



**Politecnico
di Torino**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA MECCANICA E AEROSPAZIALE

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria meccanica

Sviluppo di logiche di controllo di Battery Management System (BMS) per la gestione di batterie agli ioni di litio

Relatore:

Prof.ssa Daniela Anna Misul

Correlatori:

Dott. Tiziano Alberto Giuliacci

PhD. Alessandro Falai

Candidata:

Marta Girardo

ANNO ACCADEMICO 2022/23

*Ai miei genitori,
a cui devo tutta la mia vita.*

Sommario

Negli ultimi anni, c'è stato un netto aumento nell'adozione dei veicoli a trazione elettrica come soluzione per ridurre le emissioni di CO_2 , particolato e gas inquinanti prodotti dai tradizionali veicoli a combustione interna. Tuttavia, uno degli aspetti critici di questi veicoli è rappresentato dall'accumulo di energia nella batteria, che richiede un monitoraggio costante per garantirne le prestazioni ottimali e prevenire danni prematuri. Il seguente lavoro di tesi si concentra sull'analisi approfondita e lo sviluppo di un sistema avanzato per il monitoraggio e la gestione delle batterie agli ioni di litio utilizzate nei veicoli elettrici. Attraverso l'implementazione di un modello batteria composto da sei moduli in parallelo, ciascuno costituito da cinque celle in serie, l'obiettivo principale è quello di sviluppare un modello di Battery Management System (BMS). Il BMS è progettato per monitorare con precisione lo stato di carica della batteria e per rilevare tempestivamente condizioni operative critiche, come overvoltage, undervoltage e sovraccarico di corrente. Inoltre, si mira a implementare logiche per garantire un bilanciamento ottimale delle celle e una gestione efficace delle situazioni di pericolo. Il percorso di ricerca inizia con un'analisi dettagliata del modello batteria, che comprende lo studio di due configurazioni della batteria, monocella e multicella, con uno stimatore di SoC. Successivamente, vengono sviluppate e implementate logiche specifiche di BMS, per il caso di batteria multicella. Dunque, vengono esaminate e testate due situazioni di pericolo per il pacco batteria: sovratensione e sovraccarica. Attraverso questi test, viene validato il funzionamento del Battery Management System (BMS), verificandone la capacità di attivare le protezioni implementate. Dopodiché, per ottimizzare la gestione a lungo termine della batteria, è stato implementato un sistema di bilanciamento attivo, basato sul controllo del SoC per le singole celle. Sono state confrontate due configurazioni di bilanciamento: una con un singo-

lo condensatore e l'altra con un numero di condensatori pari al numero di celle. La configurazione con un singolo condensatore ha mostrato alcuni svantaggi significativi, tra cui tempi operativi eccessivi e un bilanciamento non ottimale delle celle, portando a una distribuzione non uniforme della carica nella batteria. Per contro, la seconda configurazione ha consentito una distribuzione più uniforme della carica, riducendo al contempo i tempi operativi e garantendo un bilanciamento più efficiente delle celle. In conclusione, il lavoro di ricerca dimostra che il BMS e le sue logiche garantiscono una protezione efficace della batteria da situazioni reali di pericolo e che l'integrazione del sistema di bilanciamento delle celle consente un monitoraggio accurato dello stato di carica della batteria.

Indice

Sommario	ii
1 Introduzione	1
1.1 Obiettivi tesi	3
2 Batterie agli ioni di litio	4
2.1 Celle elettrochimiche	7
2.1.1 Principio di funzionamento	9
2.1.2 Condizioni operative pericolose	11
Sovraccarico di corrente	11
Sovraccarico termico	12
2.2 Modello circuitale della cella	12
2.3 Modello termico	15
3 Battery Management System	18
3.1 Principali parametri di controllo	19
3.1.1 Controllo della tensione	20
3.1.2 Controllo della temperatura	21
3.1.3 Stima degli stati della batteria	22
Stima dello stato di carica (SOC)	23
Stima dello stato di salute (SOH).	26
3.2 Bilanciamento delle celle	28
3.2.1 Cause di squilibrio	29
3.2.2 Bilanciamento passivo	31
Resistore di shunt fisso	31

Resistore di shunt commutato	32
3.2.3 Bilanciamento attivo	34
Condensatori in serie commutati	34
Singolo condensatore commutato	35
Bilanciamento attivo basato su trasformatori e induttori	36
4 Modello batteria implementato	39
4.1 Struttura e principio di funzionamento	40
4.1.1 Caso mono-cella	43
4.1.2 Caso multi-cella	47
4.1.3 Celle equivalenti	56
5 Sviluppo del sistema di Battery Management System	61
5.1 Logiche implementate	63
5.2 Bilanciamento con singolo condensatore	68
5.2.1 Struttura e funzionamento del sistema	70
5.2.2 Logica implementata	72
5.3 Bilanciamento multi-condensatori	74
5.3.1 Logica implementata	75
6 Risultati	77
6.1 Bilanciamento con singolo condensatore	79
6.1.1 Primo caso di analisi	82
6.1.2 Secondo caso di analisi	85
6.1.3 Terzo caso di analisi	88
6.2 Bilanciamento multi-condensatore	92
6.3 Confronto tra le due configurazioni	95
6.4 Sviluppo di logiche di BMS	97
7 Conclusioni	102
Bibliografia	104

Elenco delle figure

2.1	Autonomia del veicolo in funzione del peso della batteria per diverse densità energetiche [3].	5
2.2	Caratteristiche delle diverse batterie al litio [1].	7
2.3	(a) Celle in serie, (b) Celle in parallelo [5].	8
2.4	Struttura delle celle agli ioni di litio [2].	9
2.5	Principio di funzionamento delle celle agli ioni di litio [3].	10
2.6	Circuito elettrico equivalente-Modello di Thevenin [9]	13
2.7	Andamento V_{OCV} [10].	14
3.1	Schematizzazione di un sistema di gestione della batteria.	19
3.2	Partitore di tensione.	21
3.3	Interfaccia tra gli stati della batteria [19].	23
3.4	Capacità inutilizzata e capacità residua di un modulo batteria.	24
3.5	Carica e scarica di due celle in serie.	28
3.6	Bilanciamento dissipativo: resistore di shunt fisso [26].	31
3.7	Bilanciamento dissipativo: resistore di shunt commutato [28].	32
3.8	Bilanciamento attivo: condensatori in serie commutati [25].	34
3.9	Bilanciamento attivo: singolo condensatore commutato [26].	36
3.10	Bilanciamento attivo: singolo induttore [30].	37
3.11	Bilanciamento attivo: singolo induttore [30]	38
4.1	Schema generale dei modelli teorici connessi.	41
4.2	Flusso di corrente nel modello batteria.	42
4.3	Sottosistema del caso monocella.	43
4.4	Modello ECM implementato.	44

4.5	Andamento dello stato di carica-monocella.	45
4.6	Andamento della tensione-monocella.	46
4.7	Andamento della temperatura-monocella.	47
4.8	Schema dei moduli in parallelo.	48
4.9	Schema celle in serie.	49
4.10	Andamento della corrente all'interno del modulo 1.	50
4.11	Variazione di tensione all'interno di ogni singola cella.	51
4.12	Variazione di tensione all'interno del singolo modulo.	52
4.13	Variazione del SOC all'interno del singolo modulo.	53
4.14	Variazione della temperatura all'interno del singolo modulo.	54
4.15	Variazione della tensione con Std=0.3.	55
4.16	Variazione della tensione con Std=0.3 e SOC0 diversi.	55
4.17	Modello cella equivalente.	57
4.18	Andamento delle correnti nelle celle equivalenti.	58
4.19	Andamento dei SOC nelle celle equivalenti.	58
4.20	Andamento delle temperature nelle celle equivalenti.	59
4.21	Andamento delle tensioni nelle celle equivalenti.	60
5.1	Struttura di un BMS.	62
5.2	Sottosistema BMS con input e output.	62
5.3	Schema del controllore PID che gestisce il flusso di corrente.	63
5.4	Stati del modello BMS implementato.	65
5.5	Esempio di azioni in caso di Fault.	67
5.6	Schema funzionale del bilanciamento implementato.	69
5.7	Modello Simulink del bilanciamento singolo condensatore.	71
5.8	Logica bilanciamento.	73
5.9	Logica chiusura interruttori.	73
5.10	Modello simulink del bilanciamento multi-condensatore.	75
6.1	Andamento del SOC senza bilanciamento.	80
6.2	Andamento della Deviazione standard senza bilanciamento.	81
6.3	Andamento della tensione senza bilanciamento.	81
6.4	Andamento del SOC $T_c=100s$ $C=5F$	82

6.5	Andamento della Deviazione Standard $T_c=100s$ $C=5F$	83
6.6	Andamento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$	84
6.7	Andamento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	84
6.8	Ingrandimento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	85
6.9	Andamento del SOC $T_c=3000s$ $C=5F$	85
6.10	Andamento della Deviazione Standard $T_c=3000s$ $C=5F$	86
6.11	Andamento della corrente $T_c=3000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	87
6.12	Ingrandimento della corrente $T_c=3000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	87
6.13	Andamento della tensione $T_c=3000s$ $C=5F$	88
6.14	Andamento del SOC $T_c=6000s$ $C=5F$	89
6.15	Andamento della Deviazione Standard $T_c=6000s$ $C=5F$	90
6.16	Andamento della corrente $T_c=6000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	91
6.17	Ingrandimento della corrente $T_c=6000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.	91
6.18	Andamento della tensione $T_c=6000$ s $C=5$ F.	92
6.19	Andamento del SOC.	93
6.20	Ingrandimento andamento correnti celle e condensatori.	94
6.21	Andamento della deviazione standard.	94
6.22	Andamento della deviazione standard singolo condensatore.	95
6.23	Profilo di corrente in input.	98
6.24	Andamento della corrente senza BMS.	99
6.25	Andamento della tensione senza BMS.	99
6.26	Andamento della corrente con BMS.	100
6.27	Andamento della tensione con BMS	101

Elenco delle tabelle

4.1	Specifiche batteria	39
4.2	Specifiche celle elettrochimiche	40

Capitolo 1

Introduzione

Le batterie agli ioni di litio rappresentano la tecnologia predominante nell'accumulo di energia elettrica, grazie alla loro elevata densità energetica per peso e volume. Tuttavia, per garantire il loro corretto funzionamento, è essenziale controllare attentamente la tensione e la temperatura di ciascuna cella. Questo è dovuto al fatto che le batterie agli ioni di litio sono sensibili a sovratensioni e sovrascariche, le quali possono causare danni permanenti o addirittura l'esplosione delle celle.

Il monitoraggio costante della tensione e della temperatura è cruciale per prevenire situazioni pericolose. Ad esempio, durante la fase di ricarica, alcune celle potrebbero raggiungere prima dei limiti di sovratensione, impedendo la carica delle altre celle nel pacchetto batterie. Al contrario, durante la scarica, alcune celle potrebbero raggiungere il limite di scarica prima delle altre, riducendo l'efficienza complessiva del sistema.

Per affrontare queste sfide, sono stati sviluppati sistemi di gestione della batteria (BMS) che monitorano e controllano il funzionamento di ogni singola cella. Questi sistemi utilizzano sensori per misurare tensione e temperatura e algoritmi di controllo per bilanciare la carica tra le celle e proteggere la batteria da condizioni pericolose.

Inoltre, con l'aumento dell'uso delle batterie agli ioni di litio in una vasta gamma di settori, dalle telecomunicazioni alla medicina, si è osservata una tendenza verso la configurazione di pacchi batterie con un maggior numero di celle collegate in serie. Questo approccio è adottato per ottenere tensioni complessive più elevate, garantendo al contempo una distribuzione uniforme della carica tra le celle. Tuttavia, questa configurazione presenta sfide nel mantenere un bilanciamento preciso della carica tra

le celle, al fine di massimizzare l'efficienza e l'affidabilità complessiva del sistema di alimentazione.

Il seguente lavoro di tesi si propone di affrontare uno dei temi più rilevanti nell'ambito dei veicoli elettrici: lo sviluppo di un sistema avanzato per il monitoraggio e la gestione delle batterie agli ioni di litio. Attraverso l'implementazione di un modello di batteria composto da sei moduli in parallelo, ciascuno costituito da cinque celle in serie, l'obiettivo principale è quello di progettare e sviluppare un efficace Battery Management System (BMS).

L'obiettivo principale di questa ricerca è analizzare il funzionamento delle batterie agli ioni di litio, progettando soluzioni innovative per migliorarne le prestazioni e garantirne la sicurezza operativa. In particolare, ci si concentrerà sull'implementazione di un BMS in grado di monitorare lo stato di carica della batteria con precisione e di rilevare tempestivamente condizioni operative critiche, come sovraccarico e sovravoltaggio. Inoltre, ci si propone di sviluppare logiche di controllo per garantire un bilanciamento ottimale delle celle.

Per raggiungere questi obiettivi, verrà utilizzato un approccio metodologico completo. Si partirà con un'analisi dettagliata del modello di batteria, studiando varie configurazioni e utilizzando uno stimatore di State of Charge (SoC) per comprendere appieno le dinamiche di funzionamento delle batterie agli ioni di litio. Successivamente, verranno sviluppate specifiche logiche di BMS per il caso di batterie multi-cella, esaminando e testando le loro performance in situazioni di pericolo simulate, come sovraccarico e sovravoltaggio. Dopodiché, per ottimizzare la gestione a lungo termine della batteria, verrà implementato un sistema di bilanciamento attivo basato sul controllo del SoC per le singole celle. Verranno confrontate diverse configurazioni di bilanciamento al fine di identificare la soluzione più efficace.

Questo percorso di ricerca mira a fornire un contributo significativo allo sviluppo di tecnologie avanzate per i veicoli elettrici, promuovendo la loro adozione su larga scala e contribuendo così alla transizione verso una mobilità più sostenibile.

1.1 Obiettivi tesi

La seguente tesi si propone di sviluppare un sistema avanzato per il monitoraggio e la gestione delle batterie agli ioni di litio utilizzate nei veicoli elettrici.

L'obiettivo principale è l'implementazione di un Battery Management System (BMS) che sia in grado di:

- Monitorare con precisione lo stato di carica della batteria;
- Rilevare tempestivamente condizioni operative critiche, come sovratensione, sottotensione e sovraccarico di corrente;
- Implementare logiche per garantire un bilanciamento ottimale delle celle;
- Gestire efficacemente le situazioni di pericolo.

In generale il seguente lavoro dimostra che il BMS e le sue logiche garantiscono una protezione efficace della batteria da situazioni di pericolo reali e che l'integrazione del sistema di bilanciamento delle celle consente un monitoraggio accurato dello stato di carica della batteria.

Il lavoro svolto rappresenta un contributo significativo allo sviluppo di sistemi di gestione avanzati per le batterie dei veicoli elettrici, con l'obiettivo di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e le prestazioni di queste batterie.

Capitolo 2

Batterie agli ioni di litio

L'avanzamento dei veicoli elettrici rappresenta un passo significativo nell'evoluzione del settore automobilistico verso la sostenibilità ambientale. Attualmente, si osservano ampi sforzi di ricerca e sviluppo dedicati al miglioramento dei sistemi di accumulo di energia elettrica (ESS) impiegati nei veicoli, con l'obiettivo di renderli valide alternative ai tradizionali veicoli a motore a combustione interna. Una linea di ricerca si focalizza sull'ottimizzazione dell'archiviazione basata su processi elettrochimici, sfruttando materiali avanzati e design più efficienti per i pacchi/celle batteria. In questo ambito, si esplorano varie sostanze chimiche al fine di migliorare le prestazioni e la durata delle batterie [1].

Parallelamente, un altro approccio esamina l'integrazione di sistemi di accumulo elettrostatico insieme alle batterie elettrochimiche. Questa metodologia viene esaminata sia a livello di pacchi batteria che di singole celle [2]. Ad esempio, vengono studiati pacchi ibridi che combinano batterie separate con celle a ultracondensatore, o celle ibride che integrano caratteristiche sia di batteria che di ultracondensatore. Tali sviluppi mirano a migliorare l'efficienza complessiva e l'affidabilità dei sistemi di accumulo di energia elettrica utilizzati nei veicoli, contribuendo a rendere le soluzioni di mobilità elettrica più interessanti [3].

Al centro di questa trasformazione risiedono le batterie ricaricabili agli ioni di litio, che hanno superato il loro ruolo tradizionale nei dispositivi portatili per diventare elementi essenziali nel panorama dei trasporti sostenibili [4].

La prima esigenza dei veicoli elettrici (EV) è quella di aumentare l'autonomia del

veicolo, che può essere raggiunta solo aumentando l'energia specifica della batteria. La Figura 2.1 mostra l'autonomia calcolata di un'auto di medie dimensioni $m = 800\text{kg}$, ipotizzando un consumo di $q = 135\text{Wh}/(\text{tkm})$, in funzione del peso della batteria, per diverse densità energetiche della stessa [5].

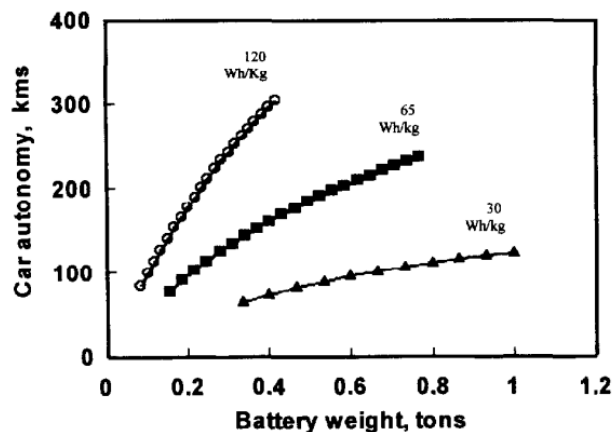


Figura 2.1: Autonomia del veicolo in funzione del peso della batteria per diverse densità energetiche [3].

Come si può notare dalle figura 2.1, una batteria agli ioni di litio da 120 Wh/kg garantirà un'autonomia di 250 km, mentre una batteria al piombo/acido dello stesso peso corrisponderà a circa il 25 % di questo valore. La potenza di picco richiesta per un'auto di questo tipo è di circa 40 kW/t, e l'aumento della potenza specifica è associato a un aumento dell'energia specifica, mentre il peso della batteria diminuisce a parità di autonomia (o di energia della batteria) [5].

Le valutazioni fondamentali della performance di un sistema di accumulo di energia (ESS) includono:

- Sicurezza: assicurare un funzionamento sicuro dell'ESS, evitando rischi di fuga termica o reazioni esotermiche in situazioni di incidente o cortocircuito.

- Ciclo di vita: il numero di cicli completi di carica/scarica prima che l'ESS raggiunga la fine della sua vita operativa. Questa definizione varia, ma comunemente si considera che l'ESS abbia raggiunto la fine della sua vita utile quando la capacità residua della batteria scende all'80 % della sua capacità iniziale.
- Durata nel tempo: la longevità del sistema di accumulo di energia durante il periodo di inattività nel corso del tempo, misurata in mesi o anni.
- Densità energetica: la quantità di energia immagazzinata in ogni chilogrammo o litro del sistema di accumulo, espressa in Wh/kg e Wh/l.
- Densità di potenza: la capacità di erogare potenza da ogni chilogrammo o litro del sistema di accumulo in un dato intervallo di tempo, misurata in W/kg e W/l.
- Capacità di carica rapida: la velocità con cui il sistema di accumulo può assorbire energia, espressa in W/kg e W/l.
- Costo: il costo per kWh di capacità di stoccaggio dell'ESS, un indicatore critico per valutare l'efficienza economica dell'intero sistema di accumulo di energia.

Le tecnologie che attualmente dominano il mercato dei veicoli elettrici si basano su diversi tipi di batterie al litio, ciascuna caratterizzata dalla sua composizione di materiali. Le sigle dei tipi di batterie e le relative composizioni sono le seguenti:

- LCO – Litio Ossido di Cobalto ($LiCoO_2$)
- LMO – Litio Ossido di Manganese ($LiMn_2O_4$)
- NMC – Litio Nichel Manganese Ossido di Cobalto ($LiNiMnCoO_2$)
- LFP – Litio Fosfato di Ferro ($LiFePO_4$)
- NCA – Litio Nichel Cobalto Ossido di Alluminio ($LiNiCoAlO_2$)
- LTO – Titanato di Litio (Li_2TiO_3)

Tutte queste batterie sono basate sul litio, il cui ruolo principale è quello di trasferire le cariche elettriche durante la fase di carica e la scarica. Le combinazioni dei materiali

utilizzati per l'anodo e il catodo possono includere cobalto, manganese, nichel, alluminio e fosforo. Ogni combinazione presenta caratteristiche uniche e offre vantaggi e svantaggi in termini di sicurezza, prestazioni, costi e altri parametri.

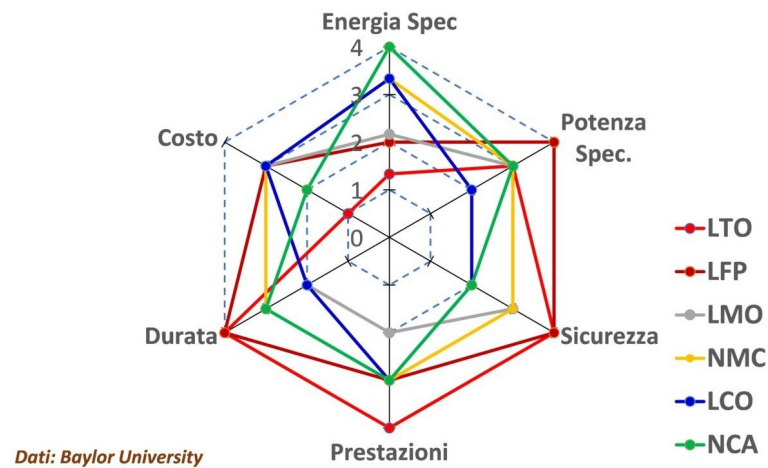


Figura 2.2: Caratteristiche delle diverse batterie al litio [1].

Come si evince dalla Figura 2.2 nessuna tecnologia attuale riesce a eccellere simultaneamente su tutti e sei i parametri di valutazione. Optare per la tecnologia più vantaggiosa su un aspetto comporta inevitabilmente un compromesso su altri. Per esempio, la tecnologia NCA (rappresentata dalla linea verde nel grafico), mostra un'eccezionale energia specifica, posizionandosi come la migliore in assoluto, e una buona capacità di erogare potenza, oltre a prestazioni e durate soddisfacenti. Tuttavia, presenta svantaggi significativi legati alla sicurezza e a costi notevolmente elevati. Al contrario, la tecnologia LFP offre il massimo livello di sicurezza e potenza specifica, ma mostra delle carenze in termini di energia specifica e presenta costi superiori rispetto ad altre tecnologie disponibili [6].

2.1 Celle elettrochimiche

Le celle svolgono un ruolo fondamentale nell'immagazzinamento e nella distribuzione di energia elettrica per alimentare una vasta gamma di dispositivi. La capacità di una cella, misurata in Ah o mAh , indica la quantità di carica che può conservare. Il tasso

di carica C , invece, riflette la velocità con cui la cella può essere caricata o scaricata a corrente costante per un'ora.

L'energia accumulata nelle celle è di natura elettrochimica e può essere liberata per alimentare l'attività dei dispositivi. La capacità energetica nominale di una cella, espressa in Wh o kWh , è il risultato della sua tensione nominale moltiplicata per la capacità di carica nominale.

La potenza, misurata in W , indica la massima potenza che una cella può erogare, limitata dalla sua resistenza interna. La potenza è tipicamente regolata attraverso limiti sulla tensione del terminale della cella.

Quando le celle sono collegate in serie, come mostrato nella Figura 2.3, la tensione totale della batteria è la somma delle tensioni delle singole celle, mentre la capacità di carica rimane costante, poiché la corrente che attraversa tutte le celle è la stessa. Nel collegamento in parallelo, la tensione della batteria rimane uguale alla tensione delle singole celle, ma la capacità di carica complessiva è la somma delle capacità di carica delle singole celle, poiché la corrente totale è la somma delle correnti delle singole celle.

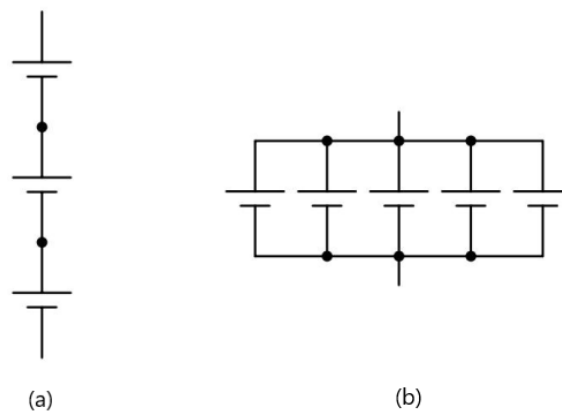


Figura 2.3: (a) Celle in serie, (b) Celle in parallelo [5].

L'energia specifica e la densità di energia rappresentano rispettivamente la quantità massima di energia immagazzinata per unità di peso o volume. Una cella con un'energia specifica più alta sarà più leggera per una determinata capacità di accumulo,

mentre una cella con una maggiore densità energetica sarà più piccola per una data capacità di stoccaggio [7].

In generale, l'aumento della densità di energia e dell'energia specifica viene ottenuto utilizzando sostanze chimiche più reattive, anche se ciò può comportare una maggiore instabilità e la necessità di precauzioni più sofisticate in termini di sicurezza.

2.1.1 Principio di funzionamento

Una cella elettrochimica è composta da tre parti principali: un elettrodo positivo, un elettrodo negativo e un elettrolita. Gli elettrodi sono comunemente denominati anodo e catodo, il cui ruolo specifico varia a seconda se la cella si sta caricando o scaricando. Durante la scarica, il catodo è l'elettrodo dove la corrente elettrica diminuisce o gli elettroni entrano, mentre l'anodo è l'elettrodo dove la corrente elettrica aumenta o gli elettroni si scaricano. Durante la ricarica, le definizioni sono invertite.

Gli elettrodi positivi e negativi sono immersi nell'elettrolita, una sostanza elettricamente isolante ma conduttrice di ioni. Gli elettroliti liquidi di solito contengono composti ionizzati in una soluzione acquosa, come l'acqua. Per aumentare la potenza e la densità di energia, gli elettrodi sono disposti il più vicino possibile l'uno all'altro; per prevenire cortocircuiti, è presente anche un separatore all'interno della cella. Il separatore è progettato specificamente per consentire il passaggio degli ioni. La corrente tra gli elettrodi avviene tramite elettroni esterni e ioni interni [3]. La Figura 2.4 mostra la struttura di una cella agli ioni di litio.

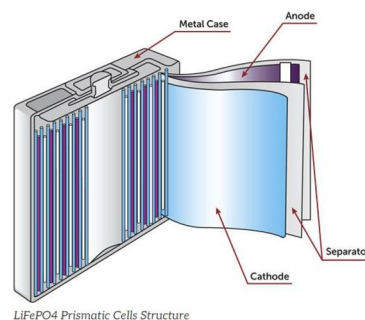


Figura 2.4: Struttura delle celle agli ioni di litio [2].

Come mostrato nella Figura 2.5 durante la scarica della cella, gli elettroni fluiscono dall'elettrodo negativo attraverso il carico verso l'elettrodo positivo. Questo provoca un disallineamento di carica all'interno della cella, che viene compensato dagli ioni presenti nell'elettrolita. Gli anioni si spostano verso l'elettrodo negativo per donare elettroni in una reazione di ossidazione, mentre i cationi si spostano verso l'elettrodo positivo per accettare elettroni in una reazione di riduzione. Durante la ricarica, il processo è invertito.

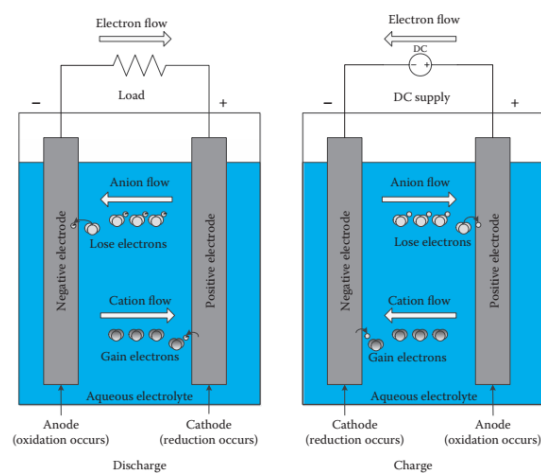


Figura 2.5: Principio di funzionamento delle celle agli ioni di litio [3].

Poiché il trasporto di massa degli ioni non avviene istantaneamente, quando gli elettrodi vengono scollegati, gli ioni continuano a muoversi per bilanciare internamente la carica. Questo fenomeno contribuisce a un rilassamento della tensione ai terminali della cella. La velocità massima di deriva degli ioni è limitata, quindi la cella ha una resistenza interna non nulla.

La quantità di energia che una cella elettrochimica può immagazzinare dipende dalla quantità di specie chimiche attive nell'elettrolita. La capacità di potenza della cella è determinata dall'area superficiale dell'interfaccia elettrodo/elettrolita. Di conseguenza, una cella di dimensioni finite ha una capacità e una velocità di alimentazione limitate dal suo design interno.

2.1.2 Condizioni operative pericolose

Sovraccarico di corrente

Le celle agli ioni di litio richiedono una selezione accurata del sistema di accumulo di energia e delle relative modalità di carica, scarica e stoccaggio al fine di garantire un funzionamento ottimale, affidabile e sicuro. Queste batterie, a differenza di altri dispositivi ESS, di solito contengono un elettrolita infiammabile mantenuto sotto pressione. Una tensione di scarica troppo bassa, una tensione di carica troppo alta o una velocità di carica o scarica eccessivamente elevata possono non solo influenzare la durata e il ciclo di vita, ma possono anche costituire un abuso dell'apparecchiatura con il rischio di rotture o esplosioni della cella. Le batterie agli ioni di litio possono essere soggette a diversi tipi di abuso elettrico, tra cui:

- **Sovraccarica:** può avvenire quando una cella viene caricata con una tensione superiore al limite massimo, di solito oltre i 4.2 V, o quando viene applicata una corrente di carica troppo elevata. Questo processo porta a una significativa degradazione degli elettrodi e può causare il fenomeno noto come *plating*, dove gli ioni di litio si depositano sulla superficie dell'elettrodo come litio metallico anziché essere ospitati negli strati di intercalazione. Tale degradazione riduce la capacità della batteria e può generare strutture dendritiche, aumentando il rischio di cortocircuiti interni e di surriscaldamento della cella. Questo surriscaldamento può portare a un *runaway termico*, che può estendersi a tutto il modulo, soprattutto in sistemi più grandi.
- **Sovra-scarica:** si verifica quando la tensione della cella scende al di sotto di un valore minimo, di solito intorno ai 2 V. Anche se una semplice sovra-scarica fino a 0 V non ha conseguenze gravi, quando la tensione torna a valori superiori a 2 V, gli ioni di rame dispersi nell'elettrolita possono depositarsi nuovamente sulle superfici come rame metallico, potenzialmente generando micro-cortocircuiti che possono portare a un *runaway termico* catastrofico.
- **Cortocircuito interno:** è il principale meccanismo alla base degli incidenti gravi che coinvolgono le batterie agli ioni di litio, poiché può generare surriscaldamenti localizzati o diffusi, portando infine al *runaway termico*. Le cause principali

del cortocircuito interno includono la presenza di impurezze o dendriti nei materiali attivi, il danneggiamento del separatore e il conseguente contatto tra gli elettrodi, così come l'inserimento di particelle metalliche microscopiche durante la fabbricazione o l'assemblaggio di una cella [8].

Sovraccarico termico

Tipicamente, il range di temperatura operativa per un ESS automobilistico va da circa -40°C a circa 60°C. La maggior parte delle tecnologie ESS, specialmente gli ioni di litio standard, subisce una diminuzione del ciclo di vita a temperature estremamente alte e/o minori capacità di potenza a temperature estremamente basse. Le batterie ricaricabili agli ioni di litio, così come altri tipi di batterie, richiedono un attento monitoraggio della temperatura sia durante il funzionamento che durante lo stoccaggio.

L'aumento della temperatura, che può causare la distruzione della cella e altre gravi conseguenze esterne, può essere indotto da una dispersione inefficace del calore interno, o da un'elevata esposizione al calore esterno (come nell'esposizione al fuoco). Il surriscaldamento può essere diffuso o concentrato in singole aree, ma il risultato peggiore è sempre il runaway termico. Questo tipo di incidente è più probabile nei grandi pacchi batteria, dove la rimozione del calore è più difficile e il rischio di propagazione del runaway tra i moduli del pacco è più elevato. Pertanto, è importante isolare il più possibile ciascun modulo o cella per prevenire l'espansione dell'incendio[8].

Anche se meno grave dell'alta temperatura, una temperatura ridotta rallenta le reazioni elettrochimiche e causa la contrazione dei materiali degli elettrodi. Questo rende difficile il processo di intercalazione degli ioni di litio, portando alla formazione di plating del litio sull'anodo e ad una perdita irreversibile di capacità della batteria.

2.2 Modello circuitale della cella

La modellazione delle batterie riveste un ruolo di primaria importanza nell'approssimare le prestazioni delle batterie stesse e nell'ambito della progettazione. Le batterie, avendo un comportamento non lineare, richiedono la creazione di modelli affidabili e realistici per poter essere controllate in modo efficace. Inoltre, considerando che le batterie vengono sottoposte a cicli specifici e influenzate dalle condizioni ambientali, è

fondamentale migliorare i modelli di batteria affinché riflettano accuratamente le loro caratteristiche reali [9].

Il modello di circuito equivalente è ampiamente utilizzato per due scopi fondamentali: anticipare le prestazioni delle batterie e fornire una stima accurata dello stato di carica (SOC) all'interno dei sistemi di gestione della batteria integrati. Per predire le prestazioni delle batterie, si sfrutta il circuito equivalente di una singola cella come parte integrante nella creazione del modello completo del pacchetto batteria [10].

Un approccio di base nel modellare le batterie agli ioni di litio, prevede l'utilizzo di un semplice circuito comprendente un resistore in serie R_S , due reti RC, per descrivere il fenomeno di trasferimento di carica di base, e una tensione a circuito aperto $V_{OCV}(SOC)$ che dipende dallo stato di carica (SOC) [11].

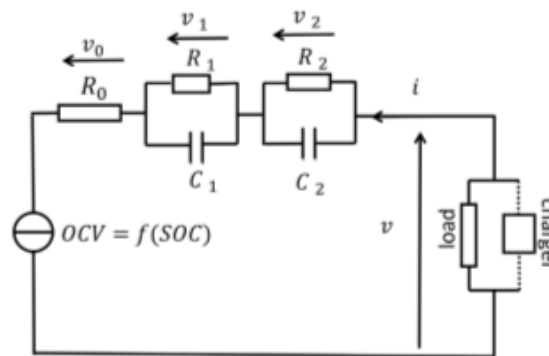


Figura 2.6: Circuito elettrico equivalente-Modello di Thevenin [9]

Come mostrato nella Figura 2.6 la resistenza in serie rappresenta la resistenza interna alla corrente continua e contribuisce alla diminuzione istantanea della tensione quando una corrente viene applicata alla cella della batteria. Il modello di tensione a circuito aperto di una cella della batteria è fornito da una sorgente di tensione CC o controllata, con la caratteristica di variare in base allo stato di carica (SOC).

Per analizzare la risposta transitoria della tensione terminale, sono state impiegate due reti RC in parallelo. La prima rete RC (R_1 e C_1) rappresenta una costante di tempo ridotta per modellare la capacità a doppio strato e le dinamiche di trasferimento di carica. La seconda rete RC (R_2 e C_2) presenta una costante di tempo più lunga e viene

utilizzata per modellare le dinamiche di diffusione. Nel contesto del modello studiato, i parametri delle reti RC dipendono dalla corrente, dal SOC e dalla temperatura. [12].

Lo stato di carica (SOC) è modellato attraverso la seguente equazione:

$$\frac{dSOC(t)}{dt} = \frac{-1}{CAP} [\eta_c I^-(t) + \eta_d^{-1} I^+(t)] - \rho_{sd} \quad (2.1)$$

$$I^-(t) = \min(I(t), 0) \quad I^+(t) = \max(I(t), 0)$$

Dove nell'equazione 2.1, $I^+(t)$, indica la corrente di scarica, mentre η_c, η_d rappresentano le efficienze di carica e scarica, rispettivamente. CAP rappresenta la capacità della cella, mentre ρ_{sd} il tasso di autoscarica. Il SOC influisce sui valori degli altri elementi nell'ECM in quanto sono modellati come funzioni di SOC e temperatura.

L'OCV della cella si suddivide in due componenti, $V_{OCV} = V_0 + V_H$, come mostrato nella Figura 2.7. Il primo addendo dipende dal SOC, mentre il secondo è influenzato dall'isteresi.

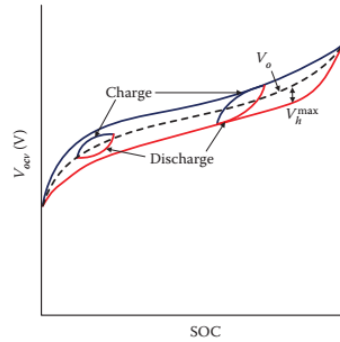


Figura 2.7: Andamento V_{OCV} [10].

Per quanto riguarda i circuiti RC, questi seguono una dinamica del primo ordine:

$$\frac{dV_j}{dt} = \frac{-V_j}{R_j C_j} + \frac{I}{C_j} \quad (2.2)$$

dove nell'equazione 2.2, V_j è la tensione attraverso la j-esima coppia RC. La tensione dell'ECM può essere pertanto espressa come:

$$V = V_h + V_0 - I^+ R_0^c - I^- R_0^d - \sum_{j=1}^n V_j \quad (2.3)$$

Si osserva nell'equazione 2.3, che la selezione dell'ordine del modello, indicato con n , dipende dall'applicazione specifica e dalla natura della cella in esame. I fenomeni caratteristici delle celle, come la diffusione, sono solitamente meglio approssimati utilizzando una o due coppie RC con costanti di tempo lunghe.

La discretizzazione delle dinamiche del modello a circuito equivalente consente l'impiego di numerosi algoritmi per la parametrizzazione offline e la stima online. In tal contesto, si adotta un approccio di zero-order hold (ZOH), dove l'intervallo di campionamento è scelto in modo tale da considerare costanti le variazioni dei parametri durante questo periodo. Di conseguenza, la dipendenza funzionale dallo stato di carica (SOC) e dalla temperatura verrà trascurata. Le dinamiche a tempo discreto descritte nell'equazione 2.1 risultano quindi:

$$SOC_k = SOC_{k-1} - \frac{\Delta t}{CAP} [\eta_c I^-(t) + \eta_d^{-1} I^+(t)] - \rho_{sd} \Delta t \quad (2.4)$$

dove nell'equazione 2.4, k indica un campione, e Δt è l'indice di campionamento.

2.3 Modello termico

Il controllo termico riveste un'importanza fondamentale per le batterie agli ioni di litio, dato che il surriscaldamento può portare a gravi conseguenze. Sebbene sia comune misurare la temperatura superficiale della batteria, la temperatura interna di una singola cella può essere significativamente più alta e pertanto più critica.

La temperatura all'interno di una batteria, anche se non direttamente misurabile, può essere approssimata attraverso un modello termico della batteria e sui dati di corrente e temperatura superficiale. Tuttavia, per ottenere una stima precisa della temperatura interna, è essenziale identificare correttamente i parametri del modello. Quando la batteria è sottoposta a un elevato tasso di carico, si può notare una marcata discrepanza tra la temperatura superficiale e quella interna di una cella. Poiché la misurazione diretta della temperatura è possibile solo sulla superficie della cella, diventa essen-

ziale sviluppare un modello termico della batteria per stimare la temperatura interna basandosi sulla misurazione della temperatura superficiale [13].

Il modello prevede una batteria cilindrica con generazione di calore volumetrica come sorgente. Per soddisfare il principio di conservazione dell'energia, nel modello sono inclusi i meccanismi di trasferimento di calore per convezione e radiazione tra la superficie della batteria e l'ambiente circostante. Il coefficiente medio di trasferimento del calore per convezione intorno alla batteria viene calcolato utilizzando la correlazione empirica di *Churchill e Chu*, che si basa sull'approccio del cilindro orizzontale.

L'equazione generale per l'energia transitoria della batteria è rappresentata dall'equazione 2.5. In questa formulazione, ρ indica la densità della batteria, $c_{p,b}$ indica la sua capacità termica, V il suo volume, t il tempo, q_t la quantità totale di calore generata al suo interno, ϵ l'emissività della sua superficie, σ la costante di Stefan-Boltzmann e A l'area superficiale della cella. Le proprietà termofisiche della batteria sono selezionate in base ai dati riportati nella letteratura, con l'eccezione della capacità termica specifica, che viene determinata tramite sperimentazione [14].

$$\rho_{p,b}V \frac{\partial T_b}{\partial t} = q_t - [h(T_b - T_\infty) + \epsilon\sigma(T_b^4 - T_\infty^4)]A \quad (2.5)$$

Per risolvere l'equazione del bilancio energetico 2.5, è fondamentale valutare il termine di generazione di calore, indicato come q_t , all'interno della batteria. Nelle batterie al litio, la produzione di calore è legata alla tensione della cella, all'entalpia delle reazioni chimiche, all'entalpia molare parziale delle specie e alla concentrazione di tali specie. Integrare l'elettrochimica e le relative leggi fisiche aggiunge complessità al processo di modellazione. Di conseguenza, si preferisce semplificare il termine di generazione di calore per ottenere un modello più agevole, il quale dipenda solo dallo stato di carica della batteria, dalla temperatura e dalla corrente. L'equazione di *Bernardi* permette di calcolare la produzione totale istantanea di calore dovuta alle reazioni elettrochimiche.

$$q_t = q_{irrev} + q_{rev} = I(V_{OCV} - V_{CC}) - T_b \frac{d(V_{OCV})}{dT} \quad (2.6)$$

Il primo gruppo di termini nell'equazione 2.6 indica i componenti irreversibili,

mentre il secondo rappresenta quelli reversibili della generazione totale di calore. V_{ocv} è la tensione a circuito aperto e V_{CC} è quella a circuito chiuso della batteria. I indica la corrente applicata, negativa durante la carica e positiva durante la scarica. Tutti i termini dell'equazione di generazione di calore, tranne quello entropico, $\frac{d(V_{ocv})}{dT}$, sono ottenuti tramite esperimenti. Esistono diversi metodi per stimare il termine entropico, tra cui un approccio sperimentale basato su misurazioni di tensione. In questo metodo, si parte con la batteria a una temperatura e tensione V_{OCV} note. Successivamente, la batteria viene sottoposta a un riscaldamento controllato per aumentarne la temperatura. Una volta ottenuta una distribuzione isoterma della temperatura, si misura nuovamente il valore di V_{OCV} . Conoscendo il valore di V_{OCV} a diverse temperature e condizioni di SOC , è possibile stimare il parametro del termine entropico.

L'equazione differenziale della temperatura, 2.5, viene risolta utilizzando un integratore. Tutte le equazioni del modello termico della batteria sono risolte implicitamente per ottenere la temperatura superficiale istantanea della batteria.

Capitolo 3

Battery Management System

Affinché il sistema del veicolo elettrico mantenga la sicurezza, l'efficienza e l'affidabilità, durante l'intero ciclo di utilizzo, è fondamentale monitorare e gestire in modo continuo i pacchi batteria.

Un elemento centrale in questo processo è il Battery Management System (BMS), il quale è composto da un indicatore del livello di carica, un algoritmo di carica ottimale e un circuito per il bilanciamento termico/cellulare. Il BMS utilizza misurazioni non invasive di tensione, corrente e temperatura per stimare stati e parametri del sistema, tra cui l'impedenza, la capacità, lo stato di carica, lo stato di salute, l'esaurimento della potenza e la vita residua della batteria [15]. Queste stime sono vitali per garantire il corretto funzionamento degli algoritmi di carica ottimale, delle strategie di bilanciamento termico e di carica, nonché dei meccanismi di sicurezza della batteria, contribuendo così a preservare la performance e la durata della batteria nel tempo.

Il sistema di gestione della batteria ha diversi obiettivi primari. Mira a prolungare la durata della batteria in condizioni di funzionamento normale. Il BMS si coordina con il controllore del carico, avvisandolo dei limiti dinamici sulla potenza che può essere generata o assorbita, garantendo che il pacco batteria non venga sovraccaricato o scaricato eccessivamente. Controlla anche il sistema di gestione termica per mantenere il pacco batteria entro la temperatura operativa prevista.

In secondo luogo, il sistema si impegna a proteggere le celle del pacco batteria da danni in caso di abuso o guasto. Ciò comporta un intervento attivo da parte del software o di dispositivi elettronici specializzati, in grado di rilevare guasti e isolare i

componenti danneggiati dal resto del pacco batteria e dal carico.

In terzo luogo, il sistema si occupa del rilevamento di condizioni operative non sicure e la conseguente risposta, che potrebbe includere lo scollegamento e l'isolamento del pacco batteria dal carico, insieme alla trasmissione di avvisi all'operatore tramite display o altri mezzi.

Infine, il sistema si impegna a mantenere il pacco batteria in uno stato in grado di soddisfare i requisiti di progettazione funzionale. Ciò significa, ad esempio, evitare che il pacco batteria si scarichi al punto da non poter fornire la potenza di scarica nominale o si carichi così tanto da non poter ricevere la potenza di carica nominale in qualsiasi momento.

3.1 Principali parametri di controllo

Il sistema di gestione della batteria (BMS) è strettamente collegato a tutti i componenti principali del pacco batteria, come mostrato nella Figura 3.1 . Questi componenti includono la batteria stessa, che comprende tutte le celle, l'elettronica di rilevamento e controllo e almeno una parte del sistema di gestione termica [16].

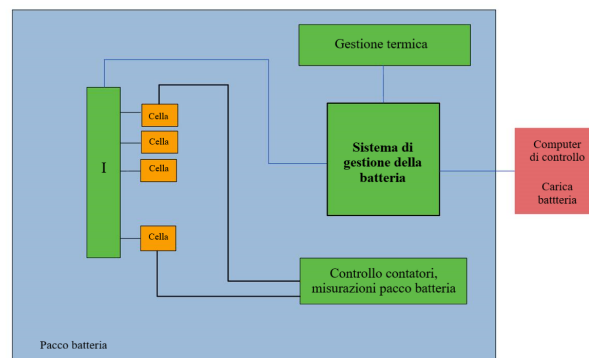


Figura 3.1: Schematizzazione di un sistema di gestione della batteria.

I requisiti funzionali del BMS possono essere suddivisi in cinque categorie generali, indipendentemente dalla topologia elettronica o dall'applicazione della batteria:

- **Protezione:** Questa categoria include componenti elettronici e logici per proteggere l'operatore del sistema alimentato a batteria e il pacco batteria stesso.

so da sovraccarico, scarica eccessiva, sovracorrente, cortocircuiti delle celle e temperature estreme.

- Rilevamento e controllo dell'alta tensione: Il BMS deve misurare la tensione della cella, la temperatura del modulo e la corrente del pacco batteria. Deve inoltre rilevare i guasti di isolamento e il sistema di gestione termica.
- Gestione delle prestazioni: Questo aspetto richiede al BMS di stimare lo stato di carica (SOC) per tutte le celle del pacco batteria, calcolare l'energia disponibile e i limiti di potenza del pacco batteria e bilanciare le celle nel pacco batteria.
- Interfaccia: Il BMS deve comunicare regolarmente con l'applicazione alimentata dal pacco batteria, segnalando l'energia e la potenza disponibili e altri indicatori dello stato del pacco batteria. Inoltre, deve registrare errori insoliti o eventi di abuso nella memoria permanente.
- Diagnostica: Questa categoria richiede al BMS di essere in grado di stimare lo stato di salute (SOH) del pacco batteria e, potenzialmente, lo stato di vita (SOL) delle celle e del pacco batteria. In un pacco batteria composto da celle agli ioni di litio, è necessario misurare tutte le tensioni delle singole celle. La tensione ai terminali della cella può fornire una misura del bilanciamento relativo delle celle nel pacco batteria ed è un input fondamentale per la maggior parte degli algoritmi di stima SOC e SOH.

3.1.1 Controllo della tensione

Nei pacchi batteria agli ioni di litio, è fondamentale misurare accuratamente le tensioni di ogni singola cella[17]. Questa misura fornisce informazioni cruciali sul bilanciamento delle celle nel pacco batteria e costituisce un input essenziale per gli algoritmi di stima dello stato di carica (SOC) e di salute (SOH). Una tensione della cella al di fuori dei limiti può indicare problemi gravi di durata e sicurezza, come il rischio di reazioni chimiche interne indesiderate a causa di sovraccarichi, che possono portare a cortocircuiti e, in casi estremi, a surriscaldamenti con conseguenti incendi o esplosioni. Data la varietà di fattori influenti, è importante non trascurare la misurazione di nessuna tensione nelle celle del pacco batteria agli ioni di litio.

3.1.2 Controllo della temperatura

La dinamica delle celle agli ioni di litio è inoltre fortemente influenzata dalla temperatura. La resistenza aumenta e i processi chimici rallentano a basse temperature, mentre temperature elevate accelerano i tassi di degradazione. Un BMS deve monitorare costantemente la temperatura per prevenire danni e garantire prestazioni ottimali del pacco batteria.

Idealmente si potrebbe misurare la temperatura interna di ogni cella, ma poiché le celle non hanno sensori integrati, si utilizzano misurazioni esterne. Grazie a un modello termico accurato, si possono posizionare pochi sensori esterni per stimare le temperature interne di tutte le celle, riducendo i costi [18].

Per misurare la temperatura, esistono due approcci principali. Il primo utilizza termocoppie, che generano tensione in base alla differenza di temperatura. Tuttavia, richiedono una temperatura di riferimento nota. Il secondo metodo impiega termistori, resistenze il cui valore varia con la temperatura. I termistori NTC diminuiscono di resistenza al crescere della temperatura, mentre i PTC aumentano. Attraverso la misura della resistenza del termistore, si può risalire alla temperatura.

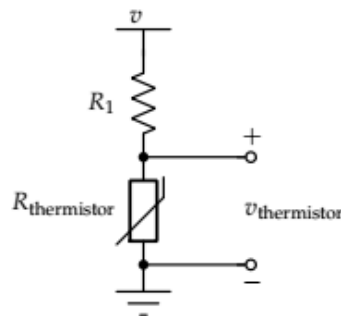


Figura 3.2: Partitore di tensione.

Per valutare la resistenza, si può impiegare un partitore di tensione, come illustrato nella Figura 3.2. In quest'ultimo, il resistore superiore R_1 mantiene una resistenza sta-

bile alla variazione termica, mentre il resistore inferiore $R_{termistore}$ è progettato per variare notevolmente in base alla temperatura. La corrente totale è determinata secondo l'equazione 3.1:

$$I = \frac{V}{(R_1 + R_{termistore})} \quad (3.1)$$

La tensione misurata risulta:

$$V_{termistore} = IR_{termistore} \quad (3.2)$$

Dall'equazione 3.2 si ricava $V_{termistore}$ e conoscendo i parametri di progettazione del circuito:

$$R_{termistore} = \frac{V_{termistore}}{v - V_{termistore}} R_1 \quad (3.3)$$

Il datasheet del termistore presenterà un'equazione che descrive la relazione tra la resistenza del termistore e la temperatura.

Il controllo della temperatura è cruciale per la sicurezza e le prestazioni delle batterie agli ioni di litio, e il BMS svolge un ruolo fondamentale nell'assicurare un funzionamento ottimale in una vasta gamma di condizioni ambientali.

3.1.3 Stima degli stati della batteria

Per garantire un funzionamento affidabile dei veicoli elettrici, è essenziale mantenere costantemente aggiornate le stime di due parametri fondamentali nelle batterie: l'energia disponibile nel pacco batteria e la potenza immediatamente disponibile.

Per le auto elettriche (EV), l'attenzione principale è sull'energia, poiché determina l'autonomia del veicolo, misurata in *Wh* o *kWh*. Per le ibride (HEV), invece, è più critica la stima della potenza, essendo questa la velocità con cui l'energia può essere trasferita tra la batteria e le ruote, determinando l'accelerazione e la capacità di ricarica in frenata.

Per le ibride plug-in (E-REV/PHEV), sia l'energia che la potenza sono importanti: l'energia per calcolare l'autonomia residua in modalità di esaurimento della carica, e

la potenza per bilanciare la richiesta di motore durante il funzionamento con la carica sostenuta[19].

Idealmente si vorrebbe poter misurare direttamente l'energia e la potenza disponibile e trasmettere questi valori al computer di bordo del veicolo. Tuttavia, dato che non esiste un sensore apposito, è necessario effettuare delle stime di energia e potenza utilizzando valori di base come input per il calcolo.

Per calcolare l'energia, è necessario conoscere almeno lo stato di carica attuale di tutte le celle e le loro capacità, mentre per calcolare la potenza sono necessari anche i valori delle resistenze delle celle[20].

In generale, per monitorare efficacemente le condizioni della batteria, è essenziale tenere sotto controllo i parametri di SOC, SOH e SOF, la cui relazione è illustrata nella Figura 3.3.

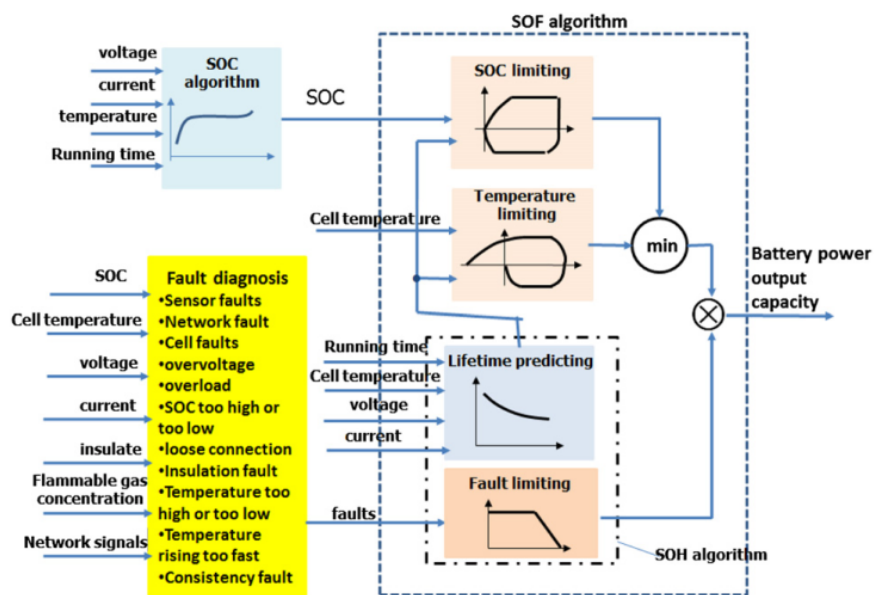


Figura 3.3: Interfaccia tra gli stati della batteria [19].

Stima dello stato di carica (SOC)

Lo stato di carica (SOC) indica la percentuale di carica residua rispetto alla capacità totale della batteria, quando quest'ultima è completamente carica in specifiche condizioni standard. Questa definizione è chiara per una singola cella, ma diventa comples-

sa quando si considera un modulo batteria composto da più celle. Sebbene un modulo connesso in parallelo possa essere trattato come una singola cella, in una connessione in serie è necessario considerare l'uniformità della batteria, come mostrato in Figura 3.4.

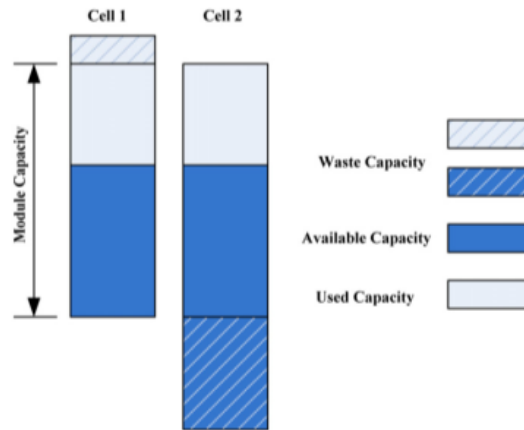


Figura 3.4: Capacità inutilizzata e capacità residua di un modulo batteria.

Supponendo di conoscere la capacità e lo stato di carica di ciascuna cella all'interno del modulo, e disponendo di un dispositivo di bilanciamento efficiente, è possibile calcolare il SOC del modulo.

$$SOC_M = \frac{\sum_i SOC_i C_i}{\sum_i C_i} \quad (3.4)$$

Dove nell'Equazione 3.4 SOC_M rappresenta lo stato di carica del modulo della batteria, mentre SOC_i indica lo stato di carica della i -esima cella della batteria e C_i rappresenta la capacità della i -esima cella della batteria.

Sono stati sviluppati diversi approcci per stimare lo stato di carica della batteria, ognuno con vantaggi e svantaggi. Tra questi, il metodo *Counting Coulomb* e della tensione a circuito aperto sono ampiamente utilizzati nei sistemi di gestione delle batterie dei veicoli elettrici. Sebbene entrambi siano facili da utilizzare e veloci nel calcolo, il metodo *Counting Coulomb* dipende fortemente dalle prestazioni del sensore di corrente, mentre il metodo della tensione a circuito aperto non è efficace per le batterie

con una curva di tensione piatta. Un ulteriore svantaggio del *Counting Coulomb* è che si tratta di una stima ad anello aperto, potenzialmente soggetta a significativi errori dovuti a incertezze o disturbi, oltre a richiedere un valore iniziale preciso dello SOC [21].

Il metodo *Counting Coulomb* può essere espresso attraverso la relazione:

$$SOC = SOC_0 - \frac{1}{C_N} \int_{t_0}^t \eta I d\tau \quad (3.5)$$

Dove nell'equazione 3.5, SOC_0 indica lo stato di carica al tempo iniziale t_0 ; C_N rappresenta la capacità nominale della batteria (la capacità in condizioni standard, che varia con la durata della vita); η rappresenta l'efficienza coulombica, uguale a 1 durante la scarica e inferiore a 1 durante la carica; I rappresenta la corrente, negativa durante la carica e positiva durante la scarica.

Il metodo di *Counting Coulomb* fornisce risultati abbastanza precisi entro un certo periodo di tempo, correlato alla precisione e alla frequenza di campionamento del sensore di corrente, se lo stato di carica iniziale SOC_0 è abbastanza preciso. Tuttavia, presenta diversi svantaggi:

- la precisione dello stato di carica iniziale SOC_0 influenza la precisione complessiva dello stato di carica, e il metodo non può ottenere automaticamente un SOC_0 iniziale preciso;
- l'efficienza coulombica può essere fortemente influenzata dagli stati operativi delle batterie (come lo stato di carica, la temperatura, la corrente), il che è difficile da misurare con precisione e quindi produce effetti cumulativi sull'errore di SOC;
- la precisione del sensore di corrente, in particolare la deriva delle misurazioni, può provocare effetti cumulativi che influenzano la precisione dello stato di carica. Di conseguenza, i risultati della stima dello stato di carica basati solo su questo metodo non possono soddisfare i requisiti di precisione dello stato di carica.

Nel metodo della tensione a circuito aperto invece, lo stato di carica (SOC) è influenzato dalla quantità di litio-ioni presenti nel materiale attivo e dalla termodinamica

statica [22]. Di conseguenza, la tensione a circuito aperto dopo un adeguato periodo di riposo, considerato come raggiungimento di un potenziale bilanciato, risulta essere un metodo efficace per stimare lo stato di carica delle batterie agli ioni di litio, poiché vi è una corrispondenza diretta tra la tensione a circuito aperto e lo stato di carica.

Il principale vantaggio del metodo della tensione a circuito aperto risiede nell'elevata precisione nella stima dello stato di carica. Tuttavia, il suo principale svantaggio è la necessità che le batterie siano lasciate a riposo per un lungo periodo di tempo per raggiungere un equilibrio. È necessario un certo tempo affinché le batterie si riprendano da uno stato operativo a uno stato bilanciato, con la durata del riposo correlata allo stato di carica, alla temperatura, e ad altri fattori. Per esempio, le batterie al litio ferro fosfato $LiFePO_4$ richiedono più di tre ore a basse temperature [23]. Di conseguenza, questo metodo risulta essere adatto solo quando i veicoli elettrici sono fermi per un certo intervallo di tempo.

Stima dello stato di salute (SOH).

Lo stato di salute è una misura delle condizioni attuali di una cella batteria (o di un modulo batteria, o di un sistema batteria), confrontate con le sue condizioni ideali. L'unità di misura dello stato di salute è la percentuale, dove il 100 % indica una batteria nuova. Lo stato di salute potrebbe essere derivato dalla capacità e dalla resistenza interna, ma potrebbe anche essere calcolato attraverso altri parametri della batteria come l'impedenza AC, il tasso di autoscarica e la densità di potenza. Ad esempio, prendendo in considerazione la capacità, lo stato di salute potrebbe essere definito come il rapporto tra la capacità attuale e quella nominale fornita dal produttore. In generale, se la capacità della batteria è inferiore all'80 % del valore iniziale, il sistema di gestione della batteria (BMS) avviserebbe l'utente di sostituire le batterie [24].

Il decremento dello stato di salute di una cella batteria è principalmente causato dall'invecchiamento e dalla degradazione della batteria, cioè problemi di durabilità. Ciò significa che con l'uso o la conservazione delle celle della batteria, la capacità della batteria diminuirebbe e la resistenza interna aumenterebbe, peggiorando quindi lo stato di salute delle celle della batteria.

In generale, la degradazione delle prestazioni delle batterie energetiche (come le batterie utilizzate nei veicoli elettrici) è caratterizzata dal deterioramento della capaci-

tà, mentre la degradazione delle prestazioni delle batterie di potenza (come le batterie utilizzate nei veicoli ibridi) è caratterizzata dall'aumento della resistenza interna. Per le batterie nei veicoli ibridi plug-in (PHEV) che richiedono sia energia sufficiente che potenza sufficiente, sia la capacità che la resistenza interna dovrebbero essere prese in considerazione.

Come per lo stato di carica, definire lo stato di salute di un modulo batteria (o di un sistema batteria) è più complicato. La diminuzione della capacità di un modulo batteria può essere causata dalla diminuzione della capacità di ogni cella nel modulo batteria, ma le variazioni della batteria potrebbero essere un possibile motivo. In questo caso, lo stato di salute della batteria potrebbe essere migliorato tramite il bilanciamento.

Esistono anche alcuni decrementi dello stato di salute irreversibili che non sono causati dall'invecchiamento, come il danneggiamento della batteria causato da collisioni di veicoli, cortocircuiti della batteria.

Pertanto, l'invecchiamento delle batterie è semplicemente una normale degradazione delle prestazioni e non può caratterizzare completamente lo stato di salute. La maggior parte delle attuali definizioni dello stato di salute è limitata alla categoria dell'invecchiamento delle batterie piuttosto che coinvolgere effettivamente lo stato di salute della batteria. Di conseguenza, è più appropriato chiamare gli algoritmi attuali come stato di vita (SOL). Tuttavia, è importante trovare il meccanismo di invecchiamento della batteria e determinare la capacità e la resistenza della batteria durante il funzionamento della batteria [25].

Attualmente, i principali approcci per valutare lo stato di salute delle batterie comprendono: un metodo basato sui modelli di durabilità che stima lo stato di salute in un loop aperto e un metodo basato sull'identificazione dei parametri del modello della batteria che valuta lo stato di salute in un loop chiuso.

Per garantire la massima efficienza e durata della batteria, dunque, il BMS deve essere in grado di monitorare e gestire una serie di parametri di controllo, tra cui lo stato di carica (SOC), lo stato di salute (SOH), la temperatura, la corrente e la tensione della batteria. Attraverso una precisa caratterizzazione e una robusta stima di questi parametri, insieme a strategie di controllo ottimizzate, il BMS può massimizzare le prestazioni della batteria, garantendo al contempo la sicurezza e prolungando la durata utile della batteria stessa.

3.2 Bilanciamento delle celle

Le batterie agli ioni di litio sono ampiamente impiegate in molteplici contesti, come nei veicoli elettrici e nei sistemi di stoccaggio dell'energia, grazie alle loro prestazioni superiori in termini di densità energetica, durata ciclica prolungata e basso tasso di autoscarica. Come anticipato nel Capitolo 2, spesso diverse celle batteria vengono collegate in serie per fornire tensione e potenza maggiori al carico in una vasta gamma di applicazioni. Questo comporta delle differenze nella pratica, dovute a tolleranze di produzione, tassi di autoscarica diversi, variazioni di temperatura durante il funzionamento e processi di invecchiamento non uniformi. Queste discrepanze tra le celle si amplificano nel corso del ciclo di vita e potrebbero portare a situazioni di sovraccarico o scarico eccessivo. È evidente che una tale non uniformità limita la capacità della batteria e potrebbe addirittura comportare rischi per la sicurezza. Pertanto, mantenere tutte le celle correttamente bilanciate è di fondamentale importanza per migliorare la durata della batteria [26].

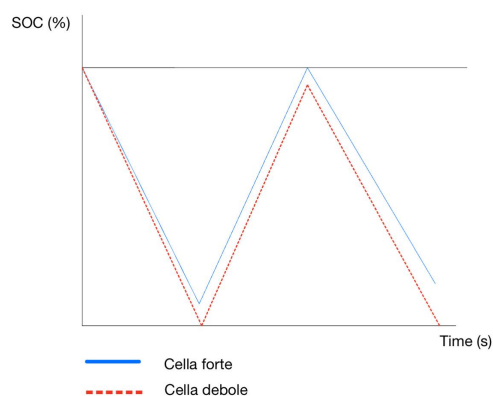


Figura 3.5: Carica e scarica di due celle in serie.

La Figura 3.5 presenta l'andamento temporale del livello di carica delle batterie in un caso di studio specifico, in cui un pacchetto batteria composto da due celle viene sottoposto a cicli di scarica e ricarica [16]. Inizialmente, entrambe le celle mostrano una carica elevata e bilanciata. Durante la fase di scarica, si osserva un progressivo divergere del livello di carica tra le due celle, fino a quando la cella con il livello di carica

più basso, raggiunge un limite di sicurezza. Nonostante la successiva fase di ricarica, tale discrepanza non viene compensata, contribuendo ad accentuare ulteriormente lo squilibrio tra le celle nel corso del tempo.

Quando si raggiunge il limite inferiore di progettazione dello stato di carica, come illustrato nella Figura 3.5, la cella rappresentata dalla linea rossa tratteggiata esaurisce la sua carica disponibile per alimentare il circuito di carico, mentre la cella, rappresentata dalla linea blu solida conserva ancora una quantità di carica utilizzabile. Di conseguenza, la prima cella viene denominata come "debole" e la seconda come "forte", indicando che una cella debole limita le prestazioni complessive del pacco batteria. Dato che la cella forte non può trasferire la sua carica al carico senza rischiare di scaricare eccessivamente la cella debole, parte dell'energia immagazzinata nel pacco batteria non può essere utilizzata. Nel tempo, questo squilibrio aumenterà, e la cella debole potrebbe alla fine rendere inutilizzabile l'intero pacco, a meno che non vengano adottate misure per bilanciare le celle.

3.2.1 Cause di squilibrio

Lo squilibrio tra le celle batteria può derivare da varie fonti. Si richiama di seguito l'equazione che definisce lo stato di carica di una cella:

$$SOC_k = SOC_0 - \frac{\Delta t}{Q} \sum_{i=0}^{k-1} \eta_i i_{net,i} \quad (3.6)$$

Come si evince dall'equazione 3.6, un fattore squilibrante potrebbe essere la differenza nelle efficienze coulombiche delle celle [27]. Anche se possono avere lo stesso stato di carica iniziale, la stessa capacità totale e ricevere la stessa corrente netta durante la ricarica, le loro efficienze di carica possono variare. Questa disparità porta a una divergenza nei livelli di carica durante la ricarica del pacco batteria, poiché una cella con un'efficienza maggiore accumula una maggiore quantità di carica rispetto a una con un'efficienza inferiore. Tale divergenza persiste anche durante la scarica, poiché si presume che durante questo processo l'efficienza coulombica sia uniforme per tutte le celle.

Un'altra fonte di squilibrio è rappresentata dalle differenze nelle correnti nette tra

le celle.

$$i_{net,i} = i_{app} + i_{autoscarica,i} + i_p \quad (3.7)$$

Ogni cella riceve una corrente netta, come indicato nell'equazione 3.7, che include la corrente applicata dal carico esterno, i_{app} , il tasso di autoscarica, $i_{auto-scarica}$ e la corrente assorbita dalla cella i esima che alimenta il circuito BMS elettronico collegato, i_p . Poiché i tassi di autoscarica e le correnti di perdita possono variare tra le celle, ciò può causare una divergenza nei livelli di carica durante la scarica. Ad esempio, una cella *forte*, con una bassa autoscarica e una bassa corrente di perdita, subirà una minore diminuzione del livello di carica rispetto a una cella *debole* con più elevati tassi di autoscarica e corrente di perdita, portando a uno squilibrio nel livello di carica complessivo del pacco batteria nel tempo.

Quando il pacco viene ricaricato, la cella *forte* si ricarica più rapidamente della cella *debole* perché la sua corrente netta non viene ridotta tanto dall'autoscarica e dalle perdite, perpetuando così lo squilibrio. Nel tempo, le differenze tra le celle diventeranno sempre più pronunciate.

Poiché i valori dei parametri delle celle sono influenzati dalla temperatura, i tassi di autoscarica, le prestazioni dell'elettronica e l'efficienza coulombica saranno diversi per le celle con temperature interne diverse, generando squilibrio. Quindi, la temperatura non è una causa diretta dello squilibrio, ma un gradiente di temperatura attraverso un pacco batteria può contribuire ad aumentarlo. Inoltre, le alte temperature tendono ad accelerare il degrado, quindi un gradiente di temperatura a lungo termine causerà velocità di degrado diverse tra le celle del pacco batteria, accelerando lo squilibrio a causa delle diverse velocità di autoscarica ed efficienza coulombica. Mantenere temperature uniformi nel pacco batteria contribuirà a prolungare la sua durata, ma sarà comunque necessario bilanciare le celle.

In sintesi, va evidenziato che è la differenza nelle efficienze coulombiche, nei tassi di autoscarica e nelle correnti di perdita tra le celle di un pacco batteria a generare uno squilibrio, non la quantità assoluta di tali parametri.

3.2.2 Bilanciamento passivo

Esistono diverse architetture elettroniche generiche che possono essere utilizzate in un sistema di bilanciamento delle celle; in particolare si distinguono due approcci principali per il bilanciamento delle celle: il bilanciamento passivo e il bilanciamento attivo.

Il bilanciamento passivo si basa su circuiti di dissipazione di energia per equilibrare le tensioni delle celle. Questi circuiti sono costituiti da resistenze, dissipatori di potenza o dispositivi di shunting che scaricano l'energia dalle celle sovraccariche verso quelle meno cariche. Sebbene sia un metodo semplice ed economico, il bilanciamento passivo può causare dispersione di energia e surriscaldamento, specialmente in sistemi con celle aventi differenze significative di tensione [28].

Resistore di shunt fisso

Le strutture elettroniche più semplici sono quelle dei sistemi di bilanciamento dissipativo, che includono una resistenza in parallelo con ciascuna cella. Queste resistenze servono a dissipare l'eccesso di carica dalla cella, convertendo l'energia in calore. Il design più basilare è costituito da un resistore di shunt fisso, mostrato nella Figura 3.6.

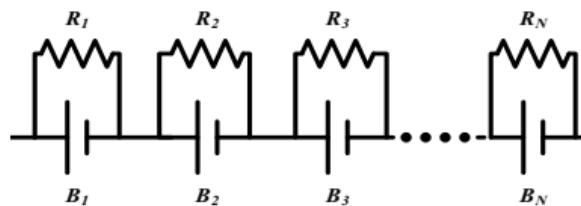


Figura 3.6: Bilanciamento dissipativo: resistore di shunt fisso [26].

Le celle con un maggiore stato di carica (SOC) tendono ad avere una tensione terminale più alta, quindi la corrente di scarica attraverso il resistore sarà maggiore

rispetto alle altre celle. Ciò consente alle celle con SOC più elevato di scaricarsi più velocemente, portando tutte le celle a un equilibrio. Il vantaggio di questo design risiede nel non richiedere un monitoraggio della tensione, stime del SOC o controlli attivi, operando autonomamente. Tuttavia, va considerato che il circuito continua a dissipare carica anche quando il pacco batteria è bilanciato, quindi le resistenze devono avere un valore elevato per ridurre al minimo le perdite energetiche [29].

In definitiva, il design a resistore di shunt fisso non semplifica il progetto di un sistema di gestione della batteria (BMS) quanto potrebbe sembrare, poiché per le batterie al litio, ad esempio, è comunque necessario monitorare la tensione di ogni cella per motivi di sicurezza e stimare il SOC per calcoli energetici e di potenza. Questo circuito è più adatto per bilanciare pacchi batteria al piombo o nichel-metallo-idruro, dove il sovraccarico è accettabile e il monitoraggio individuale della tensione non è cruciale, e per applicazioni in cui il pacco batteria è spesso completamente carico, come le alimentazioni ininterrotte.

Resistore di shunt commutato

Un circuito di bilanciamento delle celle con resistore di shunt a commutazione consiste in un numero N di interruttori e resistenze per ogni cella. Questo circuito di bilanciamento delle celle è attualmente il metodo più comune nel sistema di equalizzazione delle celle.

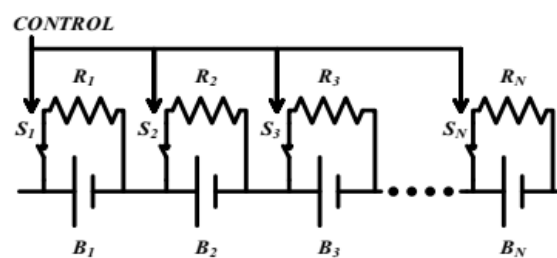


Figura 3.7: Bilanciamento dissipativo: resistore di shunt commutato [28].

Per il bilanciamento delle singole celle, viene integrato un transistor controllato dal BMS, come illustrato nella Figura 3.7. La funzione del transistor è quella di abilitare o disabilitare il processo di bilanciamento.

L'utilizzo di transistor, schematizzato attraverso un interruttore, comporta una maggiore complessità rispetto ai sistemi con resistore di shunt fisso, descritti nel paragrafo precedente. Tuttavia, questo approccio offre una maggiore flessibilità nella gestione del bilanciamento. Il BMS può infatti attivare selettivamente gli interruttori sulle celle con carica eccessiva, permettendo loro di scaricarsi rispetto alle altre celle con interruttori aperti [30].

Rispetto ai sistemi non dissipativi, i due approcci di bilanciamento dissipativo offrono il vantaggio di un circuito più semplice e quindi risultano essere una soluzione più economica. Tuttavia, presentano anche alcuni svantaggi:

- Dissipazione di energia come calore: L'energia che potrebbe essere utilizzata dal carico viene persa sotto forma di calore durante il processo di bilanciamento.
- Energia residua inutilizzata: In un sistema di bilanciamento, quando la cella più debole si scarica completamente, rimane energia inutilizzata nelle altre celle. Tale energia potrebbe essere sfruttata dal carico se si utilizzasse un sistema non dissipativo.
- Generazione di calore: Il processo di bilanciamento dissipativo genera calore. La potenza dissipata è approssimativamente pari a $P = V_{nom}I_{eq}$. Questo implica la necessità di resistori di bilanciamento con alta potenza e può aumentare i requisiti di raffreddamento del sistema di gestione termica del pacco batterie, con un conseguente aumento dei costi.
- Riduzione della durata del pacco batterie: La durata del pacco batterie con bilanciamento dissipativo è limitata dalla cella più debole, mentre in un sistema non dissipativo la durata è determinata dalla cella media.

La scelta del metodo di bilanciamento più adatto dipende dalle specifiche esigenze dell'applicazione. I sistemi dissipativi possono essere una valida alternativa per applicazioni con budget limitati e dove la durata del pacco batterie non è un fattore critico.

3.2.3 Bilanciamento attivo

Il bilanciamento attivo utilizza circuiti di commutazione o dispositivi di trasferimento di energia, come convertitori DC-DC, per spostare attivamente l'energia tra le celle. Questo approccio consente un bilanciamento più efficiente e preciso delle tensioni delle celle, riducendo al minimo la dissipazione di energia e il surriscaldamento. Tuttavia, richiede una maggiore complessità e costi aggiuntivi per l'implementazione. I circuiti di bilanciamento non dissipativo possono essere suddivisi in due categorie principali: alcuni si basano sul trasferimento di carica da una cella all'altra tramite condensatori interposti commutati, mentre altri utilizzano design basati su trasformatori o induttori commutati e possono essere considerati come convertitori di energia.

Condensatori in serie commutati

Nei circuiti di bilanciamento delle celle basati su condensatore commutati (sc) non vengono impiegati componenti magnetici ingombranti e vengono richiesti pochi segnali complementari per controllare l'intero sistema. Al contrario, quei sistemi di bilanciamento attivo delle celle basati su convertitori di potenza a commutazione modificati presentano strutture e strategie di controllo più complesse [31].

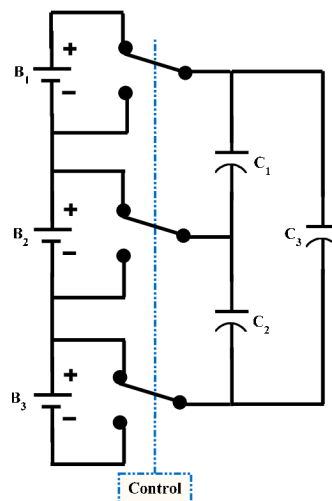


Figura 3.8: Bilanciamento attivo: condensatori in serie commutati [25].

Si analizza il circuito mostrato nella Figura 3.8, dove il numero di condensatori è uguale al numero di celle nel pacco batterie. Solitamente il numero di condensatore è pari a $n-1$ celle, ma in alcuni casi si preferisce utilizzare un condensatore in più in parallelo all'intero circuito per migliorare l'efficienza di bilanciamento. Gli interruttori basati su transistor unipolari a doppio contatto, *SPTD*, commutano ciclicamente tra due posizioni. Per un periodo di tempo definito, tutti gli interruttori si posizionano in alto, collegando i condensatori alle celle con tensione più alta. Successivamente, si spostano all'unisono in basso, collegando i condensatori alle celle con tensione più bassa. Questo ciclo di commutazione sincronizzata facilita il trasferimento di carica tra le celle, favorendo il bilanciamento delle tensioni nel pacco batterie. Non c'è alcuna logica alla base di questa commutazione.

Durante il funzionamento del circuito, le tensioni delle celle vengono bilanciate. Si considerino due celle adiacenti. Quando gli interruttori sono posizionati in modo da collegare il condensatore alla cella con tensione più alta, il condensatore si carica alla tensione di questa cella. Successivamente, quando gli interruttori sono posizionati in modo da collegare il condensatore alla cella con tensione più bassa, il condensatore si scarica fino a raggiungere la tensione di quest'ultima. Durante questo processo, la carica si sposta dalla cella con tensione più alta a quella con tensione più bassa attraverso il condensatore.

Con il passare del tempo, l'intero pacco batterie può essere equilibrato. Tuttavia, se la cella con la tensione più alta è situata all'estremità opposta rispetto alla cella con la tensione più bassa, la carica deve attraversare tutte le celle intermedie (e i relativi condensatori) prima che il bilanciamento complessivo sia raggiunto. Ciò può richiedere un notevole lasso di tempo.

Singolo condensatore commutato

Una variante della topologia a condensatori commutati, è la topologia a condensatore singolo commutato (SSC).

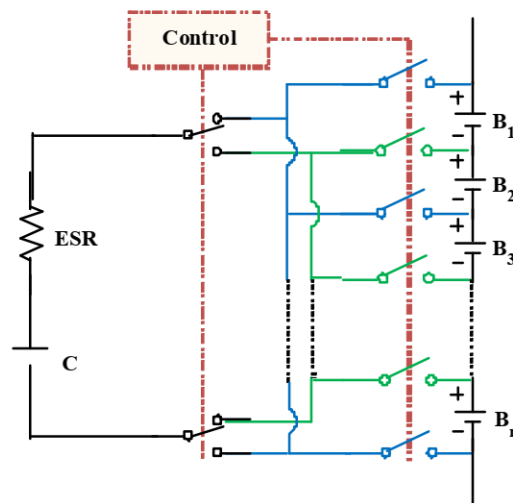


Figura 3.9: Bilanciamento attivo: singolo condensatore commutato [26].

Come mostrato in Figura 3.9, questa architettura utilizza un solo condensatore. Rispetto alla configurazione SC, l'SSC richiede un solo condensatore e $n + 5$ interruttori bidirezionali per bilanciare n celle, rendendolo più conveniente economicamente [32].

Generalmente viene utilizzata una strategia di controllo relativamente semplice. Il controller identifica le celle con il livello di energia più alto e più basso e successivamente controlla gli interruttori corrispondenti per trasferire la carica tra esse.

A causa delle dimensioni e del costo, il bilanciamento a condensatore singolo commutato viene generalmente utilizzato per sistemi con più di quattro celle.

Bilanciamento attivo basato su trasformatori e induttori

I metodi di bilanciamento delle celle basati su induttori offrono diversi vantaggi rispetto a quelli basati su condensatori. In primis, i tempi di equalizzazione sono più rapidi, consentendo un bilanciamento più veloce del pacco batteria. Inoltre, richiedono un numero minore di componenti, rendendoli più semplici e convenienti da implementare [33].

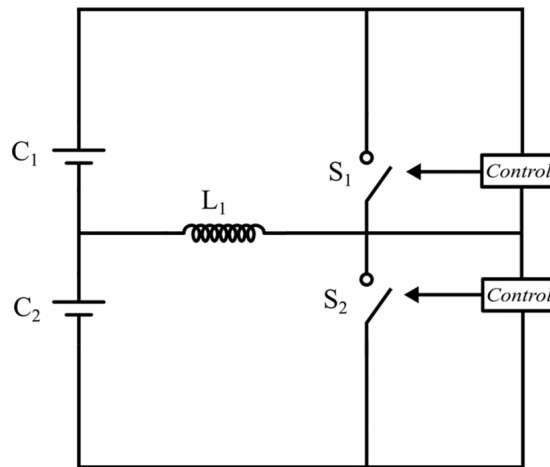


Figura 3.10: Bilanciamento attivo: singolo induttore [30].

Un blocco base per il bilanciamento attivo delle celle basato su induttore è mostrato in Figura 3.10. Esso comprende un induttore (L_1), due interruttori allo stato solido (S_1 e S_2) e due celle della batteria (C_1 e C_2).

Si considera un caso in cui lo stato di carica della cella C_1 è maggiore del SOC della cella C_2 . Durante il primo ciclo, l'interruttore S_1 viene chiuso per primo, mentre S_2 rimane aperto. In questo modo, l'induttore viene collegato attraverso la cella C_1 . Durante questo periodo di attivazione, viene stabilita una corrente attraverso l'induttore.

Successivamente, l'interruttore S_1 viene disattivato e S_2 viene attivato. L'induttore carico viene quindi collegato attraverso la cella C_2 , trasferendo l'energia immagazzinata all'interno della cella stessa.

Questa sequenza di commutazione viene ripetuta finché la carica tra le celle C_1 e C_2 non si equalizza.

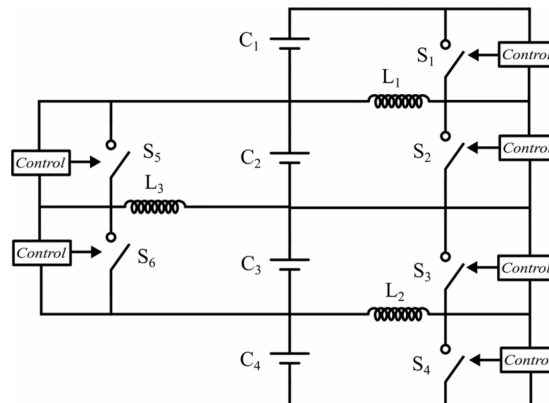


Figura 3.11: Bilanciamento attivo: singolo induttore [30]

Nella figura 4.1 viene illustrato un circuito di bilanciamento delle celle basato su induttori per un pacco batteria a quattro celle [34]. Il circuito è composto da tre induttori (L_1 , L_2 e L_3) e sei interruttori (S_1 , S_2 , S_3 , S_4 , S_5 e S_6).

Tuttavia, questo circuito tradizionale presenta un tempo di bilanciamento più lungo rispetto ad altri approcci. Questo perché l'energia può essere trasferita solo da una cella a quella adiacente.

Per esempio, se la cella C_1 ha la tensione massima e la cella C_4 ha la tensione minima, il tempo di bilanciamento sarà massimo. La carica deve infatti essere trasferita da C_1 a C_2 tramite l'induttore L_1 , da C_2 a C_3 tramite l'induttore L_2 e infine da C_3 a C_4 tramite l'induttore L_3 .

Questo metodo risulta molto più efficiente del bilanciamento dissipativo ed è nettamente più veloce rispetto ai metodi basati su condensatori. Tuttavia, potrebbe essere più costoso a causa del costo del trasformatore e dell'elettronica necessaria. [16].

Capitolo 4

Modello batteria implementato

Il presente capitolo si concentra sull'implementazione pratica del modello batteria sviluppato.

In particolare, verrà esaminata l'architettura adottata per l'implementazione del modello, inclusi i linguaggi di programmazione, e le piattaforme di sviluppo impiegate. Saranno presentati i dettagli relativi alle specifiche del modello batteria e delle celle elettrochimiche e alla validazione del modello attraverso simulazioni e confronti con dati sperimentali esistenti o precedentemente acquisiti. Infine, verranno esposti i risultati dell'implementazione, inclusi i risultati delle simulazioni.

Il modello batteria a cui si fa riferimento per la successiva implementazione è il modello LG-18650 con le relative specifiche riportate nella tabella 4.1:

Tabella 4.1: Specifiche batteria

LG-18650 - 20serie 9paralleli		
Tensione massima	84	V
Tensione nominale	72	V
Capacità	44,1	Ah
Energia totale	3,17	kWh
Massima corrente di scarica continua	88,2	A
Massima corrente di scarica non continua	117,6	A
Massima corrente di ricarica	39,2	A
Peso	12,5	kg
Area massima	405x205	mm ²

Le celle elettrochimiche implementate nel modello sono state selezionate in base a una serie di criteri, tra cui la capacità, la tensione nominale e la resistenza interna. La capacità, espressa in milliampere-ora (mAh), rappresenta la quantità di carica elettrica che una cella può immagazzinare. La tensione nominale, espressa in volt (V), indica la differenza di potenziale elettrico tra gli elettrodi della cella quando completamente carica. La resistenza interna, espressa in ohm (Ω), rappresenta la resistenza al flusso di corrente all'interno della cella, influenzando le sue prestazioni e la sua efficienza.

Nella tabella 4.2, si riassumono le specifiche delle celle implementate nel modello.

Tabella 4.2: Specifiche celle elettrochimiche

Cell - Samsung INR21700-50E		
Formato	Cilindrico	
Tensione massima	4,2	V
Tensione nominale	3,6	V
Capacità	4,9	Ah
Massima corrente di scarica continua	9,8	A
Massima corrente di scarica non continua	14,7	A
Massima corrente di ricarica	4,9	A
Tensione di cut-off di scarica	2,5	V
Temperatura minima	-20	°C
Temperatura massima	60	°C
Peso cella massimo	69	g
Altezza massima	70,8	mm
Diamentro massimo	20,25	mm

4.1 Struttura e principio di funzionamento

Nel presente lavoro di tesi, si è sviluppato e implementato un modello batteria allo scopo di analizzare due diverse casistiche: un caso monocella e un caso multicella. Nel caso monocella, il modello è stato progettato per considerare una singola cella elettrochimica, mentre nel caso multicella, il modello tiene conto di più celle collegate in serie, all'interno di moduli in parallelo.

Il caso monocella è stato considerato per comprendere il comportamento e le prestazioni di una singola cella elettrochimica in isolamento, fornendo così una base per

l'analisi dettagliata delle caratteristiche intrinseche della cella stessa. D'altra parte, il caso multicella è stato investigato per esaminare il comportamento di sistemi di batterie più complessi, tipicamente costituiti da più celle collegate in serie per aumentare la tensione complessiva e da moduli in parallelo per aumentare la capacità. L'implementazione del modello è stata realizzata utilizzando il software Matlab e Simulink.

La dinamica e la fisica della cella elettrochimica è descritta mediante l'implementazione di due modelli distinti: il modello circuitale Equivalent Circuit Model (ECM) illustrato nel Capitolo 2 e un modello termodinamico per il calcolo della temperatura.

Il modello circuitale ECM è utilizzato per rappresentare il comportamento elettrico della cella. Questo modello consente di stimare la tensione della cella in risposta a un profilo di corrente di carica e scarica casuale. La tensione della cella calcolata dal modello ECM, è strettamente correlata allo stato di carica della cella. Lo stato di carica, a sua volta, è determinato tramite il modello di *countin coulomb*, come illustrato nel capitolo 2. Si riporta nella figura 4.1 uno schema generale con i modelli teorici utilizzati e le loro interdipendenze.

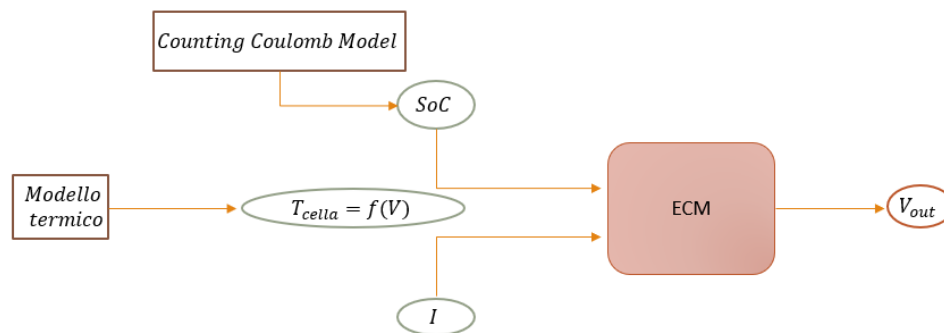


Figura 4.1: Schema generale dei modelli teorici connessi.

Il modello di Counting Coulomb stima la variazione dello stato di carica della cella nel tempo, consentendo di calcolare lo stato di carica attuale sulla base del flusso di corrente che attraversa la cella. Lo stato di carica viene quindi utilizzato come input per il modello circuitale ECM al fine di predire la tensione della cella in risposta alle variazioni di corrente durante il suo ciclo di carica e scarica.

Inoltre, per tener conto delle variazioni di temperatura che influenzano le prestazioni della cella elettrochimica, è stato implementato un modello termodinamico. Questo modello permette di calcolare la temperatura della cella in base a fattori quali la potenza dissipata, la resistenza interna e le condizioni ambientali.

Nel contesto dell'analisi, sono stati utilizzati due parametri in input per entrambi i casi di studio analizzati: il profilo di corrente e lo stato di carica iniziale.

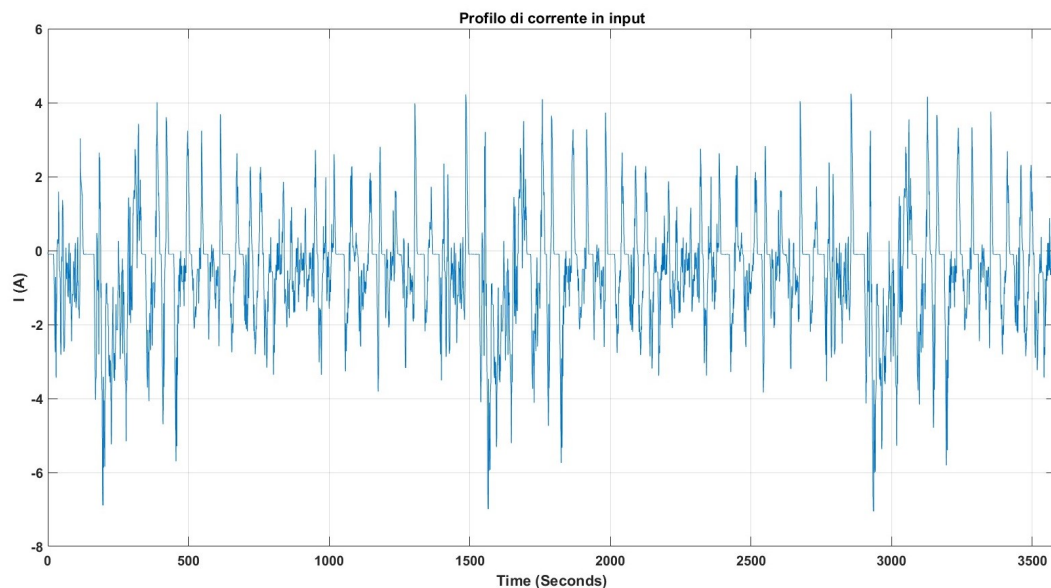


Figura 4.2: Flusso di corrente nel modello batteria.

Il profilo di corrente rappresenta il flusso di corrente elettrica che attraversa la batteria nel corso del tempo. Questo profilo può variare notevolmente in base all'applicazione specifica e alle condizioni operative. Può includere periodi di carica, scarica e riposo, o presentare variazioni dinamiche in intensità nel tempo. Nella figura 4.2 è riportato il profilo di corrente assegnato al modello oggetto di studio.

Lo stato di carica iniziale rappresenta la quantità di energia immagazzinata nella batteria all'inizio del processo di simulazione. Questo parametro è essenziale per definire le condizioni iniziali del sistema e influenzare il suo comportamento nel corso dell'analisi. Uno stato di carica iniziale più elevato indica una maggiore quantità di energia disponibile all'inizio, mentre uno stato di carica iniziale più basso indica una minore quantità di energia immagazzinata.

4.1.1 Caso mono-cella

Nel primo caso di analisi la batteria è stata modellizzata attraverso una singola cella elettrochimica, pertanto la tensione in uscita del modello batteria corrisponderà alla tensione in uscita della cella modellizzata.

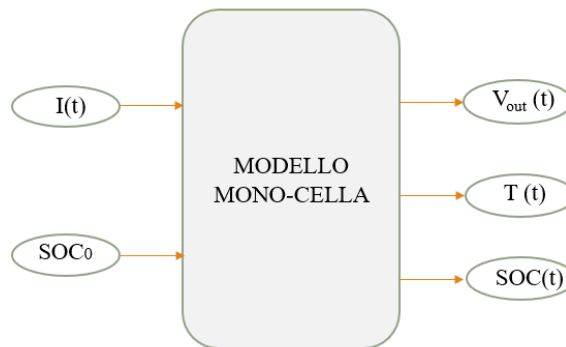


Figura 4.3: Sottosistema del caso monocella.

Le variabili in ingresso sono il profilo di corrente mostrato nella figura 4.2 e lo stato di carica iniziale parametrizzato su Matlab. Per descrivere il comportamento elettrico della cella, si fa riferimento a un modello ECM, che modella la cella come un circuito equivalente costituito da una sorgente di tensione e due circuiti RC in serie. Il modello del circuito equivalente, mostrato nella figura 4.4 è utilizzato per due scopi: prevedere le prestazioni della batteria e fornire una stima dello stato di carica nei sistemi di gestione della batteria integrati.

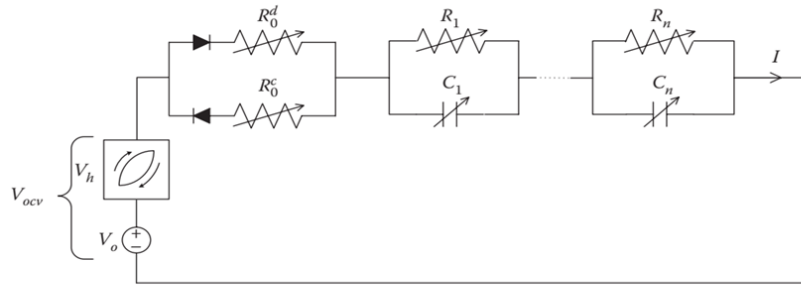


Figura 4.4: Modello ECM implementato.

Si riportano di seguito le equazioni che descrivono il comportamento elettrico della cella. L'obiettivo finale è ricavare la tensione all'uscita della cella.

$$V = V_{OCV} - I^+ R_0^D - I^- R_C^d - \sum_{j=1}^n V_j \quad (4.1)$$

$$\dot{V}_{C1} = -\frac{1}{C_1 R_1} V_C + \frac{I}{C_D} \quad (4.2)$$

$$i_{R1} + C_1 \dot{V}_{C1} = I \quad (4.3)$$

Come si evince dall'equazione 4.1, per il calcolo della tensione è necessario conoscere i parametri che caratterizzano il modello di circuito equivalente.

Questi parametri includono la tensione a circuito aperto V_{OUT} , la resistenza interna (R_0), le resistenze aggiuntive (R_1 e R_2) e le capacità (C_1 e C_2). Per ottenere tali valori, è stato necessario considerare le variazioni dello stato di carica (SOC) e della temperatura della batteria, in quanto entrambi influenzano in modo significativo le prestazioni e il comportamento della batteria stessa. Utilizzando un insieme di dati sperimentali che includevano varie condizioni operative, i valori dei parametri sono stati interpolati in funzione di SOC, che varia da 0,1 a 1, e temperatura, che varia da -20°C a 60°C .

Per determinare lo stato di carica in funzione del tempo, è stato utilizzato il metodo del *Counting Coulomb* descritto dall'equazione 4.4:

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{\Delta t}{CAP} [\eta_c I^-(t) + \eta_d^{-1} I^+(t)] - \rho_{sd} \Delta t \quad (4.4)$$

Infine per determinare la temperatura, la quale è funzione della potenza dissipata e dunque della tensione, si è implementato un modello termico che segue la relazione 4.5 già discussa nel Capitolo 2.

$$q_t = q_{irrev} + q_{rev} = I(V_{OCV} - V_{CC}) - T_b \frac{d(V_{OCV})}{dT} \quad (4.5)$$

Di seguito, una volta implementato il modello, vengono presentati i grafici che mostrano l'andamento della tensione, dello stato di carica (SOC) e della temperatura della cella. Questi grafici forniscono una rappresentazione visiva del comportamento dinamico della batteria nel caso in cui venga modellizzata come singola cella.

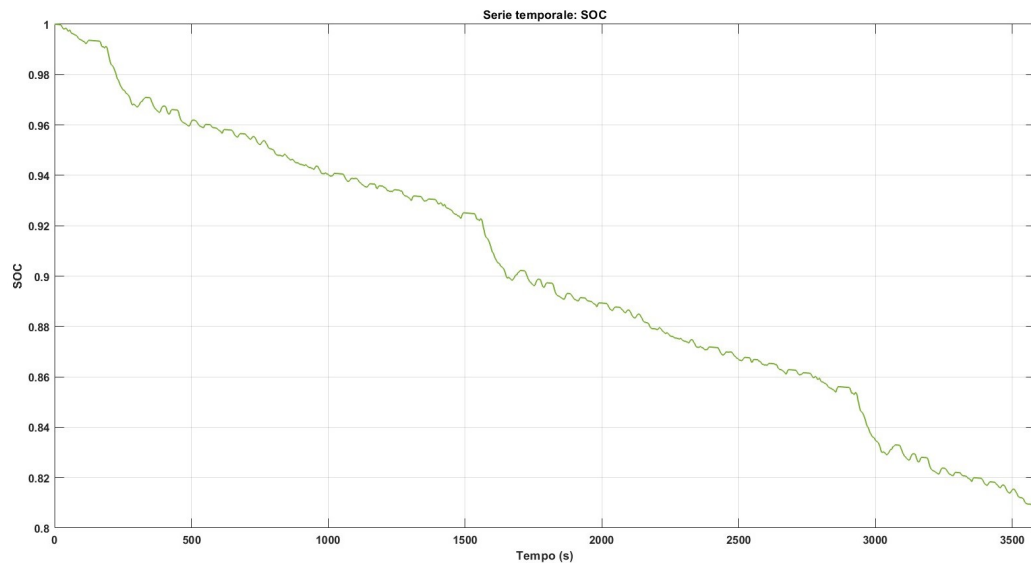


Figura 4.5: Andamento dello stato di carica-monocella.

Come evidenziato nella Figura 4.5, il grafico parte da un valore iniziale dello stato di carica $SOC_0 = 1$, indicando che la batteria è completamente carica all'avvio. Nel

corso del tempo, lo stato di carica varia in risposta alle correnti di carica e scarica applicate in ingresso. Come previsto, complessivamente, lo stato di carica diminuisce rispetto al suo valore iniziale unitario. Questo comportamento è conforme alle aspettative, poiché l'uso della batteria nel processo di carica e scarica inevitabilmente porta a una diminuzione della sua carica complessiva nel tempo.

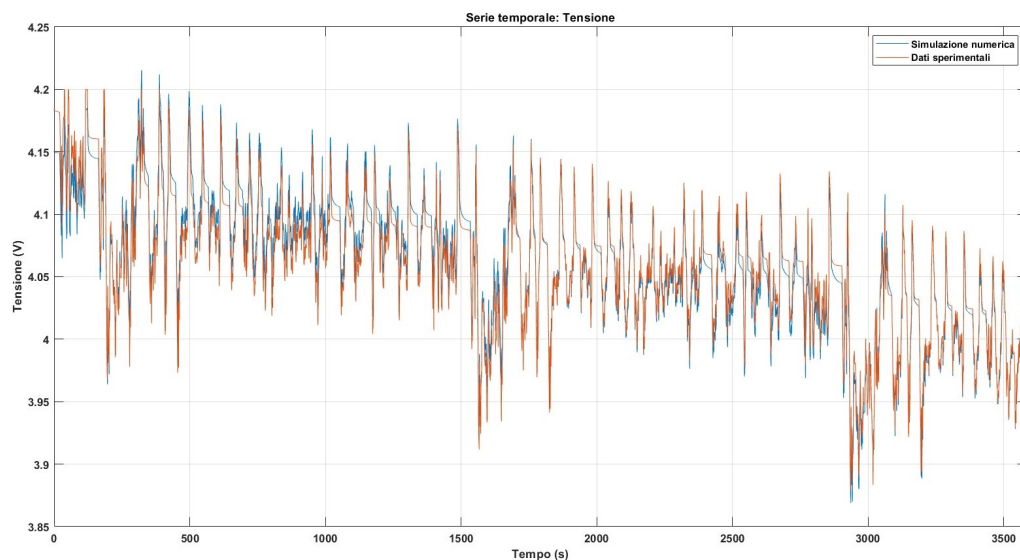


Figura 4.6: Andamento della tensione-monocella.

Nel grafico 4.6, è mostrato l'andamento della tensione in uscita dal modello batteria, confrontato con i dati sperimentali di tensione ottenuti attraverso un approccio analitico. I due grafici mostrano una coincidenza quasi perfetta, il che dimostra che il modello implementato è in grado di simulare correttamente il comportamento atteso. Ancora una volta, si osserva che la tensione aumenta e diminuisce in risposta a una corrente di carica e scarica continua.

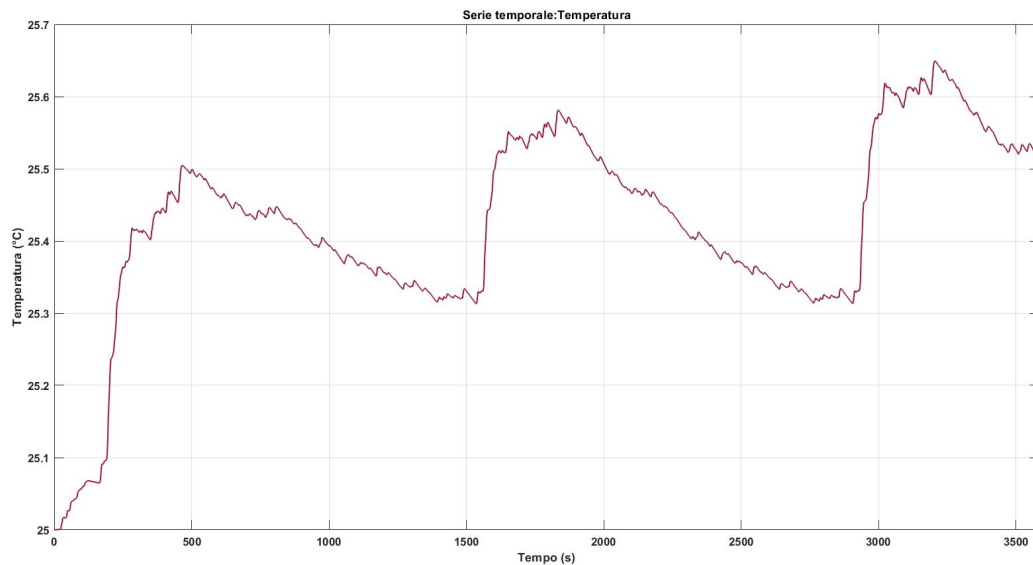


Figura 4.7: Andamento della temperatura-monocella.

Come si evince dalla figura 4.7, la temperatura di una cella elettrochimica aumenta e diminuisce in funzione dell'assorbimento e della dissipazione di corrente elettrica all'interno della cella elettrochimica, le quali generano calore come effetto collaterale. Quando la cella viene caricata o scaricata, la corrente attraversa l'elettrolita e i materiali attivi all'interno della cella, causando un aumento della temperatura.

4.1.2 Caso multi-cella

In seconda analisi, è stato considerato un modello batteria più complesso, caratterizzato da una configurazione multi-modulo. Questo modello è costituito da sei moduli disposti in parallelo, ciascuno dei quali è composto da cinque celle elettrochimiche collegate in serie. Questa configurazione è tipicamente utilizzata in applicazioni che richiedono una maggiore energia. Introdurre un modello multi-modulo consente di esaminare gli effetti della distribuzione della corrente e della capacità all'interno della batteria su scala più ampia.

Si riporta di seguito uno schema della configurazione parello-serie del modello implementato.

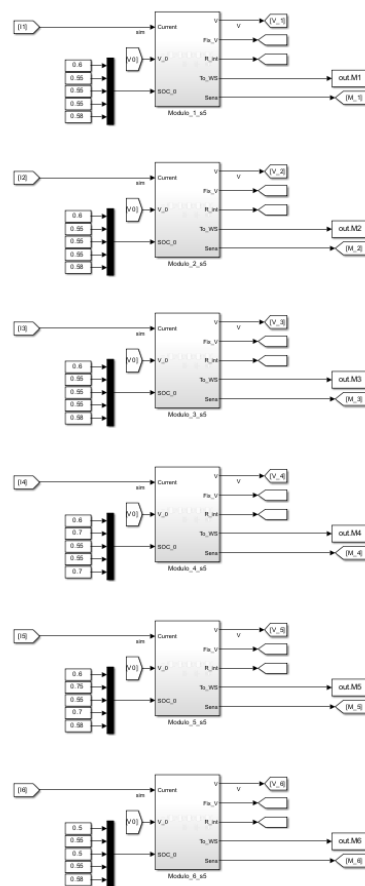


Figura 4.8: Schema dei moduli in parallelo.

Come si evince dalla figura 4.8, collegare i moduli in parallelo implica che questi abbiano una tensione in uscita che sia uguale per ogni modulo.

La configurazione implementata si discosta dalle classiche batterie commerciali, dove i moduli sono comunemente collegati in serie per consentire un bilanciamento con controllo in tensione. In questa configurazione, invece, il bilanciamento deve essere eseguito con controllo in corrente.

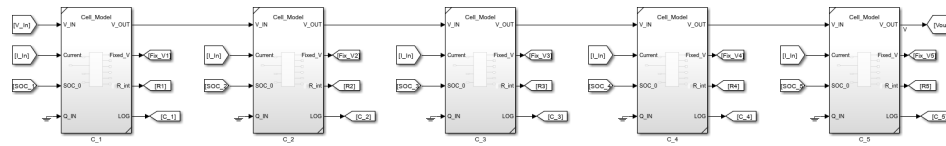


Figura 4.9: Schema celle in serie.

La figura 4.9 mostra il collegamento delle celle in serie all'interno di ciascun modulo. La tensione finale per ciascun modulo risulta essere la somma delle tensioni di ciascuna cella. Di conseguenza, questo approccio consente di ottenere tensioni totali più elevate.

Inoltre, il bilanciamento delle celle in serie richiede particolare attenzione, poiché le differenze di capacità o resistenza tra le celle possono portare a uno sbilanciamento della tensione. È fondamentale adottare sistemi di bilanciamento in grado di monitorare e regolare le tensioni delle singole celle in modo da mantenere il sistema in equilibrio.

In questa prima fase pertanto si ipotizza che tutte le celle siano uguali tra di loro in termini di resistenza e capacità.

Per gestire la variazione tra i singoli moduli e vedere come cambia il comportamento dinamico della batteria, sono stati introdotti in ambiente Matlab due parametri: la deviazione standard, della variazione tra i diversi moduli e l'intervallo di tempo tra le misurazioni, T_s . In altre parole, il primo indica quanto i moduli possono variare rispetto alla loro media. Una deviazione standard di 0.2 potrebbe indicare una variazione relativamente bassa tra i moduli, il che significa che la capacità, la resistenza o altre proprietà dei singoli moduli sono simili tra loro. Il secondo rappresenta l'intervallo di tempo tra le misurazioni. Un valore di 0.1 indica che gli aggiornamenti sui dati vengono effettuati ogni 0.1 unità di tempo. Questo intervallo di tempo è importante per comprendere la dinamica del sistema e la frequenza con cui vengono considerate le variazioni tra i moduli.

La tensione finale di ciascun modulo viene calcolata alla fine della simulazione, una volta completata l'analisi del sistema. Successivamente, utilizzando questa tensione finale come riferimento, viene calcolata la corrente che fluisce attraverso ogni singo-

lo modulo, riportata nella figura 4.10, tramite un ripartitore di corrente. Questo approccio garantisce che la corrente sia calcolata in base alla tensione finale effettivamente ottenuta dopo l'intera simulazione, riflettendo così accuratamente il comportamento del sistema.

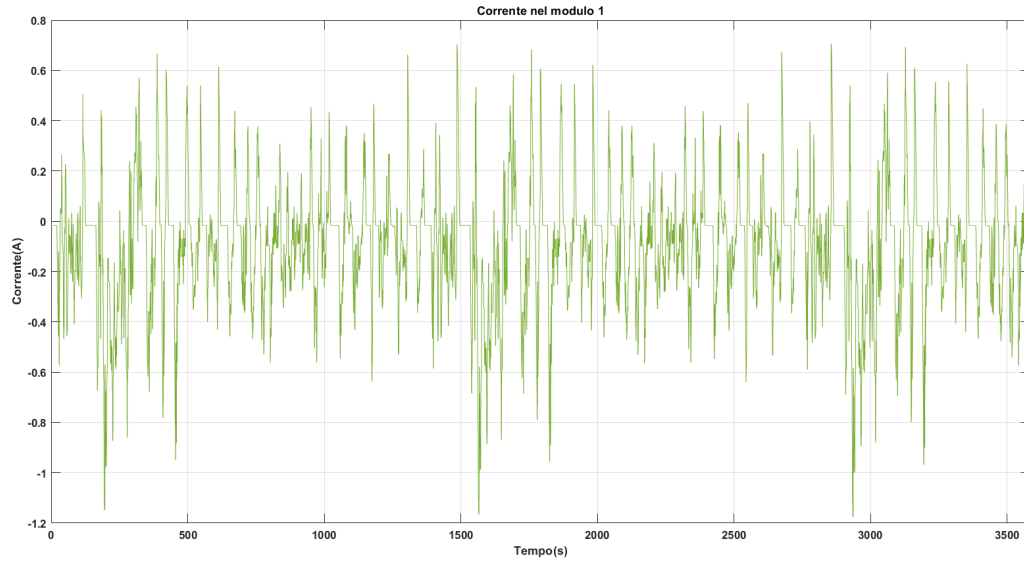


Figura 4.10: Andamento della corrente all'interno del modulo 1.

Come prima analisi, si ipotizza che i moduli siano tutti uguali, pertanto le celle al loro interno sono identiche sia in termini di resistenza che di capacità: differiscono solo la prima e la quinta dalle altre per lo stato di carica iniziale. Di conseguenza, i moduli, collegati in parallelo, avranno tutti la stessa tensione in uscita. Viene riportato, per sintesi, solo il grafico del primo modulo, identico agli altri.

$$\begin{aligned}
 SOC_{01} &= 0.6; \\
 SOC_{02} &= 0.55; \\
 SOC_{03} &= 0.55; \\
 SOC_{04} &= 0.55; \\
 SOC_{05} &= 0.58
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

Nell'equazione 4.6 gli stati di carica iniziali per ogni cella.

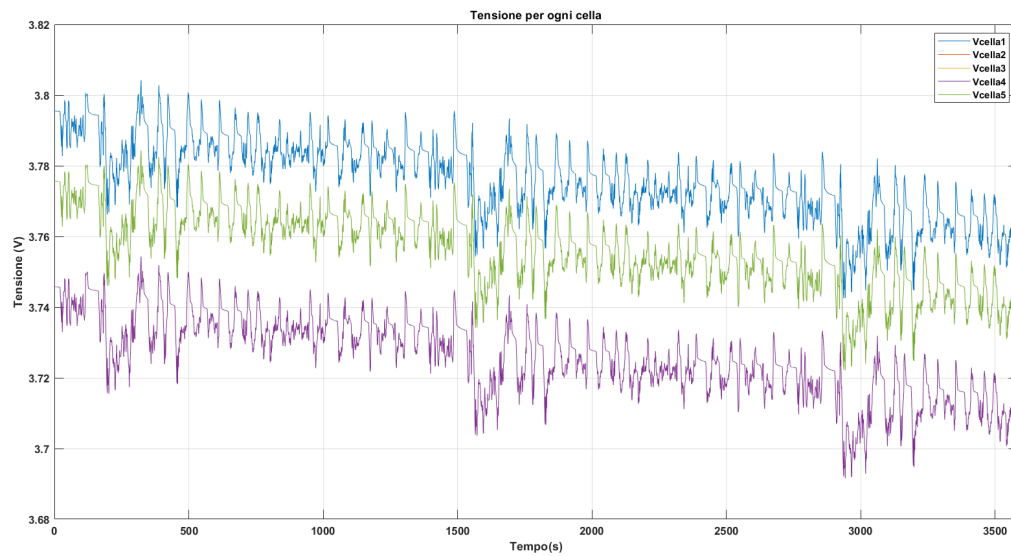


Figura 4.11: Variazione di tensione all'interno di ogni singola cella.

Come si evince dalla figura 4.11, le celle 2, 3, 4 avendo anche uno stato di carica iniziale identico, presentano lo stesso andamento della tensione.

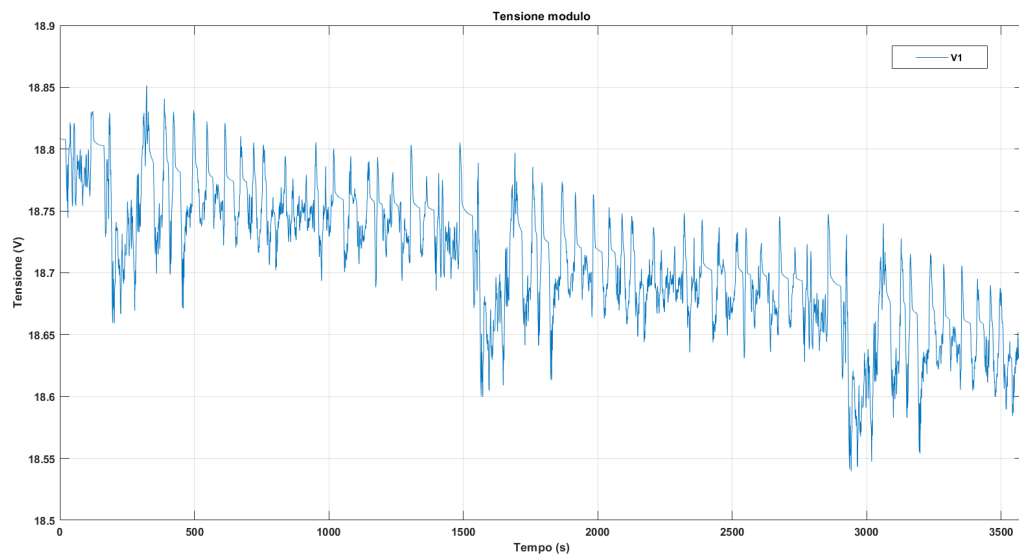


Figura 4.12: Variazione di tensione all'interno del singolo modulo.

La tensione totale all'interno del modulo, mostrata in figura 4.12, equivale alla somma delle tensioni di ogni cella all'interno di esso.

Le celle presentano comportamenti simili durante il processo di carica e scarica in termini di stessa capacità e resistenza interna, dunque, anche se partono da stati di carica iniziali diversi, seguono lo stesso profilo nel tempo, come mostrato nella figura 4.13.

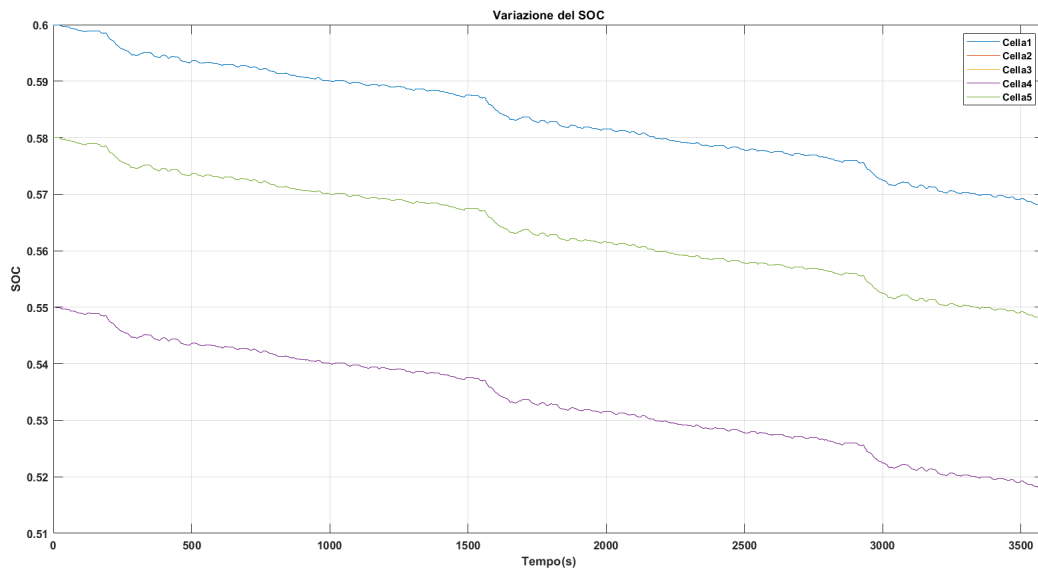


Figura 4.13: Variazione del SOC all'interno del singolo modulo.

Durante il processo di carica e scarica, la temperatura di ciascuna cella può variare in base alla loro resistenza interna, alla corrente che attraversa la batteria e ad altri fattori come l'efficienza energetica. Se durante il processo di scarica le prime celle scaricano più rapidamente rispetto alle ultime, potrebbe verificarsi un aumento più rapido della temperatura nelle prime celle rispetto alle ultime. In realtà, nel caso in analisi, anche se le celle sono identiche, quello che si verifica è che le celle 2,3,4, presentano una temperatura più elevata nonostante partano da un SOC iniziale inferiore rispetto alla 5, come si evince dalla figura 4.14.

Questo si verifica perchè potrebbero esserci piccole differenze nella distribuzione del carico tra di esse. Ad esempio, la seconda, la terza e la quarta cella potrebbero aver ricevuto una percentuale leggermente maggiore della corrente di scarica rispetto alla quinta cella, causando un maggiore riscaldamento.

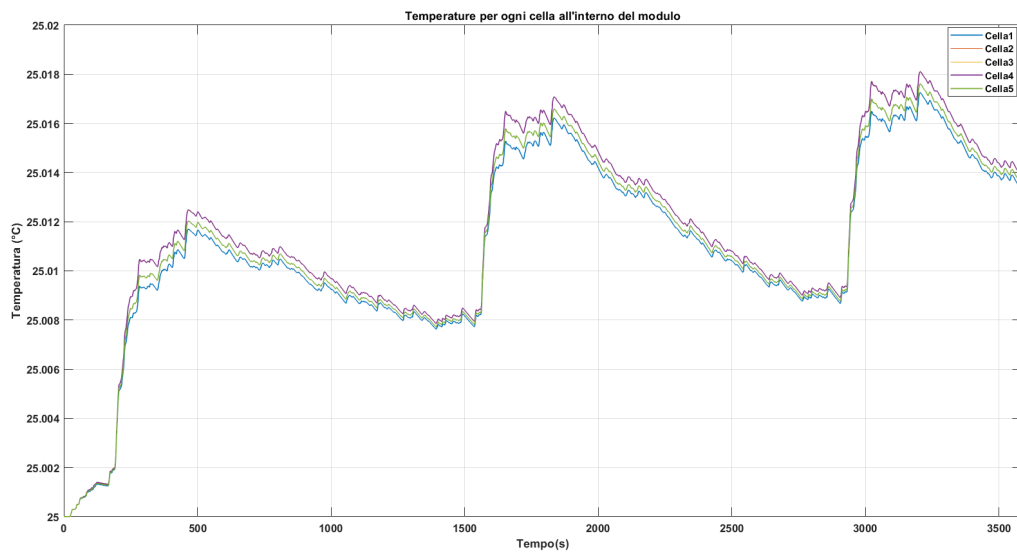


Figura 4.14: Variazione della temperatura all'interno del singolo modulo.

A questo punto, si riportano, nella figura 4.15, i risultati ottenuti ponendo $\sigma = 0.3$. Quindi si aumenta la variabilità prevista tra i diversi moduli rispetto alle caratteristiche principali di essi, ovvero tensione, resistenza interna e capacità. Questo implica che, riferendosi ad esempio alla tensione dei moduli, se la tensione media di un modulo è 3.7 volt (V), una deviazione standard di 0.3 potrebbe significare che la maggior parte dei moduli ha una tensione compresa tra 3.4 V e 4.0 V. Nella figura 4.16, viene mostrato l'andamento delle tensioni, con in aggiunta l'ulteriore variazione dello stato di carica iniziale delle celle all'interno dei moduli.

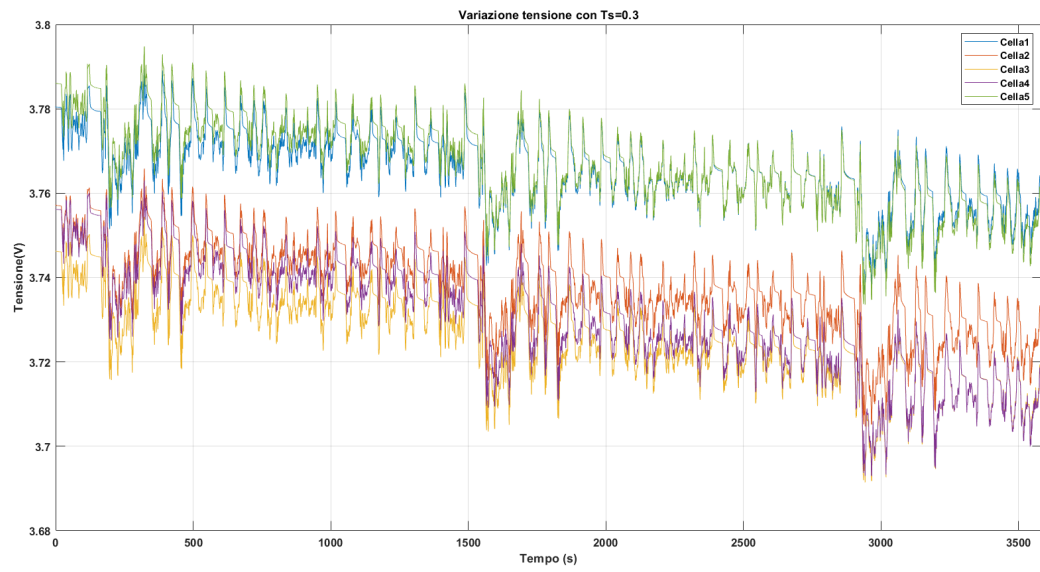


Figura 4.15: Variazione della tensione con $\text{Std}=0.3$.

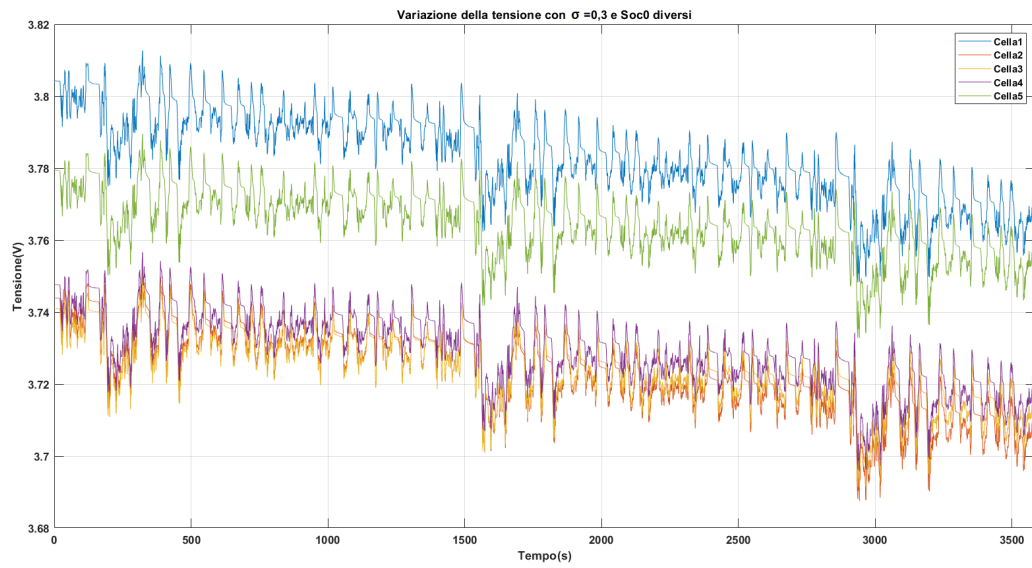


Figura 4.16: Variazione della tensione con $\text{Std}=0.3$ e SOC0 diversi.

4.1.3 Celle equivalenti

Partendo dal modello multi-cella, è stato sviluppato un modello di cella equivalente che possa approssimare il comportamento di ciascun modulo. Questo modello di cella equivalente viene progettato per riflettere accuratamente le caratteristiche elettriche del modulo nel suo complesso. Successivamente, il sistema di gestione della batteria (BMS) viene integrato con ciascuna cella equivalente. Questo permette al BMS di monitorare e gestire individualmente il comportamento di ogni singolo modulo, garantendo un controllo preciso e ottimizzato delle prestazioni della batteria nel suo complesso.

Per modellizzare il comportamento di ogni modulo si sono effettuate le ipotesi riportate nell'equazioni 4.7.

$$\begin{cases} V_{eqcell} = V_{cell}N_{cell} \\ T_{cell} = f(V_{cell}) \\ SoC_0 = k \end{cases} \quad (4.7)$$

Inoltre, la corrente che circola all'interno di ogni cella equivalente è pari alla corrente che attraversa la singola cella, e la resistenza interna è la somma delle singole resistenze di ogni cella, come riportato nelle equazioni 4.8.

$$\begin{aligned} I_{eqcella} &= I_{cella} \\ V_{OCV} &= k \\ R_{eq} &= R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 \end{aligned} \quad (4.8)$$

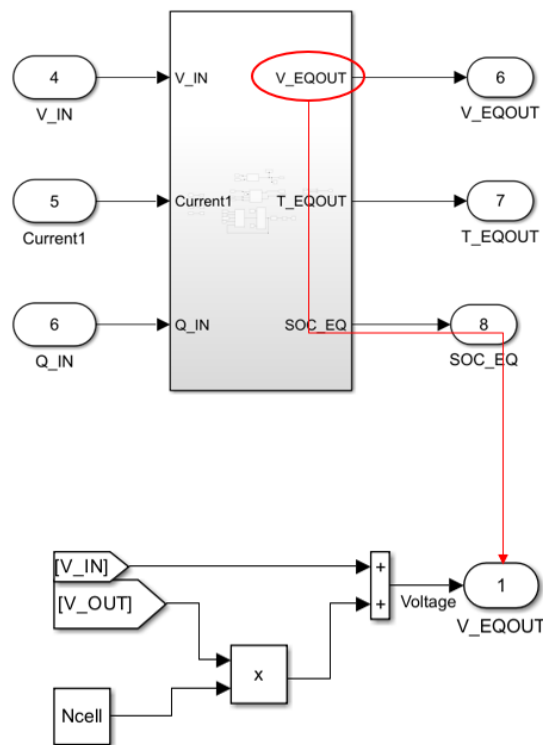


Figura 4.17: Modello cella equivalente.

La figura 4.17 mostra la struttura di una cella equivalente, con annessi gli input e gli output del sistema.

Nelle figure 4.18 e 4.19, sono riportati rispettivamente il profilo di corrente e l'andamento dello stato di carica tra i diversi moduli. Il valore di stato di carica iniziale è stato scelto in maniera casuale, ed è riportato nelle equazioni 4.9.

$$\begin{aligned}
 Soc_{01} &= 0.55 \\
 Soc_{02} &= 0.67 \\
 Soc_{03} &= 0.68 \\
 Soc_{04} &= 0.53 \\
 Soc_{05} &= 0.51 \\
 Soc_{06} &= 0.62
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

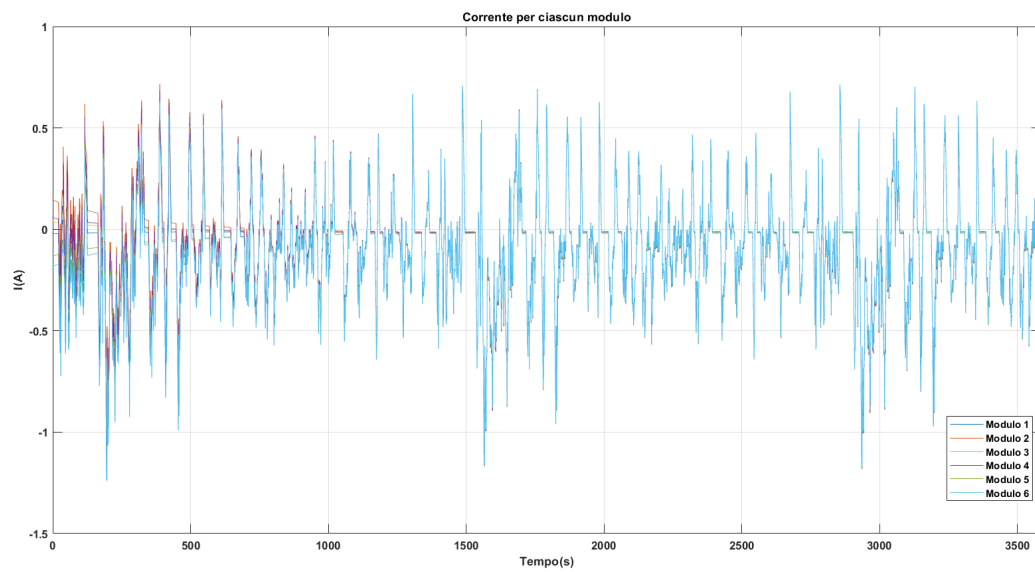


Figura 4.18: Andamento delle correnti nelle celle equivalenti.

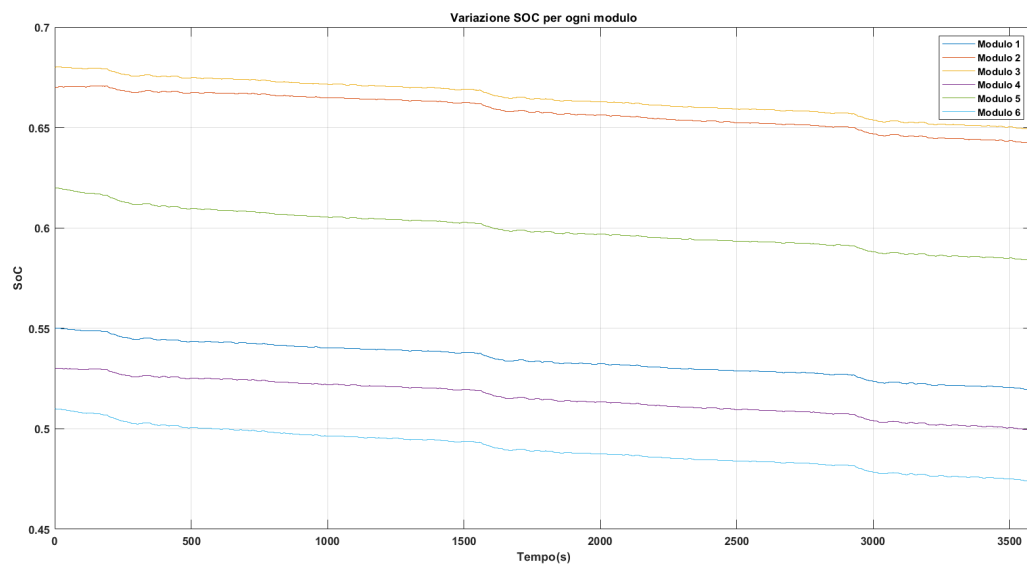


Figura 4.19: Andamento dei SOC nelle celle equivalenti.

Durante il processo di carica, i moduli con uno stato di carica iniziale più bas-

so tenderanno a riscaldarsi più rapidamente poiché devono accogliere più energia per raggiungere lo stesso livello di carica degli altri moduli. Infatti la pendenza della cella equivalente 5 è maggiore, come è mostrato in figura 4.20. Tuttavia, una volta che il processo di carica continua e i moduli si avvicinano allo stesso stato di carica, la distribuzione della corrente si uniforma e il calore viene dissipato in modo più uniforme tra i moduli. Ciò può causare una diminuzione della pendenza della temperatura per il modulo cinque, portandolo ad avere infatti una temperatura finale più bassa rispetto agli altri moduli,

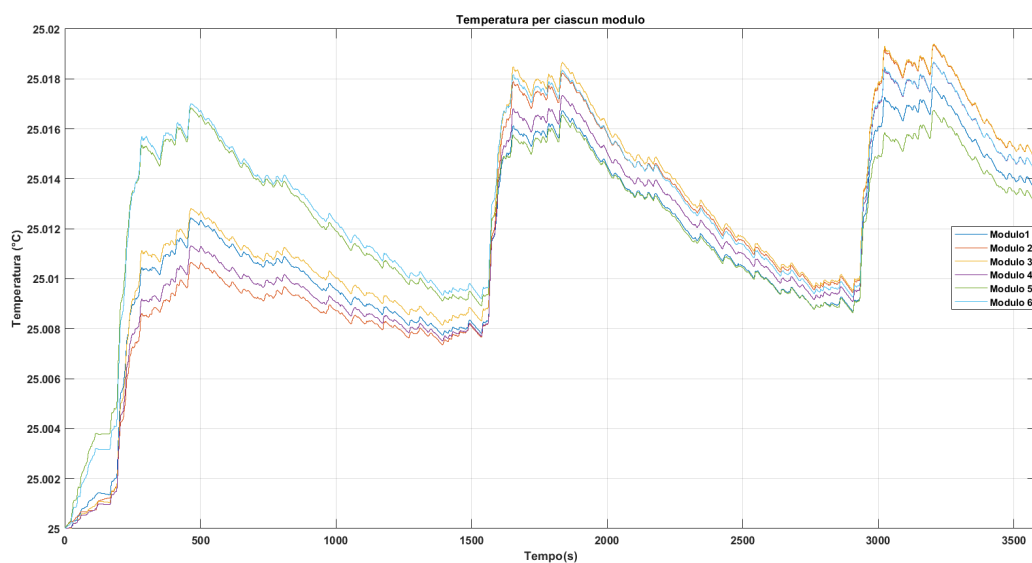


Figura 4.20: Andamento delle temperature nelle celle equivalenti.

Poiché i moduli due e tre partono da uno stato di carica iniziale più elevato rispetto agli altri moduli, la loro tensione sarà naturalmente più alta all'inizio del processo, come è evidenziato nella figura 4.21.

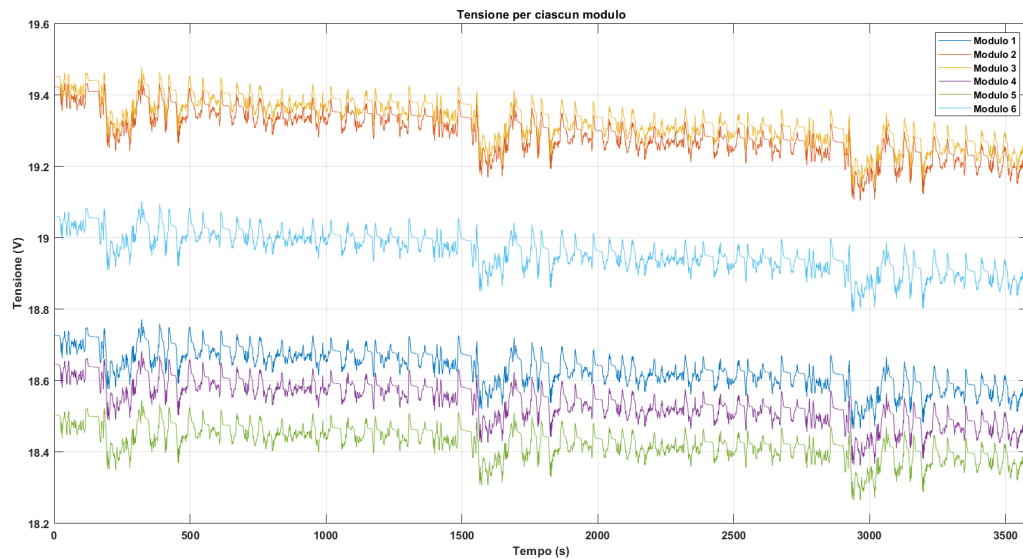


Figura 4.21: Andamento delle tensioni nelle celle equivalenti.

Una volta completata l'analisi dei moduli in termini di celle equivalenti, è necessario integrarli con il sistema di Battery Management System (BMS). Questo passo è cruciale per garantire il monitoraggio continuo delle prestazioni dei moduli e assicurare la sicurezza e l'affidabilità dell'intero sistema batteria. Il BMS avrà il compito di sorvegliare costantemente lo stato di carica e la salute delle celle, oltre a regolare la distribuzione della carica per ottimizzare le prestazioni e prolungare la durata complessiva della batteria.

Capitolo 5

Sviluppo del sistema di Battery Management System

Il capitolo seguente si concentra sull'introduzione e la descrizione del modello di Battery Management System (BMS) sviluppato nel seguente lavoro di tesi.

Il BMS è una componente essenziale nei sistemi di alimentazione basati su batterie al litio, in quanto assicura il funzionamento sicuro e ottimizzato delle batterie, contribuendo a massimizzare le loro prestazioni e la loro durata nel tempo. Il modello di BMS presentato in questo capitolo è stato progettato per soddisfare alcune esigenze specifiche, ovvero, regolare la distribuzione della carica per ottimizzare le prestazioni attraverso l'implementazioni di logiche di bilanciamento e prevenire situazioni di pericolo come il raggiungimento della tensione di cut-off o la sovraccarica.

Nel capitolo corrente, verranno presentati in dettaglio gli aspetti chiave del modello di BMS sviluppato, inclusi i suoi componenti principali e i metodi di implementazione.

Si riporta nella figura 5.1, lo schema funzionale di un BMS, il quale monitora tensione, misura la corrente e dispone di un dispositivo di disconnessione della corrente.

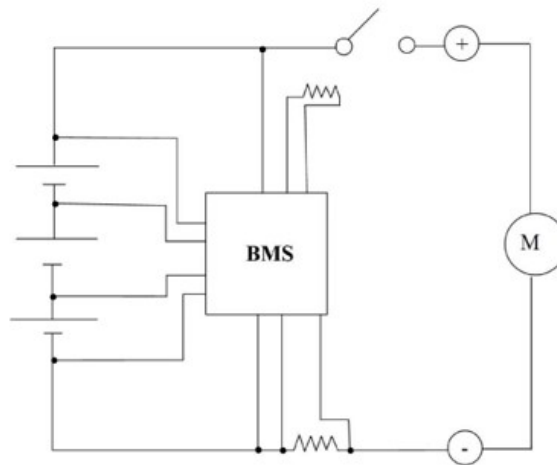


Figura 5.1: Struttura di un BMS.

Nel modello implementato, all'interno del BMS vengono generati una serie di algoritmi per ottenere una stima dei segnali riportati in uscita nella figura 5.2.

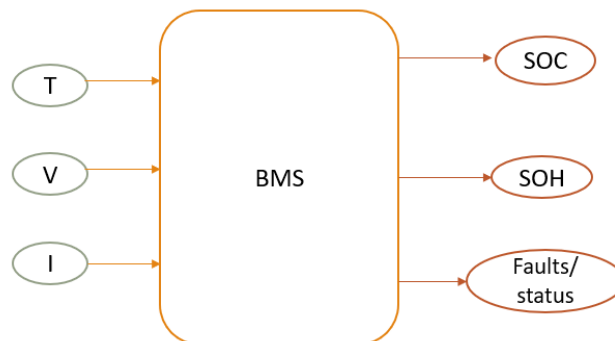


Figura 5.2: Sottosistema BMS con input e output.

Nella figura 5.2 vengono visualizzati tre input chiave: tensione, corrente e temperatura estratti dal modello batteria. Questi parametri fondamentali forniscono al sistema le informazioni necessarie per valutare lo stato attuale della batteria e identificare eventuali segnali di malfunzionamento o condizioni anomale.

L'analisi principale del seguente lavoro è incentrata sui guasti, evidenziando l'importanza di rilevare tempestivamente e gestire efficacemente le situazioni di emergenza.

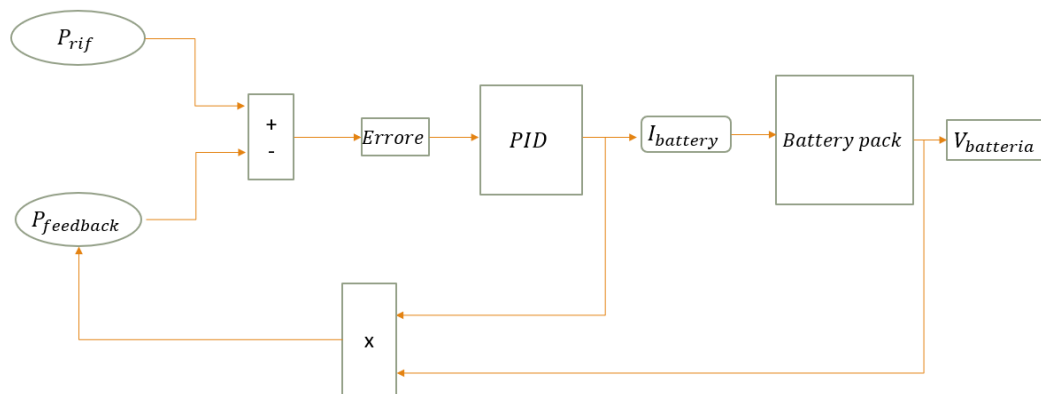


Figura 5.3: Schema del controllore PID che gestisce il flusso di corrente.

All'istante iniziale di tempo t_0 la batteria si troverà in una condizione caratterizzata da una certa tensione, temperatura e stato di carica iniziale; l'utente richiede una certa potenza motrice P_0 [W]. Il controllore PID regola la corrente fornita alla batteria per soddisfare la richiesta di potenza dell'utente, tenendo conto delle condizioni iniziali della batteria e degli errori di potenza, come mostrato nella figura 5.3.

5.1 Logiche implementate

Le logiche principali da introdurre in un BMS sono progettate per gestire diversi aspetti cruciali delle batterie, tra cui la sicurezza, l'efficienza e la durata. Di seguito una breve introduzione delle logiche principali:

- Controllo di carica e scarica: il BMS deve regolare il processo di carica e scarica delle batterie per evitare sovraccarichi o scariche eccessive, che possono danneggiare irreparabilmente le batterie o compromettere la loro sicurezza.
- Bilanciamento delle celle: le batterie sono costituite da più celle e il loro bilanciamento è essenziale per garantire che tutte le celle abbiano lo stesso livello di

carica. Questo previene l'invecchiamento della batteria a causa del sovraccarico o dello scaricamento eccessivo di alcune celle.

- **Monitoraggio delle condizioni:** il BMS monitora costantemente lo stato delle batterie, inclusi parametri come la tensione, la corrente, la temperatura e lo stato di carica. Questo monitoraggio permette di identificare eventuali anomalie o condizioni critiche in tempo reale.
- **Protezione termica:** le batterie possono surriscaldarsi durante la ricarica o l'uso intensivo. Il BMS deve essere in grado di monitorare e controllare la temperatura delle batterie per prevenire il surriscaldamento e proteggere la batteria da danni termici.
- **Gestione delle anomalie:** il BMS deve essere in grado di rilevare e gestire eventuali guasti nelle batterie, come cortocircuiti, sovratensioni, sovraccarichi e temperature anomale. Questo può includere l'interruzione automatica della carica o la disconnessione delle batterie in caso di emergenza.
- **Comunicazione e monitoraggio remoto:** molte applicazioni richiedono la possibilità di monitorare e controllare le batterie da remoto. Il BMS può includere funzionalità di comunicazione che consentono di trasmettere dati e ricevere comandi da una piattaforma di controllo remoto.

In particolare, l'attenzione in questo studio è rivolta alla regolazione della carica e della scarica delle batterie per prevenire eventuali problemi, al bilanciamento delle celle per massimizzare le prestazioni, e al costante monitoraggio delle condizioni delle batterie per intervenire prontamente in caso di necessità.

Il modello di BMS, e le sue logiche annesse sono state implementate in ambiente Stateflow. Si riporta nell'immagine 5.4 uno schema generale degli stati principali e di fault del modello implementato.

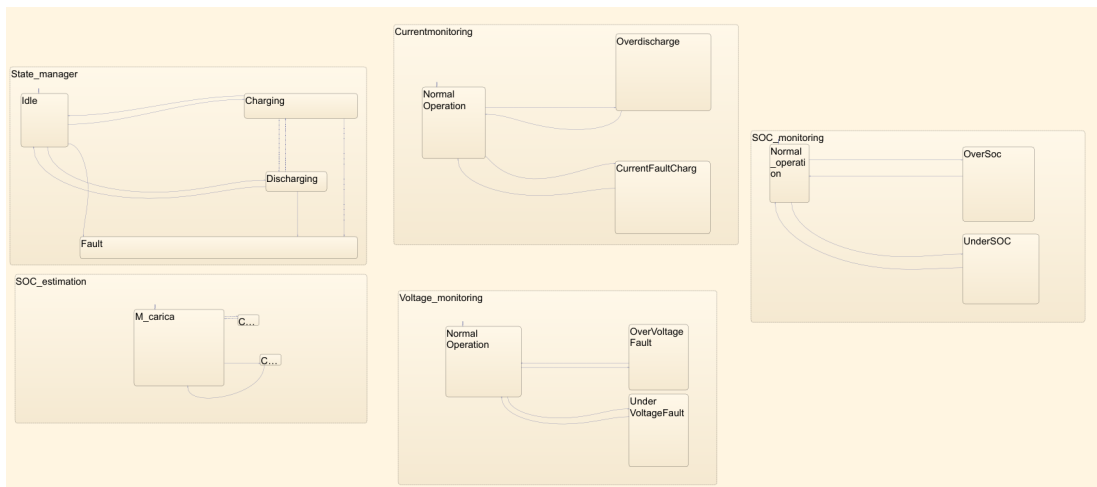


Figura 5.4: Stati del modello BMS implementato.

Come si evince dalla figura 5.4, il modello implementato è costituito da 5 stati in parallelo, questo implica che possono lavorare simultaneamente:

- **Main-State:** questo stato agisce come il centro di controllo del sistema BMS. È composto da sotto-stati che gestiscono le diverse fasi del ciclo di vita della batteria.
 - **Idle:** durante questo stato, la batteria è in uno stato di inattività, non sta ricevendo né fornendo energia e si trova in attesa di un'azione successiva. È un periodo di riposo della batteria in cui non si verificano cariche o scariche.
 - **Charging:** questo stato rappresenta il processo di ricarica della batteria da una fonte esterna. Durante questo processo, il BMS monitora attentamente la corrente e la tensione applicate alla batteria per garantire una ricarica sicura ed efficiente.
 - **Discharging:** durante questo stato, la batteria sta fornendo energia a un carico esterno. Il BMS monitora la corrente di scarica e regola la corrente fornita per mantenere la batteria all'interno dei limiti operativi sicuri.
 - **Fault:** questo stato gestisce le situazioni di emergenza o i guasti della batteria. Può rilevare e rispondere a condizioni di emergenza come cortocircuiti,

sovraccarichi, sottocarichi o anomalie di temperatura. Il BMS intraprende azioni correttive o di sicurezza per proteggere la batteria e gli utenti.

- **SOC Estimation:** questo stato è responsabile del calcolo e dell'aggiornamento dello stato di carica (SOC) della batteria. Utilizza algoritmi avanzati per stimare quanta energia è rimasta nella batteria rispetto alla sua capacità massima. Questa stima del SOC è essenziale per pianificare e ottimizzare l'uso della batteria.
- **Current Monitoring:** questo stato monitora costantemente la corrente che fluisce all'interno della batteria. Utilizza sensori di corrente per rilevare variazioni nella corrente di carica e scarica. Il BMS regola la corrente in base ai limiti di sicurezza e ottimizza il processo di carica e scarica per prolungare la vita utile della batteria.
- **Voltage Monitoring:** questo stato si concentra sul monitoraggio della tensione della batteria. Utilizzando sensori di tensione, il BMS rileva variazioni nella tensione della batteria che possono provocare problemi come sovraccarichi, sottocarichi o sbilanciamenti delle celle. L'obiettivo è mantenere la tensione della batteria entro i limiti operativi sicuri.
- **SOC Monitoring:** questo stato monitora costantemente lo stato di carica della batteria utilizzando dati provenienti dai sensori di corrente, tensione e temperatura. Aggiorna regolarmente lo stato di SOC Estimation per garantire una stima accurata dello stato di carica della batteria. Un SOC preciso è essenziale per garantire un funzionamento ottimale della batteria e massimizzare la sua durata.

Ogni stato svolge un ruolo fondamentale nel garantire che la batteria funzioni in modo sicuro, affidabile ed efficiente in una vasta gamma di condizioni operative.

All'interno degli stati principali, il bms svolge una funzione di monitoraggio in termini di tensione e corrente.

$$\begin{aligned}I_{max_{charg}} &= 14.7A \\I_{max_{disch}} &= 9.8A \\V_{max} &= 25V \\V_{cut-off} &= 16V\end{aligned}\tag{5.1}$$

Nell'equazione 5.1 sono mostrati i limiti di corrente di carica e scarica e di tensione inerenti al modello batteria considerato.

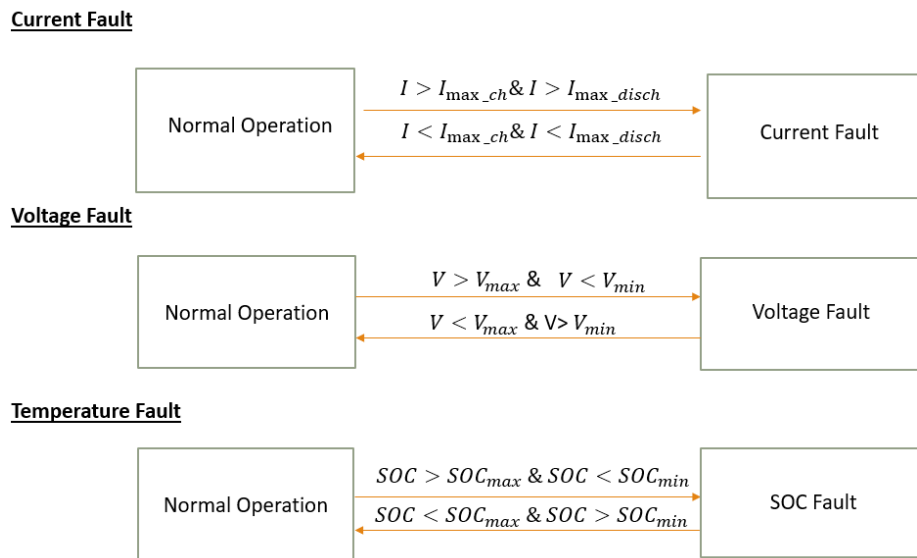


Figura 5.5: Esempio di azioni in caso di Fault.

Nella figura 5.5, viene riportato un esempio delle logiche implementate nel modello BMS, con annesse le condizioni che comportano il passaggio da uno stato a un altro.

Qualora durante una condizione di normale funzionamento, il sistema BMS rilevasse una condizione di Fault, entrerebbe in uno stato di Fault e conseguentemente attuerebbe delle azioni per riportare la batteria in condizioni normali operative.

Nel caso di superamento della corrente massima di carica o scarica, il BMS interviene immediatamente per limitare la corrente di carica alla massima consentita. Ciò può avvenire regolando il carica-batteria tramite circuiti di controllo integrati nel BMS stesso o controllando la sorgente di alimentazione esterna per limitare la corrente in ingresso alla batteria. Il BMS può utilizzare tecniche di modulazione della larghezza di impulso (PWM) per regolare la corrente di carica o scarica. Questo metodo prevede l'accensione e lo spegnimento periodico di un interruttore (come un transistor MOSFET) a una frequenza elevata. Modificando il rapporto tra il tempo di accensione e il tempo di spegnimento, è possibile regolare la corrente media attraverso il dispositivo.

Allo stesso modo, se la corrente di scarica supera il limite massimo, il BMS limita la corrente di scarica per evitare danni alla batteria o al carico. Nel caso in esame, il BMS utilizza un sistema di controllo a feedback per regolare la corrente. Questo sistema monitora costantemente la corrente e regola la tensione o la potenza in modo da mantenere la corrente entro i limiti prestabiliti. Tale sistema è rappresentato dal PID (Proporzionale-Integrale-Derivativo), di cui si è parlato nel paragrafo precedente.

Se la tensione della batteria supera il livello massimo consentito, il BMS interviene per limitare la tensione applicata alla batteria. Ciò può essere realizzato interrompendo la carica della batteria, riducendo la tensione in ingresso al carica-batteria o regolando i parametri del sistema di alimentazione. Nel caso in esame, si utilizza un controllo in retroazione a feedback (PID). Limitare la tensione è fondamentale per prevenire danni alla batteria e ridurre il rischio di incidenti o guasti del sistema.

5.2 Bilanciamento con singolo condensatore

Il bilanciamento attivo delle singole celle è un componente essenziale nel Battery Management System (BMS).

Nei sistemi di batterie al litio, il bilanciamento deve assicurare che tutte le celle all'interno di ciascun modulo abbiano una carica uniforme. Questo è particolarmente importante quando i moduli delle batterie sono collegati in parallelo, poiché le differenze di capacità o di resistenza interna delle celle possono causare squilibri durante la carica o la scarica, influenzando negativamente le prestazioni e la durata della batteria.

Nella progettazione del sistema di bilanciamento, si è scelto di concentrarsi sul bilanciamento delle celle in serie all'interno di ciascun modulo, anziché bilanciare l'intero modulo stesso. Questa scelta è dettata dalla configurazione parallela dei moduli, che rende meno efficiente e preciso un bilanciamento basato sul controllo della tensione dei moduli stessi.

Il bilanciamento delle celle in serie all'interno di ciascun modulo consente un controllo più mirato e accurato, poiché tiene conto delle differenze di carica tra le singole celle. Inoltre, limita il trasferimento di energia solo tra le celle all'interno dello stesso modulo, riducendo al minimo gli effetti indesiderati sui moduli circostanti [35].

Una delle strategie di bilanciamento più efficaci è l'utilizzo di condensatori per equilibrare la tensione tra le celle in serie. I condensatori agiscono come serbatoi di energia temporanei, catturando l'eccesso di carica dalle celle più cariche e trasferendola a quelle meno cariche, mantenendo così l'uniformità della carica all'interno di ciascun modulo.

Attraverso questo capitolo, verranno esplorati i principi di funzionamento del bilanciamento attivo delle celle in serie, i metodi di implementazione e le strategie di controllo utilizzate per garantire un bilanciamento preciso ed efficiente. Saranno analizzati i vantaggi e le limitazioni di questa tecnica, e successivamente i risultati sperimentali per valutare le prestazioni e l'applicabilità del bilanciamento delle celle in serie all'interno dei moduli.

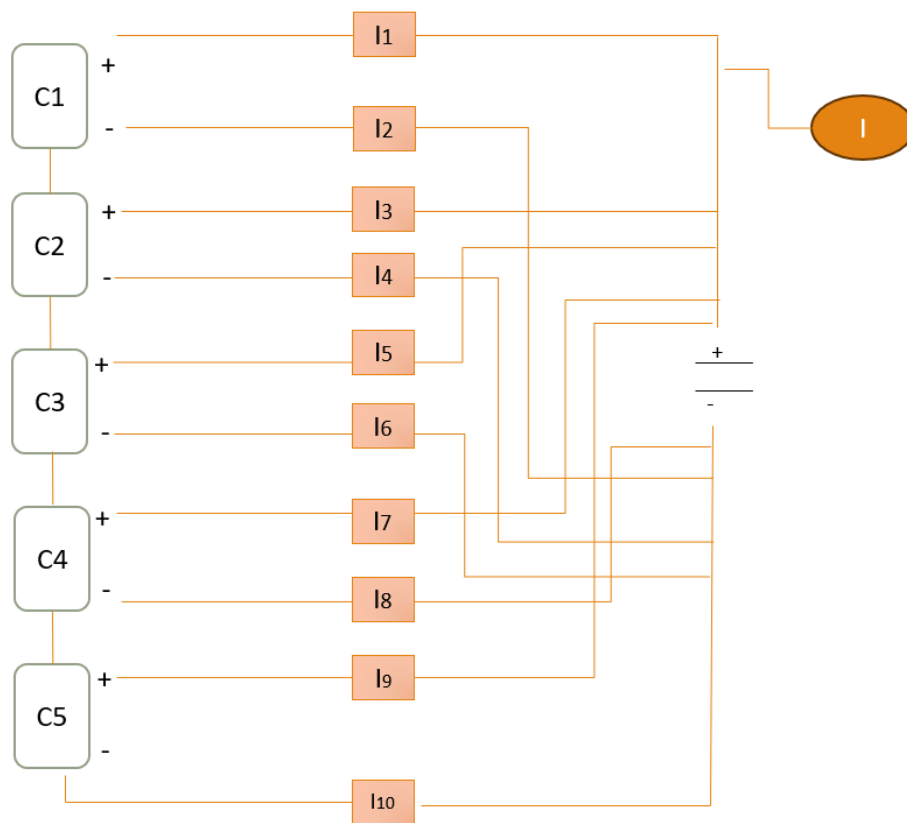


Figura 5.6: Schema funzionale del bilanciamento implementato.

Nella figura 5.6, viene mostrato lo schema di bilanciamento attivo implementato in ambiente Simscape.

Il bilanciamento in esame utilizza un singolo condensatore e $2n$ interruttori, con n numero delle celle in serie. Questa risulta essere una tecnica efficiente ed economica per equilibrare la tensione tra le celle in serie all'interno di un modulo della batteria. Tale soluzione è particolarmente vantaggiosa quando si gestiscono batterie costituite da un elevato numero di celle in serie, in cui il bilanciamento tramite resistenze di dissipazione di potenza può risultare inefficiente a causa della dissipazione di energia e del riscaldamento eccessivo.

5.2.1 Struttura e funzionamento del sistema

Il sistema di bilanciamento utilizza un singolo condensatore e un insieme di interruttori. Il numero di interruttori è il doppio del numero di celle in serie all'interno del modulo. Il bilanciamento viene effettuato attraverso il controllo dello stato di carica delle celle.

In condizioni normali, tutti gli interruttori sono aperti e il condensatore è scarco. Quando si attiva il processo di bilanciamento, gli interruttori vengono utilizzati per connettere il condensatore alle celle in serie in modo selettivo. Inizialmente, il condensatore è collegato alla cella con la tensione più alta tramite due interruttori (uno per ciascun lato del condensatore). Ciò consente al condensatore di assorbire energia dalla cella più carica.

Successivamente, gli interruttori vengono commutati per collegare il condensatore alla cella con la tensione più bassa. Il condensatore trasferisce quindi l'energia accumulata alla cella che necessita di un'ulteriore carica. Questo processo di commutazione ciclica continua fino a quando la differenza di tensione tra le celle è ridotta a un livello accettabile, in particolare quando la differenza di stato carica tra le celle è inferiore o uguale a 0.01.

Il controllo degli interruttori può essere gestito da un microcontrollore o da un'altra unità di controllo del BMS. La logica di controllo viene implementata in ambiente Stateflow. Il sistema di controllo monitora costantemente lo stato di carica delle celle e attiva gli interruttori in base alla differenza di esso tra le celle.

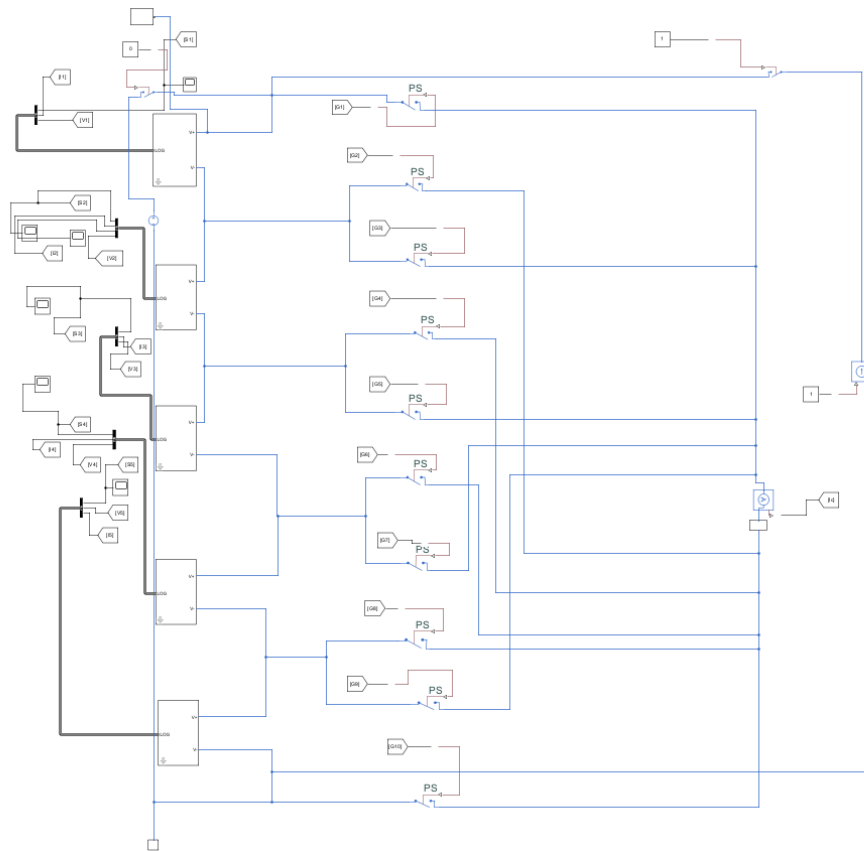


Figura 5.7: Modello Simulink del bilanciamento singolo condensatore.

Nella figura 5.7, viene mostrato il modello di bilanciamento attivo implementato in ambiente Simulink.

Il condensatore utilizzato presenta una capacità $C = 1e^{-3}F$. Quello che si è notato è che in un modello di 5 celle in serie, con quel determinato voltaggio, necessitava di una configurazione di bilanciamento che prevedesse un condensatore con capacità maggiore, o ancora meglio una configurazione multi-condensatore. Vedremo infatti, nel capitolo successivo i risultati riportati confrontando diverse simulazioni con condensatore avente capacità differenti.

5.2.2 Logica implementata

Il sistema monitora costantemente lo stato di carica delle due celle, come visto nel capitolo precedente. Questo può essere fatto utilizzando sensori di tensione o algoritmi di calcolo basati sulla tensione e sulla corrente.

Quando il sistema rileva una differenza significativa nello stato di carica tra le due celle, viene attivato il processo di bilanciamento. Nel caso in esame il bilanciamento è attivo finché la differenza tra il SOC_{min} e il SOC_{max} non è inferiore o uguale a 0.01.

Una volta identificata la cella con uno stato di carica inferiore, il sistema attiva un interruttore per collegare il condensatore a questa cella. Questo consente al condensatore di immagazzinare energia dalla cella con lo stato di carica più elevato.

Dopo aver collegato il condensatore alla cella scarica, l'energia immagazzinata nel condensatore viene trasferita a questa cella. Questo processo aumenta lo stato di carica della cella scarica, portandola verso un equilibrio con la cella più carica.

Durante il trasferimento di energia, il sistema monitora costantemente lo stato di carica delle celle coinvolte per assicurarsi che il bilanciamento avvenga in modo sicuro ed efficace. Una volta che la differenza nello stato di carica è ridotta al livello stabilito.

E' possibile ottimizzare il processo di bilanciamento utilizzando algoritmi di controllo avanzati che tengono conto di fattori come la resistenza interna delle celle e le condizioni ambientali. Questi algoritmi possono regolare il processo di bilanciamento per massimizzare l'efficienza ed evitare sovraccarichi o sottocariche [36].

In breve, la logica di bilanciamento si basa sulla rilevazione della differenza nello stato di carica tra le celle e sull'attivazione di un processo di bilanciamento tramite un condensatore per portare le celle ad uno stato di carica uniforme. Questo approccio garantisce una gestione ottimale dello stato di carica della batteria, prolungando la sua vita utile complessiva e migliorando le prestazioni complessive del sistema.

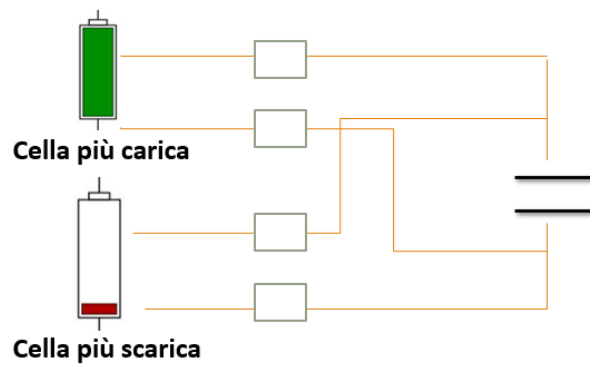


Figura 5.8: Logica bilanciamento.

Nella figura 5.8, viene riportato lo schema logico con cui funziona il sistema di bilanciamento con singolo condensatore.

Per quanto riguarda il controllo relativo all'apertura e alla chiusura degli interrutti, è stata implementata una logica in ambiente State-Flow.

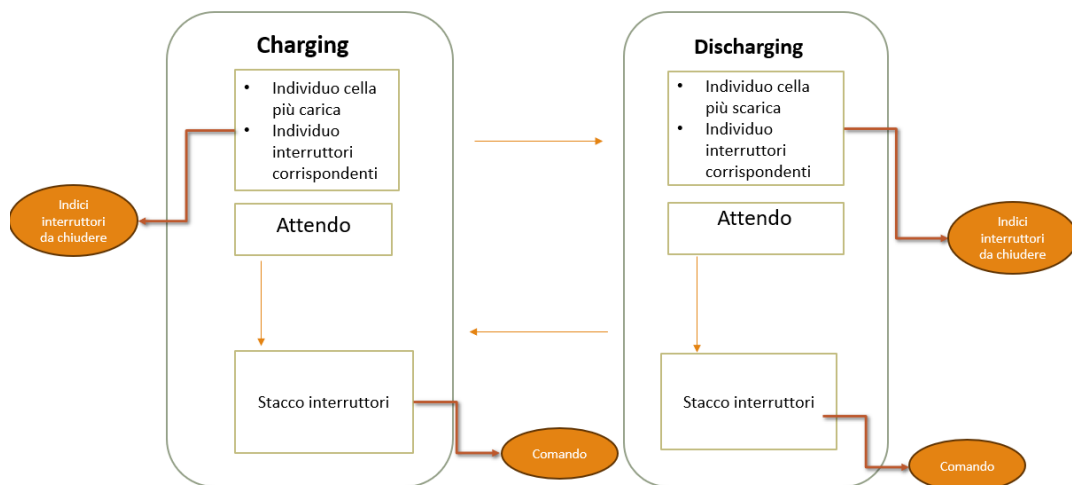


Figura 5.9: Logica chiusura interruttori.

Come si evince dalla figura 5.9, sono previsti due stati di apertura e chiusura degli interruttori che corrispondono alle fasi di carica e scarica del condensatore.

All'interno dello stato di *Charging*, si determina quale delle celle all'interno del modulo ha uno stato di carica maggiore rispetto alle altre. Dopo aver identificato

la cella da bilanciare, il sistema individua gli interruttori relativi a questa cella per avviare il processo di bilanciamento. Questo coinvolge la chiusura degli interruttori per connettere la cella al condensatore. Il sistema dunque invia un comando di chiusura degli interruttori individuati. In questa fase il condensatore si sta caricando, motivo per cui è stato previsto uno stato di attesa, la cui durata è stata scelta in maniera iterativa, in modo tale da permettere al condensatore di accumulare energia dalla cella più carica.

Dopo il breve stato di attesa, il sistema interrompe immediatamente il flusso di energia tra la cella e il condensatore, chiudendo gli interruttori.

Il sistema a questo punto passerà rapidamente alla fase successiva, identificando la cella più scarica e gli interruttori ad essa associati, avviando il processo di bilanciamento per trasferire energia dal condensatore a questa cella.

Il processo di carica e scarica viene seguito ciclicamente durante tutto il tempo di simulazione.

5.3 Bilanciamento multi-condensatori

Una delle tecniche di bilanciamento più comuni è il bilanciamento con più condensatori in serie, utilizzati per equalizzare la tensione tra le celle della batteria. Questo approccio offre diversi vantaggi rispetto al bilanciamento a singolo condensatore, tra cui una maggiore efficienza e una migliore gestione delle perdite di potenza.

Nel modello implementato, sono stati considerati quattro condensatori in serie, con uno collegato in parallelo all'intero circuito. Ogni condensatore gestisce la tensione tra coppie di celle adiacenti, garantendo così un equilibrio ottimale. L'inclusione di un quinto condensatore in parallelo è stata finalizzata a migliorare il bilanciamento tra la prima e la quinta cella. Questo approccio mira a garantire una distribuzione uniforme della carica tra tutte le celle della batteria, ottimizzando le prestazioni e prolungando la durata complessiva del sistema.

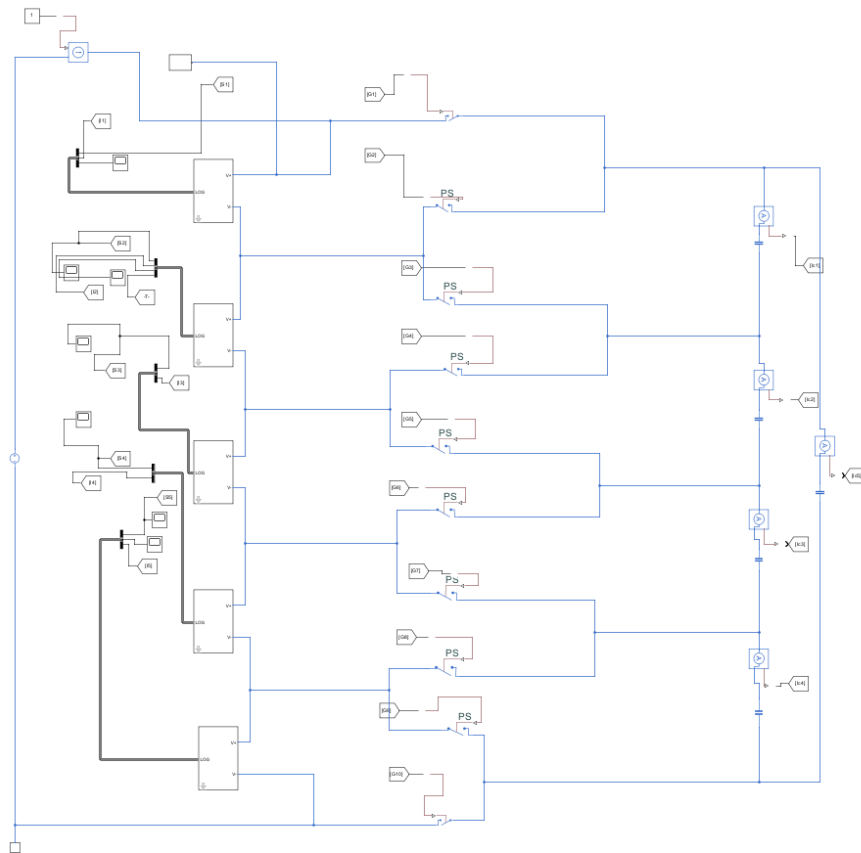


Figura 5.10: Modello simulink del bilanciamento multi-condensatore.

Nella disposizione adottata, quattro condensatori sono connessi in serie, mantenendo una capacità predefinita di $C = 1e - 3F$ ciascuno, valore comune nelle applicazioni reali. In aggiunta, è stato inserito un quinto condensatore in parallelo al circuito. Ogni condensatore è collegato a una coppia di celle adiacenti, le quali, a loro volta, sono direttamente collegate ai rispettivi interruttori.

Il circuito è alimentato da una corrente di 1 A.

5.3.1 Logica implementata

Il sistema opera una costante sorveglianza dello stato di carica delle due celle adiacenti. Tale monitoraggio avviene attraverso sensori di corrente o di tensione. Quando il sistema identifica una disparità significativa nello stato di carica tra le due celle adiacenti,

si avvia il processo di bilanciamento. In questa specifica configurazione, il bilanciamento continua fino a quando la differenza tra il valore minimo di SOC (SOC_{min}) e il valore massimo di SOC (SOC_{max}) non raggiunge o scende al di sotto di 0.01.

Come nel caso del bilanciamento con singolo condensatore, è necessario implementare una logica per l'apertura e la chiusura degli interrutti. Anche in questo caso si prevede una fase di carica e scarica per ogni condensatore. Nello stato iniziale di carica del condensatore, illustrato nella figura 5.9, si individua la cella più carica per ogni coppia di celle adiacenti e si procede all'apertura degli interruttori ad esse associati. Lo stesso viene effettuato nella fase di scarica dei condensatori, con la differenza che in questo caso si individua la cella meno carica.

Questo approccio consente a ciascun condensatore di agire simultaneamente su più celle, accelerando così il processo di bilanciamento, rispetto al caso del bilanciamento con singolo condensatore. Inoltre, richiede una capacità inferiore, per ogni condensatore, poiché ognuno di essi è responsabile solamente della gestione di due celle adiacenti.

Capitolo 6

Risultati

Il presente capitolo si concentra sull'analisi dei risultati ottenuti nello sviluppo e nell'implementazione di un sistema di Battery Management System (BMS) dedicato al monitoraggio dello stato di carica, delle condizioni di pericolo, nonché alla gestione del bilanciamento delle celle della batteria analizzata nel terzo capitolo.

Il primo obiettivo di questo lavoro è stato sviluppare un modello batteria affidabile in grado di fornire una rappresentazione accurata delle dinamiche di carica, scarica e bilanciamento delle celle. Tale modello è stato progettato per essere flessibile e adattabile a diverse configurazioni in applicazioni reali, inclusi i moduli disposti in parallelo, ognuno dei quali è costituito da celle in serie, in modo da garantire alta capacità e potenza.

Un aspetto critico nell'implementazione di un BMS efficace è la gestione dei moduli di batteria collegati in parallelo. Questa configurazione introduce sfide aggiuntive rispetto a un sistema con moduli collegati in serie, in quanto le correnti possono fluire liberamente tra i moduli, rendendo più complessa la gestione della carica e del bilanciamento. Non risultando efficace dunque un controllo in tensione, l'unico controllo che risultava funzionale per un bilanciamento era in corrente. Il problema a questo punto si riflette proprio sulla gestione del flusso di corrente all'interno del singolo modulo, in quanto la corrente può fluire liberamente tra le celle di diversi moduli senza passare attraverso un percorso predefinito, come accade nei moduli collegati in serie.

In questo contesto, il presente lavoro si pone l'obiettivo di affrontare le sfide legate alla gestione dei moduli di batteria collegati in parallelo, proponendo un approccio in-

novativo basato sul bilanciamento delle singole celle anziché dei singoli moduli. Sebbene questo approccio offra vantaggi significativi in termini di precisione del monitoraggio della batteria, è importante considerare che richiede una strategia più complessa e costosa. Questo perché è necessario implementare un sistema di bilanciamento che tenga conto di ciascuna singola cella, comportando l'utilizzo di sensori dedicati per ogni cella e la conseguente necessità di gestire un numero elevato di componenti. Ciò può portare a un aumento dei costi e degli ingombri, rendendo cruciale la ricerca di un equilibrio tra la precisione del monitoraggio e le considerazioni pratiche legate alla complessità e ai costi di implementazione.

Nel proseguo di questo capitolo, verranno esaminati i risultati relativi al monitoraggio dello stato di carica e delle condizioni di pericolo, legati al sistema BMS, nonché l'implementazione e l'efficacia del sistema di bilanciamento con singolo condensatore e con più condensatori in serie.

Di seguito una breve introduzione su come verrà strutturata la presentazione dei risultati:

- **Implementazione del Sistema di Bilanciamento con Singolo Condensatore:** Qui verranno mostrati i risultati relativi all'implementazione del sistema di bilanciamento utilizzando un singolo condensatore. Si tratterà di una serie di test condotti con diversi tempi operativi. I grafici presenteranno l'efficacia del bilanciamento in termini di riduzione della differenza di stato di carica tra le celle della batteria nel corso del tempo. Questi grafici metteranno in evidenza come il sistema di bilanciamento sia in grado di mantenere le tensioni delle celle all'interno di una soglia accettabile, così come lo stato di carica.
- **Risultati del Bilanciamento con Diverse Configurazioni:** In questo punto, si esamineranno le prestazioni del sistema di bilanciamento considerando un'architettura multicondensatore. Si presenteranno dati comparativi che illustreranno l'efficacia del bilanciamento nelle due configurazioni differenti, evidenziando la configurazione ottimale che garantisce un bilanciamento efficace e efficiente delle celle della batteria.
- **Monitoraggio dello Stato di Carica e delle Condizioni di Pericolo:** In questo punto, si presenteranno i risultati ottenuti dal monitoraggio dello stato di carica delle

batterie durante diversi cicli di carica e scarica. Questi risultati saranno espressi attraverso grafici che mostrano l'andamento della tensione e della corrente. Si analizzeranno due situazioni di pericolo, ovvero di sovraccarica e sottotensione, e si valuterà come il BMS risponde a queste situazioni.

6.1 Bilanciamento con singolo condensatore

In questa sezione si analizzeranno i risultati ottenuti mediante il bilanciamento con singolo condensatore. Lo scopo di tale bilanciamento è permettere una distribuzione omogenea della carica, ed evitare situazioni in cui una cella sia molto più carica o scarica di un'altra. Nel caso di cella molto più carica, c'è il rischio di sovraccaricarla durante il processo di ricarica. La sovraccarica può danneggiare la cella, ridurne la durata e, in casi estremi, causare malfunzionamenti o danni permanenti. Al contrario, se una cella è molto più scarica delle altre, potrebbe esserci il rischio di sottocaricarla durante il processo di scarica. La sottoscarica può ridurre la capacità della cella e compromettere le prestazioni complessive del sistema. Inoltre, una differenza significativa di carica tra le celle può anche portare a un equilibrio termico non uniforme, con alcune celle che si surriscaldano più rapidamente di altre. Questo può portare a problemi di sicurezza, come il rischio di surriscaldamento o addirittura di incendio.

$$\begin{aligned} Soc_{01} &= 0.24 \\ Soc_{02} &= 0.23 \\ Soc_{03} &= 0.21 \\ Soc_{04} &= 0.18 \\ Soc_{05} &= 0.17 \end{aligned} \tag{6.1}$$

Nell'equazione 6.1, vengono riportati i valori di stato di carica iniziale delle 5 celle in serie.

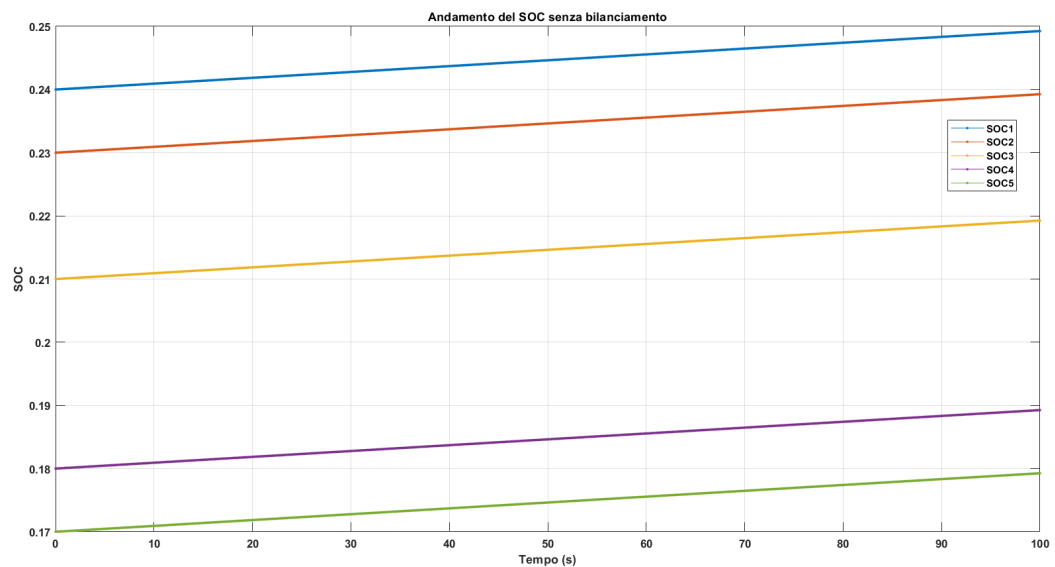


Figura 6.1: Andamento del SOC senza bilanciamento.

Nella figura 6.1, viene riportato l'andamento del stato di carica delle singole celle senza bilanciamento. Per analizzare l'efficacia del bilanciamento si è utilizzato come parametro di riferimento la deviazione standard tra i SOC delle 5 celle in serie. Se diminuisce, questo implica che il sistema si sta bilanciando.

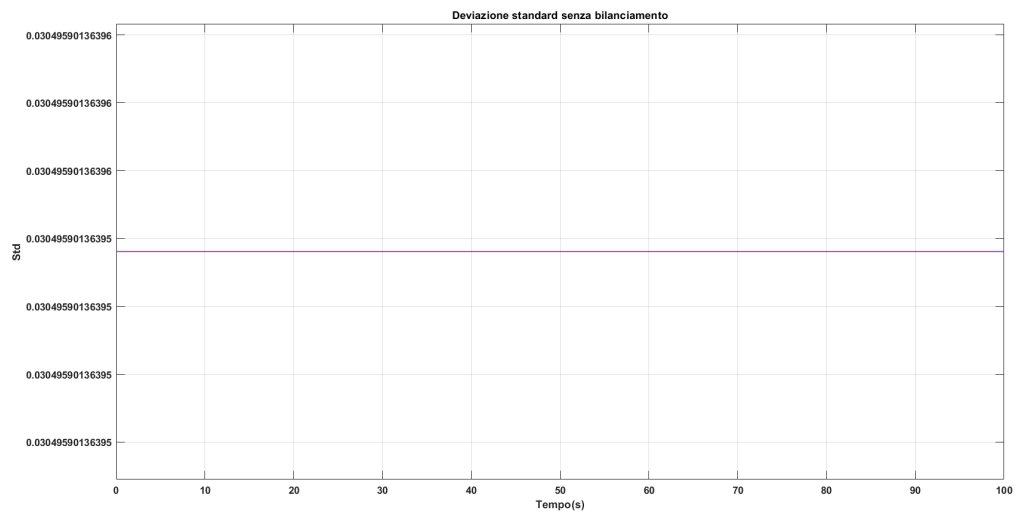


Figura 6.2: Andamento della Deviazione standard senza bilanciamento.

Come si evince dalla figura 6.2, l'andamento della deviazione standard è pressochè costante, proprio perchè non vi è alcun bilanciamento tra le celle.

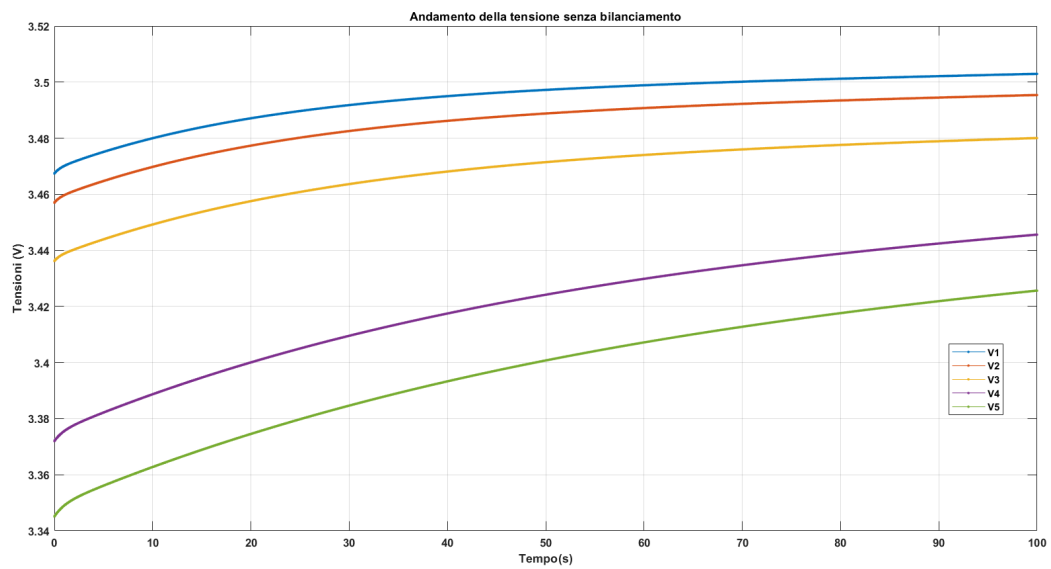


Figura 6.3: Andamento della tensione senza bilanciamento.

Si riporta per completezza, nella figura 6.3, l'andamento delle tensioni delle singole celle.

6.1.1 Primo caso di analisi

Il bilanciamento della configurazione analizzata, segue lo studio di 3 casi in cui si varia il tempo di simulazione T_c .

Il primo caso di studio prevede una capacità del condensatore $C = 5F$ e un tempo di simulazione $T_c = 100s$.

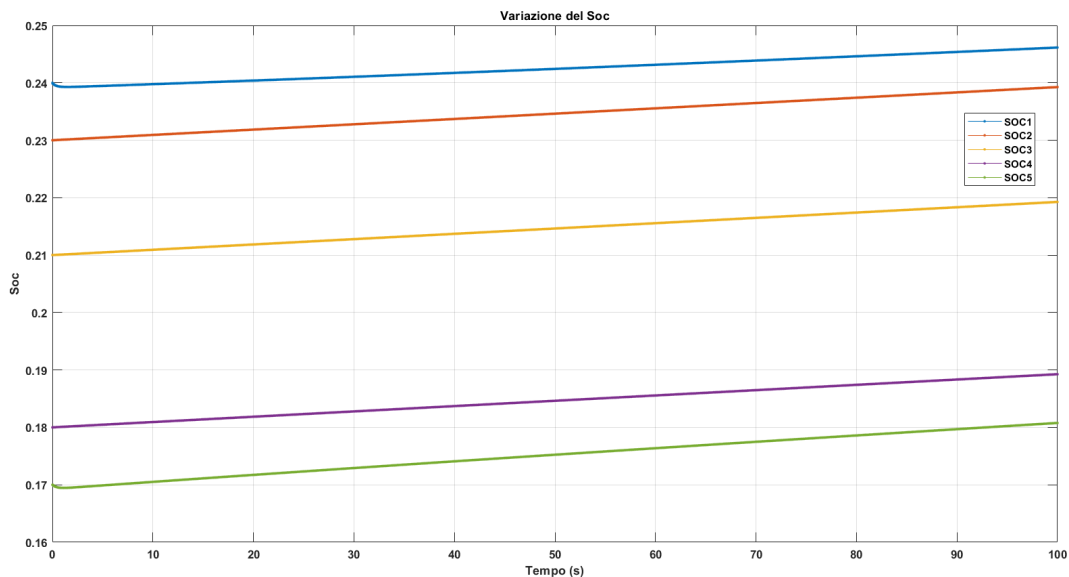


Figura 6.4: Andamento del SOC $T_c=100s$ $C=5F$.

In questo caso il sistema di celle in serie è attraversato da una corrente costante $I = 1A$. Come mostrato in figura 6.4, lo stato di carica di ogni cella aumenta, e nonostante la capacità del condensatore sia molto elevata rispetto ad applicazioni realistiche, la convergenza dei SOC è quasi irrilevante. Questo è dovuto al fatto che un tempo di simulazione pari $T_c = 100s$, è troppo basso per avere dei risultati tangibili.

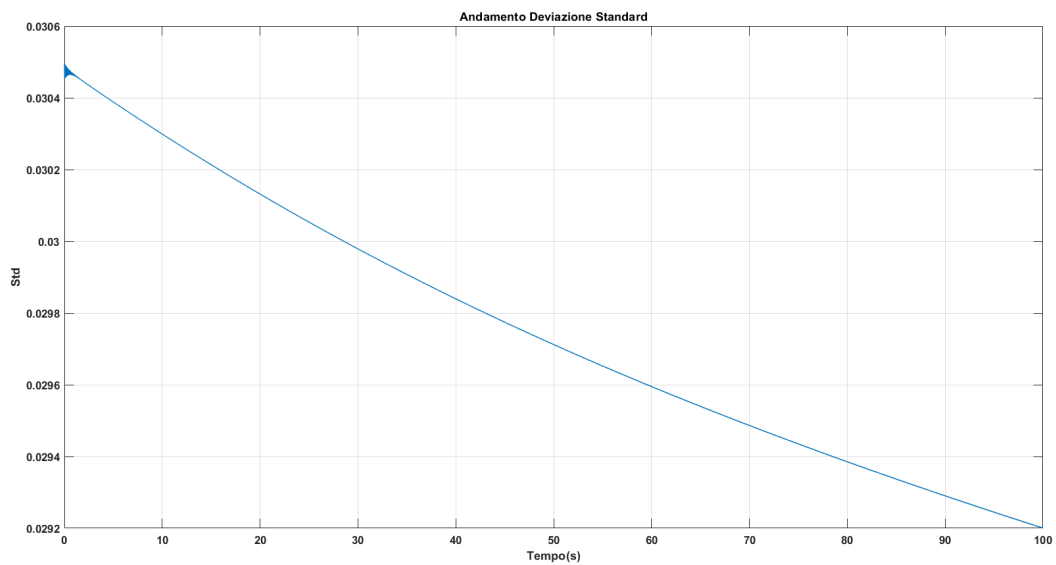


Figura 6.5: Andamento della Deviazione Standard $T_c=100s$ $C=5F$.

In realtà, dalla figura 6.5, emerge che la differenza dai SOC sta diminuendo, poichè la deviazione standard, seppur di poco, diminuisce.

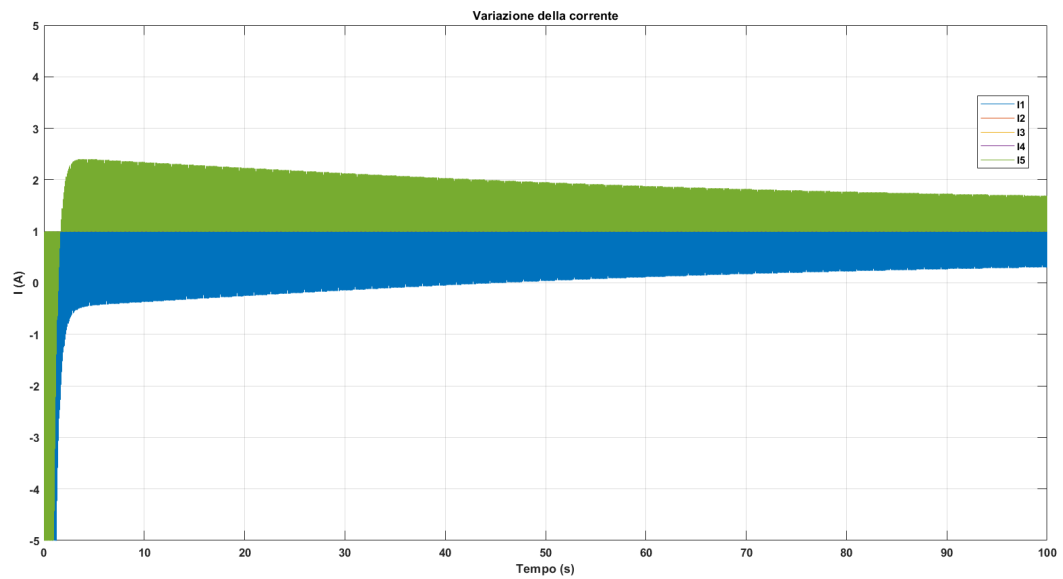


Figura 6.6: Andamento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$.

Come ci si aspetterebbe, dalla figura 6.6 si evidenzia che la corrente della cella più carica diminuisce, questo perchè, a sua volta carica il condensatore, e la corrente della cella meno carica, nell'arco temporale analizzato, aumenta.

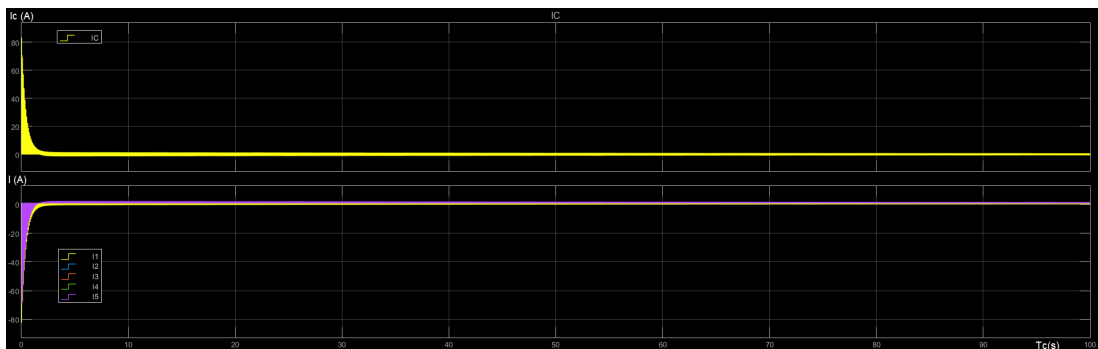


Figura 6.7: Andamento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

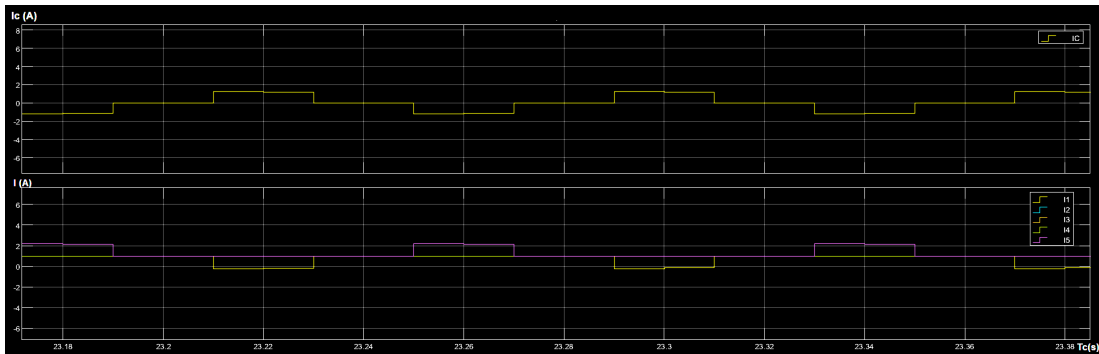


Figura 6.8: Ingrandimento della corrente $T_c=100s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

Come mostrato nella figura 6.7, e ne successivo ingrandimento della figura 6.8, il condensatore si carica a spese della cella più carica, cella 1, e si scarica sulla cella meno carica, cella 5.

6.1.2 Secondo caso di analisi

Il secondo caso di analisi prevede un aumento del tempo di simulazione $T_c = 3000s$.

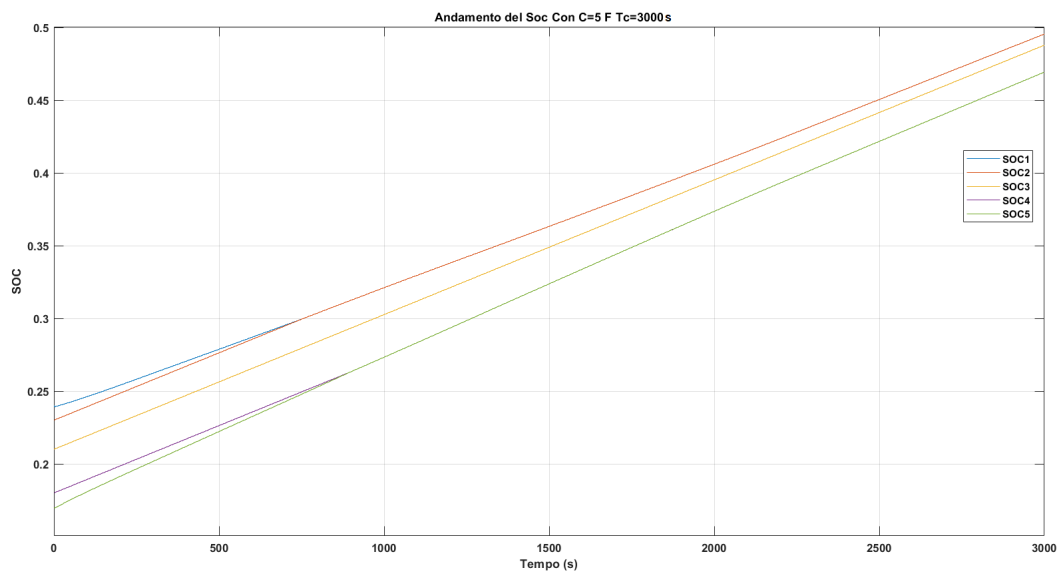


Figura 6.9: Andamento del SOC $T_c=3000s$ $C=5F$

Quello che si evince dall'analisi effettuata è che per $C \geq 0.5F$, questo parametro non influenza sensibilmente il bilanciamento. Invece per un tempo di simulazione $T_c = 3000s$, le celle 1 e 2 e le celle 4 e 5 risultano totalmente bilanciate, come si evince dall'andamento dello stato di carica riportato in figura 6.9.

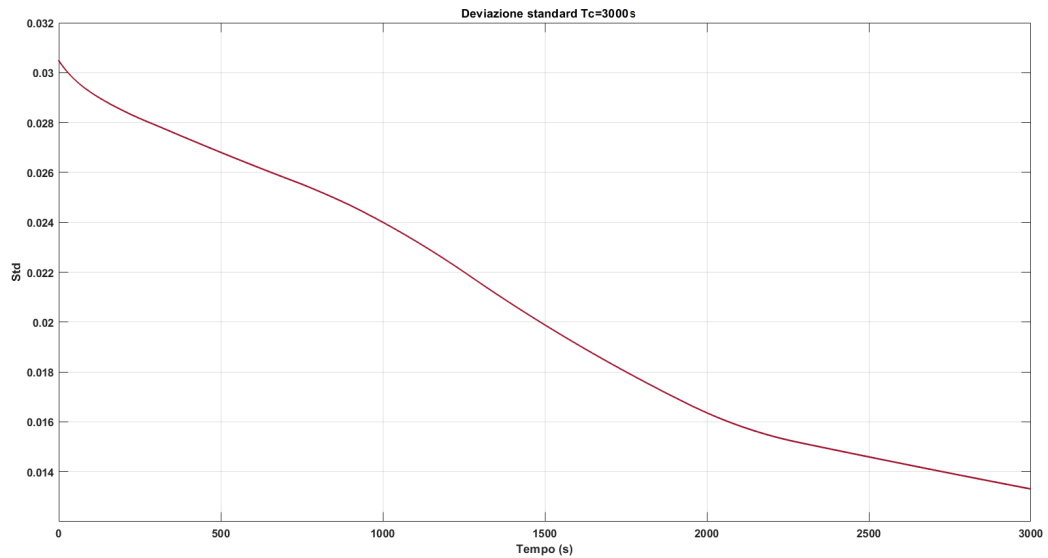


Figura 6.10: Andamento della Deviazione Standard Tc=3000s C=5F.

La deviazione standard, continua a diminuire, come mostrato in figura 6.10 sebbene si stia continuando a caricare l'intero pacco celle, il che implica che le celle si stanno bilanciando.

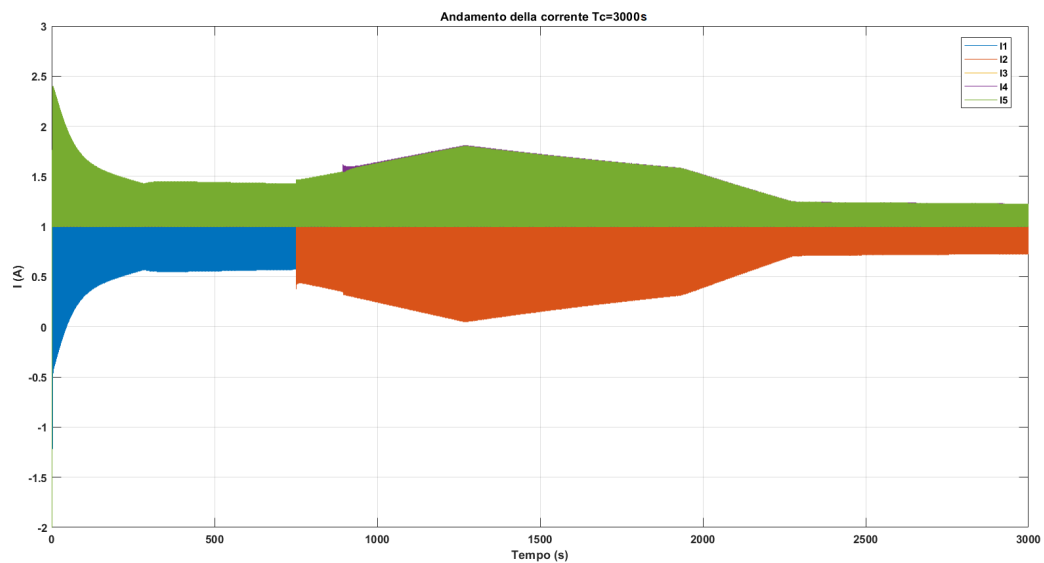


Figura 6.11: Andamento della corrente $T_c=3000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

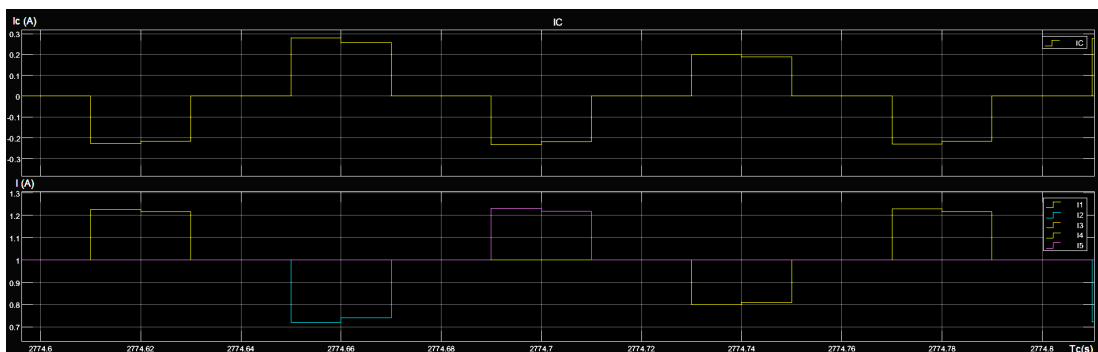


Figura 6.12: Ingrandimento della corrente $T_c=3000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

Come mostrato in figura 6.11 e nel successivo ingrandimento della figura 6.12, quando la cella 2 raggiunge un livello di stato di carica (SOC) superiore rispetto alle altre celle, a causa della scarica della cella 1 durante il processo di bilanciamento, viene utilizzata per caricare il condensatore. Successivamente, il condensatore trasferisce la carica alla cella 5, che si trova in uno stato di scarica più elevato. Durante il processo di bilanciamento tra le celle 4 e 5, il condensatore scarica temporaneamente anche sulla cella 5, poiché in quel momento i livelli di SOC delle due celle coincido-

no. Pertanto, la logica del BMS individua sia la cella 4 che la cella 5 come le celle più scariche. Tuttavia, una volta che la carica continua e le due celle mantengono una differenza di SOC inferiore all'1 %, la cella 5 continua a ricevere la carica dal condensatore, mantenendola così in uno stato di carica leggermente più elevato rispetto alla cella 4.

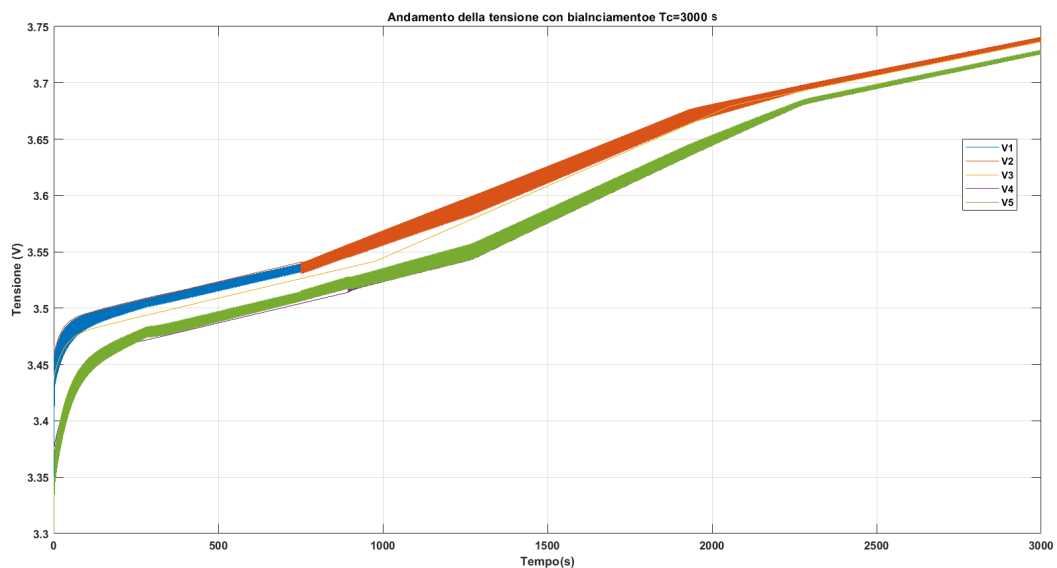


Figura 6.13: Andamento della tensione $T_c=3000s$ $C=5F$.

Poiché lo stato di carica e la tensione di una batteria sono strettamente correlati, il bilanciamento del SOC porta naturalmente a un'equilibratura della tensione, come mostrato in figura 6.18. Una tensione uniforme tra le celle indica che ciascuna cella ha una quantità di carica simile. Ciò significa che la batteria può operare in modo più efficiente e con una maggiore durata complessiva.

6.1.3 Terzo caso di analisi

L'ultimo caso di analisi prevede un tempo di simulazione $T_c = 6000s$.

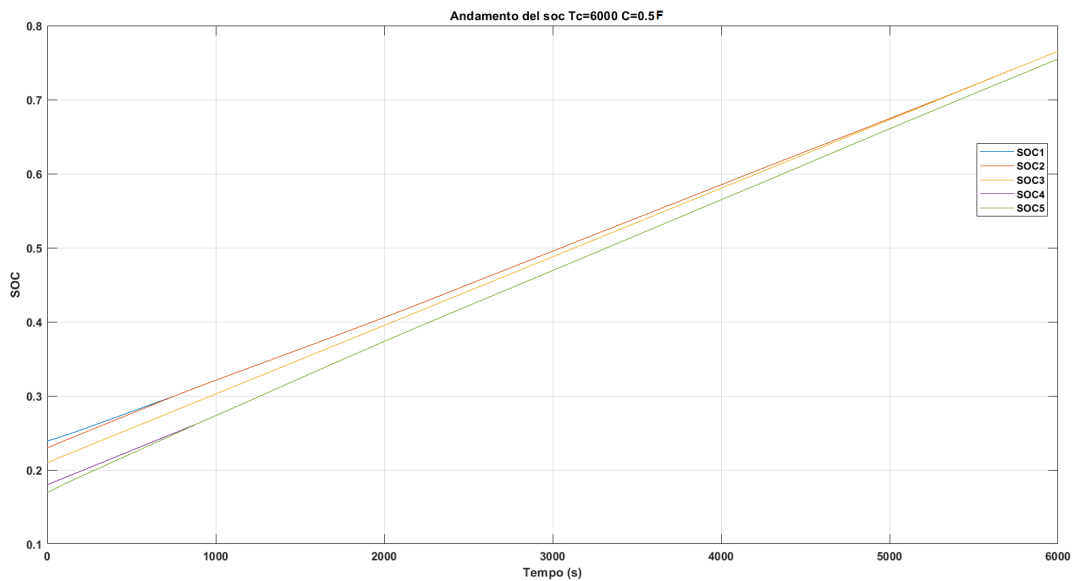


Figura 6.14: Andamento del SOC $T_c=6000s$ $C=5F$.

Dall figura 6.14, si evince che aumentando il tempo di simulazione si bilanciano non solo la cella 1 e 2 e 4 e 5, ma anche la 2 e la 3. Per cui nel complesso la cella 1, 2 e 3 risultano avere lo stesso stato di carica. Aumentando ulteriormente il tempo di simulazione dunque, tutte le celle risulterebbero bilanciate, e questo dimostra che la logica implementata risponde alle esigenze richieste.

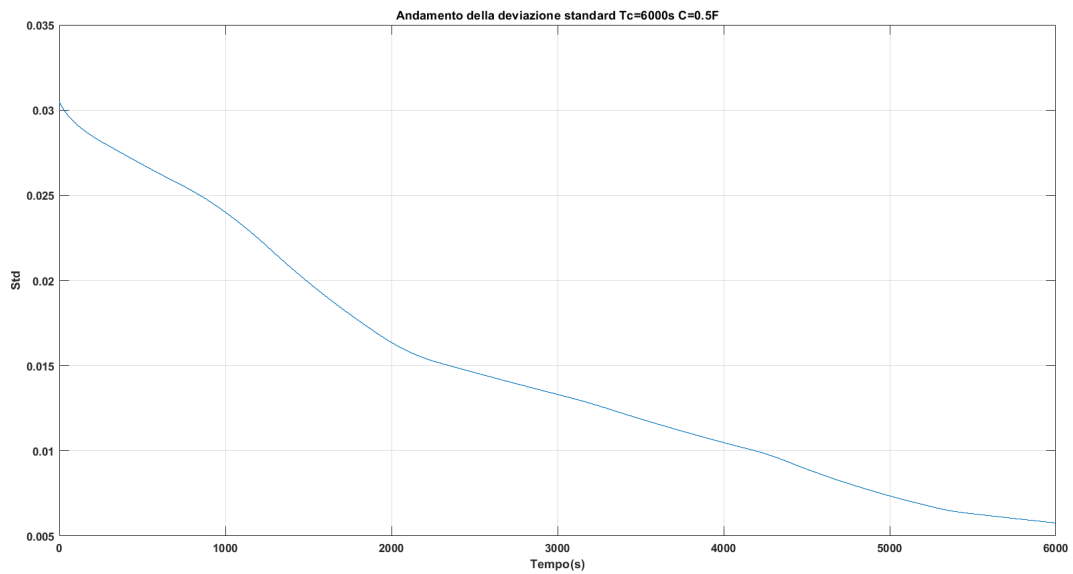


Figura 6.15: Andamento della Deviazione Standard Tc=6000s C=5F.

La deviazione standard continua a diminuire, coerentemente con il bilanciamento ancora in atto e dunque la diminuzione della differenza tra i vari SOC, come mostrato in figura 6.15.

Nelle figure 6.16 e 6.17 sono riportati rispettivamente l'andamento della corrente nelle varie celle, e l'ingradimento di questa insieme all'andamento della corrente nel condensatore, per evidenziare come quest'ultimo si scarichi e si carichi in funzione della carica che circola all'interno delle celle.

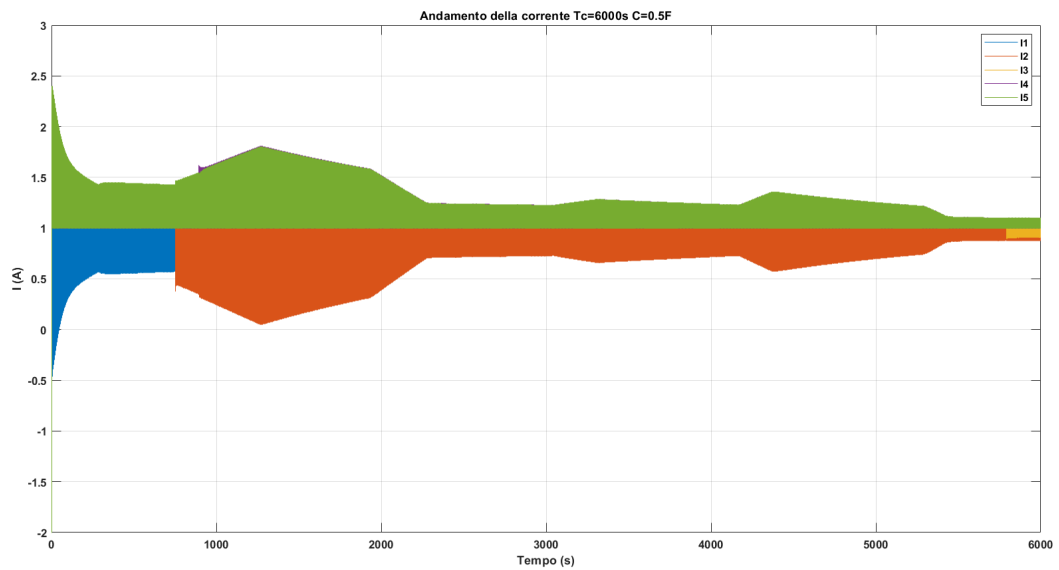


Figura 6.16: Andamento della corrente $T_c=6000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

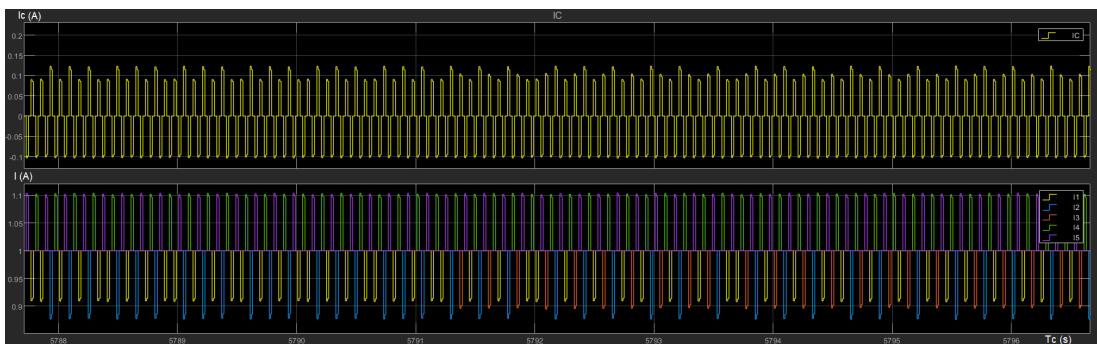


Figura 6.17: Ingrandimento della corrente $T_c=6000s$ $C=5F$ nelle celle e nel condensatore.

Infine, si noti, dalla figura 6.18, come il bilanciamento influisca positivamente sulla distribuzione uniforme della tensione tra le celle, rispetto al caso senza bilanciamento mostrato in figura 6.3.

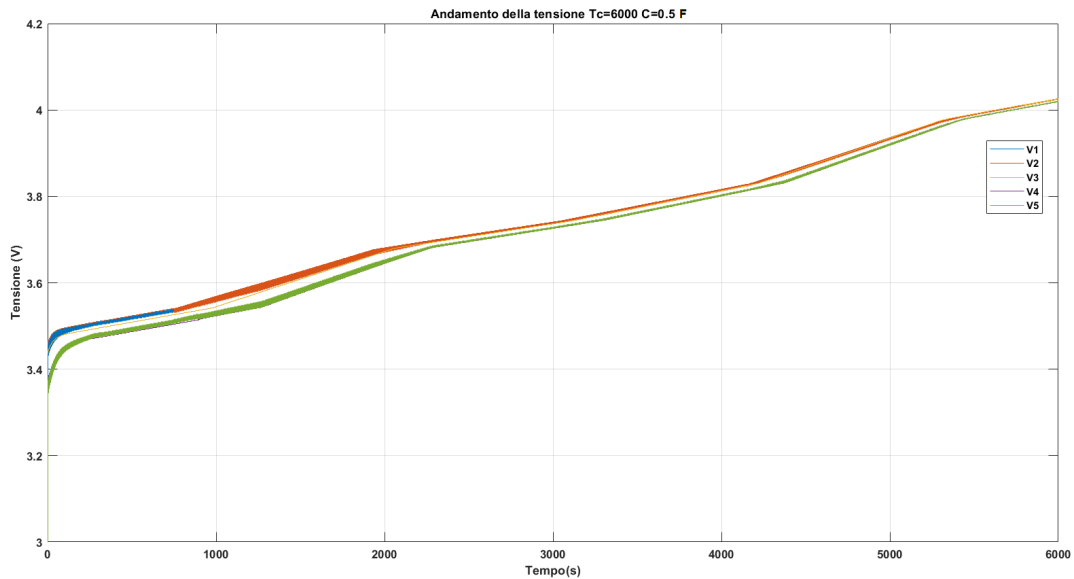


Figura 6.18: Andamento della tensione $T_c=6000$ s $C=5$ F.

6.2 Bilanciamento multi-condensatore

In questa sezione, saranno presentati i risultati derivanti dall'implementazione del modello di bilanciamento attivo che sfrutta più condensatori in serie. Questi risultati verranno poi confrontati con quelli ottenuti utilizzando il bilanciamento a singolo condensatore.

Nonostante i SOC iniziali siano differenti rispetto al caso con singolo condensatore, la differenza assoluta tra i singoli SOC corrisponde a quella definita nel bilanciamento a singolo condensatore. Questo confronto fornisce una panoramica dettagliata sull'efficacia relativa dei due approcci di bilanciamento.

In questo caso non verranno effettuate più prove con un diverso tempo di simulazione, ma si cercherà il tempo tale per cui tutte le celle risultano perfettamente bilanciate, con una capacità del condensatore pari a $C = 1e - 3F$, valore nettamente inferiore rispetto al caso precedente e più realistico.

$$\begin{aligned}
 Soc_{01} &= 0.74 \\
 Soc_{02} &= 0.75 \\
 Soc_{03} &= 0.73 \\
 Soc_{04} &= 0.71 \\
 Soc_{05} &= 0.69
 \end{aligned}
 \tag{6.2}$$

Nell'equazione 6.2, vengono riportati i valori di stato di carica iniziale delle 5 celle in serie.

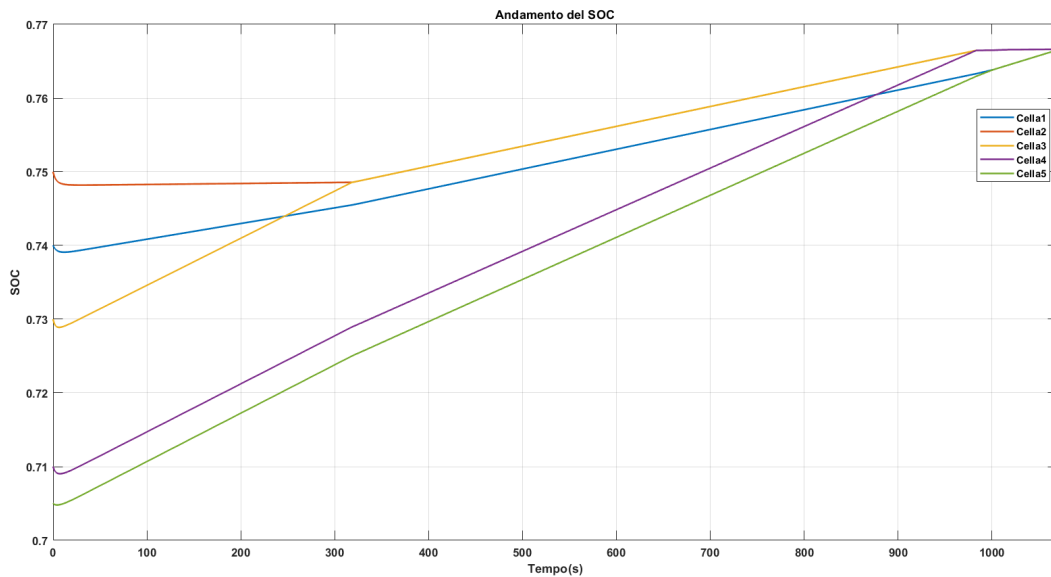


Figura 6.19: Andamento del SOC.

Secondo la logica implementata, ogni cella dovrebbe bilanciare la sua rispettiva cella adiacente. Con il progredire della simulazione, considerando che ogni cella è adiacente a due altre celle, si raggiungerà un punto in cui tutte le celle avranno lo stesso stato di carica.

Come evidenziato nella figura 6.19, dopo poco più di 300 secondi, le celle 2 e 3 risultano bilanciate. La cella 3 si bilancia con la 4 dopo quasi 1000 secondi, mentre la 1 si bilancia con la 5 grazie al condensatore posto in parallelo. Quindi, per $t = 1000$ secondi, si osservano due trend distinti: la linea viola rappresentante l'andamento del

SOC delle celle 2, 3 e 4 e quella verde, indicativa del SOC per le celle 1 e 5. Al tempo $T = 1070s$, tutte le celle risultano perfettamente bilanciate.

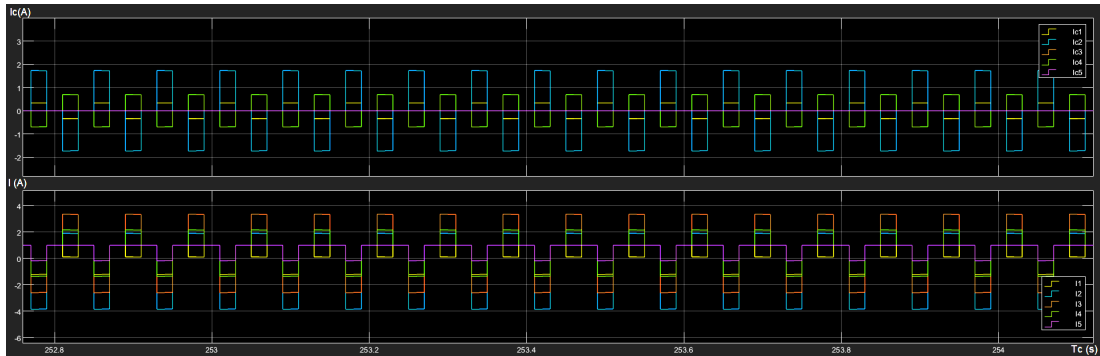


Figura 6.20: Ingrandimento andamento correnti celle e condensatori.

Nella figura 6.20 viene mostrato l'andamento delle correnti all'interno delle celle e dei condensatori. I singoli condensatori si caricano e si scaricano contemporaneamente rispetto alle celle a cui sono collegati, garantendo un'uniformità maggiore nella distribuzione della carica.

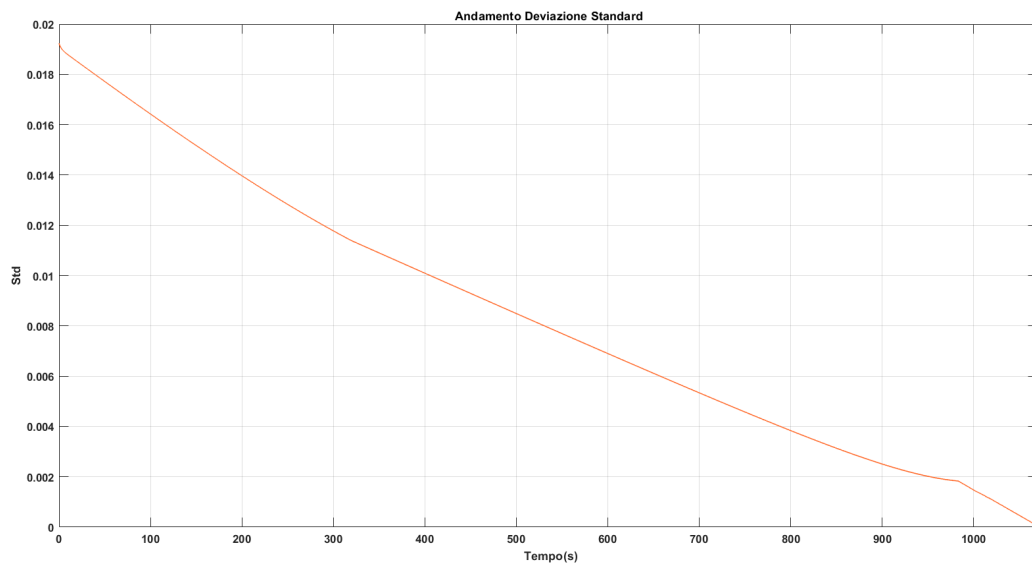


Figura 6.21: Andamento della deviazione standard.

Nella figura 6.21, viene mostrato l'andamento della deviazione standard tra le 5 celle. Questa diminuisce fino a portarsi a 0, a dimostrazione del fatto che le celle sono perfettamente bilanciate.

6.3 Confronto tra le due configurazioni

Si riporta di seguito, l'andamento della deviazione standard nel caso di bilanciamento con singolo condensatore, considerando un tempo di simulazione $T_c = 1000s$.

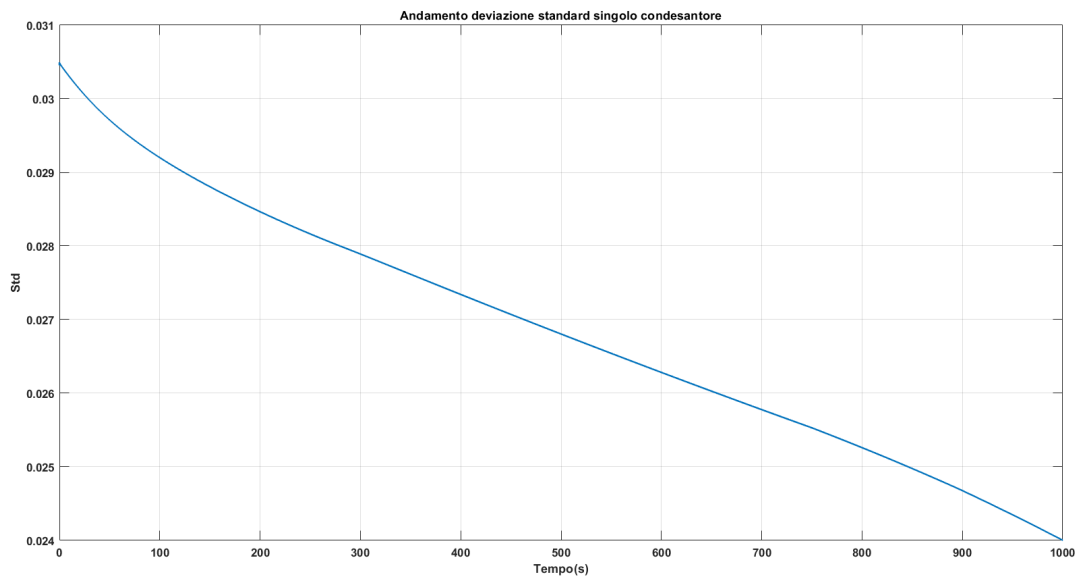


Figura 6.22: Andamento della deviazione standard singolo condensatore.

Confrontando le figure 6.21 e 6.22, si osserva che nel caso del bilanciamento con singolo condensatore, la deviazione standard si riduce di 0.006, mentre nel caso del bilanciamento con multi-condensatore, essa diminuisce di 0.018, ossia tre volte di più rispetto al caso del singolo condensatore.

Questo confronto mette in evidenza come, a parità di tempi operativi, il bilanciamento con multi-condensatore risulti notevolmente più efficace nel ridurre la differenza tra gli stati di carica delle celle rispetto all'approccio con singolo condensatore.

Per ottenere un dato oggettivo di comparazione tra le due configurazioni di bilanciamento, viene introdotto un indice che consente di valutare l'efficacia di ciascuna metodologia. A tal fine, è stato introdotto l'indice di bilanciamento I_{bil} , un parametro calcolato come rapporto tra i tempi operativi necessari per ciascuna configurazione al fine di raggiungere una delta in termini di variazione standard pari a 0.01.

Si indica con t_1 , il tempo che impiega la configurazione con singolo condensatore ad avere una riduzione della deviazione standard di 0.01, e con t_2 , il tempo impiegato dalla configurazione multi condensatore per arrivare allo stesso risultato.

Dalla simulazione emerge che:

$$\begin{aligned} t_1(\Delta\sigma = 0.01) &= 1423s \\ t_2(\Delta\sigma = 0.01) &= 452s \end{aligned} \quad (6.3)$$

Effettuando il rapporto tra i due valori riportati nell'equazione 6.3:

$$I_{bil} = \frac{t_1}{t_2} = 3.148 \quad (6.4)$$

Pertanto dell'equazione 6.4, emerge che la configurazione con singolo condensatore, per avere una riduzione della differenza di stato di carica tra le celle pari a 0.01, impiega un tempo 3 volte maggiore rispetto a quello impiegato dalla configurazione multi-condensatore.

Esaminando i risultati ottenuti nelle due configurazioni di bilanciamento - singolo condensatore e multi-condensatore - emerge chiaramente la maggiore efficienza dell'approccio multicondensatore. In questo contesto, tutte le celle vengono bilanciate in modo più rapido e con una minore richiesta di capacità complessiva dei condensatori. Questo indica che l'uso di più condensatori per bilanciare le celle è una scelta più efficiente rispetto al bilanciamento a singolo condensatore. La capacità del sistema multi-condensatore di bilanciare le celle in modo più veloce ma con una maggiore richiesta di componentistica lo rende una soluzione altamente vantaggiosa per applicazioni che richiedono prestazioni ottimali e un'elevata efficienza energetica.

6.4 Sviluppo di logiche di BMS

In questa sezione ci si focalizza sulla diagnosi del sistema di Battery Management System attraverso due test distinti che portano la batteria in condizione di sovraccarica, sovra-scarica, sovratensione e sottotensione. In entrambi i test, il modello viene sottoposto a un profilo di corrente in ingresso caratterizzato da valori che superano le soglie predefinite riportate nell'equazione 6.5. L'obiettivo principale di questi test è osservare e analizzare la risposta del BMS di fronte a queste condizioni estreme. Mediante questa analisi, è possibile valutare l'efficacia delle logiche implementate nel rilevare e gestire situazioni di sovraccarico o sottoscarica, garantendo così la sicurezza e l'efficienza del sistema di gestione della batteria.

$$\begin{aligned}I_{max_{char}} &= 14.7A \\I_{max_{disch}} &= 9.8A \\V_{max_{mod}} &= 25V \\V_{cutoff} &= 9.8V\end{aligned}\tag{6.5}$$

Nell'equazione 6.5, $I_{max_{char}}$, $I_{max_{disch}}$, $V_{max_{mod}}$, V_{cutoff} , stanno a indicare rispettivamente la corrente massima di carica e di scarica e la tensione massima e minima per modulo.

Nella figura 6.23, si riporta il profilo di corrente in input al modello batteria. Si ricorda che essendo il modello composto da sei moduli in parallelo, la corrente verrà splittata per ogni modulo.

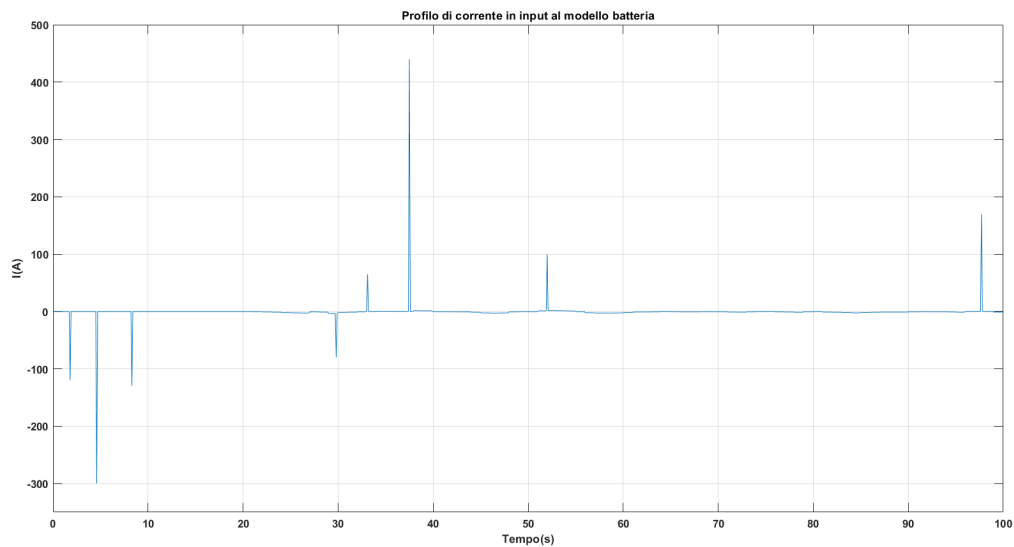


Figura 6.23: Profilo di corrente in input.

All'interno di ogni modulo circola un profilo di corrente in cui puntualmente alcuni valori superano i limiti prestabiliti, come mostrato in figura 6.24. Questo fenomeno può verificarsi per diversi motivi, come variazioni nella richiesta di energia o picchi di consumo improvvisi. In generale, un'elevata corrente in ingresso può causare un aumento della temperatura della batteria, rischiando danni permanenti o addirittura l'incendio della batteria stessa.

Qualora si avessero correnti elevate in continuo, il processo di degrado della batteria accelererebbe, riducendone la vita utile e compromettendo le prestazioni complessive del sistema. Inoltre, situazioni di sovraccarico possono causare malfunzionamenti nei componenti elettronici collegati alla batteria, compromettendo il funzionamento dell'intero sistema.

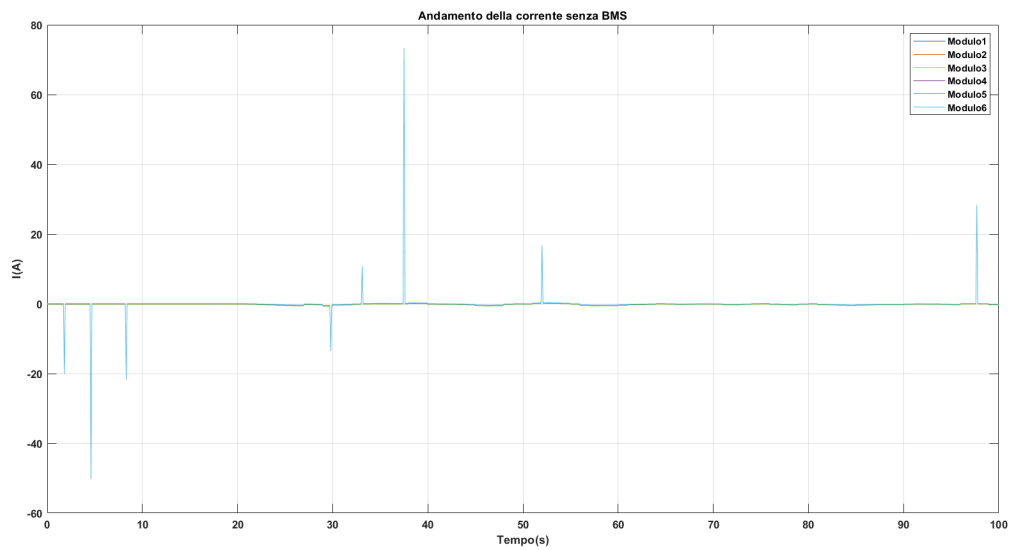


Figura 6.24: Andamento della corrente senza BMS.

Un valore anomalo in termini di corrente, comporta conseguentemente la stessa anomalia in termini di tensione, come mostrato in figura 6.25.

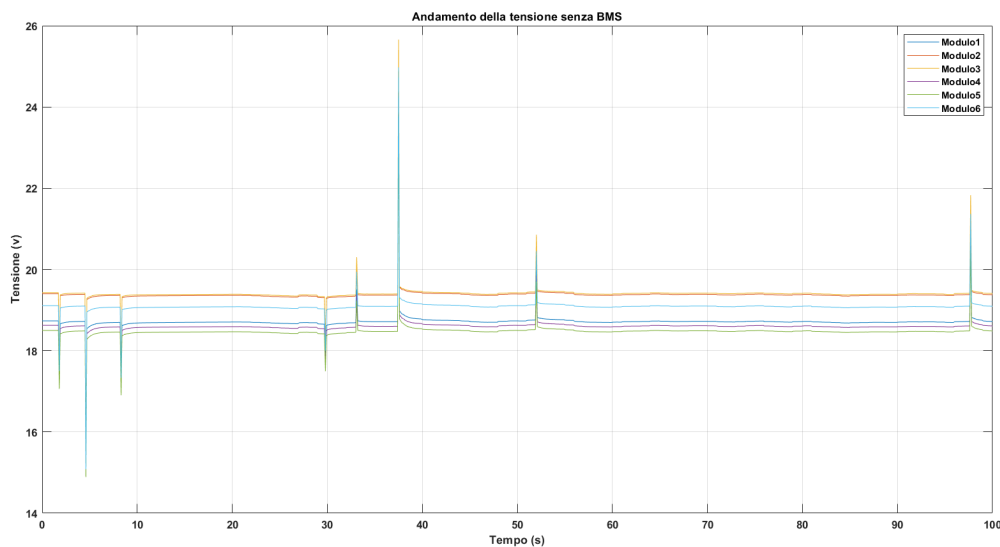


Figura 6.25: Andamento della tensione senza BMS.

Introducendo l'intervento del BMS, questo riconduce i valori anomali, alle condizioni massime previste dal modello batteria in esame. Per cui ci aspetta che il valore massimo di corrente di carica sia limitato a 14.7 A così come quello di scarica a 9.8 A.

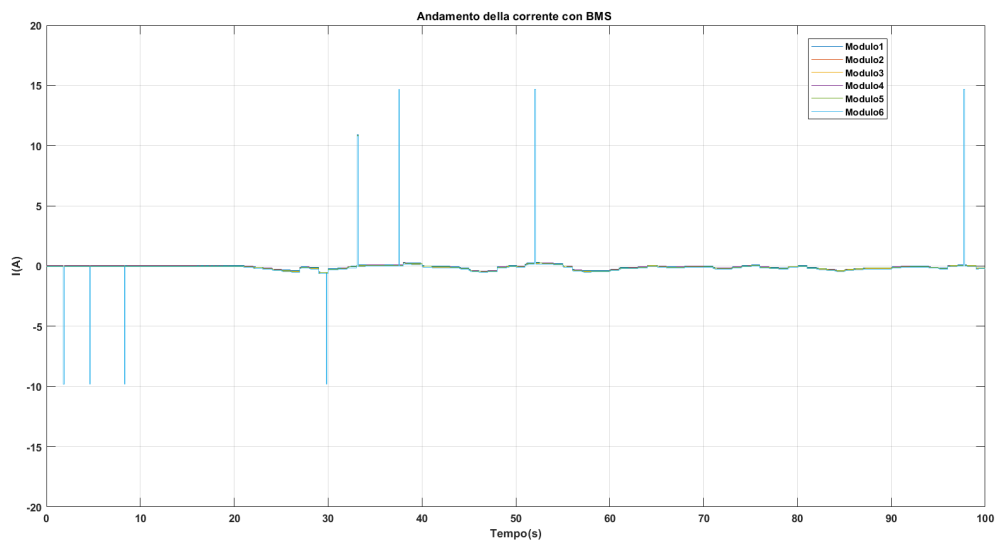


Figura 6.26: Andamento della corrente con BMS.

Come riportato in figura 6.27, il BMS interviene sulla condizione di Fault, attuando le logiche previste dall'algoritmo implementato e limitando dunque la corrente in input.

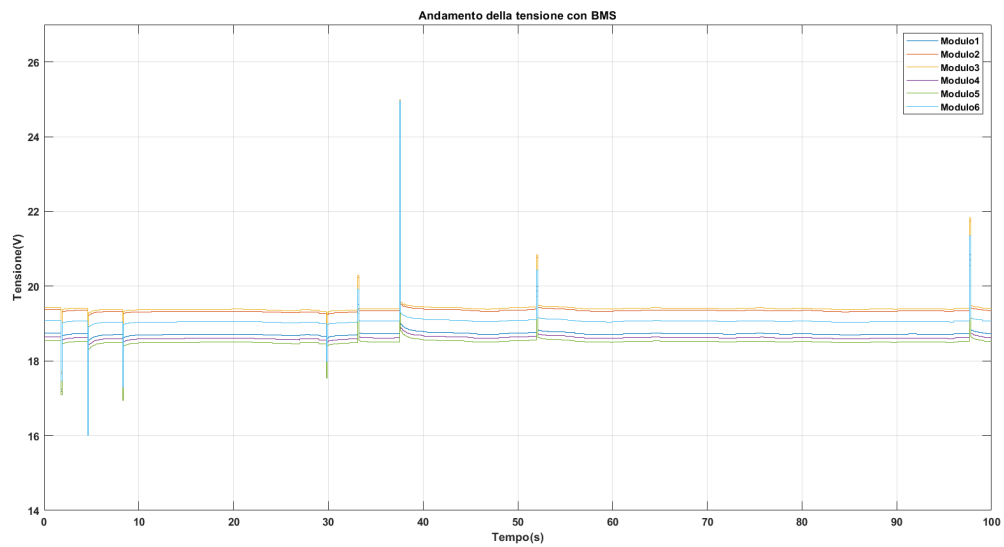


Figura 6.27: Andamento della tensione con BMS

Anche la tensione viene limitata ai suoi valori di soglia, come mostrato in figura 6.27, evitando dunque situazioni di sovratensione o sottotensione, la quale ad esempio riduce la capacità di erogazione della batteria, influenzando negativamente le prestazioni dell'apparecchiatura alimentata dalla batteria. In alcuni casi, una sottotensione eccessiva può portare a un'interruzione totale dell'alimentazione, causando arresti improvvisi o guasti dei dispositivi alimentati dalla batteria.

Capitolo 7

Conclusioni

La ricerca condotta ha prodotto risultati significativi nel campo dello sviluppo di un sistema avanzato per il monitoraggio e la gestione delle batterie agli ioni di litio nei veicoli elettrici. Attraverso l'implementazione di un modello batteria composto da sei moduli in parallelo, il lavoro si è concentrato sull'obiettivo principale di sviluppare un efficiente Battery Management System (BMS) che possa garantire una gestione ottimale della batteria.

L'integrazione del sistema di bilanciamento delle celle ha dimostrato di essere cruciale per ottimizzare la gestione a lungo termine della batteria.

Uno dei risultati principali della ricerca è emerso dall'analisi comparativa tra due configurazioni di bilanciamento delle celle: una con singolo condensatore e l'altra con più condensatori, corrispondenti al numero di celle. È stato osservato che la seconda configurazione ha mostrato vantaggi significativi rispetto alla prima, riducendo tempi operativi e garantendo una distribuzione più uniforme della carica.

Con un indice di bilanciamento pari a $I_{bil} = 3.148$, la seconda configurazione dimostra di effettuare il processo di bilanciamento delle celle in un tempo significativamente inferiore rispetto alla prima configurazione.

Di contro, l'aggiunta di più condensatori al sistema aumenta la complessità del sistema stesso, richiedendo un maggiore numero di componenti. Inoltre può comportare un costo più elevato rispetto a un approccio con un singolo condensatore, a causa del costo aggiuntivo dei componenti e della loro implementazione. L'installazione di più condensatori può richiedere più spazio fisico all'interno del veicolo o del dispositivo

in cui sono installati, il che potrebbe rappresentare una limitazione in termini di design e ingombro.

Dopodichè, è stato evidenziato che il BMS sviluppato è in grado di monitorare con precisione lo stato di carica della batteria e di rilevare tempestivamente condizioni operative critiche come sovraccarico, sovratensione e sottotensione. I test condotti hanno confermato l'efficacia del sistema nel garantire una protezione tempestiva della batteria e nel gestire situazioni di pericolo in modo efficiente.

In conclusione, i risultati ottenuti sottolineano l'importanza di adottare un approccio integrato e sofisticato nella gestione delle batterie nei veicoli elettrici, al fine di massimizzare le prestazioni, garantire la sicurezza e prolungare la durata della batteria stessa. Questi risultati contribuiscono significativamente alla promozione della diffusione dei veicoli elettrici, offrendo un contributo tangibile verso una mobilità più sostenibile e orientata al futuro.

Bibliografia

- [1] BWorld Robot Control Software. <https://insideevs.it/news/701856/celle-prismatiche-batterie-ioni-litio/>, 2008. [Online; accessed 09-March-2024].
- [2] [/https://farelettronica.it/batterie-al-litio-tecnologia-costi-2](https://farelettronica.it/batterie-al-litio-tecnologia-costi-2).
- [3] Lucia Gauchia Pawel P. Malysz and Hong H. Yang. Fundamentals of electric energy storage systems.
- [4] Masataka Wakihara. Recent developments in lithium ion batteries. *Materials Science and Engineering: R: Reports*, 33(4):109–134, 2001.
- [5] M Broussely, JP Planchat, G Rigobert, D Virey, and G Sarre. Lithium-ion batteries for electric vehicles: performances of 100 ah cells. *Journal of power sources*, 68(1):8–12, 1997.
- [6] Yaosen Tian, Guobo Zeng, Ann Rutt, Tan Shi, Haegyeom Kim, Jingyang Wang, Julius Koettgen, Yingzhi Sun, Bin Ouyang, Tina Chen, et al. Promises and challenges of next-generation “beyond li-ion” batteries for electric vehicles and grid decarbonization. *Chemical reviews*, 121(3):1623–1669, 2020.
- [7] Gregory L. Plett. Battery management system, volume i, battery modeling. *Artech House 685 Canton Street Norwood, MA 02062*, 2015.
- [8] Carla Menale Roberto Bubbico, Viviana Greco. Applicazione di metodologie standardizzate di analisi di rischio a sistemi di accumulo elettrochimico al fine di identificare le principali condizioni di pericolo, e definizione della procedura di

- applicazione a sistemi di accumulo realizzati con tecnologie litio-ione. *Ricerca di Sistema Elettrico*, 2016].
- [9] Erik Schaltz Seyed Saeed Madani and Søren Knudsen Kær. An electrical equivalent circuit model of a lithium titanate oxide battery. *Department of Energy Technology, Aalborg University, DK-9220 Aalborg, Denmark; esc@et.aau.dk (E.S.); skk@et.aau.dk (S.K.K.)*, 13 March 2019.
- [10] Pravesh Sanghvi Robyn Jackey, Michael Saginaw and Javier Gazzarri. Battery model parameter estimation using a layered technique: An example using a lithium iron phosphate cell. *The MathWorks*, 2013.
- [11] Quang Dinh Pedro Ascencio James Marco Cheng Zhang, Walid Allafi. Online estimation of battery equivalent circuit model parameters and state of charge using decoupled least squares technique. *WMG, The University of Warwick, Coventry, CV4 7AL, United Kingdom*, October 2017.
- [12] Hartmut Hinz. Comparison of lithium-ion battery models for simulating storage systems in distributed power generation. *Faculty of Computer Science and Engineering, Frankfurt University of Applied Sciences, 60318 Frankfurt/Main, Germany; hhinz@fb2.fra-uas.de; Tel.: +49-69-1533-2277*, August 2019;.
- [13] Jason B. Siegel¹ Anna G. Stefanopoulou² Yi Ding² Xinfan Lin¹, Hector E. Perez and Matthew P. Castanier. Parameterization and observability analysis of scalable battery clusters for onboard thermal management. *Department of Mechanical Engineering, University of Michigan, Ann Arbor, Michigan, 48109 - USA*
2 U.S. Army Tank Automotive Research, Development, and Engineering Center (TARDEC), Warren, Michigan, 48397, USA.
- [14] "Ozgür" Ekici S. Çağlar ~ Başlamış,lı Murat Koksal Ali Amini, Tanılay Özdemir. A thermal model for li-ion batteries operating under dynamic conditions. *Department of Mechanical Engineering, Hacettepe University, 06800, Beytepe, Ankara, Turkey, Applied Thermal Engineering* 185 (2021).
- [15] Mostafa Ahmed Balakumar Balasingam and Krishna Pattipati. Battery management systems—challenges and some solutions. *Department of Electrical*

- and Computer Engineering, University of Windsor, 401 Sunset Ave., Office3051, Windsor, ON N9B3P4, Canada; ahmed168uwindsor.ca, June 2020.*
- [16] Gregory L. Plett. Battery management systems volume ii. 2016 Artech House.
- [17] Zhang Jin-ding. A precise voltage measuring method of a single cell in li-ion battery. *Chinese Journal of Power Sources*, 2012.
- [18] A. Hussein and A. Fardoun. An adaptive sensorless measurement technique for internal temperature of li-ion batteries using impedance phase spectroscopy. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56:3043–3051, 2020.
- [19] S. Tong e Matthew P. Klein e JW Park. Online voltage open-circuit optimization of the battery for improved estimation of state of charge and state of health. *Journal of Power Sources*, 293:416–428.
- [20] Jianqiu Li Jianfeng Hua Minggao Ouyang Languang Lu, Xuebing Han. A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric. *Journal of Power Sources journal homepage: www.elsevier.com/locate/jpowsour*, November 2012.
- [21] Yuan Zou, Xiaosong Hu, Hongmin Ma, and Shengbo Eben Li. Combined state of charge and state of health estimation over lithium-ion battery cell cycle lifespan for electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 273:793–803, 2015.
- [22] J. Nanda, J. Remillard, A. O’neill, D. Bernardi, Tina J Ro, K. Nietering, Joo-Young Go, and Ted Miller. Local state-of-charge mapping of lithium-ion battery electrodes. *Advanced Functional Materials*, 21, 2011.
- [23] Zhe Li. Study of lifepo4 battery performance in pure ev. *PhD dissertation, Beijing, Tsinghua University, (June 2011).*
- [24] X. Tan, Di Zhan, P. Lyu, Jun Rao, and Yuqian Fan. Online state-of-health estimation of lithium-ion battery based on dynamic parameter identification at multi timescale and support vector regression. *Journal of Power Sources*, 2020.

- [25] Jinpeng Tian, R. Xiong, and Quanqing Yu. Fractional-order model-based incremental capacity analysis for degradation state recognition of lithium-ion batteries. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66:1576–1584, 2019.
- [26] Tiezhou Wu, Feng Ji, Li Liao, and Chang Chun. Voltage-soc balancing control scheme for series-connected lithium-ion battery packs. *Journal of Energy Storage*, 2019.
- [27] T. Ohzuku, A. Ueda, N. Yamamoto, and Yasunobu Iwakoshi. Factor affecting the capacity retention of lithium-ion cells. *Journal of Power Sources*, 54:99–102, 1995.
- [28] Erika Loniza, Johanes Andriano Situmorang, Dwi Dharma Arta Kusuma, A. Cahyadi, and O. Wahyunggoro. Passive balancing of battery lithium polymer using shunt resistor circuit method. 1755:090011, 2016.
- [29] Nikolay Vikhorev, Andrey Kurkin, Dmitriy Aleshin, Danil Ulyanov, Maksim Konstantinov, and Andrey Shalukho. Battery dynamic balancing method based on calculation of cell voltage reference value. *Energies*, 16(9), 2023.
- [30] Changhao Piao, Zhaoguang Wang, Ju Cao, Wei Zhang, and Lu Sheng. Lithium-ion battery cell-balancing algorithm for battery management system based on real-time outlier detection. *Mathematical Problems in Engineering*, 2015:1–12, 2015.
- [31] Yuanmao Ye, K. Cheng, Y. Fong, X. Xue, and Jiongkang Lin. Topology, modeling, and design of switched-capacitor-based cell balancing systems and their balancing exploration. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32:4444–4454, 2017.
- [32] Noshin Omar Peter van den Bossche Mohamed Daowd, Mailier Antoine and Joeri van Mierlo. Single switched capacitor battery balancing system enhancements. *Energies*, 2013.
- [33] Zhao Wangbin, Huang Jun, C. Haitao, L. Huiying, Wu Chunyu, and Li Minghao. An active balance circuit applied to lithium ion battery packs. *2018 IEEE 4th In-*

-
- ternational Conference on Control Science and Systems Engineering (ICCSSE)*, pages 227–230, 2018.
- [34] Ganesh N, Gaurav Yadav, and Gowrishankara Ck. Analysis and implementation of inductor based active battery cell balancing topology. *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pages 1–6, 2020.
- [35] A. K. Sadigh, V. Dargahi, and K. Corzine. New active capacitor voltage balancing method for flying capacitor multicell converter based on logic-form-equations. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64:3467–3478, 2017.
- [36] C. Pinto, J. Barreras, E. Schaltz, and R. Araújo. Evaluation of advanced control for li-ion battery balancing systems using convex optimization. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7:1703–1717, 2016.