

Ricerca di Sistema elettrico



Sviluppo di modelli numerici per i singoli componenti e per il sistema di "energy storage" (LA 2.14)

E. Jannelli, G. Di Ilio, A. Altomonte, E. Simeoni



SVILUPPO DI MODELLI NUMERICI PER I SINGOLI COMPONENTI E PER IL SISTEMA DI "ENERGY STORAGE"

LA2.14 Progettazione e sviluppo di energy storage per favorire l'integrazione tra rete elettrica e rete gas

E. Jannelli, G. Di Ilio, A. Altomonte, E. Simeoni

Dipartimento di Ingegneria - Università degli Studi di Napoli Parthenope

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.3 - Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno

Linea di attività: 2.14

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Elio, JANNELLI, UNIVERSITA' DI NAPOLI PARTHENOPE

Mese inizio previsto: 1/01/2022

Mese inizio effettivo: 1/01/2022

Mese fine previsto: 31/12/2024

Mese fine effettivo: 31/12/2024

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: *Progettazione e sviluppo di energy storage per favorire l'integrazione tra rete elettrica e rete gas*

Responsabile scientifico ENEA: Viviana CIGOLOTTI

Responsabile scientifico Co-beneficiario: Elio JANNELLI

Si ringrazia la Prof.ssa Minutillo per il contributo nella redazione dei documenti presentati.

Indice

1	Introduzione.....	4
2	Modellazione della Fuel Cell	5
3	Modellazione dell'elettrolizzatore	8
4	Modellazione del serbatoio a idruri metallici	10
4.1	Attività preliminare.....	10
4.2	Le geometrie	10
4.3	Il modello 1D.....	12
4.4	Il modello 2D/3D	16
4.4.1	Analisi mediante modello 2D	18
4.4.2	Analisi mediante modello 3D	23
4.4.3	Valutazioni sulla scalabilità del sistema	24
5	Modellazione del sistema di energy storage.....	26
6	Bibliografia	31

Indice delle figure

Figura 1. Flowsheet del modello della cella a combustibile.....	5
Figura 2 – Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica.....	6
Figura 3 – Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica.....	7
Figura 4 – Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica.....	7
Figura 5 – Schema dell'elettrolizzatore PEM	8
Figura 6 – Flowsheet del modello dell'elettrolizzatore.....	8
Figura 7 – Prestazioni del PEMEL.....	9
Figura 8 – Numero di serbatoi cilindrici in funzione del raggio.....	13
Figura 9 – Temperatura aria di raffreddamento in ingresso.	14
Figura 10 – Temperatura aria di raffreddamento in ingresso e uscita dal sistema.	14
Figura 11 – Andamento differenza di temperatura aria di raffreddamento tra ingresso e uscita dal sistema di stoccaggio.....	15
Figura 12 – Temperature max e min all'interno del serbatoio. Condizionamento forzato mediante aria esterna.	15
Figura 13 – Configurazioni analizzate di sistemi di gestione termica per il serbatoio cilindrico (singola unità del sistema di stoccaggio a idruri metallici).	19
Figura 14 – Profili di riferimento di potenza elettrica e richiesta di idrogeno richiesti alla cella a combustibile.	20
Figura 15 – Layout sistema di stoccaggio idrogeno a idruri metallici.	20
Figura 16 – Profilo di concentrazione idrogeno (a) e pressione (b) all'interno del sistema di stoccaggio	21
Figura 17 – Andamento temperatura flusso di aria (a) e all'interno dei serbatoi di idruri (b).	21
Figura 18 – Campi di temperatura (a,c,e,g) e di concentrazione di idrogeno (b,d,f,h) nei seguenti istanti temporali: 6 h (a,b), 12 h (c,d), 18 h (e,f) e 24 h (g,h).	22
Figura 19 – Rappresentazione CAD serbatoio idruri metallici.....	23
Figura 20 – Profili di massa di idrogeno (a), concentrazione (b) e andamento della durata degli eventi di scarica in funzione del numero di scariche effettuate (c).....	24
Figura 21 – Diagramma di flusso sistema di energy storage [6]	26
Figura 22 – Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 25 kWh	28
Figura 23 – Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 50 kWh	29
Figura 24 – Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 125 kWh.....	30

1 Introduzione

Il presente report di progetto si focalizza sull'attività di modellazione che è stata lo strumento utilizzato per prevedere il funzionamento dei singoli componenti e quindi valutare la loro integrazione per ottimizzare le condizioni operative e le prestazioni del sistema di energy storage. I modelli sviluppati hanno consentito di passare dal design preliminare alla progettazione definitiva.

Per i componenti quali l'elettrolizzatore e la cella a combustibile sono stati sviluppati modelli termochimici in ambiente Aspen Plus. Tali modelli sono stati sviluppati secondo l'approccio black-box che, attraverso l'implementazione delle curve di performance (polarizzazione), ha consentito di stimare il funzionamento di tali componenti, attraverso bilanci di massa e di energia, in tutto il loro campo operativo. I modelli sono stati realizzati sia integrando componenti fisici, che consentono di simulare i processi termochimici/termodinamici (es. conversione dell'acqua in idrogeno e ossigeno o viceversa), sia utilizzando un Fortran Block Calculator (blocco operativo previsto in Aspen Plus) che, attraverso l'implementazione delle equazioni che definiscono l'elettrochimica dei processi, consente nel caso dell'elettrolizzatore di determinarne la produzione di idrogeno a partire da un certo flusso di corrente e nel caso della cella di determinare la corrente e la tensione (potenza elettrica prodotta) ottenute in base al consumo di idrogeno.

Per il sistema di stoccaggio a idrogeno con serbatoi ad idruri metallici sono stati sviluppati due modelli: un modello 1D termodinamico e un modello 2D/3D agli elementi finiti.

Il primo modello ha consentito di valutare le prestazioni del sistema di stoccaggio sulla base di parametri macroscopici. L'analisi è stata condotta in maniera parametrica, prendendo in esame un singolo modulo (serbatoio cilindrico), variandone pertanto sia la sua geometria (raggio), che le caratteristiche del flusso esterno impiegato per il condizionamento.

Il secondo ha permesso un'analisi più dettagliata dei meccanismi di assorbimento e desorbimento dell'idrogeno dagli idruri metallici. Poiché la gestione termica di questi meccanismi ha un ruolo determinante, sono state studiate soluzioni sia di condizionamento termico interno (es. canali interni al serbatoio) che esterno. L'analisi è stata effettuata mediante il software agli elementi finiti Comsol Multiphysics v.5.6. Sono state effettuate numerose simulazioni, al fine di valutare sia la geometria del cilindro (aspect ratio), sia il tipo di condizionamento termico impiegato. Per quanto riguarda quest'ultimo, sono state prese in esame diverse tipologie, prevedendo sia un condizionamento interno, mediante canali passanti all'interno del cilindro lungo la direzione assiale, che esterno, o contemporaneamente interno ed esterno. Inoltre, è stata valutata la possibilità di impiegare diversi sistemi di scambio termico (convezione/conduzione) con diversi fluidi refrigeranti (aria, acqua, freon).

I modelli sviluppati sono stati quindi impiegati per valutare le prestazioni di diverse geometrie in diverse condizioni operative.

Inoltre, in ambiente Matlab è stato messo a punto il modello per l'ottimizzazione dell'integrazione del sistema al fine di individuare la gestione ottimale dei flussi energetici legati al funzionamento dei componenti in riferimento alla disponibilità della risorsa rinnovabile, con l'obiettivo di massimizzarne lo sfruttamento, e quindi di massimizzare la resa energetica del sistema di energy storage.

2 Modellazione della Fuel Cell

Al fine di valutare le prestazioni termodinamiche della cella a combustibile membrana polimerica (PEMFC) è stato messo a punto un modello termo-elettrochimico in ambiente Aspen Plus sulla scorta di studi svolti in precedenza dai ricercatori dell'Università degli Studi di Napoli Parthenope [1].

Il modello della cella a combustibile PEM è stato realizzato sia integrando componenti fisici (scambiatori di calore, separatori, reattori chimici), che consentendo di simulare i processi termochimici/termodinamici (es. conversione H₂ ed ossigeno in acqua e produzione di calore da asportare per effetto delle reazioni elettrochimiche) che, utilizzando componenti virtuali come i Fortran Block Calculator, consentono di stimare il comportamento elettrochimico attraverso l'implementazione delle equazioni per la determinazione della curva di polarizzazione e la corrente. Il flowsheet del modello è illustrato in figura 1.

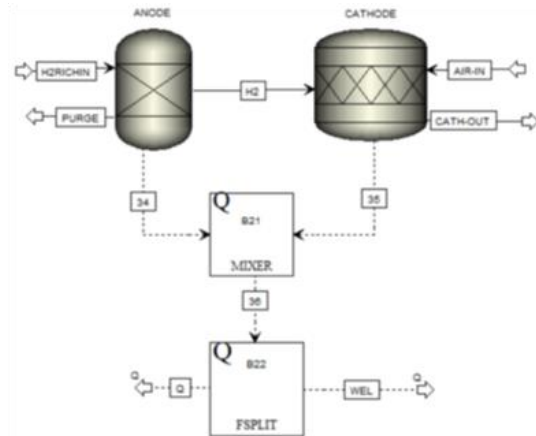


Figura 1. Flowsheet del modello della cella a combustibile

Come si vede dalla figura, dal punto di vista fisico l'anodo è simulato con un Separator block (ANODE) nel quale si definisce il coefficiente di utilizzazione della cella; l'H₂ non utilizzato uscirà dal comparto anodico come purge gas che potrà essere ricircolato; il catodo è simulato con un RStoich block (CATHODE), dove l'H₂ (dall'anodo) reagisce con l'ossigeno dell'aria producendo acqua come risultato della reazione. Il flusso in uscita dal catodo (CATH-OUT) contiene l'acqua, l'ossigeno in eccesso e l'azoto.

Come illustrato in figura 7, il modello termo-elettrochimico della cella prevede anche: a) un Thermal Mixer block (Q mixer) che consente di effettuare il bilancio di energia termica sulla cella considerando quelle che sono le entalpie dei reagenti e dei prodotti (acqua) e il rilascio di calore della reazione chimica; b) un Thermal Splitter block (Q splitter) che consente di separare i flussi energetici prodotti ossia il calore e il lavoro (elettrico). Il calore disponibile (Q), in uscita come flusso termico dal Q splitter, viene ceduto al sistema di raffreddamento della cella che, secondo progetto, è un sistema di raffreddamento ad acqua.

Nel Fortran Block Calculator sono implementate l'equazione della densità di corrente J (A/cm²), l'equazione della curva di polarizzazione secondo la nota espressione di Kim [2], e l'equazione della potenza elettrica:

$$J = (n_{H_2} \cdot z \cdot F) / A \quad (1)$$

$$V_{cell} = V_0 - b \cdot \ln(J) - R \cdot J - m \cdot \exp(-n \cdot J) \quad (2)$$

$$P = V \cdot (J \cdot A) = V \cdot I \quad (3)$$

L'equazione 1 consente di calcolare la densità di corrente attraverso la formulazione di Faraday, dove n_{H_2} è il numero di molo di idrogeno (mol/s), F è la costante di Faraday (96485 C/mol), z è il numero di elettroni della reazione elettrochimica e A è la superficie attiva della cella.

Nell'equazione 2 risulta che V_0 (V) è il potenziale di cella reversibile, J è la densità di corrente b (V/dec) è la pendenza di Tafel, R ($\Omega \text{ cm}^2$) è la resistenza ohmica, m (V) e n (cm/A) sono parametri che tengono conto del sovrapotenziale del trasporto di massa. Tali coefficienti sono stati calcolati applicando una tecnica di regressione sulla curva di polarizzazione ottenuta dal produttore. I risultati sono illustrati di seguito

V_0	b	R	m	n
54.2508	-0.5556	27.7768	-29.1531	17.7481

La potenza (eq. 3) è calcolata, come noto, moltiplicando il valore di tensione con il valore di corrente (I).

I risultati del modello in termini di curva di polarizzazione sono illustrati in figura 2.

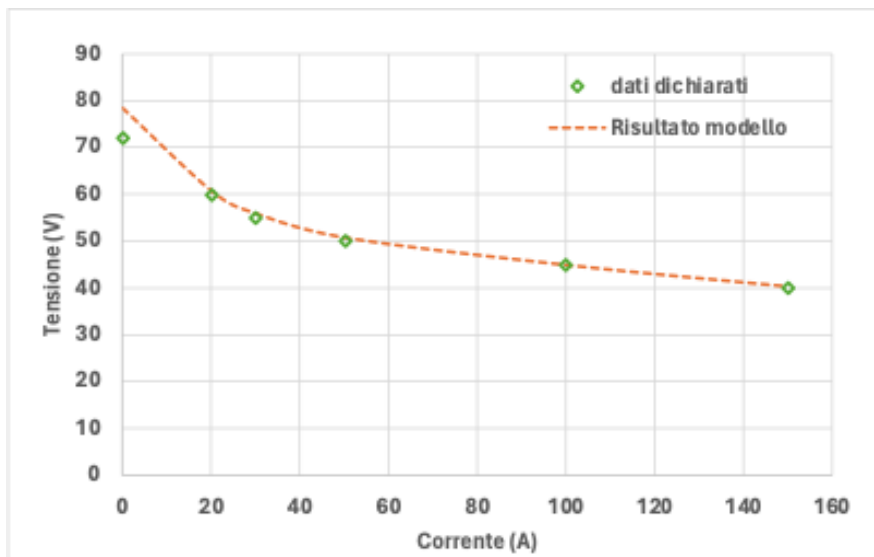


Figura 2 - Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica

Come si evince dalla figura 2 i coefficienti di calibrazione calcolati consentono di ottenere una buona corrispondenza tra i valori attesi (dichiarati) e quelli ottenuti con il modello numerico.

Nelle figure 3 e 4 sono illustrati i risultati ottenuti con riferimento alla portata di idrogeno al variare della corrente e l'andamento della potenza nel campo di funzionamento della cella.

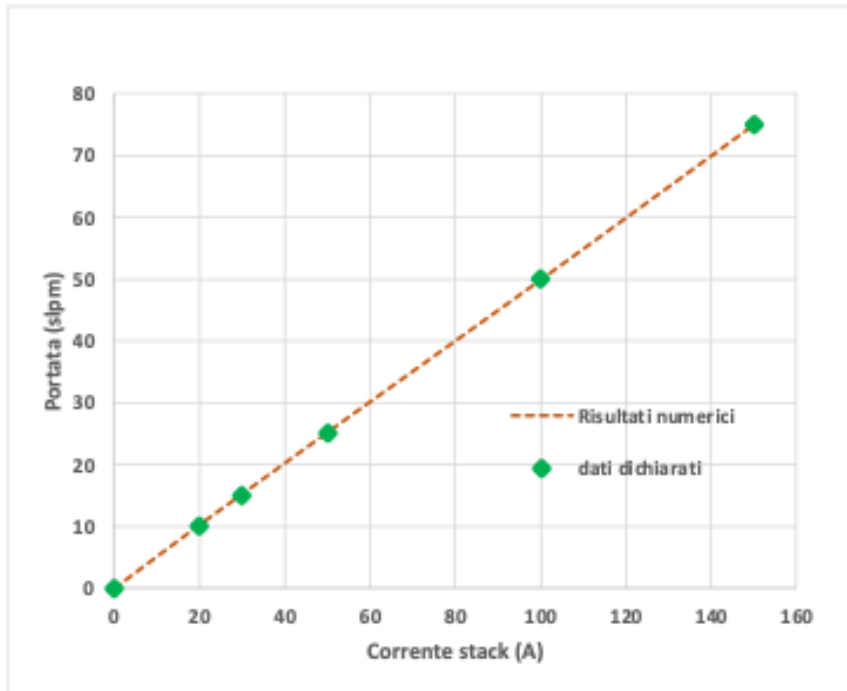


Figura 3 - Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica

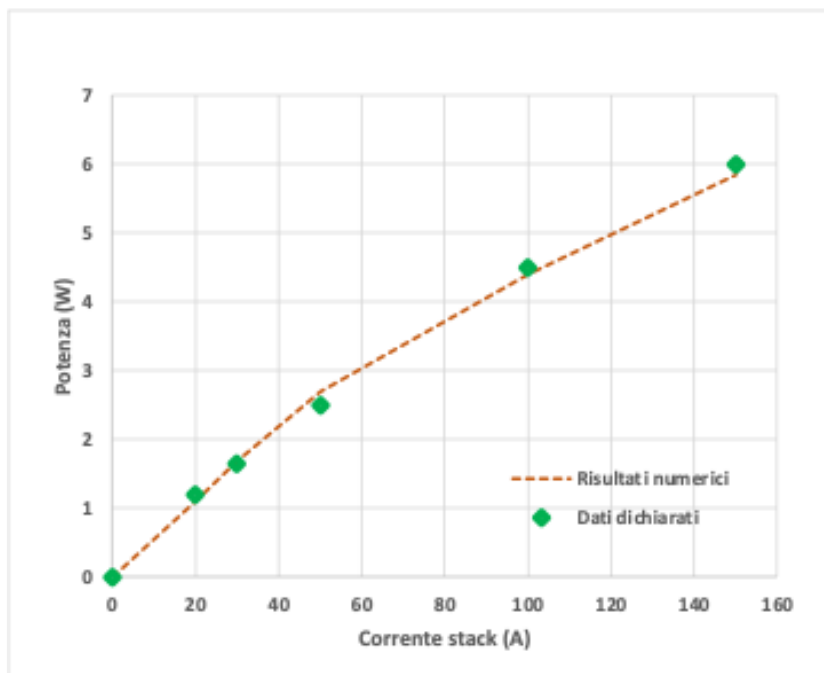


Figura 4 - Confronto curva di polarizzazione sperimentale e numerica

3 Modellazione dell'elettrolizzatore

Al fine di valutare le prestazioni termodinamiche dell'elettrolizzatore PEM è stato messo a punto un modello termo-elettrochimico in ambiente Aspen Plus. Tale modello è stato realizzato sulla scorta degli studi numerici già svolti sia a quanto riguarda la modellazione delle celle a combustibile PEM che la modellazione di elettrolizzatori a bassa temperatura (alcalini) e ad alta temperatura (SOEC) [3].

In figura 5 è illustrato il principio di funzionamento dell'elettrolizzatore PEM. La decomposizione dell'acqua ha luogo nel comparto anodico dove, a seguito della semi-reazione anodica ($H_2O \rightarrow 2H^+ + 0.5 O_2 + 2e^-$), si ottiene ossigeno molecolare, il quale lascia l'anodo insieme all'acqua che non ha reagito secondo lo specifico fattore di utilizzazione. Sul lato catodico si produce l'idrogeno molecolare che si caratterizza per l'elevata purezza.

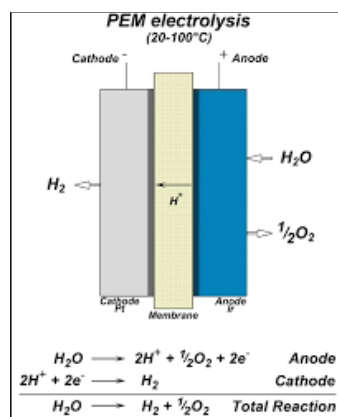


Figura 5 – Schema dell'elettrolizzatore PEM

Questo processo è simulato in Aspen Plus sviluppando il flowsheet illustrato in figura 6. Il modello è stato realizzato seguendo lo stesso approccio modellistico applicato per la modellazione della cella PEM ossia, integrando componenti specifici ed utilizzando un *Fortran Block Calculator* nel quale sono state implementate le note equazioni elettrochimiche che regolano la produzione di H₂ partendo da acqua ed energia elettrica.

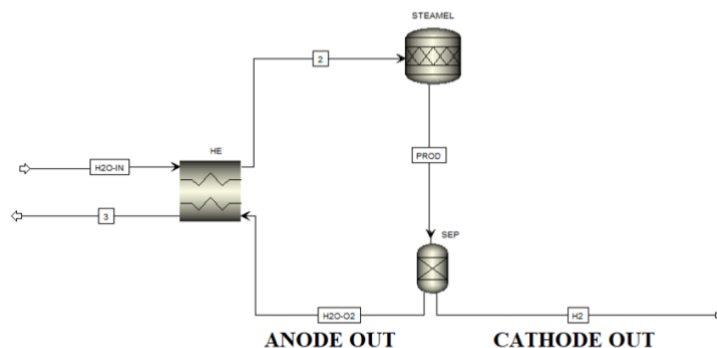


Figura 6 – Flowsheet del modello dell'elettrolizzatore

Come si vede dalla figura, dal punto di vista fisico è stato utilizzato un unico componente che il *RStoich block* (STEAMEL) nel quale ha luogo la reazione di decomposizione dell'acqua in O₂ e H₂.

In tale componente viene assegnato il valore della "steam utilization" in base al quanto noto dal costruttore.

Il flusso in uscita è separato in un *Separator block* (SEP) in H₂ (Cathode out), ed ossigeno ed acqua (Anode out). Uno scambiatore di calore (HE) sulla linea di alimentazione dell'acqua consente di preriscaldare questo flusso recuperando calore dalla corrente in uscita dall'anodo. La portata di H₂ prodotta è calcolata utilizzando la seguente equazione:

$$m_{H_2} = \frac{\eta_f * N_c * I_{EI}}{2F}$$

dove N_c è il numero di celle, I_{EI} (A) è la corrente dell'elettrolizzatore, F (96485 C/mol) è la costante di Faraday e η_f è l'efficienza di Faraday.

In figura 7 sono illustrati i dati calcolati sulle prestazioni nominali dell'elettrolizzatore che risultano in accordo con quanto dichiarato dal costruttore.

Potenza elettrica (kW)	Corrente (A)	Portata idrogeno (Nm ³ /h)	Portata d'acqua (l/h)	Efficienza % (kWh/kg)
55	100	10	10	54 (61.8)

Figura 7 - Prestazioni del PEMEL

4 Modellazione del serbatoio a idruri metallici

4.1 Attività preliminare

Il serbatoio di idrogeno è basato sullo stoccaggio dell'idrogeno allo stato solido, mediante idruri metallici. Tale tecnologia consente infatti di ottenere buone capacità volumetriche, superiori a quelle ottenibili mediante stoccaggio sotto forma di liquido o gas, a bassi valori di pressione operativi (intorno ai 30 bar), caratteristiche queste particolarmente idonee ad applicazioni stazionarie.

Il sistema in oggetto è stato progettato per avere una capacità di idrogeno pari a circa 20 kg e, in particolare, è stato sviluppato secondo un approccio modulare, in modo da dare flessibilità al sistema stesso, in termini di trasporto, facilità di installazione, ottimizzazione degli spazi e scalabilità a taglie superiori.

Il sistema finale, come nel seguito descritto, è costituito da due moduli di forma cilindrica, interconnessi tra loro, le cui dimensioni sono state determinate sulla base di una attività di analisi, modellazione e ottimizzazione numerica.

La maggiore criticità relativa alla fase di progettazione del serbatoio risiede nella opportuna determinazione del sistema di gestione termica dei serbatoi. Infatti, l'assorbimento dell'idrogeno all'interno della matrice metallica del materiale è un processo esotermico, mentre il desorbimento avviene secondo un processo endotermico. Ciò implica la necessità di raffreddare (durante la fase di ricarica) e di riscaldare (durante la fase di scarica) il sistema al fine di consentire l'efficace stoccaggio e rilascio dell'idrogeno dai serbatoi.

Al fine di definire la configurazione ottimale del sistema di stoccaggio, sono stati sviluppati due modelli numerici: un modello 1D termodinamico e un modello 2D/3D agli elementi finiti. Il primo consente infatti di valutare le prestazioni generali del sistema sulla base di parametri macroscopici, mentre il secondo consente una analisi più dettagliata del meccanismo di assorbimento e desorbimento dell'idrogeno dagli idruri metallici.

4.2 Le geometrie

I serbatoi di idrogeno a idruri metallici sono generalmente costituiti da geometrie cilindriche la cui struttura interna ed esterna è tuttavia spesso particolarizzata in base al sistema di gestione termico messo in atto. La progettazione e l'ottimizzazione della struttura per il trasferimento di calore è il principale oggetto di analisi per tale tecnologia di serbatoio.

Il problema principale risiede nei bassi valori di conducibilità termica delle polveri di idruro metallico che, associati all'esigenza di scambiare ingenti quantità di calore al fine di promuovere il rapido assorbimento o desorbimento dell'idrogeno, portano all'esigenza di sistemi di gestione termica particolarmente efficaci. Inoltre, con l'aumento del numero di cicli di assorbimento/desorbimento dell'idrogeno, le particelle di lega all'interno del serbatoio tendono a frantumarsi, causando una resistenza termica da contatto, tra le particelle stesse, via via crescente. Ciò comporta una significativa riduzione della conducibilità termica effettiva del letto di idruro metallico nel tempo. Di conseguenza, la temperatura di reazione non può

essere efficacemente distribuita attraverso il materiale, compromettendo le capacità di stoccaggio e rilascio dell'idrogeno dei serbatoi.

Numerose soluzioni tecniche, presenti in letteratura, mirano ad aumentare l'area di trasferimento di calore o a ridurre il percorso di trasferimento del calore introducendo uno o più componenti all'interno o all'esterno dei serbatoi. Gli approcci sono numerosi e disparati: da tubi di raffreddamento (tubi dritti, tubi a spirale, ecc.), ad alette, camicie di raffreddamento, ecc., soluzioni tutte volte al miglioramento dell'efficienza del trasferimento di calore negli HSR. Anche la tipologia e le caratteristiche del fluido termovettore impiegato possono essere varie e dipendono dallo specifico sistema di gestione termica messo a punto e dalla specifica applicazione.

Un'altra modalità tipicamente impiegata per aumentare la capacità di scambio termico dei serbatoi a idruri metallici riguarda il miglioramento delle prestazioni termiche del letto di idruro metallico stesso. Ciò viene ottenuto aggiungendo materiali a base metallica ad alta conducibilità all'interno del letto di idruri.

Nell'ambito del progetto, al fine di definire una configurazione ottimale di sistema di stoccaggio, una analisi è stata condotta prendendo in considerazione geometrie cilindriche caratterizzate dall'integrazione con sistemi di condizionamento termico di diversa tipologia.

In particolare, sono state considerate soluzioni sia di condizionamento termico interno, mediante ad esempio canali passanti all'interno del serbatoio lungo la direzione assiale, o tubazione elicoidale posta all'interno del serbatoio, sia di condizionamento termico esterno, o soluzioni miste di condizionamento termico interno ed esterno contemporaneamente. Inoltre, è stata valutata la possibilità di impiegare diversi sistemi di scambio termico (convezione/conduzione) con diversi fluidi refrigeranti (aria, acqua, freon). In particolare, circa il condizionamento termico interno, sono state effettuate simulazioni numeriche con:

- elementi metallici cilindrici coassiali;
- condotti interni nei quali scorra aria o acqua (a temperature e con velocità che sono state fatte variare in test differenti);
- condotto elicoidale all'interno del quale scorra freon in cambio di fase;
- rivestimento con tubi di freon per mantenere costante la temperatura di parete;
- aggiunta di grafite naturale espansa (ENG) alla lega metallica, per migliorarne la conducibilità termica.

Per quanto riguarda il condizionamento termico esterno, invece, sono state effettuate simulazioni nelle quali è stata considerata:

- sola convezione naturale all'esterno dei serbatoi (senza nessun effettivo condizionamento);
- flusso di aria o acqua (a temperature e con velocità che sono state fatte variare in test differenti).
- rivestimento con tubi di freon per mantenere costante la temperatura di parete.

In aggiunta, anche le fasi di svuotamento/riempimento sono state simulate sia ipotizzando che l'idrogeno venga rilasciato/prelevato da una valvola posta ad una estremità del serbatoio, sia ipotizzando che questo fluisca all'interno di un condotto centrale in materiale metallico poroso, al fine di valutare: i) possibili effetti di diffusione all'interno del materiale, ii) l'effetto della convezione forzata legato al flusso di idrogeno sulle prestazioni termiche del sistema.

I modelli sviluppati sono stati quindi impiegati per valutare le prestazioni di diverse geometrie in diverse condizioni operative.

4.3 Il modello 1D

L'attività di modellazione dei serbatoi di idruri metallici ha in via preliminare riguardato lo sviluppo di un modello 1D termodinamico, per effettuare una prima analisi dei serbatoi nella loro configurazione più elementare, ossia quella in cui il sistema di stoccaggio sia costituito da un insieme di serbatoi cilindrici contenenti idruro metallico e la cui gestione termica sia affidata alla sola convezione forzata dell'aria esterna. Tale analisi ha permesso di effettuare una valutazione di massima della fattibilità di questo approccio, prima di passare all'individuazione e alla valutazione di sistemi di gestione termica più complessi e alla progettazione definitiva dei serbatoi e del sistema di stoccaggio.

L'analisi mediante modello 1D termodinamico è stata condotta in maniera parametrica, prendendo in esame un singolo modulo (serbatoio cilindrico), e variandone pertanto sia la sua geometria (raggio), che le caratteristiche del flusso esterno impiegato per il condizionamento. Per quest'ultimo, come anticipato, è stato scelto in tale fase iniziale l'aria come fluido termovettore, al fine di esplorare una soluzione semplice di riferimento.

In tabella 1 mostra i range di valori considerati per i parametri caratteristici del sistema e le proprietà degli idruri metallici selezionati nella presente analisi.

Tabella 1 - Parametri utilizzati nell'analisi mediante modello 1D termodinamico.

Raggio serbatoio (modulo)	[cm]	2-10
Lunghezza serbatoio (modulo)	[m]	1
Velocità fluido termovettore (aria)	[m/s]	4-10
Densità lega metallica	[kg/m ³]	6100
Porosità	[%]	40
Densità effettiva idruri metallici	[kg/m ³]	3660
Capacità gravimetrica idruri metallici	[%]	1.77
Entalpia di reazione (assorbimento)	[kJ/g]	11.15
Entalpia di reazione (desorbimento)	[kJ/g]	14.20

Il modello ha consentito di valutare le fasi di riempimento del serbatoio (assorbimento). Tale analisi è stata condotta assumendo una portata di idrogeno costante e 267 g/h.

In Figura 8 è illustrato il numero di cilindri necessari in funzione del raggio del singolo cilindro, al fine di mantenere una capacità di idrogeno di riferimento circa pari a 10 kg.

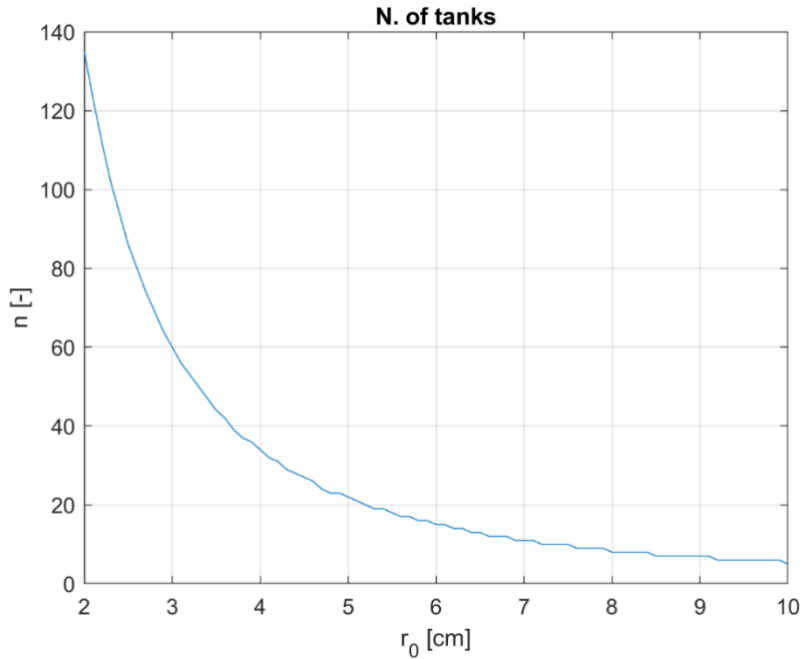


Figura 8 - Numero di serbatoi cilindrici in funzione del raggio.

Un raggio di 10 cm per il singolo modulo di serbatoio consente di realizzare un sistema di stoccaggio da 10 kg di idrogeno con sei serbatoi cilindrici (ciascuno avente lunghezza 1 metro), e da 20 kg di idrogeno (target di progetto), con dodici serbatoi.

Considerando ancora una capacità di 10 kg di idrogeno, come riferimento, nella Figura seguente è mostrato l'andamento della temperatura che l'aria di raffreddamento (Heat Transfer Fluid - HTF) deve avere all'ingresso del sistema, in funzione del raggio del serbatoio, al fine di mantenere la temperatura massima degli idruri metallici al di sotto dei 34 °C (temperatura di riferimento) necessari a garantire un assorbimento ideale dell'idrogeno a bassa pressione (inferiore a 30 bar). In particolare, tale andamento di temperatura è fornito in funzione dalla velocità dell'aria.

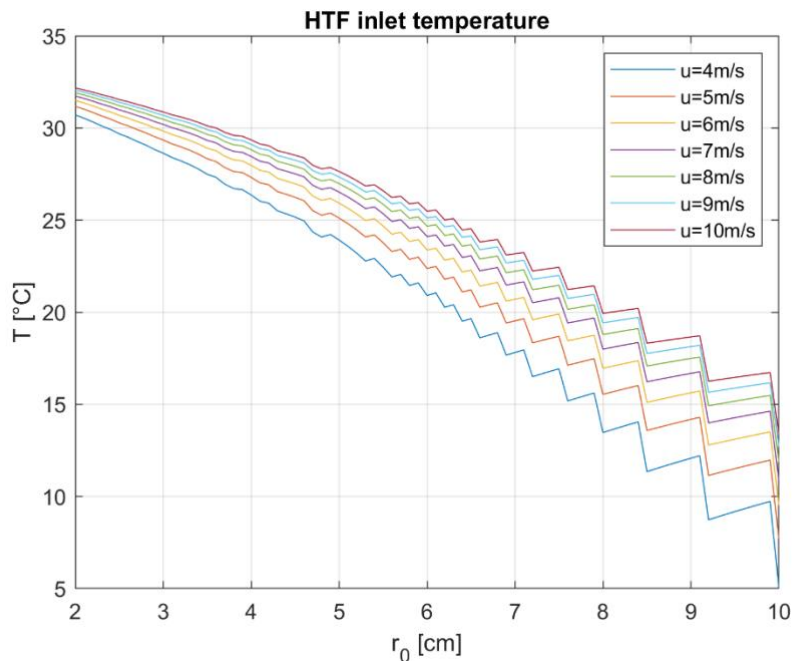


Figura 9 - Temperatura aria di raffreddamento in ingresso.

Si nota come per valori anche modesti della velocità del flusso (es. 4 m/s), una temperatura tra i 5 e i 10 °C sia sufficiente a garantire il raffreddamento dei serbatoi. Nella seguente Figura 10 invece, si mostra l'andamento della temperatura dell'aria sia in ingresso che in uscita dal sistema, per una velocità di efflusso pari a 4 m/s.

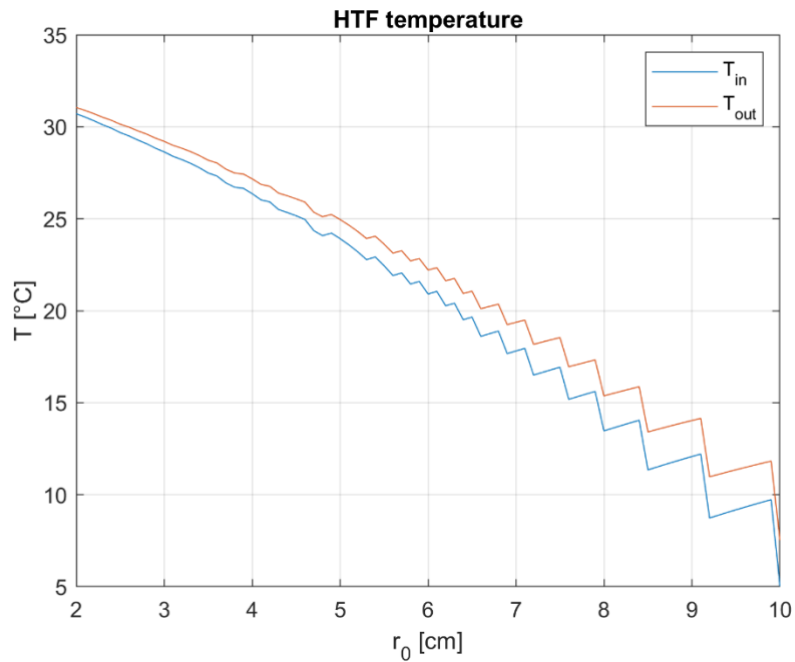


Figura 10 - Temperatura aria di raffreddamento in ingresso e uscita dal sistema.

L'aria di raffreddamento si riscalda a causa dello scambio termico con i serbatoi a idruri metallici, durante il processo di assorbimento. Tuttavia tale riscaldamento è di modesta entità, risultando la massima differenza di temperatura dell'aria pari a circa 2.5 °C, come si evince anche dalla Figura sottostante.

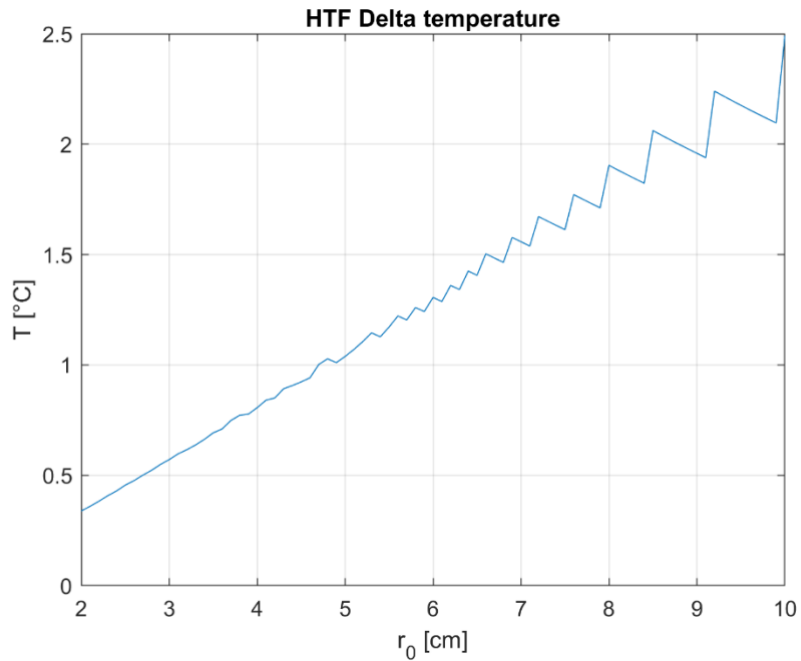


Figura 11 - Andamento differenza di temperatura aria di raffreddamento tra ingresso e uscita dal sistema di stoccaggio.

Si mostrano infine gli andamenti di temperatura massima e minima all'interno degli idruri metallici, durante il processo di assorbimento, in funzione del raggio dei cilindri, risultanti dall'applicazione del sistema di condizionamento ad aria forzata con velocità pari a 4 m/s.

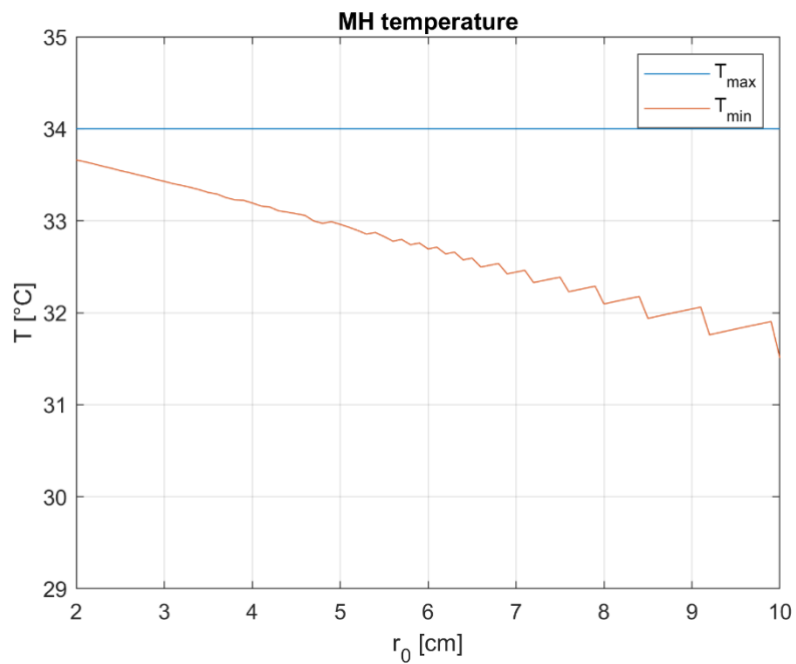


Figura 12 - Temperature max e min all'interno del serbatoio. Condizionamento forzato mediante aria esterna.

La temperatura massima è imposta a 34 °C, mentre la minima è funzione delle condizioni di scambio termico. Tale temperatura minima che deve essere garantita affinché la massima rientri all'interno del range prestabilito è di circa 32 °C nel caso di serbatoi cilindrici aventi raggio 10 cm.

4.4 Il modello 2D/3D

Il comportamento e le prestazioni del sistema di accumulo con idruri metallici sono state valutate mediante simulazione numerica 2D della sezione trasversale di un singolo modulo. L'analisi è stata effettuata mediante il software agli elementi finiti Comsol Multiphysics v.5.6.

L'obiettivo di tale modello è quello di valutare accuratamente il comportamento transitorio dei serbatoi durante il loro funzionamento (campi di temperatura, pressione e concentrazione), e di validare avanzati sistemi di gestione termica messi a punto. In particolare, il modello si basa sulle seguenti ipotesi:

- la porosità del materiale idruro metallico varia a causa di espansioni o contrazioni, relative all'assorbimento e al desorbimento dell'idrogeno; inoltre, si assume una relazione lineare tra le particelle di idruro metallico e la concentrazione di idrogeno;
- le particelle di idruro metallico hanno forma quasi-sferica;
- distribuzione uniforme del materiale all'interno del serbatoio;
- area di contatto finita tra particelle adiacenti;
- equilibrio termico locale tra l'idrogeno in forma gassosa e la fase solida;
- la capacità termica specifica dell'idruro metallico è la stessa della lega metallica di provenienza, indipendentemente dal contenuto di idrogeno.

Lo scambio di calore per irraggiamento è ritenuto trascurabile.

Sotto queste assunzioni, vengono risolte numericamente le equazioni di conservazione della massa e dell'energia. La prima, può essere scritta come:

$$\frac{\partial(\varepsilon\rho_{H_2})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_{H_2} u) + v_H M_H = 0 \quad (4)$$

dove ε è la porosità dell'idruro metallico, ρ_{H_2} è la densità dell'idrogeno, M_H è la massa molare atomica dell'idrogeno, v_H è la velocità di reazione atomica dell'idrogeno (che verrà discussa in seguito), mentre u è la velocità dell'idrogeno, calcolata utilizzando la legge di Darcy:

$$u = -\frac{\kappa}{\mu_{H_2}} \nabla P \quad (5)$$

essendo P la pressione, κ la permeabilità dell'idrogeno all'interno del mezzo poroso, e μ_{H_2} la sua viscosità dinamica.

La conservazione dell'energia viene invece espressa dalla seguente equazione:

$$(\rho c_p)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_{H_2} c_{p,H_2} u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) - v_H \frac{\Delta H}{2} - \varepsilon \frac{\partial P}{\partial t} \quad (6)$$

dove T è la temperatura, c_p è il calore specifico a pressione costante, k_{eff} è la conducibilità termica effettiva e ΔH è l'entalpia di reazione. I due termini sottrattivi a destra nell'equazione (6) fanno riferimento alla sorgente di calore associata alla reazione di idrogenazione o deidrogenazione, e al lavoro compiuto dal gas durante l'espansione o la compressione, rispettivamente. Inoltre, il termine $(\rho c_p)_{eff}$ fa riferimento alla seguente relazione:

$$(\rho c_p)_{eff} = \varepsilon \rho_{H_2} c_{p,H_2} + (1 - \varepsilon) \rho_{mat,t} c_{p,mat} \quad (7)$$

dove i pedici "mat" e "t" si riferiscono rispettivamente alla "matrice solida" e alle proprietà reali (true). Inoltre, come anticipato, le proprietà dell'idruro metallico variano in relazione alla concentrazione di idrogeno, passando quindi tra quelle della lega pura a quelle del puro idruro.

Per quanto riguarda il modello cinetico utilizzato, la velocità di reazione per l'assorbimento e la desorbimento è stata definita come segue:

$$v_H = \frac{\rho_{met,bulk} K_0}{M_H} [X - X_{eq}(T, P)] \frac{P - P_{eq}(T, X)}{P_{eq}(T, X)} \exp\left(-\frac{E_A}{k_B T}\right) \quad (8)$$

Nell'equazione (8), $\rho_{met,bulk}$ è la densità di bulk del metallo, che corrisponde al rapporto tra la massa del metallo e il volume del sistema, mentre K_0 è il fattore pre-esponenziale, E_A è l'energia di attivazione, k_B è la costante di Boltzmann, X rappresenta la concentrazione di idrogeno, e infine P_{eq} e X_{eq} rappresentano rispettivamente la pressione e la concentrazione di idrogeno all'equilibrio.

In letteratura, sono stati proposti diversi modelli per rappresentare la pressione di equilibrio nei sistemi idruro metallo. L'equazione più comune è quella di Van't Hoff, che descrive il comportamento del materiale nella regione di plateau, supponendo che questo sia pressoché piatto. Tuttavia, l'approccio adottato nel presente studio utilizza un modello più avanzato, proposto da Herbrig et al. [4] per l'Hydralloy C5, secondo il quale le pressioni di equilibrio in assorbimento e desorbimento sono date da espressioni polinomiali dipendenti da temperatura e concentrazione di idrogeno.

Per quanto riguarda la porosità ε utilizzata nelle equazioni di conservazione della massa e dell'energia, questa è calcolata mediante un modello specifico, al fine di tener conto delle sue variazioni in funzione della quantità di idrogeno assorbita o desorbita, che causa l'espansione o la contrazione del materiale. In particolare, l'equazione utilizzata è la seguente:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_0 + \varepsilon_1}{2} + \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon_1}{2} \cos(\pi R^a) \quad (9)$$

dove $R = 0.5$ e $\alpha = 1$ sono due parametri costanti di calibrazione, mentre ε_0 ed ε_1 sono i valori di porosità della matrice metallica (nessun idrogeno presente) e dell'idruro puro, rispettivamente.

Un ulteriore modello utilizzato, necessario alla corretta formulazione della legge di Darcy (equazione 5), è quello relativo alla permeabilità del materiale. Per descrivere la permeabilità al passaggio dell'idrogeno nei mezzi porosi, è stata utilizzata l'equazione di Kozeny-Carman, valida per flussi laminari, che è descritta dalla seguente equazione:

$$\kappa = \frac{1}{180} \frac{\varepsilon^3 d_p^2}{(1 - \varepsilon)^2} \quad (10)$$

dove d_p rappresenta il diametro delle particelle, anch'esso considerato variabile e dipendente dalla porosità del materiale attraverso una relazione algebrica.

Infine, è stato introdotto un modello per il calcolo del coefficiente di conducibilità termica del materiale. La conducibilità termica della polvere di idruro metallico è infatti una delle proprietà maggiormente rilevanti di un sistema di stoccaggio basato su tale tecnologia, in quanto determina le caratteristiche del sistema di gestione termica necessario. Inoltre, risulta in generale molto difficile valutare correttamente la conduttività termica dell'idruro metallico. Il suo valore, infatti, varia in funzione della quantità di idrogeno assorbito o desorbito, e pertanto dipende dalla concentrazione di idrogeno. Dati sperimentali su questo parametro non sono disponibili in letteratura. Sono invece disponibili diversi modelli per la determinazione della conducibilità termica effettiva che riportano per lo più un incremento del coefficiente di scambio con l'aumentare della concentrazione di idrogeno. In particolare, in questo studio, il coefficiente di conducibilità termica della matrice solida è stato calcolato utilizzando il modello proposto da Kallweit e Hane:

$$k_{MH} = k_{met} - (k_{met} - c_{k_{MH}} k_{met}) R \quad (11)$$

essendo k_{met} il coefficiente di conducibilità termica del materiale solido, ossia della lega di metallo, e $c_{k_{MH}}$ un coefficiente compreso tra 0.7 e 0.8. Il valore di k_{MH} è fondamentale per la determinazione della conducibilità termica effettiva del sistema, che è stata modellata mediante l'approccio utilizzato da Sun e Deng.

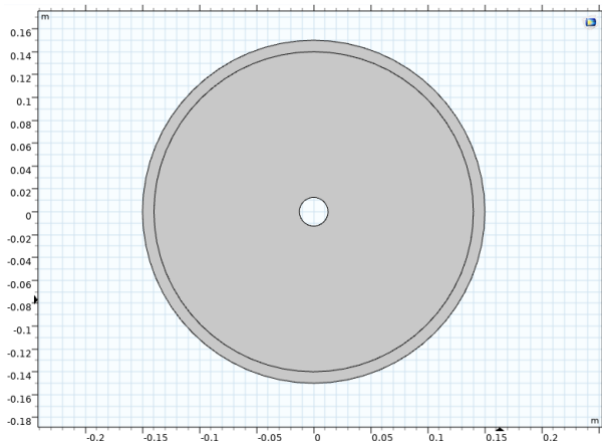
4.4.1 Analisi mediante modello 2D

Le analisi condotte mediante modello numerico 2D sono state volte sia all'individuazione della geometria di serbatoio più opportuna, in relazione allo specifico sistema di gestione termica, sia alla caratterizzazione del comportamento del sistema di stoccaggio, costituito da più unità (serbatoi cilindrici) interconnesse tra loro.

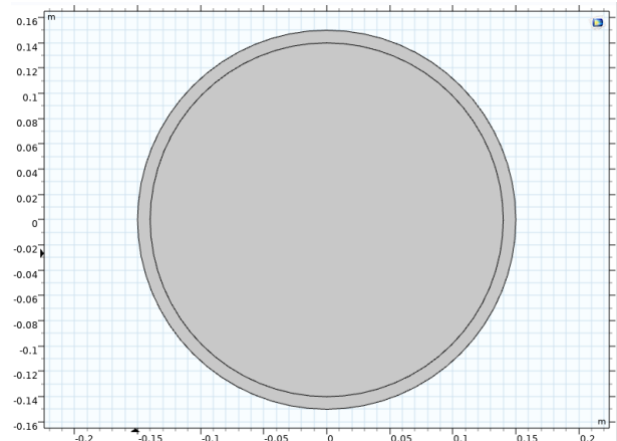
Configurazione geometrica del singolo modulo e analisi sistemi di condizionamento termico

Lo studio ha riguardato l'analisi di un gran numero di soluzioni tecniche di gestione termica, quali quelli mostrati in figura 13, a titolo d'esempio. Per ciascuna configurazione sono state quindi condotte analisi parametriche in cui i parametri caratteristici del serbatoio (raggio esterno, raggio, numero e posizione dei condotti del fluido termovettore, ecc) sono stati variati

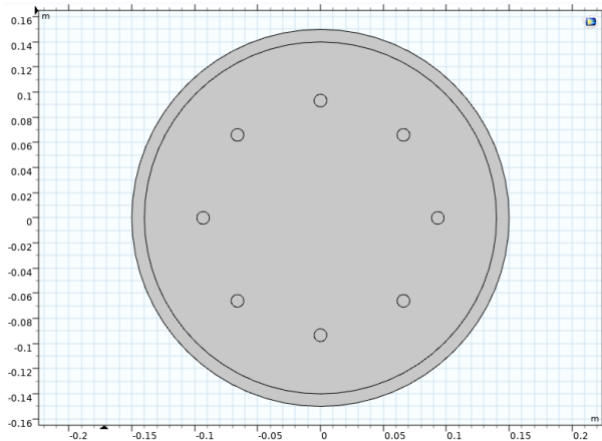
al fine di avere una descrizione esaustiva del comportamento termico delle soluzioni individuate.



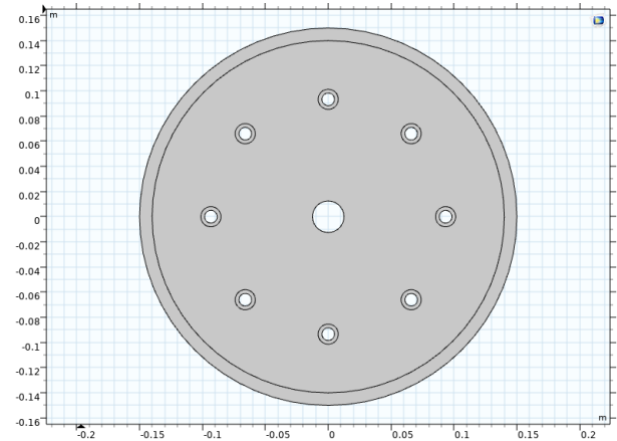
Immissione H₂ da condotto cilindrico assiale



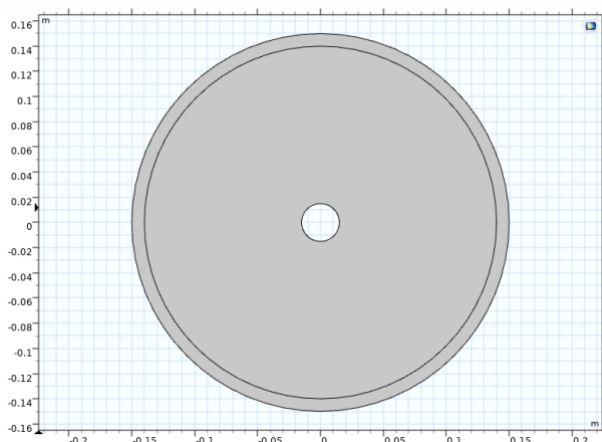
Cilindro pieno



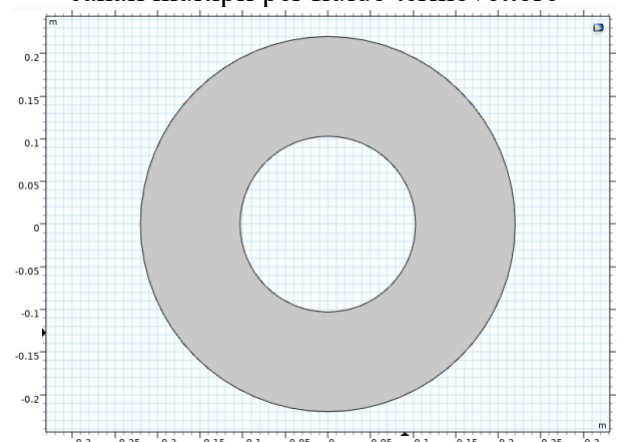
Elementi longitudinali in alluminio



Immissione H₂ da condotto cilindrico assiale e canali multipli per fluido termovettore



Condotto centrale per fluido termovettore



Condotto centrale per fluido termovettore

Figura 13 – Configurazioni analizzate di sistemi di gestione termica per il serbatoio cilindrico (singola unità del sistema di stoccaggio a idruri metallici).

A valle delle simulazioni effettuate, è stato possibile individuare le configurazioni migliori, ossia quelle in grado di garantire un adeguato funzionamento del sistema di stoccaggio sia in regime di riempimento che in regime di svuotamento, e che sono state quindi oggetto di analisi successive, di sistema, o di modellazione 3D.

Analisi sistema di stoccaggio

Altra tipologia di analisi condotta mediante modellazione 2D è quella inerente la simulazione del sistema di stoccaggio composto da più unità di serbatoi cilindrici interconnesse tra loro. In particolare, l'analisi è stata effettuata imponendo determinati profili di idrogeno, sia per la simulazione del rifornimento (assorbimento) del sistema, sia per il suo svuotamento (desorbimento), derivati dal funzionamento nominale dell'elettrolizzatore, nel primo caso, o dalla richiesta attesa della cella a combustibile, nel secondo caso. Il carico richiesto dalla cella a combustibile è stato a sua volta ottenuto a partire da profili di domanda della potenza elettrica tipici di determinate utenze, come quella residenziale. La figura 14 mostra i profili mediati di potenza elettrica e idrogeno da una utenza residenziale caratterizzata da 450 m³ di volumetria, durante la stagione invernale e quella estiva [5].

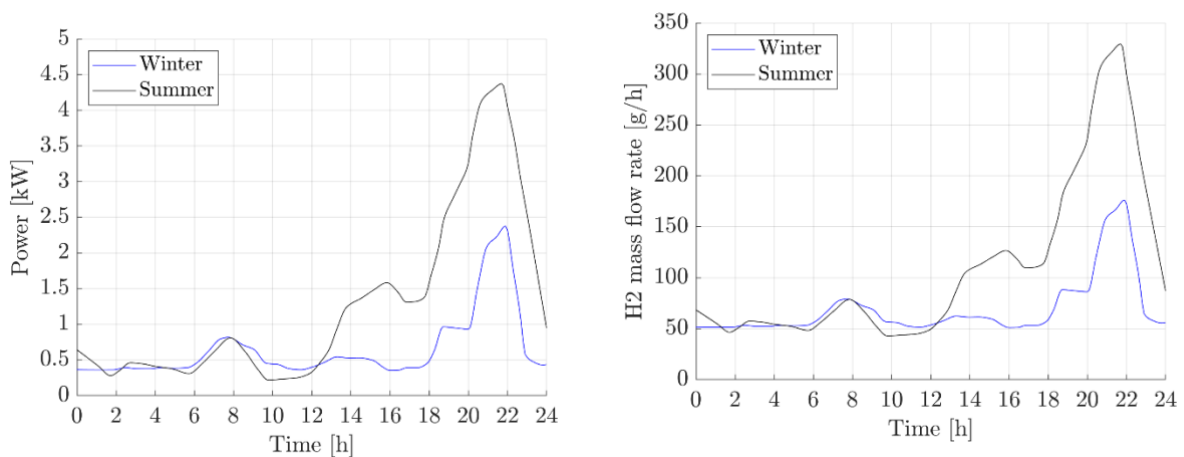


Figura 14 - Profili di riferimento di potenza elettrica e richiesta di idrogeno richiesti alla cella a combustibile.

Di seguito, si mostrano i risultati ottenuti per un sistema di stoccaggio idrogeno costituito da 40 serbatoi cilindrici, disposti secondo una configurazione 4 x 10 (Figura 15), che devono garantire il flusso di idrogeno richiesto dalla cella a combustibile secondo uno dei profili precedentemente mostrati (caso estivo). Il condizionamento termico del sistema è effettuato mediante convezione forzata di aria.

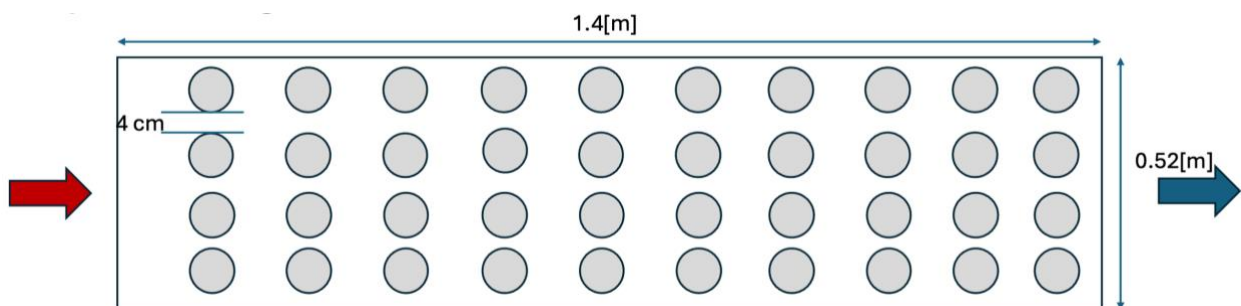


Figura 15 - Layout sistema di stoccaggio idrogeno a idruri metallici.

In particolare, nella fase di svuotamento dei serbatoi (processo di desorbimento), l'aria viene prelevata ad una temperatura di set point di 65 °C da uno scambiatore aria-acqua integrato con il sistema di condizionamento termico della cella a combustibile. Pertanto, la portata di aria calda che investe i serbatoi è determinata dal bilancio termico allo scambiatore e dipende dal flusso termico dissipato dalla cella a combustibile e, quindi, dalle sue condizioni operative. I

risultati di seguito mostrati si riferiscono ad una condizione conservativa in cui, tale portata massica, è impostata al valore minimo ottenibile. La Figura 16 riporta l'andamento della concentrazione di idrogeno all'interno del sistema e della pressione.

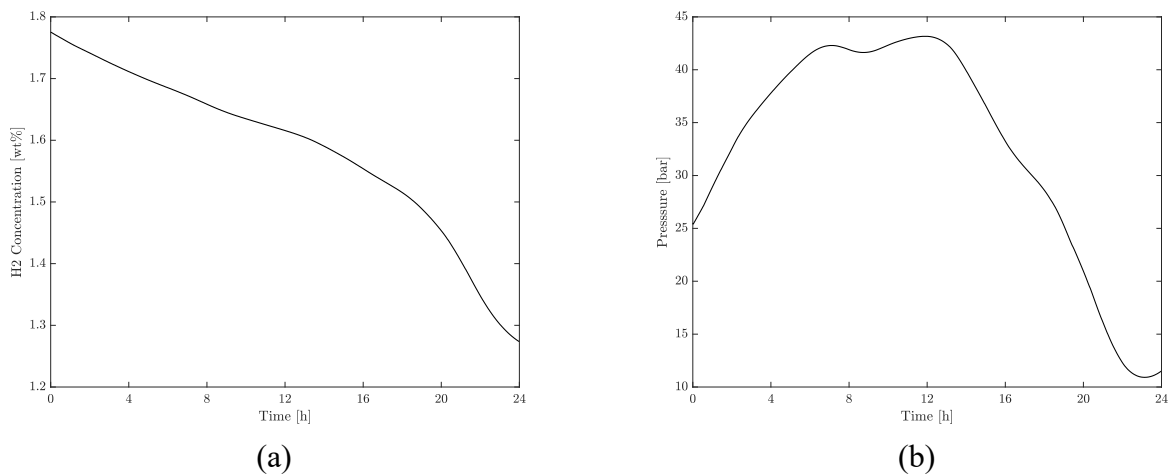


Figura 16 – Profilo di concentrazione idrogeno (a) e pressione (b) all'interno del sistema di stoccaggio

La concentrazione di idrogeno diminuisce consistentemente con la richiesta della cella a combustibile e, nell'arco del periodo di tempo considerato, ossia 24 ore di funzionamento, si ottiene complessivamente una diminuzione di circa 0.5 wt%, corrispondente a circa 2.7 kg di H₂. La pressione all'interno dei serbatoi aumenta inizialmente, a causa del riscaldamento dei serbatoi che raggiungono una temperatura media di circa 55 °C, a partire da una temperatura iniziale di 20 °C, dopo 12 ore (Figura 16b)). Da ciò si evince come il sistema di gestione termica risulti più che adeguato, in quanto in grado di fornire calore in eccesso rispetto a quello strettamente necessario per mantenere, idealmente, la temperatura all'interno dei serbatoi ad un valore pressoché costante e pari a quello iniziale. In Figura 17 vengono riportati gli andamenti di temperatura (minimo, medio, e massimo) per il flusso d'aria e all'interno dei serbatoi.

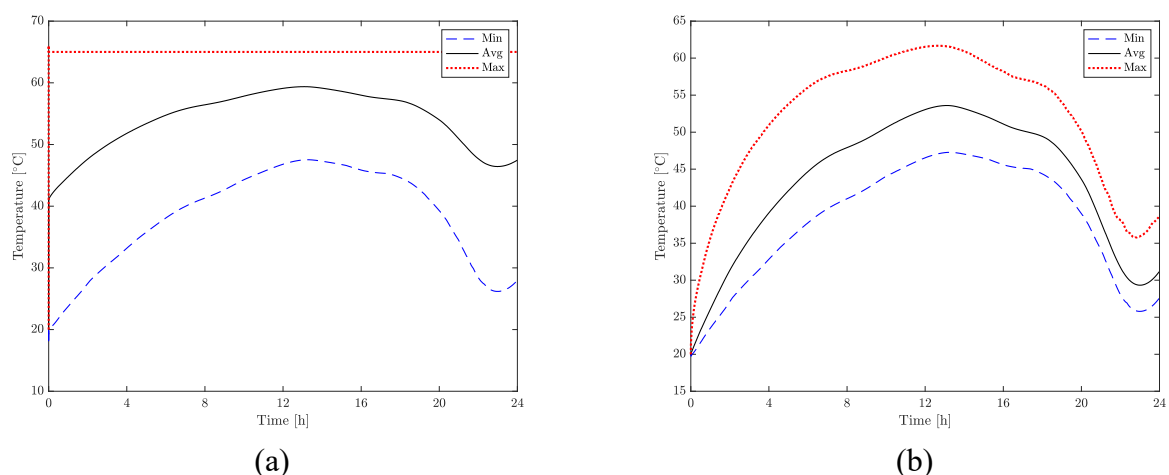


Figura 17 – Andamento temperatura flusso di aria (a) e all'interno dei serbatoi di idruri (b).

Al termine del processo, la pressione vigente è di circa 10 bar, mentre la temperatura media si attesta intorno ai 30 °C. Tali condizioni sono tali da poter garantire un deflusso di idrogeno anche oltre le 24 ore di funzionamento. Infine, in Figura 18, sono mostrati i campi di

temperatura e di concentrazione di idrogeno all'interno dei serbatoi, per quattro istanti temporali.

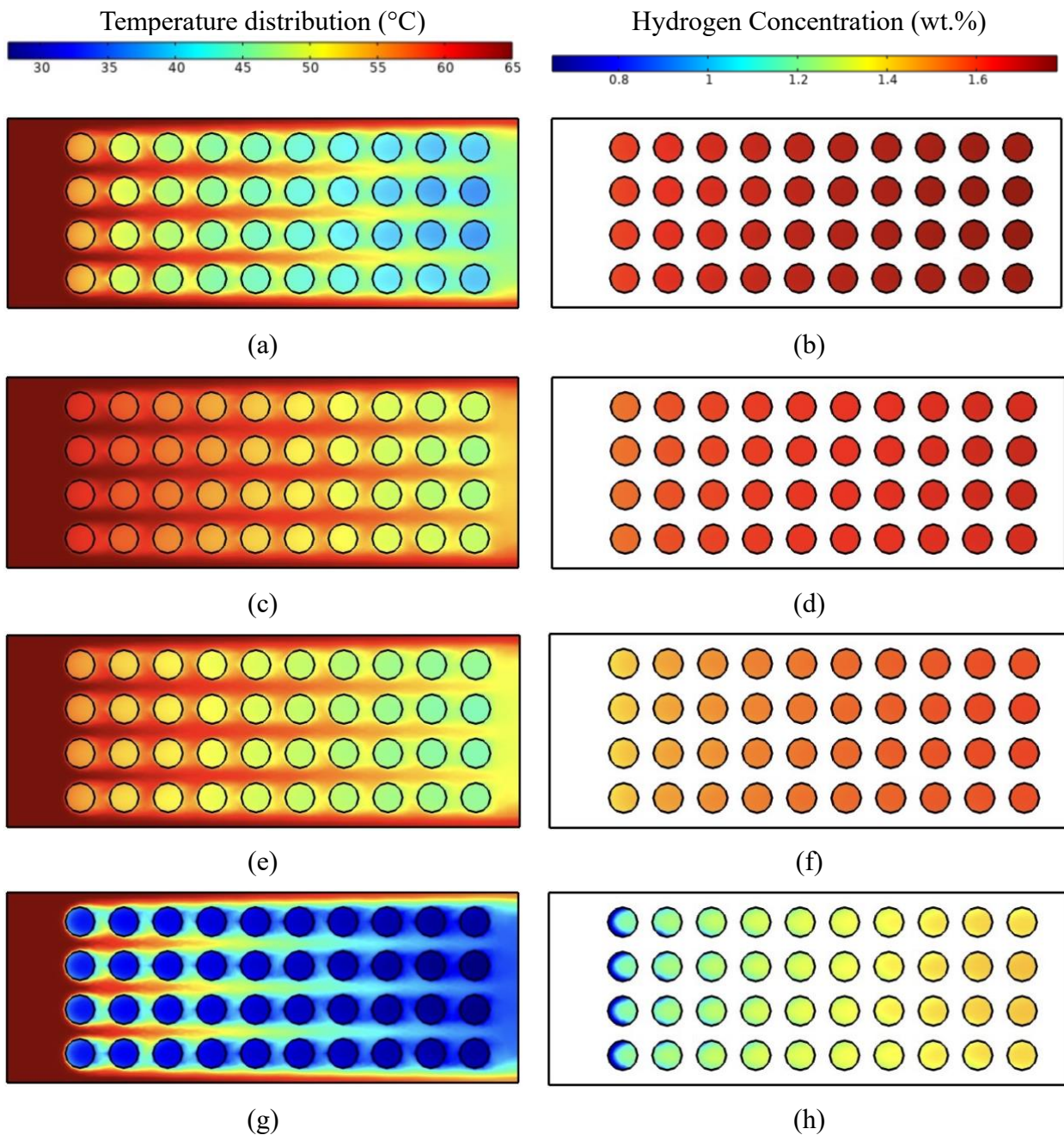


Figura 18 - Campi di temperatura (a,c,e,g) e di concentrazione di idrogeno (b,d,f,h) nei seguenti istanti temporali: 6 h (a,b), 12 h (c,d), 18 h (e,f) e 24 h (g,h).

Dall'analisi dei campi di temperatura è interessante notare come le prime file di serbatoi, poste all'ingresso del container ed esposte al flusso di aria ad elevata temperatura, siano quelle in cui la concentrazione di idrogeno diminuisce più rapidamente, essendo il processo di desorbimento favorito. D'altro canto, invece, le file più lontane sono quelle a temperatura mediamente più bassa e caratterizzate da concentrazioni di idrogeno più elevate. Il sistema risulta pertanto in grado di auto-bilanciarsi: con l'esaurirsi dell'idrogeno nei serbatoi più esposti diminuisce il calore fornito a questi ultimi e, quindi, questo si rende disponibile per

favorire il desorbimento nei serbatoi a più alta concentrazione, che potranno così continuare a garantire il corretto apporto di idrogeno alla cella a combustibile.

4.4.2 Analisi mediante modello 3D

L'analisi mediante il modello FEM 3D, infine, ha consentito di effettuare uno studio più dettagliato dei meccanismi di assorbimento e desorbimento dell'idrogeno dagli idruri metallici e di definire, pertanto, la configurazione di serbatoio più idonea in funzione dei requisiti di gestione termica. Di seguito si mostrano i risultati principali ottenuti sulla configurazione di serbatoio definitiva, la cui rappresentazione CAD è mostrata in Figura 19.

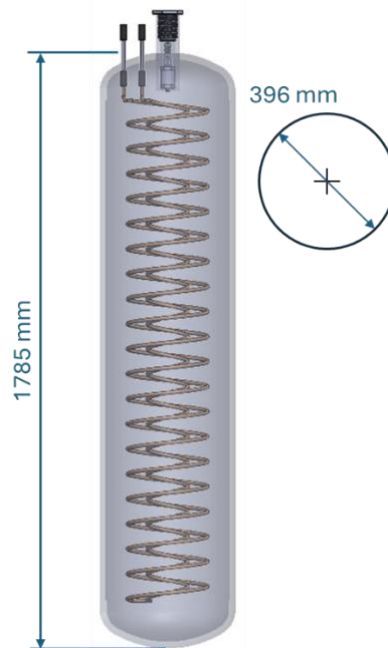


Figura 19 - Rappresentazione CAD serbatoio idruri metallici

Il serbatoio è attraversato da una tubazione elicoidale all'interno del quale fluisce un fluido termovettore, atto al condizionamento termico degli idruri durante le fasi di carica e scarica. Nella seguente Tabella 2, sono riportate le caratteristiche volumetriche, gravimetriche e di capacità del serbatoio progettato.

Tabella 2 - Caratteristiche principali del serbatoio a idruri metallici.

Volume utile [L]	156
Peso dell'involucro di alluminio [kg]	215
Peso degli idruri metallici [kg]	398
Peso complessivo, incluso l'H ₂ [kg]	620
Capacità di idrogeno [kg]	7.2

Il sistema di stoccaggio progettato consiste in due serbatoi interconnessi tra loro, pertanto, la capacità complessiva è di circa 15 kg.

4.4.3 Valutazioni sulla scalabilità del sistema

L'analisi numerica è stata estesa assumendo che il singolo serbatoio progettato possa rappresentare il modulo unitario di un sistema di stoccaggio più complesso, in modo da valutarne non solo le performance individuali (es. capacità di carica/scarica, potenza termica richiesta al sistema di condizionamento, ecc), ma anche la scalabilità del sistema verso applicazioni di taglia superiore a quella prevista nel progetto.

Pertanto, l'analisi condotta, i cui risultati sono di seguito illustrati, fa riferimento alla simulazione di un sistema avente capacità complessiva di 250 kgH₂.

Il sistema è in grado di rilasciare 30 kg di idrogeno in un'ora, considerando sia il tempo di scarica effettiva, che il tempo che il sistema di gestione termica impiega per riportare il serbatoio alle condizioni di temperatura iniziali. Nella seguente Tabella si riportano i principali risultati ottenuti.

Tabella 3 - Principali risultati ottenuti per la verifica della scalabilità del sistema

Numero eventi di scarica (5 kgH ₂) orari [n/hr]	6
Massa di idrogeno rilasciato in un'ora [kg/h]	30
Range di portata massica di idrogeno [kg/min]	1.9 – 5.9
Tempo di attesa medio tra due eventi di scarica consecutivi [min]	8
Potenza termica media del sistema di gestione termica [kW]	4.6

Dai risultati ottenuti si evince come la temperatura media del serbatoio oscilli attorno ad un valor medio prossimo a quello iniziale. Infatti, a seguito di una diminuzione di temperatura causata dal processo endotermico di desorbimento dell'idrogeno, si verifica un innalzamento di temperatura grazie al sistema di condizionamento termico attivo. La pressione varia consistentemente, fino a raggiungere un valore di circa 12 bar dopo un'ora di funzionamento.

In Figura 20, si riportano i profili di massa di idrogeno e di concentrazione, e l'andamento della durata degli eventi di scarica in funzione del numero di scariche effettuate.

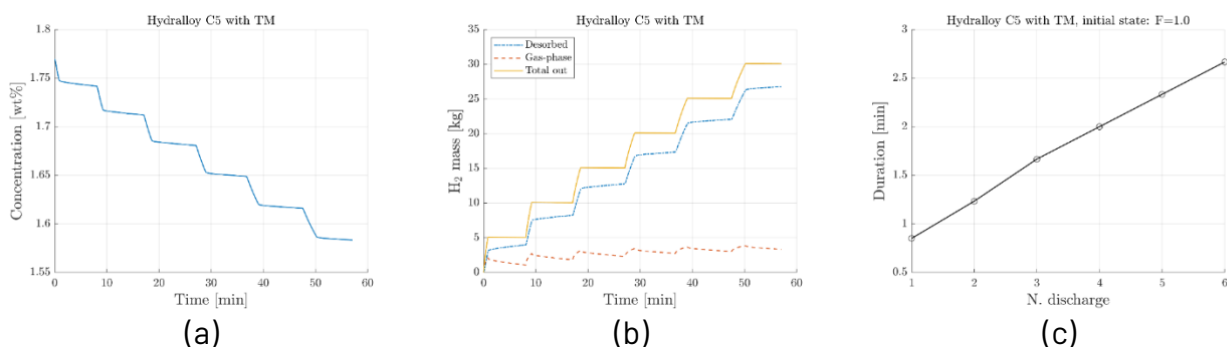


Figura 20 - Profili di massa di idrogeno (a), concentrazione (b) e andamento della durata degli eventi di scarica in funzione del numero di scariche effettuate (c)

E' possibile notare come la durata del singolo evento di scarica aumenti con l'aumentare del numero di scariche effettuate. Infatti, al diminuire della concentrazione dell'idrogeno dal serbatoio, diminuisce la pressione di equilibrio locale e, pertanto, diminuisce la velocità di reazione. Tuttavia, anche dopo un'ora di funzionamento, la durata dell'evento di rilascio

idrogeno è molto breve, con portate inferiori ai 2 kg/min, che confermano le elevate performance del sistema progettato.

5 Modellazione del sistema di energy storage

Il funzionamento del sistema di energy storage è stato analizzato valutando la sua capacità di soddisfare un tipico profilo di domanda elettrica di un'utenza medio-piccola.

A tale scopo è stato realizzato il modello del sistema considerando le condizioni operative dei singoli componenti e definita la strategia di gestione del sistema in base alla disponibilità della risorsa rinnovabile (impianto fotovoltaico). L'analisi è stata fatta considerando di far funzionare il sistema in modalità power-to-power.

Il criterio di gestione prevede che la domanda di energia elettrica dell'utenza sia soddisfatta direttamente dall'impianto fotovoltaico, dalla batteria e dalle celle a combustibile.

Obiettivo della strategia di gestione è soddisfare la domanda elettrica massimizzando l'utilizzo della fonte rinnovabile sia direttamente, cioè con l'impianto fotovoltaico, che con il sistema di energy storage. Il ricorso alla rete è necessario quando entrambe queste risorse energetiche non sono disponibili o quando si ha un'eccedenza dell'energia prodotta dalla fonte rinnovabile.

L'analisi, quindi, è stata condotta utilizzando un algoritmo numerico (sviluppato in ambiente Matlab) basato sulla strategia di gestione energetica proposta. La metodologia dell'algoritmo numerico sviluppato segue il diagramma di flusso illustrato nella Figura 21.

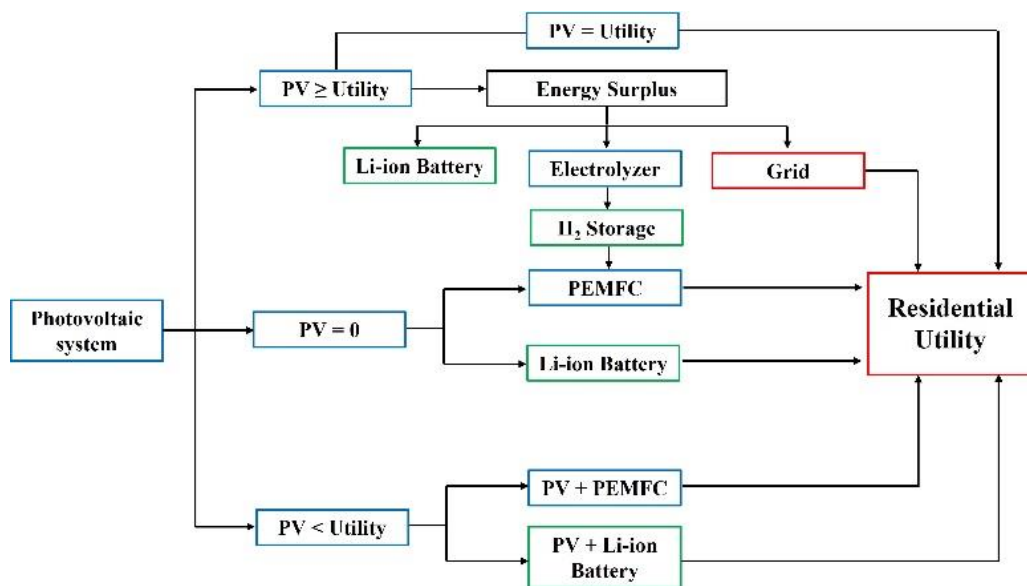


Figura 21 - Diagramma di flusso sistema di energy storage [6]

La strategia di gestione si basa sulle seguenti ipotesi:

a) se la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico è uguale o superiore alla domanda dell'utenza, il PV alimenta l'utenza mentre l'elettricità in eccesso (quando disponibile) viene utilizzata per ricaricare la batteria agli ioni di litio; se l'unità batteria è completamente carica, l'elettricità in eccesso proveniente dall'impianto fotovoltaico viene utilizzata per alimentare

l'unità di elettrolisi per produrre idrogeno; se il serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno è pieno, l'elettricità in eccesso viene deviata alla rete.

b) se la potenza dell'impianto fotovoltaico è inferiore alla domanda dell'utenza, il deficit di elettricità viene coperto dalla batteria agli ioni di litio (in base alle condizioni di scarica della batteria) e, se necessario, dal modulo PEMFC alimentato dall'idrogeno immagazzinato.

c) se l'impianto fotovoltaico non funziona, l'utenza viene alimentata dalla batteria agli ioni di litio o dalla PEMFC, in base alla disponibilità di energia elettrica o chimica immagazzinata.

d) se l'impianto fotovoltaico e il sistema di energy storage non sono in grado di soddisfare la domanda dell'utenza, il fabbisogno viene fornito dalla rete elettrica.

I risultati inerenti al funzionamento del sistema secondo questa logica di controllo sono illustrati nei seguenti grafici per i quali è stato assunto un PV da 80 kW ed una batteria di 3 diverse capacità 25 kWh, 50 kWh e 125 kWh.

Nelle seguenti figure sono illustrati i risultati, relativi ai flussi di energia, ottenuti utilizzando il sistema di energy storage per soddisfare il profilo di carico elettrico di un'utenza tipo (selezionata) applicando la logica di controllo sviluppata. I flussi energetici sono relativi alla produzione di energia elettrica da PV e da cella a combustibile, all'energia utilizzata dall'elettrolizzatore, alla ricarica e scarica della batteria, alla richiesta energia elettrica da rete, all'esportazione in rete dell'energia elettrica in eccedenza, e alla richiesta del carico elettrico dell'utility. I risultati si riferiscono a 1 giorno in 3 mesi dell'anno.

La figura 22 illustra i risultati relativi all'utilizzo di una batteria da 25 kWh

La figura 23 illustra i risultati relativi all'utilizzo di una batteria da 50 kWh

La figura 24 illustra i risultati relativi all'utilizzo di una batteria da 125 kWh

Come si evince dalle figure, nel caso di un'utenza medio-piccola (max potenza richiesta 10 kW), una batteria molto grande con capacità di 125 kWh, tende a minimizzare il ricorso alla produzione di idrogeno da fotovoltaico (l'elettrolizzatore non lavora quasi mai) in quanto l'energia rinnovabile è principalmente utilizzata per ricaricare la batteria che, a sua volta, viene impiegata per soddisfare il carico dell'utenza. Questo significa che la batteria deve essere opportunamente dimensionata per ottenere un sistema di energy storage a idrogeno in linea con le attese e le specifiche di progetto.

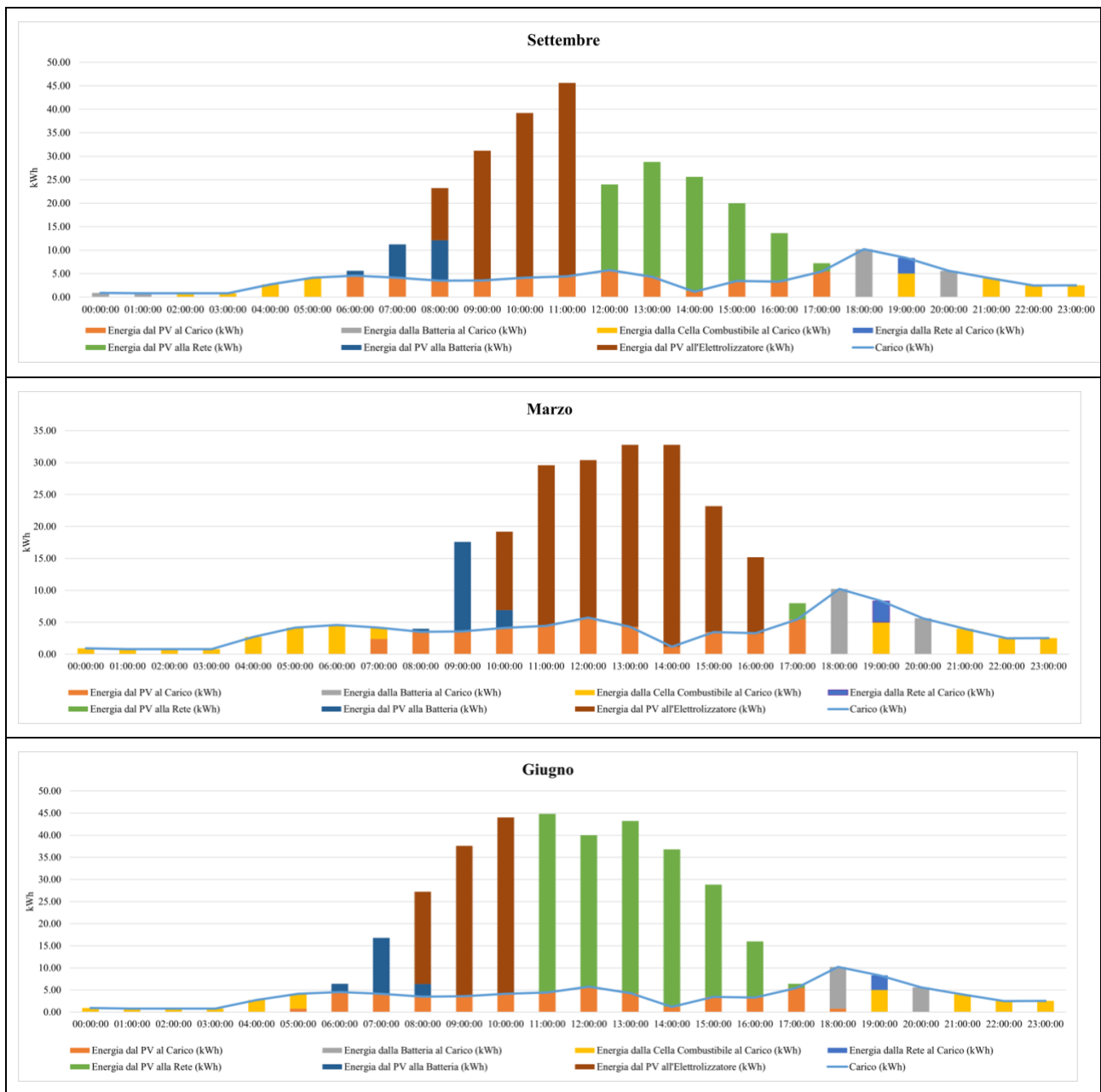


Figura 22 - Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 25 kWh

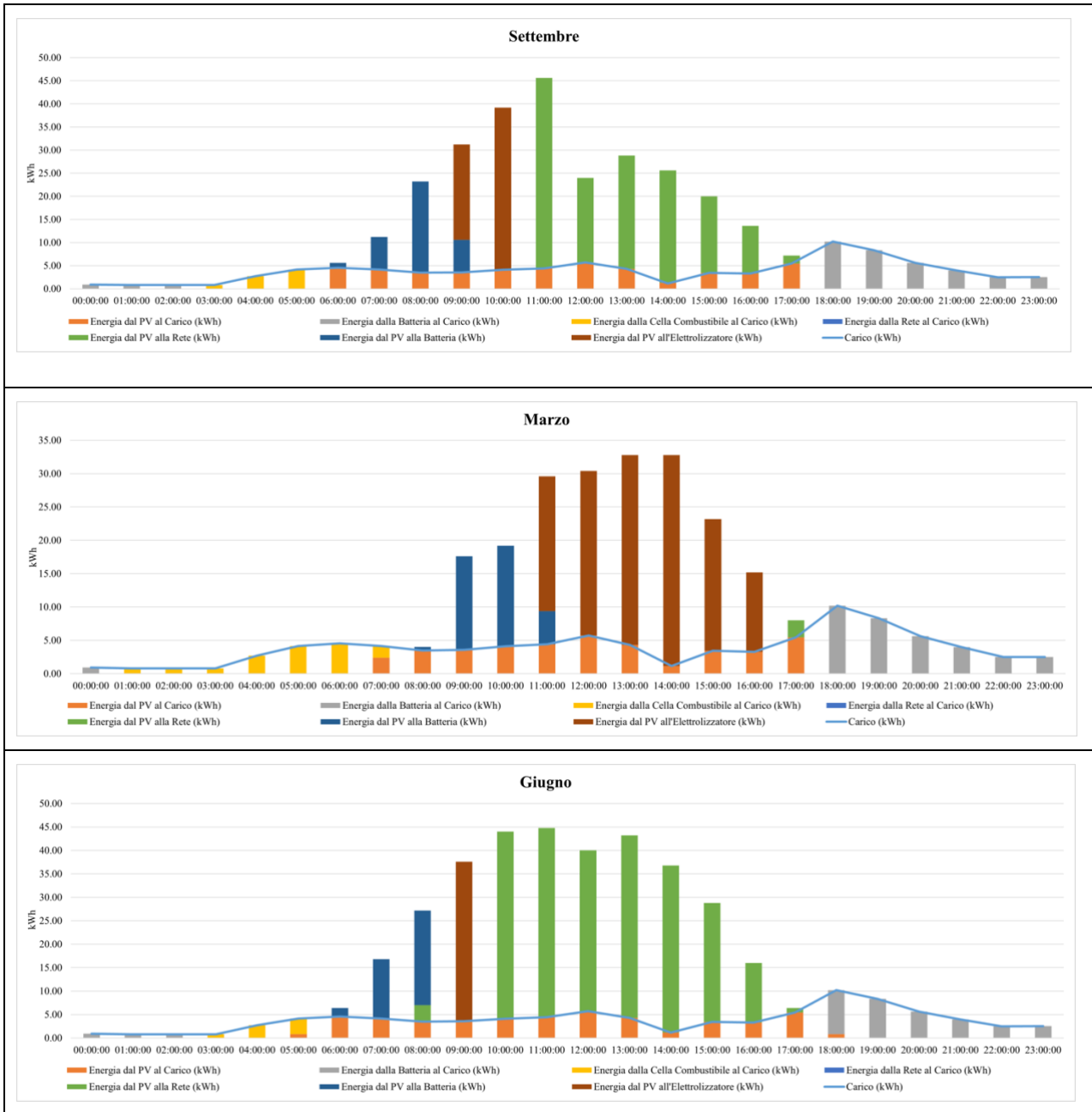


Figura 23 - Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 50 kWh

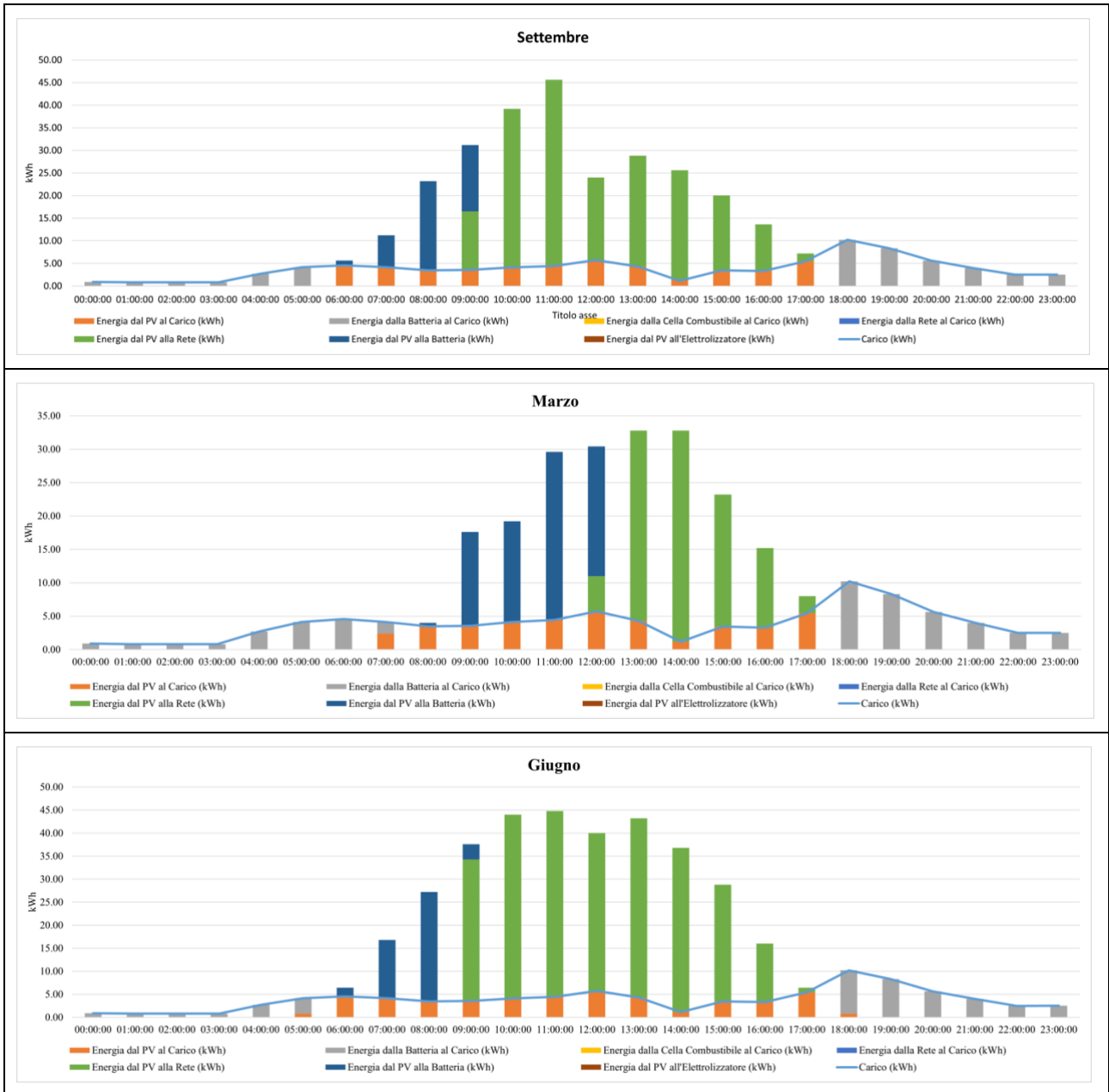


Figura 24 - Flussi energetici i 3 giorni tipo con uso di batteria da 125 kWh

6 Bibliografia

1. D. Guida, M. Minutillo, Design methodology for a PEM fuel cell power system in a more electrical aircraft, *Applied Energy* 2017;192:446-456. ISSN: 0306-2619. IF:8.848; SJR: 3.607
2. Kim J. Modeling of Proton Exchange Membrane Fuel Cell Performance with an Empirical Equation. *J Electrochem Soc* 1995.
3. A. Perna, M. Minutillo, E. Jannelli, Designing and analyzing an electric energy storage system based on reversible solid oxide cells, *Energy Conversion and Management* 159 (2018) 381-395. ISSN: 0196-8904. IF: 8.208; SJR:2.924
4. K. Herbrig, L. Röntzsch, C. Pohlmann, T. Weißgärber, B. Kieback, Hydrogen storage systems based on hydride-graphite composites: computer simulation and experimental validation, *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (17) (2013) 7026-7036. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.104>.
5. E. Macchi, S. Campanari, P., Silva, *La microgenerazione a gas naturale*, Polipress 2005 - Politecnico di Milano
6. S. Di Micco, F. Romano, D. Lanni, A. Perna, V. Cigolotti, M. T. Russo, C. Miranda and M. Minutillo, A renewable energy and hydrogen storage system for residential electricity supply, *SUPEHR23 - SUstainable PolyEnergy generation and HaRvesting Conference - September 6-8 2023, Savona, Italy*.