

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

Sistemi di accumulo a batteria: tecnica di controllo predittivo per l'interazione con la rete di distribuzione

Relatore:

Prof. Gianfranco Chicco

Candidato:

Danilo Volpe

Marzo 2025

Abstract

L'integrazione delle energie rinnovabili nelle reti di distribuzione rappresenta una delle principali sfide per il sistema elettrico moderno. La natura intermittente delle fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico, rende necessaria l'adozione di sistemi di accumulo energetico per garantire stabilità, affidabilità e continuità del servizio.

In questo lavoro di tesi vengono inizialmente analizzate le principali soluzioni di stoccaggio energetico attualmente disponibili, con un approfondimento particolare sulle batterie litio-ioni.

Successivamente, viene studiato il ruolo dei sistemi di accumulo a batteria in una rete di distribuzione, considerando due scenari distinti. Nel primo, il sistema di accumulo viene utilizzato per l'arbitraggio energetico e il controllo della tensione. Nel secondo, invece, l'arbitraggio energetico viene combinato con la correzione locale del fattore di potenza.

Per ottimizzare il funzionamento complessivo della rete, è stata implementata una tecnica di controllo predittivo, nota come Model Predictive Control (MPC), attraverso codice MATLAB.

I risultati ottenuti dimostrano come l'impiego dei sistemi di accumulo possa generare benefici economici, garantendo al tempo stesso il rispetto dei vincoli di rete.

Indice

Elenco delle tabelle	VII
Elenco delle figure	IX
Acronimi	XIII
1 Introduzione	1
2 Sistemi di accumulo	3
2.1 L'evoluzione del sistema elettrico di potenza	3
2.2 Classificazione dei sistemi di accumulo	4
2.2.1 Sistemi di accumulo meccanico	4
2.2.2 Sistemi di accumulo elettrico	9
2.2.3 Sistemi di accumulo termico	11
2.2.4 Sistemi di accumulo elettrochimico	12
2.3 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico	17
3 Batterie litio-ioni	23
3.1 Parametri prestazionali delle batterie litio-ioni	25
3.1.1 Rendimento	25
3.1.2 Capacità della batteria	27
3.1.3 Energia specifica e potenza specifica	28
3.1.4 Vita utile e fenomeni di invecchiamento	29
3.1.5 Tasso di auto-scarica	31
3.1.6 Costi di investimento ed esercizio	32
3.2 Comportamento dinamico	33
3.2.1 Metodi di carica delle batterie	34
3.2.2 Circuito equivalente	37

4	Architettura tipica di un BESS	45
4.1	Gestione e controllo di un BESS	45
4.2	Sistema di gestione della batteria	46
4.3	Sistema di conversione dell'energia	48
4.3.1	Configurazione a singolo stadio	50
4.4	Sistema di gestione dell'energia	52
5	Model predictive control	55
5.1	Contesto e obiettivi dello studio	55
5.2	Model predictive control	56
5.2.1	MPC lineare	59
5.2.2	MPC non lineare	61
6	Arbitraggio energetico e controllo della tensione	63
6.1	Formulazione del problema di ottimizzazione	63
6.1.1	Dinamica del sistema	64
6.1.2	Vincoli	66
6.1.3	Funzione obiettivo	67
6.2	Applicazione ad una rete 5 nodi	68
6.2.1	Definizione della rete	68
6.2.2	Scenario senza supporto di potenza reattiva	72
6.2.3	Scenario con supporto di potenza reattiva	78
6.3	Verifica della scalabilità del metodo	84
6.3.1	Estensione del metodo su un maggiore intervallo temporale	84
6.3.2	Estensione del metodo su una rete di dimensioni maggiori	87
7	Arbitraggio energetico e correzione locale del fattore di potenza	91
7.1	Formulazione del problema di ottimizzazione	91
7.2	Applicazione del controllo	93
8	Conclusione	99
A	Risultati simulazioni Matlab	101
	Bibliografia	107

Elenco delle tabelle

2.1	Parametri principali delle batterie al piombo-acido	13
2.2	Parametri principali delle batterie sodio-zolfo	14
2.3	Parametri principali delle batterie sodio-cloruro di nichel	14
2.4	Parametri principali delle batterie nichel-cadmio	15
2.5	Parametri principali delle batterie nichel-metallo idruro	15
2.6	Parametri principali delle batterie zinco-bromo	16
2.7	Parametri principali delle batterie al vanadio	16
3.1	Esempi di C-rate e relativi tempi di carica/scarica	27
3.2	Parametri economici batterie Li-ion [16]	33
3.3	Valori indicativi della resistenza interna della cella	42
4.1	Valori tipici di tensione AC e DC nella configurazione a singolo stadio	51
6.1	Dati della rete	69
6.2	Dati del BESS	69
6.3	Dati aggiuntivi della simulazione	74
6.4	Confronto dei ricavi al variare del control horizon	84
6.5	Confronto dei ricavi al variare del prediction horizon	84
6.6	Dati della rete	88
7.1	Dati dei nodi della rete	93
7.2	Dati aggiuntivi della simulazione	95

Elenco delle figure

2.1	Andamento della capacità installata globale delle fonti rinnovabili [2]	3
2.2	Rappresentazione di un sistema PHES [4]	5
2.3	Rappresentazione di un sistema CAES [6]	6
2.4	Struttura tipica di un volano [5]	8
2.5	Rappresentazione di un sistema GES	9
2.6	Struttura tipica di un sistema SMES [5]	10
2.7	Supercondensatore [8]	11
2.8	Riserva rapida [13]	18
2.9	Load levelling [13]	19
2.10	Peak shaving [13]	19
2.11	Droop control per diversi paesi europei (ES: Spagna; NL: Paesi Bassi; FR: Francia; DE: Germania; BE: Belgio; GB: Gran Bretagna) [11]	20
2.12	Capacity firming [13]	21
2.13	Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico [12]	22
3.1	Capacità globale di accumulo energetico installata per scenario, 2023 e 2030 [3]	23
3.2	Utilizzo delle diverse tecnologie elettrochimiche [11]	24
3.3	Rendimento round-trip [16]	26
3.4	Caratteristica di scarica a 0.5C per diverse temperature [17]	28
3.5	Caratteristica di scarica a 25°C per diversi C-rate [18]	28
3.6	Diagramma di Ragone [18]	29
3.7	Curva di degradazione a differenti DOD [19]	30
3.8	Tasso di auto-scarica batterie litio-ioni [20]	31
3.9	Generica caratteristica carica-scarica delle batterie litio-ioni [18]	34
3.10	Metodo di carica CC-CV [21]	34
3.11	Metodo di carica MSCC [21]	35
3.12	Metodo di carica BC [22]	36

3.13	Metodo di carica PC [21]	37
3.14	Andamento di tensione e corrente della batteria [23]	37
3.15	Circuito resistivo	38
3.16	Tensione e corrente circuito resistivo [23]	39
3.17	Circuito equivalente di Thevenin del primo ordine	39
3.18	Tensione e corrente circuito primo ordine [23]	40
3.19	Circuito equivalente di Thevenin del secondo ordine	41
3.20	Tensione e corrente circuito secondo ordine [23]	42
3.21	Andamento della OCV in funzione del SOC [23]	43
3.22	Fenomeno di isteresi sulla OCV [24]	43
3.23	Andamento della R_i in funzione del SOC e della temperatura [25]	44
3.24	Andamento della R_i in funzione del numero di cicli [25]	44
4.1	Schema generale di gestione e controllo di un BESS [11]	46
4.2	Configurazioni PCS: (a) Singolo stadio (b) Doppio stadio [26]	49
4.3	Buck-boost [28]	49
4.4	Configurazione a singolo stadio [11]	51
4.5	Soluzioni di controllo del BESS: (a) Locale (b) Distribuito (c) Centralizzato (d) Decentralizzato [11]	53
5.1	Schema di principio MPC [30]	57
5.2	Schema di principio del receding horizon [32]	58
6.1	Rete 5 nodi	68
6.2	Profili di carico [38] e generazione [39]	71
6.3	Profilo del prezzo dell'energia (€/MWh) [40]	71
6.4	SOE	75
6.5	Potenze attive di carica e scarica	75
6.6	Tensioni nodali in p.u.	76
6.7	Correnti dei rami in p.u.	77
6.8	SOE	80
6.9	Potenze attive di carica e scarica	81
6.10	Tensioni nodali in p.u.	81
6.11	Correnti dei rami in p.u.	82
6.12	Potenza reattiva in uscita dall'inverter [kvar]	82
6.13	Profili di carico [38], generazione [41] e PUN [40]	85
6.14	Risultati simulazione su orizzonte temporale di 7 giorni	86
6.15	Rete 20 nodi	87

6.16	Profili di carico [38], generazione [41] e PUN [40]	88
6.17	Risultati simulazione su rete 20 nodi	89
7.1	Rete di test	93
7.2	Fattore di potenza nel PCC senza correzione	94
7.3	Potenze e SOE del BESS	96
7.4	Fattore di potenza nel PCC con correzione	96
A.1	Risultati simulazione con $N_p = 16, N_c = 4$	102
A.2	Risultati simulazione con $N_p = 16, N_c = 7$	103
A.3	Risultati simulazione con $N_p = 10, N_c = 5$	104
A.4	Risultati simulazione con $N_p = 12, N_c = 6$	105
A.5	Risultati simulazione con $N_p = 14, N_c = 7$	106

Acronimi

BESS

Battery Energy Storage System

BMS

Battery Management System

CAES

Compressed Air Energy Storage

DG

Distributed Generation

DOD

Depth of Discharge

EMS

Energy Management System

FES

Flywheel Energy Storage

GES

Gravity Energy Storage

LHTES

Latent Heat Thermal Energy Storage

MPC

Model Predictive Control

PCC

Point of common coupling

PCS

Power Conversion System

PHES

Pumped Hydro Energy Storage

PUN

Prezzo Unico Nazionale

RTE

Round-Trip Efficiency

SHTES

Sensible Heat Thermal Energy Storage

SMES

Superconducting Magnetic Energy Storage

SOC

State-of-Charge

SOE

State-of-Energy

SOH

State-of-Health

TES

Thermal Energy Storage

Capitolo 1

Introduzione

Negli ultimi anni, il sistema elettrico ha subito notevoli cambiamenti. Viene infatti sempre più enfatizzato il processo di decarbonizzazione, ossia la riduzione delle emissioni di CO₂ dovute alla produzione di energia elettrica da fonti fossili, come carbonio, gas e petrolio. In questo contesto, le fonti rinnovabili, in particolare i settori solare ed eolico, hanno visto un notevole sviluppo. Queste fonti di energia, tuttavia, sono di natura intermittente e questo non permette di garantire una fornitura stabile e continua di energia elettrica attraverso di esse. In particolare, la produzione da solare dipende dalle condizioni meteorologiche e dall'ora del giorno, mentre la produzione da eolico dipende dalla presenza del vento.

Una soluzione a questa problematica è rappresentata dai sistemi di stoccaggio energetico, che permettono di accumulare energia durante le ore in cui è presente un eccesso di produzione da fonti rinnovabili, per poi fornire alimentazione nei momenti di scarsa produzione. Inoltre, i sistemi di accumulo possono fornire diversi servizi di assistenza per la rete elettrica, aumentandone la stabilità e la resilienza. Attraverso opportune strategie di controllo, come il Model Predictive Control, è infatti possibile ottimizzare il funzionamento di un sistema di accumulo all'interno di una rete di distribuzione. Nello specifico, verrà analizzata l'applicazione di arbitraggio energetico combinata con il controllo delle tensioni dei nodi della rete o con la correzione locale del fattore di potenza.

Esistono diverse tipologie di sistemi di accumulo, ma ad oggi le batterie litio-ioni rappresentano la soluzione più adottata per le applicazioni di rete. Le batterie litio-ioni presentano infatti caratteristiche interessanti, come elevata densità energetica, lunga durata e capacità di rispondere in tempi rapidi alle variazioni di carico.

Capitolo 2

Sistemi di accumulo

2.1 L'evoluzione del sistema elettrico di potenza

Negli ultimi anni, il sistema elettrico di potenza sta evolvendo da una struttura centralizzata, con una netta separazione tra la rete passiva dell'utente e la fornitura, verso una struttura mista, con la presenza di generazione distribuita anche in prossimità dell'utente [1]. La produzione di energia da fonti rinnovabili è infatti aumentata notevolmente negli ultimi decenni, con l'eolico e il fotovoltaico in particolare sviluppo. In Figura 2.1 viene riportato l'andamento negli anni della capacità installata di diverse fonti rinnovabili.

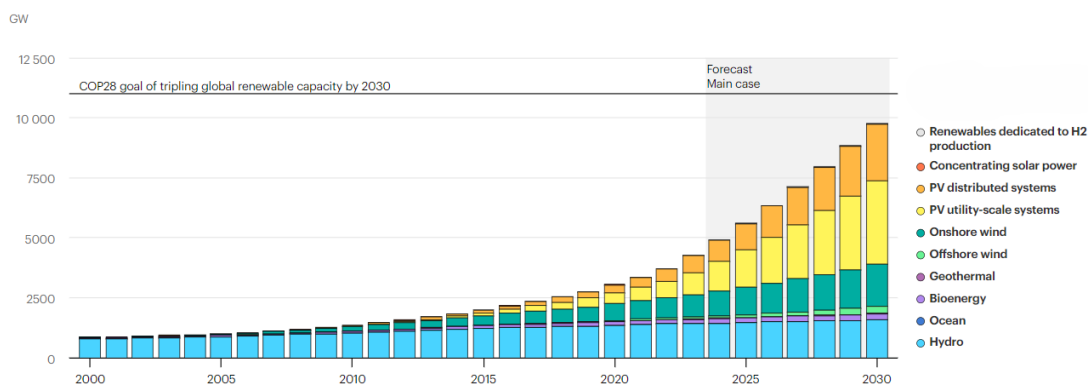


Figura 2.1: Andamento della capacità installata globale delle fonti rinnovabili [2]

Come si può notare, dagli anni 2000 ad oggi, la capacità installata è aumentata in modo esponenziale ed è previsto un aumento ancora più importante nei prossimi anni. Tuttavia, la maggior parte delle fonti rinnovabili è di natura intermittente

e questo può causare problemi alla rete elettrica. In questo contesto, i sistemi di accumulo di energia elettrica svolgono un ruolo di fondamentale importanza, in quanto sono in grado di fornire diversi servizi al sistema elettrico, permettendo di aumentarne la stabilità e l'affidabilità. Un sistema di accumulo è, per definizione, un sistema in grado di immagazzinare energia elettrica convertendola in un'altra forma di energia. Una distinzione tra i diversi sistemi di accumulo, analizzata nel Paragrafo 2.2, riguarda quindi la modalità con cui viene immagazzinata l'energia.

2.2 Classificazione dei sistemi di accumulo

Al giorno d'oggi esistono diverse tecnologie di stoccaggio, che si differenziano sotto diversi aspetti, tra cui il profilo tecnico ed economico e la maturità tecnologica e commerciale. I sistemi di stoccaggio possono essere classificati in base alla forma di energia immagazzinata. Di seguito viene riportato un riepilogo delle principali tecnologie esistenti.

2.2.1 Sistemi di accumulo meccanico

I sistemi di accumulo meccanico permettono di immagazzinare energia meccanica sotto forma di energia cinetica o potenziale. Tali sistemi, che rappresentano la soluzione di accumulo ad oggi più utilizzata a livello mondiale, possono essere suddivisi in tre principali categorie:

- Accumulo idroelettrico a pompaggio (PHES)
- Accumulo di energia ad aria compressa (CAES)
- Accumulo di energia a volano (FES)
- Accumulo a gravità (GES)

Accumulo idroelettrico a pompaggio (PHES)

L'accumulo idroelettrico a pompaggio rappresenta la soluzione di stoccaggio più utilizzata. Presenta infatti una potenza installata di 181 GW, che rappresenta circa il 67% della capacità di accumulo installata a livello globale [3]. I principali componenti sono:

- Due serbatoi posizionati a quote differenti

- Un'unità che pompa l'acqua al serbatoio a maggiore altitudine, permettendo di accumulare energia sotto forma di energia potenziale nei momenti di assenza di picchi di domanda
- Una turbina che genera elettricità quando l'acqua torna dal serbatoio a maggiore altitudine a quello ad altitudine inferiore

In questi sistemi l'energia viene immagazzinata sotto forma di energia potenziale gravitazionale. Maggiore è la distanza di quota tra i due serbatoi, maggiore sarà l'energia generata a parità di volume d'acqua. Una rappresentazione di un sistema PHES è riportata in Figura 2.2.

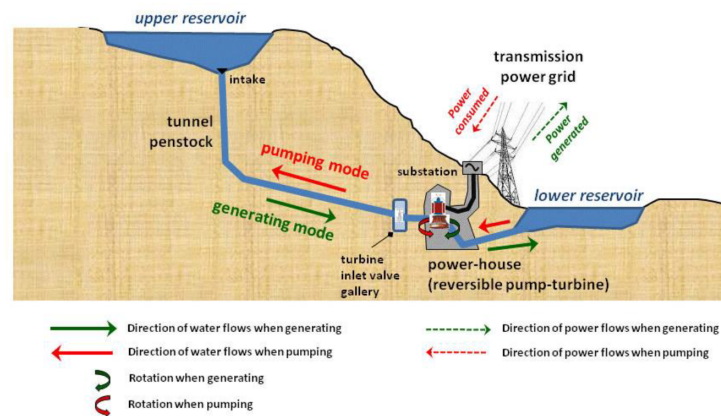


Figura 2.2: Rappresentazione di un sistema PHES [4]

Questi sistemi sono in grado di immagazzinare da centinaia a migliaia di MW per impianto, il che li rende ideali per applicazioni quali *peak shaving* o *load levelling* [5]. L'efficienza varia dal 65% all'85%, con le principali perdite che sono dovute alla fase di conversione (da energia elettrica a energia potenziale gravitazionale) e all'evaporazione e dispersione durante la fase di standby. Il principale svantaggio è rappresentato dalla bassa densità di energia, con valori che vanno da 0.5 a 1.5 Wh/kg. Questo implica che, per immagazzinare grandi quantità di energia, è necessario utilizzare ampie aree ed un terreno adatto. I sistemi PHES sono caratterizzati da elevati costi di investimento iniziali, che vengono però compensati da bassi costi di manutenzione e da una lunga durata di vita, sia dal punto di vista dei cicli di funzionamento (> 50000 cicli) sia in termini di anni di vita (oltre 50 anni) [4].

Accumulo di energia ad aria compressa (CAES)

I sistemi di accumulo ad aria compressa utilizzano compressori che vengono alimentati dalla rete durante i periodi di scarsa domanda per immagazzinare energia sotto forma di aria compressa. Quest'ultima viene solitamente immagazzinata in cavità sotterranee ermetiche, ad una pressione variabile tra 7 e 10 MPa, per poi essere utilizzata, nelle fasi di maggiore richiesta, per generare energia elettrica attraverso un impianto turbogas tradizionale. Per l'immagazzinamento dell'aria compressa vengono utilizzate formazioni geologiche naturali, come acquiferi, caverne di sale o cavità scavate nella roccia [1]. Uno schema generale del funzionamento di questi sistemi è riportato in Figura 2.3.

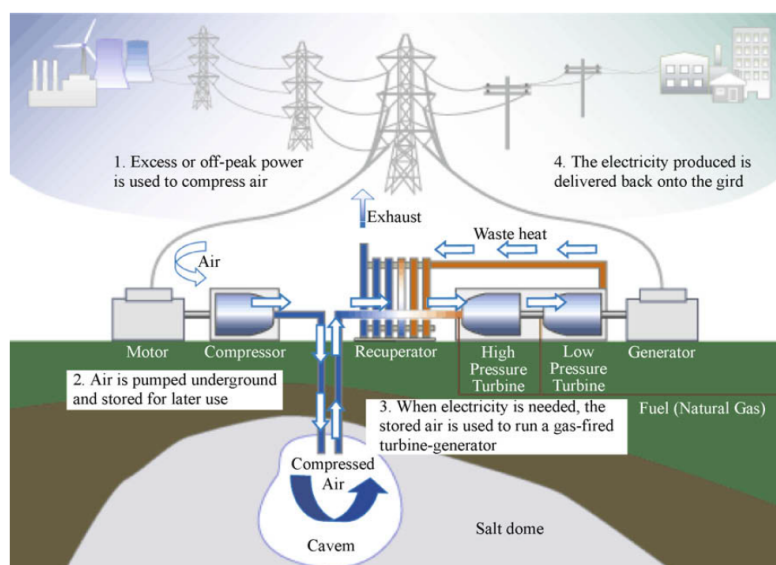


Figura 2.3: Rappresentazione di un sistema CAES [6]

I componenti principali di questo sistema sono:

- motore/generatore che, attraverso giunti a frizione, si collega alla turbina o al compressore
- turbina e compressore
- scambiatore rigenerativo
- serbatoi di accumulo dell'aria compressa e del gas naturale
- centro di controllo, per la gestione dell'intero processo

Quando è presente una richiesta elevata, l'aria precedentemente compressa viene estratta dal serbatoio e preriscaldata nello scambiatore rigenerativo. Questa fase permette di aumentare l'efficienza del sistema. L'aria viene quindi miscelata con il gas naturale ed inviata alla camera di combustione, dove viene generato gas caldo. Quest'ultimo viene espanso in turbina e l'energia meccanica risultante viene convertita in energia elettrica attraverso il generatore. I sistemi CAES presentano densità di energia leggermente più elevate rispetto ai sistemi a pompaggio e sono in grado di fornire una capacità di accumulo elevata (fino a 300 MW per impianto), che li rende adatti allo stoccaggio su larga scala insieme ai sistemi PHES. Presentano efficienze nell'intervallo 70-89%, con una durata di vita prevista di circa 40 anni. Tuttavia, analogamente ai sistemi PHES, presentano vincoli geografici, a causa della necessità di prevedere depositi sotterranei. Solitamente, questi impianti vengono utilizzati per le funzioni di *peak shaving* e per la riaccensione del sistema elettrico.

Accumulo di energia a volano (FES)

L'accumulo di energia a volano è una tecnologia di stoccaggio che permette di immagazzinare energia sotto forma di energia cinetica rotazionale. I volani sfruttano infatti l'energia cinetica generata da una massa che ruota attorno a un asse verticale [1]. Essi vengono accoppiati con un motore/generatore per poter immettere l'energia accumulata in rete. Nello specifico, la macchina elettrica funziona da motore nella fase di ricarica del volano e da generatore nella fase di scarica. A regime, il volano viene portato a velocità di rotazione molto elevate (da 10.000 a 100.000 giri al minuto), mentre durante la fase di scarica il volano decelera rilasciando energia che viene immessa in rete. Per gestire queste velocità elevate, vengono adottate diverse soluzioni, tra cui l'inserimento del volano in robusti contenitori cilindrici, dove viene garantito un certo livello di vuoto per ridurre il rumore e gli attriti. Inoltre, vengono impiegati cuscinetti a sospensione magnetica per eliminare l'attrito. Una tipica struttura di un volano è riportata in Figura 2.4.

I sistemi FES sono caratterizzati da efficienze elevate (superiori al 90%) e lunga durata di vita (20-30 anni). Presentano un peso e un costo iniziale elevati e possibili problemi di sicurezza a causa delle alte velocità di rotazione. Trovano maggiore utilizzo nelle applicazioni di *power quality*, in quanto presentano tempi di risposta molto brevi. Tuttavia, non sono adatti per l'accumulo a lungo termine.

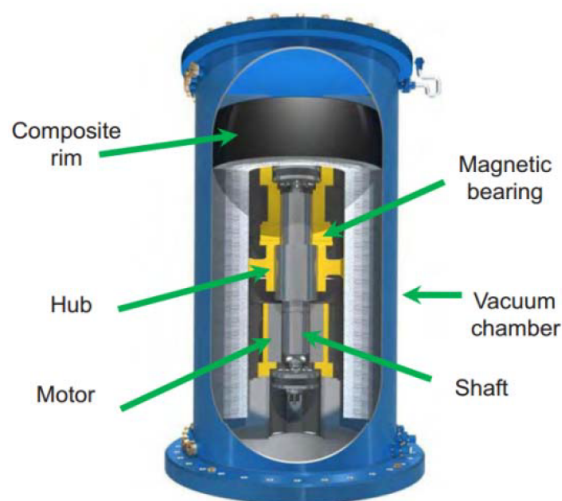


Figura 2.4: Struttura tipica di un volano [5]

Accumulo a gravità (GES)

L'accumulo a gravità permette di immagazzinare energia sotto forma di energia potenziale gravitazionale. In particolare, questa tecnologia sfrutta l'energia potenziale associata al sollevamento di un mezzo solido o liquido. Il meccanismo prevede l'uso di un motore elettrico per sollevare un peso durante la fase di carica, seguito dal rilascio del medesimo peso nella fase di scarica, che va ad azionare un generatore per produrre energia elettrica [7]. I sistemi GES presentano diversi vantaggi:

- non sono affetti da vincoli geografici
- sono caratterizzati da un'elevata affidabilità e costi di manutenzione relativamente bassi
- sono adatti per lo stoccaggio a lungo termine

Gli elementi principali di un sistema GES includono:

- una struttura per contenere i pesi, progettata per garantire elevata resistenza e affidabilità
- un meccanismo per il sollevamento dei pesi, la cui scelta dipende dalla massa dei pesi e dall'altezza a cui è necessario sollevarli
- un'unità per la conversione dell'energia, costituita principalmente da un generatore e un sistema di trasmissione. Quest'ultimo ha la funzione di trasferire

l'energia meccanica, prodotta dal peso in caduta, al generatore, consentendo così la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica.

Esistono diverse tipologie di sistemi GES, tra cui lo stoccaggio con pistone, il cui principio di funzionamento è riportato in Figura 2.5.

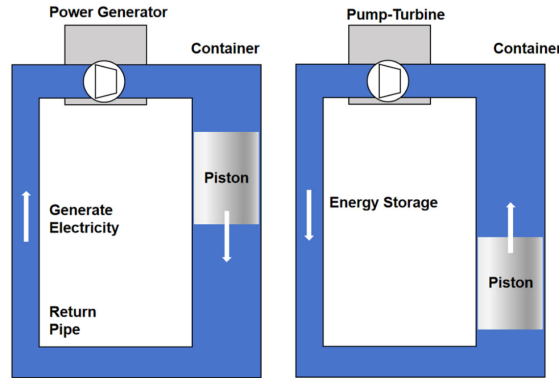


Figura 2.5: Rappresentazione di un sistema GES

2.2.2 Sistemi di accumulo elettrico

I sistemi di accumulo elettrico si dividono in due tipologie:

- Sistemi di accumulo SMES
- Supercondensatori (SC)

Sistemi di accumulo SMES

I sistemi di accumulo di energia basati sull'utilizzo di materiali superconduttori (SMES) impiegano una bobina superconduttiva, mantenuta a temperature estremamente basse all'interno di un contenitore ben isolato, per accumulare energia sotto forma di campo magnetico. La bobina è alimentata in corrente continua e, una volta caricata, l'energia immagazzinata può essere conservata per un tempo indefinito. L'energia viene rilasciata quando necessario, scaricando la bobina. Questi sistemi vengono principalmente utilizzati nelle applicazioni di *power quality*. La struttura tipica di un sistema SMES è riportata in Figura 2.6.

I principali vantaggi di questi sistemi sono:

- rapidi tempi di risposta

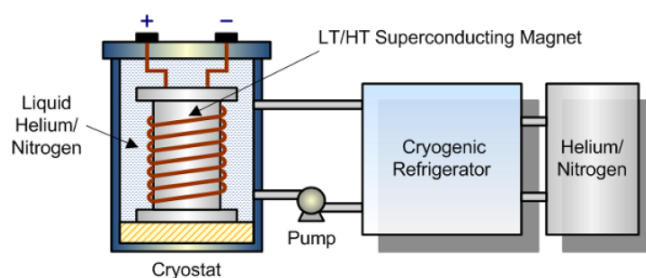


Figura 2.6: Struttura tipica di un sistema SMES [5]

- capacità di mantenere l'energia immagazzinata per un tempo indefinito
- efficienza elevata ($> 97\%$)
- assenza di parti meccaniche in movimento con conseguente minore necessità di manutenzione
- la vita utile non è influenzata dal numero di cicli di carica/scarica e dalla profondità di scarica

Tuttavia, questi sistemi hanno un contenuto energetico basso rispetto ad altre soluzioni di accumulo. Inoltre, risulta complicato mantenere la bobina a una temperatura adeguata [1].

Supercondensatori

I supercondensatori, o supercapacitori, permettono di immagazzinare energia attraverso campi elettrostatici. Presentano caratteristiche intermedie tra i condensatori tradizionali, caratterizzati da elevata densità di potenza e bassa densità di energia, e le batterie, caratterizzate da bassa densità di potenza e elevata densità di energia. Ciò rende i supercondensatori adatti per applicazioni di *power quality*, per migliorare la qualità della fornitura e un'adeguata forma d'onda della tensione di alimentazione, e per compensare le fluttuazioni delle fonti rinnovabili intermittenti. La struttura base di un supercondensatore consiste in due elettrodi porosi separati da un materiale dielettrico e immersi in una soluzione elettrolitica. Quando viene applicata una tensione agli elettrodi, si crea una distribuzione a doppio strato alle interfacce tra gli elettrodi e l'elettrolita, come mostrato in Figura 2.7.

I principali vantaggi di questi sistemi sono dimensioni e peso ridotti, semplicità di manutenzione e mancanza di emissioni. Il principale limite è invece rappresentato

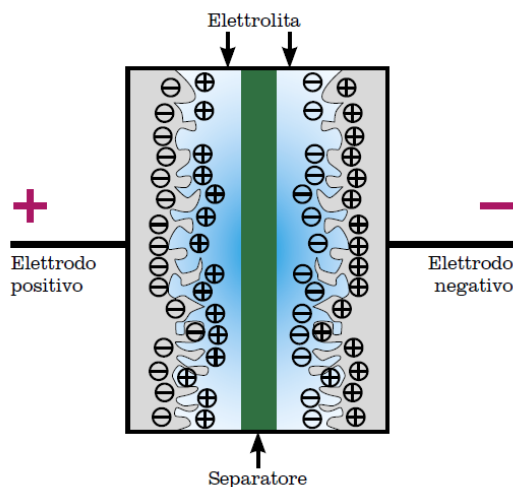


Figura 2.7: Supercondensatore [8]

dal basso valore di densità di energia, se confrontato, ad esempio, con le batterie [4].

2.2.3 Sistemi di accumulo termico

I sistemi di accumulo di energia termica (TES) immagazzinano energia sotto forma di calore per poi utilizzarla successivamente. Vengono solitamente impiegati per la funzione di *load levelling*, per ridurre i picchi di domanda. I componenti principali sono il serbatoio termico, il meccanismo di trasferimento del calore e il sistema di controllo [9]. I sistemi TES possono essere classificati in base alla modalità con cui avviene l'accumulo del calore: sistemi a calore sensibile, a calore latente e termochimici.

Sistemi a calore sensibile (SHTES) I sistemi a calore sensibile rappresentano la soluzione più diffusa e semplice per lo stoccaggio termico. Permettono di accumulare e rilasciare calore tramite la variazione di temperatura di un mezzo di accumulo solido o liquido, senza cambiarne lo stato fisico. I mezzi di accumulo più usati sono acqua, olio, cemento e ceramica. Un aspetto chiave da considerare è la temperatura, in quanto essa risulta direttamente proporzionale sia all'energia accumulata sia alle perdite termiche. Tali sistemi presentano un basso costo, ma sono caratterizzati da grandi volumi, a causa della bassa densità di energia.

Sistemi a calore latente (LHTES) I sistemi a calore latente immagazzinano e rilasciano energia attraverso la transizione di fase di un mezzo di stoccaggio, comunemente chiamato Materiale a Cambiamento di Fase (PCM, *Phase Change Material*). Quest'ultimo può essere di natura organica, inorganica o eutettica [4]. I passaggi di stato più comunemente utilizzati sono solido/liquido o solido/solido (trasformazioni allotropiche, in cui il solido cambia struttura cristallina). Questa soluzione presenta il vantaggio di avere densità di energia più elevate rispetto ai sistemi SHTES, ma è caratterizzata da costi elevati.

Sistemi termochimici I sistemi termochimici accumulano e rilasciano energia attraverso la rottura e la creazione di legami chimici o fisici, in un processo che avviene durante una reazione completamente reversibile. Rispetto alle altre soluzioni di accumulo termico, presentano densità di energia più elevate. In particolare, la densità di energia è 8-10 volte maggiore rispetto ai sistemi SHTES e il doppio rispetto ai sistemi LHTES. Il limite principale di questa soluzione è il costo elevato.

2.2.4 Sistemi di accumulo elettrochimico

Gli accumulatori elettrochimici, comunemente conosciuti come batterie, rappresentano la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Le batterie convenzionali sono costituite da celle che contengono un elettrodo positivo (catodo), un elettrodo negativo (anodo) e un elettrolita in un contenitore sigillato. Durante la fase di scarica, nella cella si verifica una reazione di ossidoriduzione, in cui gli elettroni si muovono dall'anodo (che si ossida) verso il catodo (che si riduce). Durante la fase di ricarica, la reazione si inverte [1]. Ciò permette quindi di ottenere reazioni totalmente reversibili. Per questo motivo, gli accumulatori elettrochimici vengono anche denominati batterie secondarie, per distinguerli dalle tradizionali batterie primarie non reversibili. Tra le principali caratteristiche di questi sistemi, vi sono la modularità, che consente di realizzare impianti di diversa dimensione, i rapidi tempi di risposta e la facilità di installazione [4]. Le batterie vengono classificate in funzione del materiale impiegato per realizzare gli elettrodi e del tipo di elettrolita. Di seguito vengono riportate le principali tecnologie esistenti per l'accumulo elettrochimico. In questo elenco non vengono però inserite le batterie litio-ioni, che saranno trattate con maggiore dettaglio nel Capitolo 3.

Batterie al piombo-acido Le batterie al piombo-acido sono una tecnologia ad oggi consolidata. Il catodo è costituito da diossido di piombo (PbO_2), l'anodo da

piombo, mentre l'elettrolita da acido solforico. Questa tecnologia è caratterizzata da rapidi tempi di risposta, bassi tassi di auto-scarica giornaliera ($< 0.3\%$), costo contenuto (50-600 \$/kWh) ed efficienza elevata. Le batterie al piombo-acido sono molto utilizzate in applicazioni stazionarie, come alimentazione di riserva per sistemi di telecomunicazione e sistemi di gestione dati. Inoltre, vengono utilizzate per alimentare veicoli elettrici o ibridi. I problemi principali di questa tipologia di batterie sono la modesta durata di vita e la bassa densità di energia, che portano a un suo limitato utilizzo come accumulato di energia in sistemi industriali. Inoltre, la durata di vita è negativamente influenzata da un'elevata profondità di scarica e le performance potrebbero peggiorare a basse temperature, il che richiede un sistema di gestione termica che aumenta i costi [10]. Un riepilogo delle principali caratteristiche di queste batterie è riportato in Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Parametri principali delle batterie al piombo-acido

Tensione nominale di cella	2 V
Potenza specifica	20-150 W/kg
Energia specifica	20-40 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	80-90%
Durata (80% DoD)	500-800 cicli
Vita calendariale	5-7 anni

Batterie ad alta temperatura Le batterie ad alta temperatura comprendono due tipologie differenti:

- batterie sodio-zolfo (NaS)
- batterie sodio-cloruro di nichel

Le batterie sodio-zolfo utilizzano sodio fuso e zolfo fuso come elettrodi, mentre beta-allumina come elettrolita solido. Le batterie sodio-cloruro di nichel hanno una struttura simile, con la differenza che non viene usato zolfo ma cloruro di nichel. Entrambe le tipologie sono caratterizzate da un'elevata temperatura di funzionamento (circa 300°C), necessaria per mantenere gli elettrodi allo stato fuso. Inoltre, presentano buona efficienza, elevata densità di energia, durata di vita elevata e tasso di auto-scarica quasi nullo. Tuttavia, presentano un costo di funzionamento elevato (80 \$/kW/anno per le batterie NaS) e richiedono un sistema aggiuntivo per garantire le temperature adeguate [10]. Le principali caratteristiche delle batterie

NaS e delle batterie sodio-cloruro di nichel sono riportate rispettivamente in Tabella 2.2 e Tabella 2.3.

Tabella 2.2: Parametri principali delle batterie sodio-zolfo

Tensione nominale di cella	2 V
Potenza specifica	260 W/kg
Energia specifica	150-240 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	70-90%
Durata (80% DoD)	4500 cicli
Vita calendariale	10-15 anni

Tabella 2.3: Parametri principali delle batterie sodio-cloruro di nichel

Tensione nominale di cella	2,58 V
Potenza specifica	150-170 W/kg
Energia specifica	100-130 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	85-90%
Durata (80% DoD)	2500-3000 cicli
Vita calendariale	10-12 anni

Batterie a base di nichel Le batterie a base di nichel, nonostante oggi siano in fase di declino, hanno avuto un ruolo importante nello sviluppo delle batterie ricaricabili. Si distinguono in due principali tipologie:

- Batterie nichel-cadmio (NiCd)
- Batterie nichel-metallo idruro (NiMH)

Le batterie nichel-cadmio utilizzano ossido di nichel e cadmio come elettrodi ed una soluzione alcalina, costituita da una soluzione acquosa contenente idrossido di potassio, come elettrolita. Presentano elevata affidabilità e richiedono scarsa manutenzione. Il problema principale di questa tecnologia è un elevato “effetto memoria”, ovvero la capacità massima della batteria può crollare drasticamente se la batteria viene ricaricata ripetutamente prima che sia completamente scarica. Inoltre, il cadmio è un metallo tossico e può causare problemi ambientali. Le batterie nichel-metallo idruro sono simili alle batterie NiCd, con la differenza che anziché il cadmio viene utilizzata una lega in grado di assorbire idrogeno. Sono caratterizzate da energia specifica moderata, leggermente migliore rispetto alle

batterie nichel-cadmio. Altri vantaggi sono rappresentati da un ridotto “effetto memoria” e da una maggiore sostenibilità ambientale. Tuttavia, presentano il grosso svantaggio di avere un tasso di auto-scarica molto elevato, con una riduzione del 20% della capacità in un mese a temperatura ambiente. Esso aumenta con la temperatura e può raggiungere anche valori di 2-3% al giorno [1]. Le principali caratteristiche delle batterie NiCd e NiMH sono riportate rispettivamente in Tabella 2.4 e Tabella 2.5.

Tabella 2.4: Parametri principali delle batterie nichel-cadmio

Tensione nominale di cella	1,2 V
Potenza specifica	500-800 W/kg
Energia specifica	50-60 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	60-70%
Durata (80% DoD)	1000-1200 cicli
Vita calendariale	2-3 anni

Tabella 2.5: Parametri principali delle batterie nichel-metallo idruro

Tensione nominale di cella	1,2 V
Potenza specifica	200-1200 W/kg
Energia specifica	40-100 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	65%
Durata (80% DoD)	500-1000 cicli
Vita calendariale	3-5 anni

Batterie a circolazione di elettrolita Le batterie a circolazione di elettrolita, o batterie redox, sono costituite da due serbatoi separati, dove sono contenuti i due reagenti chimici, e da due elettrodi separati da una membrana, dove i due reagenti vengono combinati dando origine alla reazione di ossido-riduzione (redox) [11]. La caratteristica principale di queste batterie è il totale disaccoppiamento tra potenza e capacità di accumulo; la potenza che la batteria può erogare o assorbire è infatti determinata dalla quantità di elettrolita coinvolta nella reazione. Di conseguenza, la potenza dipende dalla dimensione della membrana e dalla velocità di pompaggio. La capacità della batteria è invece determinata dalla quantità di elettrolita e quindi dalla capienza dei serbatoi [1]. Questa distinzione tra capacità e potenza permette maggiore flessibilità nella progettazione e nel funzionamento, in quanto, a parità di potenza, è possibile aumentare la capacità della batteria

semplicemente incrementando le dimensioni dei serbatoi. Esistono due principali tipologie di batterie a circolazione di elettrolita:

- batterie zinco-bromo (Zn-Br), caratterizzate da buona densità di energia e costo relativamente contenuto
- batterie al vanadio (VRB), caratterizzate da elevata durata di vita e costo elevato

Un riepilogo delle batterie Zn-Br e delle batterie al vanadio è riportato rispettivamente in Tabella 2.6 e Tabella 2.7.

Tabella 2.6: Parametri principali delle batterie zinco-bromo

Tensione nominale di cella	1,8 V
Potenza specifica	50-150 W/kg
Energia specifica	60-85 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	70-80%
Durata	2000 cicli
Vita calendariale	10-15 anni

Tabella 2.7: Parametri principali delle batterie al vanadio

Tensione nominale di cella	1,25 V
Potenza specifica	100 W/kg
Energia specifica	25 Wh/kg
Efficienza di carica/scarica	60-85%
Durata	10000 cicli
Vita calendariale	20 anni

2.3 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere utilizzati per offrire diversi servizi al sistema elettrico, aumentandone la stabilità e l'affidabilità. Tali applicazioni vengono solitamente distinte sulla base delle prestazioni richieste ai sistemi di accumulo. Esistono applicazioni che richiedono prestazioni in potenza, cioè sistemi in grado di fornire potenze elevate per una breve durata (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi) con tempi di risposta estremamente rapidi, e applicazioni che richiedono prestazioni in energia, cioè sistemi capaci di fornire una determinata potenza con un'autonomia di qualche ora [8]. Di conseguenza, i sistemi di accumulo dovranno essere scelti e dimensionati in modo opportuno a seconda del servizio (o dei servizi) a cui sono destinati. Di seguito vengono elencate ed analizzate le principali applicazioni dei sistemi di accumulo [12].

Riserva rapida Nel sistema elettrico, per garantire un funzionamento regolare ed affidabile, è necessario mantenere istante per istante il bilancio tra generazione e carico. Per fare ciò, viene utilizzata la cosiddetta "riserva rotante", ossia alcuni impianti di generazione vengono fatti funzionare ad una potenza inferiore al livello massimo, in modo da poter incrementare la potenza in tempi rapidi in caso di necessità. I motori di questi impianti, tuttavia, producono solo la potenza necessaria per mantenere in funzione le macchine, con un'efficienza molto bassa. I sistemi di accumulo possono svolgere un ruolo analogo a quello degli impianti di riserva, consentendo agli impianti termici di operare al massimo dell'efficienza. Tali sistemi di accumulo, che intervengono solo occasionalmente (generalmente poche decine di volte all'anno), hanno taglie in genere nell'ordine delle decine di MW. Un esempio di questa applicazione è riportato in Figura 2.8.

Load levelling e peak shaving Con il termine *load levelling* (livellamento del carico) si fa riferimento alla distribuzione non uniforme del carico su una rete elettrica durante le diverse ore della giornata, ma anche tra i vari giorni della settimana e delle stagioni. Questo tipo di applicazione riguarda l'utility che fornisce l'energia elettrica o gestisce la rete, la quale deve dimensionare la rete e i generatori in base al picco di potenza, prevedendo quindi una determinata riserva. L'uso di sistemi di accumulo con funzione di *load levelling* permette di ottimizzare lo sfruttamento della generazione di potenza esistente e, in alcuni casi, di rimandare gli investimenti per potenziare la rete elettrica, fornendo localmente al carico quella

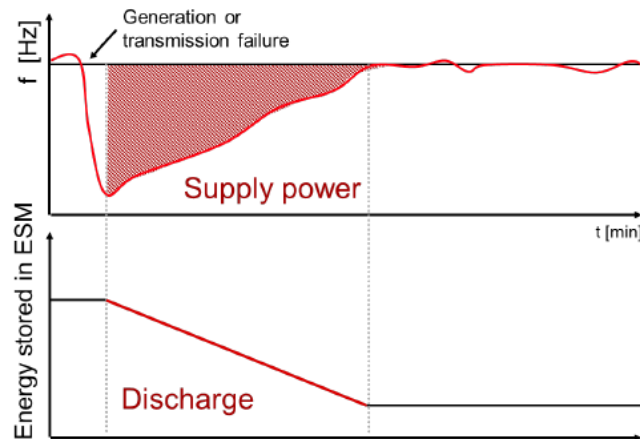


Figura 2.8: Riserva rapida [13]

parte di potenza ed energia che la rete non riuscirebbe a erogare.

Il termine *peak shaving*, invece, si riferisce alla disuniformità della richiesta di potenza dalla rete elettrica. In questo caso, il soggetto interessato è l'utente, che attraverso l'adozione di un sistema di accumulo per il *peak shaving*, può non dimensionare il proprio impianto per il picco di potenza e può stipulare con il fornitore di energia un contratto con una potenza massima inferiore, con conseguenti vantaggi economici. Il sistema di accumulo si occupa di integrare la potenza necessaria quando questa supera il limite stabilito dal contratto con il fornitore di energia elettrica. Inoltre, l'utente può sfruttare il *peak shaving* per acquistare e immagazzinare energia durante le ore a tariffa bassa e rivenderla nelle ore in cui la tariffa è più alta. Esempi delle applicazioni di *load levelling* e *peak shaving* sono riportati rispettivamente in Figura 2.9 e in Figura 2.10.

Regolazione di frequenza Il controllo della frequenza è un servizio tipicamente offerto dai generatori connessi alle reti di trasmissione nel mercato dei servizi ancillari. Tuttavia, negli ultimi anni, anche i generatori e i sistemi di stoccaggio connessi alla rete di distribuzione vengono utilizzati per fornire questo tipo di servizio [11]. I sistemi di accumulo possono essere impiegati in modo efficace per questo tipo di servizio in quanto presentano tempi di risposta molto rapidi ed efficienze più elevate rispetto agli impianti tradizionali. Nel sistema elettrico, quando si verifica uno squilibrio tra generazione e carico, si ha una variazione di frequenza. Come conseguenza, i generatori e i sistemi di accumulo variano la potenza generata per annullare lo squilibrio [8]. Questa tipologia di controllo di

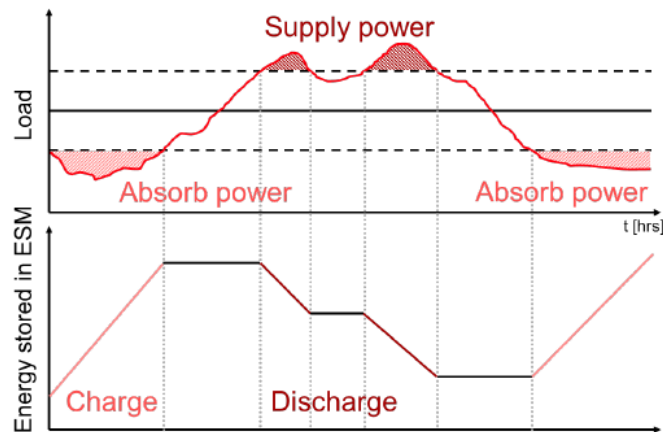


Figura 2.9: Load levelling [13]

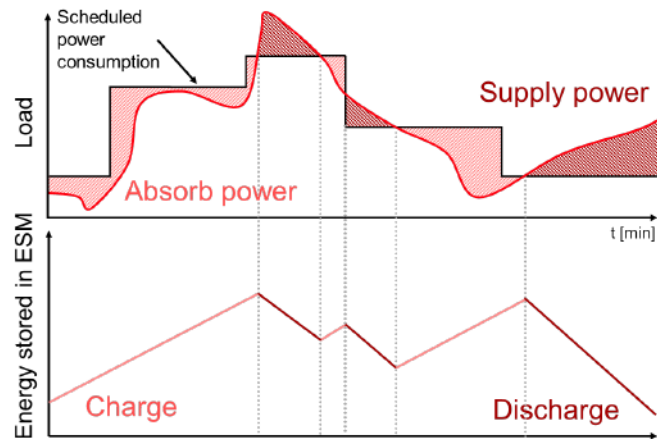


Figura 2.10: Peak shaving [13]

frequenza prende il nome di *droop control*. Un esempio della logica di *droop control* è riportato in Figura 2.11.

Regolazione di tensione La regolazione di tensione assume un ruolo cruciale in una rete elettrica. Mantenere la tensione all'interno dei limiti normativi risulta infatti fondamentale per garantire la stabilità del sistema elettrico. Tuttavia, la penetrazione sempre più crescente delle fonti rinnovabili, in particolare la generazione fotovoltaica, porta a una maggiore variazione della tensione nei vari nodi della rete e, di conseguenza, a una regolazione più complicata. Nella rete di trasmissione, il controllo di tensione è ottenuto principalmente regolando la potenza reattiva,

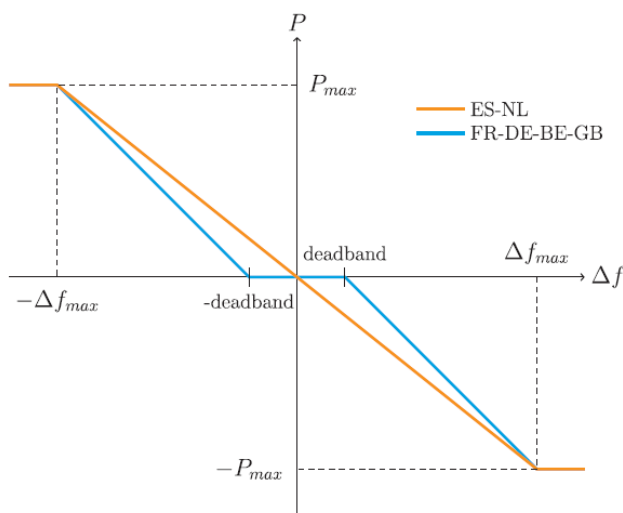


Figura 2.11: Droop control per diversi paesi europei (ES: Spagna; NL: Paesi Bassi; FR: Francia; DE: Germania; BE: Belgio; GB: Gran Bretagna) [11]

essendo la rete caratterizzata da un'elevata reattanza. Nella rete di distribuzione, invece, essendo quest'ultima maggiormente resistiva, si possono usare tecniche di controllo sia di potenza attiva sia di potenza reattiva. Tuttavia, anche in questo caso, viene controllata principalmente la potenza reattiva [14]. Esistono diversi dispositivi in grado di effettuare il controllo di tensione, tra i quali trasformatori con commutatore sotto carico (OLTC, *On-Load Tap-Changer*), banchi di condensatori e sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo vengono solitamente abbinati agli impianti rinnovabili e permettono una migliore regolazione di tensione rispetto agli altri dispositivi. L'energia in eccesso prodotta dall'impianto viene quindi immagazzinata anziché essere immessa in rete, consentendo di migliorare il profilo di tensione.

Differimento degli investimenti di rete I sistemi di accumulo possono essere impiegati in modo efficace per differire nel tempo le opere di potenziamento della rete di trasmissione e distribuzione (T&D) [1]. Un elemento di rete, ad esempio, può essere portato a lavorare, in determinati periodi dell'anno, ad una condizione prossima al suo limite massimo di capacità. In questo caso, l'installazione a valle di un dispositivo di accumulo permette di evitare o di differire nel tempo gli investimenti per il potenziamento dell'elemento stesso. Questa soluzione è particolarmente interessante dal punto di vista economico in quanto, rinviando gli

investimenti di potenziamento della rete, permette di ridurre i costi per gli utenti finali e consente di investire i fondi risparmiati per altre applicazioni.

Integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti Una buona parte dell'energia da fonti rinnovabili viene generata durante le ore di basso carico, ossia quando i prezzi sul mercato elettrico sono contenuti. In questo senso, un sistema di accumulo utilizzato per l'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti può portare ad un significativo vantaggio economico, permettendo di accumulare energia durante le ore di basso costo per poi riversarla in rete quando il costo è maggiore [1]. Questi sistemi di accumulo possono essere installati vicino alla fonte di generazione oppure in prossimità dei carichi. Solitamente viene preferita la seconda soluzione, in modo tale da avere le perdite di trasporto dell'energia durante i periodi di basso carico. Inoltre, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per il servizio di *capacity firming*, che consiste nel compensare le fluttuazioni della potenza generata dall'impianto rinnovabile in modo da ottenere un profilo di generazione più costante nel tempo [8]. Un esempio di questa applicazione è riportato in Figura 2.12.

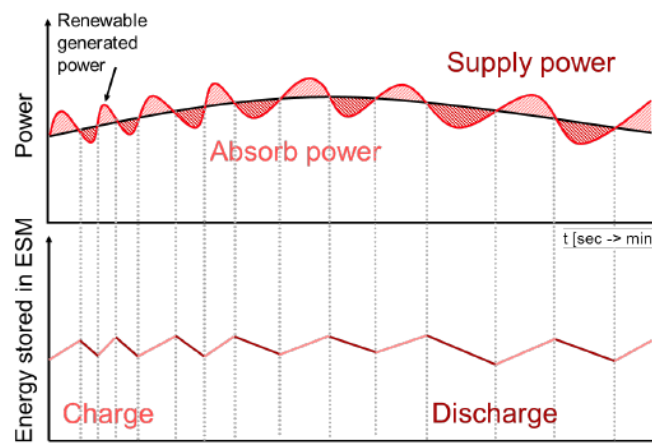


Figura 2.12: Capacity firming [13]

Power quality Il problema della qualità del servizio ha assunto una crescente importanza negli ultimi anni, con lo sviluppo dell'automazione nel settore industriale e terziario, dove delle interruzioni, anche brevi, possono causare problemi importanti [12]. Gli indici di power quality sono utilizzati per misurare la distorsione delle forme d'onda di tensione e corrente rispetto ad una forma d'onda sinusoidale ideale. Le distorsioni possono essere transitorie, causate ad esempio dall'accensione o dallo

spegnimento di carichi o generatori, o essere costanti allo stato stazionario, causate ad esempio dal funzionamento di carichi non lineari. In questo contesto, i sistemi di accumulo possono aiutare a migliorare la qualità delle forme d'onda. Inoltre, viene monitorata anche la continuità del servizio. Gli indici più utilizzati sono il SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ed il SAIDI (System Average Interruption Duration Index). I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per supportare le procedure di *black start* e per permettere il funzionamento in isola. Questi due scenari sono conseguenza di uno o più guasti che causano il distacco di una parte della rete di distribuzione dalla rete di trasmissione. In caso di blackout, i sistemi di accumulo potrebbero essere integrati nei piani di ripristino della rete e facilitare la procedura di recupero [11]. All'interno della rete elettrica, un sistema di accumulo deve essere in grado di fornire una certa potenza in un determinato momento, in funzione del punto di installazione e della tipologia di utilizzo. I tempi di risposta e la durata dell'intervento variano a seconda dell'applicazione specifica. Le diverse applicazioni possono infatti richiedere autonomie molto differenti, come mostrato in Figura 2.13.

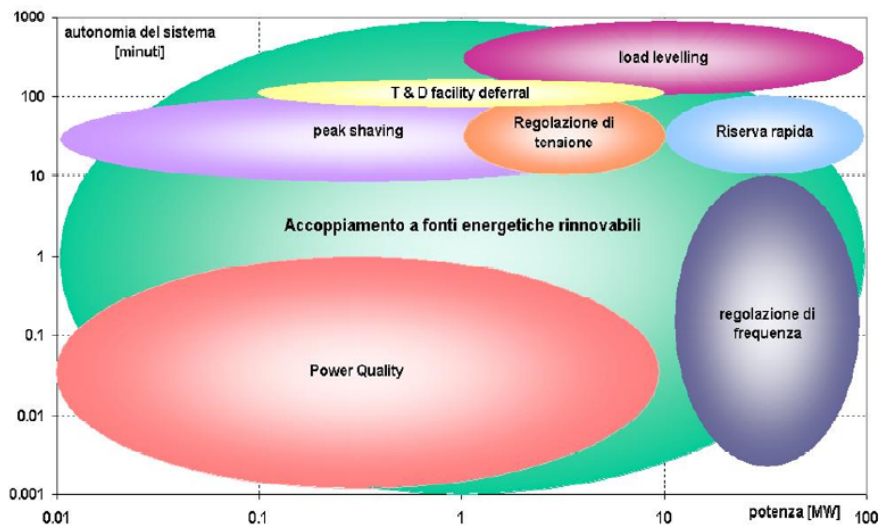


Figura 2.13: Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico [12]

Capitolo 3

Batterie litio-ioni

Come detto precedentemente, la tecnologia di accumulo ad oggi più utilizzata a livello globale è l'accumulo idroelettrico a pompaggio. Tuttavia, questi impianti presentano notevoli vincoli geografici e ad oggi il territorio risulta già ampiamente sfruttato. Questo trova conferma nelle previsioni dell'IEA (*International Energy Agency*) riguardo alla capacità installata dei sistemi di accumulo nel 2030, come riportato in Figura 3.1.

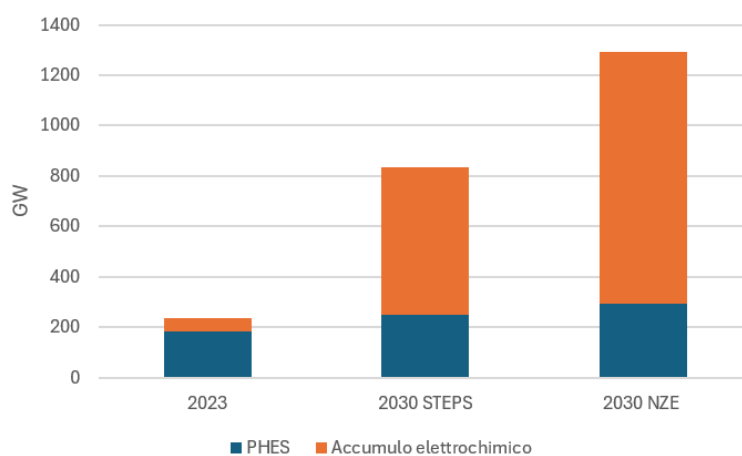


Figura 3.1: Capacità globale di accumulo energetico installata per scenario, 2023 e 2030 [3]

Come si può notare, nella figura vengono mostrati i dati di accumulo installato per le tecnologie elettrochimiche e per il PHEs. Oltre ai dati del 2023, vengono riportate le previsioni per il 2030 per due scenari differenti. Lo scenario STEPS (*Stated Policies Scenario*) fornisce una visione di come potrebbero evolvere i sistemi

energetici, sulla base dell'attuale panorama politico. Lo scenario NZE descrive un percorso complicato, ma realizzabile, per il settore energetico globale al fine di raggiungere zero emissioni nette di CO₂ entro il 2050. Lo scenario NZE ha l'obiettivo di triplicare la capacità globale di energia rinnovabile e raddoppiare i progressi nell'efficienza energetica entro il 2030 [15]. In entrambi gli scenari, il PHEs presenta uno sviluppo limitato, mentre è previsto un incremento notevole della capacità installata delle tecnologie elettrochimiche. In particolare, tra le diverse tecnologie elettrochimiche, la soluzione più utilizzata è quella delle batterie litio-ioni, in quanto presenta diversi vantaggi che verranno analizzati successivamente. In Figura 3.2 sono mostrate le percentuali di utilizzo delle diverse tecnologie elettrochimiche.

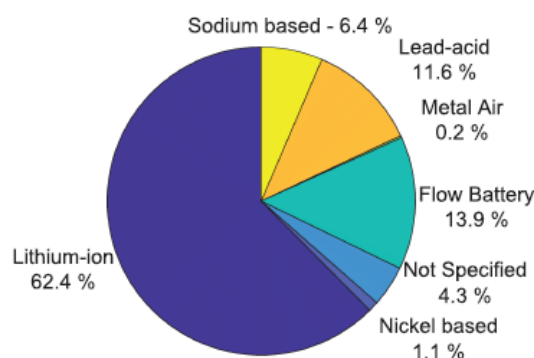


Figura 3.2: Utilizzo delle diverse tecnologie elettrochimiche [11]

Esistono tre principali categorie di batterie al litio:

- batterie litio-ioni, le più diffuse e tecnologicamente mature
- batterie litio-ioni-polimeri, che presentano minori rischi in termini di sicurezza
- batterie litio metallo-polimeri, oggi non commercialmente disponibili

Tutte e tre le tipologie hanno una struttura comune. Il catodo è generalmente composto da un ossido litiato, in cui il litio è combinato con l'ossido di un metallo di transizione, mentre l'anodo è realizzato in grafite. L'elettrolita, solitamente, è costituito da un sale di litio in solvente organico [1]. In questo capitolo vengono analizzate le batterie litio-ioni.

Le prime batterie litio-ioni ad essere sviluppate utilizzavano come catodo l'ossido litiato di cobalto LiCoO₂, che presenta una buona capacità e stabilità chimica. Tuttavia, la lieve tossicità e il costo elevato del cobalto hanno portato allo sviluppo di nuove soluzioni. Un'altra tipologia prevede l'utilizzo come catodo di composti

litio/manganese, che permettono di ottenere maggiore stabilità termica. Tuttavia, le soluzioni NMC (nichel-cobalto-manganese) e LFP (litio-ferro-fosfato) sono attualmente le più impiegate, in quanto garantiscono prestazioni migliori.

Il catodo è solitamente composto da un ossido litiato, in cui il litio è combinato con l'ossido di un metallo di transizione, mentre l'anodo è realizzato in grafite.

3.1 Parametri prestazionali delle batterie litio-ioni

I sistemi di accumulo vengono solitamente classificati e scelti in funzione di determinati parametri prestazionali. Di seguito vengono riportati i principali parametri delle batterie litio-ioni, confrontandoli, dove possibile, con le altre soluzioni di stoccaggio.

3.1.1 Rendimento

Il rendimento dei sistemi di accumulo rappresenta un parametro di fondamentale importanza. La Commissione europea ha infatti spesso ribadito il concetto di *efficiency first*, per enfatizzarne l'importanza. Per i sistemi di accumulo, si fa riferimento al rendimento round-trip (RTE, *round-trip efficiency*), che considera sia l'intero processo di carica e scarica, sia i consumi e le perdite legate agli impianti ausiliari a supporto del sistema. È infatti definito come: "il rapporto percentuale tra l'energia nominale in scarica (a cui si sottrae l'energia assorbita dai servizi ausiliari in scarica) e l'energia nominale in carica (a cui si somma l'energia assorbita dai servizi ausiliari in carica) durante un ciclo carica-scarica completo (nell'intervallo accettabile di stato di carica) a potenza nominale di scarica e di carica" [16].

$$\eta_e = \frac{E_{scarica}}{E_{carica}} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Un'efficienza adeguata è fondamentale per ridurre al minimo l'energia rinnovabile che viene "persa" durante le fasi di accumulo, conversione e trasformazione. Per le batterie litio-ioni questa efficienza ha valori superiori al 90%. Risulta inoltre essere direttamente proporzionale alla temperatura (per la riduzione della resistenza interna) ma inversamente proporzionale alla corrente di scarica [1]. Un confronto tra i valori di RTE per i diversi sistemi di stoccaggio è riportato in Figura 3.3.

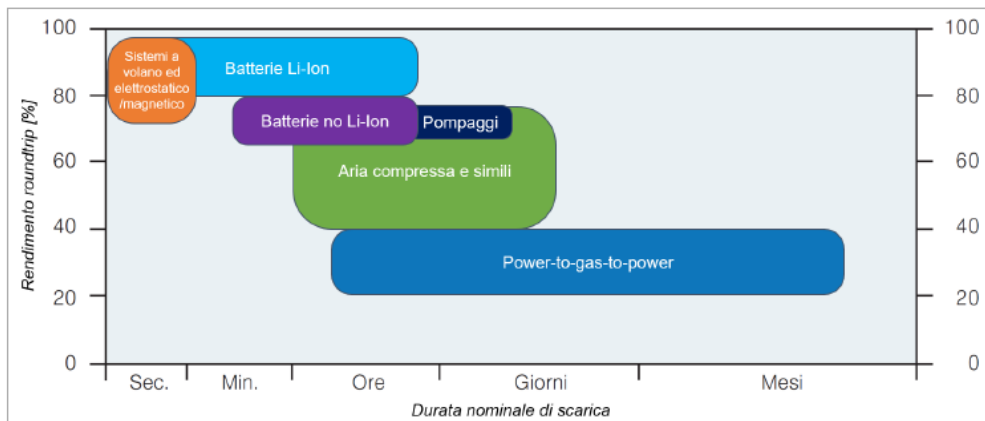


Figura 3.3: Rendimento round-trip [16]

Un altro parametro che può essere definito per le batterie è il rendimento amperometrico, ossia "il rapporto tra la quantità di carica, misurata in Ah, erogata durante la scarica e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale" [12].

$$\eta_{amp} = \frac{C_{scarica}}{C_{carica}} \cdot 100 \quad (3.2)$$

In alcuni accumulatori elettrochimici, come le batterie litio-ioni o le batterie sodio-zolfo, per via della bassa resistenza interna e dell'assenza delle reazioni parassite che si verificano durante la ricarica, il rendimento amperometrico è prossimo all'unità. Questo non accade, ad esempio, per le batterie al piombo, dove il valore risulta essere inferiore all'unità. Un rendimento amperometrico unitario semplifica notevolmente la gestione dell'accumulatore, poiché consente di monitorare lo stato di carica semplicemente integrando la corrente di carica e scarica.

Current rate Il current rate (C-rate) è un parametro che indica la velocità di carica e di scarica di una batteria. È definito come il rapporto tra la corrente massima di carica/scarica (espressa in ampere) e la capacità della batteria (espressa in ampere-ora). Si tratta di una specifica fornita dal costruttore [16]. Ad esempio, se una batteria ha una capacità nominale di 10 Ah e viene scaricata ad un C-rate di 1C significa che la corrente di scarica è 10 A e la batteria impiegherà un'ora per scaricarsi completamente. Se invece viene caricata a 5 A, il C-rate sarà di 0.5C e il tempo di carica sarà pari a due ore. In Tabella 3.1 sono riportati degli esempi di C-rate e relativi tempi di carica/scarica.

Tabella 3.1: Esempi di C-rate e relativi tempi di carica/scarica

C-rate	Tempo
0.05C	20 ore
0.1C	10 ore
0.2C	5 ore
0.5C	2 ore
1C	1 ora
2C	30 minuti
5C	12 minuti
10C	6 minuti
20C	3 minuti
30C	2 minuti

Il valore di C-rate impatta sulle prestazioni (tempo di carica, temperatura, efficienza) e sulla durata di vita delle batterie. È quindi importante scegliere in modo adeguato il suo valore. Valori di C-rate superiori a 1C sono generalmente utilizzati in applicazioni di mobilità elettrica, dove le prestazioni in termini di tempi di accelerazione ridotti sono particolarmente importanti. Al contrario, per le applicazioni di accumulo energetico, si impiegano solitamente C-rate inferiori (ad esempio tra 0,25C e 1C).

3.1.2 Capacità della batteria

La capacità di una batteria, misurata in Ah, indica la quantità di carica elettrica che può essere prelevata dal sistema durante il processo di scarica. Solitamente, il valore della capacità non è costante ma varia in funzione della temperatura e del C-rate. Il valore di capacità nominale fa quindi riferimento ad una condizione operativa sufficientemente rappresentativa del funzionamento della batteria e ad una determinata temperatura di riferimento (tipicamente 25°C) [12]. Le variazioni di capacità in funzione di temperatura e C-rate sono riportate rispettivamente in Figura 3.4 e Figura 3.5.

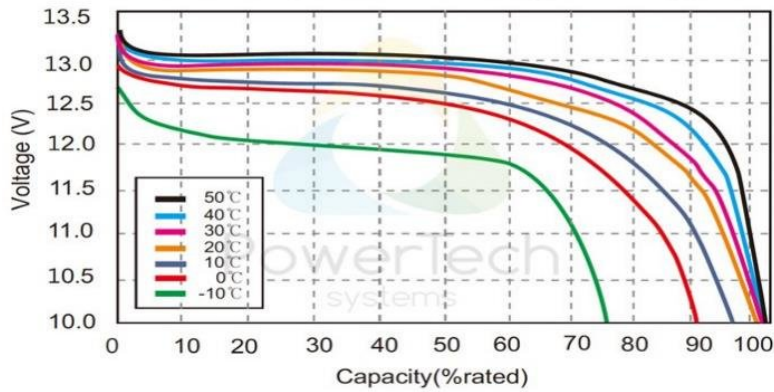


Figura 3.4: Caratteristica di scarica a 0.5C per diverse temperature [17]

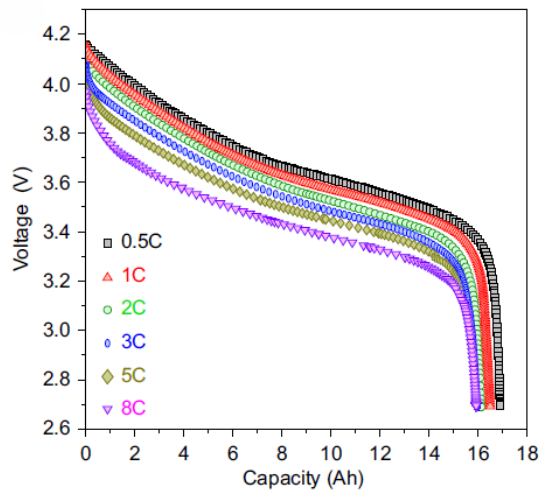


Figura 3.5: Caratteristica di scarica a 25°C per diversi C-rate [18]

Come è possibile notare dalle figure, la capacità di una batteria diminuisce per elevati C-rate e per basse temperature. L'andamento in funzione della temperatura è dovuto al fatto che la resistenza interna della batteria aumenta al diminuire della temperatura.

3.1.3 Energia specifica e potenza specifica

L'energia nominale in scarica, espressa in Wh, è definita come la massima quantità di energia che il sistema di accumulo può fornire durante una scarica completa alla potenza nominale di scarica. Solitamente, per confrontare le diverse tecnologie di

accumulo, vengono utilizzati i parametri specifici, ossia l'energia specifica (misurata in Wh/kg) e la potenza specifica (misurata in W/kg). Il confronto viene fatto attraverso il diagramma di Ragone, riportato in Figura 3.6, che permette di correlare energia e potenza specifica.

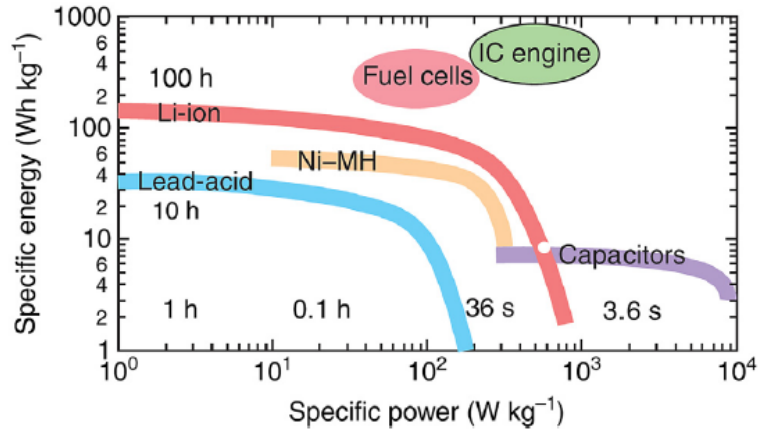


Figura 3.6: Diagramma di Ragone [18]

Come mostrato, un grosso vantaggio delle batterie agli litio-ioni rispetto agli altri sistemi di stoccaggio è rappresentato da elevati valori di energia e potenza specifica. Altri vantaggi sono rappresentati da brevi tempi di risposta (qualche millisecondo), dimensioni ridotte, peso contenuto (150-2000 W/kg) ed ampio intervallo di temperature di funzionamento (intervallo ottimale 15-35°C).

3.1.4 Vita utile e fenomeni di invecchiamento

La vita utile di una batteria è definita come il periodo in cui l'accumulatore opera in condizioni di funzionamento normali prima che le prestazioni degradino al di sotto di determinati limiti operativi (ad esempio il limite sulla riduzione della capacità della batteria). La vita utile viene di solito espressa in termini di cicli di funzionamento (*cycle life*) o in termini di anni di vita. L'energia nominale delle batterie tende a diminuire nel tempo a causa dell'utilizzo stesso delle batterie ed in relazione al tipo di ciclo a cui sono sottoposte. Per ridurre l'effetto del degrado della capacità, è importante mantenere il funzionamento dell'impianto all'interno di un intervallo ottimale di stato di carica (SOC, *State-of-Charge*), ad esempio evitando che scenda al di sotto del 15-20%. In questo modo, si può limitare parzialmente l'usura dovuta ai cicli di carica e scarica e prevenire fenomeni di invecchiamento precoce. L'invecchiamento delle batterie, legato ai cicli, comporta un aumento della

resistenza interna dei moduli, riducendo le prestazioni in termini di potenza, e una diminuzione annuale della capacità energetica, che può variare tra l'1% e il 3% della capacità iniziale. Inoltre, tali fenomeni provocano una riduzione del valore di RTE. Per le batterie litio-ioni, anche con una corretta manutenzione ordinaria e un utilizzo nel range ottimale di SOC, dopo circa 4.500 - 5.000 cicli completi di carica e scarica, la batteria raggiunge circa il 70% della capacità iniziale, limite convenzionalmente associato alla fine della sua vita utile. Assumendo che l'impianto compia un ciclo completo di carica-scarica al giorno, la vita utile è stimabile in circa 12-14 anni. La durata di vita rappresenta un altro importante vantaggio delle batterie litio-ioni, in quanto risulta superiore a molte altre soluzioni di stoccaggio. In Figura 3.7 è riportato un esempio di curva di degradazione per diversi valori di profondità di scarica (DOD, *Depth of Discharge*), che mostra l'andamento della capacità della batteria in funzione del numero di cicli.

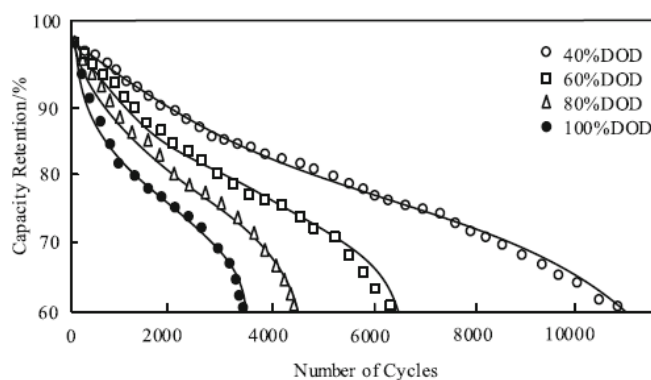


Figura 3.7: Curva di degradazione a differenti DOD [19]

Esistono quattro principali processi di invecchiamento che comportano una riduzione della capacità e delle prestazioni [18]:

- La SEI (*solid electrolyte interphase*), ossia lo strato sottile e solido che si forma sulla superficie dell'anodo di una batteria litio-ioni durante i primi cicli di carica e scarica, può crescere eccessivamente o danneggiarsi e, di conseguenza, litio-ioni vengono consumati
- Le molecole di solvente dell'elettrolita possono intercalarsi, insieme ai litio-ioni, nel materiale dell'elettrodo causando il danneggiamento della struttura cristallina e impedendo l'ulteriore intercalazione dei litio-ioni
- L'elettrolita può decomporsi ad una velocità che dipende dalla temperatura e dalla tensione ai terminali

- Durante il ciclo, potrebbero verificarsi cambiamenti strutturali nel materiale dell'elettrodo e l'integrità degli elettrodi potrebbe essere compromessa a causa della continua espansione e contrazione dei materiali attivi

3.1.5 Tasso di auto-scarica

Le batterie al litio sono caratterizzate da bassi tassi di auto-scarica, consentendo di mantenere una carica per diverse settimane. Il tasso di auto-scarica aumenta all'aumentare della temperatura: 0.5% a settimana a 20°C, 2% a settimana a 40°C e 4-10% a settimana a 60°C [18]. La percentuale di carica mantenuta rispetto al tempo di conservazione segue approssimativamente una funzione esponenziale, come riportato in Figura 3.8.

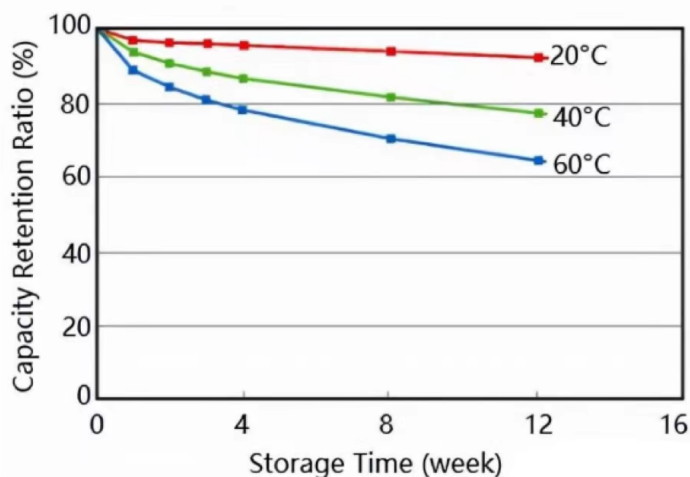


Figura 3.8: Tasso di auto-scarica batterie litio-ioni [20]

Questo significa che l'auto-scarica della cella completamente carica nella prima settimana è maggiore di quella della cella parzialmente scarica nelle settimane successive. Il tasso di auto-scarica delle batterie al litio risulta essere minore rispetto alle batterie al nichel e simile rispetto alle batterie al piombo. Dopo un lungo periodo di auto-scarica, la batteria potrebbe non essere in grado di rispondere ai requisiti di potenza nello stesso modo di una batteria che è stata scaricata allo stesso SOC.

3.1.6 Costi di investimento ed esercizio

Uno dei principali problemi delle batterie litio-ioni è rappresentato dal costo abbastanza elevato. Quest'ultimo si è comunque ridotto notevolmente negli ultimi anni. È quindi ragionevole aspettarsi una riduzione ulteriore del costo nel corso degli anni, anche se probabilmente più contenuta. I costi totali di un impianto di accumulo possono essere suddivisi in tre differenti voci di costo [16]:

- Capital Expenditure (CAPEX)
- Operational Expenditure (OPEX)
- Cost Of New Entry (CONE)

Il CAPEX (spesa di capitale) include gli investimenti iniziali necessari per acquisire, costruire o migliorare gli asset fisici di un impianto. Per quanto riguarda le batterie litio-ioni, ad esempio, il CAPEX comprende:

- Batteria: rappresenta circa il 50% del CAPEX e comprende principalmente il costo dei materiali e delle lavorazioni.
- Apparati di conversione e controllo
- Ingegneria, approvvigionamenti vari e connessione alla rete: opere civili, cablaggi e installazione dei componenti necessari per la connessione alla rete

I costi OPEX comprendono le spese ricorrenti necessarie per garantire il funzionamento regolare del sistema di accumulo. Questi costi possono comprendere, ad esempio:

- Costi O&M (esercizio e manutenzione)
- Polizze assicurative per proteggere contro eventi imprevisti, come incendi o danni derivanti da calamità naturali
- Manutenzione straordinaria: prevede le spese per la sostituzione di componenti cruciali dell'impianto in seguito a guasti o fenomeni di invecchiamento precoce

Il CONE rappresenta il ricavo annuale necessario per recuperare i costi di costruzione, finanziamento e operativi. In Tabella 3.2 sono riportati i valori dei parametri economici per le batterie litio-ioni con durata di stoccaggio pari a 8 ore.

Tabella 3.2: Parametri economici batterie Li-ion [16]

CAPEX [€/kWh]	207-228	
OPEX [€/kWh/anno]	2,1-2,8	
Vita utile economica [anni]	12	14
CONE [€/kWh _{utilizzabile} /anno]	31-35	29-32

3.2 Comportamento dinamico

Le batterie litio-ioni rispondono rapidamente a variazioni delle condizioni di carico. Fino a quando non viene raggiunto il limite massimo di tensione di carica, queste batterie possono essere caricate a velocità abbastanza elevate (di solito cariche fino a 1C). Tuttavia, se il C-rate risulta troppo elevato, si può andare incontro al fenomeno della placcatura del litio, ossia una perdita irreversibile di litio che si deposita sulla superficie dell'elettrodo negativo (grafite). Ciò comporterebbe una rapida riduzione della capacità della cella. Per lo stesso motivo, il C-rate andrebbe ridotto a temperature basse. Inoltre, le celle litio-ioni non devono essere scaricate al di sotto di una determinata soglia di tensione, per evitare danni irreversibili e problemi durante la ricarica. Il generico profilo di carica-scarica delle batterie litio-ioni può essere suddiviso in quattro regioni, come mostrato in Figura 3.9:

1. Scarica della batteria completamente carica a corrente costante: la caduta di tensione iniziale è dovuta alla resistenza interna; è poi seguita da un decadimento più o meno esponenziale della tensione
2. Corrente di carico impostata a zero: dopo la caduta dovuta alla resistenza interna, la cella passa ad una tensione costante che riflette il basso SoC
3. Carica a corrente costante: dopo la fase ohmica, la tensione aumenta
4. Corrente di carica impostata a zero: la cella torna ad una tensione costante che riflette il SoC medio

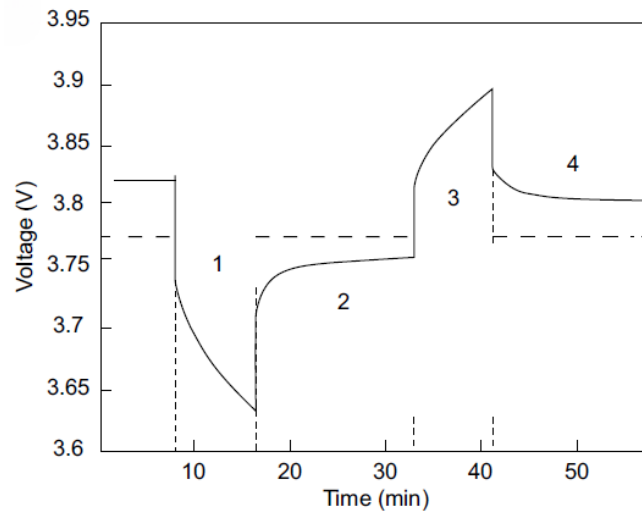


Figura 3.9: Generica caratteristica carica-scarica delle batterie litio-ioni [18]

3.2.1 Metodi di carica delle batterie

La scelta del metodo di carica assume un ruolo importante, in quanto può influenzare le prestazioni e il tempo di vita della batteria. Di seguito vengono descritte le principali soluzioni esistenti.

Carica CC-CV Il metodo CC-CV (corrente costante - tensione costante) è la soluzione di carica più comune per le batterie litio-ioni, in quanto semplice da implementare. Si compone di due fasi, come mostrato in Figura 3.10.

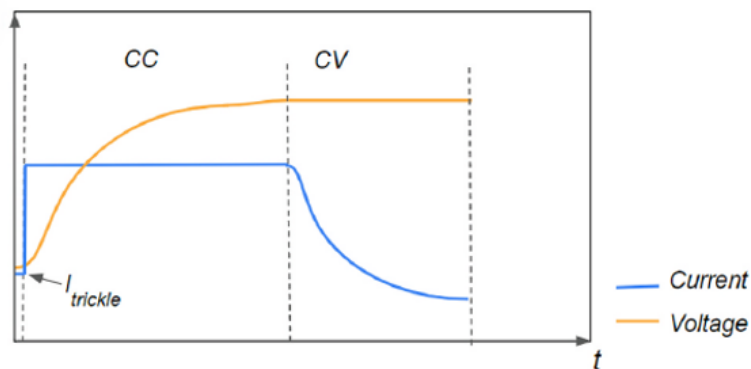


Figura 3.10: Metodo di carica CC-CV [21]

Nella prima fase, la batteria viene caricata a corrente costante (CC) I_{cc} fino al raggiungimento della tensione massima V_{max} . Nella seconda fase, la batteria viene caricata a tensione costante (CV), fino a quando la corrente non raggiunge il valore di cut-off I_{end} (di solito pari al 5% della corrente nominale) oppure fino a quando non si raggiunge il tempo massimo t_{max} (di solito 2h). Inoltre, se la tensione di batteria ad inizio carica è molto bassa (inferiore ad una certa soglia $V_{trickle}$, di solito pari a 2.8 V/cella), viene impiegata una speciale modalità di carica chiamata *trickle charge*. In questa fase viene applicata una corrente costante molto bassa, $I_{trickle}$ (in genere inferiore al 10% della corrente nominale), fino a quando non viene raggiunta la tensione $V_{trickle}$ [21]. I_{cc} ha il maggiore impatto sulla velocità di carica, mentre V_{max} e I_{end} determinano la capacità della batteria. Il produttore di solito fornisce il valore di I_{cc} e di V_{max} . La fase a tensione costante impiega una buona parte del tempo complessivo di carica e dà solo un contributo limitato alla quantità di capacità caricata. La fase CV dipende molto dal valore di C-rate, dalla temperatura e dal livello di degradazione della batteria. Tuttavia, come detto precedentemente, valori di C-rate troppo elevati possono avere effetti dannosi sulla vita della batteria e possono causare il fenomeno della placcatura del litio [22].

Carica MSCC La tecnica di carica a corrente costante multi-stadio (MSCC, *multi-stage constant current*), mostrata in Figura 3.11, è stata proposta per ridurre il tempo di carica.

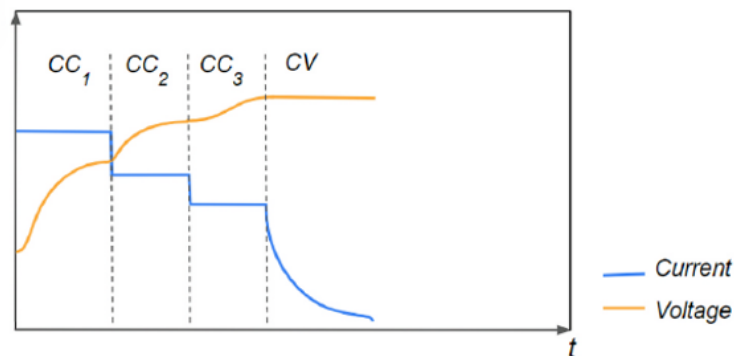


Figura 3.11: Metodo di carica MSCC [21]

Questo metodo combina alcuni stadi CC (di ampiezza decrescente) con uno stadio CV finale. I valori iniziali elevati di corrente però possono causare un invecchiamento precoce della batteria ed un peggioramento delle prestazioni. Inoltre, questa tecnica è ancora in fase di studio per determinare il numero di stadi ottimale.

Carica BC La carica BC (*boost charging*) è una tecnica che viene utilizzata per migliorare la velocità di carica della batteria rispetto al metodo CC-CV. La carica BC risulta essere una variante del metodo CC-CV, presentando una fase a corrente costante (CC), o potenza costante (CP), più elevata all’inizio del periodo di carica. Poiché per bassi SOC le batterie sono meno sensibili al fenomeno della placcatura del litio e il valore di resistenza interna è minore, questa fase aggiuntiva ridurrà al minimo il tempo di carica senza compromettere la durata di vita della batteria. Come mostrato in Figura 3.12, la batteria viene prima caricata con una corrente elevata I_{boost} fino a quando non viene raggiunto un certo livello di SOC (esempio 40%); a quel punto viene applicato il metodo CC-CV [22].

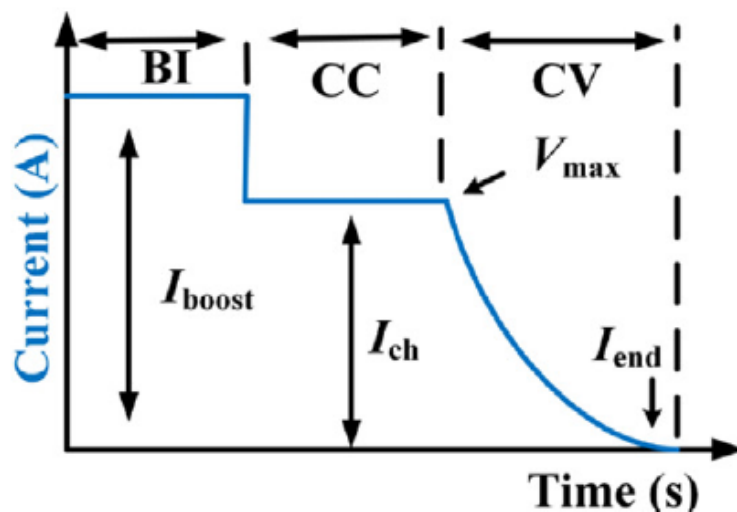


Figura 3.12: Metodo di carica BC [22]

La velocità di carica può essere regolata variando il valore di I_{boost} . È stato dimostrato che, quando l'intervallo di carica BC termina tra il 20% e il 60% di SOC, questo permette di ridurre il tempo di carica senza influire negativamente sulla capacità e sulla salute della batteria. Questo metodo di carica risulta interessante per i veicoli elettrici.

Carica a impulsi Un'altra tecnica che permette di migliorare la velocità di carica è la carica a impulsi, mostrata in Figura 3.13. Questa tecnica applica un treno di impulsi CC separati da periodici intervalli di riposo con corrente zero o impulsi di scarica. Tuttavia, la soluzione di carica a impulsi è costosa e complessa da implementare.

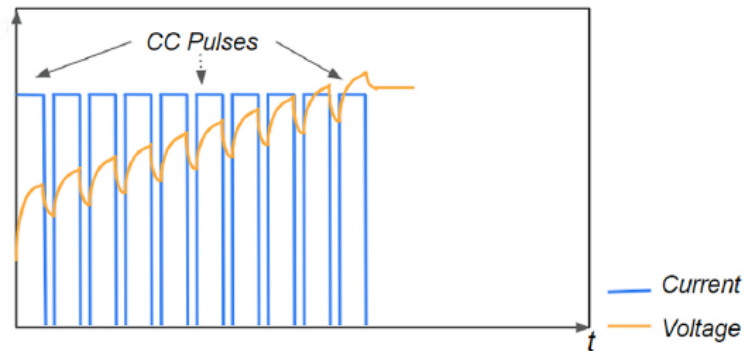


Figura 3.13: Metodo di carica PC [21]

3.2.2 Circuito equivalente

Le batterie possono essere rappresentate attraverso diversi tipi di circuiti equivalenti, che permettono di comprenderne e simularne il comportamento dinamico. Per l'analisi si fa riferimento agli andamenti di tensione e corrente, riportati in Figura 3.14, utilizzati per la misura della tensione a circuito aperto (filtro di Kalman) [23].

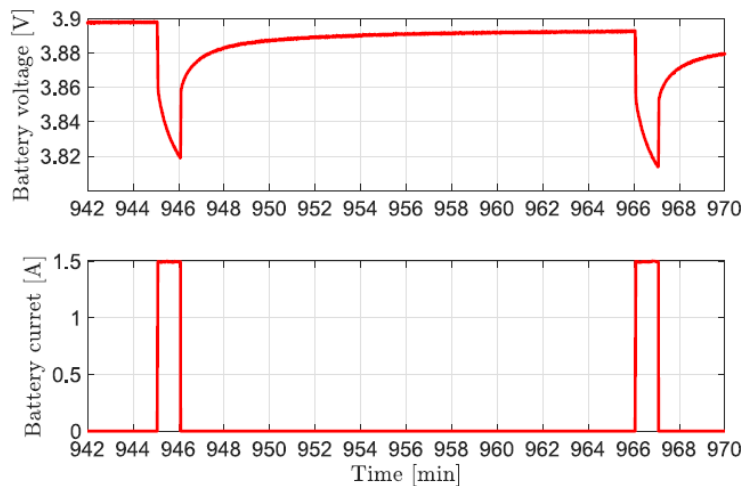


Figura 3.14: Andamento di tensione e corrente della batteria [23]

L'andamento della tensione può essere suddiviso in due parti. La prima parte, corrispondente alla caduta di tensione durante l'on/off della batteria, può essere rappresentata con una resistenza. La seconda corrisponde ai transitori e può essere modellata con gruppi RC. I modelli che vengono utilizzati sono principalmente tre.

Modello resistivo

Il modello più semplice è il modello resistivo, in grado però di simulare solo il comportamento statico della batteria, cioè la caduta di tensione sulla resistenza R_i e le perdite Joule dovute alla corrente i_{bat} . Il modello è rappresentato in Figura 3.15.

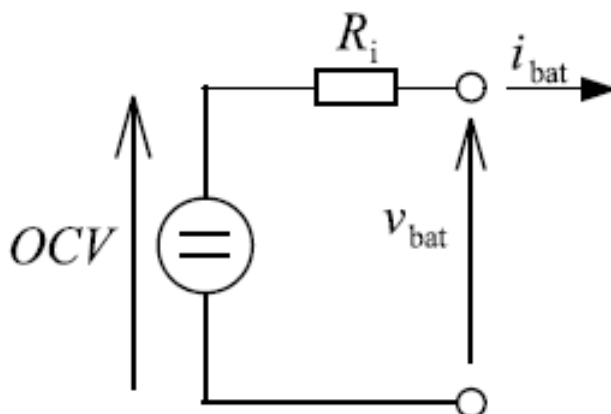


Figura 3.15: Circuito resistivo

I parametri del circuito, oltre a tensione e corrente della batteria, sono:

- OCV: tensione a circuito aperto; fornisce informazioni sullo stato della cella quando non le viene prelevata o fornita corrente. Non è una costante, ma dipende dal valore di SOC.
- R_i : resistenza interna della cella

La tensione ai terminali della batteria può essere calcolata come:

$$v_{bat} = OCV - R_i \cdot i_{bat} \quad (3.3)$$

La resistenza interna può quindi essere calcolata come:

$$R_i = \frac{\Delta U}{i_{bat}} \quad (3.4)$$

ΔU rappresenta la caduta di tensione sulla resistenza interna. Gli andamenti di tensione e corrente ottenuti con questo modello sono riportati in Figura 3.16. Come si può notare, questo tipo di rappresentazione non è in grado di modellare i transitori di tensione.

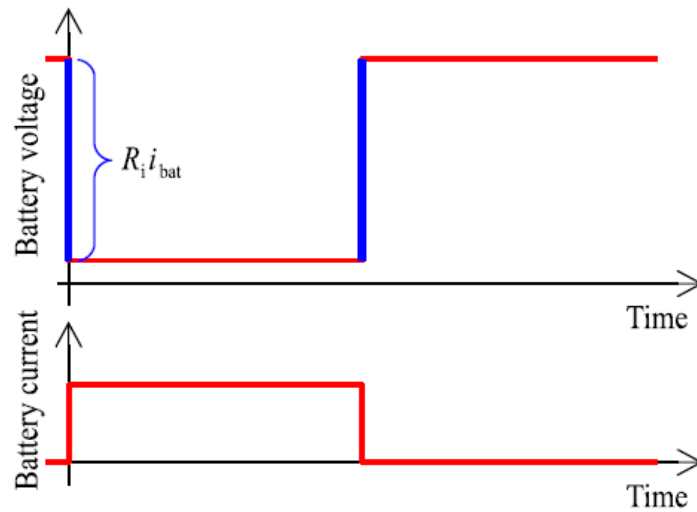


Figura 3.16: Tensione e corrente circuito resistivo [23]

Circuito equivalente di Thevenin del primo ordine

Questa configurazione risulta essere la più utilizzata, in quanto buon compromesso tra semplicità ed accuratezza. Rispetto al caso precedente, è in grado di rappresentare anche il comportamento dinamico del sistema; tuttavia presenta anche dei limiti, come una bassa precisione nella stima del SOC a lungo termine. Il circuito è riportato in Figura 3.17.

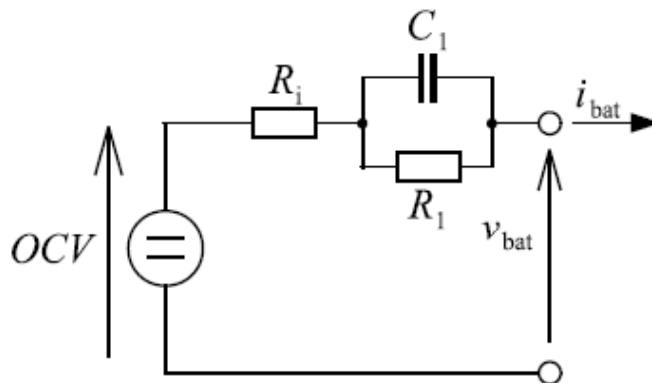


Figura 3.17: Circuito equivalente di Thevenin del primo ordine

La tensione di batteria può essere calcolata come:

$$v_{bat} = OCV - R_i \cdot i_{bat} - v_{C1} \quad (3.5)$$

dove v_{C1} è la tensione ai capi di R_1 e C_1 , calcolabile a partire da

$$v_{C1} + R_1 \cdot C_1 \cdot \frac{dv_{C1}}{dt} = R_1 \cdot i_{bat} \quad (3.6)$$

Si può inoltre definire la costante di tempo:

$$\tau_1 = R_1 \cdot C_1 \quad (3.7)$$

Questa definizione permette di ricavare la capacità C_1 , a partire dalla misura della costante di tempo e dalla conoscenza della resistenza R_1 , ottenuta dalla caduta di tensione secondo (3.4). In questo modello viene quindi aggiunto un gruppo RC, in grado di modellare i transitori veloci di tensione in risposta a variazioni di corrente. I profili di tensione e corrente sono riportati in Figura 3.18.

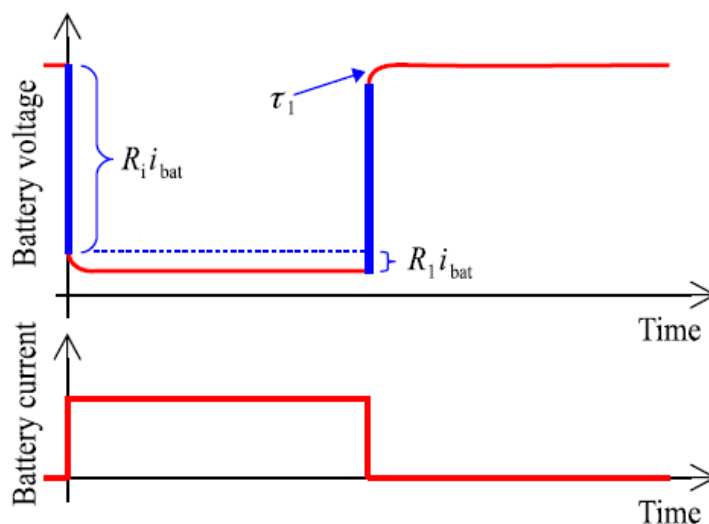


Figura 3.18: Tensione e corrente circuito primo ordine [23]

Circuito equivalente di Thevenin del secondo ordine

Il circuito equivalente di Thevenin del secondo ordine permette di modellare transitori sia rapidi sia più lenti, attraverso l'aggiunta di un ulteriore gruppo RC, come riportato in Figura 3.19.

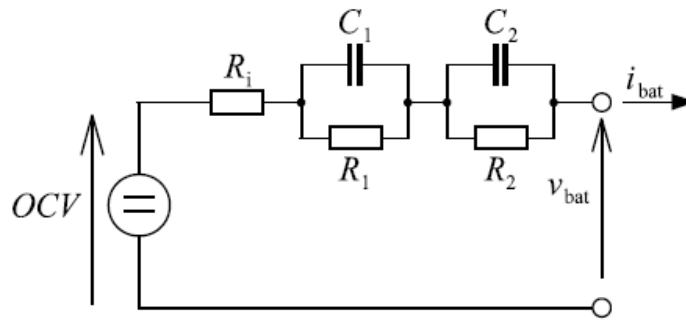


Figura 3.19: Circuito equivalente di Thevenin del secondo ordine

La tensione ai terminali della batteria viene calcolata come:

$$v_{bat} = OCV - R_i \cdot i_{bat} - v_{C1} - v_{C2} \quad (3.8)$$

dove v_{C2} è la tensione ai capi di R_2 e C_2 , calcolabile a partire da

$$v_{C2} + R_2 \cdot C_2 \cdot \frac{dv_{C2}}{dt} = R_2 \cdot i_{bat} \quad (3.9)$$

Anche in questo caso è possibile definire la costante di tempo del secondo gruppo RC:

$$\tau_2 = R_2 \cdot C_2 \quad (3.10)$$

L'aggiunta di nuovi componenti rende il sistema più complesso, ma permette di avvicinarsi maggiormente alla realtà. Tuttavia, di solito τ_1 è dell'ordine dei secondi, mentre τ_2 è dell'ordine delle ore. Spesso è quindi possibile utilizzare il circuito del primo ordine senza perdere troppo in termini di accuratezza. I profili di tensione e corrente sono riportati in Figura 3.20.

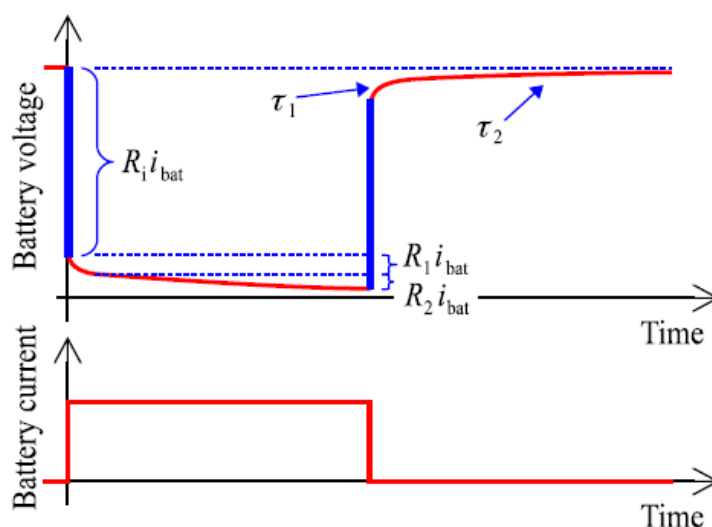


Figura 3.20: Tensione e corrente circuito secondo ordine [23]

In Tabella 3.3 viene proposto un confronto tra i valori indicativi della resistenza interna per le diverse tipologie di batterie. Per un'analisi più completa viene anche riportato il valore della tensione nominale di cella.

Tabella 3.3: Valori indicativi della resistenza interna della cella

	Piombo-acido	NiCd	NiMH	Litio			NaS	Redox
				Co	Mn	P		
R cella (mΩ)	<20	20-40	40-60	75-150	25-75	25-50	<20	<70
V_{nom} cella	2 V	1.2 V	1.2 V	3.6 V	3.8 V	3.3 V	2 V	1.25-1.8

Andamento della OCV in funzione del SOC Come detto precedentemente, la tensione a circuito aperto della batteria non è un valore costante ma dipende dallo stato di carica in modo non lineare. In particolare, OCV diminuisce al diminuire del SOC, con un rapido crollo tra il 20% e lo 0% di SOC. L'andamento è mostrato in Figura 3.21.

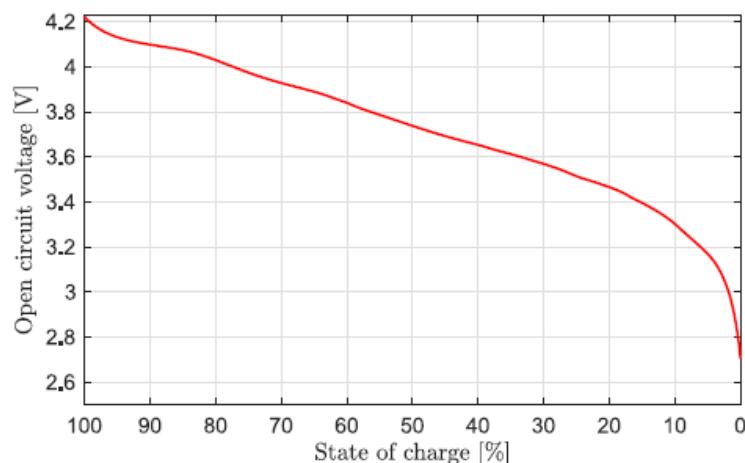


Figura 3.21: Andamento della OCV in funzione del SOC [23]

Inoltre, la tensione a vuoto presenta isteresi tra le curve di carica e scarica. Per isteresi si intende l'insieme dei fenomeni che portano la batteria ad avere valori di OCV nella fase di carica maggiori di quelli della fase di scarica, come mostrato in Figura 3.22.

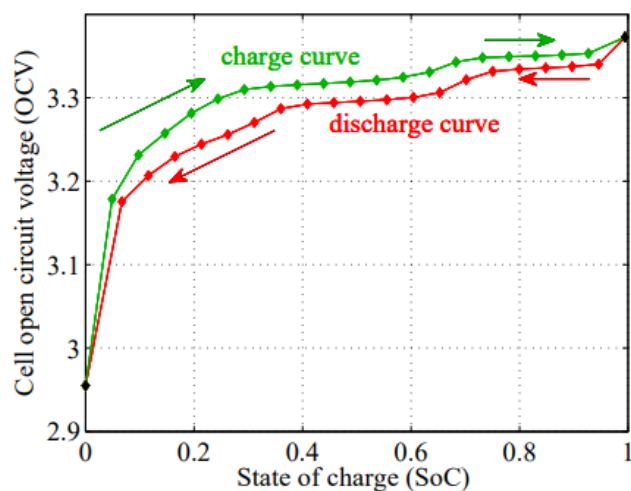


Figura 3.22: Fenomeno di isteresi sulla OCV [24]

Variazione della resistenza interna Anche la resistenza interna R_i non è un parametro costante, ma dipende dal valore del SOC e dalla temperatura, come

mostrato in Figura 3.23.

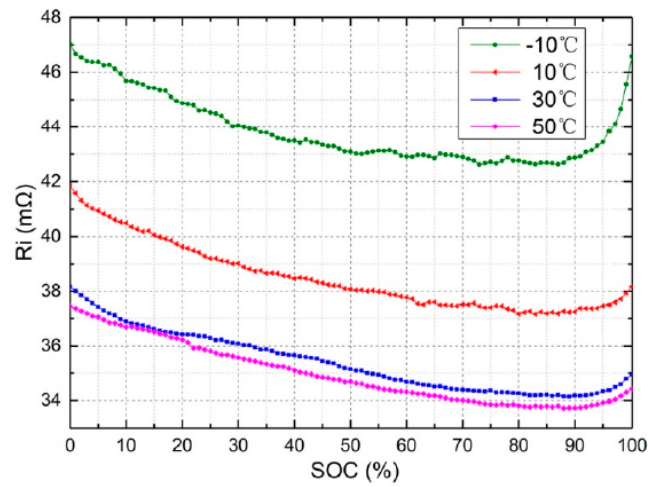


Figura 3.23: Andamento della R_i in funzione del SOC e della temperatura [25]

Come si può osservare, la resistenza presenta il valore massimo quando la batteria risulta completamente scarica. Tuttavia, la condizione di minima resistenza non si ha in corrispondenza di SOC 100%, ma in un punto compreso tra 80% e 90% [25]. Inoltre, la resistenza interna aumenta al diminuire della temperatura. Il valore di resistenza interna dipende anche dall'invecchiamento della batteria. Come mostrato in Figura 3.24, la resistenza risulta direttamente proporzionale al numero di cicli di funzionamento.

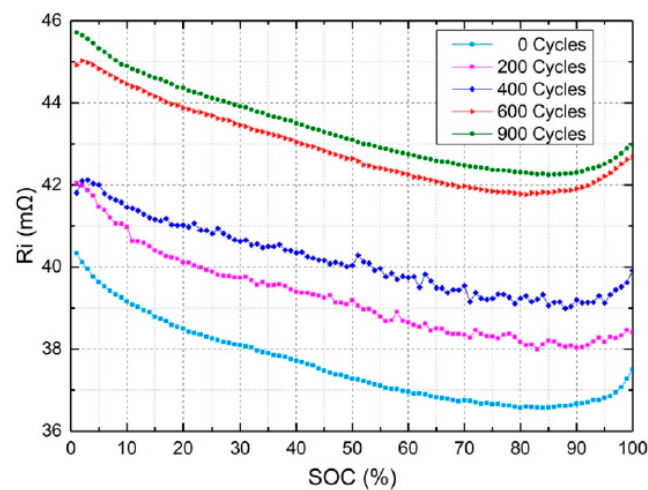


Figura 3.24: Andamento della R_i in funzione del numero di cicli [25]

Capitolo 4

Architettura tipica di un BESS

4.1 Gestione e controllo di un BESS

I sistemi di accumulo a batteria, utilizzati per applicazioni di supporto alla rete, non possono essere collegati direttamente alla rete elettrica, ma necessitano di componenti intermedi. I componenti principali di un BESS sono i seguenti:

- Pacco batteria
- Sistema di gestione della batteria BMS (*Battery Management System*)
- Sistema di gestione dell'energia EMS (*Energy Management System*)
- Sistema di conversione dell'energia PCS (*Power Conversion System*)
- Trasformatore per adeguare il livello di tensione, se necessario

Un pacco batteria è un insieme di celle collegate tra loro in modo da fornire una determinata tensione e capacità. Le celle sono singole unità di accumulo di energia e il loro collegamento può avvenire in serie, in parallelo o una combinazione di entrambi, a seconda delle necessità di potenza e durata. Il pacco batteria è solitamente posizionato all'interno di un contenitore resistente alle diverse condizioni meteorologiche. Il BMS è responsabile del funzionamento sicuro ed efficiente del BESS. Eseguisce misurazioni continue della tensione di batteria e della temperatura, calcola lo stato di carica (SOC, *State-of-Charge*) e lo stato di salute (SOH, *State-of-Health*), e fornisce queste informazioni all'EMS. Il SOH di una batteria è definito

come la condizione attuale del dispositivo rispetto alla condizione iniziale e può essere calcolato come il rapporto tra la capacità attuale e la capacità nominale. Il BMS ha un certo grado di autonomia per la protezione e il mantenimento della batteria, ma riceve istruzioni dall'EMS su come operare. Il sistema di gestione dell'energia EMS si occupa di coordinare ed ottimizzare l'intero funzionamento del BESS. Oltre ai dati ricevuti dal BMS, l'EMS raccoglie informazioni dall'esterno, come ad esempio misurazioni di correnti e tensioni nel PCC (*Point of Common Coupling*), dati meteorologici, dati sul mercato elettrico e comandi da DSO (*Distribution System Operator*) e TSO (*Transmission System Operator*). Sulla base di questi dati, l'algoritmo decisionale integrato nell'EMS fornisce i valori di P e Q ottimali. Tali valori vengono quindi convertiti nei riferimenti di corrente negli assi d-q per il controllo del convertitore DC/AC [11].

Uno schema generale di controllo di un BESS è riportato in Figura 4.1.

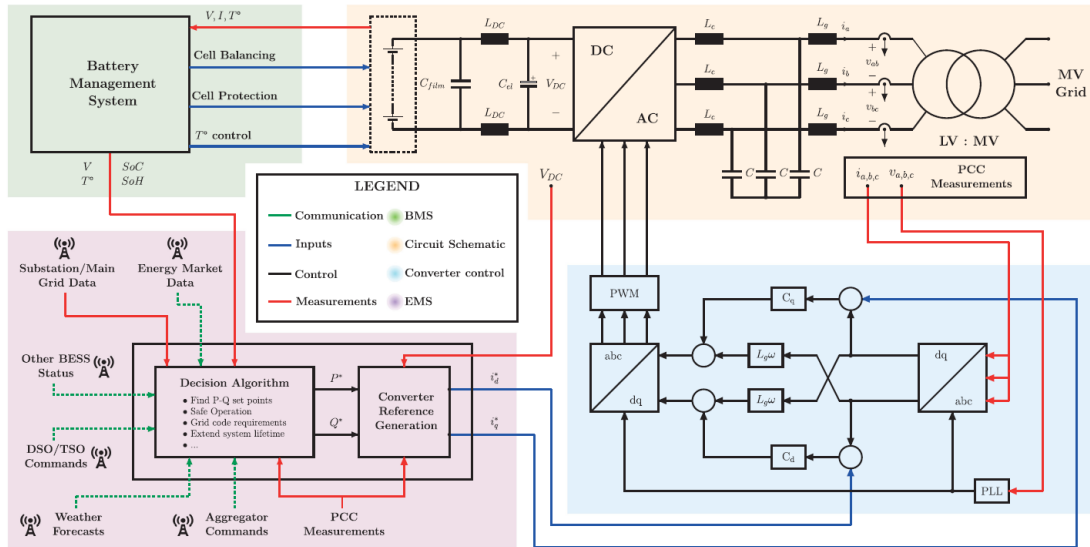


Figura 4.1: Schema generale di gestione e controllo di un BESS [11]

4.2 Sistema di gestione della batteria

Il sistema di gestione della batteria (BMS) è costituito da numerosi sensori, attuatori, controllori e linee di segnale. Oltre a fornire informazioni a EMS e PCS, ha il compito di assicurare un funzionamento corretto del sistema. In particolare, possono essere definite tre funzioni principali [26].

Garantire il funzionamento sicuro del sistema Il sistema di accumulo deve essere protetto da condizioni di lavoro pericolose che possono verificarsi. I metodi di protezione delle batterie possono essere distinti in protezione attiva e protezione passiva.

I sistemi di protezione attiva sono progettati per prevenire condizioni operative dannose, come sovraccarichi, scariche eccessive e surriscaldamento, che possono compromettere significativamente la durata delle batterie. Questi meccanismi disconnettono e isolano la stringa o la cella se la tensione, la corrente o la temperatura superano i limiti operativi accettabili. Solitamente, l'intervallo di tensione è determinato in base alla tecnologia di accumulo. Per esempio, l'intervallo di tensione di una cella litio-ioni è tipicamente $2,5 \div 4,2$ V. I limiti di corrente sono calcolati in funzione dello stato del dispositivo, che dipende principalmente dalla temperatura e dallo stato di carica.

I sistemi di protezione passiva, invece, sono utilizzati per ridurre al minimo i danni al sistema e all'ambiente in caso di situazioni peggiori. Esempi di tali eventi includono cortocircuiti, fuga termica e perdite di sostanze chimiche pericolose. In conformità con i codici e gli standard di sicurezza attuali, vengono utilizzate opportune protezioni. Per prevenire i danni da cortocircuito si ricorre spesso all'uso di fusibili e interruttori automatici. Per evitare la fuga termica vengono impiegate tecniche di isolamento termico delle celle e dei pacchi batteria. Infine, molti dispositivi di accumulo di energia sono dotati di sistemi di rilascio della pressione per evitare il rischio di un aumento eccessivo di pressione.

Monitoraggio e stima dello stato del sistema Come detto precedentemente, il BMS misura in modo continuativo i valori di corrente, tensione e temperatura della batteria. In particolare, il monitoraggio della temperatura è necessario per prevenire la placcatura del litio e altri fenomeni che possono causare una riduzione della vita della batteria. Le batterie litio-ioni funzionano meglio se mantenute nell'intervallo di temperatura ottimale $15-35$ °C [27].

Lo stato di carica (SOC) della batteria non può essere misurato direttamente, ma viene stimato sulla base delle misurazioni effettuate sulle celle della batteria. Esistono diverse strategie per calcolare il SOC, ma la tecnica più comune prevede di integrare nel tempo la corrente ai terminali della batteria.

In base al deterioramento, viene inoltre calcolato lo stato di salute (SOH) della batteria. La capacità, infatti, si riduce nel tempo a causa dei fenomeni di invecchiamento, dovuti sia agli anni di vita sia al numero di cicli di funzionamento.

Bilanciamento delle celle La differenza di tensione e capacità tra le celle di un pacco batteria crea difficoltà nella gestione della batteria, riduce la capacità di accumulo complessiva e può causare un'accelerazione dei fenomeni di deterioramento. Esistono due tecniche di bilanciamento delle celle: passivo e attivo [26]. Il bilanciamento passivo prevede di caricare completamente il pacco batteria e successivamente rimuovere la carica in eccesso dalle celle con tensione più elevata. Questo viene fatto attraverso l'utilizzo di resistori, fino a quando le tensioni non raggiungono un determinato valore di riferimento. Questo metodo risulta più economico. Tuttavia, se il sistema di raffreddamento non è in grado di dissipare in modo efficace il calore generato dai resistori, si ha un aumento della temperatura della batteria, con conseguente riduzione della vita utile.

Il bilanciamento attivo prevede di trasferire la carica dalle celle con tensione maggiore a quelle con tensione minore. Per fare ciò vengono solitamente utilizzati condensatori, induttori, trasformatori e convertitori. Questo metodo permette di ridurre le dissipazioni di calore, ma necessita di controlli più complessi e costosi.

4.3 Sistema di conversione dell'energia

Il sistema di conversione dell'energia (PCS) è responsabile dell'interfaccia elettrica con la rete e della gestione dei flussi di potenza. Il PCS riceve comandi dall'EMS e si interfaccia con il BMS [26].

Il pacco batteria fornisce una tensione DC ai suoi terminali, che deve essere opportunamente adattata alla richiesta del sistema attraverso uno o più dispositivi di conversione di potenza. Nei sistemi a rete DC, il pacco batteria può essere collegato direttamente al DC-link o, se necessario, tramite un convertitore step-up/step-down per adeguare la tensione. Nel caso di rete AC, invece, la tensione deve essere convertita tramite un inverter (convertitore DC/AC) [28].

Le due principali configurazioni del PCS che possono essere utilizzate per i BESS sono la soluzione singolo stadio e la soluzione doppio stadio, mostrate in Figura 4.2.

La configurazione singolo stadio utilizza solo un inverter per interfacciarsi con la rete AC, mentre la configurazione doppio stadio prevede uno stadio intermedio DC/DC tra il pacco batteria e l'inverter. Nella seconda configurazione, il convertitore DC/DC viene utilizzato per regolare la tensione in uscita dal pacco batteria, mentre l'inverter permette l'interfacciamento con la rete attraverso la conversione DC/AC. Il convertitore DC/DC deve essere bidirezionale per permettere la carica e la scarica delle batterie. La tipologia di convertitore più utilizzato è il buck-boost, mostrato

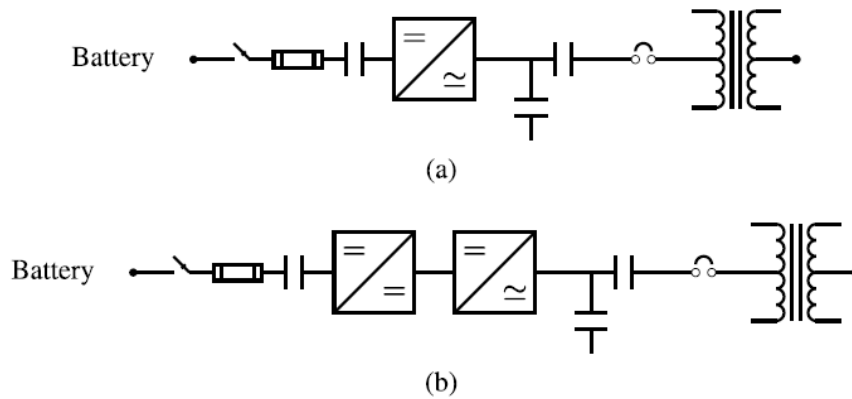


Figura 4.2: Configurazioni PCS: (a) Singolo stadio (b) Doppio stadio [26]

in Figura 4.3.

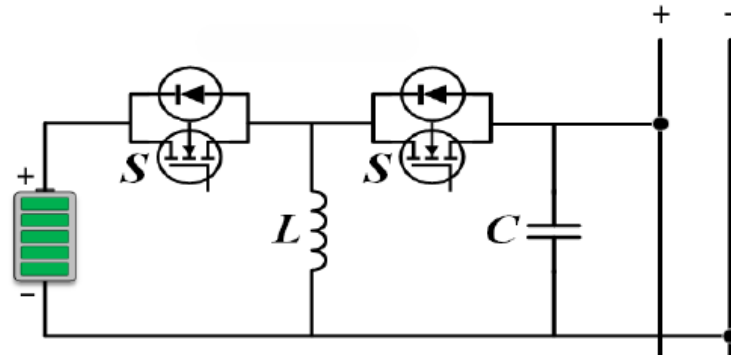


Figura 4.3: Buck-boost [28]

Questa soluzione offre maggiore flessibilità, in quanto consente di avere un intervallo di tensioni lato DC indipendente dalla tensione richiesta lato AC. In particolare, l'intervallo lato DC sarà $(0 \div V_{max,DC})$, dove $V_{max,DC}$ è limitata ad un valore tale da non causare stress sui componenti. Questo permette di mantenere fissa la tensione ai capi dell'inverter, massimizzandone le prestazioni. Tuttavia, questa configurazione risulta costosa e presenta maggiori perdite, con conseguente efficienza ridotta. Solitamente, viene quindi preferita la configurazione a singolo stadio.

4.3.1 Configurazione a singolo stadio

Nelle applicazioni BESS, la soluzione più adottata è rappresentata dal PCS a singolo stadio. Il pacco batteria è quindi direttamente collegato all'inverter, senza l'interposizione di uno stadio di conversione DC/DC. Gli inverter possono essere suddivisi in quattro principali tipologie, elencate di seguito, a seconda dello scopo e dei servizi forniti alla rete [28].

- *Grid-supporting*: si riferisce a qualsiasi tipo di inverter in grado di fornire uno o più servizi ausiliari per supportare le funzioni base di un sistema di potenza e migliorarne la qualità.
- *Grid-following*: questi inverter sono progettati per sincronizzarsi con la rete elettrica, seguendone i profili di tensione e frequenza. Sono comunemente utilizzati nei sistemi di generazione distribuita, in particolare negli impianti fotovoltaici. Tuttavia, essendo unidirezionali, non possono essere utilizzati nelle applicazioni BESS.
- *Grid-feeding*: quando un inverter grid-following opera al massimo della potenza e inietta energia in rete senza controllarne frequenza e tensione, viene definito grid-feeding. Trova maggiore applicazione negli impianti fotovoltaici.
- *Grid-forming*: un inverter grid-forming ha la capacità di generare e controllare la tensione e la frequenza di una rete elettrica. Essendo bidirezionale, questa tipologia di inverter è la più utilizzata nelle applicazioni BESS. Gli inverter grid-forming sono in grado di operare sia in isola (off-grid) sia in connessione con la rete (grid-connected) e sono anche in grado di fornire servizi di supporto alla rete.

Dal punto di vista della topologia, l'inverter è solitamente un convertitore VSC (*Voltage Source Converter*) 2 livelli a IGBT. La struttura di un BESS è quindi mostrata in Figura 4.4.

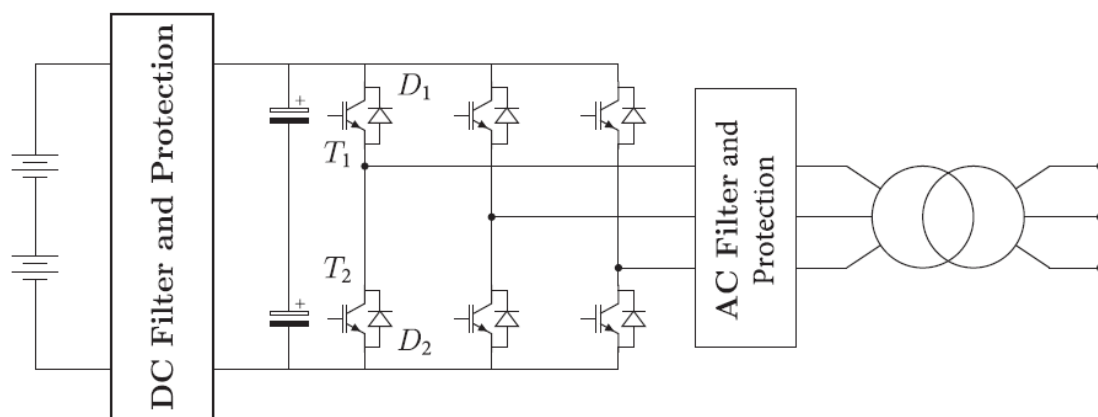


Figura 4.4: Configurazione a singolo stadio [11]

Come si può notare, oltre all'inverter, sono presenti altri componenti:

- Filtri lato AC e DC: vengono utilizzati per ridurre il contenuto armonico
- Protezioni lato AC: fusibili per la protezione dal cortocircuito lato rete
- Protezioni lato DC: fusibili per la protezione dal cortocircuito lato DC. In questo caso i fusibili devono essere dimensionati considerando il numero di inverter collegati in parallelo.

I vantaggi della configurazione a singolo stadio sono rappresentati da un costo minore, perdite minori ed efficienza più elevata. La configurazione a singolo stadio presenta, però, una minore flessibilità rispetto alla soluzione a doppio stadio, con intervallo di tensione lato DC ($\sqrt{2} \cdot V_{AC} \div V_{max,DC}$). In Tabella 4.1 sono riportati due esempi con valori normalizzati di tensione lato AC.

Tabella 4.1: Valori tipici di tensione AC e DC nella configurazione a singolo stadio

Tensione AC	Tensione DC
480 V_{AC}	700 ÷ 1100 V_{DC}
690 V_{AC}	1000 ÷ 1500 V_{DC}

Modalità di controllo del PCS Il controllo dell'inverter viene effettuato utilizzando la modulazione PWM (*Pulse Width Modulation*) per gestire la commutazione degli IGBT. Il metodo più utilizzato è il controllo vettoriale, che utilizza un anello

di controllo della tensione esterno e un anello di controllo della corrente interno [28]. La corrente trifase viene trasformata in un sistema di coordinate dq, per essere confrontata con i valori di riferimento, e successivamente riconvertita nel sistema di coordinate abc per permettere la modulazione PWM.

4.4 Sistema di gestione dell'energia

Come detto precedentemente, l'EMS ottimizza il funzionamento complessivo del sistema, raccogliendo dati da diverse fonti. In una rete elettrica possono essere presenti più BESS e più unità di generazione distribuita (DG). In questo caso, il controllo del sistema dipende dalla possibilità di comunicazione tra i BESS e le unità DG [28]. Nel caso in cui la comunicazione risulti difficoltosa a causa di vincoli geografici, tecnici o economici, ogni unità BESS opera in modo autonomo attraverso un EMS locale. Quest'ultimo, sulla base di misure locali, invia comandi al PCS. Questa tipologia di controllo prende il nome di "controllo locale". Quando invece la comunicazione è possibile, esistono tre diverse soluzioni di controllo.

- Controllo centralizzato: in questa modalità, tutti i BESS inviano informazioni a un sistema di supervisione centrale. Un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) raccoglie i dati e genera comandi per ottimizzare l'intero sistema. Tuttavia, il controllo centralizzato non garantisce un'elevata affidabilità, in quanto un guasto alla rete di comunicazione potrebbe compromettere l'intero sistema.
- Controllo decentralizzato: in questo caso, ogni BESS è dotato di un EMS locale che, oltre a gestire autonomamente il proprio sistema, può scambiare informazioni con altri BESS e unità DG per ottimizzare il funzionamento complessivo. Questa soluzione risulta più affidabile rispetto alla precedente.
- Controllo distribuito: in questa configurazione, gli EMS sono distribuiti geograficamente e sono in grado di scambiarsi informazioni per ottimizzare il funzionamento locale, pur rispettando determinati requisiti sul funzionamento complessivo del sistema. Come nel caso del controllo centralizzato, è presente un sistema SCADA, che coordina una porzione del sistema.

Le quattro soluzioni di controllo sono rappresentate in Figura 4.5.

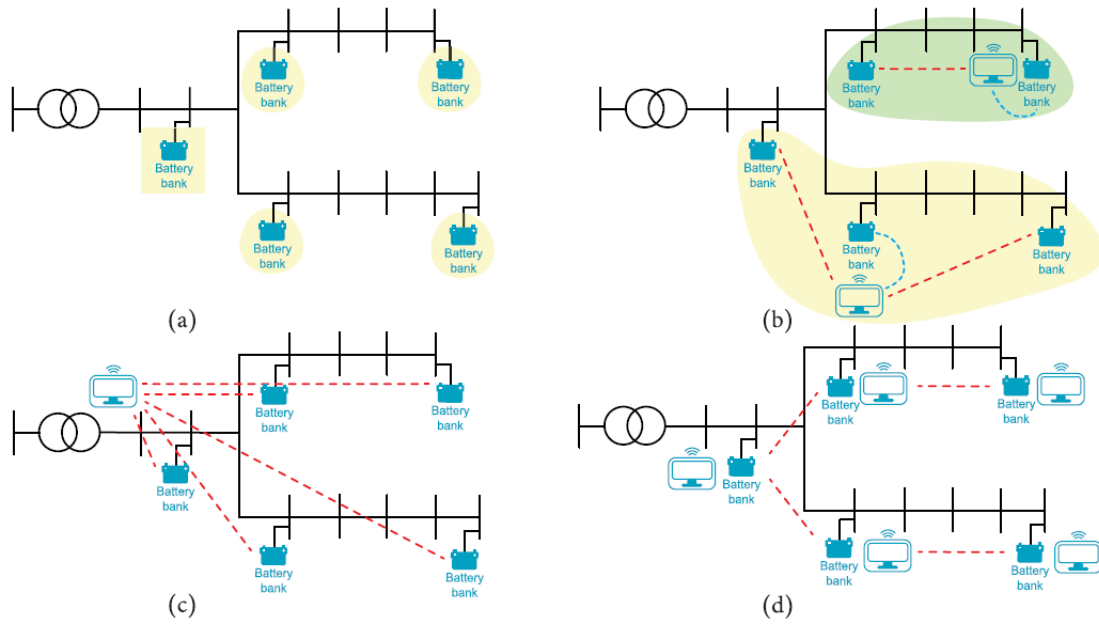


Figura 4.5: Soluzioni di controllo del BESS: (a) Locale (b) Distribuito (c) Centralizzato (d) Decentralizzato [11]

Capitolo 5

Model predictive control

5.1 Contesto e obiettivi dello studio

I sistemi di accumulo a batteria possono essere utilizzati per numerose applicazioni di supporto al sistema elettrico, rendendo il loro contributo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi prefissati nell'ambito delle energie rinnovabili. Nonostante il costo sia in continua diminuzione, il problema principale legato all'utilizzo dei BESS è rappresentato dal costo ancora abbastanza elevato. Tuttavia, l'ottimizzazione del funzionamento e del controllo rende vantaggioso l'utilizzo di questi sistemi.

In particolare, in questo studio, il BESS viene utilizzato in una rete di distribuzione per due applicazioni principali: arbitraggio energetico e *power quality*. L'arbitraggio energetico implica l'acquisto di energia quando i prezzi sono bassi, per poi rivenderla quando i prezzi aumentano. Le applicazioni di *power quality* considerate sono invece il controllo della tensione e il controllo locale del fattore di potenza. La combinazione di queste due applicazioni, attraverso il controllo della potenza attiva e reattiva del BESS, consente di ottimizzare i ricavi e migliorare il comportamento della rete di distribuzione. Inoltre, i BESS presentano tempi di risposta e controllabilità migliori rispetto a dispositivi tradizionali, come i banchi di condensatori.

I recenti progressi nell'elettronica di potenza permettono ai BESS di iniettare o assorbire potenza reattiva in modo indipendente dalle operazioni di carica e scarica. La gestione indipendente della potenza reattiva, pur rimanendo all'interno dei limiti di potenza apparente dell'inverter, permette di migliorare la qualità dell'energia, senza compromettere la durata di vita della batteria. Tuttavia, quando l'inverter opera in questa modalità, possono verificarsi oscillazioni di tensione e corrente, che talvolta richiedono il sovradimensionamento dell'inverter stesso. Nonostante

queste possibili problematiche, i vantaggi tecnici ed economici derivanti dall'uso dell'inverter per la regolazione della potenza reattiva superano gli svantaggi.

In sintesi, questo studio analizza due combinazioni di applicazioni:

- Arbitraggio energetico e regolazione della tensione: combinando la regolazione di potenza reattiva con l'arbitraggio energetico, è possibile mantenere la tensione dei nodi della rete all'interno dell'intervallo desiderato, aumentando i ricavi. Questo primo studio è analizzato nel Capitolo 6.
- Arbitraggio energetico e correzione del fattore di potenza: la correzione del fattore di potenza può ridurre le penalità per i clienti e le perdite nella linea, senza impattare negativamente sui ricavi. Questo studio verrà analizzato nel Capitolo 7.

In entrambi gli studi, viene implementata su MATLAB una tecnica di controllo predittivo, nota come Model Predictive Control (MPC), che permette di ottimizzare il funzionamento complessivo della rete. Il Model Predictive Control rappresenta quindi una possibile strategia di controllo adottata dall'EMS. Questo approccio risulta particolarmente efficace per la gestione in tempo reale del BESS, in quanto integra direttamente nel controllo i vincoli relativi alla capacità energetica del BESS e le dipendenze temporali, come ad esempio l'influenza del SOC attuale sull'energia immagazzinata e sulle decisioni di controllo future [29]. Inoltre, con questo tipo di approccio, le variabili di controllo vengono aggiornate ad ogni intervallo di controllo, aumentando la robustezza del sistema.

5.2 Model predictive control

Il Model Predictive Control (MPC) è una tecnica di controllo avanzata che utilizza un modello matematico per rappresentare un sistema dinamico. Sulla base di questo modello, l'MPC prevede il comportamento futuro del sistema ed elabora la traiettoria ottimale per la variabile o le variabili di controllo, con l'obiettivo di raggiungere un determinato obiettivo [30]. Lo schema di principio è riportato in Figura 5.1.

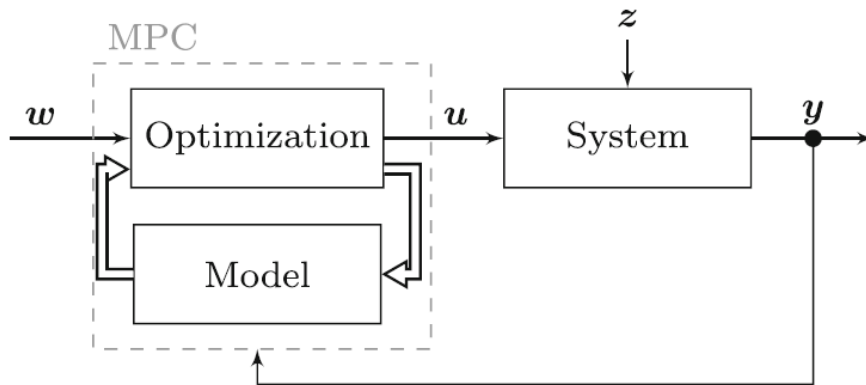


Figura 5.1: Schema di principio MPC [30]

In questo schema w rappresenta l'obiettivo, u la variabile di controllo, z i disturbi e y l'uscita (o stato). Ad ogni passo temporale, il controllore riceve in ingresso lo stato attuale del sistema, compresi eventuali disturbi. Sulla base di queste informazioni, calcola la sequenza di azioni di controllo che minimizzano una determinata funzione obiettivo sull'orizzonte di predizione, risolvendo un problema di ottimizzazione vincolata. Una volta calcolata la sequenza di azioni di controllo ottimali, il controllore applica solo la prima di esse, trascurando le successive. Al passo temporale successivo, l'intero processo viene ripetuto [31]. Questo metodo di controllo è noto come *receding horizon* (orizzonte mobile) ed è illustrato in Figura 5.2. In questa tipologia di controllo è possibile definire quattro parametri [32]:

- k : rappresenta l'istante attuale, in cui viene applicato il controllo
- Time-step (passo temporale) T_s : si riferisce all'intervallo di tempo tra due azioni di controllo consecutive. Rappresenta quindi le tempistiche con cui il controllore fa una previsione e aggiorna le azioni di controllo.
- Prediction horizon (orizzonte di predizione) N_p : indica il numero di passi temporali futuri sui quali il controllore cerca di minimizzare la funzione obiettivo. L'orizzonte deve essere sufficientemente lungo da coprire la risposta transitoria e le dinamiche significative del sistema. Un valore elevato di prediction horizon permette di ottenere prestazioni migliori, ma comporta un onere computazionale più elevato. Valori tipici sono compresi nell'intervallo 10-20 passi temporali [31].
- Control horizon (orizzonte di controllo) N_c : rappresenta il numero di azioni di controllo libere che il controllore utilizza per minimizzare la funzione obiettivo

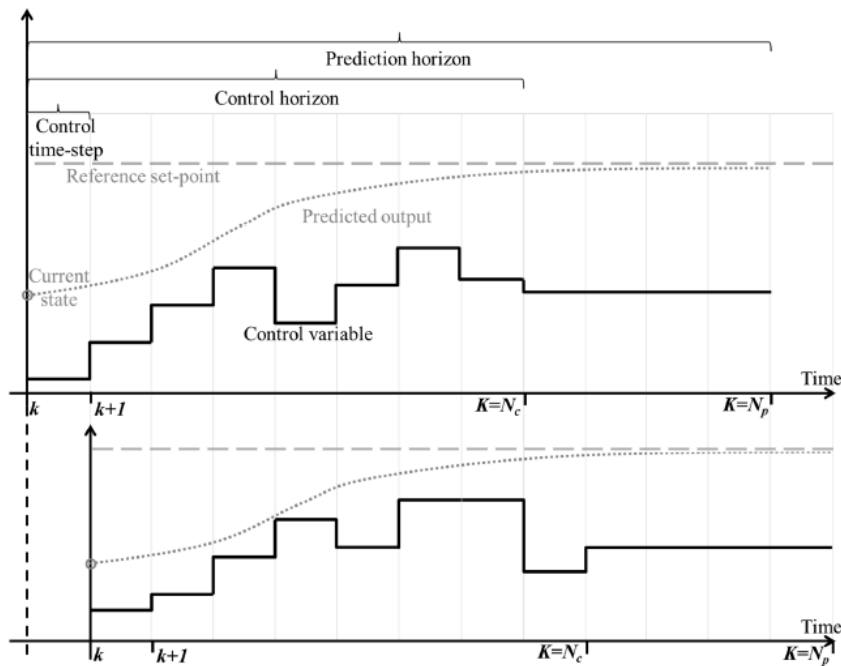


Figura 5.2: Schema di principio del receding horizon [32]

sull'orizzonte di predizione. Anche in questo caso, valori elevati di control horizon comportano prestazioni migliori ma anche un maggiore tempo di calcolo.

Come mostrato in Figura 5.1, gli elementi chiave del Model Predictive Control sono il modello del sistema e il problema di ottimizzazione. Il modello del sistema è un insieme di equazioni differenziali che servono a rappresentare il comportamento del sistema reale. Esso è caratterizzato dalle seguenti grandezze [31]:

- Variabili di stato: grandezze che descrivono il comportamento attuale del sistema. Vengono utilizzate dal controllore come base per le previsioni future.
- Ingressi: sono le variabili indipendenti che influenzano l'impianto. Si distinguono in:
 - Variabili manipolate (MV): sono le variabili che il controllore regola direttamente per raggiungere gli obiettivi desiderati
 - Disturbi misurati (MD): disturbi che non possono essere modificati dal controllore, ma che vengono compensati, anticipando gli effetti sul sistema

- Disturbi non misurati (UD): disturbi che non sono noti al controllore e devono quindi essere compensati con opportune strategie di controllo
- Uscite: sono le variabili dipendenti che il sistema monitora. Si dividono in:
 - Uscite misurate (MO): il sistema utilizza queste uscite per stimare le grandezze non misurate e come retroazione per verificare l'efficacia del controllo
 - Uscite non misurate (UO): il sistema stima queste uscite sulla base delle misurazioni disponibili e del modello dell'impianto.

Il problema di ottimizzazione include, invece, i vincoli e la funzione obiettivo. Per definirlo, è necessario distinguere tra MPC lineare e MPC non lineare. Per l'analisi si fa riferimento al Model Predictive Control Toolbox di MATLAB.

5.2.1 MPC lineare

Il Model Predictive Control lineare rappresenta la tipologia di MPC più utilizzata, in cui il sistema da controllare è modellato tramite un sistema dinamico lineare.

Equazione di stato Considerando un generico sistema lineare a tempo discreto, le equazioni che lo descrivono sono le seguenti [33]:

$$x(t+1) = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (5.1)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) + D \cdot u(t) \quad (5.2)$$

dove

- $x(t)$: vettore delle variabili di stato
- $u(t)$: vettore degli ingressi
- $y(t)$: vettore delle uscite

L'equazione (5.1) rappresenta l'equazione di stato del sistema, mentre l'equazione (5.2) rappresenta l'equazione di uscita.

Vincoli Il Model Predictive Control permette di definire sia dei vincoli singoli su ingressi e uscite sia dei vincoli misti tra ingressi e uscite. I principali vincoli che possono essere imposti sono i seguenti:

- Limite inferiore e superiore per le variabili manipolate
- Limite inferiore e superiore per le uscite
- Limite inferiore e superiore per l'incremento delle variabili manipolate

Questi vincoli possono essere suddivisi in due tipologie:

- Vincoli rigidi: non possono essere violati in nessuna condizione. Se non esiste una soluzione che permetta di non violare i vincoli, il controllore restituisce un segnale di errore e imposta le variabili manipolate uguali ai valori precedenti, senza effettuare modifiche.
- Vincoli rilassati: in questo caso, il controllore può ritenere ottimali determinati valori delle variabili manipolate, anche se comportano una violazione dei vincoli. Il rilassamento dei vincoli viene indicato su MATLAB con il termine ECR (*Equal Constraint Relaxation*). Questa violazione dei vincoli può essere penalizzata nella funzione obiettivo, per ridurla al minimo possibile.

Funzione obiettivo L'MPC lineare risolve un problema di ottimizzazione quadratica ad ogni intervallo di controllo e restituisce il valore ottimale delle variabili manipolate. Nel caso lineare, la funzione obiettivo è una funzione standard che può essere ponderata con opportuni termini di peso, ma non può essere modificata. In particolare, la funzione obiettivo da minimizzare è data dalla somma di quattro termini [33]:

$$J(z_k) = J_y(z_k) + J_u(z_k) + J_{\Delta u}(z_k) + J_\epsilon(z_k) \quad (5.3)$$

dove:

- k : intervallo di controllo attuale
- z_k : vettore delle variabili manipolate al tempo k
- $J_y(z_k)$: termine che tiene conto della differenza tra il valore delle uscite e i riferimenti
- $J_u(z_k)$: termine che tiene conto della differenza tra il valore delle variabili manipolate e i riferimenti

- $J_{\Delta u}(z_k)$: termine che penalizza le variazioni delle variabili manipolate tra un istante di tempo e il precedente. In alcune applicazioni si preferiscono piccole variazioni delle variabili di controllo.
- $J_\epsilon(z_k)$: termine di penalizzazione per le violazioni dei vincoli

5.2.2 MPC non lineare

Come detto precedentemente, l'MPC lineare è caratterizzato da una funzione obiettivo predefinita che non può essere modificata. Al contrario, l'utilizzo di un MPC non lineare permette di definire una funzione obiettivo personalizzata, sebbene comporti un maggiore onere computazionale. La funzione obiettivo può essere, ad esempio, una combinazione lineare o non lineare degli stati e degli ingressi.

Per questo motivo, per gli studi descritti nei capitoli successivi, verrà implementato un MPC non lineare.

Equazione di stato Considerando un sistema discreto, l'equazione di stato assume la seguente forma:

$$x(t+1) = f(x(t), u(t)) \quad (5.4)$$

È possibile definire anche un'equazione per le uscite. Tuttavia, se quest'ultima non viene definita, il sistema considererà automaticamente le uscite uguali agli stati.

Vincoli Anche nell'MPC non lineare è possibile definire i vincoli su ingressi e uscite, come nel caso lineare. Rispetto a quest'ultimo, nell'MPC non lineare possono essere definiti anche dei vincoli aggiuntivi sui limiti inferiori e superiori delle variabili di stato. Questi vincoli sono sempre vincoli rigidi e non possono essere mai violati.

Funzione obiettivo In questa sezione viene analizzata la formulazione generale della funzione obiettivo per l'MPC non lineare [34]. Si considera:

$$u(t) \in U, \forall t \geq 0 \quad (5.5)$$

$$x(t) \in X, \forall t \geq 0 \quad (5.6)$$

dove

$$U := \{u \in R^m \mid u_{min} \leq u \leq u_{max}\} \quad (5.7)$$

$$X := \{x \in R^n | x_{min} \leq x \leq x_{max}\} \quad (5.8)$$

Le variabili di controllo applicate al sistema sono solitamente ottenute risolvendo il seguente problema di controllo ottimale a orizzonte finito, che viene risolto ad ogni istante di campionamento:

$$\min_{u(\cdot)} J(x(t), \bar{u}(\cdot)) \quad (5.9)$$

con

$$\bar{x}(\tau + 1) = f(\bar{x}(\tau), \bar{u}(\tau)), \bar{x}(t) = x(t) \quad (5.10)$$

$$\bar{u}(\tau) \in U, \forall \tau \in [t, t + T_c] \quad (5.11)$$

$$\bar{u}(\tau) = \bar{u}(\tau + T_c), \forall \tau \in [t + T_c, t + T_p] \quad (5.12)$$

$$\bar{x}(\tau) \in X, \forall \tau \in [t, t + T_p] \quad (5.13)$$

con la funzione di costo

$$J(x(t), \bar{u}(\cdot)) := \int_t^{t+T_p} F(\bar{x}(\tau), \bar{u}(\tau)) d\tau \quad (5.14)$$

in cui T_p e T_c rappresentano rispettivamente l'orizzonte di predizione e l'orizzonte di controllo, con $T_c \leq T_p$, mentre $x(t)$ rappresenta la condizione iniziale reale dello stato del sistema, che viene passata come input ad ogni istante di campionamento. La barra sopra le lettere indica che si tratta di una variabile interna al controllore. La distinzione tra le variabili interne del controllore e le variabili del sistema reale è necessaria in quanto, anche nel caso nominale, ovvero in assenza di disturbi, gli stati predetti potrebbero non coincidere con quelli reali.

La soluzione ottimale al problema precedente viene indicata con $\bar{u}^*(\cdot; x(t))$ nell'intervallo $[t, t + T_p]$. Il problema di controllo viene risolto ripetutamente negli istanti di campionamento t_j . L'input applicato al sistema è quindi dato dalla sequenza di soluzioni ottimali:

$$u(t) := \bar{u}^*(t; x(t_j)) \quad (5.15)$$

dove t_j rappresenta l'istante di campionamento più vicino a t , con $t_j \leq t$. Il sistema può quindi essere scritto come:

$$x(t + 1) = f(x(t), \bar{u}^*(t; x(t_j))) \quad (5.16)$$

Il costo ottimale può quindi essere definito come:

$$C(x) = J(x, \bar{u}^*(\cdot; x)) \quad (5.17)$$

Capitolo 6

Arbitraggio energetico e controllo della tensione

In questo capitolo viene presentato il primo dei due casi studio descritti nel Capitolo 5. Il BESS viene quindi utilizzato per le applicazioni di arbitraggio energetico e controllo della tensione in una rete di distribuzione. In particolare, l'obiettivo è dimostrare come la capacità di potenza reattiva dell'inverter possa essere sfruttata per mantenere la tensione all'interno dei limiti normativi, consentendo così al BESS di partecipare maggiormente alla regolazione della potenza attiva e, di conseguenza, di incrementare i ricavi. Verrà, infatti, inizialmente proposto un confronto tra il caso in cui non sia previsto il supporto di potenza reattiva e il caso in cui, invece, questa venga sfruttata per aumentare i ricavi. Successivamente, verrà analizzata la scalabilità del metodo, estendendo l'applicazione a un periodo temporale più ampio e a una rete con un numero maggiore di nodi.

6.1 Formulazione del problema di ottimizzazione

Come detto precedentemente, il Model Predictive Control risolve un problema di ottimizzazione, considerando vincoli e dinamica del sistema. In questa sezione verranno analizzati tali aspetti nel contesto specifico dell'applicazione considerata [29]. In particolare, la descrizione considera il caso in cui sia previsto il supporto di potenza reattiva. Per ricondursi al caso in cui non sia previsto tale supporto, sarà sufficiente non considerare le potenze reattive in fase di carica e scarica.

6.1.1 Dinamica del sistema

La dinamica del sistema di accumulo può essere espressa mediante la seguente equazione lineare:

$$SOE_{k+1} = \gamma_s \cdot SOE_k + \gamma_c \cdot (p_k^c - p_k^{lc}) \cdot \tau - (p_k^d + p_k^{ld}) \cdot \tau / \gamma_d \quad (6.1)$$

dove

- SOE_k : Stato di energia (*State-of-energy*) del BESS all'istante di tempo k , ovvero la quantità di energia disponibile nella batteria all'istante k , con $k \in \{1, \dots, T - 1\}$
- τ : tempo di campionamento
- γ_s : efficienza di auto-scarica della batteria, $\gamma_s \in (0,1]$
- γ_c : efficienza di carica della batteria, $\gamma_c \in (0,1]$
- γ_d : efficienza di scarica della batteria, $\gamma_d \in (0,1]$
- p_k^c : potenza di carica all'istante k , vista dal lato AC dell'inverter
- p_k^d : potenza di scarica all'istante k , vista dal lato AC dell'inverter
- p_k^{lc} : perdite nell'inverter durante la fase di carica
- p_k^{ld} : perdite nell'inverter durante la fase di scarica

Questa modellazione assume che la potenza rimanga costante nel tempo di campionamento τ .

Le perdite nell'inverter possono essere espresse come funzioni lineari delle potenze di carica e scarica:

$$p_k^{lc} = L_c^p \cdot p_k^c + L_c^q \cdot q_k^c \quad (6.2)$$

$$p_k^{ld} = L_d^p \cdot p_k^d + L_d^q \cdot q_k^d \quad (6.3)$$

q_k^c e q_k^d rappresentano rispettivamente la potenza reattiva in fase di carica e in fase di scarica. L_c^p , L_c^q , L_d^p e L_d^q sono costanti, solitamente caratterizzate dai seguenti valori [35]:

- $L_c^p = L_d^p = 0.03$
- $L_c^q = L_d^q = 0.04$

Oltre alla dinamica del sistema di accumulo, è necessario definire la dinamica del sistema, che varia a seconda dell'applicazione considerata. Una formulazione generica della dinamica del sistema può essere scritta come:

$$x_{k+1} = g(x_k, p_k^d, p_k^c, q_k^d, q_k^c, \tau) \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.4)$$

dove T rappresenta l'orizzonte di predizione, mentre x_k rappresenta la generica variabile di stato.

Nel caso specifico del controllo della tensione, la dinamica del sistema può essere definita nel seguente modo:

$$\bar{v}_{k+1} = \bar{v}_k + G_p \cdot (\bar{p}_{k+1} - \bar{p}_k) + G_q \cdot (\bar{q}_{k+1} - \bar{q}_k) \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.5)$$

In forma matriciale:

$$\bar{v}_{k+1} = I \cdot \bar{v}_k + \begin{bmatrix} G_p & G_q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{\delta p}_k \\ \bar{\delta q}_k \end{bmatrix} \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.6)$$

dove

- $\bar{v}_k = [v^1, v^2, \dots, v^N]^T$ rappresenta il vettore delle tensioni nodali all'istante di tempo k , con N pari al numero di nodi della rete
- I : matrice identità
- $\bar{\delta p}_k = [\delta p^1, \delta p^2, \dots, \delta p^N]$ rappresenta il vettore delle variazioni delle potenze attive nette nei nodi della rete all'istante di tempo k
- $\bar{\delta q}_k = [\delta q^1, \delta q^2, \dots, \delta q^N]$ rappresenta il vettore delle variazioni delle potenze reattive nette nei nodi della rete all'istante di tempo k

Le variazioni di potenza attiva e reattiva nei nodi della rete all'istante k possono essere scritte come:

$$\delta p_k = \delta p_k^d - \delta p_k^c + \delta \hat{p}_k^{pv} - \delta \hat{p}_k^{ld} \quad (6.7)$$

$$\delta q_k = \delta q_k^d - \delta q_k^c + \delta \hat{q}_k^{qv} - \delta \hat{q}_k^{ld} \quad (6.8)$$

In questa formulazione, $\delta \hat{p}_k^{pv}$, $\delta \hat{p}_k^{ld}$, $\delta \hat{q}_k^{qv}$ e $\delta \hat{q}_k^{ld}$ indicano le variazioni, rispetto al tempo precedente, delle previsioni di potenza attiva e reattiva per il fotovoltaico e il carico.

Nell'equazione (6.6) le matrici G_p e G_q sono le matrici di sensibilità delle tensioni, ossia le matrici che mettono in correlazione le variazioni delle tensioni nodali rispetto alle variazioni delle potenze attive e reattive nei diversi nodi della rete.

Queste matrici possono essere costruite a partire dai seguenti coefficienti (metodo Z-bus)[36]:

$$\frac{\partial \bar{V}_i}{\partial P_k} = \sum_{j \in [1, N_b]}^{j \neq k} \frac{-\bar{Z}_{ij} \cdot \bar{S}_j^*}{(\bar{V}_j^*)^2} \cdot \frac{\partial \bar{V}_j^*}{\partial P_k} + \frac{\bar{Z}_{ik}}{\bar{V}_k^*} \quad (6.9)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial P_k} = \frac{1}{V_i} \cdot \Re(\bar{V}_i^* \cdot \frac{\partial \bar{V}_i}{\partial P_k}) \quad (6.10)$$

$$\frac{\partial \bar{V}_i}{\partial Q_k} = \sum_{j \in [1, N_b]}^{j \neq k} \frac{-\bar{Z}_{ij} \cdot \bar{S}_j^*}{(\bar{V}_j^*)^2} \cdot \frac{\partial \bar{V}_j^*}{\partial Q_k} - (1j) \cdot \frac{\bar{Z}_{ik}}{\bar{V}_k^*} \quad (6.11)$$

$$\frac{\partial V_i}{\partial Q_k} = \frac{1}{V_i} \cdot \Re(\bar{V}_i^* \cdot \frac{\partial \bar{V}_i}{\partial Q_k}) \quad (6.12)$$

In queste equazioni, gli indici i , k e j rappresentano i nodi non slack della rete, mentre N_b è il numero di tali nodi. Le variabili Z e S rappresentano invece rispettivamente le impedenze dei rami e le potenze nette nei nodi.

6.1.2 Vincoli

I primi vincoli che possono essere definiti sono quelli riguardanti la dinamica del sistema, ossia i limiti sulle variabili di stato. In particolare, per prevenire l'invecchiamento precoce della batteria, il SOE viene limitato tra un valore minimo e massimo:

$$SOE_{min} \leq SOE_{k+1} \leq SOE_{max} \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.13)$$

Inoltre, per rispettare i limiti normativi, anche la tensione viene vincolata tra un valore minimo e un valore massimo:

$$v_{min} \leq \bar{v}_{k+1} \leq v_{max} \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.14)$$

dove v è un vettore contenente le tensioni dei nodi della rete. In presenza di forti variazioni di carico o generazione, se i limiti di tensione sono troppo restrittivi, il sistema di accumulo può non essere in grado di mantenere la tensione entro i valori stabiliti, rendendo impossibile l'ottimizzazione. Per ovviare a questo problema, è possibile introdurre una variabile di rilassamento dei vincoli, come segue:

$$(-\epsilon + v_{min}) \leq \bar{v}_{k+1} \leq (v_{max} + \epsilon) \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.15)$$

dove ϵ è un vettore contenente il rilassamento dei vincoli di tensione per ogni nodo della rete.

Oltre ai vincoli sulla dinamica del sistema, è necessario considerare anche i vincoli operativi dell'inverter. I limiti di capability possono essere scritti come:

$$(p_k^c)^2 + (q_k^c)^2 \leq P^2 \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.16)$$

$$(p_k^d)^2 + (q_k^d)^2 \leq P^2 \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.17)$$

$$-\tan(\bar{\phi}) \cdot p_k^c \leq q_k^c \leq \tan(\bar{\phi}) \cdot p_k^c \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.18)$$

$$-\tan(\bar{\phi}) \cdot p_k^d \leq q_k^d \leq \tan(\bar{\phi}) \cdot p_k^d \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (6.19)$$

dove

- P : potenza nominale inverter
- $\tan(\bar{\phi})$: limite che dipende dal fattore di potenza $\cos(\bar{\phi})$ dell'inverter

6.1.3 Funzione obiettivo

L'impiego del BESS nella rete di distribuzione ha come obiettivo il controllo della tensione e l'arbitraggio energetico. Il controllo della tensione viene garantito mediante l'imposizione dei vincoli, come descritto precedentemente. L'arbitraggio energetico, invece, viene ottenuto definendo opportunamente la funzione obiettivo, la quale dovrà essere strutturata in modo che l'ottimizzazione miri a minimizzare il costo dell'energia prelevata dalla rete. La funzione obiettivo assumerà quindi la seguente formulazione:

$$\min_{p_k^d, p_k^c, q_k^d, q_k^c} J := \sum_{k=1}^T (c_k \cdot \tau \cdot (\hat{p}_k^{ld} - \hat{p}_k^{pv} + p_k^c - p_k^d)) \quad (6.20)$$

dove c_k rappresenta il costo unitario dell'energia all'istante di tempo k .

È possibile aggiungere un termine alla funzione obiettivo, con l'intento di ridurre al minimo la violazione dei vincoli di tensione causata dal rilassamento degli stessi:

$$\min_{p_k^d, p_k^c, q_k^d, q_k^c} J := \sum_{k=1}^T (c_k \cdot \tau \cdot (\hat{p}_k^{ld} - \hat{p}_k^{pv} + p_k^c - p_k^d)) + \lambda \cdot \sum_{n=1}^N \epsilon_n \quad (6.21)$$

dove λ rappresenta il peso dato alla violazione dei vincoli di tensione.

Come è possibile osservare dalla precedente formulazione, il costo della potenza reattiva e il degrado della batteria non vengono considerati.

6.2 Applicazione ad una rete 5 nodi

In questa sezione verrà analizzata l'applicazione del controllo precedentemente descritto a una rete costituita da 5 nodi su un periodo temporale di due giorni. La scelta di una rete di ridotte dimensioni e di un intervallo temporale ristretto è motivata da un minore onere computazionale.

Inizialmente, verrà descritta la rete in esame, per poi analizzare e confrontare i risultati ottenuti senza e con il supporto di potenza reattiva.

6.2.1 Definizione della rete

La rete utilizzata in questa prima fase, rappresentata in Figura 6.1, è una rete costituita da 5 nodi.

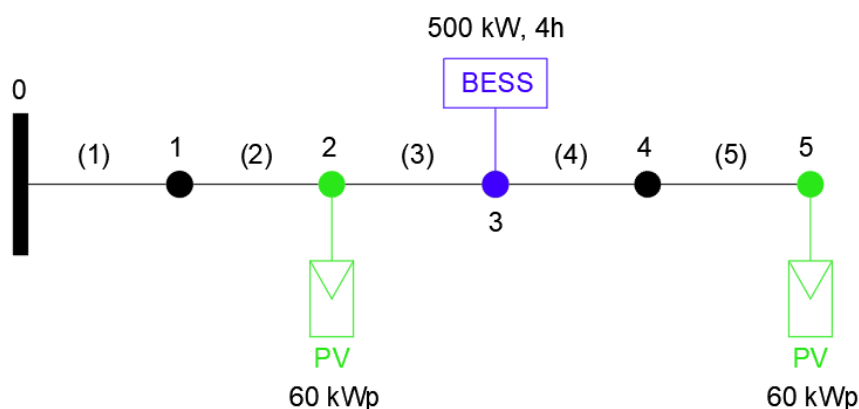


Figura 6.1: Rete 5 nodi

Il nodo 0 rappresenta il nodo slack, con tensione costante e unitaria. Nei nodi 2 e 5 sono installati degli impianti fotovoltaici, con potenza di picco pari a 60 kWp. Infine, il BESS viene installato nel nodo 3 della rete. Quest'ultimo ha una potenza nominale di 500 kW ed è in grado di erogarla per 4 ore, con conseguente energia nominale pari a 2 MWh. In Tabella 6.1 e Tabella 6.2 vengono riportati rispettivamente i dati della rete e i dati del BESS.

Le suscettanze saranno considerate come potenze reattive aggiuntive nei nodi:

$$Q_B = -\frac{1}{2} \cdot B \cdot V^2 \quad (6.22)$$

dove:

Tabella 6.1: Dati della rete

(a) Dati dei rami della rete				(b) Dati dei nodi della rete		
Ramo	R [mΩ]	X [mΩ]	B [μS]	Nodo	P [kW]	Q [kvar]
1	17.495	87.070	4.890	1	10.7	5.67
2	20.206	10.056	0.5647	2	97.3	48.7
3	60.617	30.168	1.694	3	48.7	24.3
4	26.807	13.342	0.7492	4	54.7	28.7
5	80.422	40.026	2.248	5	27.3	14.3

- B : suscettanza totale di una linea, da ripartire a metà sui nodi di partenza e arrivo della linea
- V : tensioni nodali

La potenza reattiva così calcolata viene quindi divisa equamente tra i due nodi della linea considerata.

Tabella 6.2: Dati del BESS

Energia nominale BESS	2 MWh
Potenza nominale inverter	500 kW
Efficienza di auto-scarica	1.0
Efficienza di carica	0.9
Efficienza di scarica	0.9

La topologia della rete viene rappresentata attraverso la matrice delle incidenze L , dove sulle colonne sono presenti i nodi della rete e sulle righe i rami:

$$L = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (6.23)$$

La matrice è costruita considerando convenzionalmente, per ogni ramo della rete, il valore 1 per il nodo di partenza e il valore -1 per il nodo di arrivo.

Un'altra matrice che viene utilizzata per definire la rete è l'inversa della matrice delle incidenze:

$$\Gamma = L^{-1} \quad (6.24)$$

Questa matrice presenta sulle colonne i rami della rete e sulle righe i nodi. Nel caso specifico della rete analizzata, la matrice Γ sarà:

$$\Gamma = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (6.25)$$

Questa matrice presenta le seguenti caratteristiche [37]:

- leggendo una riga della matrice, gli elementi diversi da zero corrispondono ai rami che formano il percorso dal nodo considerato fino al nodo di alimentazione
- leggendo una colonna della matrice, gli elementi diversi da zero corrispondono ai nodi che rimarrebbero isolati se il ramo considerato venisse rimosso o aperto

Queste due matrici sono utili per poter definire, ad esempio, le impedenze della rete e le correnti.

Infine, in Figura 6.2 e Figura 6.3, vengono riportati i profili di carico, generazione e prezzo dell'energia. I dati di carico e PUN (Prezzo Unico Nazionale) fanno riferimento al periodo 07/08/2022 - 08/08/2022. I grafici presentano sull'asse delle ascisse gli istanti di campionamento. Considerando un passo di campionamento $\tau = 15$ minuti, il numero totale degli istanti di campionamento è ottenuto come:

$$N_t = \frac{2 \cdot 24 \cdot 60}{\tau} = 192 \quad (6.26)$$

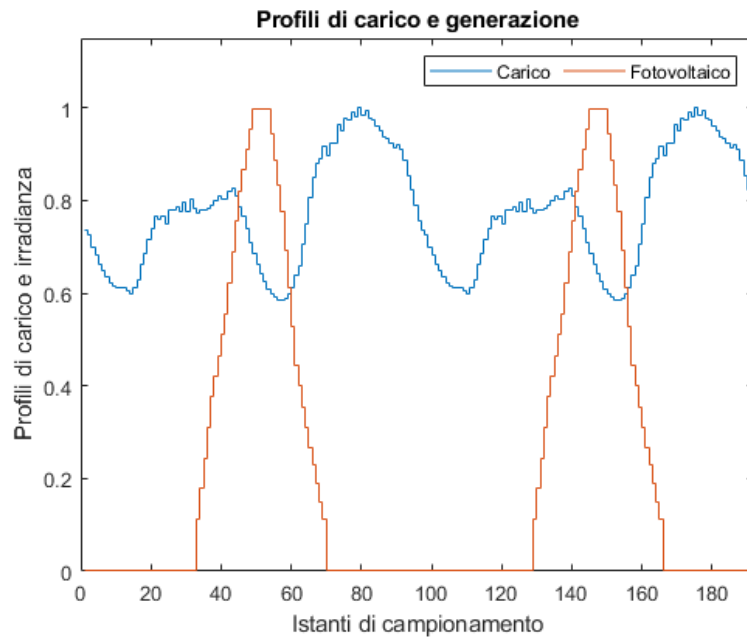


Figura 6.2: Profili di carico [38] e generazione [39]

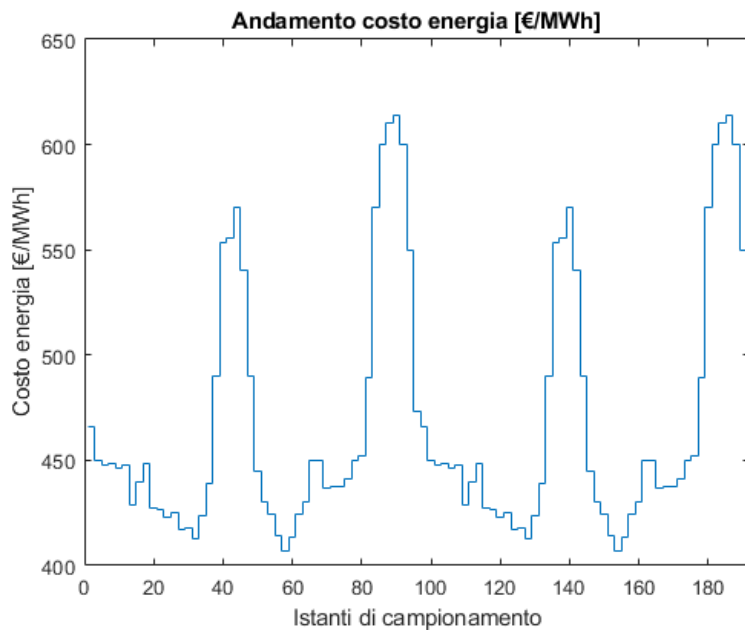


Figura 6.3: Profilo del prezzo dell'energia (€/MWh) [40]

6.2.2 Scenario senza supporto di potenza reattiva

In questo primo caso, non è previsto il supporto di potenza reattiva. Di conseguenza, il BESS si caricherà o scaricherà con l'obiettivo di mantenere la tensione entro i limiti normativi, minimizzando il costo dell'energia prelevata dalla rete. Il sistema viene modellato con la rappresentazione generica di un sistema lineare a tempo discreto:

$$x(t+1) = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (6.27)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) + D \cdot u(t) \quad (6.28)$$

Di seguito, vengono descritti nel dettaglio gli elementi delle equazioni.

Per questa applicazione, le variabili di stato x considerate sono lo stato di energia (SOE) del BESS e le tensioni nodali. Inoltre, poiché le tensioni vengono calcolate a partire dalle variazioni delle potenze nette nei nodi, vengono aggiunte altre due variabili di stato, che corrispondono ai valori delle potenze attive di carica e scarica nell'istante di tempo precedente. Questo è necessario per definire correttamente la dinamica del BESS e per formulare la funzione obiettivo.

Il vettore degli ingressi u conterrà, invece, le variazioni delle potenze attive di carica e scarica, corrispondenti alle variabili manipolate (MV) del problema, e le variazioni delle potenze attive e reattive nette nei nodi della rete, corrispondenti ai disturbi misurati (MD) del problema.

Infine, le uscite y coincideranno con le variabili di stato.

$$y(t) = x(t) = \begin{bmatrix} SOE_t \\ v_t^1 \\ v_t^2 \\ v_t^3 \\ v_t^4 \\ v_t^5 \\ p_{t-1}^c \\ p_{t-1}^d \end{bmatrix} \quad u(t) = \begin{bmatrix} \delta p_t^c \\ \delta p_t^d \\ \delta p_t^1 \\ \delta p_t^2 \\ \delta p_t^3 \\ \delta p_t^4 \\ \delta p_t^5 \\ \delta q_t^1 \\ \delta q_t^2 \\ \delta q_t^3 \\ \delta q_t^4 \\ \delta q_t^5 \end{bmatrix} \quad (6.29)$$

La matrice A rappresenta il legame tra le variabili di stato all'istante $(t+1)$ e le variabili stesse all'istante t . Per le tensioni e le potenze di carica e scarica, la matrice A corrisponde alla matrice identità. Per il SOE, invece, i termini della

matrici rispecchiano l'equazione (6.1), che, riformulata per questa applicazione senza supporto di potenza reattiva, diventa:

$$SOE_{t+1} = \gamma_s \cdot SOE_t + \tau \cdot \gamma_c \cdot (1 - L_c^p) \cdot p_t^c - \frac{\tau}{\gamma_d} \cdot (1 + L_d^p) \cdot p_t^d \quad (6.30)$$

con

$$p_t^c = p_{t-1}^c + \delta p_t^c \quad (6.31)$$

$$p_t^d = p_{t-1}^d + \delta p_t^d \quad (6.32)$$

Di conseguenza, la matrice A viene definita come:

$$A = \begin{bmatrix} \gamma_s & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \tau \cdot \gamma_c \cdot (1 - L_c^p) & -\frac{\tau}{\gamma_d} \cdot (1 + L_d^p) \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (6.33)$$

La matrice B , invece, viene definita come:

$$B = \begin{bmatrix} \tau \cdot \gamma_c \cdot (1 - L_c^p) & -\frac{\tau}{\gamma_d} \cdot (1 + L_d^p) & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -B_{25} & B_{25} & B_{23} & B_{24} & \cdots & B_{2,12} \\ -B_{35} & B_{35} & B_{33} & B_{34} & \cdots & B_{3,12} \\ -B_{45} & B_{45} & B_{43} & B_{44} & \cdots & B_{4,12} \\ -B_{55} & B_{55} & B_{53} & B_{54} & \cdots & B_{5,12} \\ -B_{65} & B_{65} & B_{63} & B_{64} & \cdots & B_{6,12} \\ 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (6.34)$$

La matrice B è stata costruita con questo approccio:

- La prima riga corrisponde all'equazione di stato del BESS, ossia l'equazione (6.30)
- gli elementi della sottomatrice

$$\begin{bmatrix} B_{23} & B_{24} & \cdots & B_{2,12} \\ B_{33} & B_{34} & \cdots & B_{3,12} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{63} & B_{64} & \cdots & B_{6,12} \end{bmatrix} \quad (6.35)$$

sono ottenuti a partire dalle equazioni (6.9), (6.10), (6.11) e (6.12)

- dalla riga 2 alla riga 6, gli elementi delle prime due colonne vengono posti uguali, con il segno opportuno, al coefficiente corrispondente al nodo della rete in cui è installato il BESS, in accordo con l'equazione (6.7)
- le ultime due righe corrispondono agli aggiornamenti del valore delle potenze attive di carica e scarica

Infine, poiché le uscite coincidono con le variabili di stato, le matrici C e D saranno rispettivamente una matrice identità e una matrice nulla. Nel caso specifico dell'MPC non lineare, sarà sufficiente non definire un'equazione per le uscite. Il sistema considererà automaticamente le uscite uguali alle variabili di stato.

In Tabella 6.3 vengono riportati dati aggiuntivi utilizzati nella simulazione.

Tabella 6.3: Dati aggiuntivi della simulazione

v_{min}	0.95 p.u.
v_{max}	1.05 p.u.
SOE_{min}	400 kWh
SOE_{max}	2000 kWh
Rilassamento dei vincoli ϵ	0.002 p.u.
Peso violazione vincoli λ	10
Limite fattore di potenza inverter $\tan(\phi)$	0.7
SOE iniziale	1000 kWh
Tempo di campionamento τ	15 minuti
Prediction horizon	16 step
Control horizon	6 step

Di seguito, vengono riportati i risultati ottenuti. In Figura 6.4 e Figura 6.5 sono riportati gli andamenti dello stato di energia del BESS e delle potenze attive di carica e scarica.

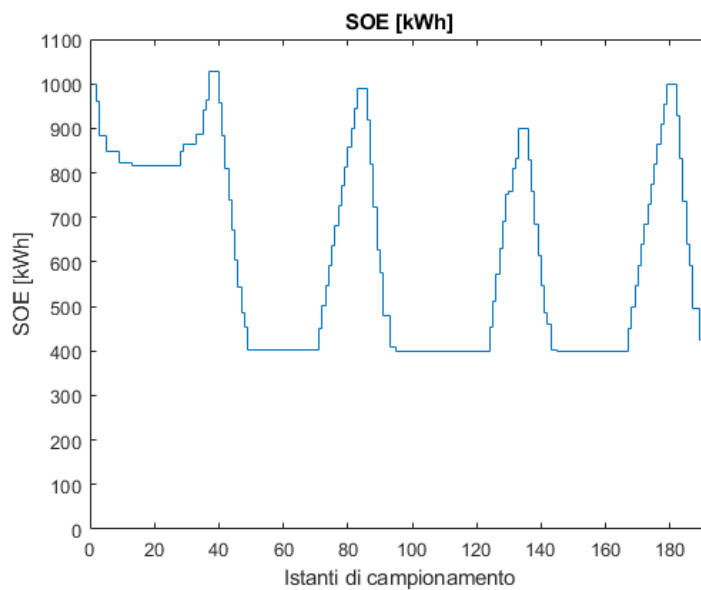


Figura 6.4: SOE

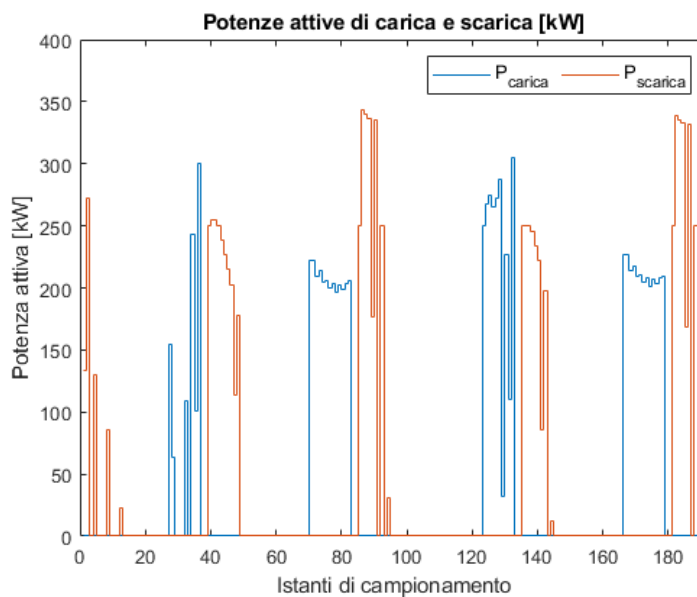


Figura 6.5: Potenze attive di carica e scarica

Lo stato di carica del BESS varia in funzione delle potenze di carica e scarica, ossia aumenta in fase di carica e diminuisce in fase di scarica, in accordo con l'equazione (6.30). Come è possibile osservare, i limiti imposti vengono rispettati. I valori delle potenze attive dipendono dai profili di generazione, carico e prezzo

dell'energia. In particolare, il BESS tenderà a caricarsi nei momenti in cui il prezzo dell'energia è più basso e tenderà a scaricarsi nei momenti in cui il prezzo dell'energia è elevato, in accordo con la funzione obiettivo definita nell'equazione (6.21). Tuttavia, le potenze dovranno assumere dei valori tali da rispettare i vincoli sul SOE e sulle tensioni nodali, illustrate in Figura 6.6.

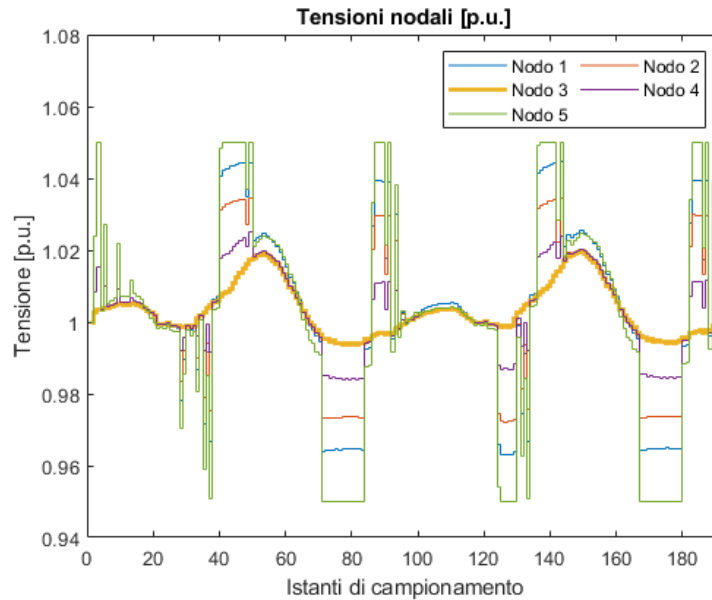


Figura 6.6: Tensioni nodali in p.u.

Come si può osservare, anche i limiti di tensione vengono rispettati. Gli andamenti, invece, dipendono dall'equilibrio, istante per istante, tra la generazione distribuita e il carico e dalle potenze di carica e scarica del BESS. Negli istanti di maggiore carico, le tensioni tendono a diminuire, mentre, negli istanti con generazione distribuita elevata o con scarica del BESS, le tensioni assumono valori più alti. Nella figura viene messa in risalto la tensione al nodo 3, ossia il nodo a cui è collegato il BESS. Rispetto alle altre tensioni nodali, la tensione al nodo 3 presenta il profilo migliore, ossia il profilo più stabile e vicino all'unità. Si può quindi affermare che il BESS, bilanciando carico e generazione attraverso la regolazione della potenza attiva, è in grado di migliorare il profilo di tensione nel nodo a cui è collegato. Sugli altri nodi, l'impatto sul profilo di tensione è meno evidente. Questo può essere dovuto al fatto che, regolando la potenza attiva per soddisfare sia l'arbitraggio energetico sia i limiti di rete, il controllo può risultare non ottimale. Infine, in Figura 6.7 vengono riportati gli andamenti delle correnti dei rami della rete.

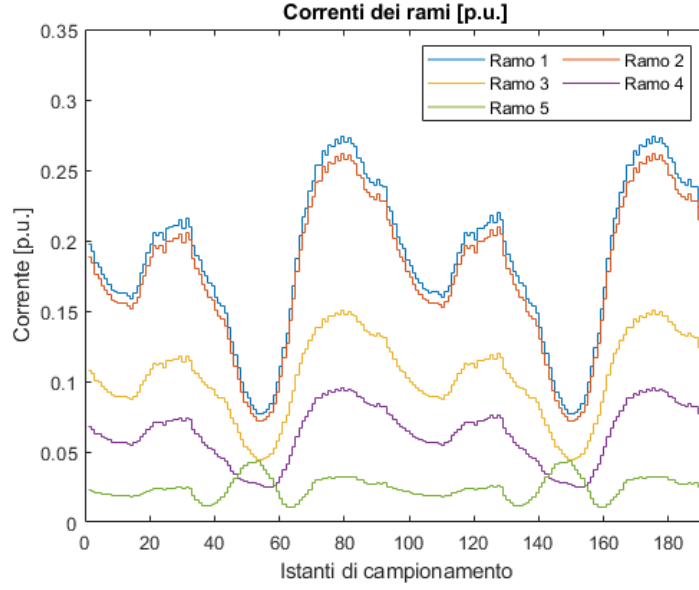


Figura 6.7: Correnti dei rami in p.u.

Le correnti sono calcolate secondo le equazioni:

$$\bar{i}_{nodali,t} = \frac{\bar{S}_t^*}{\bar{v}_t^*} \quad (6.36)$$

$$\bar{i}_{rami,t} = \Gamma^T \cdot \bar{i}_{nodali,t} \quad (6.37)$$

dove

- \bar{S}_t : potenze nette nei nodi all'istante di tempo t , considerando anche le potenze di carica e scarica del BESS
- $\bar{i}_{nodali,t}$: correnti nei nodi della rete all'istante di tempo t
- $\bar{i}_{rami,t}$: correnti nei rami della rete all'istante di tempo t

Per verificare l'applicazione di arbitraggio energetico, viene confrontato il costo totale dell'energia prelevata dalla rete senza e con il BESS.

$$Costo_{prima} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot p_i = 3606,16 \text{ €} \quad (6.38)$$

$$Costo_{dopo} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot (p_i + p_i^c - p_i^d) = 3318,37 \text{ €} \quad (6.39)$$

dove:

- c_i : costo unitario dell'energia all'istante i
- p_i : somma delle potenze nette nei nodi all'istante i , calcolate come differenza tra carico e generazione

Di conseguenza, il ricavo può essere calcolato come:

$$\text{Ricavo} = \text{Costo}_{prima} - \text{Costo}_{dopo} = 287,79 \text{ €} \quad (6.40)$$

6.2.3 Scenario con supporto di potenza reattiva

Ora viene invece analizzato il caso in cui sia previsto il supporto di potenza reattiva. Il BESS, quindi, sfrutterà la capacità di potenza reattiva dell'inverter per mantenere la tensione entro i limiti normativi, partecipando maggiormente all'arbitraggio energetico. Questo porterà, come dimostrato successivamente, a un aumento dei ricavi.

La dinamica del sistema rimane invariata rispetto al caso precedente, rappresentata dalle equazioni (6.27) e (6.28). In questo caso, però, è necessario considerare nelle variabili manipolate anche le variazioni delle potenze reattive durante le fasi di carica e scarica. Di conseguenza, anche nel vettore delle variabili di stato, verranno aggiunte le potenze reattive. I vettori avranno quindi la seguente struttura:

$$y(t) = x(t) = \begin{bmatrix} SOE_t \\ v_t^1 \\ v_t^2 \\ v_t^3 \\ v_t^4 \\ v_t^5 \\ p_{t-1}^c \\ p_{t-1}^d \\ q_{t-1}^c \\ q_{t-1}^d \end{bmatrix} \quad u(t) = \begin{bmatrix} \delta p_t^c \\ \delta p_t^d \\ \delta q_t^c \\ \delta q_t^d \\ \delta p_t^1 \\ \delta p_t^2 \\ \delta p_t^3 \\ \delta p_t^4 \\ \delta p_t^5 \\ \delta q_t^1 \\ \delta q_t^2 \\ \delta q_t^3 \\ \delta q_t^4 \\ \delta q_t^5 \end{bmatrix} \quad (6.41)$$

Per la definizione delle matrici, è necessario anche in questo caso riformulare l'equazione che rappresenta la dinamica del BESS:

$$\begin{aligned}
 SOE_{t+1} = & \gamma_s \cdot SOE_t + \tau \cdot \gamma_c \cdot (1 - L_c^p) \cdot p_t^c - \frac{\tau}{\gamma_d} \cdot (1 + L_d^p) \cdot p_t^d + \\
 & - \tau \cdot \gamma_c \cdot L_c^q \cdot q_t^c - \frac{\tau}{\gamma_d} \cdot L_d^q \cdot q_t^d
 \end{aligned} \tag{6.42}$$

con

$$q_t^c = q_{t-1}^c + \delta q_t^c \tag{6.43}$$

$$q_t^d = q_{t-1}^d + \delta q_t^d \tag{6.44}$$

Le matrici A e B diventano quindi:

$$A = \begin{bmatrix}
 \gamma_s & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_{17} & A_{18} & A_{19} & A_{1,10} \\
 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1
 \end{bmatrix} \tag{6.45}$$

con

- $A_{17} = \tau \cdot \gamma_c \cdot (1 - L_c^p)$
- $A_{18} = -\frac{\tau}{\gamma_d} \cdot (1 + L_d^p)$
- $A_{19} = -\tau \cdot \gamma_c \cdot L_c^q$
- $A_{1,10} = -\frac{\tau}{\gamma_d} \cdot L_d^q$

$$B = \begin{bmatrix}
 A_{17} & A_{18} & A_{19} & A_{1,10} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\
 -B_{27} & B_{27} & -B_{2,12} & B_{2,12} & B_{25} & B_{26} & \cdots & B_{2,14} \\
 -B_{37} & B_{37} & -B_{3,12} & B_{3,12} & B_{35} & B_{36} & \cdots & B_{3,14} \\
 -B_{47} & B_{47} & -B_{4,12} & B_{4,12} & B_{45} & B_{46} & \cdots & B_{4,14} \\
 -B_{57} & B_{57} & -B_{5,12} & B_{5,12} & B_{55} & B_{56} & \cdots & B_{5,14} \\
 -B_{67} & B_{67} & -B_{6,12} & B_{6,12} & B_{65} & B_{66} & \cdots & B_{6,14} \\
 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\
 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\
 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0
 \end{bmatrix} \tag{6.46}$$

La matrice B è stata costruita con questo approccio:

- La prima riga corrisponde all'equazione di stato del BESS, ossia l'equazione (6.42)
- gli elementi della sottomatrice

$$\begin{bmatrix} B_{25} & B_{26} & \cdots & B_{2,14} \\ B_{35} & B_{36} & \cdots & B_{3,14} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{65} & B_{66} & \cdots & B_{6,14} \end{bmatrix} \quad (6.47)$$

sono ottenuti a partire dalle equazioni (6.9), (6.10), (6.11) e (6.12)

- dalla riga 2 alla riga 6, gli elementi delle prime quattro colonne vengono posti uguali, con il segno opportuno, al coefficiente corrispondente al nodo della rete in cui è installato il BESS, in accordo con le equazioni (6.7) e (6.8)
- le ultime quattro righe corrispondono agli aggiornamenti del valore delle potenze attive e reattive di carica e scarica

I dati della simulazione rimangono invariati rispetto al caso precedente, descritti in Tabella 6.3. Di seguito, vengono riportati i risultati ottenuti dalla simulazione.

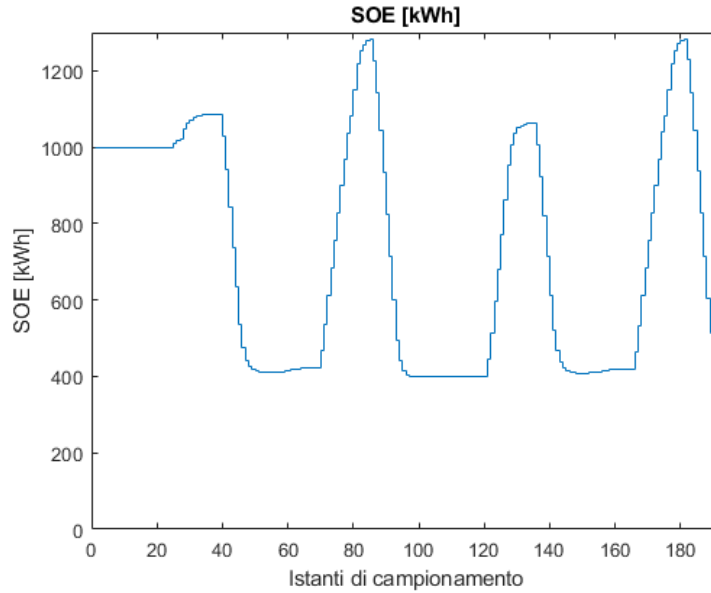


Figura 6.8: SOE

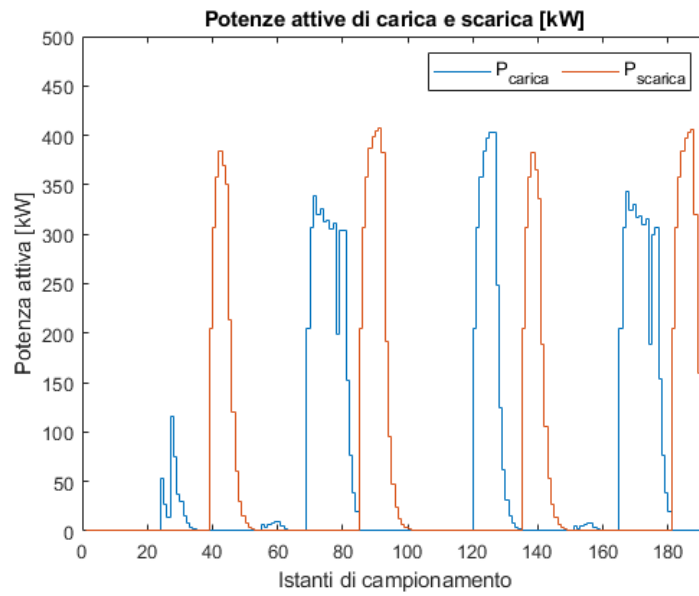


Figura 6.9: Potenze attive di carica e scarica

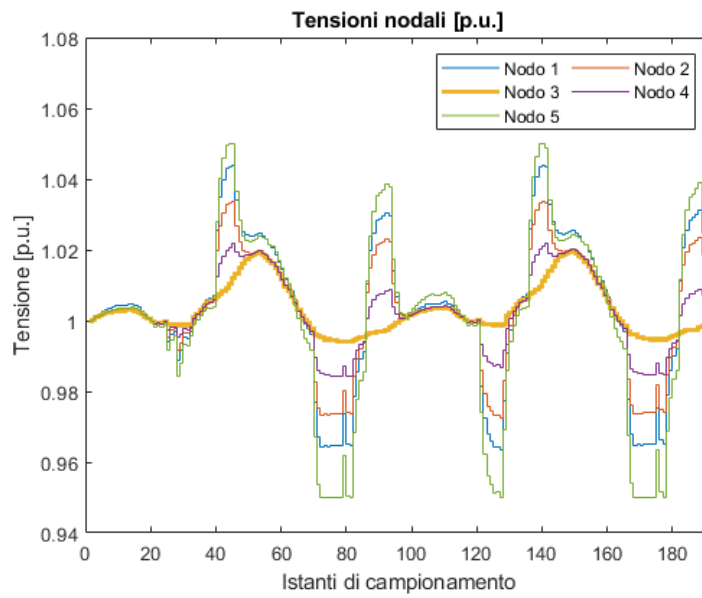


Figura 6.10: Tensioni nodali in p.u.

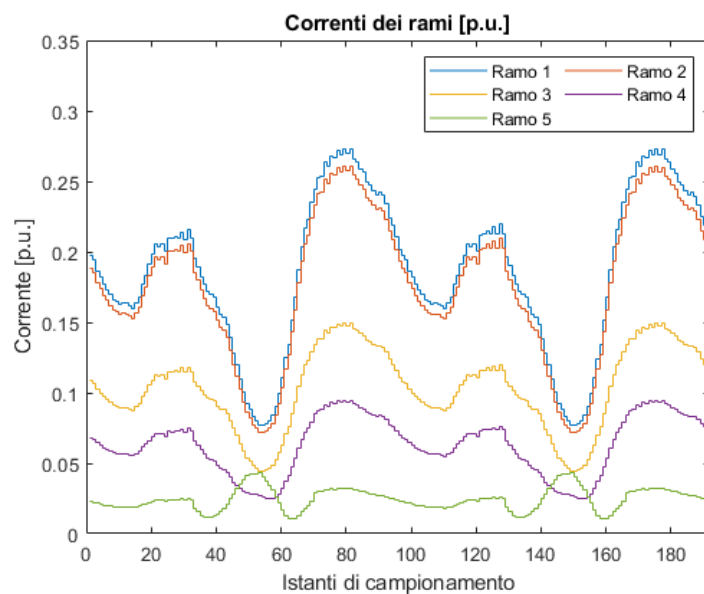


Figura 6.11: Correnti dei rami in p.u.

In questo caso, è previsto il supporto di potenza reattiva, il cui andamento è rappresentato in Figura 6.12.

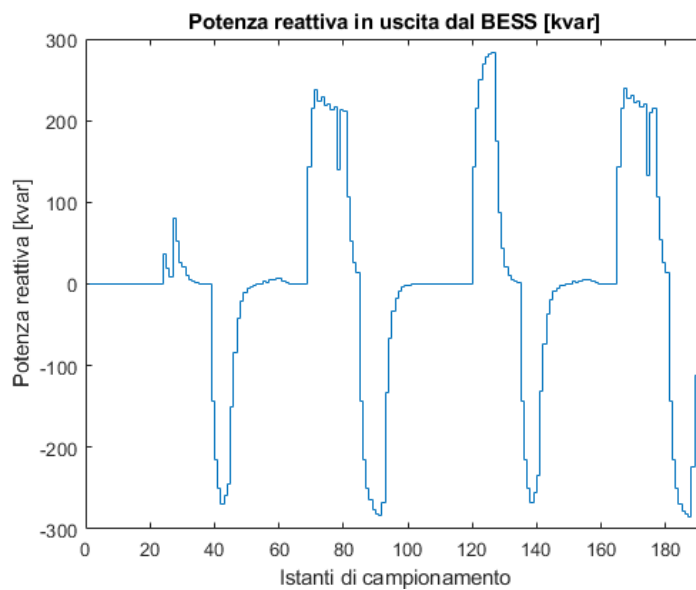


Figura 6.12: Potenza reattiva in uscita dall'inverter [kvar]

La potenza reattiva viene rappresentata con la seguente convenzione:

- $Q > 0$: il BESS fornisce potenza reattiva alla rete
- $Q < 0$: il BESS assorbe potenza reattiva dalla rete

La potenza reattiva viene utilizzata per mantenere le tensioni entro i limiti normativi, permettendo al BESS di partecipare maggiormente all'arbitraggio energetico. Questo può essere osservato confrontando i valori di potenza attiva di carica e scarica con e senza il supporto di potenza reattiva, ossia le Figure 6.5 e 6.9. Nel caso in cui sia previsto il supporto di potenza reattiva, il BESS può caricarsi o scaricarsi esclusivamente con l'obiettivo di ridurre il costo dell'energia prelevata dalla rete, in quanto le tensioni vengono controllate attraverso la potenza reattiva. Inoltre, se risulta conveniente dal punto di vista economico, il BESS può caricarsi o scaricarsi maggiormente, nel rispetto dei vincoli dell'inverter. Ad esempio, se il BESS si sta scaricando, ossia sta fornendo potenza attiva alla rete, le tensioni nodali tendono ad aumentare. Assorbendo potenza reattiva, questo aumento di tensione viene compensato. Anche in questo caso, come è possibile osservare dalla Figura 6.10, la tensione nel nodo in cui è collegato il BESS risulta avere il profilo migliore. Inoltre, attraverso il supporto di potenza reattiva, si riescono a migliorare anche i profili delle altre tensioni nodali.

Questo si traduce in un aumento del ricavo:

$$Costo_{dopo} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot (p_i + p_i^c - p_i^d) = 3231,34 \text{ €} \quad (6.48)$$

$$Ricavo = Costo_{prima} - Costo_{dopo} = 374,82 \text{ €} \quad (6.49)$$

Nella precedente simulazione, il prediction horizon N_p e il control horizon N_c sono stati posti rispettivamente pari a 16 step e 6 step. A parità di orizzonte di predizione, è possibile variare il valore dell'orizzonte di controllo. Aumentandone il valore, si ottengono risultati migliori in termini di ricavi, ma questo comporta un maggiore onere computazionale. Solitamente, il valore dell'orizzonte di controllo viene variato nell'intervallo $\frac{N_p}{4} \leq N_c \leq \frac{N_p}{2}$. In Tabella 6.4 viene proposto un confronto dei ricavi ottenuti per diversi valori di control horizon, con $N_p = 16$.

Infine, è possibile variare anche il valore del prediction horizon. Anche in questo caso, incrementandone il valore aumentano i ricavi, ma anche i tempi di calcolo. In Tabella 6.5 è proposto un confronto dei ricavi per diversi valori di orizzonte di predizione:

I grafici relativi alle simulazioni delle Tabelle 6.4 e 6.5 sono riportati in Appendice A.

Tabella 6.4: Confronto dei ricavi al variare del control horizon

Control horizon	Ricavo
$N_c = 4$	360,45 €
$N_c = 6$	374,82 €
$N_c = 7$	380,03 €

Tabella 6.5: Confronto dei ricavi al variare del prediction horizon

Prediction horizon	Ricavo
$N_p = 10$	109,22 €
$N_p = 12$	267,86 €
$N_p = 14$	347,32 €
$N_p = 16$	374,82 €

6.3 Verifica della scalabilità del metodo

Per verificare la bontà del metodo utilizzato, ne viene ora analizzata la scalabilità. Il metodo considerato è quello che prevede il supporto di potenza reattiva. Nello specifico, il metodo viene inizialmente applicato alla stessa rete delle simulazioni precedenti, ma su un orizzonte temporale di 7 giorni. Successivamente, viene applicato a una rete costituita da 20 nodi, con un orizzonte temporale di 2 giorni.

6.3.1 Estensione del metodo su un maggiore intervallo temporale

La rete analizzata coincide con quella delle simulazioni precedenti. Di conseguenza, la definizione del sistema rimane invariata, compresi i valori di Tabella 6.3. Estendendo l'orizzonte temporale a 7 giorni, cambiano i profili di carico, generazione e prezzo dell'energia, riportati in Figura 6.13. Gli istanti di campionamento sono ottenuti da $N_t = \frac{7 \cdot 24 \cdot 60}{\tau} = 672$.

I profili fanno riferimento al periodo 07/08/2022 - 13/08/2022.

I grafici relativi a questa simulazione sono riportati in Figura 6.14.

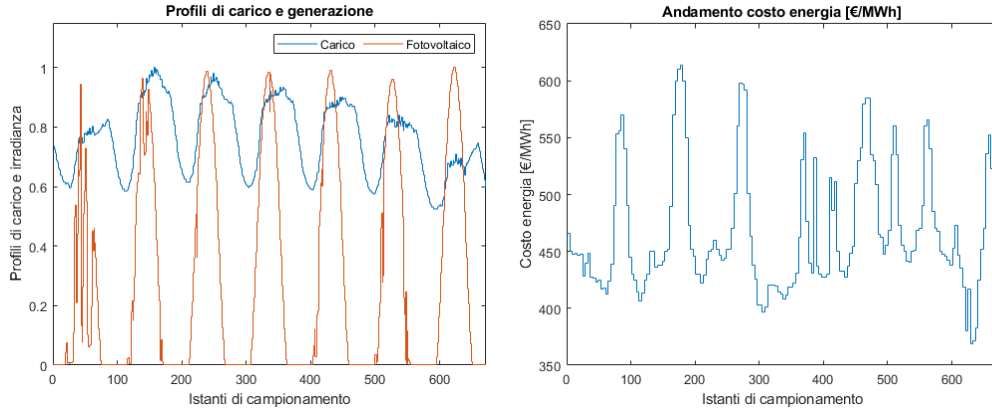


Figura 6.13: Profili di carico [38], generazione [41] e PUN [40]

Anche in questo caso, è possibile verificare l'applicazione di arbitraggio energetico:

$$Costo_{prima} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot p_i = 11609,20 \text{ €} \quad (6.50)$$

$$Costo_{dopo} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot (p_i + p_i^c - p_i^d) = 11472,70 \text{ €} \quad (6.51)$$

$$Ricavo = Costo_{prima} - Costo_{dopo} = 136,50 \text{ €} \quad (6.52)$$

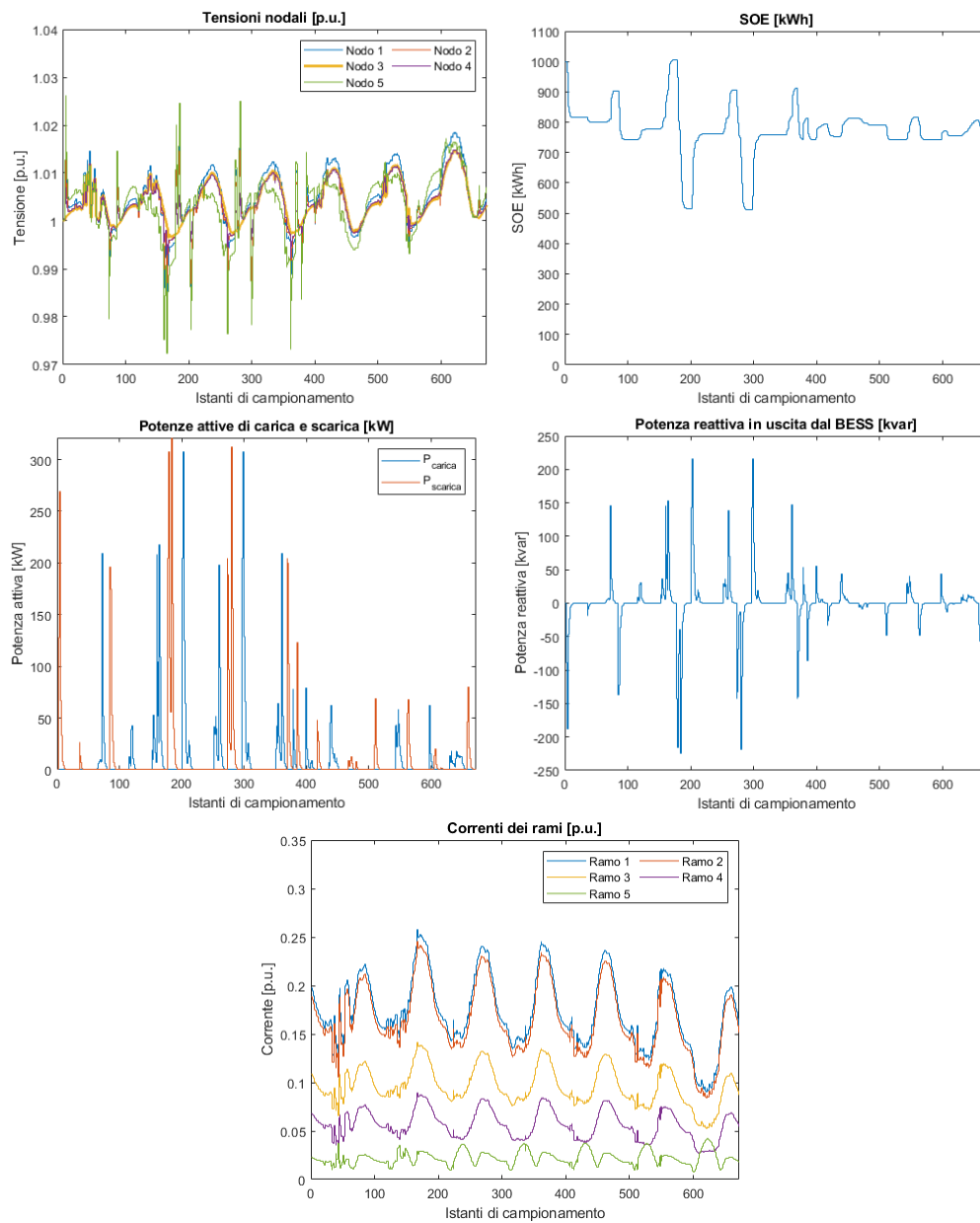


Figura 6.14: Risultati simulazione su orizzonte temporale di 7 giorni

6.3.2 Estensione del metodo su una rete di dimensioni maggiori

Si vuole ora verificare l'efficacia del metodo, estendendolo a una rete costituita da 20 nodi, mostrata in Figura 6.15.

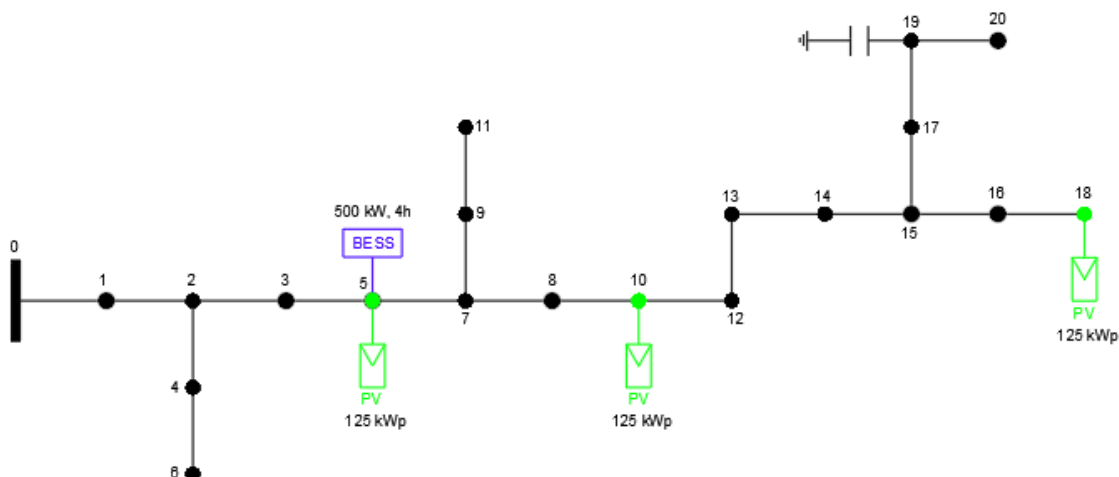


Figura 6.15: Rete 20 nodi

Anche in questo caso il nodo 0 rappresenta il nodo slack. Nei nodi 5, 10 e 18 sono installati degli impianti fotovoltaici con potenza di picco pari a 125 kWp. Il BESS, che presenta le stesse caratteristiche delle simulazioni precedenti, viene installato nel nodo 5.

Nel nodo 19 è presente un banco di condensatori da 100 kvar, rappresentato come un generatore di potenza reattiva.

La topologia della rete può essere sempre rappresentata attraverso la matrice delle incidenze, con lo stesso criterio visto per la rete costituita da 5 nodi.

In Tabella 6.6 vengono riportati i dati della rete analizzata.

Per la simulazione, i profili di carico, generazione e prezzo dell'energia si riferiscono al periodo 09/07/2022 - 10/07/2022 e sono illustrati in Figura 6.16.

Tabella 6.6: Dati della rete

(a) Dati dei rami della rete

Ramo	R [mΩ]	X [mΩ]	B [μ S]
1	6.391	4.754	0.0702
2	3.556	2.646	0.7818
3	3.978	2.959	0.8744
4	7.693	4.082	0.0232
5	3.155	2.347	0.6935
6	23.080	12.247	0.0697
7	0.9923	0.4938	0.0069
8	10.859	5.404	0.0759
9	9.067	4.811	0.0274
10	3.271	1.628	0.4571
11	12.765	6.773	0.7706
12	1.664	0.8284	0.0116
13	6.680	3.325	0.9335
14	4.665	2.322	0.0326
15	13.996	6.966	0.0978
16	1.616	0.8045	0.0113
17	0.8962	0.4461	0.0063
18	4.849	2.413	0.0339
19	1.080	0.5377	0.0075
20	3.241	1.613	0.0226

(b) Dati dei nodi della rete

Nodo	P [kW]	Q [kvar]
1	36.7	19.3
2	18.3	9.67
3	0	0
4	10.7	5.33
5	0	0
6	5.33	2.67
7	0	0
8	1.33	0.667
9	0	0
10	47.3	21.0
11	22.7	11.3
12	0	0
13	5.0	2.33
14	21.3	11.3
15	10.7	5.67
16	97.3	48.7
17	0	0
18	108.7	72.3
19	6.0	3.33
20	63.0	49.7

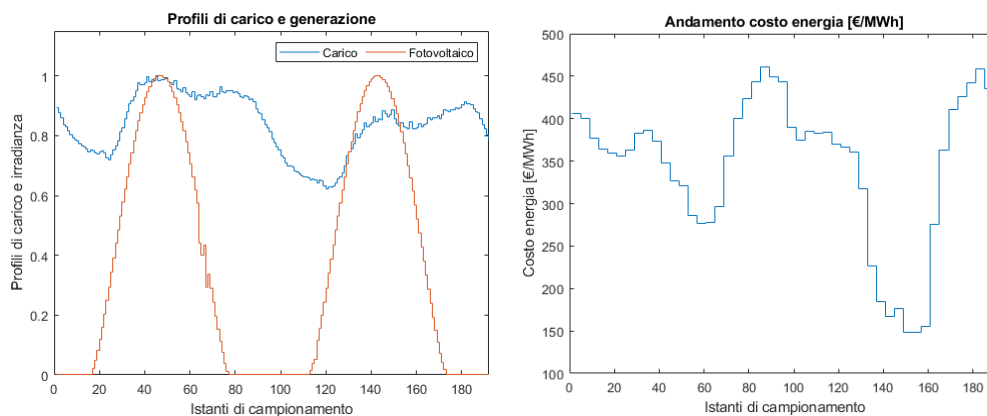


Figura 6.16: Profili di carico [38], generazione [41] e PUN [40]

Le equazioni che descrivono la dinamica del sistema rimangono invariate rispetto ai casi precedenti, così come i dati della simulazione riportati in Tabella 6.3. A cambiare sono, invece, le matrici e i vettori, che erano definiti per una rete di 5 nodi. Per adattarli alla nuova configurazione con 20 nodi, sarà sufficiente estenderli aggiungendo 15 elementi al vettore delle variabili di stato e 30 elementi al vettore degli ingressi. Di conseguenza, anche le matrici avranno nuove dimensioni. I risultati della simulazione sono riportati in Figura 6.17.

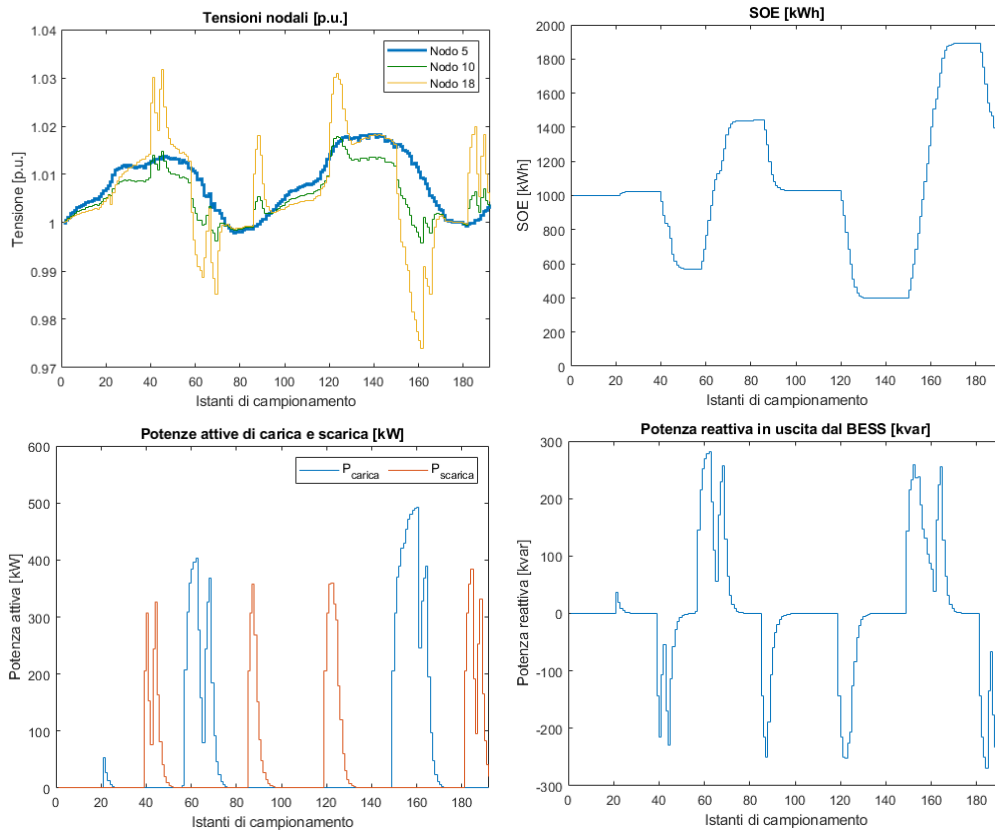


Figura 6.17: Risultati simulazione su rete 20 nodi

Nel grafico delle tensioni, per maggiore chiarezza, vengono riportate solo le tensioni dei nodi in cui sono presenti impianti fotovoltaici o il BESS.

Anche in questo caso l'applicazione di arbitraggio energetico è verificata:

$$Costo_{prima} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot p_i = 4504,26 \text{ €} \quad (6.53)$$

$$Costo_{dopo} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot (p_i + p_i^c - p_i^d) = 4319,80 \text{ €} \quad (6.54)$$

$$Ricavo = Costo_{prima} - Costo_{dopo} = 184,46 \text{ €} \quad (6.55)$$

Capitolo 7

Arbitraggio energetico e correzione locale del fattore di potenza

In questo capitolo viene presentato il secondo dei due casi studio descritti nel Capitolo 5. Il BESS viene quindi utilizzato per le applicazioni di arbitraggio energetico e correzione locale del fattore di potenza. In particolare, l'obiettivo è dimostrare come la capacità di potenza reattiva dell'inverter possa essere sfruttata per mantenere il fattore di potenza nel punto di connessione (PCC) del BESS alla rete al di sopra di un determinato valore. I fornitori di energia solitamente applicano delle penalità economiche ai clienti con un basso fattore di potenza, in quanto questo comporta un maggiore carico sugli impianti di generazione. Inoltre, un valore basso del fattore di potenza porta a maggiori perdite e a un aumento delle cadute di tensione. Questa applicazione permette quindi al proprietario del BESS di mantenere un fattore di potenza elevato nel PCC, evitando così penalità economiche.

7.1 Formulazione del problema di ottimizzazione

Dinamica del sistema La dinamica del sistema di accumulo rimane la stessa del caso precedente, rappresentata quindi dall'equazione (6.1).

La dinamica del sistema, in questo caso, rappresenta la potenza netta nel PCC ad

ogni istante di tempo [29]:

$$p_k^{pcc} = \hat{p}_k^{pv} - \hat{p}_k^{ld} - p_k^c + p_k^d \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (7.1)$$

$$q_k^{pcc} = \hat{q}_k^{pv} - \hat{q}_k^{ld} - q_k^c + q_k^d \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (7.2)$$

Di conseguenza:

$$\tan(\bar{\phi}_k^{pcc}) = \frac{q_k^{pcc}}{|p_k^{pcc}|} \quad (7.3)$$

Vincoli In aggiunta ai limiti relativi allo stato di energia della batteria e ai limiti operativi dell'inverter, è necessario introdurre il vincolo sul fattore di potenza nel PCC, rappresentato rispetto a $\tan(\bar{\phi}_g)$ per tenere conto dei possibili valori positivi e negativi:

$$-\tan(\bar{\phi}_g) \leq \frac{q_k^{pcc}}{|p_k^{pcc}|} \leq \tan(\bar{\phi}_g) \quad \forall k \in \{1, \dots, T-1\} \quad (7.4)$$

dove $\tan(\bar{\phi}_g)$ rappresenta il limite per il fattore di potenza nel PCC.

Funzione obiettivo Anche in questo caso, alla funzione obiettivo dell'equazione (6.20), è possibile aggiungere un termine che penalizzi le violazioni del vincolo sul fattore di potenza. La funzione obiettivo assume quindi la seguente forma:

$$\min_{p_k^d, p_k^c, q_k^d, q_k^c} J := \sum_{k=1}^T (c_k \cdot \tau \cdot (\hat{p}_k^{ld} - \hat{p}_k^{pv} + p_k^c - p_k^d) + \beta_k) \quad (7.5)$$

con

$$\beta_k = \alpha \cdot \max(0, q_k^{pcc} - \tan(\bar{\phi}_{g,pen}) \cdot p_k^{pcc}) \quad (7.6)$$

dove

- α : peso attribuito alla violazione del vincolo sul fattore di potenza
- $\tan(\bar{\phi}_{g,pen})$: fattore di potenza penalizzato

Anche in questo caso, il costo della potenza reattiva e il degrado della batteria non vengono considerati.

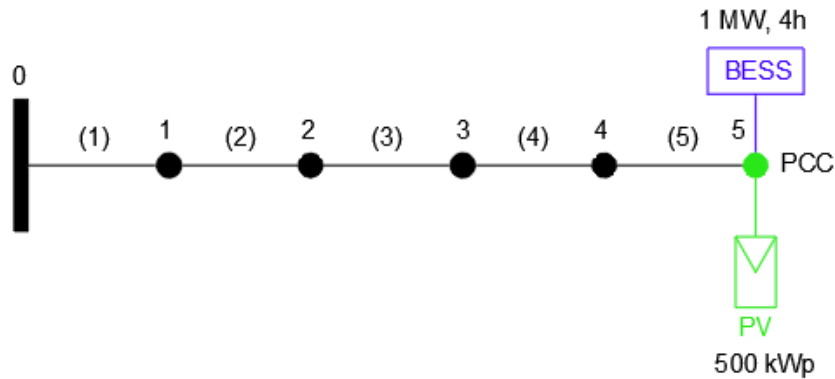


Figura 7.1: Rete di test

7.2 Applicazione del controllo

Il controllo viene applicato localmente, correggendo il fattore di potenza solo nel nodo in cui è collegato il BESS. Di conseguenza, la dimensione e la topologia della rete non sono rilevanti. Tuttavia, per completezza, la rete studiata è illustrata in Figura 7.1.

Il BESS è installato nel nodo 5 della rete, che coincide con il PCC. Presenta una potenza nominale di 1 MW ed è in grado di erogarla per 4 ore, con conseguente energia nominale pari a 4 MWh. Nello stesso nodo è installato un impianto fotovoltaico, con potenza di picco pari a 500 kWp. I dati della rete necessari per la correzione del fattore di potenza sono solo i valori di potenza attiva e reattiva del carico nel nodo 5. Tuttavia, per l'applicazione di arbitraggio energetico, sono necessari i dati sui carichi in tutti i nodi della rete, riportati in Tabella 7.1.

Tabella 7.1: Dati dei nodi della rete

Nodo	P [kW]	Q [kvar]
1	533.3	283.3
2	4866.7	2433.3
3	2433.3	1216.7
4	2733.3	1433.3
5	1366.7	716.7

Inizialmente, viene calcolato il fattore di potenza senza il supporto del BESS. Per

ottenerlo, si può utilizzare l'equazione (7.3) senza considerare le potenze del BESS. Il risultato è illustrato in Figura 7.2.

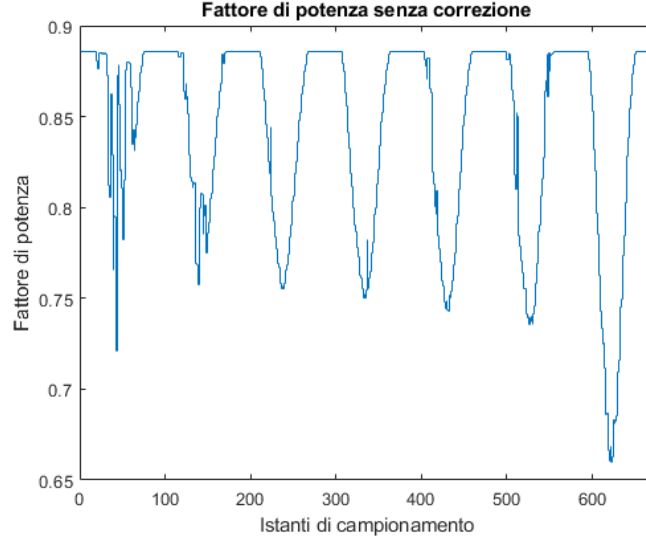


Figura 7.2: Fattore di potenza nel PCC senza correzione

Come si può osservare, senza il supporto del BESS, il valore del fattore di potenza nel PCC ha valori piuttosto bassi, che raggiungono quasi 0.65. Questo è dovuto al fatto che il fotovoltaico compensa la potenza attiva richiesta dai carichi nel nodo e, a parità di potenza reattiva, il fattore di potenza diminuisce. Per evitare penalità economiche e per ridurre le perdite di rete, è necessario introdurre un controllo che permetta di mantenere il fattore di potenza al di sopra di una certa soglia.

In questo caso il vettore delle variabili di stato, che coincide con il vettore delle uscite, è costituito dallo stato di energia della batteria all'istante t e dal valore di $\tan(\phi)_t^{pcc}$. Il vettore degli ingressi, invece, conterrà le potenze attive e reattive di carica e scarica, corrispondenti alle variabili manipolate (MV) del problema, e il valore delle potenze attiva e reattiva nette nel nodo 5, corrispondenti ai disturbi misurati (MD) del problema.

$$y(t) = x(t) = \begin{bmatrix} SOE_t \\ \tan(\phi)_t^{pcc} \end{bmatrix} \quad u(t) = \begin{bmatrix} p_t^c \\ p_t^d \\ q_t^c \\ q_t^d \\ p_t^{pcc} \\ q_t^{pcc} \end{bmatrix} \quad (7.7)$$

I profili di carico, generazione e prezzo dell'energia sono riportati in Figura 6.13. I dati necessari per la simulazione sono riportati in Tabella 7.2. In Figura 7.3 sono

Tabella 7.2: Dati aggiuntivi della simulazione

$\tan(\bar{\phi}_g)$	0.328
SOE_{min}	800 kWh
SOE_{max}	4000 kWh
SOE iniziale	2500 kWh
Peso violazione vincoli α	100
Energia nominale BESS	4 MWh
Potenza nominale inverter	1000 kW
Efficienza di auto-scarica	1.0
Efficienza di carica	0.9
Efficienza di scarica	0.9
Limite fattore di potenza inverter $\tan(\bar{\phi})$	0.7
Tempo di campionamento τ	15 minuti
Prediction horizon	16 step
Control horizon	6 step

riportati i grafici delle potenze attive e reattive e dello stato di energia del BESS. In Figura 7.4 è invece illustrato l'andamento del fattore di potenza nel PCC in seguito alla correzione da parte del BESS. La correzione del fattore di potenza viene effettuata attraverso la regolazione della potenza reattiva, indipendentemente dalle operazioni di carica e scarica. In particolare, il BESS fornisce potenza reattiva alla rete per compensare la potenza reattiva induttiva assorbita dai carichi. In questo modo, a parità di potenza attiva, una riduzione della potenza reattiva porta a valori maggiori del fattore di potenza. Come si può osservare dalla figura, il riferimento per il fattore di potenza è pari a 0.95, in quanto il vincolo imposto non è un vincolo rigido ma un vincolo penalizzato. Questo vuol dire che il sistema, se lo ritiene conveniente, può violare il vincolo, ovviamente in maniera limitata. Fissando il riferimento pari a 0.95, si riesce a mantenere il fattore di potenza al di sopra di 0.9.

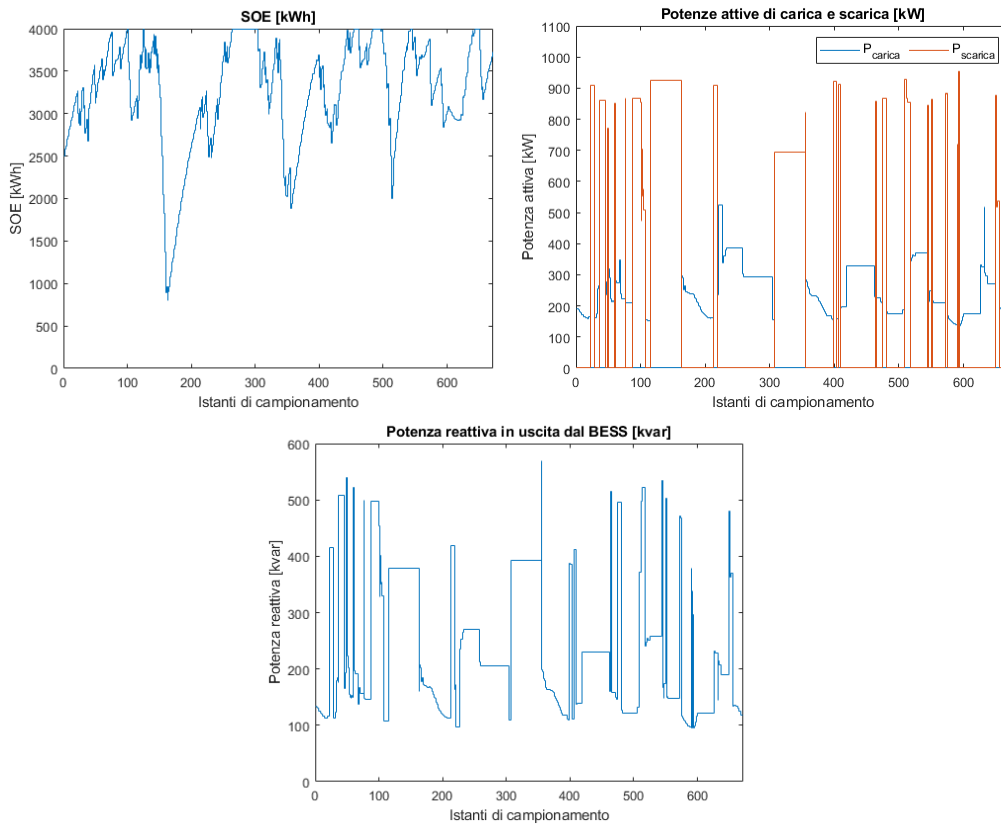


Figura 7.3: Potenze e SOE del BESS

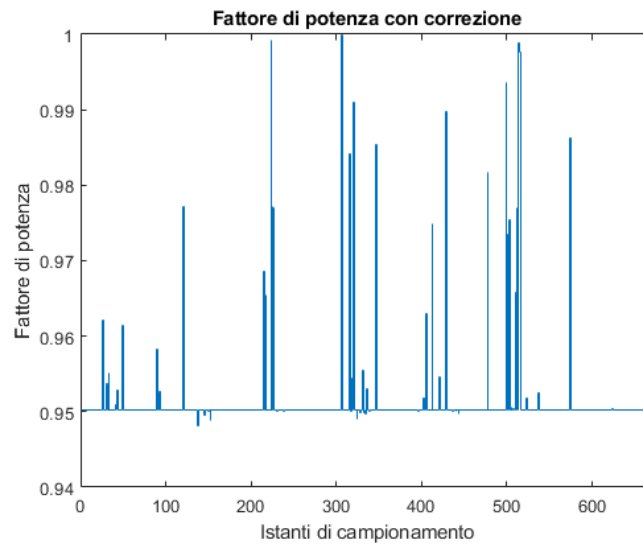


Figura 7.4: Fattore di potenza nel PCC con correzione

Le potenze attive del BESS vengono invece regolate in modo da soddisfare l'obiettivo di arbitraggio energetico:

$$Costo_{prima} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot p_i = 701982,90 \text{ €} \quad (7.8)$$

$$Costo_{dopo} = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{\tau}{60} \cdot c_i \cdot (p_i + p_i^c - p_i^d) = 701237,91 \text{ €} \quad (7.9)$$

$$Ricavo = Costo_{prima} - Costo_{dopo} = 744,99 \text{ €} \quad (7.10)$$

Capitolo 8

Conclusione

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è stato quello di analizzare le possibili applicazioni di un sistema di accumulo a batteria (BESS) all'interno di una rete di distribuzione, con particolare attenzione ai servizi di supporto alla rete elettrica, ottenuti attraverso la regolazione della potenza attiva e reattiva. Per raggiungere tale scopo, è stata implementata una tecnica di controllo predittivo, nota come Model Predictive Control (MPC), che permette di ottimizzare il funzionamento del BESS e della rete complessiva.

Il primo caso studio ha previsto la combinazione delle applicazioni di arbitraggio energetico e controllo della tensione in una rete costituita da cinque nodi, considerando un orizzonte temporale di due giorni. I risultati hanno dimostrato come la capacità di potenza reattiva dell'inverter possa essere sfruttata per controllare le tensioni nodali, consentendo una maggiore partecipazione all'arbitraggio energetico. Il confronto tra i diversi scenari ha evidenziato un incremento dei ricavi economici quando il supporto di potenza reattiva viene integrato nel controllo.

Per verificare la bontà del metodo utilizzato, il controllo è stato quindi esteso a un orizzonte temporale di sette giorni e successivamente a una rete più complessa, costituita da venti nodi.

Il secondo caso studio ha previsto invece la combinazione delle applicazioni di arbitraggio energetico e correzione del fattore di potenza nel punto di connessione del BESS alla rete. Anche in questo caso, è stato dimostrato come la potenza reattiva possa essere utilizzata per regolare il fattore di potenza, con conseguente regolazione della potenza attiva per l'arbitraggio energetico.

Tuttavia, il modello del BESS utilizzato nelle simulazioni risulta essere un modello semplificato, in quanto non sono stati considerati aspetti legati all'invecchiamento della batteria e alla conseguente degradazione delle prestazioni nel tempo. Questi

fattori potrebbero influenzare l'ottimizzazione dei processi di carica e scarica e, di conseguenza, anche i ricavi economici. Per future applicazioni, sarà possibile integrare questi aspetti, in modo da ottenere un modello più accurato.

Appendice A

Risultati simulazioni Matlab

In questa sezione sono presentati i grafici delle simulazioni utilizzate per il confronto tra diversi valori di prediction horizon N_p e control horizon N_c .

In particolare, inizialmente verranno mostrati i grafici per diversi valori dell'orizzonte di controllo, mantenendo l'orizzonte di predizione fisso a 16 step. Successivamente, verranno presentati i risultati al variare del prediction horizon. In questo caso, il control horizon non viene mantenuto costante, ma viene posto pari a un valore compreso nell'intervallo $\frac{N_p}{4} \leq N_c \leq \frac{N_p}{2}$.

- $N_p = 16, N_c = 4$

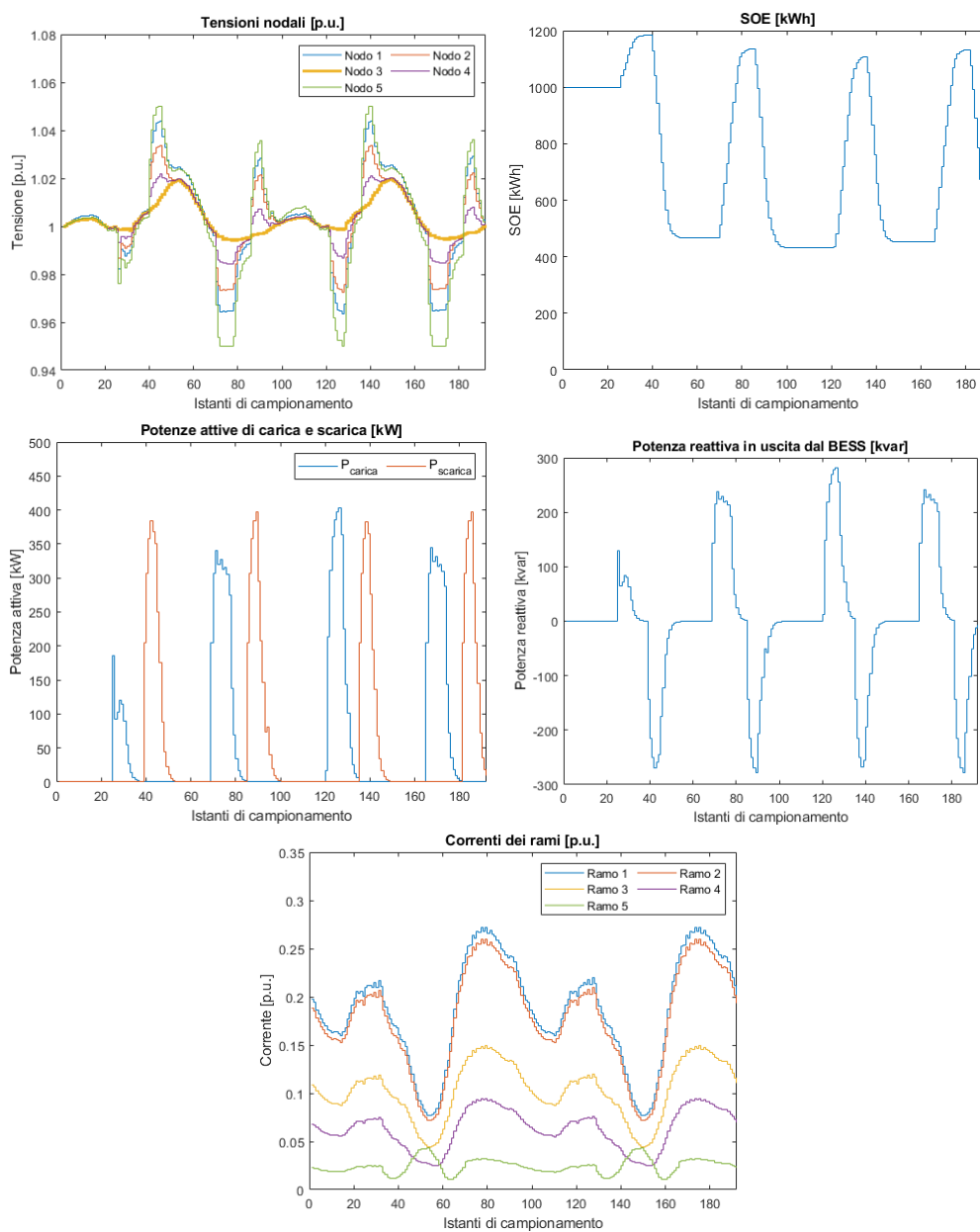


Figura A.1: Risultati simulazione con $N_p = 16, N_c = 4$

- $N_p = 16, N_c = 7$

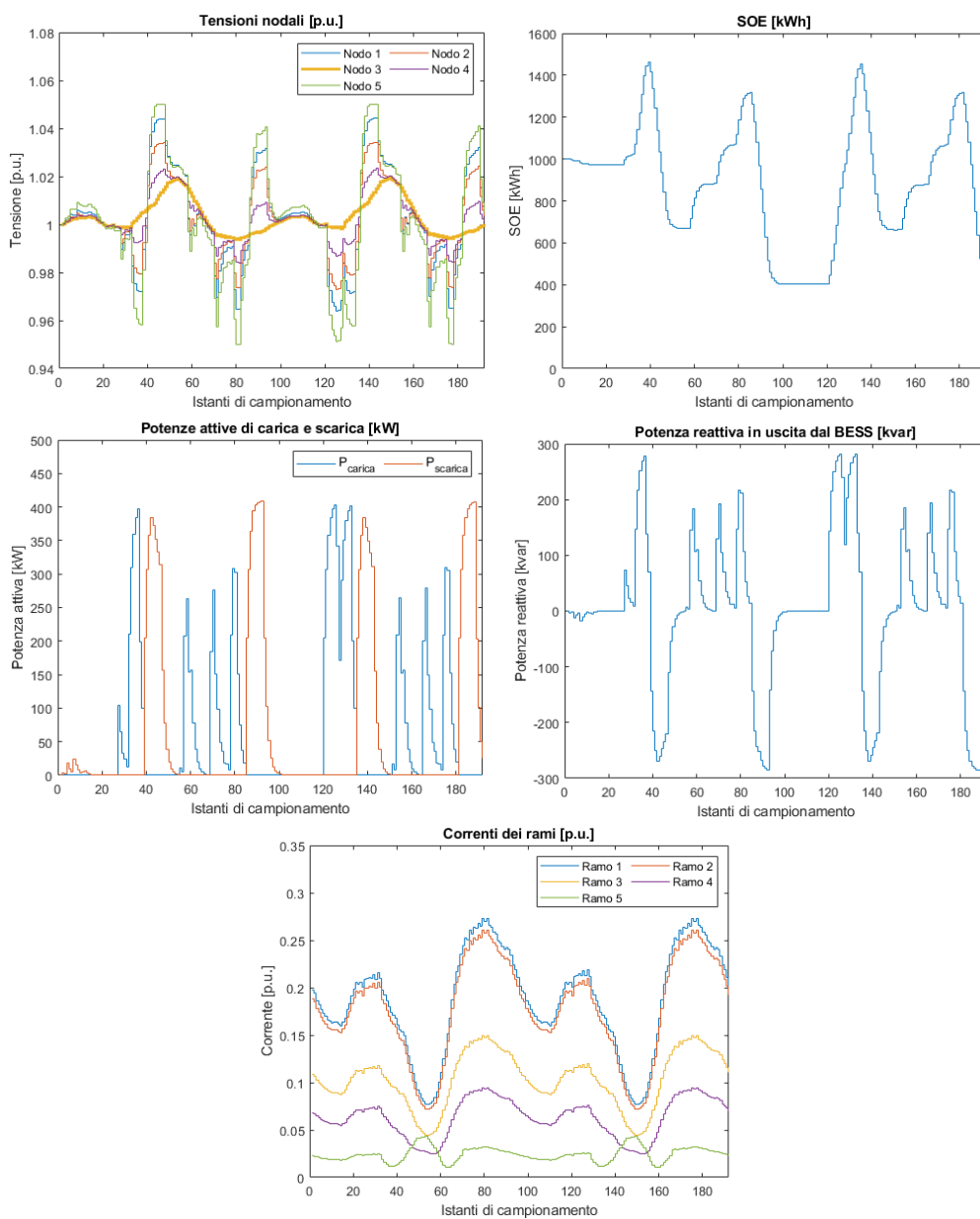


Figura A.2: Risultati simulazione con $N_p = 16, N_c = 7$

- $N_p = 10, N_c = 5$

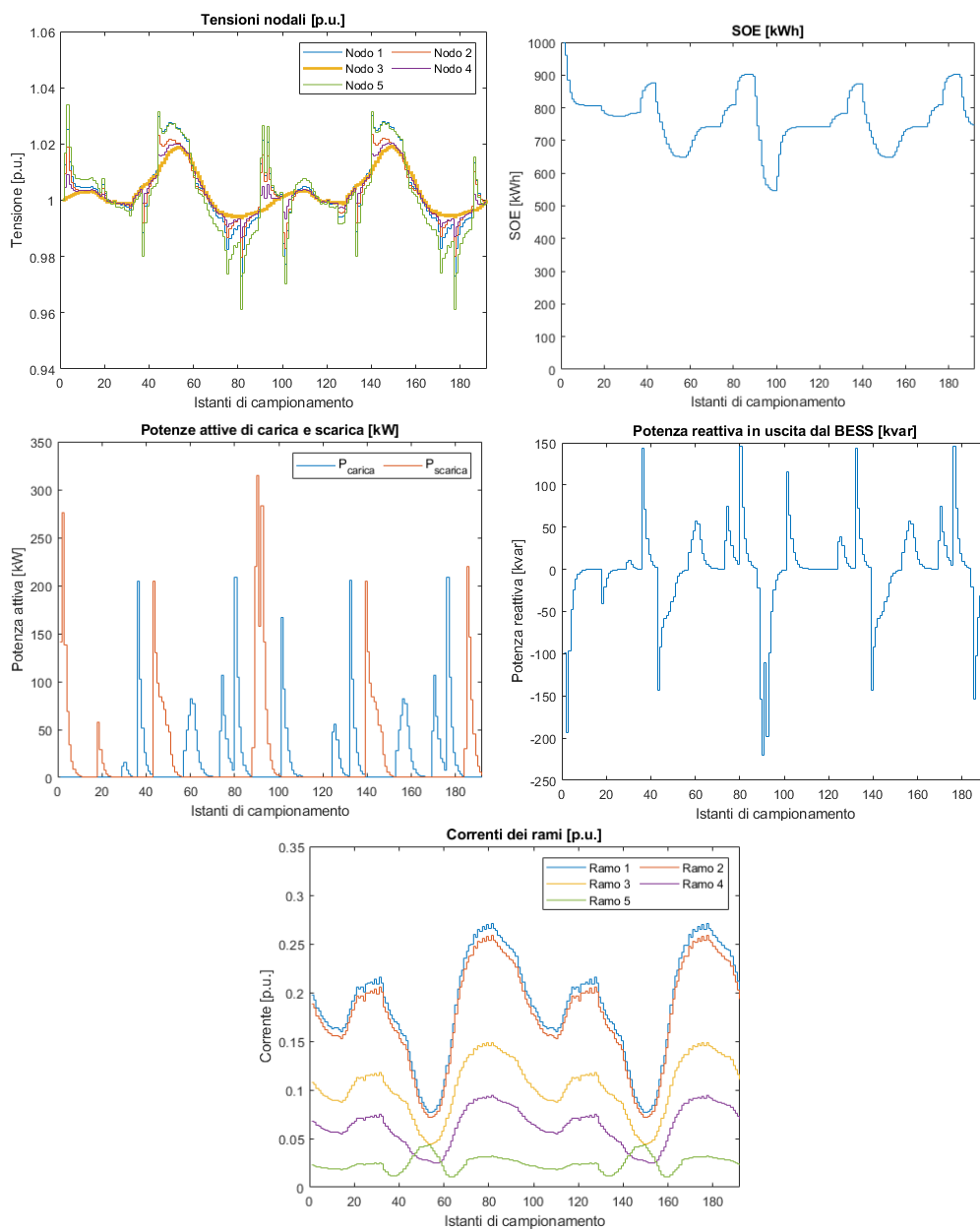


Figura A.3: Risultati simulazione con $N_p = 10, N_c = 5$

- $N_p = 12, N_c = 6$

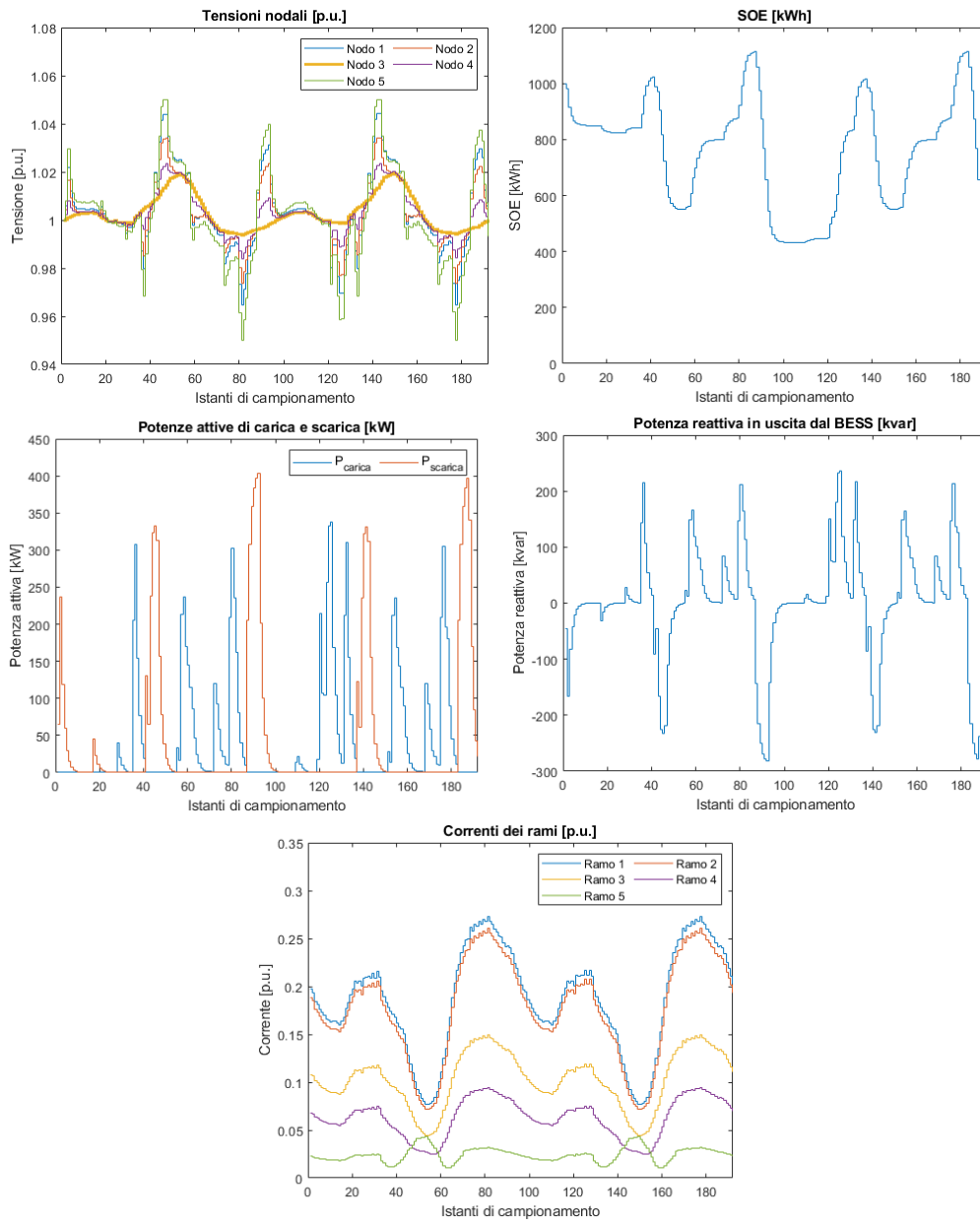


Figura A.4: Risultati simulazione con $N_p = 12, N_c = 6$

- $N_p = 14, N_c = 7$

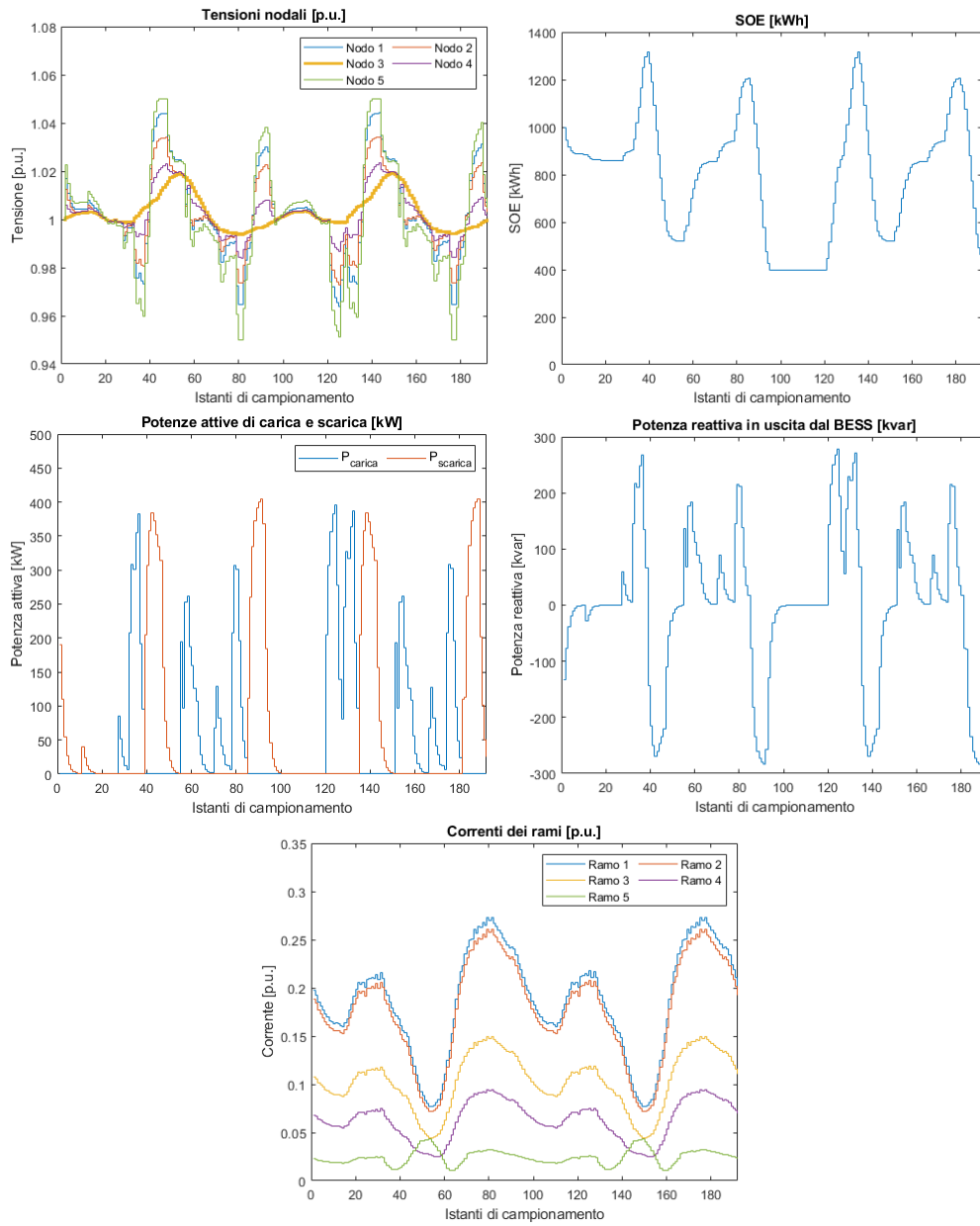


Figura A.5: Risultati simulazione con $N_p = 14, N_c = 7$

Bibliografia

- [1] Mario Conte, Giorgio Graditi, Mariano Giuseppe Ippolito, Eleonora Riva Sanseverino, Enrico Telaretti e Gaetano Zizzo. «Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 – Analisi dello stato dell’arte». In: 2011. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:236011848>.
- [2] IEA. *Explore historical data and forecasts for all renewables sectors and technologies*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker>.
- [3] IEA. *Global installed energy storage capacity by scenario, 2023 and 2030 – charts – Data Statistics*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-energy-storage-capacity-by-scenario-2023-and-2030>.
- [4] *Classificazione dei sistemi di accumulo in base all’applicazione ed al contesto*. Rapp. tecn. Community Energy Storage - Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell’Energia in Power Cloud (ComESto), 2019.
- [5] Douglas J. Gotham, David G. Nderitu e Paul V. Preckel. «Utility Scale Energy Storage Systems». In: 2013. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:168571077>.
- [6] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li e Yulong Ding. «Progress in electrical energy storage system: A critical review». In: *Progress in Natural Science* 19 (2009), pp. 291–312. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:53959368>.
- [7] Shaojun Wang et al. «Grid Peak Shaving and Energy Efficiency Improvement: Advances in Gravity Energy Storage Technology and Research on Its Efficient Application». In: *Energies* 18.4 (2025). DOI: 10.3390/en18040996.

-
- [8] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA. *L'accumulo di energia elettrica*. Melograno Editore, 2011.
- [9] Pratikshya Tiwari, Abishek Kafle, Pawan Lal Bijukchhe e Aasma Bhattarai. «A review on Energy Storage Systems». In: *Journal of Physics: Conference Series* 2629 (2023). URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:265534210>.
- [10] Xing Luo, Jihong Wang, Mark S. Dooner e Jonathan Clarke. «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation». In: *Applied Energy* 137 (2015), pp. 511–536. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:15831002>.
- [11] Marco Stecca, Laura Ramirez Elizondo, Thiago Batista Soeiro, Pavol Bauer e Peter Palensky. «A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks». In: *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society* 1 (2020), pp. 46–65. DOI: 10.1109/OJIES.2020.2981832.
- [12] Enrica Micolano. *Stato dell'arte e confronto tecnico-economico delle tecnologie di accumulo elettrico. Sviluppo di un sistema con supercapacitori per applicazioni di power Quality: sperimentazione delle funzioni in ambiente di simulazione*. Rapp. tecn. CESI RICERCA, 2009.
- [13] *Introduction to Energy Storage Solutions*. Rapp. tecn. ABB, 2021.
- [14] Vimukthi Gamage, Nishan Withana, Channa Silva e Rasara Samarasinghe. «Battery Energy Storage based Approach for Grid Voltage Regulation in Renewable Rich Distribution Networks». In: *2020 2nd IEEE International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES)*. Vol. 1. 2020, pp. 163–168. DOI: 10.1109/IESES45645.2020.9210645.
- [15] IEA. *Batteries and Secure Energy Transitions*. Rapp. tecn. IEA, Paris, 2024.
- [16] Terna. *Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica*. 2023.
- [17] Seon Kim, Gino Lim e Jaeyoung Cho. «A Robust Optimization Approach for Scheduling Drones Considering Uncertainty of Battery Duration». In: gen. 2017.
- [18] Patrick Timothy Moseley e Jürgen Garche. «Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing». In: 2014.

- [19] Gangui Yan, Dongyuan Liu, Junhui Li e Gang Mu. «A Cost Accounting Method of the Li-Ion Battery Energy Storage System for Frequency Regulation Considering the Effect of Life Degradation». In: *Protection and Control of Modern Power Systems* 3.1 (2018), pp. 1–9. DOI: 10.1186/s41601-018-0076-2.
- [20] Kamrul Khan, Md Hossain, A K M Obaydullah e Md Wadud. «PKL Electrochemical Cell and the Peukert’s Law». In: *International Journal Of Advance Research And Innovative Ideas In Education* 4 (apr. 2018), pp. 4219–4227.
- [21] T.G. Thusitha Asela Bandara, Juan Carlos Viera e Manuela González. «The next generation of fast charging methods for Lithium-ion batteries: The natural current-absorption methods». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 162 (2022), p. 112338. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112338>.
- [22] Muhammad Usman Tahir, Ariya Sangwongwanich, Daniel-Ioan Stroe e Frede Blaabjerg. «Overview of multi-stage charging strategies for Li-ion batteries». In: *Journal of Energy Chemistry* 84 (2023), pp. 228–241. ISSN: 2095-4956. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2023.05.023>.
- [23] Radoslav Cipin, Marek Toman, Petr Prochazka e Ivo Pazdera. «Identification of Li-ion Battery Model Parameters». In: *2019 International Conference on Electrical Drives Power Electronics (EDPE)*. 2019, pp. 225–229. DOI: 10.1109/EDPE.2019.8883926.
- [24] Luigi Egiziano, Nicola Femia, Ciro Visone e Walter Zamboni. *Un modello per l'isteresi in batterie agli ioni di litio*. Rapp. tecn. 2023.
- [25] Dian Wang, Yun Bao e Jianjun Shi. «Online Lithium-Ion Battery Internal Resistance Measurement Application in State-of-Charge Estimation Using the Extended Kalman Filter». In: *Energies* 10 (ago. 2017), p. 1284. DOI: 10.3390/en10091284.
- [26] Raymond H. Byrne, Tu A. Nguyen, David A. Copp, Babu R. Chalamala e Imre Gyuk. «Energy Management and Optimization Methods for Grid Energy Storage Systems». In: *IEEE Access* 6 (2018), pp. 13231–13260. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2741578.
- [27] Sachin Chavhan, Vijay Mohale e Mahesh Kumbhar. «A Review of Recent Advancements and Challenges in Battery Energy Storage System (BESS)». In: *2024 1st International Conference on Innovative Sustainable Technologies*

- for Energy, Mechatronics, and Smart Systems (ISTEMS)*. 2024, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ISTEMS60181.2024.10560221.
- [28] Asadullah Khalid, Alexander Stevenson e Arif I. Sarwat. «Overview of Technical Specifications for Grid-Connected Microgrid Battery Energy Storage Systems». In: *IEEE Access* 9 (2021), pp. 163554–163593. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3132223.
- [29] Ujjwol Tamrakar, Niranjana Bhujel, Tu A. Nguyen, Raymond H. Byrne e Babu Chalamala. «A Model Predictive Control Framework for Combining Energy Arbitrage and Power Quality Applications From Energy Storage Systems». In: *IEEE Open Access Journal of Power and Energy* 11 (2024), pp. 469–480.
- [30] Max Schwenzer, Muzaffer Ay, Thomas Bergs e Dirk Abel. «Review on model predictive control: an engineering perspective». In: *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology* 117 (2021), pp. 1327–1349. URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:238713285>.
- [31] Alberto Bemporad, N. Lawrence Ricker e Manfred Morari. *Model Predictive Control Toolbox: Getting Started Guide*. Ver. R2024b. MathWorks, 2024.
- [32] Gianluca Serale, Massimo Fiorentini, Alfonso Capozzoli, Daniele Bernardini e Alberto Bemporad. «Model Predictive Control (MPC) for Enhancing Building and HVAC System Energy Efficiency: Problem Formulation, Applications and Opportunities». In: *Energies* 11.3 (2018). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11030631. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/3/631>.
- [33] Alberto Bemporad, N. Lawrence Ricker e Manfred Morari. *Model Predictive Control Toolbox: User's Guide*. Ver. R2024b. MathWorks, 2024.
- [34] Frank Allgower, Rolf Findeisen, Zoltan K Nagy et al. «Nonlinear model predictive control: From theory to application». In: *Journal-Chinese Institute Of Chemical Engineers* 35.3 (2004), pp. 299–316.
- [35] Tu A. Nguyen e Raymond H. Byrne. «Optimal Time-of-Use Management with Power Factor Correction Using Behind-the-Meter Energy Storage Systems». In: *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2018, pp. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586022.
- [36] Salish Maharjan, Ashwin M. Khambadkone e Jimmy Chih-Hsien Peng. «Enhanced Z-bus method for analytical computation of voltage sensitivities in distribution networks». In: *IET Generation, Transmission & Distribution* (2020). URL: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:219423242>.

- [37] Gianfranco Chicco. «Distribution system analysis». Corso di distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, Politecnico di Torino, anno accademico 2023/2024.
- [38] *Dati Terna sul fabbisogno in Italia*. URL: <https://dati.terna.it/download-center#/fabbisogno/fabbisogno-italia>.
- [39] Gianfranco Chicco. «Esercitazioni del corso di distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, Politecnico di Torino, anno accademico 2023/2024».
- [40] *PUN index, Gestore Mercati Energetici*. URL: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN>.
- [41] *National Solar Radiation Database*. URL: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>.