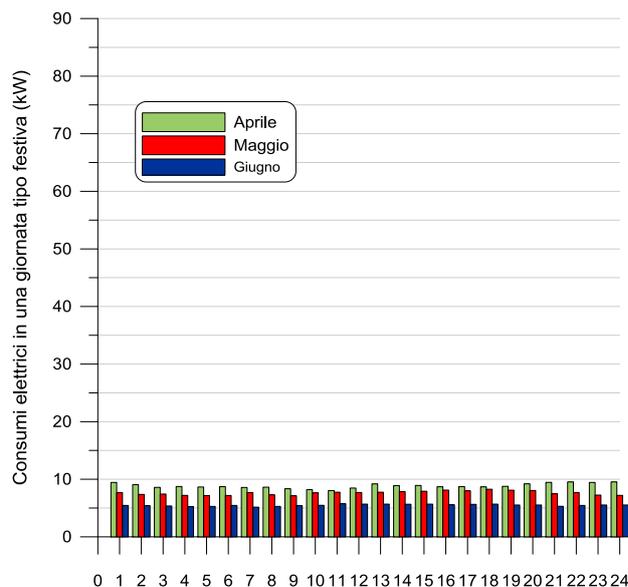
Dal confronto dei risultati riportati nelle figure 2.1a-2.1d e 2.2a-2.2d emerge come durante le giornate feriali di gran parte del periodo in cui il l'impianto di climatizzazione è utilizzato per funzioni di riscaldamento (ovvero, come stabilisce la normativa, da metà novembre a fine marzo) la produzione 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, come anticipato, i consumi elettrici medi orari delle giornate tipo festive per i vari mesi dell'anno. Dall'analisi delle figure si evince invece come i consumi del centro ricerche risultino abbastanza costanti durante l'arco della giornata festiva, ma con valori diversi nei diversi mesi dell'anno. Per la maggior parte dell'anno gli assorbimenti orari della struttura si attestano attorno ai 10 kW con l'eccezione di febbraio e marzo quando arrivano ad eccedere anche i 15 kW e di giugno quando si riducono a 5-6 kW.

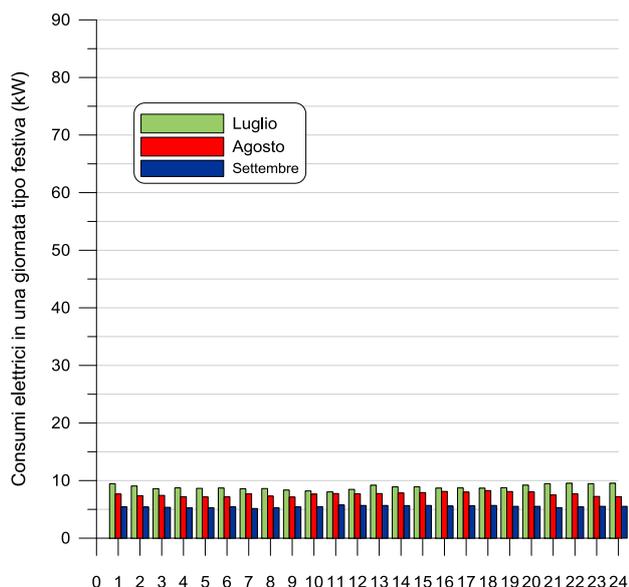
Dalle analisi della produzione da fotovoltaico e dei consumi elettrici emerge che, a parte qualche caso particolare, come, ad esempio, i mesi di aprile, maggio e ottobre, in cui l'impianto di climatizzazione non viene utilizzato o comunque viene utilizzato molto saltuariamente, tendenzialmente nelle 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.



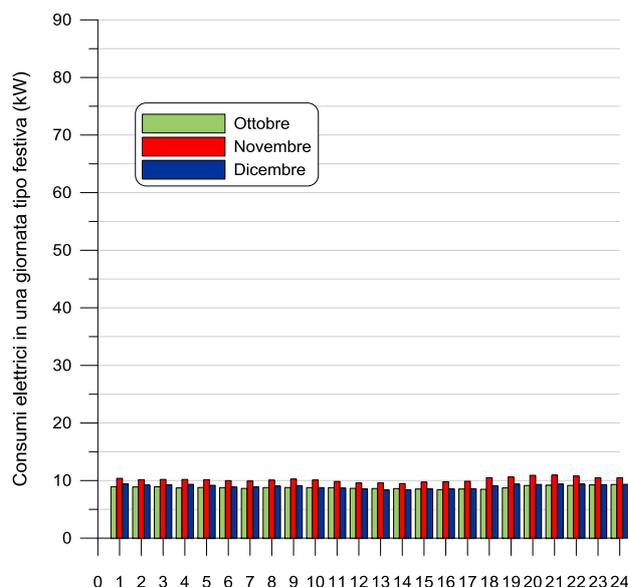
**Figura 2.3a.** Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di gennaio, febbraio e marzo



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



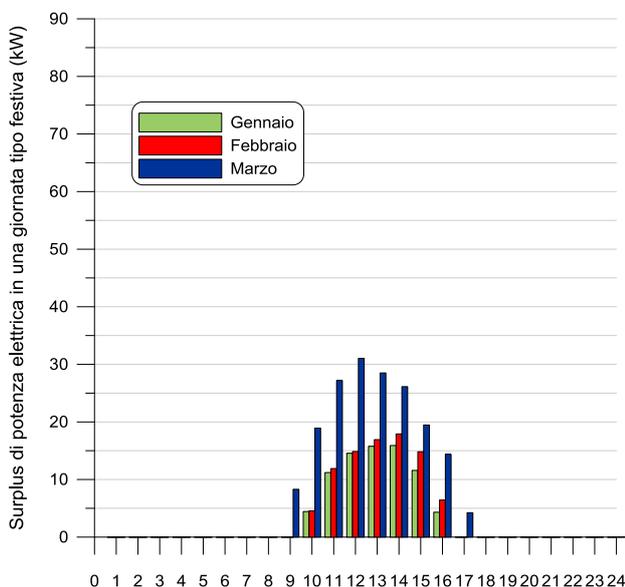
**Figura 2.3c.** Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di luglio, agosto e settembre



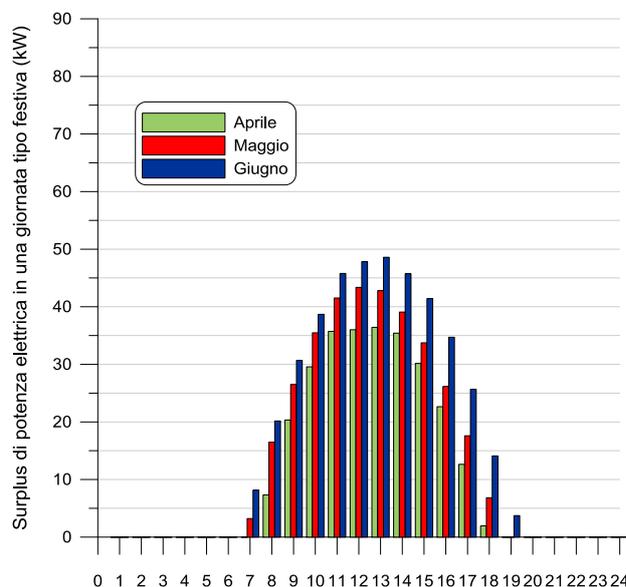
**Figura 2.3d.** Consumi elettrici per una giornata tipo festiva: mesi di ottobre, novembre e dicembre

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 della costanza dei consumi elettrici 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 nel mese di giugno, quando durante le ore centrali della giornata la potenza prodotta da fotovoltaico eccede 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, luglio e agosto. Valori minimi del surplus si hanno nei mesi da novembre a febbraio, quando anche durante le ore centrali della giornata il surplus

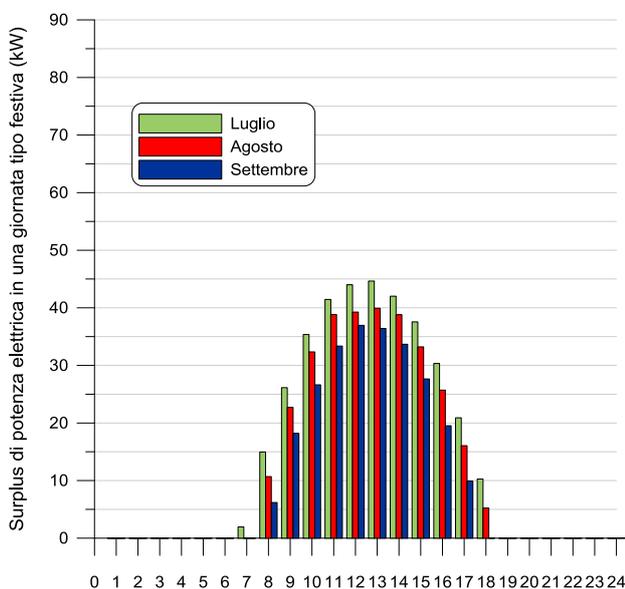
difficilmente supera i 15 kW. Nei mesi centrali dell'anno si comincia ad avere un surplus di potenza (5-10 kW) già prima delle 7 del mattino, mentre durante l'inverno il surplus comincia ad essere disponibile non prima delle 10 del mattino. Nei mesi estivi il surplus di potenza elettrica perdura fin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



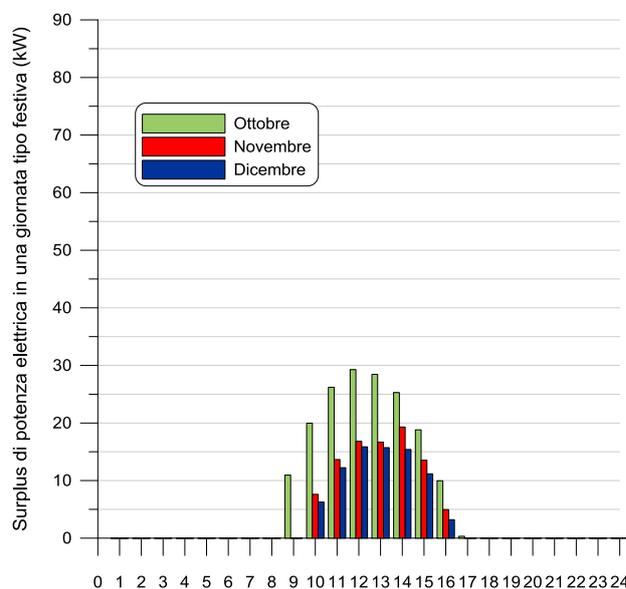
**Figura 2.4a.** Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di gennaio, febbraio e marzo



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

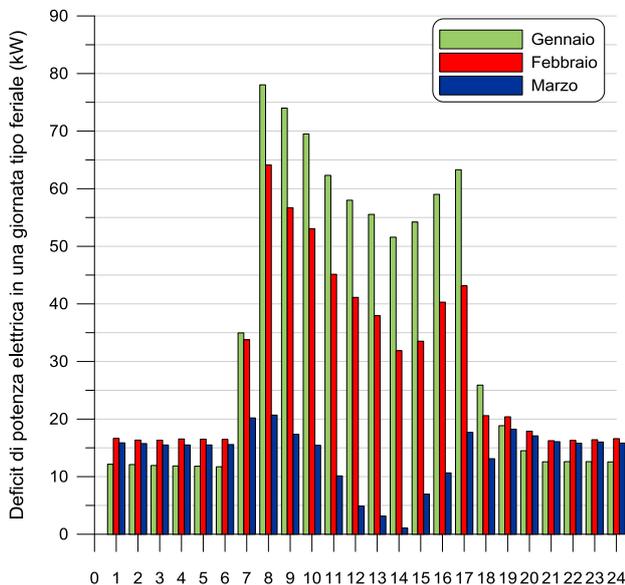


**Figura 2.4c.** Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di luglio, agosto e settembre

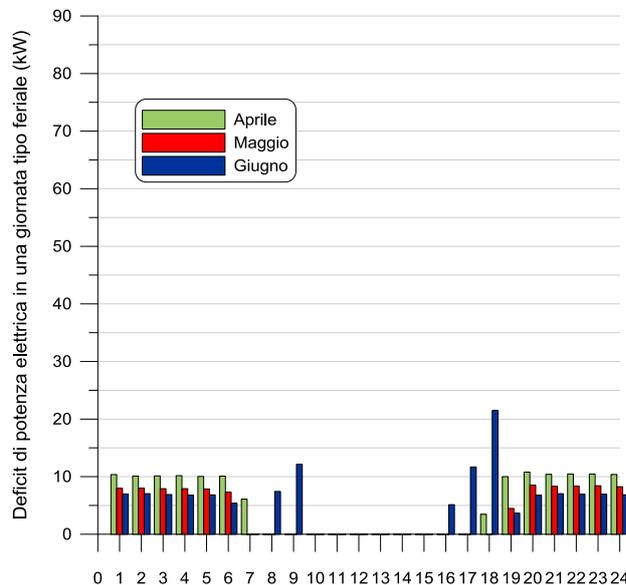


**Figura 2.4d.** Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva: mesi di ottobre, novembre e dicembre

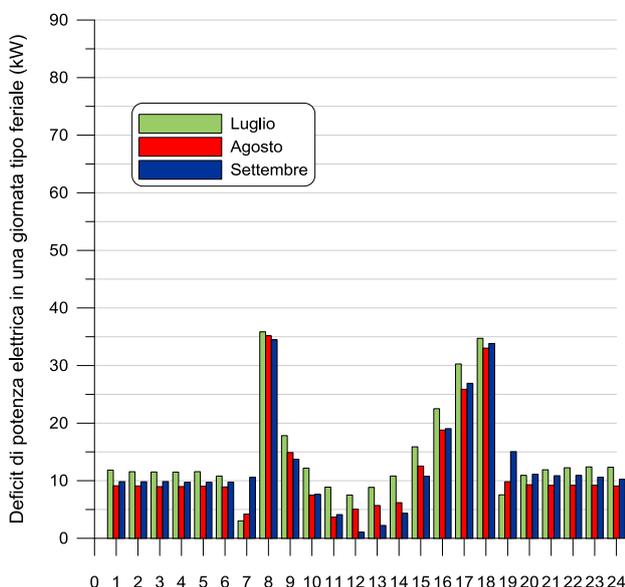
Un andamento maggiormente variabile in funzione delle ore della giornata e dei mesi dell'anno emerge dalle figure 2.5a-2.5d che mostrano il deficit di potenza elettrica, ottenuto, per la giornata tipo feriale, come differenza tra i consumi elettrici della struttura e la potenza prodotta dal fotovoltaico.



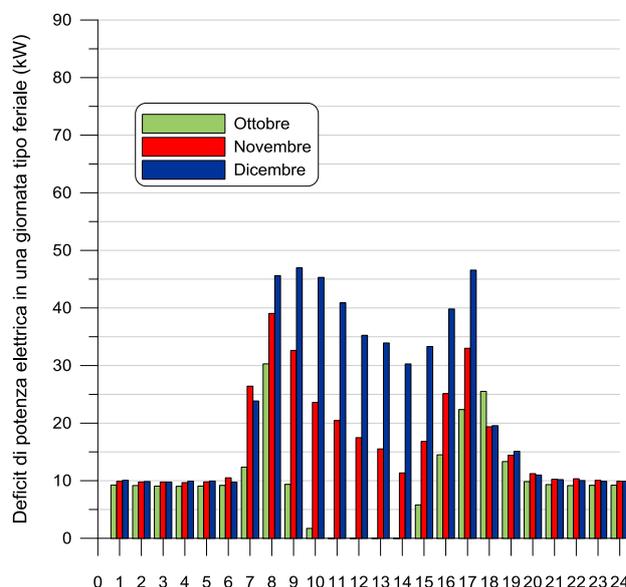
**Figura 2.5a.** Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale: mesi di gennaio, febbraio e marzo



**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 maggiori 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. In estate 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 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 75 kW nelle prime ore del mattino a gennaio e superiore a 60 kW nelle prime ore del mattino a febbraio. Il massimo deficit di dicembre è di poco inferiore a 50 kW, mentre nei mesi estivi (da luglio a settembre) si hanno dei picchi (nelle prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio) attorno a 35 kW.

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

In generale, un sistema di accumulo termico (*Thermal Energy Storage - TES*) è una tecnologia che consente di accumulare energia termica attraverso il riscaldamento o il raffreddamento di un mezzo di accumulo da parte di un fluido termovettore (*Heat Transfer Fluid - HTF*), in modo tale che l'energia accumulata possa essere utilizzata successivamente per applicazioni in cui sia necessario riscaldare o raffreddare e/o produrre energia elettrica. Il processo di accumulo termico, nel suo complesso, comprende, pertanto, tre fasi: la fase di carica, il mantenimento e la fase di scarica. Due fattori chiave nel progetto di un sistema di accumulo di energia termica sono la sua capacità termica, ossia la quantità di energia che può essere accumulata e rilasciata ed il tempo di funzionamento dell'impianto, dai quali discende la potenza termica nominale che può essere scambiata dal sistema. In generale, per una appropriata scelta del sistema di accumulo si seguono due criteri, tecnico ed economico. Nel primo caso, 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 carica/scarica;
- Perdite termiche ridotte.

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 (*Thermal Energy Storage, TES*) 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. Esistono sostanzialmente tre metodi di accumulo del calore [5]:

- *Calore sensibile (Sensible heat TES - SHTES)*: è adoperato nelle applicazioni più commerciali e di comune utilizzo. Ha una bassa densità di energia accumulata, richiede grandi volumi ed ha un importante impatto ambientale e costi elevati.
- *Calore latente (Latent heat TES - LHTES)*: solitamente ha una elevata densità di energia accumulata, dimensioni/volumi e costi ridotti. Ha buone prospettive commerciali nel medio-breve periodo legate alla risoluzione di alcune problematiche quali la bassa diffusività termica dei materiali di accumulo (*Heat Storage Media - HSM*).

- *Accumulo Termochimico (Thermo-Chemical Energy Storage - TCES)*: è il meccanismo che consente i valori più elevati di densità energia accumulata, con tutti i vantaggi conseguenti. È ancora in una fase iniziale di ricerca e potrà essere competitivo solo nel lungo periodo.

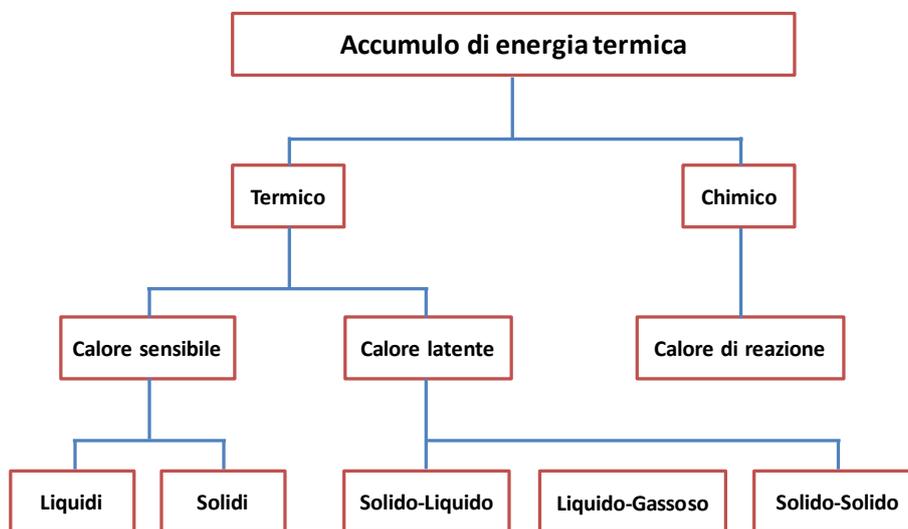


Figura 3.1: Classificazione in relazione al metodo di accumulo termico.

Le opzioni tecniche per l'accumulo di energia termica possono essere classificate a loro volta in relazione al tipo di dispositivo (*storage concept*), distinguendosi specificamente in *sistemi attivi*, in cui il mezzo di accumulo è un fluido in movimento, *sistemi passivi*, in cui il mezzo di accumulo è statico, e sistemi ibridi (fig. 3.2).

Un sistema di accumulo attivo è principalmente caratterizzato da un trasferimento di calore 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 ed indiretto. In un sistema diretto il fluido termovettore, che trasporta il carico termico, serve anche come mezzo di accumulo (*heat storage medium - HSM*), mentre in un sistema indiretto, il fluido termovettore ed il mezzo di accumulo sono diversi e separati [6].

I sistemi di accumulo passivi sono caratterizzati dal fatto che il fluido termovettore trasporta l'energia ricevuta dalla sorgente al mezzo di accumulo durante la fase di carico e riceve energia dal materiale di accumulo durante quella di scarico. In generale, un sistema di accumulo passivo impiega 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.

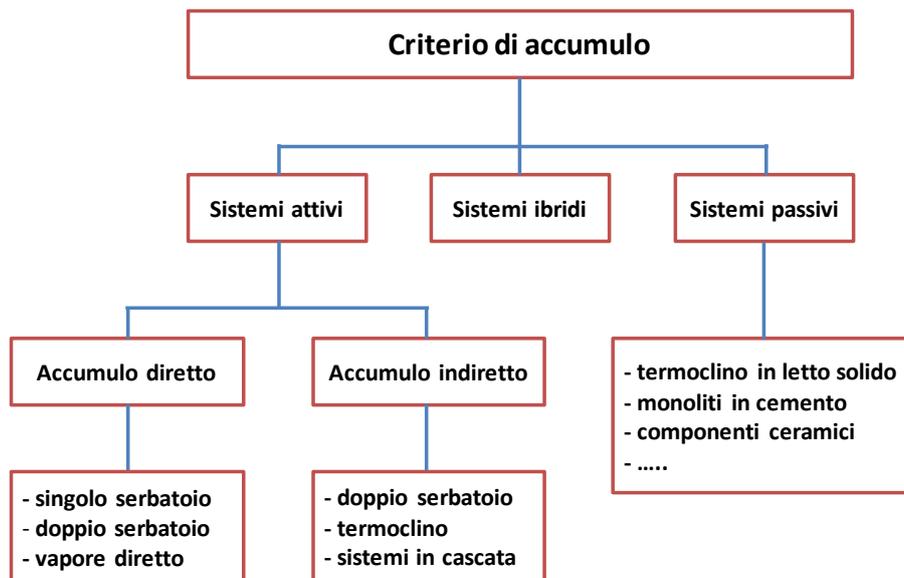


Figura 3.2: Tipologie di dispositivi per l'accumulo termico attivo e passivo.

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.

Un tipico problema è il trasferimento di calore all'interno del mezzo di accumulo. Specialmente per i materiali solidi, il trasferimento del calore è piuttosto basso, e non c'è di solito contatto diretto tra il fluido termovettore ed il materiale di accumulo essendo il calore trasferito tramite uno scambiatore di calore. I dispositivi di accumulo termico, sino ad oggi, più utilizzati e semplici, sono i sistemi attivi, indiretti, a calore sensibile. Il sistema a termoclino con materiale solido, applicato in questo studio, è invece un sistema passivo, in quanto il materiale di accumulo è statico e scambia calore con il fluido termovettore con cui va a contatto.

Un altro criterio di classificazione degli accumulatori termici è quello dell'intervallo di temperatura nel quale sono destinati a operare. Secondo questo criterio i sistemi TES vengono classificati nel seguente modo:

- *HTTES (High Temperature TES)*: sono impianti che operano oltre i 300 °C. Sono compresi in questa categoria, ad esempio, gli 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 processi di accumulo tra i 150 °C e i 300 °C. Essi comprendono ancora l'accumulo di calore negli impianti solari a concentrazione di bassa potenza e per processi industriali.
- *LTTES (Low Temperature TES)*: l'accumulo termico a bassa temperatura riguarda i processi tra i 20 °C e i 150 °C. Esempi di applicazioni sono il riscaldamento e raffrescamento degli edifici, la cottura solare, le serre, gli accumulatori di acqua calda sanitaria.

- *CTES (Cold TES)*: l'accumulo termico a freddo, ovvero sotto i 20 °C, è sfruttato nel 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* (giorno o settimane);
- *stagionale* (mesi).

Per quanto riguarda la scelta di un materiale per l'accumulo termico è opportuno tenere conto di una serie di importanti aspetti e requisiti sia di natura tecnica che economica [7]. La selezione del materiale di accumulo si effettua tenendo conto della tipologia di scambio termico adeguata (fig. 3.3):

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

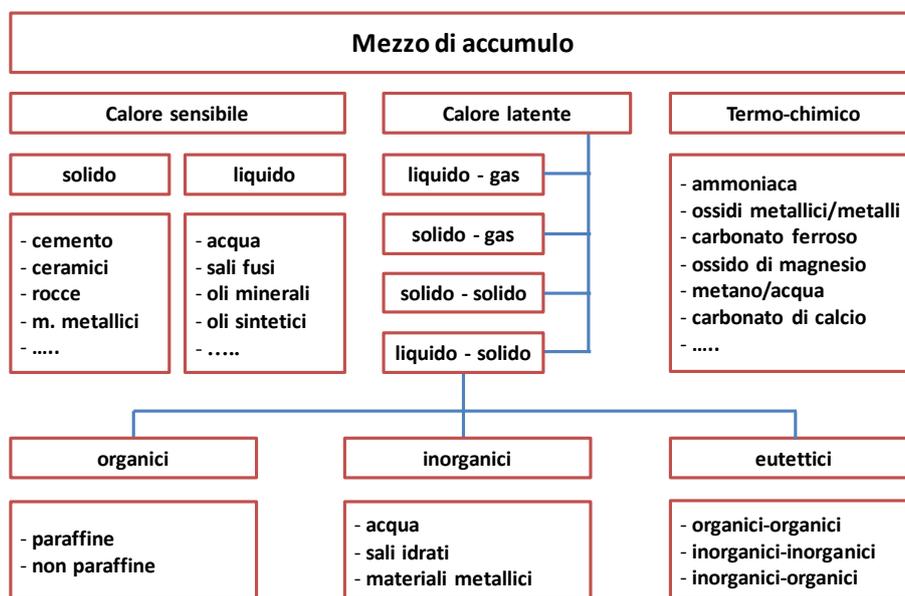


Figura 3.3: Tipologie di materiali ad accumulo termico secondo il tipo di scambio termico.

Negli attuali sistemi l'accumulo di energia termica avviene principalmente sotto forma di calore sensibile. Tali sistemi sono di uso comune e commerciale anche se richiedono grandi volumi, quindi comportano un evidente impatto ambientale e costi elevati. Gli HSM ad oggi più utilizzati nei sistemi SHTES a medio-alta temperatura sono i sali solari, miscele eutettiche di nitrati di sodio e potassio (NaNO<sub>3</sub>-KNO<sub>3</sub> 40-60%wt) con

una buona capacità termica ed un basso costo. Essi sono correntemente utilizzati con sistemi TES diretti o indiretti a doppio serbatoio, uno freddo ed uno caldo. Tra i materiali solidi, il cemento ed i ceramici gettabili sono i materiali oggi più studiati e sperimentati a causa del basso costo e della buona conducibilità termica, oltre alla disponibilità, della facilità di produzione e della durabilità.

I sistemi di accumulo a calore latente (LHTES) stanno guadagnando importanza a causa della elevata densità di energia accumulabile, connessa all'alto contributo dato dal calore latente di fusione del mezzo, con il vantaggio di limitare le perdite di energia (riducendo le superfici esterne di scambio) e, soprattutto, di ridurre i costi. Lo svantaggio principale dei materiali utilizzati (*phase change materials*, - PCM), al momento, 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 [8].

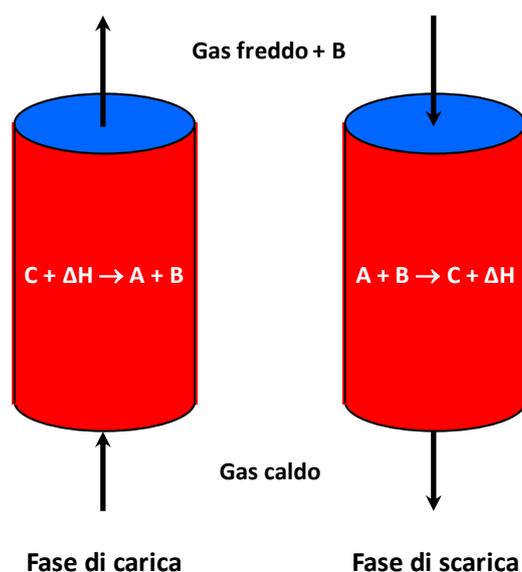


Figura 3.4: Principio di funzionamento dell'accumulo di tipo termochimico.

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.

### 3.1. Il sistema di accumulo termico a termoclino

Alla luce di quanto esposto nel paragrafo precedente, i criteri progettuali che portano alla scelta tecnica del sistema più adatto sono l'intervallo di temperature operative dell'impianto all'interno del quale deve essere inserito, il carico massimo a cui deve essere sottoposto il serbatoio termico, le strategie operative ed l'integrazione nell'impianto di potenza.

Una delle tipologie di accumulo termico di maggiore interesse è quello che sfrutta il principio del termoclino. Nel caso in esame, si colloca principalmente 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. Durante la fase di carica, il fluido caldo entra dalla sommità del letto, cede calore al materiale solido usato per l'accumulo raffreddandosi ed esce dal basso alla temperatura minima prevista dal processo. Nella fase di scarica, invece, il verso del flusso viene invertito con il fluido termovettore freddo che attraversa il letto dal basso verso l'alto, riscaldandosi per mezzo dell'energia termica ceduta al materiale solido durante la fase di carica. Questo comportamento garantisce la stratificazione della temperatura generando, all'interno del serbatoio, 3 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; la parte inferiore (*Low-temp Medium*) che si mantiene alla temperatura minima di processo, dato che viene attraversata quando il fluido caldo ha già ceduto il suo carico energetico agli strati superiori; una zona intermedia tra le due che si distingue per la presenza di un gradiente di temperatura definito appunto termoclino (*Thermocline*).

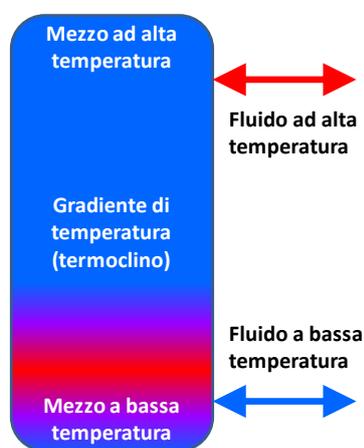


Figura 3.5: Schema semplificato di un serbatoio a termoclino.

Inoltre, 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. In questo lavoro sono stati considerati entrambi i sistemi di tipo attivo e

di tipo passivo, entrambi operanti secondo il principio del termoclino. Il fluido termovettore è acqua proveniente da una pompa di calore che può operare in assetto invernale o estivo, con produzione di acqua calda o fredda rispettivamente.

Per ciascuno dei sistemi 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  $\epsilon$  pari a 0,4 (spazio disponibile per il fluido rispetto al volume totale).

densità $\rho_s$ ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )	calore specifico $c_s$ ( $\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}$ )	conducibilità termica ( $\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$ )
2680	1068	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 [9]:

$$\epsilon(\rho c)_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + (\rho c)_f u_D \frac{\partial T_f}{\partial x} = (k_f)_{eff} \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_s - T_f) \quad (3.1)$$

$$(1 - \epsilon)(\rho c)_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = (k_s)_{eff} \frac{\partial^2 T_s}{\partial x^2} + h_{sf} \alpha_{sf} (T_f - T_s) \quad (3.2)$$

dove:

- $\rho$  densità ( $\text{kg}/\text{m}^3$ );
- $c$  calore specifico ( $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ );
- $\epsilon$  grado di vuoto;
- $T$  temperatura assoluta ( $\text{K}$ );
- $t$  tempo ( $\text{s}$ );
- $x$  ascissa corrente ( $\text{m}$ );
- $u_D$  velocità media del fluido all'interno del serbatoio ( $\text{m}/\text{s}$ );
- $(k)_{eff}$  conducibilità termica effettiva ( $\text{W}/\text{m} \cdot \text{K}$ );
- $h_{sf}$  coefficiente di scambio termico convettivo tra le fasi fluida e solida ( $\text{W} / (\text{m}^2 \cdot \text{K})$ );

$\alpha_{sf}$  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:

$$Nu = 2.0 + 1.1Pr^{1/3}Re_p^{0.6} \quad (3.3)$$

mentre il numero di  $Re_p$  viene definito come segue:

$$Re_p = \frac{\rho_f u_D d_p}{\mu_f} \quad (3.4)$$

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 [10]:

$$\rho c \frac{\partial T_f}{\partial t} = -Gc \frac{\partial T_f}{\partial x} + k\delta_{eff} \frac{\partial^2 T_f}{\partial x^2} \quad (3.5)$$

dove il termine  $G$  è il flusso di massa ( $kg/s \cdot m^2$ ) e il parametro  $\delta_{eff}$  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.

Infatti, assunto per entrambi i casi  $AR = 1$ , per il serbatoio riempito con acqua e materiale solido l'altezza è stata valutata in 7 metri, mentre per il serbatoio con sola acqua 6,5 m.

In fase di realizzazione, stabiliti i materiali, le dimensioni e gli spessori, si ritiene opportuno uno studio di dettaglio che approfondisca il comportamento del termoclino nelle ore in cui la portata è nulla, valuti il comportamento radiale e tenga conto dello scambio termico verso l'esterno.

#### **4. SVILUPPO, DIMENSIONAMENTO E ANALISI DELLE PRESTAZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA**

Dalla analisi delle figure del capitolo 2 emerge come nelle giornate festive si abbia generalmente un surplus di energia elettrica prodotta da fotovoltaico rispetto ai fabbisogni del centro ricerche mentre, al contrario, nelle giornate feriali si abbia un deficit di energia. Questa situazione comporta un notevole scambio di energia elettrica con la rete pubblica, sia in ingresso che in uscita, da parte del centro ricerche Sotacarbo. Al fine di minimizzare questi scambi di energia elettrica si propone di dotare la struttura di un sistema di accumulo energetico con l'obiettivo di utilizzare nei giorni feriali il surplus di energia accumulata nei giorni festivi. Tra le diverse possibili tecnologie di accumulo energetico, in questo progetto di ricerca si analizza, come precisato nel dettaglio nel capitolo 3, l'accumulo termico. In particolare in questo studio si considerano due differenti tipologie di accumulo termico: una di tipo attivo ad accumulo diretto ad acqua e una di tipo passivo ad acqua con materiale solido. Il sistema di accumulo termico è stato studiato con riferimento a due differenti possibili strategie di dimensionamento: accumulo estivo o accumulo invernale.

Dall'analisi delle figure presentate nel capitolo 2 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). Tuttavia in questi mesi estivi, durante i giorni feriali, la produzione di energia elettrica da fotovoltaico riesce a soddisfare una considerevole frazione della richiesta di energia elettrica della struttura, riducendo notevolmente il 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 i mesi invernali, a causa della minore produzione di energia elettrica da fotovoltaico, sono caratterizzati da un minor surplus energetico durante i giorni festivi (figure 2.4a per gennaio-marzo e 2.4d per novembre-dicembre) e pertanto è possibile accumulare una quantità notevolmente inferiore di energia termica. 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 nelle prime ore del primo giorno.

Per confrontare le due differenti soluzioni e valutarne vantaggi e svantaggi è stato sviluppato un sistema di stoccaggio dell'energia termica con riferimento ad entrambi i possibili scenari precedentemente presentati. In particolare, il caso con accumulo estivo è stato analizzato prendendo come riferimento per il dimensionamento del sistema di accumulo la giornata tipo festiva del mese di giugno, nella quale il surplus energetico è massimo, mentre l'accumulo invernale è stato dimensionato con riferimento alla giornata festiva tipo 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 hanno infatti una potenza elettrica in raffrescamento pari a 54 kW ed inoltre operano in modalità "on-off" e pertanto per poter essere azionate sfruttando il surplus di energia del fotovoltaico necessiterebbero di una significativa integrazione di energia elettrica dalla rete. Pertanto in questo studio le valutazioni sulla opportunità dell'accumulo termico sono

state effettuate ipotizzando l'installazione di una nuova pompa di calore ad alta efficienza. In particolare, in accordo con il progetto di ricerca contestualmente in corso presso il DIMCM (progetto: "Modellazione di un sistema di generazione termica *smart* accoppiato con sonda geotermica") è stata scelta come riferimento la pompa di calore WRL650X della Aermec. Questa pompa è del tipo acqua/acqua e nelle condizioni di riferimento estivo richiede una potenza elettrica di 30,39 kW. In funzionamento estivo la pompa garantisce una produzione termica pari a 175,35 kW e un conseguente EER di 5,77. Le prestazioni della pompa sono ricavate assumendo le 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.

Nelle condizioni di riferimento invernali la pompa richiede invece una potenza elettrica di 41,11 kW, con una produzione termica pari a 240,76 kW e un conseguente COP di 5,86. Nello specifico le condizioni di riferimento assunte per lo studio sono le seguenti:

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

#### **4.1 Dimensionamento del sistema di accumulo**

Con riferimento alle condizioni operative della pompa di calore è stato possibile effettuare il dimensionamento del sistema di accumulo termico come di seguito specificato:

##### **4.1.1 Dimensionamento estivo**

Dapprima il dimensionamento del serbatoio di accumulo termico è stato effettuato con riferimento al profilo di surplus di energia elettrica del giorno festivo tipo del mese di giugno (figura 2.4b). A giugno il surplus è pari a 20,16 kW tra le 7 e le 8, superiore all'assorbimento elettrico della pompa (30,39 kW) tra le 8 e le 16 e pari a 25,67 kW tra le 16 e le 17. Assumendo l'ipotesi semplificativa di EER costante e pari al valore di riferimento di 5,77, indipendentemente dalla potenza istantanea della pompa di calore, si ottiene una produzione di energia termica nelle 10 ore previste per il funzionamento della pompa (dalle 7 alle 17) pari a 1667,24 kWh. Nei due giorni del weekend la produzione globale di energia è quindi pari a 3334,48 kWh ovvero 12004,13 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 è direttamente 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 prodotta dalla pompa di calore,  $c$  il calore specifico dell'acqua e  $\Delta T$  la differenza di temperatura tra ingresso e uscita dell'acqua nell'evaporatore.

Assumendo un  $\Delta T$  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 573537 kg, ovvero un volume del serbatoio di accumulo pari a 573,50 m<sup>3</sup>. In questa sede preliminare di indagine non si tiene conto delle perdite per scambio termico con l'esterno.

Ipotizzando un serbatoio di accumulo cilindrico, di diametro  $D$  e altezza  $L$ , le dimensioni del serbatoio dipendono dalla scelta del valore di "Aspect Ratio" (AR, rapporto tra altezza e diametro). In particolare in questo studio il dimensionamento è stato effettuato considerando dei valori di AR pari a 1, 2, 3 e 4, a cui corrispondono le dimensioni riportate in tabella 4.1.

<b>Aspect Ratio AR</b>	<b>Diametro D (m)</b>	<b>Altezza L (m)</b>
1	9,00	9,00
2	7,15	14,29
3	6,24	18,73
4	5,67	22,69

Tabella 4.1. Dimensioni del serbatoio di accumulo in funzione del rapporto altezza/diametro.  
Accumulo estivo: volume del serbatoio pari a 573,50 m<sup>3</sup> corrispondente a due giorni di accumulo.

Le dimensioni del serbatoio così calcolate sono notevoli ed eccessive rispetto alle caratteristiche del sito, e pertanto, anche in ragione della difficoltà che in estate si avrebbe ad utilizzare l'elevata energia frigorifera accumulabile nei giorni festivi a causa del ridotto deficit elettrico dei giorni feriali, si è ripetuto il dimensionamento considerando l'accumulo dell'energia elettrica prodotta nel corso di un'unica giornata festiva. Il volume del serbatoio risulta pertanto dimezzato rispetto al caso precedente e pari a 286,75 m<sup>3</sup>. In questo caso le sue dimensioni caratteristiche  $D$  e  $L$  sono quelle riportate nella seguente tabella 4.2.

<b>Aspect Ratio AR</b>	<b>Diametro D (m)</b>	<b>Altezza L (m)</b>
1	7,15	7,15
2	5,67	11,35
3	4,96	14,87
4	4,50	18,01

Tabella 4.2. Dimensioni del serbatoio di accumulo in funzione del rapporto altezza diametro.  
Accumulo estivo: volume del serbatoio pari a 286,75 m<sup>3</sup> corrispondente a un giorno di accumulo.

#### 4.1.2 Dimensionamento invernale

Come anticipato, il dimensionamento del serbatoio di accumulo è stato poi effettuato con riferimento al surplus di energia elettrica che è possibile utilizzare nelle giornate festive invernali (e in particolare del mese di gennaio). Con riferimento al profilo del giorno tipo festivo di gennaio (figura 2.4a) emerge come il surplus sia compreso tra 11 e 15 kW tra le 10.00 e le 15.00 e trascurabile o addirittura nullo nelle altre ore. In ragione di questo andamento si è costretti a prevedere un'integrazione di energia elettrica per raggiungere la potenza minima richiesta dalla pompa di calore per il suo funzionamento (pari al 50% della potenza di riferimento, ovvero  $41,11/2=20,55$  kW). In figura 4.1 viene presentata per ogni ora della giornata tipo festiva di gennaio 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.

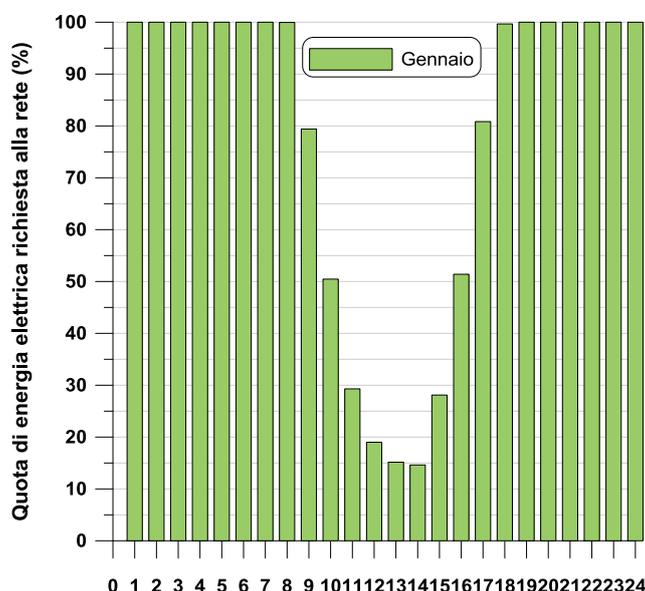


Figura 4.1 Percentuale di energia elettrica richiesta alla rete per il funzionamento della pompa di calore. Giornata festiva tipo del mese di gennaio

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 15 e il 30%, mentre nelle altre ore il valore è notevolmente superiore (attorno al 50% tra le 9.00 e le 10.00 e tra le 15.00 e le 16.00) 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 240,76 kWh, assumendo per semplicità un COP costante e pari a quello nominale anche nelle attuali condizioni operative al 50% della potenza, la produzione di energia termica per le 5 ore di funzionamento risulta pari a 601,90 kWh nell'arco della giornata. La produzione totale di energia termica nei due giorni di funzionamento della pompa è quindi pari a 1203,80 kWh, ovvero 4333,68 MJ. La massa di acqua  $m_{H_2O}$  che può essere riscaldata durante il weekend può essere sempre calcolata attraverso l'equazione (4.1), assumendo un  $\Delta T$  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 207056 kg, corrispondente ad un volume del serbatoio di accumulo pari a 207,06 m<sup>3</sup>. Considerando come per il caso estivo valori di AR pari a 1, 2, 3 e 4 si ottengono le dimensioni caratteristiche D ed L per il serbatoio di accumulo riportate nella seguente tabella 4.3.

Aspect Ratio AR	Diametro D (m)	Altezza L (m)
1	6,41	6,41
2	5,09	10,18
3	4,45	13,34
4	4,04	16,16

Tabella 4.3. Dimensioni del serbatoio di accumulo in funzione del rapporto altezza diametro.  
 Accumulo invernale: volume del serbatoio pari a 207,06 m<sup>3</sup> corrispondente a due giorni di accumulo.

## 4.2 Scarica del serbatoio di accumulo

Risulta invece più complessa la valutazione delle modalità di scarica del serbatoio di accumulo. Infatti, attualmente 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.

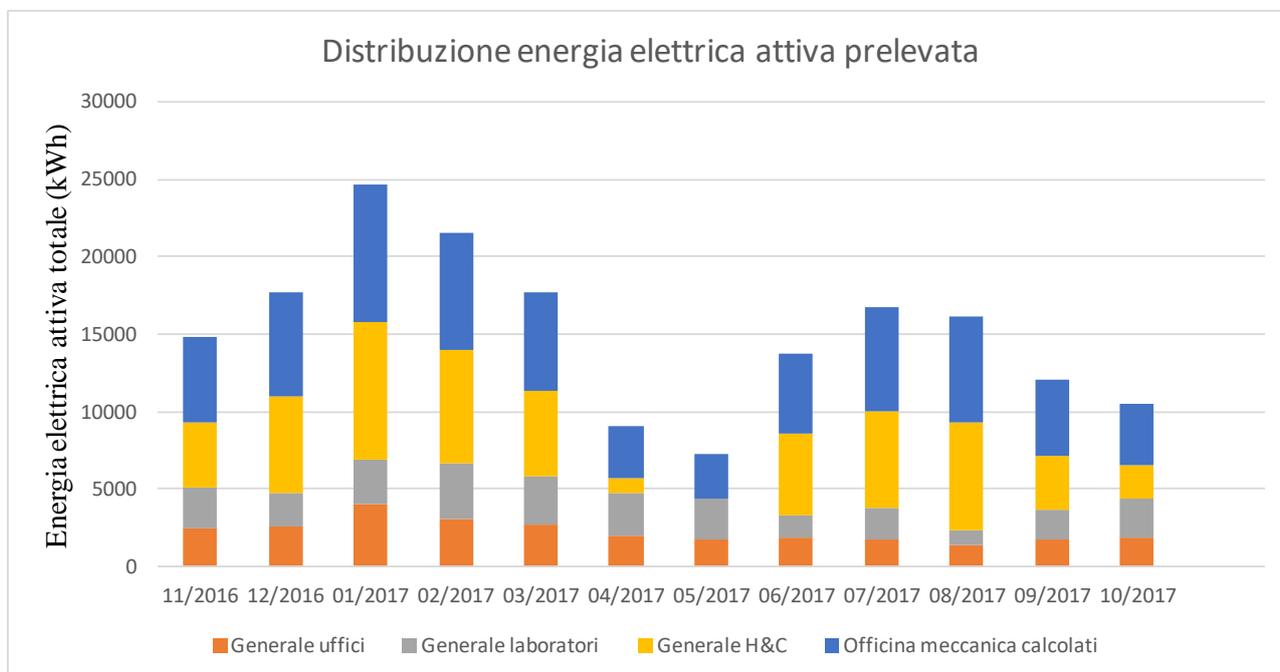


Figura 4.2 Distribuzione dell'energia elettrica attiva prelevata

Dalla figura 4.2 che rappresenta la ripartizione dell'energia attiva prelevata dalla rete nei diversi mesi dell'anno (dati relativi all'intervallo novembre 2016 - ottobre 2017) tra uffici, laboratori, officina meccanica e sistema di climatizzazione (Generale H&C), emerge come il contributo ai consumi elettrici fornito dal sistema di climatizzazione sia sempre considerevole (con l'eccezione dei mesi di aprile e maggio). In particolare nei mesi estivi e invernali risulta attorno al 40%.

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. Sulla base di queste considerazioni è stato pertanto previsto il ricorso al sistema di accumulo, 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.

Le analisi effettuate in questo studio prevedono, nei mesi invernali più freddi (gennaio, febbraio e dicembre), il ricorso all'energia termica accumulata nel serbatoio a partire dalle prime ore del mattino (dalle ore 8.00) e lo sfruttamento di questa energia termica sino al suo completo esaurimento (o comunque fino alle 17.00) prima dell'azionamento della pompa di calore. A marzo e a novembre in ragione dei minori deficit elettrici nelle ore centrali della giornata si prevede il ricorso all'energia termica accumulata nel serbatoio 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 a marzo e novembre, 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 nel serbatoio solamente in alcune ore della giornata. In particolare da luglio a ottobre (qualora a ottobre sia ancora richiesta energia frigorifera di raffrescamento) si è previsto lo sfruttamento del serbatoio di accumulo dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 16.00 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 giugno considerata l'elevata potenza elettrica generata dall'impianto fotovoltaico si riscontra un valore di deficit sufficientemente elevato e tale da giustificare lo spegnimento della pompa di calore e il ricorso al serbatoio di accumulo solamente tra le 17.00 e le 18.00 (nel caso di dimensionamento invernale) e anche tra le 07.00 e le 08.00 (nel caso di dimensionamento estivo). 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.

Nei paragrafi successivi vengono presentati i risultati della ricerca. In particolare si riportano per i diversi mesi dell'anno gli andamenti del termoclino all'interno del serbatoio di accumulo durante le fasi di carica e scarica e l'energia (termica o frigorifera) accumulata all'interno del serbatoio in funzione del tempo. Le analisi sono riportate per entrambi i sistemi di accumulo presi in esame (accumulo ad acqua e accumulo con materiale solido), considerando il dimensionamento del serbatoio effettuato con riferimento al surplus estivo o al surplus invernale.

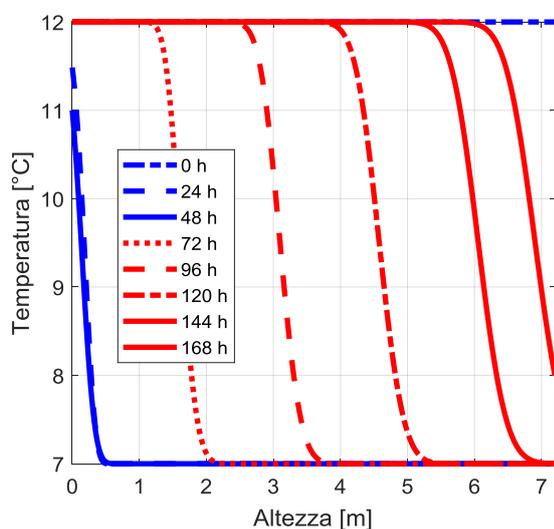
### 4.3. Risultati con dimensionamento estivo

In questo paragrafo vengono presentati i risultati ottenuti per un sistema di accumulo termico basato su un serbatoio dimensionato con riferimento all'energia accumulabile in una sola giornata tipo festiva estiva (giugno). Il volume del serbatoio di accumulo, per quanto discusso precedentemente, è pari a 286,75 m<sup>3</sup>.

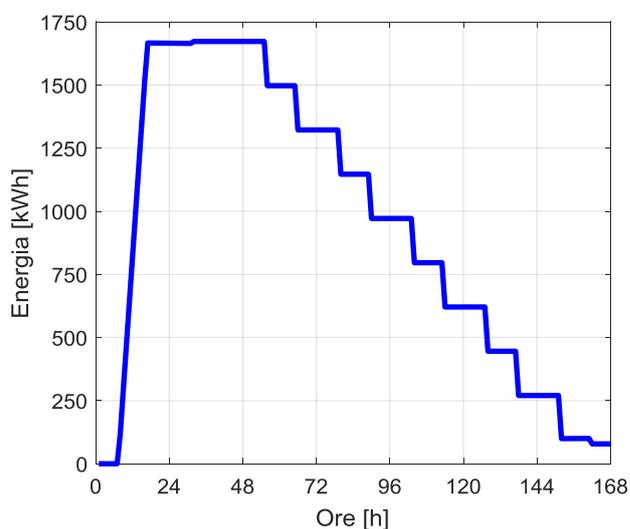
#### 4.3.1 Sistema di accumulo termico di tipo attivo-diretto ad acqua

Dapprima l'accumulo termico è stato studiato considerando un serbatoio riempito di sola acqua. In questo caso la massima energia accumulabile e l'andamento del termoclino dipendono dal grado di mescolamento che si viene a creare all'interno del serbatoio con l'introduzione dell'acqua. Il grado di mescolamento dell'acqua nel serbatoio si esprime attraverso il coefficiente  $\delta_{eff}$  dell'equazione (3.5). Con  $\delta_{eff}$  pari a 1 viene rappresentato il caso di accumulo ideale senza alcun effetto di mescolamento. In un caso reale, invece,  $\delta_{eff}$  differisce dall'unità ed è calcolabile in funzione del diametro della tubazione di adduzione dell'acqua nel serbatoio e quindi della velocità in ingresso dell'acqua.

Nelle figure 4.3a-4.3b vengono rappresentati per il mese di giugno e per il caso ideale senza mescolamento ( $\delta_{eff} = 1$ ), rispettivamente l'andamento in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo. Le linee blu rappresentano la fase di carica del serbatoio (l'acqua all'interno del serbatoio subisce un processo di raffreddamento) e le linee rosse la fase di scarica del serbatoio (l'acqua subisce un processo di riscaldamento).



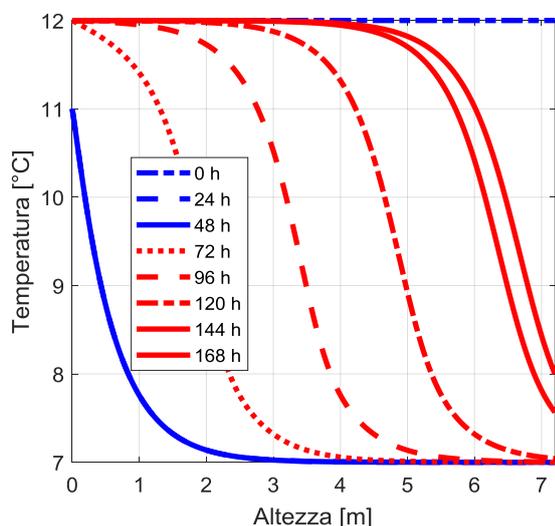
**Figura 4.3a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso ideale ( $\delta_{eff}=1$ )



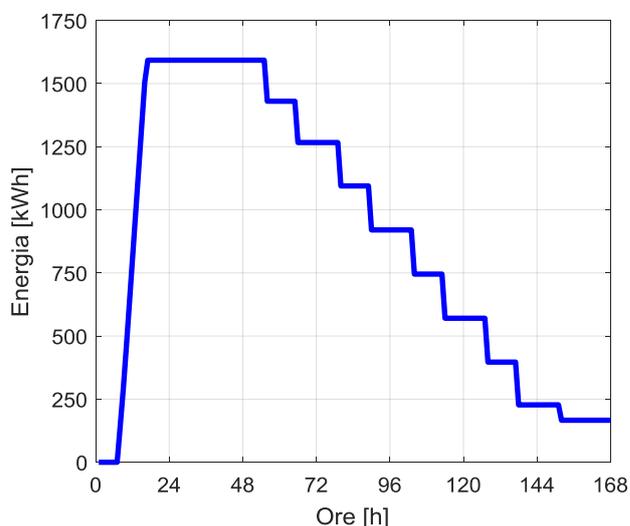
**Figura 4.3b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso ideale ( $\delta_{eff}=1$ )

Nelle successive figure 4.4a-4.4b e 4.5a-4.5b gli stessi andamenti vengono riportati per i due differenti casi di mescolamento reale: il primo considerando una tubazione dell'acqua in ingresso con diametro pari a 213 mm (DN 200), il secondo una tubazione dal diametro pari a 110 mm (DN 100).

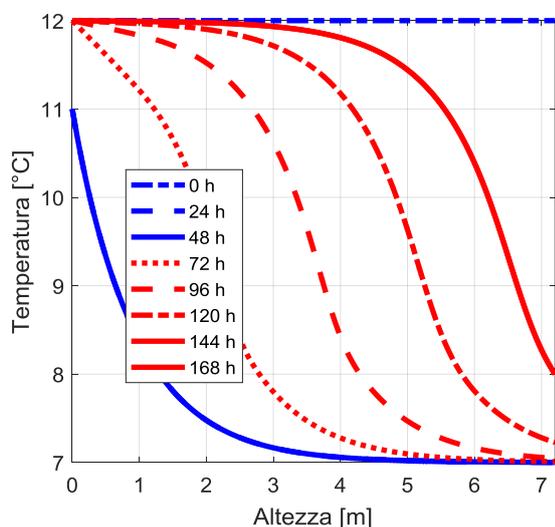
Il serbatoio di accumulo è stato dimensionato ipotizzando un aspect ratio pari a 1, e conseguenti dimensioni caratteristiche L e D pari a 7,20 m. In tutti i casi, in questa sede di indagine volta alla valutazione preliminare delle condizioni favorevoli per l'accumulo termico e delle sue potenzialità teoriche, non si tiene conto delle perdite per scambio termico con l'esterno.



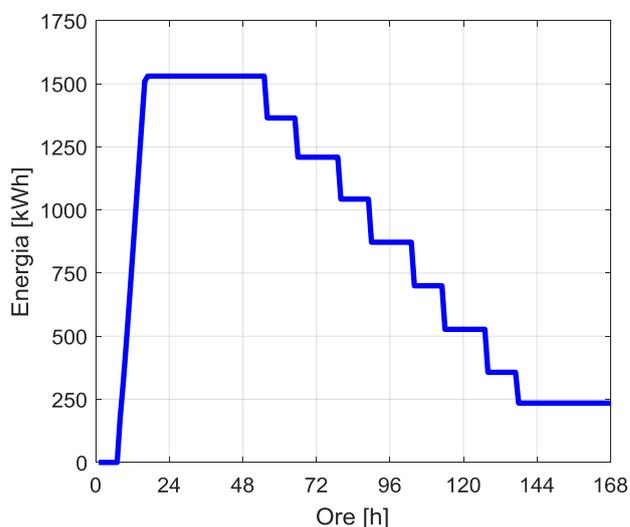
**Figura 4.4a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Diametro interno tubazione ingresso 213 mm (DN 200)



**Figura 4.4b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Diametro interno tubazione ingresso 213 mm (DN 200)



**Figura 4.5a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Diametro interno tubazione ingresso 110 mm (DN 100)



**Figura 4.5b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Diametro interno tubazione ingresso 110 mm (DN 100)

Dall'analisi della figura 4.3a emerge come la carica del serbatoio sia già quasi praticamente completa al termine della prima giornata festiva (24 h), avendo dimensionato il serbatoio per accumulare l'energia frigorifera prodotta dalla pompa di calore nel primo giorno del weekend. Al termine della fase di carica

quasi tutta l'acqua all'interno del serbatoio si trova alla temperatura di 7 °C, con l'eccezione degli strati superiori 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 superiore del serbatoio pari ad almeno 11 °C. L'assenza di mescolamento in questo specifico caso di studio assicura una stratificazione molto pronunciata, evidenziata dalla pendenza molto marcata del termoclino, durante entrambe le fasi di carica e scarica del serbatoio. L'energia frigorifera che è possibile accumulare all'interno del serbatoio è pari a circa 1670 kWh (figura 4.3b) e viene ceduta al circuito di raffreddamento a partire dal lunedì (72h). Sono presenti due differenti intervalli di scarica (dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 17.00 alle 18.00) per ogni giornata feriale, fino al completamento del processo che avviene il venerdì (168h). La scarica del serbatoio non può essere completa in quanto la massima temperatura ammessa per l'acqua nella sezione inferiore del serbatoio è stata imposta pari a 8 °C.

Analoghi andamenti possono essere riscontrati nelle figure 4.4a-4.4b e 4.5a-4.5b per i due casi che considerano il mescolamento dell'acqua all'interno del serbatoio. Una riduzione del diametro interno del tubo di adduzione dell'acqua da DN 200 a DN 100 provoca un considerevole aumento della velocità dell'acqua in ingresso e conseguentemente acuisce gli effetti del mescolamento.

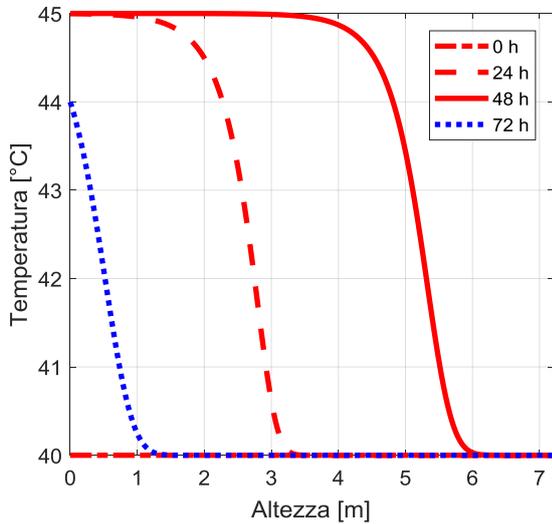
L'effetto del mescolamento è riscontrabile attraverso una minore pendenza del termoclino, che causa una minore capacità di accumulo del serbatoio, in quanto si riduce sensibilmente il volume di acqua che è così in grado di raggiungere la temperatura minima di 7 °C al termine del processo di carica. Infatti, nel caso ideale il termoclino era presente solamente per un'altezza di circa 50 cm, mentre il mescolamento ne aumenta l'estensione fino a circa 2,5 m con tubo di adduzione DN200 e addirittura fino a circa 4 m con tubo DN100. In ragione del particolare andamento del termoclino, l'energia frigorifera accumulata si riduce a circa 1600 kWh nel caso di DN200 e a poco più di 1500 kWh nel caso di DN100. Il mescolamento genera una minore pendenza del termoclino anche durante il processo di scarica causando pertanto anche una maggiore energia residua nel serbatoio al termine del processo.

Le analisi sopra riportate per il mese di giugno sono state ripetute per tutti i mesi dell'anno con l'eccezione dei mesi di aprile e maggio, per i quali si è visto che l'accumulo termico non è necessario.

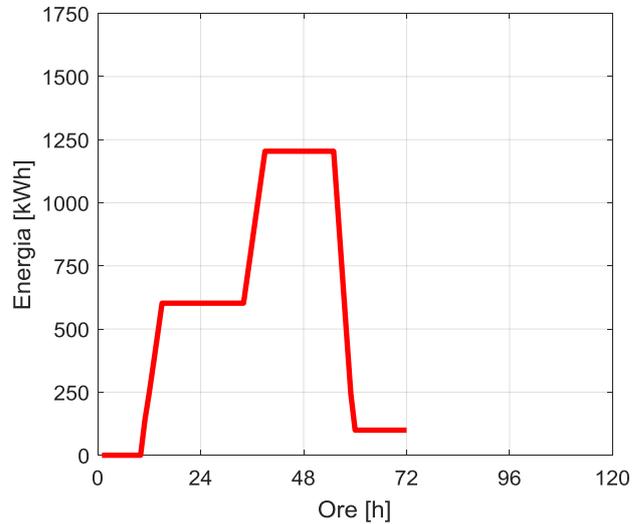
In particolare, le figure 4.6a-4.6d riportano rispettivamente, per i mesi di gennaio, febbraio e dicembre, l'andamento in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo. In particolare, le figure 4.6a-4.6b si riferiscono questa volta al caso reale (con mescolamento), le figure 4.6c-4.6d al caso ideale (senza mescolamento). In queste e in tutte le successive analisi, i casi di studio con mescolamento sono stati sviluppati assumendo una tubazione di adduzione dell'acqua di diametro DN200.

I mesi di gennaio, febbraio e dicembre sono caratterizzati dai medesimi andamenti del termoclino e dagli stessi valori di energia termica accumulata in quanto in tutti e tre i mesi il serbatoio è caricato tra le 10 e le 15 con la pompa di calore al 50% del carico e anche gli intervalli di scarica sono i medesimi e con i medesimi livelli di carica. Differentemente dalle figure 4.3a-4.5b relative all'accumulo estivo, la fase di carica viene rappresentata con delle linee rosse (riscaldamento dell'acqua), mentre la fase di scarica con delle linee blu (raffreddamento dell'acqua). Avendo dimensionato il serbatoio con riferimento al surplus estivo di energia elettrica, in questi mesi invernali non è possibile ottenere una carica completa del serbatoio neanche al termine del secondo giorno del weekend. Infatti, nei due casi con e senza mescolamento, nonostante una

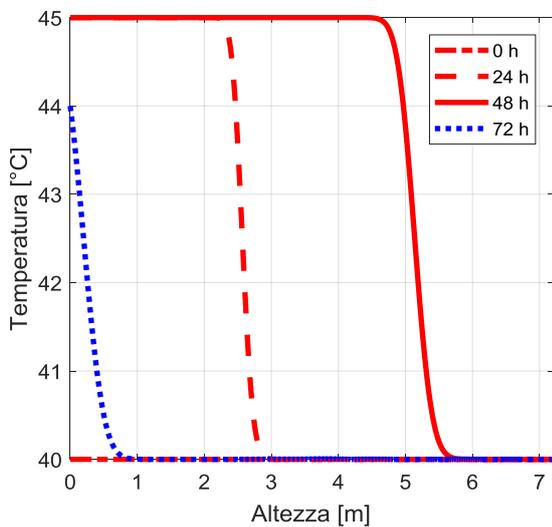
differente pendenza del termoclino, l'energia termica accumulata è la medesima e gli effetti del mescolamento sono evidenti solamente nella fase di scarica, quando il mescolamento riduce il volume d'acqua che è possibile raffreddare fino a 40 °C. Inoltre in questi mesi la fase di scarica si esaurisce nelle prime ore del lunedì per l'elevato deficit di energia elettrica che caratterizza le giornate feriali invernali.



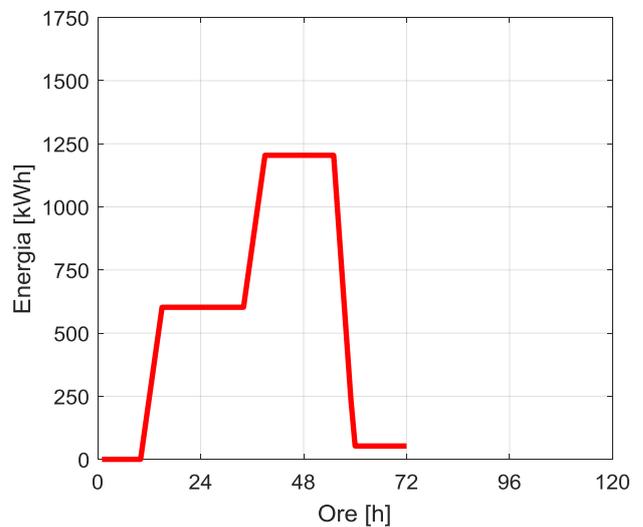
**Figura 4.6a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.6b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con mescolamento

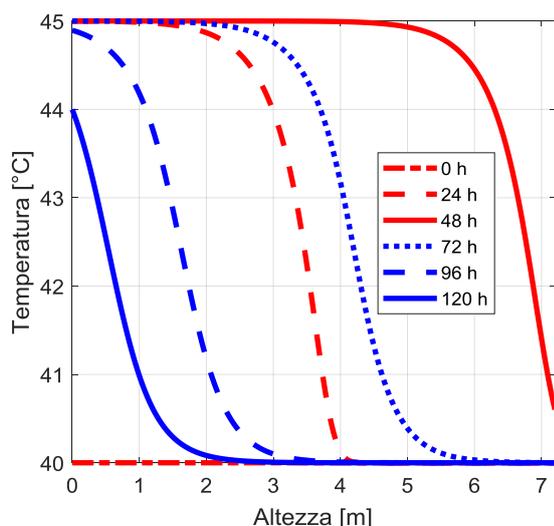


**Figura 4.6c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso ideale

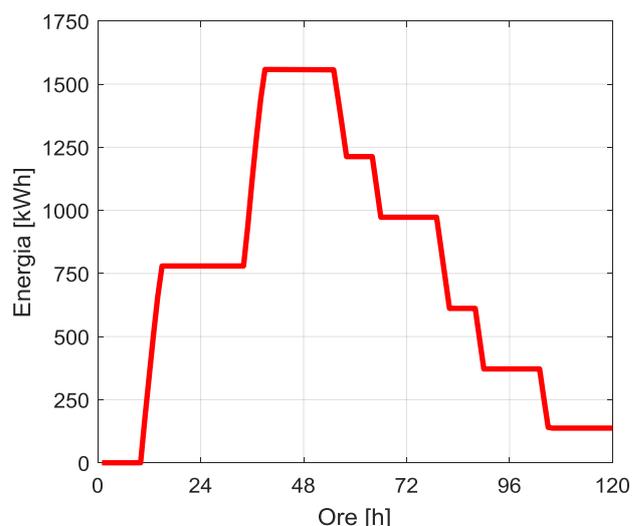


**Figura 4.6d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso ideale

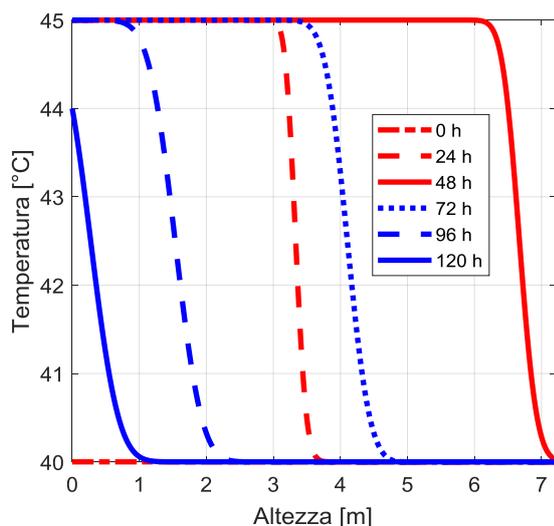
Le successive figure 4.7a-4.7d riportano invece l'evoluzione temporale del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di marzo.



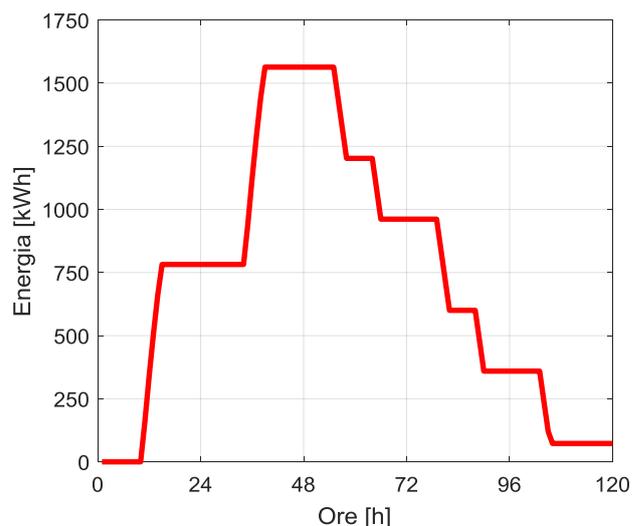
**Figura 4.7a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con mescolamento



**Figura 4.7b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con mescolamento



**Figura 4.7c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso ideale

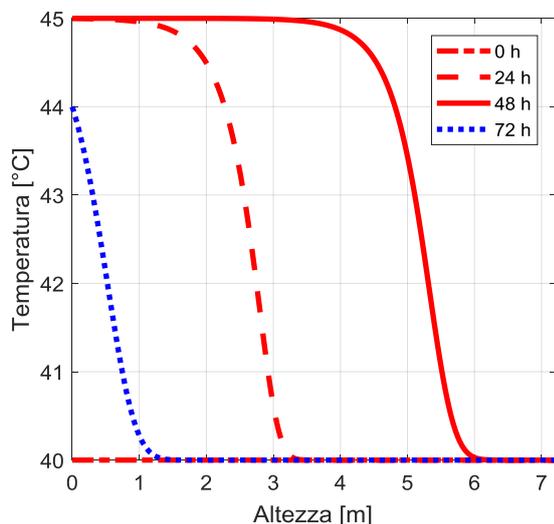


**Figura 4.7d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso ideale

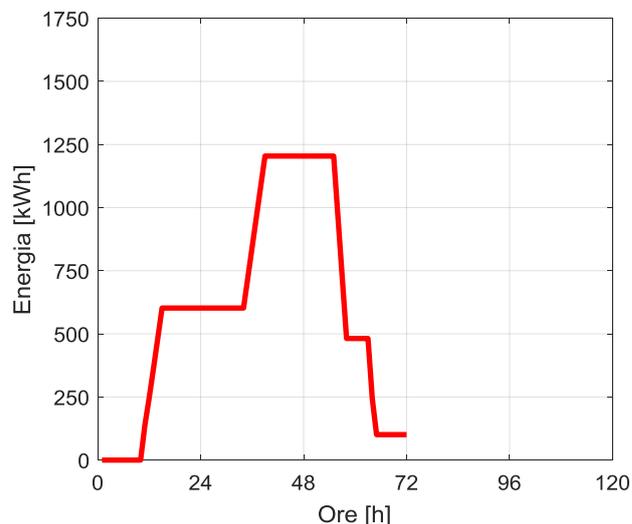
Rispetto agli altri mesi invernali a marzo si ha una maggiore produzione di energia da fotovoltaico (figura 2.1a) che genera un maggior surplus durante le ore centrali delle giornate festive (figura 2.4a). Pertanto, nonostante anche nelle giornate festive del mese di marzo si preveda l'accumulo di energia termica nel serbatoio solamente dalle 10 alle 15, il maggiore surplus permette di far funzionare la pompa di calore con una potenza superiore rispetto alla potenza minima del 50% ipotizzata per dicembre gennaio e febbraio. Conseguentemente, a marzo si prevede un maggiore accumulo di energia termica nel serbatoio (circa 1550 kWh) al termine del weekend, quasi pari alla massima energia termica accumulabile. Al contrario la fase di scarica è molto più lunga rispetto agli altri mesi invernali (fino al mercoledì, 120 h) per il minor deficit di energia elettrica delle giornate feriali. Anche in questo mese si evidenziano delle differenze tra il caso ideale

e il caso con mescolamento. Infatti, sebbene la presenza del mescolamento non influenzi la fase di carica del serbatoio, in quanto nei due giorni non si riesce a raggiungere una carica completa, il serbatoio può raggiungere un livello di scarica superiore nel caso ideale per la maggiore pendenza del termoclino.

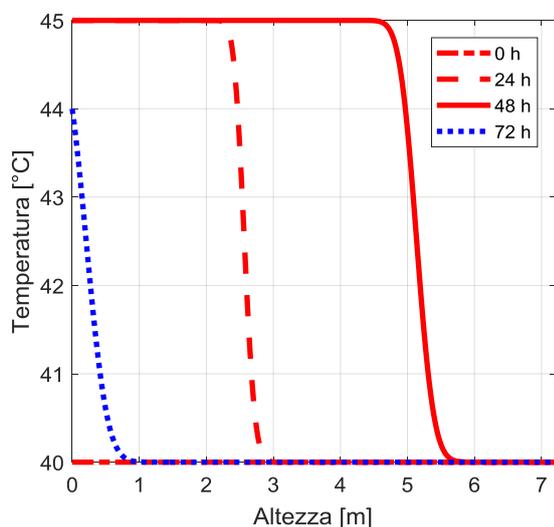
Le figure 4.8a-4.8d riportano infine l'evoluzione nel tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di novembre, l'ultimo studiato per il funzionamento invernale.



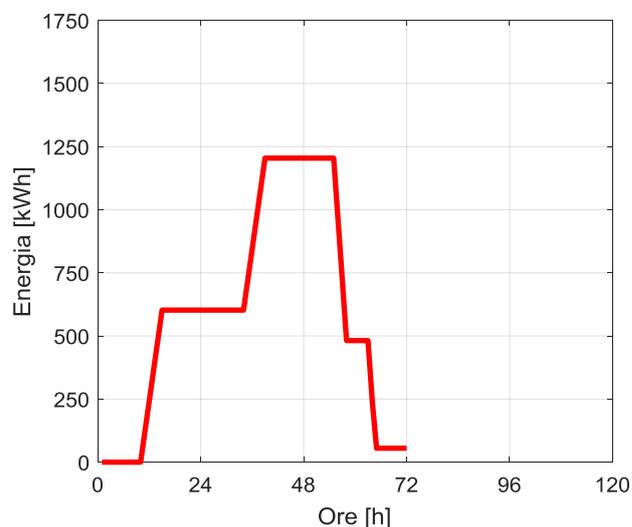
**Figura 4.8a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.8b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.8c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso ideale



**Figura 4.8d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso ideale

Rispetto agli andamenti tipici dei mesi di dicembre, gennaio e febbraio, l'andamento di novembre è praticamente analogo nella fase di carica, anche se le integrazioni dalla rete elettrica per il raggiungimento della potenza minima di funzionamento della pompa di calore sono inferiori grazie alla maggiore produzione da fotovoltaico. Alcune differenze sono invece riscontrabili nella fase di scarica: infatti, per

quanto anche a novembre il serbatoio si scarichi completamente il lunedì, questo avviene nel tardo pomeriggio, in quanto nelle ore centrali della giornata si ipotizza il ricorso alla pompa di calore.

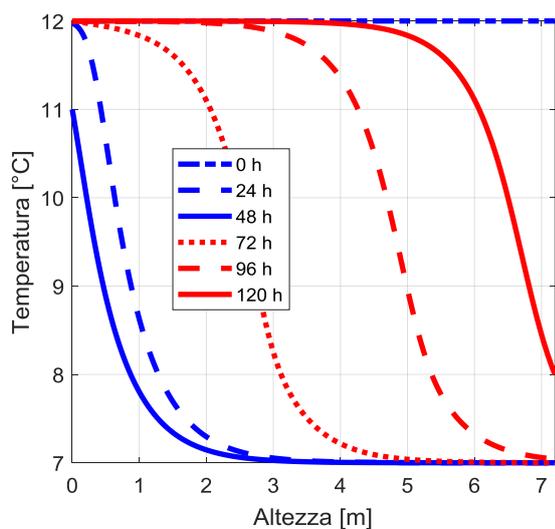
Nelle successive figure da 4.9a-4.9d a 4.12a-4.12d vengono invece rappresentati gli andamenti del termoclino e del livello di carica per i mesi estivi. In particolare nelle figure 4.9a-4.9d sono riportati rispettivamente l'evoluzione temporale del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di luglio.

Dalle figure 4.9a e 4.9c emerge come già al termine del primo giorno del weekend (24 h) si riesca ad accumulare una energia frigorifera molto vicina alla massima energia accumulabile nel serbatoio, ma come sia comunque necessario completare la carica nelle prime ore della domenica. Infatti a luglio, poiché l'accumulo inizia un'ora più tardi rispetto a giugno e nelle prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio l'energia accumulata risulta inferiore, la massima energia frigorifera accumulabile il sabato (circa 1500 kWh) è leggermente inferiore rispetto all'energia accumulabile a giugno, mese a cui si è fatto riferimento per dimensionare il serbatoio di accumulo. Inoltre, diversamente da giugno, dalle figure 4.9b e 4.9d emerge come il processo di scarica si esaurisca il mercoledì (120 h), quando si raggiunge il valore limite di sfruttamento dell'energia frigorifera accumulata concesso dal termoclino. Anche nel mese di luglio l'effetto del mescolamento è visibile sia analizzando la fase di carica che la fase di scarica, con il caso ideale che garantisce sia una maggiore energia accumulabile durante la carica che una minore energia residua nel serbatoio al termine della fase di scarica.

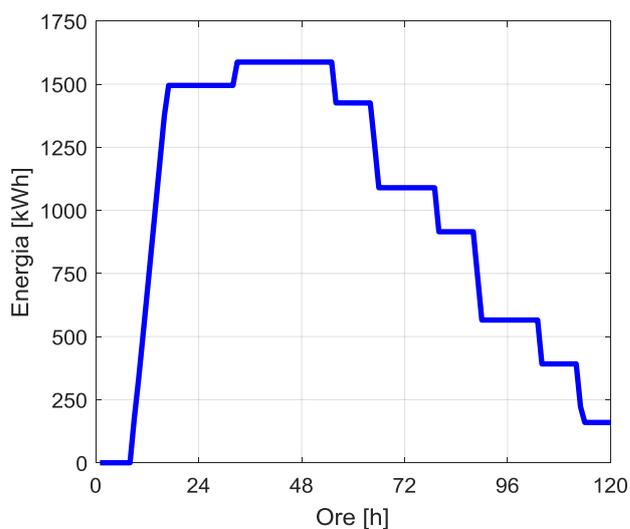
Le figure 4.10a-4.10d riportano l'andamento in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di agosto. Esse sono pressoché analoghe alle corrispondenti figure 4.9a-4.9d per il mese di luglio, con l'unica differenza che al termine del sabato l'energia accumulabile nel serbatoio è inferiore (circa 1425 kWh) e quindi la domenica mattina è necessario un maggiore tempo di funzionamento della pompa di calore per raggiungere il massimo valore di energia accumulabile. Il processo di scarica del serbatoio avviene invece con le medesime modalità del mese di luglio. Anche le differenze tra caso ideale e caso con mescolamento sono le medesime mostrate per il mese di luglio.

Le figure 4.11a-4.11d riportano invece l'andamento in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di settembre. L'andamento è analogo ai mesi precedenti, anche se l'energia accumulabile nel serbatoio il sabato (circa 1230 kWh) è inferiore rispetto ad agosto e ovviamente anche a luglio. La fase di scarica e le differenze tra caso ideale e caso con mescolamento sono le medesime descritte per i mesi di luglio e agosto.

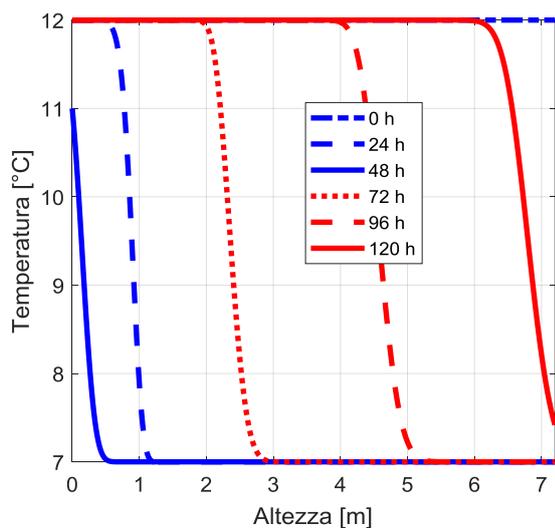
Le figure 4.12a-4.12d riportano infine l'andamento in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di ottobre. Per il mese di ottobre valgono le medesime considerazioni riportate per i mesi precedenti; in questo caso l'energia frigorifera accumulabile nel serbatoio durante il primo giorno del weekend è notevolmente inferiore (circa 850 kWh) e pertanto viene richiesto il funzionamento della pompa di calore per tutta la giornata della domenica per completare la carica del serbatoio. Anche per il mese di ottobre le considerazioni sulla fase di scarica e sulle differenze tra caso ideale e caso con mescolamento sono le medesime descritte per i mesi precedenti.



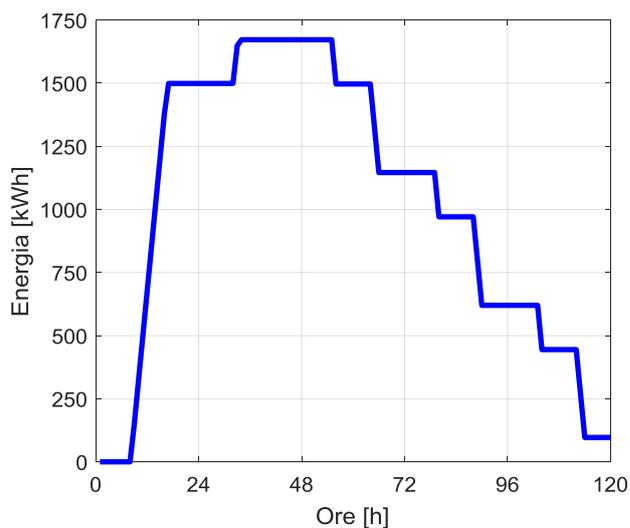
**Figura 4.9a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso con mescolamento



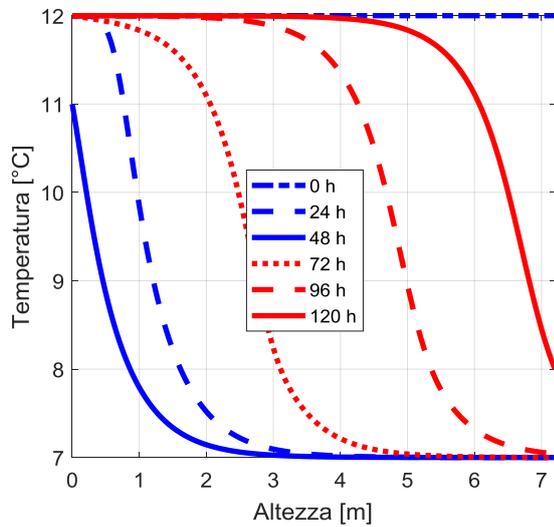
**Figura 4.9b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso con mescolamento



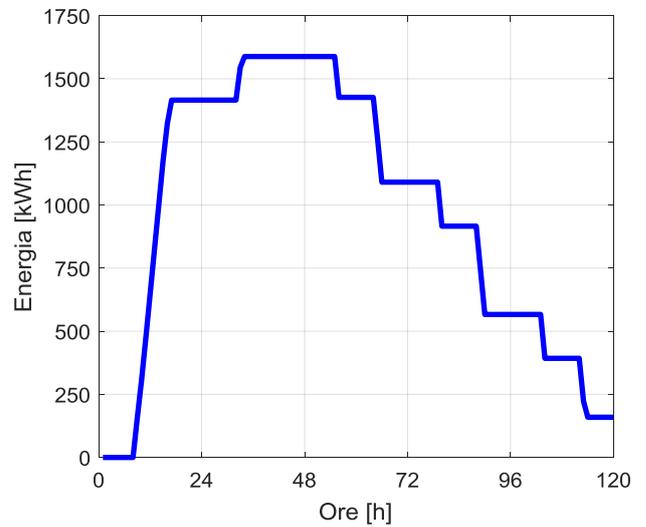
**Figura 4.9c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso ideale



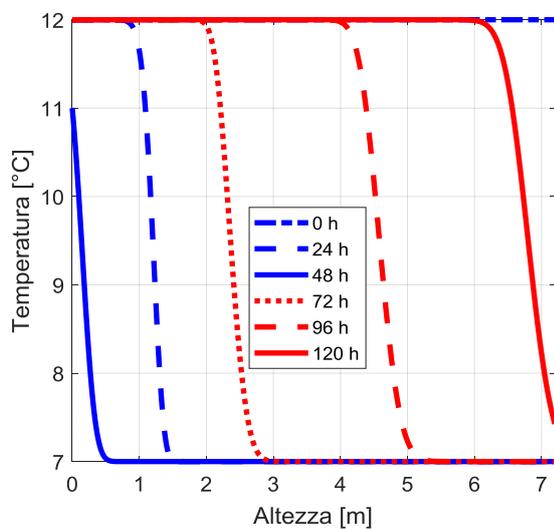
**Figura 4.9d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso ideale



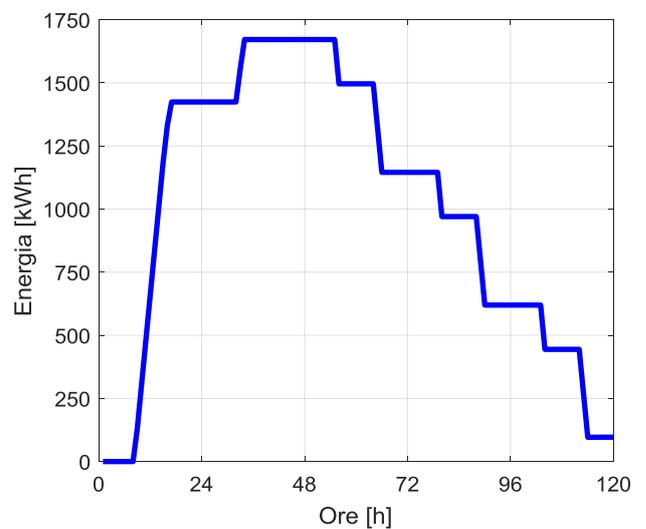
**Figura 4.10a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso con mescolamento



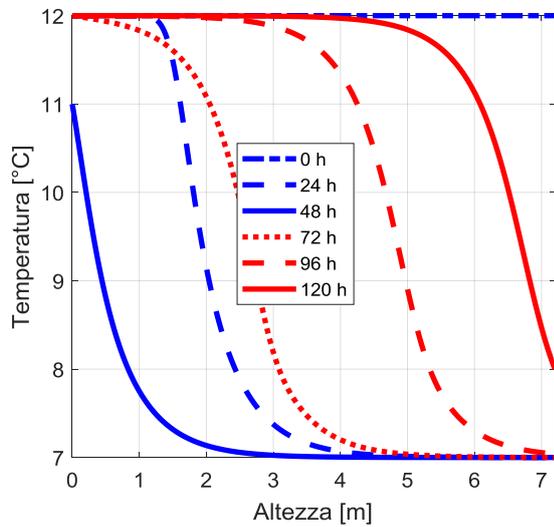
**Figura 4.10b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso con mescolamento



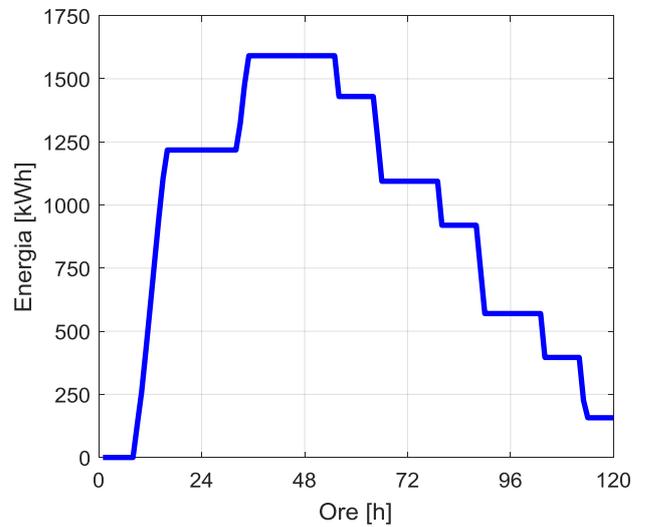
**Figura 4.10c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso ideale



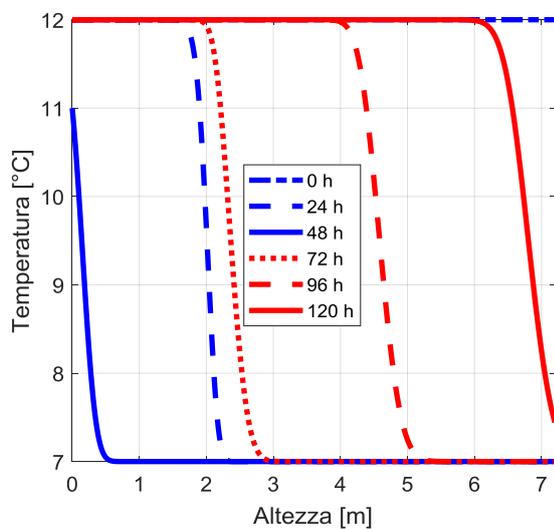
**Figura 4.10d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso ideale



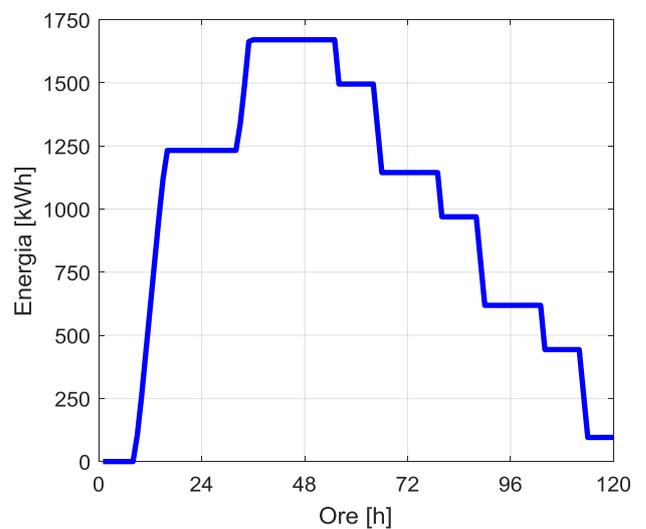
**Figura 4.11a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso con mescolamento



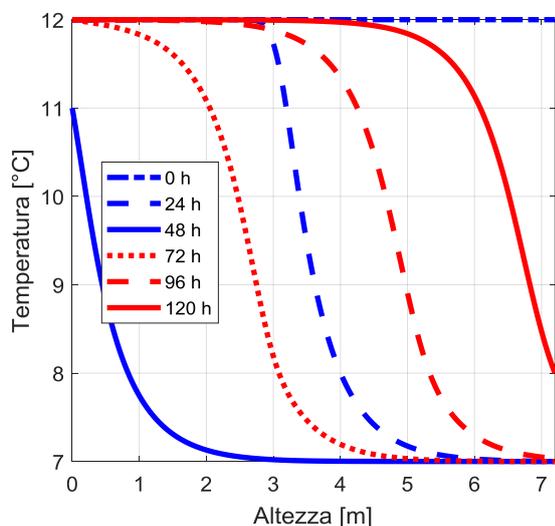
**Figura 4.11b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso con mescolamento



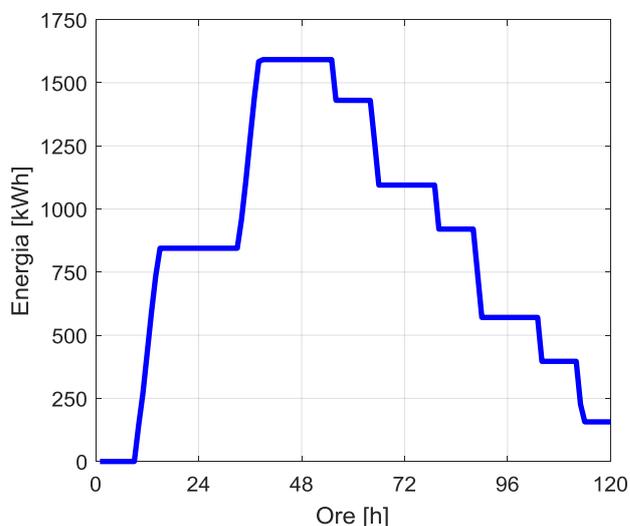
**Figura 4.11c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso ideale



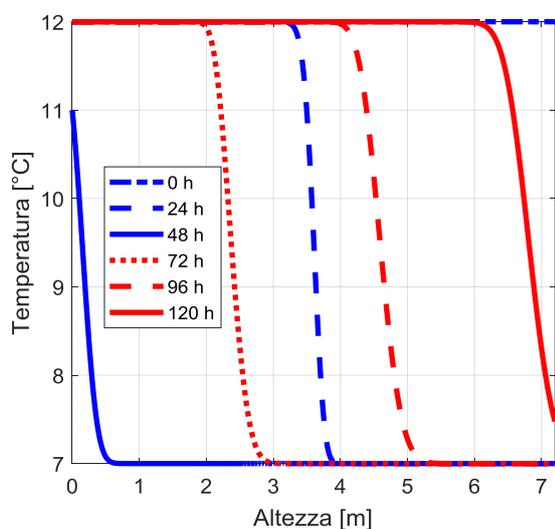
**Figura 4.11d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso ideale



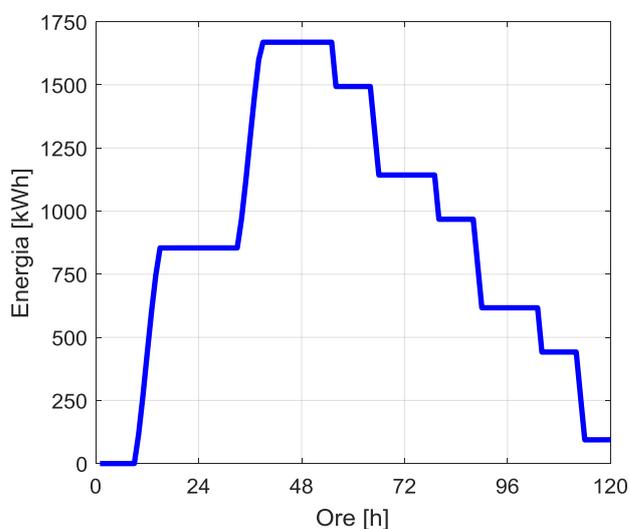
**Figura 4.12a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con mescolamento



**Figura 4.12b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con mescolamento



**Figura 4.12c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso ideale



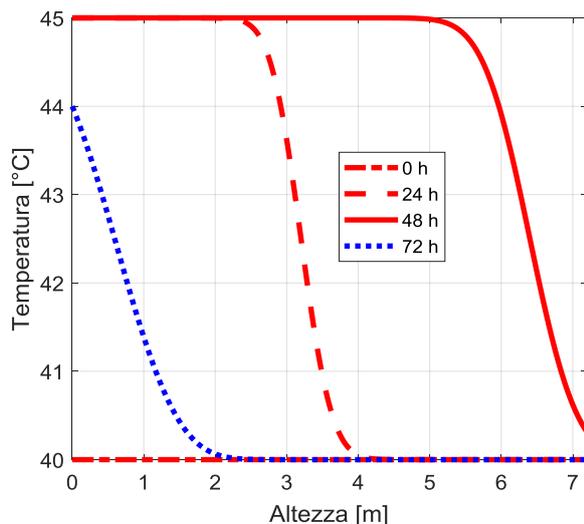
**Figura 4.12d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso ideale

### 4.3.2 Sistema di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e materiale solido

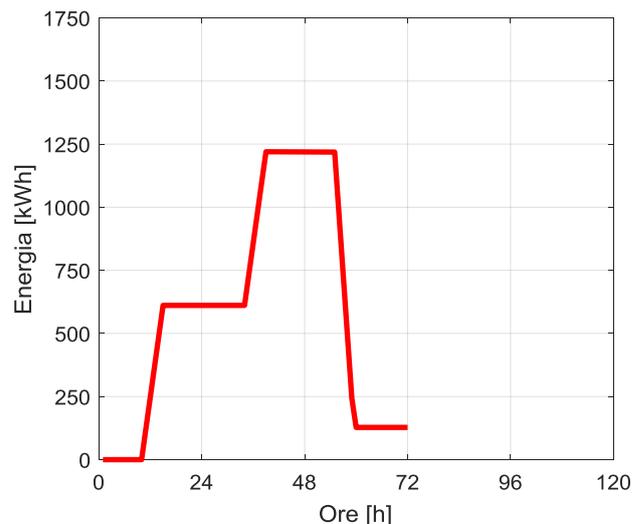
Le analisi riportate nelle figure precedenti sono state successivamente ripetute considerando, in alternativa, un sistema di accumulo termico di tipo passivo con un serbatoio riempito con acqua e materiale solido invece che un sistema attivo che utilizza la sola acqua come mezzo di accumulo. Il materiale solido scelto è la steatite, le cui caratteristiche principali sono riportate in tabella 3.1. Per poter effettuare il confronto con le prestazioni del serbatoio riempito con sola acqua, anche il serbatoio riempito con acqua e steatite è stato dimensionato imponendo un aspect ratio unitario e dimensioni caratteristiche, L e D, pari a 7,2 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. Rispetto al caso con sola acqua il diametro della tubazione influisce solo marginalmente sul processo di accumulo e pertanto per ogni mese si riporta un unico andamento delle prestazioni caratteristiche.

Le figure 4.13a e 4.13b riportano l'evoluzione temporale del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i mesi di gennaio, febbraio e dicembre.



**Figura 4.13a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con acqua e materiale solido

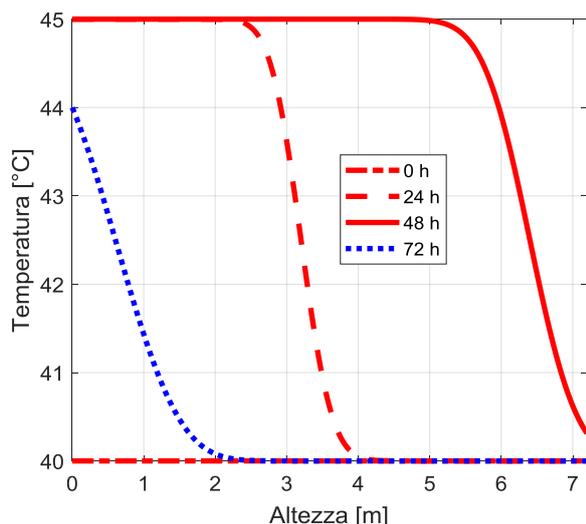


**Figura 4.13b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con acqua e materiale solido

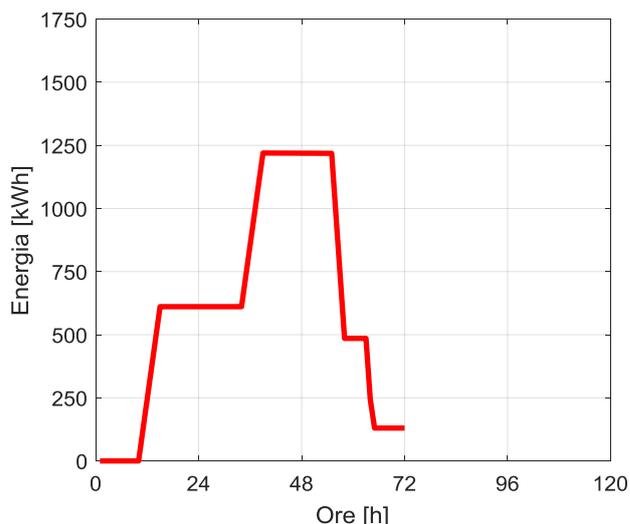
Rispetto agli analoghi andamenti per il caso di serbatoio riempito con sola acqua (fig. 4.6a-4.6d) emergono alcune differenze. L'energia accumulata durante il weekend è la medesima (circa 1670 kWh), ma la carica del serbatoio è superiore in quanto la capacità di accumulo della steatite è inferiore rispetto a quella della sola acqua. La differente pendenza del termoclino nella fase di scarica causa inoltre una maggiore energia termica residua nel serbatoio al termine del processo di scarica.

Le successive figure 4.14a-4.14b e 4.15a-4.15b riportano l'evoluzione temporale del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i mesi di novembre e marzo rispettivamente. Si riportano dapprima i risultati per il mese di novembre (figure 4.14a e 4.14b) per il quale le considerazioni sono

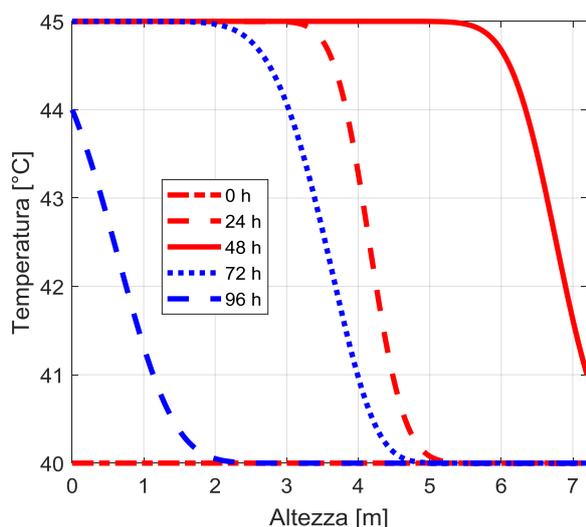
analoghe a quelle dei mesi di gennaio, febbraio e dicembre. Diverso è invece l'andamento che caratterizza il mese di marzo (figure 4.15a e 4.15b). Infatti l'energia accumulabile in un serbatoio ad acqua durante un "tipico" weekend di marzo è pari a circa 1550 kWh (figura 4.7d), ma questo valore si riduce sino a circa 1250 kWh, a causa, come detto, della minore capacità di accumulo della steatite rispetto all'acqua, con una evidente penalizzazione delle prestazioni del sistema rispetto al serbatoio caricato con sola acqua.



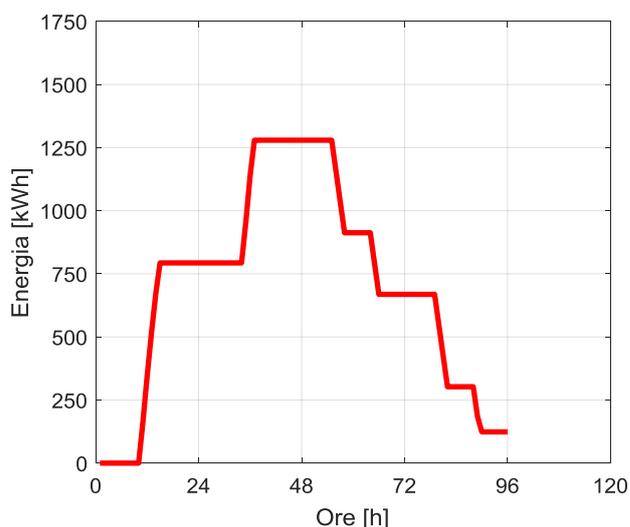
**Figura 4.14a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.14b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.15a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con acqua e materiale solido

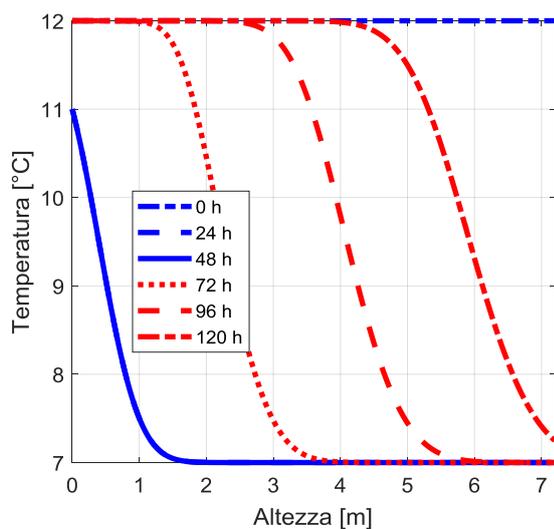


**Figura 4.15b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con acqua e materiale solido

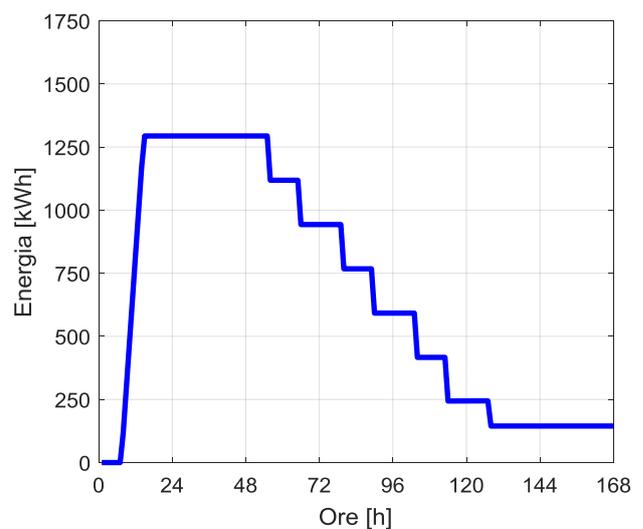
Nelle figure da 4.16a–4.16b fino alle figure 4.20a–4.20b si riportano invece gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il funzionamento estivo, rispettivamente per i mesi di giugno, luglio, agosto, settembre e ottobre.

Anche nel caso di accumulo di energia frigorifera durante i mesi estivi si evidenzia, ovviamente, una notevole riduzione della massima energia accumulabile (poco più di 1250 kWh contro circa 1670 kWh del caso con sola acqua). In ragione di questa notevole riduzione la carica del serbatoio può considerarsi completa già nella giornata del sabato, ad eccezione del mese di ottobre, quando, comunque, sono necessarie anche diverse ore di funzionamento della pompa di calore nella mattina di domenica.

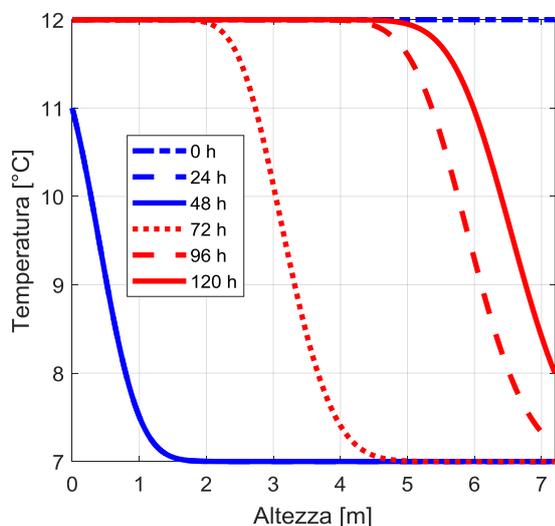
Ovviamente a causa della minore energia frigorifera accumulata nel serbatoio, il processo di scarica è più breve rispetto al serbatoio caricato con sola acqua. Ad esempio, a giugno la fase di scarica dell'energia frigorifera termina nella mattina del giovedì e non più il venerdì, oppure ancora, negli altri quattro mesi, per i quali la scarica avviene secondo le medesime modalità, il processo di scarica termina nella mattina del mercoledì e non più nel pomeriggio dello stesso giorno. Infine, il livello di carica residua del serbatoio di accumulo al termine della fase di scarica non varia in misura significativa se si confronta con l'analogo valore relativo al serbatoio caricato ad acqua nell'ipotesi di mescolamento.



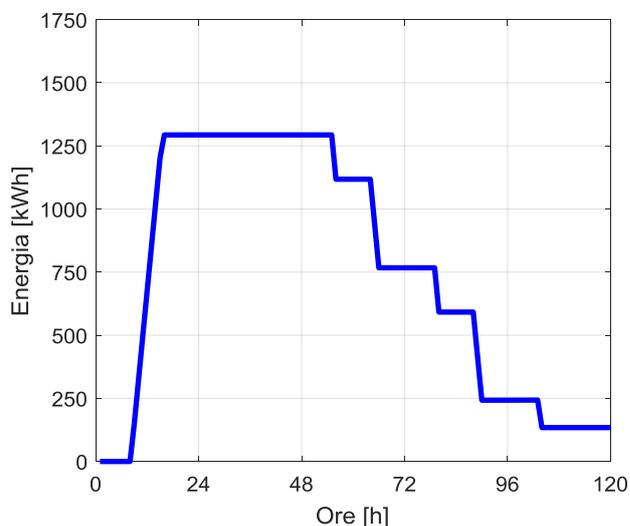
**Figura 4.16a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido



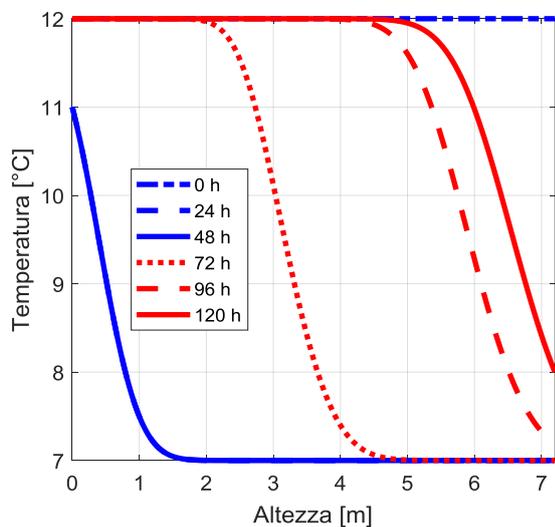
**Figura 4.16b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido



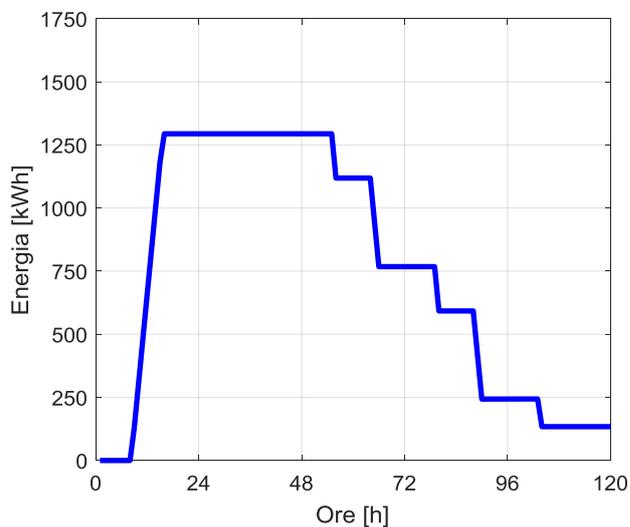
**Figura 4.17a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso con acqua e materiale solido



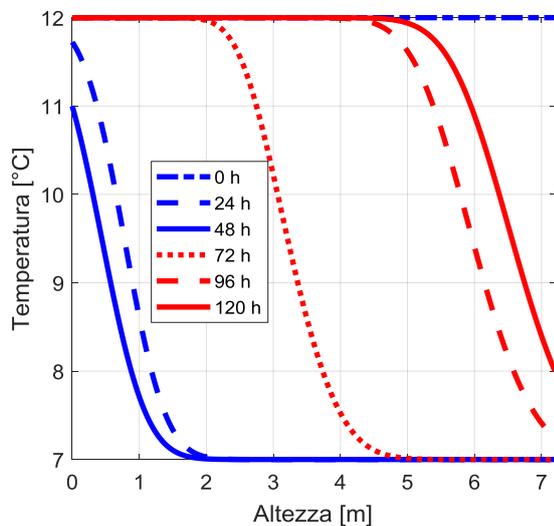
**Figura 4.17b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di luglio. Caso con acqua e materiale solido



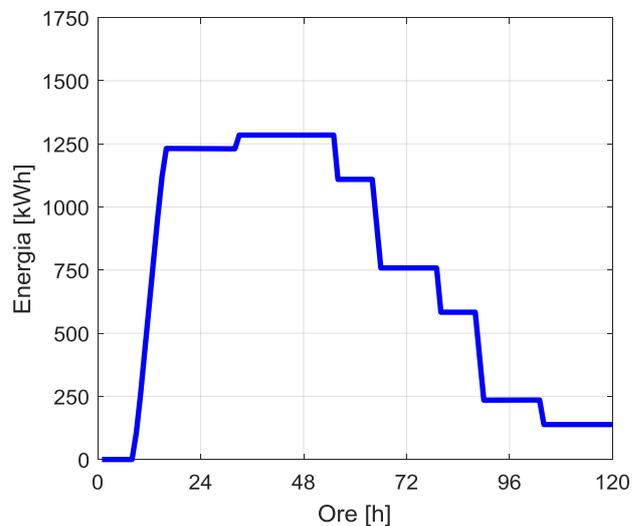
**Figura 4.18a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso con acqua e materiale solido



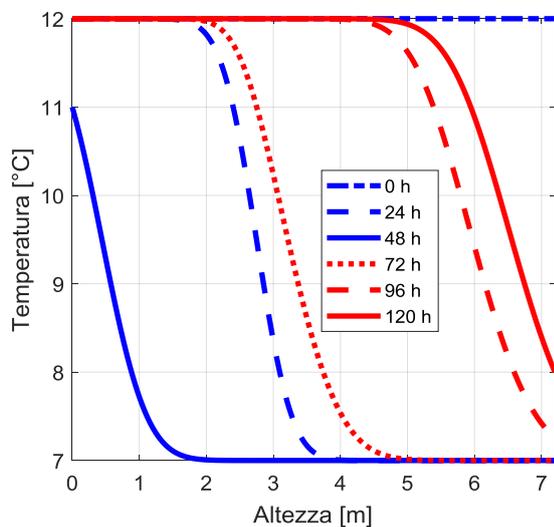
**Figura 4.18b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di agosto. Caso con acqua e materiale solido



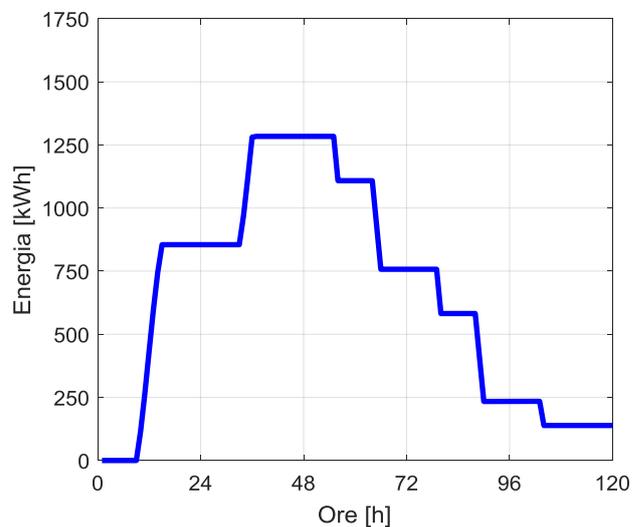
**Figura 4.19a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.19b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di settembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.20a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.20b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con acqua e materiale solido

#### 4.4. Risultati con dimensionamento invernale

In questo paragrafo vengono presentati i risultati ottenuti effettuando il dimensionamento del sistema di accumulo con riferimento all'energia accumulabile in due giornate tipo festive di gennaio. L'energia accumulabile, nonostante si considerino due giorni è comunque inferiore rispetto a quella calcolata nel paragrafo 4.3 per il dimensionamento estivo e conseguentemente le dimensioni del serbatoio sono più piccole. In questo caso, per quanto discusso precedentemente, il volume del serbatoio di accumulo risulta pari a 207,06 m<sup>3</sup>. In particolare il serbatoio di accumulo è stato dimensionato ipotizzando un aspect ratio pari a 1, e conseguenti dimensioni caratteristiche L e D pari a 6,50 m.

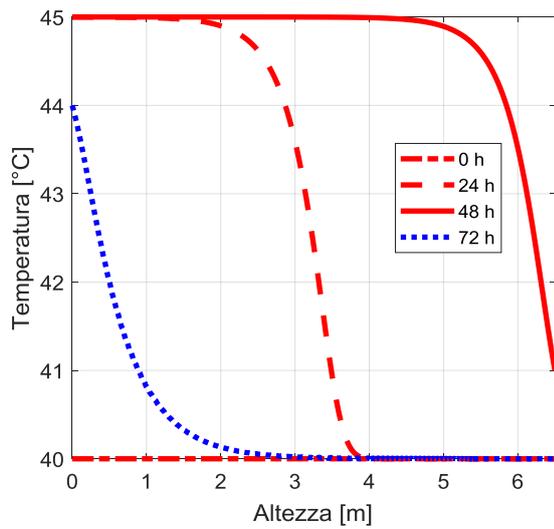
##### 4.4.1 Sistema di accumulo termico di tipo attivo-diretto ad acqua

Dapprima l'accumulo termico è stato studiato considerando un sistema attivo diretto utilizzando ancora l'acqua come fluido termovettore e come mezzo di accumulo. In questo caso la massima energia accumulabile e l'andamento del termoclino dipendono dal grado di mescolamento che si viene a creare all'interno del serbatoio con l'introduzione dell'acqua. Tuttavia, poiché il comportamento del sistema di accumulo al variare del diametro della tubazione di adduzione dell'acqua è lo stesso mostrato nel paragrafo 4.3.1 per i sistemi di accumulo con dimensionamento "estivo", in questo paragrafo non si riportano i risultati al variare del DN del tubo di ingresso. Per tutti i mesi dell'anno le prestazioni del sistema di accumulo sono presentate solamente per il caso ideale senza mescolamento ( $\delta_{eff} = 1$ ) e per il caso con mescolamento considerando una tubazione di adduzione dell'acqua con diametro DN 200.

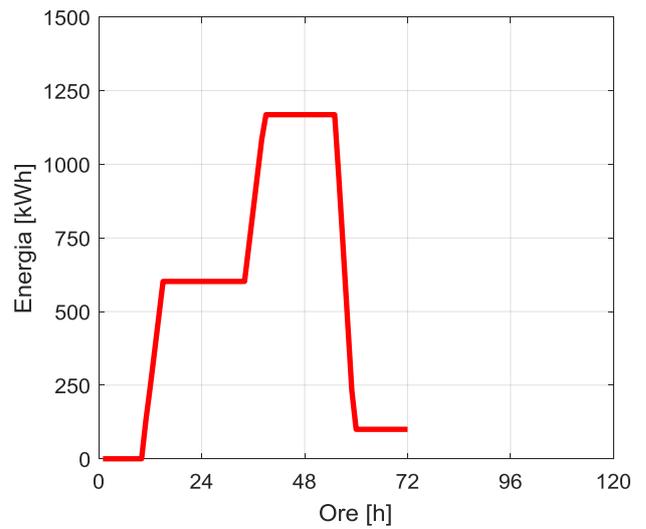
Anche nel dimensionamento invernale, i mesi di gennaio, febbraio e dicembre sono caratterizzati dai medesimi andamenti del termoclino e dagli stessi valori di energia termica accumulata in quanto il serbatoio è caricato tra le 10 e le 15 con la pompa di calore al 50% della potenza nominale e anche gli intervalli di scarica sono i medesimi e con i medesimi livelli di carica.

Nelle figure 4.21a-4.21d 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 e dicembre, per entrambi i casi ideale e con mescolamento. Come già specificato per le analisi con dimensionamento estivo, 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).

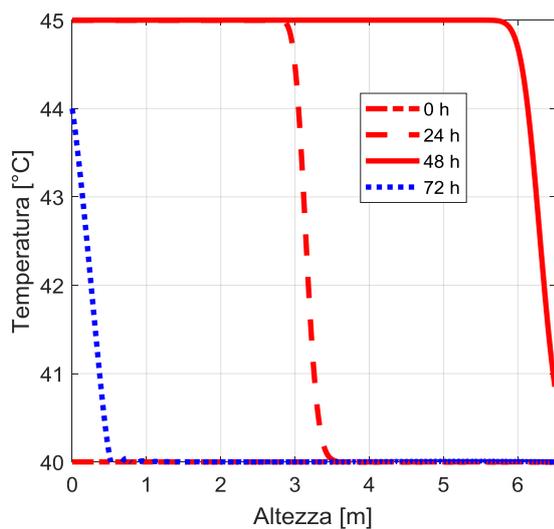
Rispetto al caso con dimensionamento estivo (figure 4.6a-4.6d), dalle figure 4.21a-4.21d è possibile individuare delle piccole differenze tra il caso ideale e il caso con mescolamento anche per il processo di carica. Infatti a causa delle minori dimensioni del serbatoio di accumulo, al termine del weekend la sezione inferiore del serbatoio si trova per entrambi i casi alla massima temperatura di 41 °C, ma la minore pendenza del termoclino nel caso con mescolamento permette di accumulare una quantità di energia termica leggermente inferiore rispetto al caso ideale (1200 kWh contro circa 1170 kWh). Come già ampiamente evidenziato per tutti gli altri casi analizzati precedentemente, il mescolamento all'interno del serbatoio è fonte di una maggiore energia residua al termine del processo di scarica.



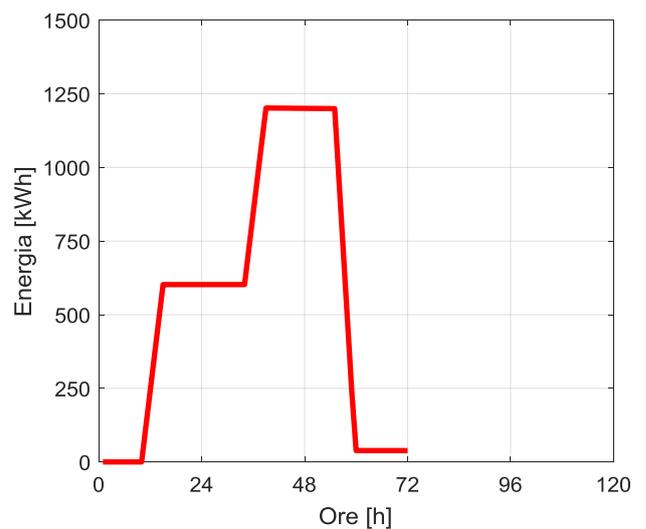
**Figura 4.21a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.21b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con mescolamento

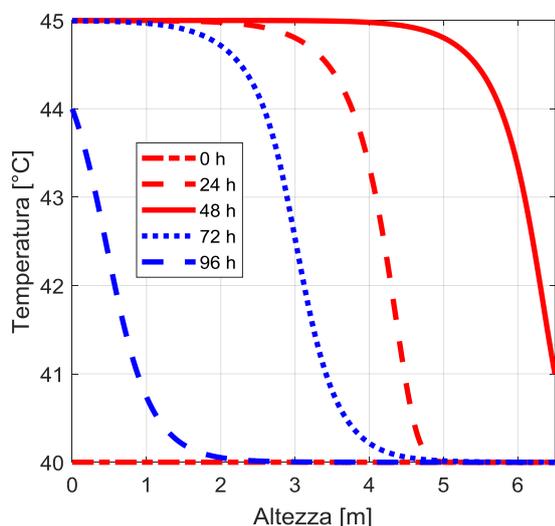


**Figura 4.21c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso ideale

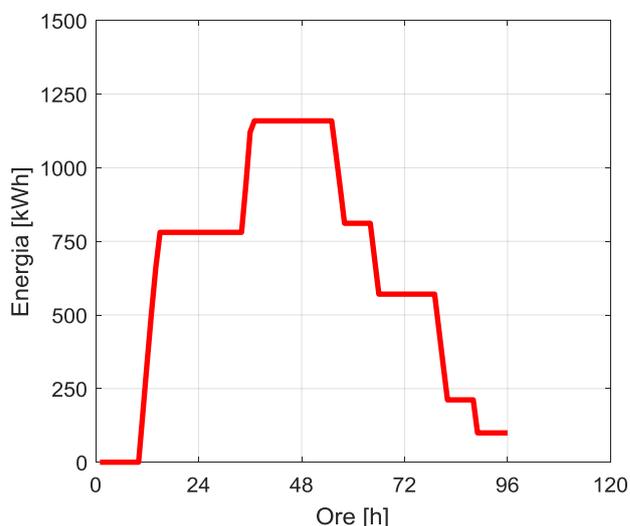


**Figura 4.21d.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di gennaio, febbraio e dicembre. Caso ideale

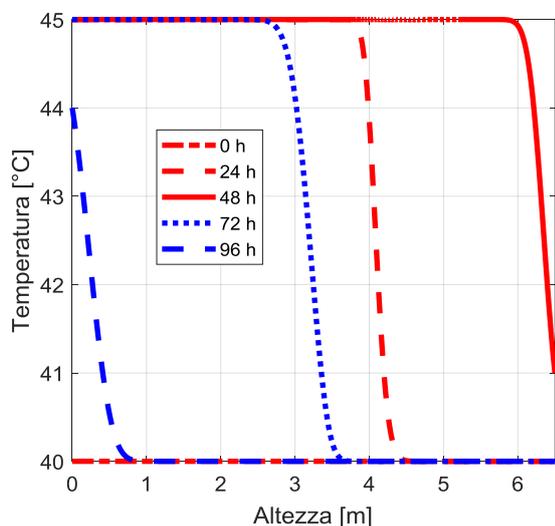
Nelle figure 4.22a-4.22d vengono rappresentati gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di marzo, , per entrambi i casi con mescolamento e ideale.



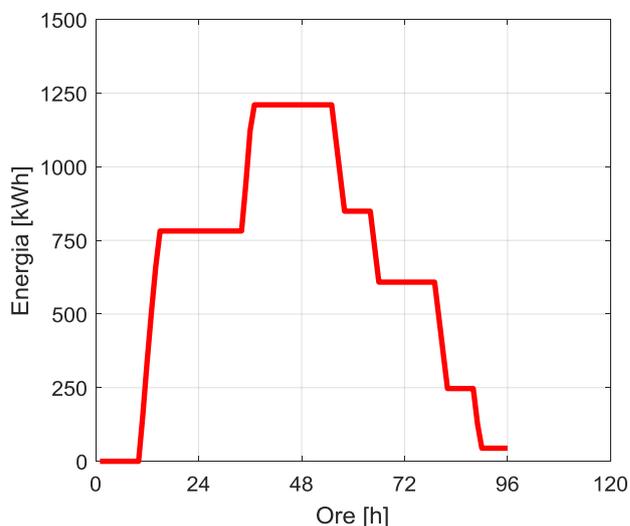
**Figura 4.22a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di marzo. Caso con mescolamento



**Figura 4.22b.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con mescolamento



**Figura 4.22c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di marzo. Caso ideale



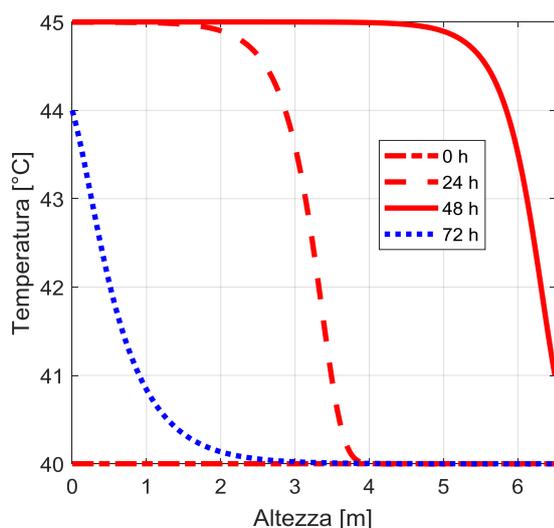
**Figura 4.22d.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso ideale

Il mese di marzo presenta le medesime differenze tra il caso ideale e il caso con mescolamento riportate per gli altri mesi invernali, dai quali si differenzia semplicemente perché il processo di carica si completa già nelle prime ore della domenica. A marzo, pertanto, si registra una riduzione della massima energia termica

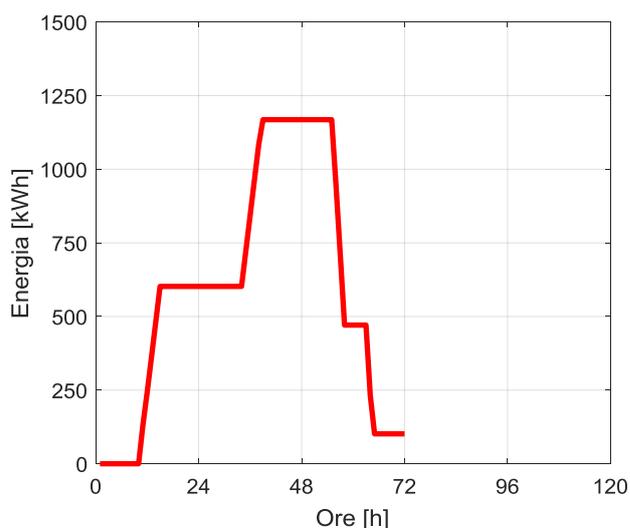
accumulabile rispetto al dimensionamento estivo (circa 1210 kWh contro circa 1560 kWh). Anche la fase di scarica si esaurisce in due giorni contro i tre riscontrati nel caso di dimensionamento estivo.

Nelle figure 4.23a-4.23d 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 novembre.

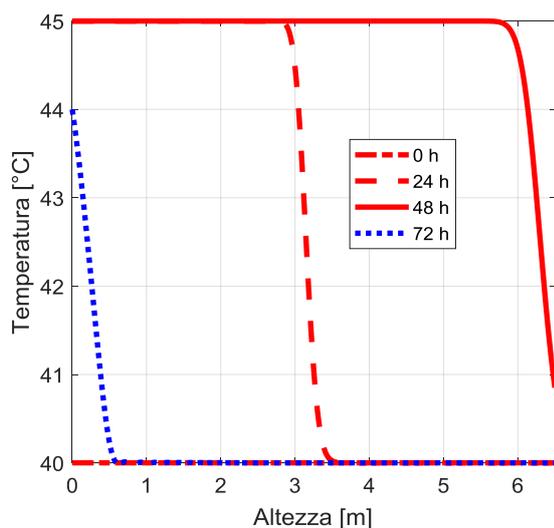
L'unica differenza rispetto ai mesi di gennaio, febbraio e dicembre è dovuta al processo di scarica che viene interrotto nelle ore centrali del lunedì e riprende nel pomeriggio.



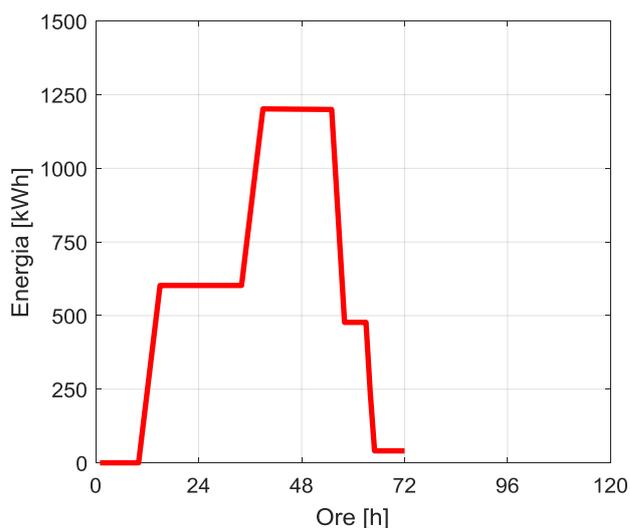
**Figura 4.23a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di novembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.23b.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con mescolamento



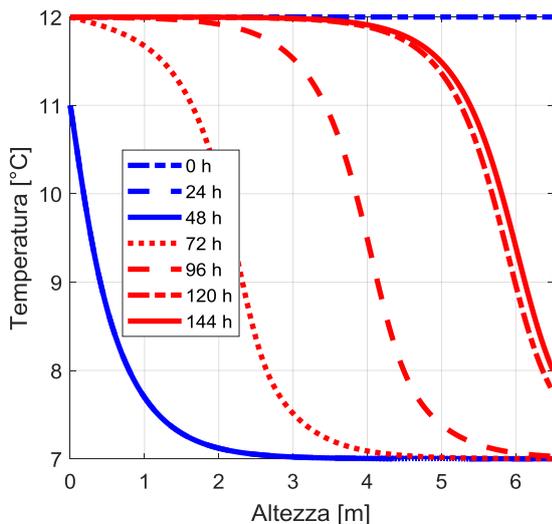
**Figura 4.23c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di novembre. Caso ideale



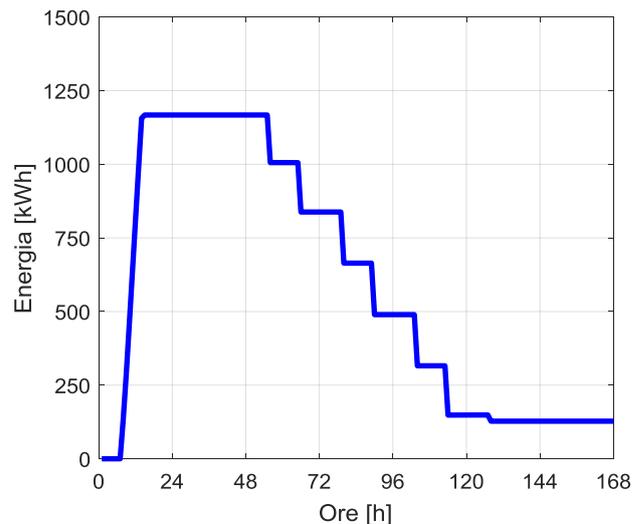
**Figura 4.23d.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso ideale

Nelle successive figure vengono rappresentate le prestazioni del sistema di accumulo per i mesi estivi. Dapprima, nelle figure 4.24a-4.24d, 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.

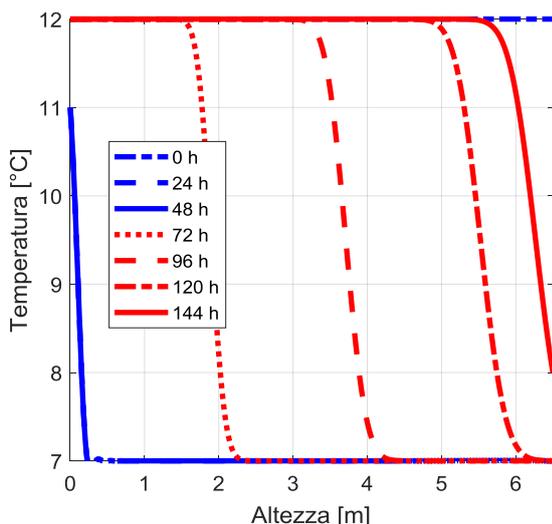
A giugno si raggiunge molto rapidamente il massimo livello di carica del sistema di accumulo (circa 1250 kWh nel caso ideale), mentre la scarica termina solamente il giovedì in ragione dei ridotti deficit caratteristici delle giornate feriali di giugno.



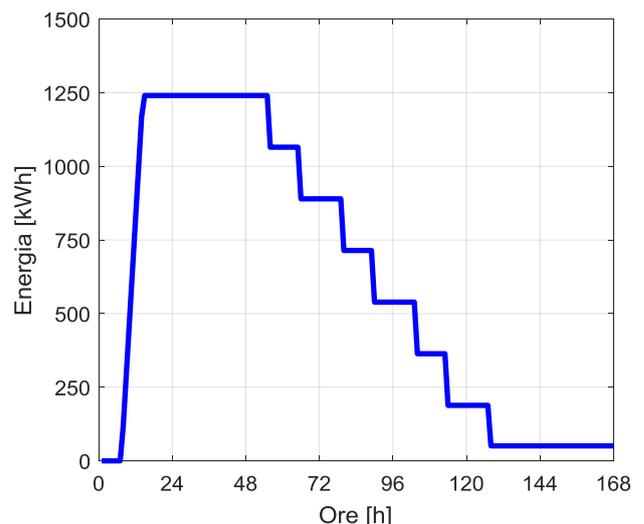
**Figura 4.24a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di giugno. Caso con mescolamento



**Figura 4.24b.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con mescolamento

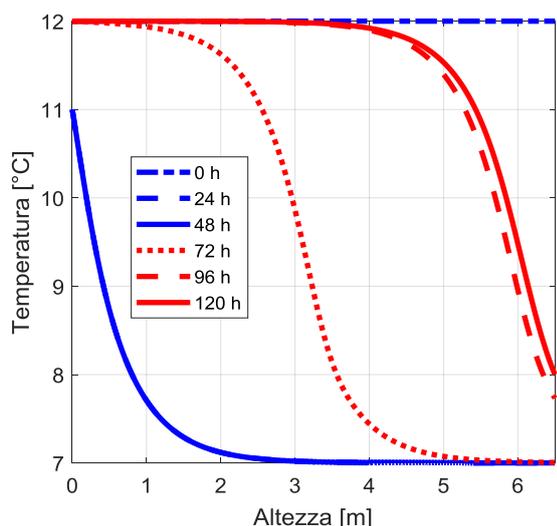


**Figura 4.24c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di giugno. Caso ideale

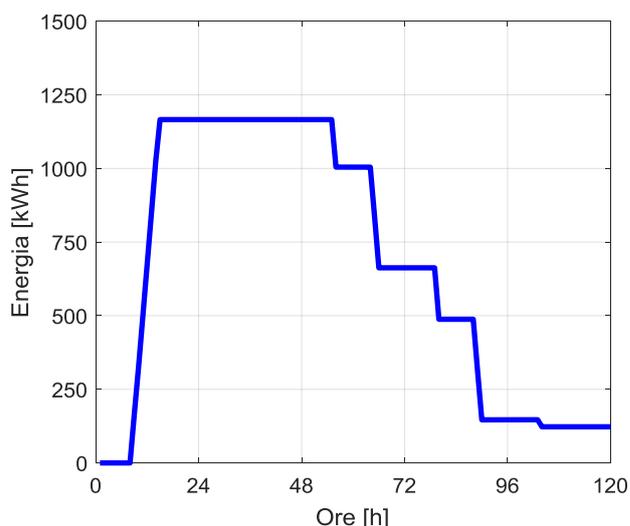


**Figura 4.24d.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso ideale

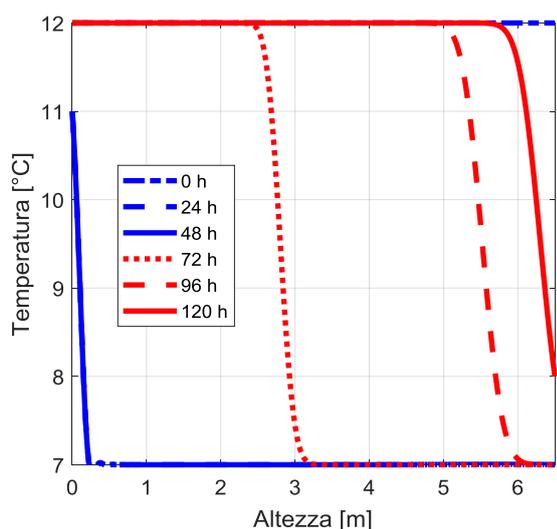
I mesi di luglio, agosto e settembre vengono rappresentati tutti nelle figure 4.25a-4.25d, in quanto il processo di carica è pressoché identico. Infatti, il sabato la pompa di calore viene azionata a partire dalle 8 del mattino e le uniche differenze, peraltro trascurabili, sono dovute ad una produzione di energia frigorifera nelle prime ore del mattino che decresce leggermente da luglio a settembre e che provoca un più lento completamento della fase di carica del serbatoio. La fase di scarica è invece identica per i tre mesi.



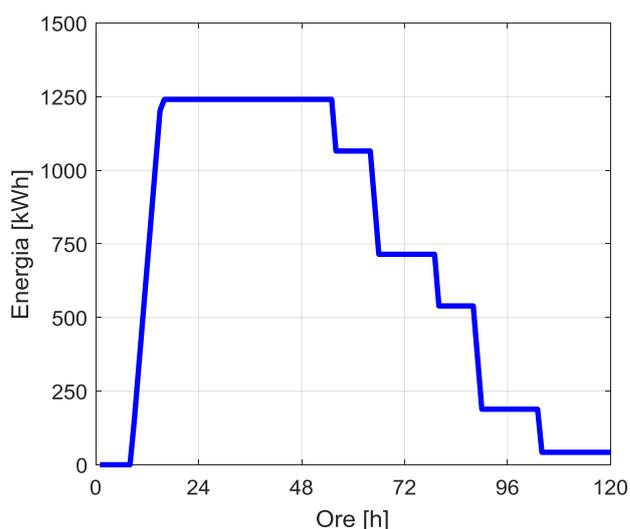
**Figura 4.25a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso con mescolamento



**Figura 4.25b.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso con mescolamento



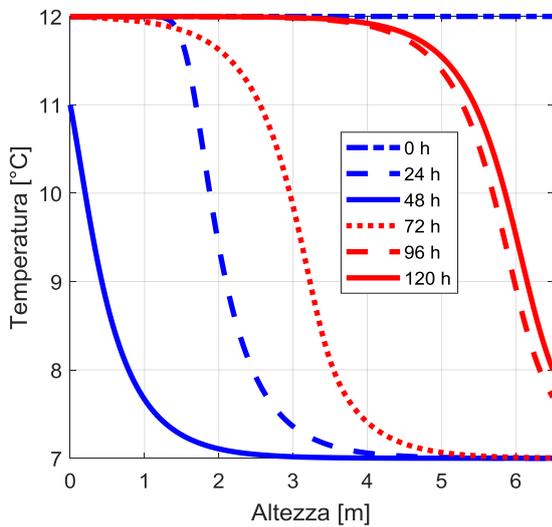
**Figura 4.25c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso ideale



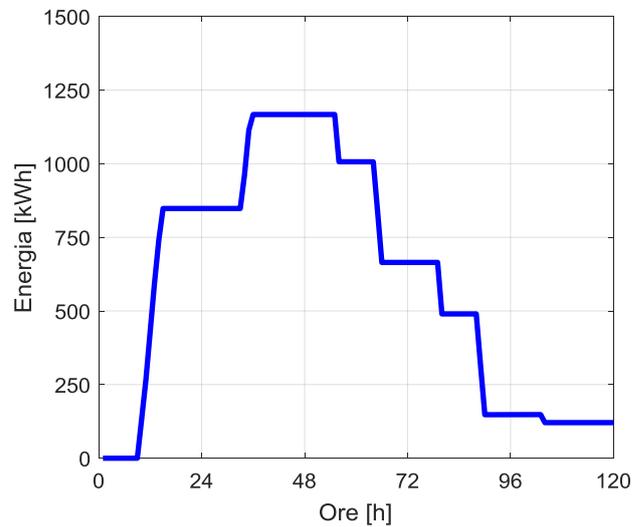
**Figura 4.25d.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso ideale

Infine, nelle figure 4.264a-4.26d, 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. A ottobre poiché la massima

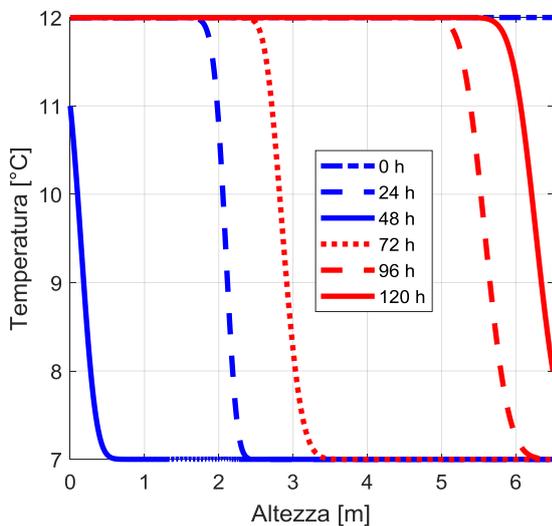
energia frigorifera generabile durante il sabato (circa 850 kWh) è inferiore rispetto alla massima energia accumulabile nel serbatoio (circa 1250 kWh) il processo di carica termina la domenica. Al contrario il processo di scarica è identico a quello degli altri mesi estivi e termina il mercoledì.



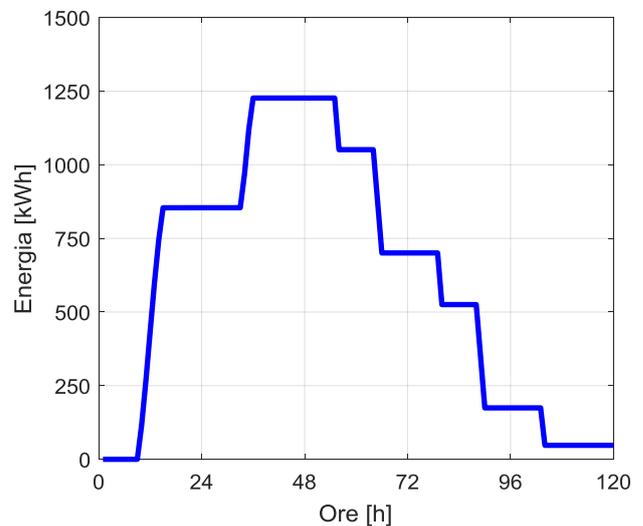
**Figura 4.26a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di ottobre. Caso con mescolamento



**Figura 4.26b.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con mescolamento



**Figura 4.26c.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo in funzione del tempo: mese di ottobre. Caso ideale



**Figura 4.26d.** Livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso ideale

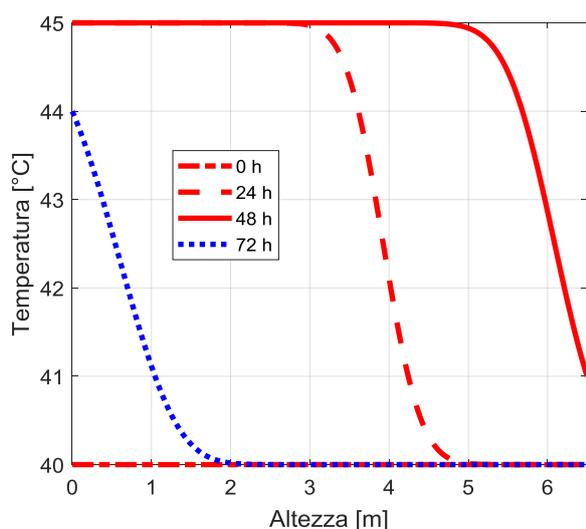
#### 4.4.2 Sistema di accumulo termico di tipo passivo ad acqua e materiale solido

Le analisi riportate nel paragrafo precedente sono state ripetute considerando, in alternativa, un sistema di accumulo termico di tipo passivo con un serbatoio riempito con acqua e materiale solido invece che un sistema attivo che utilizza la sola acqua come mezzo di accumulo. In accordo con quanto riportato nel paragrafo 4.3.2 il materiale solido scelto è la steatite (tabella 3.1).

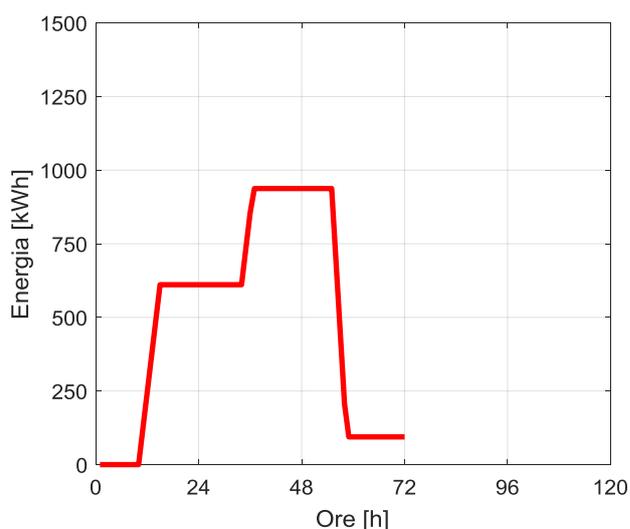
Per poter effettuare il confronto con le prestazioni del serbatoio riempito con sola acqua, anche il serbatoio riempito con acqua e steatite è stato dimensionato imponendo un aspect ratio pari a 1 e dimensioni caratteristiche, L e D, pari a 6,5 m.

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. Rispetto al caso con sola acqua il diametro della tubazione influenza molto marginalmente il processo di accumulo e pertanto per ogni mese si riporta un unico andamento del termoclino.

Le figure 4.27a e 4.27b riportano l'evoluzione nel tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per i mesi di gennaio, febbraio e dicembre.



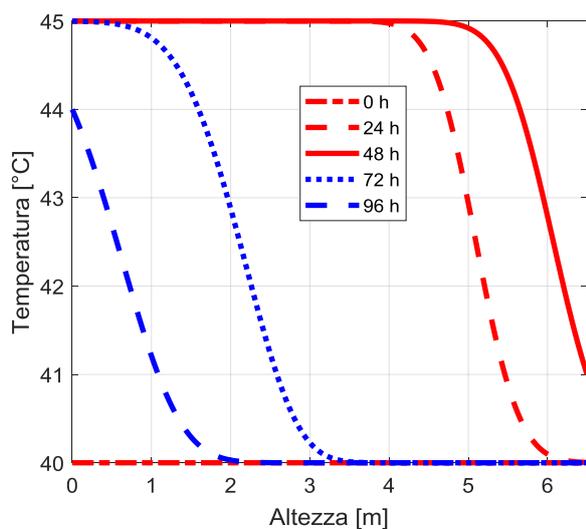
**Figura 4.27a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mesi di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con acqua e materiale solido



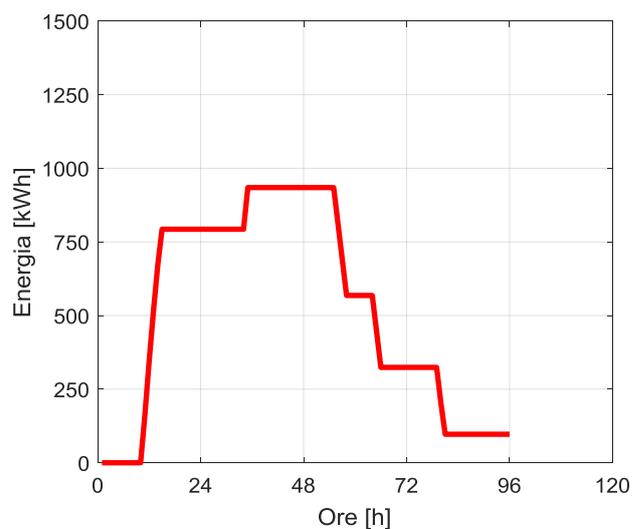
**Figura 4.27b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di gennaio, febbraio e dicembre. Caso con acqua e materiale solido

La minore capacità di accumulo termico del materiale solido rispetto all'acqua riduce notevolmente l'energia accumulabile nel serbatoio quando la carica è completa, che si riduce da 1200 kWh (figure 4.21b e 4.21d) a meno di 1000 kWh.

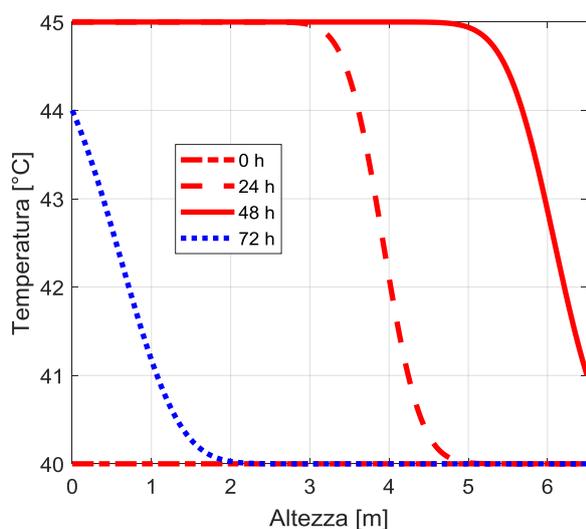
Le figure 4.28a-4.28b e 4.29a-4.29b riportano l'evoluzione nel tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il mese di marzo e di novembre, rispettivamente.



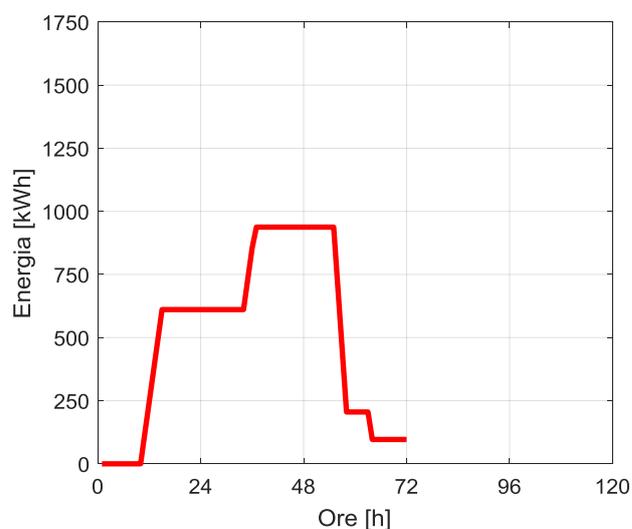
**Figura 4.28a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.28b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di marzo. Caso con acqua e materiale solido



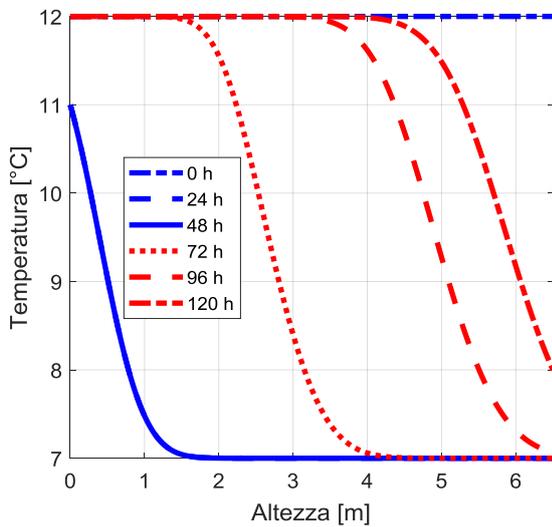
**Figura 4.29a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con acqua e materiale solido



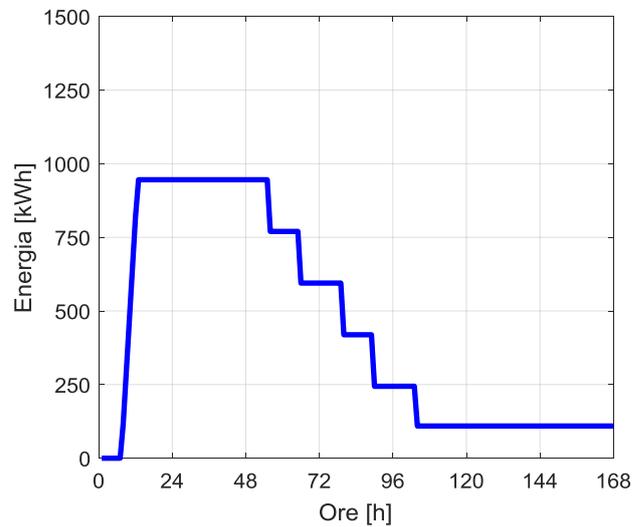
**Figura 4.29b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di novembre. Caso con acqua e materiale solido

Rispetto agli altri mesi invernali le differenze sono abbastanza ridotte, soprattutto a novembre (fase di scarica completata nel pomeriggio del lunedì), mentre a marzo è presente qualche differenza in più sia nella fase di carica che di scarica. L'energia accumulabile è ancora di poco inferiore a 1000 kWh, con una notevole riduzione rispetto al caso con accumulo con sola acqua.

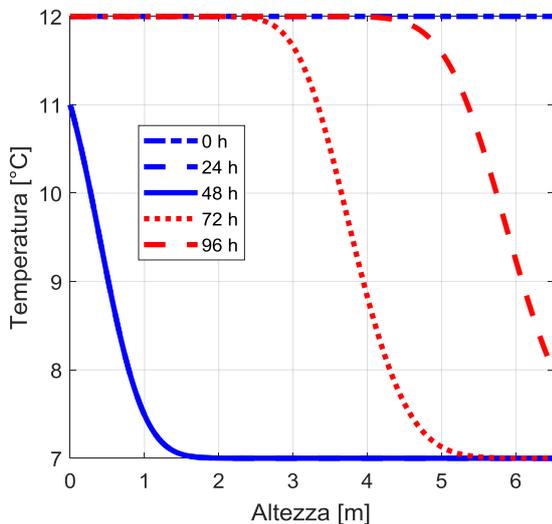
Nelle figure successive si riportano invece gli andamenti in funzione del tempo del termoclino e del livello di carica all'interno del serbatoio di accumulo per il funzionamento estivo, rispettivamente per i mesi di giugno (figure 4.30a-4.30b), luglio, agosto e settembre figure (4.31a-4.31b) ed ottobre (figure 4.32a-4.32b).



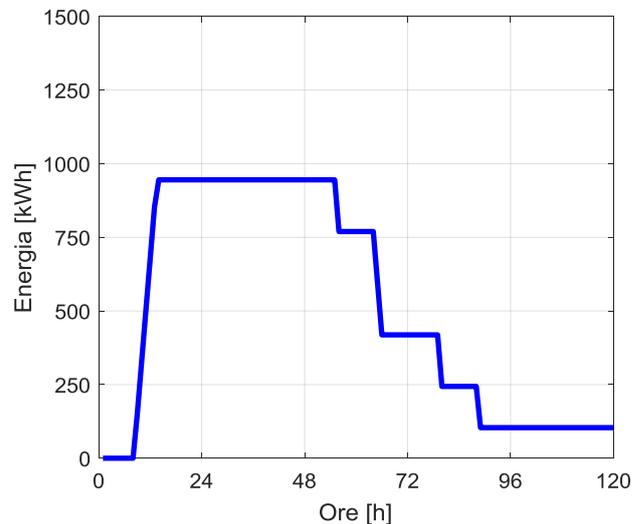
**Figura 4.30a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido



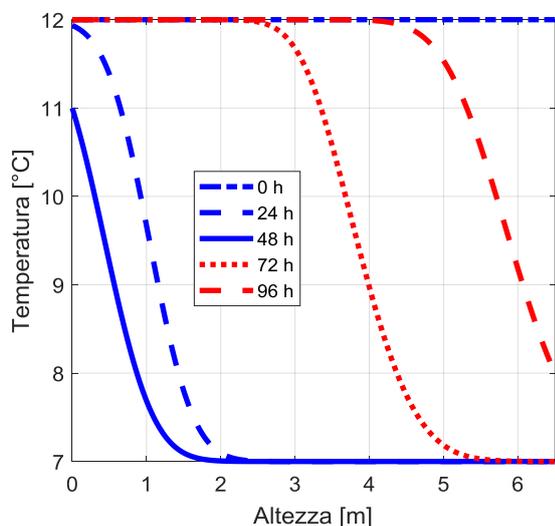
**Figura 4.30b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di giugno. Caso con acqua e materiale solido



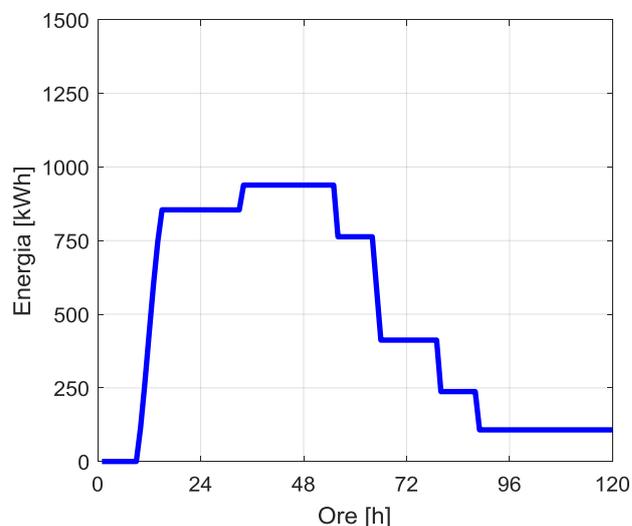
**Figura 4.31a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.31b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mesi di luglio, agosto e settembre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.32a.** Andamento del termoclino nel serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con acqua e materiale solido



**Figura 4.32b.** Andamento del livello di carica del serbatoio di accumulo: mese di ottobre. Caso con acqua e materiale solido

Il ricorso al materiale solido riduce notevolmente, anche nel caso di accumulo di energia frigorifera durante i mesi estivi, l'energia accumulabile nel serbatoio, la cui carica viene completata nelle prime ore del sabato (o nel pomeriggio il mese di ottobre). La massima energia accumulabile è pari a circa 950 kWh, ovvero meno del 30% della massima energia frigorifera accumulabile d'estate durante il weekend (3335 kWh a giugno). A causa della ridotta energia frigorifera accumulabile il processo di scarica è più breve e termina la mattina del mercoledì (giugno) o addirittura il martedì (altri mesi estivi).

#### 4.5. 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:

$$F_C = \frac{E_C}{E_{MAX}} \quad (4.2)$$

$$F_S = \frac{E_S}{E_C} \quad (4.3)$$

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. (4.2) 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. (4.3) 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 definire un ulteriore fattore  $F_U$  (fattore di utilizzazione del sistema TES), espresso dall'equazione (4.4), dato dal prodotto dei due fattori di carica e di scarica:

$$F_U = F_C \cdot F_S = \frac{E_S}{E_{MAX}} \quad (4.4)$$

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 4.33-4.38 che seguono mostrano l'andamento dei fattori di carica, di scarica e di utilizzazione del sistema di accumulo sempre nei due casi di dimensionamento estivo e di dimensionamento invernale e considerando le diverse soluzioni del sistema di accumulo:

- soluzione base senza sistema di accumulo termico;
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso ideale);
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso con mescolamento);
- 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.

Nei mesi estivi, come mostrano le figure 4.33 e 4.34, il fattore di carica arriva ad essere molto vicino all'unità (0,98-0,99) nell'ipotesi di accumulo termico attivo ideale (condizione limite di riferimento), mentre

l'effetto dovuto ad una minore pendenza del termoclino (gradiente termico più esteso) riduce la capacità del serbatoio di accumulare energia nelle soluzioni con accumulo termico con mescolamento e accumulo termico passivo, con valori del fattore di carica che comunque, sempre nei mesi estivi, si mantengono superiori a 0,90. Nei mesi invernali si riscontrano invece notevoli differenze tra la soluzione con dimensionamento estivo (figura 4.33) e quella con dimensionamento invernale (figura 4.34). Infatti, l'energia accumulabile durante i weekend invernali permette una carica quasi completa del serbatoio (sino al 96%) nel caso di dimensionamento invernale, mentre nel caso di dimensionamento estivo il fattore di carica risulta sensibilmente inferiore (circa 0,71) nel caso di accumulo diretto (con sola acqua), a causa delle maggiori dimensioni del serbatoio. Valori maggiori del fattore di carica si riscontrano nel caso di accumulo passivo (poco meno di 0,90) a causa della minore capacità termica del mezzo solido rispetto a quella dell'acqua.

Il fattore di scarica presenta un andamento che risulta meno influenzato dal criterio di dimensionamento del serbatoio rispetto al fattore di carica. Inoltre, come emerge dalle figure 4.35 e 4.36, non si riscontrano differenze significative nei valori calcolati per i vari mesi dell'anno. I valori massimi del fattore di scarica si ottengono ovviamente nell'ipotesi di accumulo termico attivo diretto ideale con acqua (0,95-0,97), mentre i valori nell'ipotesi di accumulo termico attivo diretto con mescolamento e accumulo termico passivo con acqua e materiale solido si attestano attorno a 0,90.

Il fattore di utilizzazione si mantiene elevato per tutti i casi presi in esame. In particolare, con la soluzione con accumulo termico attivo diretto ideale, il fattore di utilizzazione vale 0,94-0,95 per tutti i mesi dell'anno nell'ipotesi di dimensionamento invernale, mentre nell'ipotesi di dimensionamento estivo vale poco più di 0,90 nei mesi estivi e meno di 0,70 nei mesi invernali quando paga il minor valore del fattore di carica. Valori del fattore di utilizzazione inferiori di circa 0,05-0,10 si osservano, invece, nelle soluzioni con accumulo termico attivo diretto con mescolamento e accumulo termico passivo con acqua e materiale solido. Fa eccezione il caso particolare di mesi invernali e soluzione con accumulo termico passivo con acqua e materiale solido nell'ipotesi di dimensionamento estivo. In questo caso il maggior valore del fattore di carica permette di raggiungere valori del fattore di utilizzazione attorno a 0,80.

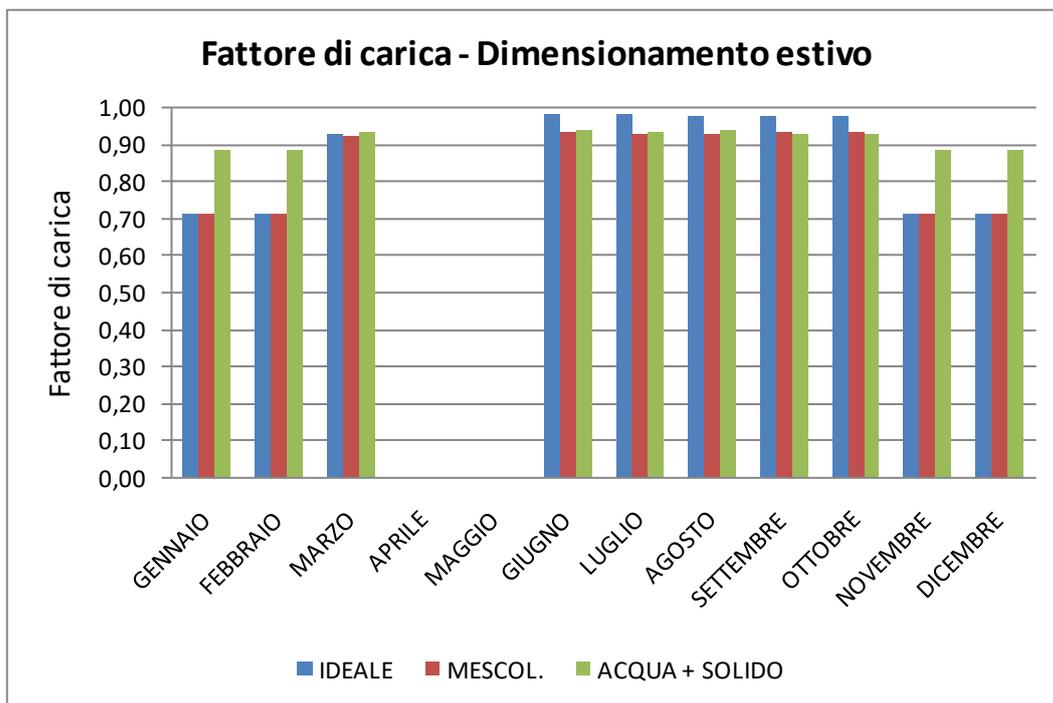


Figura 4.33 Fattore di carica per i diversi mesi dell'anno.  
 Dimensionamento estivo del sistema di accumulo.

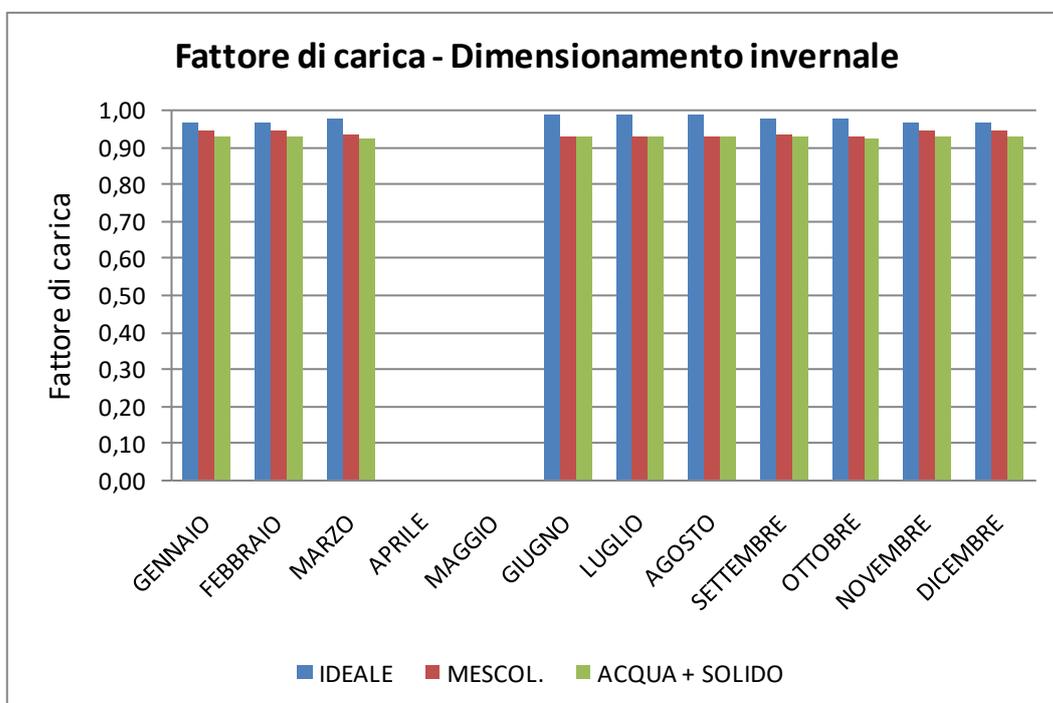


Figura 4.34 Fattore di carica per i diversi mesi dell'anno.  
 Dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

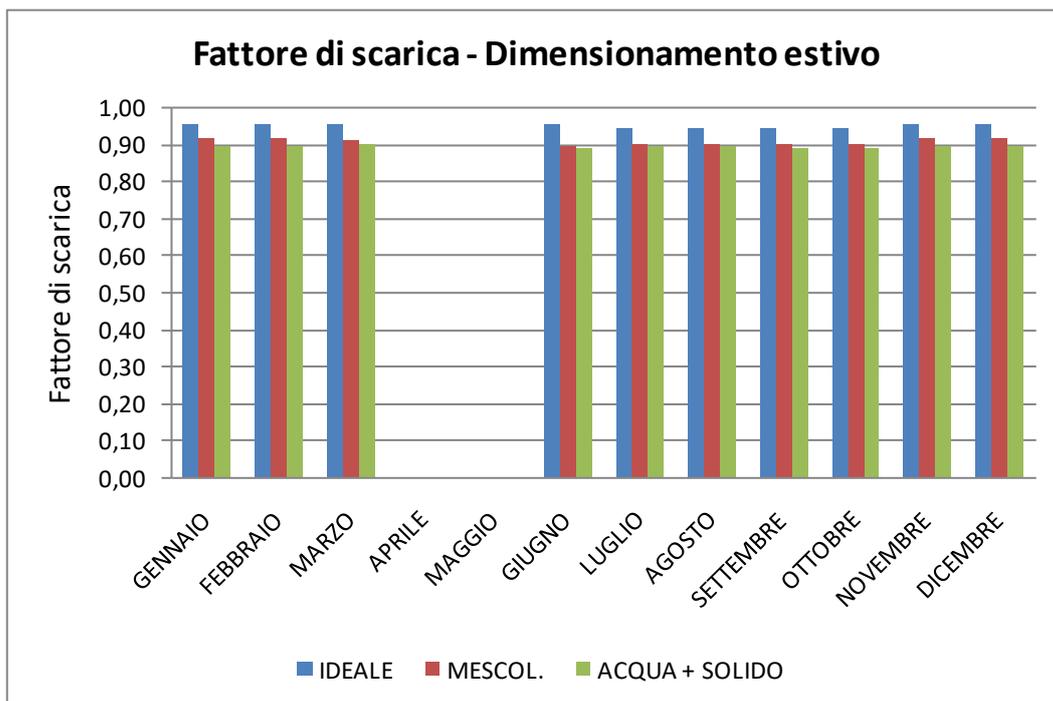


Figura 4.35 Fattore di scarica per i diversi mesi dell'anno.  
Dimensionamento estivo del sistema di accumulo

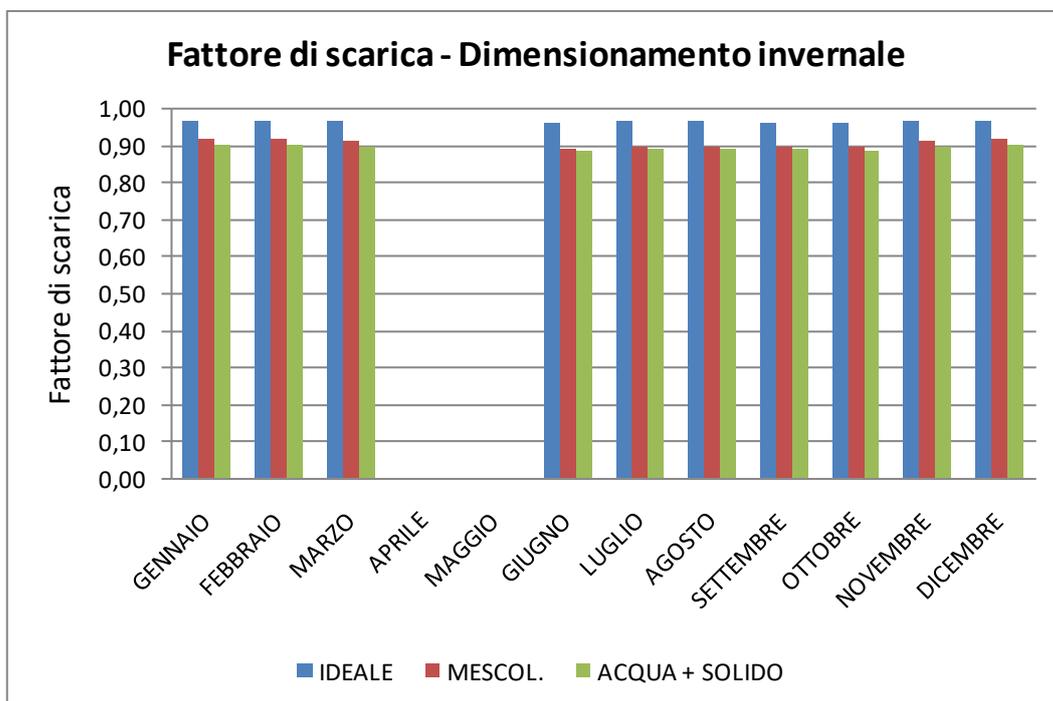


Figura 4.36 Fattore di scarica per i diversi mesi dell'anno.  
Dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

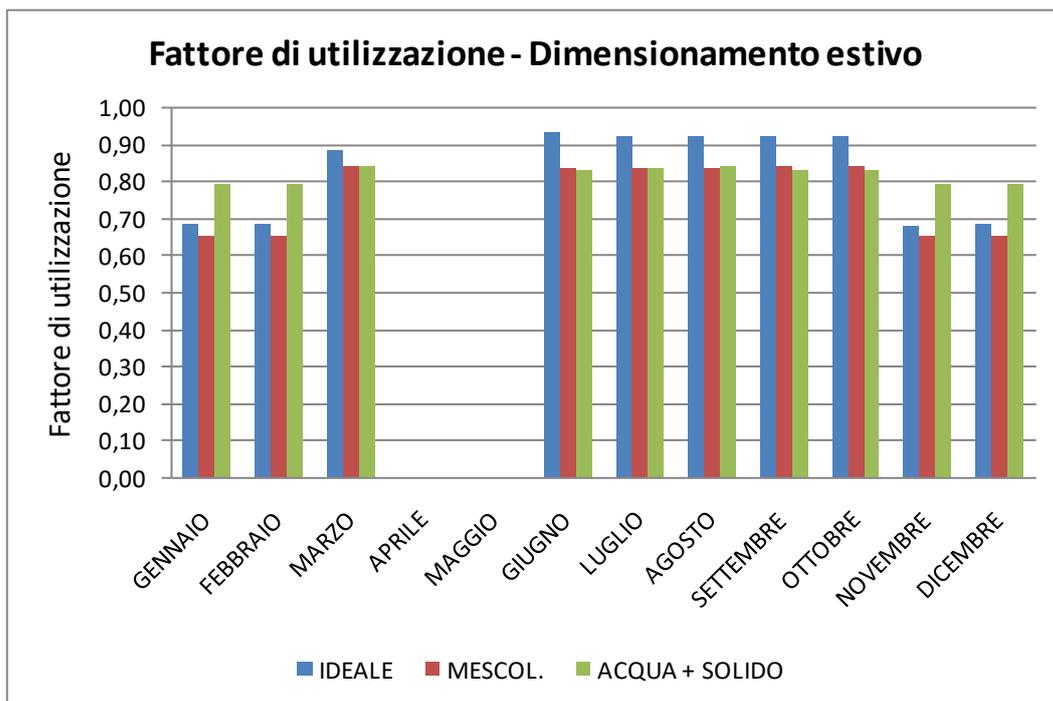


Figura 4.37 Fattore di utilizzazione per i diversi mesi dell'anno.  
 Dimensionamento estivo del sistema di accumulo

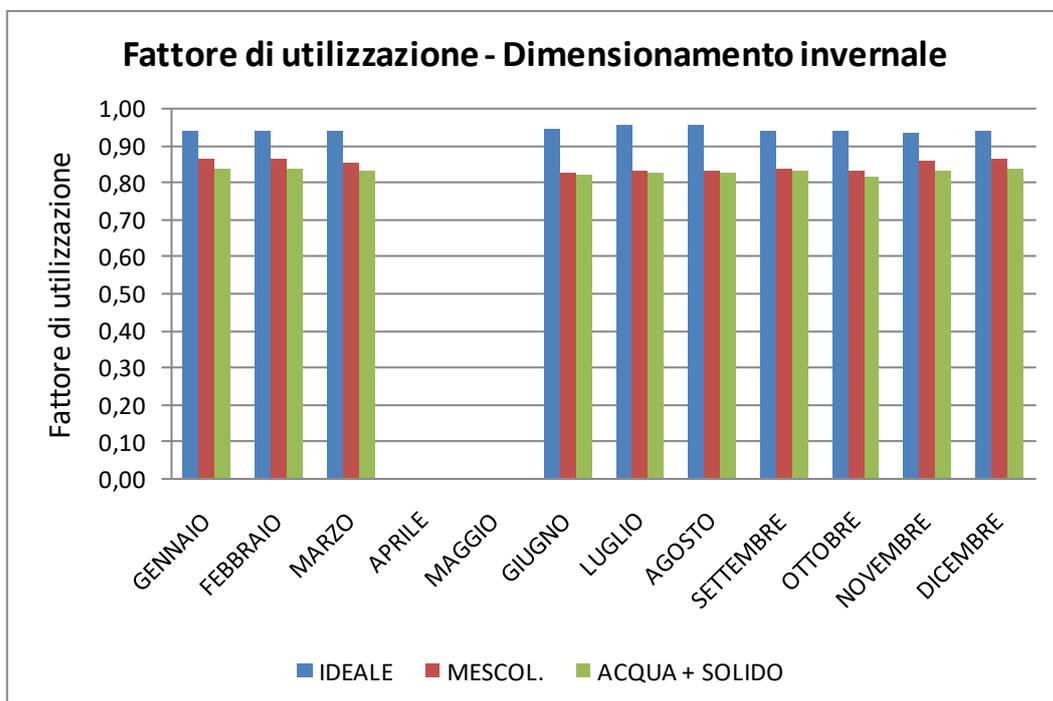


Figura 4.38 Fattore di utilizzazione per i diversi mesi dell'anno.  
 Dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

Le seguenti tabelle 4.4-4.6 riepilogano i risultati riportati nei grafici 4.33-4.38:

<b>F<sub>C</sub></b>	DIMENSIONAMENTO ESTIVO			DIMENSIONAMENTO INVERNALE		
	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENNAIO	0,7140	0,7139	0,8872	0,9673	0,9414	0,9274
FEBBRAIO	0,7140	0,7139	0,8872	0,9673	0,9414	0,9274
MARZO	0,9269	0,9231	0,9310	0,9752	0,9338	0,9244
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,9794	0,9325	0,9359	0,9870	0,9287	0,9296
LUGLIO	0,9789	0,9293	0,9357	0,9871	0,9275	0,9292
AGOSTO	0,9787	0,9299	0,9361	0,9870	0,9289	0,9295
SETTEMBRE	0,9782	0,9317	0,9295	0,9779	0,9319	0,9300
OTTOBRE	0,9771	0,9319	0,9287	0,9760	0,9286	0,9226
NOVEMBRE	0,7140	0,7139	0,8872	0,9673	0,9413	0,9274
DICEMBRE	0,7140	0,7139	0,8872	0,9673	0,9414	0,9274

Tabella 4.4. Fattore di carica per i diversi mesi dell'anno.

<b>F<sub>S</sub></b>	DIMENSIONAMENTO ESTIVO			DIMENSIONAMENTO INVERNALE		
	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENNAIO	0,9562	0,9175	0,8952	0,9679	0,9144	0,8996
FEBBRAIO	0,9562	0,9175	0,8952	0,9679	0,9144	0,8996
MARZO	0,9534	0,9118	0,9032	0,9633	0,9141	0,8963
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,9530	0,8955	0,8882	0,9590	0,8906	0,8844
LUGLIO	0,9421	0,8994	0,8962	0,9660	0,8947	0,8902
AGOSTO	0,9423	0,8997	0,8965	0,9659	0,8954	0,8903
SETTEMBRE	0,9427	0,9012	0,8923	0,9622	0,8976	0,8907
OTTOBRE	0,9436	0,9015	0,8919	0,9613	0,8964	0,8857
NOVEMBRE	0,9541	0,9163	0,8932	0,9662	0,9131	0,8972
DICEMBRE	0,9562	0,9175	0,8952	0,9679	0,9144	0,8996

Tabella 4.5. Fattore di scarica per i diversi mesi dell'anno.

<b>F<sub>U</sub></b>	DIMENSIONAMENTO ESTIVO			DIMENSIONAMENTO INVERNALE		
	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENNAIO	0,6827	0,6550	0,7943	0,9363	0,8608	0,8343
FEBBRAIO	0,6827	0,6550	0,7943	0,9363	0,8608	0,8343
MARZO	0,8838	0,8417	0,8409	0,9394	0,8536	0,8285
APRILE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MAGGIO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GIUGNO	0,9333	0,8350	0,8312	0,9465	0,8271	0,8221
LUGLIO	0,9223	0,8358	0,8386	0,9535	0,8299	0,8272
AGOSTO	0,9222	0,8366	0,8392	0,9534	0,8318	0,8275
SETTEMBRE	0,9221	0,8396	0,8294	0,9410	0,8365	0,8283
OTTOBRE	0,9220	0,8401	0,8284	0,9382	0,8325	0,8171
NOVEMBRE	0,6811	0,6542	0,7925	0,9346	0,8595	0,8321
DICEMBRE	0,6827	0,6550	0,7943	0,9363	0,8608	0,8343

Tabella 4.6. Fattore di utilizzazione per i diversi mesi dell'anno.

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

Per il solo caso di sistema di accumulo termico dimensionato con riferimento al caso invernale 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:

$$E_{FV} = E_{AC} + E_{CED} \quad (5.1)$$

$$E_{UT} = E_{AC} + E_{ACQ} \quad (5.2)$$

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. (5.1) e (5.2) si ottiene:

$$E_{FV} - E_{UT} = E_{CED} - E_{ACQ} \quad (5.3)$$

ovvero

$$E_{FV} + E_{ACQ} = E_{CED} + E_{UT} \quad (5.4)$$

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:

$$I_{AC} = \frac{E_{AC}}{E_{FV}} = \frac{E_{FV} - E_{CED}}{E_{FV}} = 1 - \frac{E_{CED}}{E_{FV}} \quad (5.5)$$

$$I_{AS} = \frac{E_{AC}}{E_{UT}} = \frac{E_{UT} - E_{ACQ}}{E_{UT}} = 1 - \frac{E_{ACQ}}{E_{UT}} \quad (5.6)$$

Gli indici di autoconsumo e di autosufficienza sono stati determinati con riferimento ad ogni mese dell'anno e all'intera annualità nel caso di dimensionamento estivo e di dimensionamento invernale del sistema di accumulo termico e considerando differenti sistemi di accumulo:

- soluzione base senza sistema di accumulo termico
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso ideale)
- accumulo termico attivo diretto con acqua (caso con mescolamento)
- accumulo termico passivo con acqua e materiale solido

I risultati di questa analisi sono sintetizzati nelle figure 5.1-5.4 che seguono. In particolare la Figura 5.1 mostra l'andamento dell'indice di autoconsumo  $I_{AC}$  con riferimento al dimensionamento estivo del sistema di accumulo.

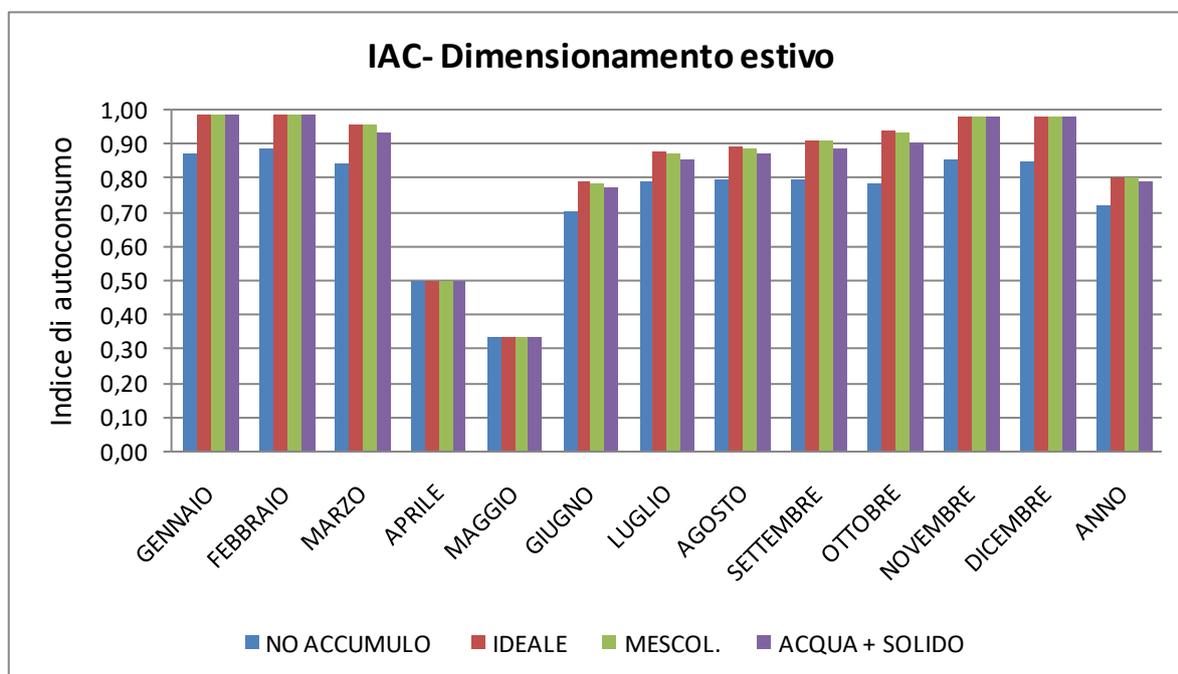


Figura 5.1 Indice di autoconsumo per i diversi mesi dell'anno e indice di autoconsumo annuale. Dimensionamento estivo del sistema di accumulo.

La Figura 5.1 mostra come l'indice di autoconsumo sia mediamente più alto nei mesi invernali (attorno a 0,85 nel caso base senza accumulo termico), quando la produzione dell'impianto fotovoltaico è inferiore ed è più facile soddisfare le richieste energetiche del centro ricerche. 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 l'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 0,5 (aprile) e a poco meno di 0,35 (maggio). L'introduzione del sistema di accumulo comporta notevoli benefici sull'indice di autoconsumo  $I_{AC}$  che subisce un incremento compreso tra 6 e 12 punti percentuali. I maggiori incrementi si hanno nei mesi invernali (massimo valore attorno a 0,98) durante i quali non si riscontrano differenze nel valore di  $I_{AC}$  tra i diversi sistemi di accumulo. Al contrario, nei mesi estivi l'indice  $I_{AC}$  si attesta attorno a 0,90 per il caso ideale di sistema di accumulo con acqua senza mescolamento ed è leggermente più basso per gli altri due casi. Con riferimento alla media annua il valore dell'indice  $I_{AC}$  cresce da 0,72 fino a 0,80 (acqua ideale), 0,80 (acqua con mescolamento) e 0,78 (acqua più solido).

la Figura 5.2 mostra invece l'indice di autoconsumo  $I_{AC}$  con riferimento al dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

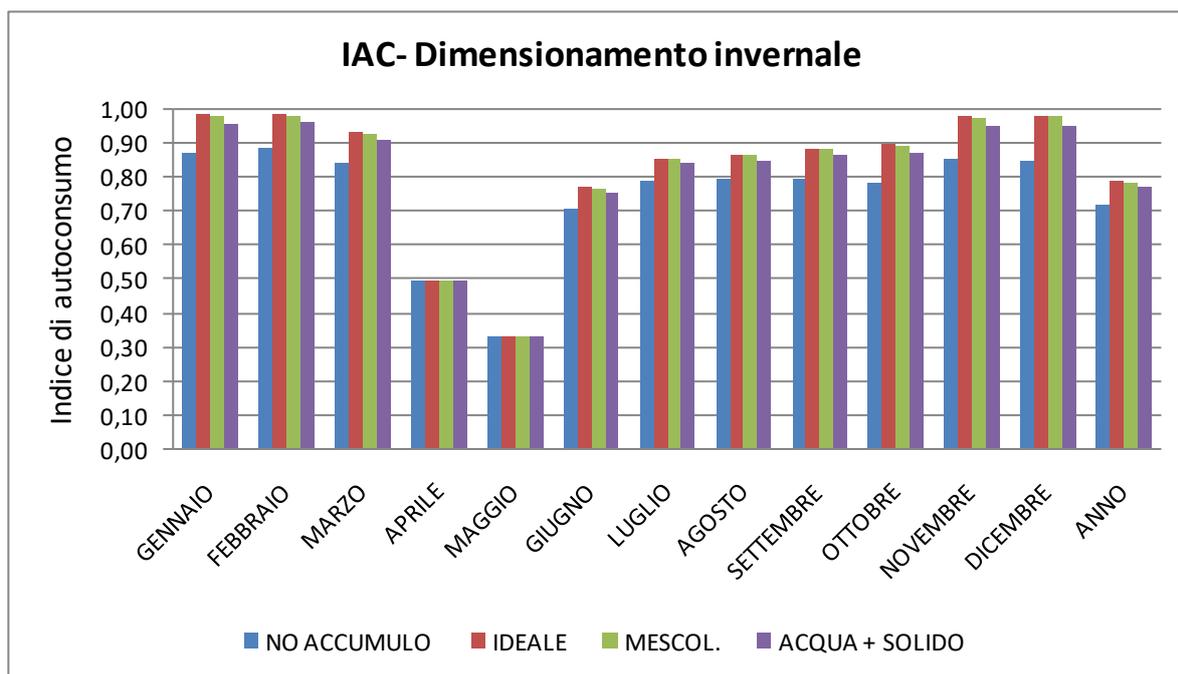


Figura 5.2 Indice di autoconsumo per i diversi mesi dell'anno e indice di autoconsumo annuale. Dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

Nell'ipotesi di dimensionamento invernale, l'indice  $I_{AC}$  nei mesi estivi è leggermente inferiore a quanto calcolato per il caso di dimensionamento estivo riportato in Figura 5.1 (circa 2-3 punti percentuali) in quanto le minori dimensioni del serbatoio di accumulo permettono di destinare all'autoconsumo una minore quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Gli andamenti degli istogrammi sono simili

a quelli descritti per la figura 5.1: i valori maggiori dell'indice  $I_{AC}$  si hanno per i mesi invernali, ma in questo caso, diversamente dal dimensionamento estivo, si ha una riduzione dell'indice passando dal caso ideale al caso con acqua più solido anche nei mesi invernali.

Nelle seguenti figure 5.3 e 5.4 si riporta l'indice di autosufficienza  $I_{AS}$  con riferimento rispettivamente all'ipotesi di dimensionamento estivo e di dimensionamento invernale del sistema di accumulo termico. 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.

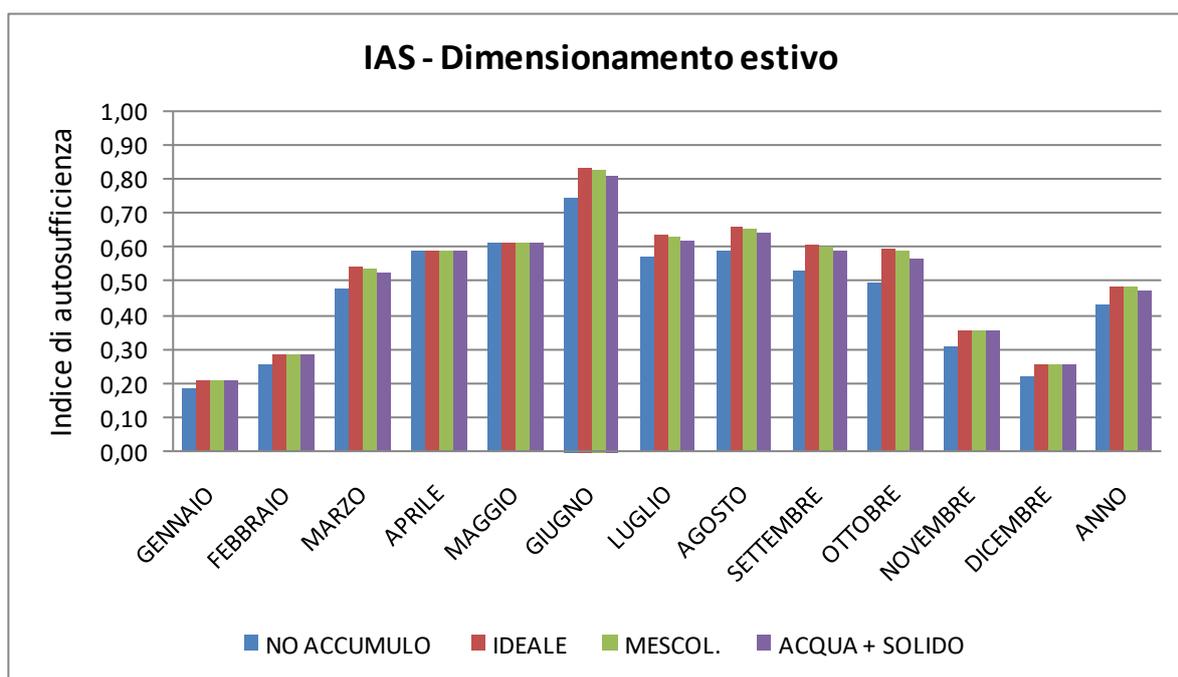


Figura 5.3 Indice di autosufficienza per i diversi mesi dell'anno e indice di autosufficienza annuale. Dimensionamento estivo del sistema di accumulo.

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 (i mesi invernali, luglio e agosto). Il valore dell'indice  $I_{AS}$  varia tra 0,52 e 0,60 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 0,25. L'introduzione del sistema di accumulo comporta dei benefici anche sull'indice di autosufficienza che nei mesi estivi aumenta perfino di circa 8-9 punti percentuali (caso ideale senza mescolamento) e nei mesi invernali di circa 2-3 punti percentuali.

Dall'analisi delle figure 5.3 e 5.4 emerge come nei mesi invernali non si abbia sostanziale differenza tra le due soluzioni di dimensionamento (estivo o invernale), in quanto l'energia accumulabile nel serbatoio durante il weekend è molto simile. Al contrario nei mesi estivi la maggiore energia accumulabile nel caso di dimensionamento estivo permette di apprezzare maggiormente i benefici dell'accumulo termico sull'indice

di autosufficienza. Inoltre, nei mesi invernali e nell'ipotesi di dimensionamento estivo, non si riscontrano differenze nel valore di  $I_{AS}$  tra le diverse tipologie di accumulo, in quanto il basso valore del fattore di carica rende trascurabile l'effetto del termocline sulla quantità di energia accumulabile. Al contrario, allorquando le dimensioni del serbatoio siano tali da permettere che l'energia accumulata si avvicini alla massima energia accumulabile (mesi estivi e/o dimensionamento invernale), l'indice  $I_{AS}$  diminuisce passando dal caso ideale di accumulo con acqua alla soluzione con accumulo tramite acqua e materiale solido.

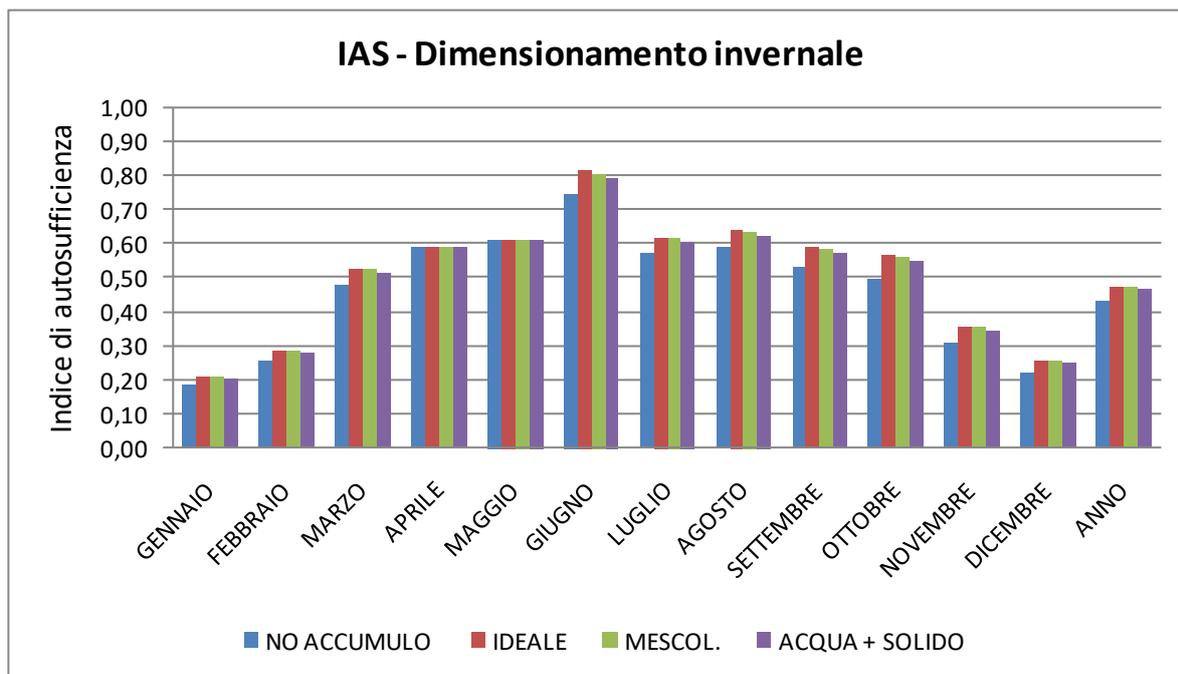


Figura 5.4 Indice di autosufficienza per i diversi mesi dell'anno e indice di autosufficienza annuale. Dimensionamento invernale del sistema di accumulo.

Le seguenti tabelle 5.1 e 5.2 riepilogano i risultati riportati nelle figure 5.1-5.4:

IAC	BASE SENZA	DIMENSIONAMENTO ESTIVO			DIMENSIONAMENTO INVERNALE		
	ACCUMULO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENNAIO	0,8683	0,9851	0,9851	0,9851	0,9847	0,9816	0,9592
FEBBRAIO	0,8871	0,9858	0,9858	0,9858	0,9854	0,9828	0,9639
MARZO	0,8396	0,9587	0,9582	0,9374	0,9321	0,9281	0,9109
APRILE	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972	0,4972
MAGGIO	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342	0,3342
GIUGNO	0,7030	0,7893	0,7851	0,7697	0,7670	0,7632	0,7518
LUGLIO	0,7873	0,8755	0,8710	0,8555	0,8527	0,8488	0,8371
AGOSTO	0,7916	0,8913	0,8863	0,8688	0,8656	0,8611	0,8480
SETTEMBRE	0,7940	0,9140	0,9083	0,8863	0,8819	0,8781	0,8620
OTTOBRE	0,7804	0,9416	0,9341	0,9044	0,8988	0,8931	0,8710
NOVEMBRE	0,8504	0,9797	0,9797	0,9797	0,9792	0,9757	0,9510
DICEMBRE	0,8470	0,9818	0,9818	0,9818	0,9813	0,9777	0,9519
ANNO	0,7160	0,8027	0,8000	0,7884	0,7860	0,7829	0,7700

Tabella 5.1. Indice di autoconsumo per i diversi mesi dell'anno e indice di autoconsumo annuale.

IAS	BASE SENZA	DIMENSIONAMENTO ESTIVO			DIMENSIONAMENTO INVERNALE		
	ACCUMULO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO	ACQUA IDEALE	ACQUA MESCOL.	ACQUA + SOLIDO
GENNAIO	0,1836	0,2080	0,2077	0,2080	0,2080	0,2070	0,2023
FEBBRAIO	0,2554	0,2834	0,2830	0,2832	0,2834	0,2821	0,2767
MARZO	0,4746	0,5402	0,5384	0,5270	0,5258	0,5223	0,5127
APRILE	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911	0,5911
MAGGIO	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144	0,6144
GIUGNO	0,7483	0,8365	0,8282	0,8129	0,8141	0,8067	0,7957
LUGLIO	0,5736	0,6355	0,6307	0,6201	0,6203	0,6155	0,6075
AGOSTO	0,5859	0,6569	0,6514	0,6392	0,6395	0,6339	0,6248
SETTEMBRE	0,5289	0,6060	0,6005	0,5865	0,5862	0,5816	0,5713
OTTOBRE	0,4942	0,5930	0,5860	0,5680	0,5676	0,5615	0,5480
NOVEMBRE	0,3091	0,3551	0,3543	0,3545	0,3552	0,3529	0,3440
DICEMBRE	0,2204	0,2550	0,2545	0,2548	0,2550	0,2534	0,2468
<b>ANNO</b>	0,4327	0,4836	0,4809	0,4742	0,4742	0,4711	0,4635

Tabella 5.2. 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.

## 6. 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.

Durante le giornate festive la prevista produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico eccedrebbe generalmente le richieste del centro ricerche, mentre nelle giornate feriali l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico non è 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. Al fine di minimizzare gli scambi di energia elettrica con la rete pubblica e di incrementare nel contempo l'autoconsumo si propone pertanto 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. 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, in questo studio sono state prese in esame due differenti tipologie di accumulo termico: una di tipo attivo ad accumulo diretto, in cui l'acqua costituisce sia il fluido termovettore che il mezzo di accumulo, e una di tipo passivo ad acqua con materiale solido (steatite). Il sistema di accumulo termico è stato studiato con riferimento a due differenti possibili criteri di dimensionamento: accumulo estivo o accumulo invernale.

Dall'analisi delle prestazioni delle varie configurazioni del sistema di accumulo termico presentate nel capitolo 4 emerge come il sistema di tipo attivo ad accumulo diretto ad acqua assicuri una maggiore energia accumulabile rispetto al sistema di tipo passivo ad acqua con materiale solido, per la maggior capacità termica dell'acqua rispetto alla steatite.

Il dimensionamento del sistema di accumulo effettuato con riferimento al surplus estivo permette di accumulare la totalità dell'energia in eccesso prodotta durante il weekend estivo (circa 3350 kWh), ma risulta sovradimensionato per i mesi invernali ed inoltre, a causa del ridotto deficit elettrico dei giorni feriali, risulta complicato l'utilizzo dell'energia frigorifera accumulabile nei giorni festivi. Oltretutto le dimensioni del serbatoio sarebbero notevoli ed eccessive (quasi 600 m<sup>3</sup>). Pertanto se si volesse optare per un dimensionamento estivo ci si dovrebbe limitare all'accumulo del surplus energetico del primo giorno del weekend, per dimezzare il volume del sistema di accumulo.

Il dimensionamento invernale prevede invece un sistema di accumulo più piccolo (circa 200 m<sup>3</sup>) di dimensioni tali da assicurare l'accumulo del surplus energetico di un weekend "tipo" del mese di gennaio. Un sistema di accumulo di queste dimensioni potrebbe essere facilmente "scaricato" durante i giorni feriali, ma una quota anche superiore al 70% del surplus delle giornate festive estive non potrebbe essere recuperata.

Ovviamente questi sono solo due dei possibili criteri di dimensionamento del sistema di accumulo tra i vari possibili, la cui scelta 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.

Al proposito è opportuno segnalare che una considerevole riduzione delle dimensioni del sistema di accumulo potrebbe essere ottenuta attraverso l'utilizzo di un sistema a calore latente basato su opportuni PCM (Phase Change Materials). L'analisi delle prestazioni del sistema di accumulo con PCM è in fase di avanzamento e potrebbe essere oggetto di una futura ricerca.

In conclusione, 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

- [1] Meteonorm, Version 6.0, Meteotest, Bern (CH), 2010,  
<http://www.meteonorm.com/>
- [2] GEBA, Global Energy Balance Archive,  
<http://www.geba.ethz.ch>
- [3] World Meteorological Organization,  
[http://www.wmo.int/pages/prog/wcp/wcdmp/GCDS\\_1.php](http://www.wmo.int/pages/prog/wcp/wcdmp/GCDS_1.php)
- [4] MeteoSwiss,  
<http://www.meteoswiss.admin.ch/home.html?tab=overview>
- [5] Harmeet 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
- [6] Dincer I, Rosen MA. *Thermal energy storage, systems and applications*. New York: Wiley; 2002.
- [7] Antoni Gil, Pablo Arce, Ingrid Martorell, Marc Medrano, Luisa F. Cabeza, *State of the art of high temperature storage in thermosolar Plants*, Centre GREA Innovació Concurrent.
- [8] T. Crescenzi, M. Falchetta, A. Fontanella, E. Metelli, A. Miliozzi, F. Spinelli, L. Sipione *Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia 2016* ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.
- [9] 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.
- [10] Y.H. Zurigat, P.R. Liche, A.J. Ghajar, *Influence of inlet geometry on mixing in thermocline thermal energy storage*, INT. J. Heat Mass Transfer Vol 34, No. 1. Pp. 115-125, 1991