

UNIVERSITA' DI PISA



Scuola di Ingegneria

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di laurea Magistrale

*Studio di logiche di controllo e schemi di
assemblaggio di un sistema di accumulatori
elettrochimici per l'ottimizzazione economica
della gestione operativa*

Relatori:

Prof. Romano Giglioli

Prof. Davide Poli

Ing. Marco Giuntoli

Candidato:

Samuele Manni

Anno Accademico 2014/2015

A Rosa e Carmela

SOMMARIO

E' stata effettuata un'analisi dello stato dell'arte di sistemi di accumulo elettrochimico con celle basate sulle tecnologie al Litio e dei sistemi di controllo e monitoraggio dello stato dei dispositivi di accumulo, il loro mercato e le loro applicazioni principali.

E' stata svolta un'analisi gestionale, tecnica ed economica di un impianto fotovoltaico da circa 3.7 MW già in esercizio, situato presso la località Navicelli a Pisa, volta all'utilizzo del sistema di accumulo presente per la compensazione delle perdite notturne dell'impianto con l'energia accumulata durante la fase diurna di produzione del campo solare. E' stato quindi sintetizzato un progetto tecnico-economico di un nuovo sistema di accumulo in grado di esplicitare l'azione di compensazione delle perdite del campo solare al minimo costo.

L'esperienza e le analisi effettuate sull'impianto di «Sol maggiore» in località Navicelli, hanno evidenziato la necessità di disporre di sistemi di accumulo più affidabili e di facile manutenzione. E' stata, quindi, studiata la topologia di assemblaggio e di interfacciamento di moduli aventi caratteristiche di peso e sicurezza elettrica rispondente alla norme ISO e IEC, così da permettere la manutenzione con un solo operatore nella massima sicurezza. I moduli studiati possono essere gestiti in maniera autonoma e organizzati in sistemi di accumulo in grado di avere la massima affidabilità.

Indice

1	INTRODUZIONE	11
2	TECNOLOGIE DEGLI ACCUMULATORI AL LITIO	13
2.1	Il mercato degli accumulatori al Li	13
2.2	Evoluzione degli accumulatori al Li	15
2.3	Taglie di accumulatori per applicazioni fisse per i sistemi elettrici	23
2.4	Servizi forniti dai sistemi di accumulo elettrochimico.	28
2.5	Dalla cella al modulo	30
3	L'IMPIANTO DEI NAVICELLI	39
3.1	Analisi dei dati di impianto raccolti	43
3.2	Possibili miglioramenti dell'impianto	51
3.3	Dimensionamento di un accumulatore elettrochimico.	55
3.4	Conclusioni generali	66
4	SCHEMI DI ASSEMBLAGGIO DI SISTEMI DI ACCUMULATORI ELETTRICHI	68
4.1	Schema di assemblaggio serie	71
4.2	Schema di assemblaggio serie con chopper isolati	75
4.3	Schema di assemblaggio tramite accoppiamenti elettrici	77
4.4	Schema di assemblaggio parallelo con chopper	80
4.5	Schema di assemblaggio parallelo con chopper isolati	83
4.6	Conclusioni generali	85
5	CONCLUSIONI	87
6	BIBLIOGRAFIA	91
7	APPENDICE	93
7.1	APPENDICE A: Dati reali dell'impianto dei Navicelli	93
8	RINGRAZIAMENTI	107

Elenco delle figure

1	Previsioni future in termini economici e tecnici per gli accumulatori elettrochimici.	14
2	Andamento dei costi Pb-Li di oggi e in previsione futura. . . .	15
3	Taglie di accumulo per diverse funzionalità (Panasonic).	24
4	Apparecchiatura per accumulo domestico (Panasonic).	25
5	Schema elettrico di un'applicazione di media taglia (Panasonic).	26
6	Accumulatore di grossa taglia (Panasonic).	27
7	Catena del valore per le applicazioni nei sistemi elettrici per l'energia.	30
8	Energia liberata a diverse temperature per diversi tipi di batterie al Li.	32
9	Cicli di vita di una cella al Li in funzione della temperatura.	33
10	Esempio di circuito di equalizzazione attivo.	35
11	Esempio di circuito di equalizzazione passivo.	35
12	Modello circuitale di cella.	36
13	Esempio di correlazione tensione a vuoto-SOC.	37
14	Stimatore di SOC.	38
15	Schema elettrico dell'impianto dei Navicelli.	41
16	Contatore SL7000 Itron.	43
17	Profilo di SOC di riferimento per l'impianto.	45
18	P_{out} e P_{rete} valutati dalle 00:00 alle 03:59 (scarica) del 5/08/2015.	46
19	P_{out} e P_{rete} valutati dalle 11:00 alle 13:00 (carica) del 5/08/2015.	46
20	Perdite economiche Navicelli senza sistema di accumulo.	48
21	Perdite economiche Navicelli in presenza del sistema di accumulo.	49
22	Schema ottimizzato dell'impianto di Navicelli.	52
23	Schema di impianto per il dimensionamento dell'accumulo.	55
24	Dati celle Kokam da 200 Ah.	57
25	Cicli di vita delle batterie rispetto alla profondità di scarica.	59
26	Schema collegamento serie di blocchi di moduli al Pb.	72
27	Schema serie con chopper su ogni ramo per blocchi di moduli al Pb.	75
28	Collegamento con accoppiamenti elettrici di moduli al Pb.	77
29	Schema con collegamento parallelo di blocchi di moduli al Pb.	81
30	Schema di collegamento parallelo con chopper di blocchi di moduli al Pb.	83

Elenco delle tabelle

1	Rapporto tra batterie al Piombo e al Litio.	15
2	Confronto tra le tipologie principali di batterie al Li.	21
3	Caratteristiche dell'accumulatore elettrochimico dei Navicelli.	39
4	Orari di alba e tramonto relativi ai giorni considerati.	47
5	Ore di luce mensili medie centro-nord.	53
6	Prezzi accumulatori Li comprensivi di BMS.	60
7	Fattibilità dell'investimento in funzione del DOD.	63
8	Fattibilità dell'investimento in funzione del costo delle celle al Litio.	64

1 INTRODUZIONE

L'utilizzo di accumuli gestionali nei sistemi elettrici per l'energia rappresenta una problematica storicamente già affrontata con l'accumulo gravitazionale idraulico e, in pochi casi, con il CAES, al fine di ottimizzare la gestione delle centrali termiche a combustibile, gestendo le nucleari a potenza costante, in relazione alla variabilità del carico.

Attualmente, la presenza di grandi quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, fortemente variabili e anche aleatorie, difficilmente sincronizzabili con i carichi, ha acuito il problema della gestione dei sistemi elettrici. In questo nuovo contesto assume rilevanza notevole la possibilità di disporre di sistemi di accumulo dell'energia che trovano una collocazione ottimale presso la produzione da fonti rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico, e presso l'utenza, a sua volta variabile e aleatoria. Essendo entrambi le strutture, produzione e utilizzo, utenti delle reti, il disporre di sistemi di accumulo può permettere di effettuare anche servizi alle reti, oltre al miglioramento del profilo di scambio della potenza con le reti stesse. L'interesse per i sistemi di accumulo gestionali dell'energia, pensati anche come dispositivi per le smart grids, sta incentivando lo studio e lo sviluppo delle tecnologie di questi sistemi, in particolare degli accumulatori elettrochimici che trovano, attualmente, ampio mercato nei dispositivi "consumer" e negli elettrodomestici, nonché nei veicoli elettrici e ibridi plug-in.

Lo sviluppo di nuove tecnologie di accumulatori elettrochimici e il miglioramento di quelle già esistenti sul mercato internazionale sta spingendo verso un'utilizzazione di queste tecnologie per la compensazione delle perdite nelle ore di non produzione di impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, come l'eolico e il fotovoltaico, proponendole, quindi, come servizio di rete. La questione principale che va considerata è quella dell'ottimizzazione economica, la quale si scontra, prepotentemente, con quella tecnica. Infatti, per una messa in pratica di questa funzionalità dei sistemi di accumulo, occorre verificare che la spesa a cui si va incontro

per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete per la compensazione delle perdite a vuoto dell'impianto risulti superiore al mancato guadagno per il produttore che si ha utilizzando parte dell'energia prodotta dalla fonte rinnovabile per la ricarica degli accumulatori elettrochimici durante le ore di produzione, garantendo un beneficio economico al produttore.

Il tutto viene valutato partendo da un caso studio di un impianto di produzione da fonte fotovoltaica da 3.7 MW presso i Navicelli di Pisa, già in esercizio, dotato di un sistema di accumulo da 650 kW a regime installato, inizialmente, per il miglioramento della qualità del vettore energetico generato dalla fonte rinnovabile, tramite misurazioni sul campo effettuate nel periodo compreso tra il 4/08/2015 e il 7/08/2015. Si individuano le problematiche verificatesi e si delineano i possibili miglioramenti tecnici e gestionali. Inoltre, viene sintetizzato un sistema di accumulo al Litio da installare per il raggiungimento dello scopo unico di compensazione delle perdite di un impianto di produzione solare, ricercando gli anni necessari per il ritorno dell'investimento iniziale in funzione delle previsioni future sullo sviluppo delle tecnologie e sul mercato degli accumulatori elettrochimici, sfruttando analisi economiche di break-even.

I risultati ottenuti dall'analisi dell'impianto di «Sol maggiore» presso la località dei Navicelli di Pisa hanno evidenziato la necessità di disporre di sistemi di accumulatori elettrochimici più affidabili. Per il raggiungimento di tale obiettivo risulta di fondamentale importanza l'installazione sistemi di accumulo in grado di garantire i limiti di safety imposti per un'eventuale manutenzione online degli stessi eseguita da un singolo operatore senza pregiudicare il corretto e normale funzionamento del resto dell'impianto. Verranno, perciò, presentati i diversi schemi topologici di assemblaggio di moduli di accumulatori elettrochimici studiati in modo da permettere l'estrazione del singolo blocco guasto e la sua manutenzione in tutta sicurezza, sia in termini di safety per gli operatori che in termini di security per l'impianto.

2 TECNOLOGIE DEGLI ACCUMULATORI AL LITIO

2.1 Il mercato degli accumulatori al Li

Gli accumulatori al Litio rappresentano la tecnologia sulla quale si concentra la maggior parte degli studi di ricerca in quanto fornisce elevate prestazioni in termini di energia specifica, in grado di garantire uno sviluppo tecnico forte in ogni campo di utilizzo. Infatti, la ricerca di miglioramenti in termini di rapporto potenza o energia rispetto al volume necessario, spinge verso l'immissione nel mercato internazionale di elettrodomestici e dispositivi elettronici sempre più piccoli e, contemporaneamente, più efficienti. Lo stesso si ha per la fabbricazione delle autovetture elettriche ed ibride, che stanno, pian piano, inserendosi sempre di più nel mercato automobilistico.

Con lo sviluppo di tecnologie al Litio sempre migliori, si prevede anche l'installazione di sistemi di accumulo per impianti di produzione elettrica collegati alla rete, in modo da riuscire a stoccare la quantità più alta possibile di energia per non doverla comprare dalla rete. Tutto ciò segue passo passo lo sviluppo del mercato degli accumulatori elettrochimici al Litio, perchè l'ottimizzazione economica dell'investimento può essere ottenuta solamente per costi delle batterie limitati, che permetterebbero un ritorno dell'investimento più vicino nel tempo e, quindi, più consoni alla vita utile degli stessi accumulatori.

Il mercato di questo tipo di accumulatori è, per ora, tenuto in mano da pochissimi imprenditori, tra cui TESLA MOTORS risulta sicuramente uno dei principali, se non il principale. L'Italia è abbastanza ferma in questo contesto nonostante sia uno dei principali Paesi sviluppatori di tecnologie di accumulatori elettrochimici. Per questo motivo occorrerebbe investire su questi che rappresentano un futuro mercato di energia pulita e produttiva.

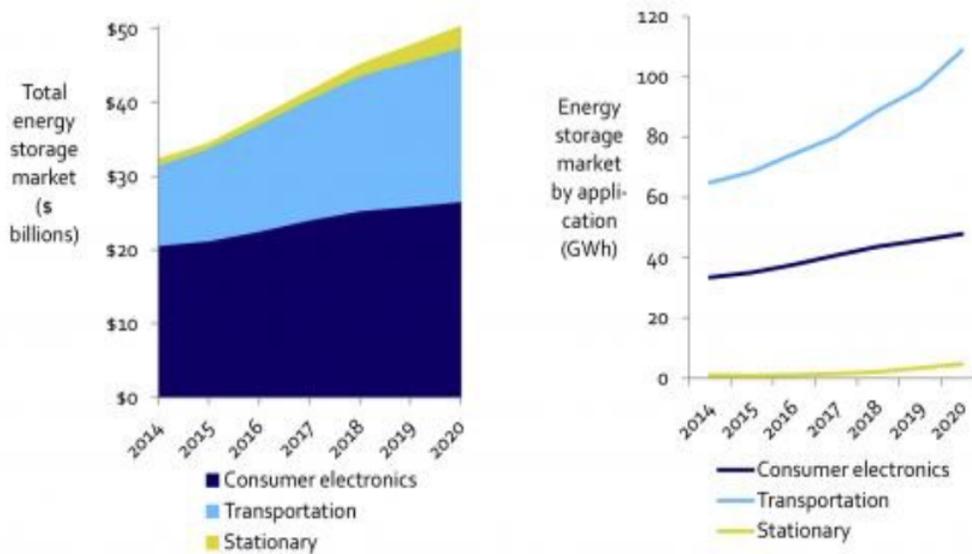


Figura 1: Previsioni future in termini economici e tecnici per gli accumulatori elettrochimici.

Infatti, l'ampio range di utilizzo degli accumulatori elettrochimici al Litio permette al mercato internazionale che li riguarda di risultare in continua espansione anno dopo anno, un'espansione che non è destinata a fermarsi, come dimostrano gli studi sul futuro mercato elettrico degli accumulatori, che, si ipotizza, possano addirittura raggiungere il movimento di circa 50 miliardi di dollari entro il 2020 in tutto il mondo, rispetto agli attuali 32 miliardi di dollari, come mostrato nella Figura 1.

2.2 Evoluzione degli accumulatori al Li

I sistemi di accumulo al Litio sono quelli in assoluto più vantaggiosi sia in termini economici che in termini tecnici. Nonostante i costi iniziali più alti rispetto, ad esempio, alle batterie al Piombo, gli investimenti fatti sul Litio consentono, a lungo termine, maggiore affidabilità da un punto di vista gestionale ed anche un'effettivo vantaggio economico, come visibile nella Tabella 1.

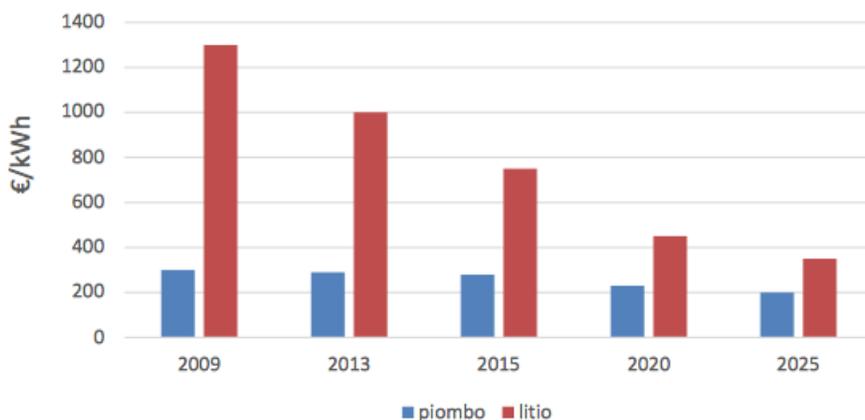


Figura 2: Andamento dei costi Pb-Li di oggi e in previsione futura.

	Piombo	Litio
Costo €/kWh	200	300
Cicli per scariche all'80%	500	5000
Costo per ciclo €/ciclo	0,4	0,06

Tabella 1: Rapporto tra batterie al Piombo e al Litio.

In commercio non esiste una sola tipologia di batteria al Litio ma ne esistono moltissimi tipi che differiscono tra loro per materiali elettrodici e/o elettrolitici. L'unico elemento che unisce queste batterie è lo ione portatore della carica elettrica (ione Litio, Li^+). Il Litio è l'elemento avente il potenziale più negativo ($E_0 = -3.045 \text{ V}$) e quindi, accoppiandolo a un altro elemento si ottiene una elevata

differenza di potenziale, che è direttamente proporzionale all'energia di una cella. Il Litio è un metallo alcalino, terzo elemento della scala periodica, con un modesto peso atomico, alta densità di energia [Wh/L] e una notevole reattività. Queste caratteristiche rendono le batterie al Litio particolarmente adatte all'uso veicolare. Le batterie al Litio vengono distinte in due principali categorie: al Litio-Metallico, oppure al Litio-Ione.

Inizialmente, le prime batterie al Litio erano solamente al Litio-Metallico. Esse però soffrivano di gravi problemi di sicurezza legati all'elevata reattività del Litio. Dagli anni Novanta, vi fu un importante sviluppo delle batterie al Litio, in quanto per la prima volta la Sony commercializzò celle Litio-ioni. Queste celle non contengono Litio, in forma metallica, in nessuno dei due elettrodi, garantendo così una maggiore sicurezza a parità di energia specifica.

Di fatto il problema principale che va accuratamente considerato, per le batterie al Litio più che per gli altri tipi di batteria, è proprio quello che riguarda la sicurezza. Il Litio è un materiale molto reattivo, e condizioni di abuso, di incidente, di incendio o di aumento della temperatura possono causare un rilascio incontrollato di energia che può creare situazioni pericolose. E' dunque strettamente necessaria l'implementazione di un sistema di controllo e gestione della cella. Un altro problema riguardante tutti i tipi di batterie al Litio è dato dall'approvvigionamento della materia prima, in quanto il Litio, infatti, è disponibile in natura in quantità limitata e richiede processi di estrazione particolarmente complicati e costosi e, in più, il mercato è in mano a pochi produttori nel mondo.

Il tipo più comune di batteria al Litio è quello cosiddetto "Litio - ioni" (Li-Ion). Questo tipo di batteria ha una tensione di circuito aperto nominale di 3.6 V ed una tensione di ricarica tipica di 4.2 V. Questi tipi di accumulatori sono stati proposti sia per i veicoli elettrici puri, grazie alla loro grande energia specifica, ben oltre i 200 Wh/kg, sia per i veicoli ibridi, facendo uso di celle appositamente progettate per ottenere altissima potenza specifica, fino anche a

2000 W/kg e trovano, inoltre, grande diffusione nell'ambito della componentistica interna dei laptop e dei telefoni cellulari. Questo tipo di accumulatori elettrochimici, se impiegati impropriamente, possono subire gravi danneggiamenti e, per questo motivo, vengono gestiti considerando una vita utile molto più corta rispetto ad altri tipi di batterie. Essi hanno un'energia volumica pari a circa 270 Wh/L. I tempi di vita utile della batteria sono di circa 2-3 anni e si calcola una scarica fino all'80% per circa 1200 cicli.

Tra i vantaggi principali delle Li-Ion c'è, senza dubbio, la possibilità di fabbricarle secondo una vasta gamma di forme e dimensioni, che garantisce un inserimento efficiente negli spazi a loro dedicati. Inoltre, non è presente alcun "effetto memoria" e risultano più leggere rispetto alle altre tipologie. Lo svantaggio principale, invece, è il rapido degradamento a cui sono soggette, anche se non utilizzate. In più i guasti che si vengono a generare sono, solitamente, repentini e non gradualmente, non fornendo quindi all'utilizzatore la possibilità di intervenire prima del guasto stesso e potendo causare anche delle esplosioni nel caso venga surriscaldata o caricata eccessivamente.

Molti sono gli sviluppi che hanno coinvolto questo tipo di batterie anche negli ultimi anni, soprattutto nel campo automobilistico, ma anche in quello relativo all'informatica e all'elettronica. Alla fine del 2009 è stata presentata una soluzione per risolvere il problema dell'esplosione di una di queste batterie in cortocircuito, che consiste nell'inserire dei reagenti che bloccano la reazione chimica qualora la batteria raggiunga i 130 °C evitando, di fatto, l'esplosione. Un'altra possibile soluzione al problema dell'esplosione della batteria è stata presentata dalla Apple, la quale ha sviluppato uno schema di una batteria munita di un involucro di rivestimento con delle sacche e punti deboli per l'evacuazione dei vapori prodotti durante il cortocircuito.

Le batterie al Litio-polimeri (Li-Pol) rappresentano uno sviluppo tecnologico delle batterie Li-Ion. La principale caratteristica che li differenzia è data dal fatto che l'elettrolita in sale di Litio non è contenuto in un solvente organico come nel diffusissimo Li-Ion,

ma si trova in un composito di polimero solido, come ad esempio il poliacrilonitrile. A differenza delle celle in Li-Ion, che sono contenute in minuscoli contenitori rigidi in metallo cilindrici o prismatici (a nido d'ape), le attuali celle polimeriche hanno una struttura a fogli flessibili, spesso pieghevoli (laminato polimerico), e contengono ancora un solvente organico. Questi accumulatori elettrochimici hanno un'energia massica che va dai 130 ai 200 Wh/kg e un'energia volumica pari a circa 300 Wh/L. I tempi di vita utile della batteria anche per loro, così come per le Li-Ion, vanno dai 2 ai 3 anni e si calcola una scarica fino all'80% per un numero di cicli anche superiore a 1000.

La tensione delle celle Li-Pol varia da circa 2.7 V (scariche) a circa 4.23 V (a piena carica), e le batterie Li-Pol devono essere protette dall'eccesso di carica limitando la tensione applicata a non più di 4.235 V per ogni cella usata in una combinazione di esse in serie. Durante la scarica dovuta ad un carico di lavoro, questa dovrà essere rimossa e ricaricata al più presto quando la tensione scende sotto circa 3.0 V per cella (se usate in una combinazione in serie), altrimenti la batteria come conseguenza non potrà essere caricata più a lungo.

Se confrontate alle batterie Li-ion, le batterie Li-Pol hanno un tasso di degrado maggiore nel ciclo di vita, però, recentemente, i produttori hanno dichiarato di aver raggiunto un numero di 500 cicli di carica/scarica prima che la capacità si riduca dell'80%. Un'altra variante delle batterie ai polimeri di Litio è la "batteria al Litio ricaricabile in film sottile" che ha reso possibile più di 10 000 cicli di carica e scarica.

Uno dei grandi vantaggi della tecnologia Li-Pol è dato dal fatto che i costruttori possono sagomare la forma delle batterie più o meno come vogliono, questo può essere importante per i costruttori di telefoni cellulari che costantemente lavorano su telefoni sempre più piccoli, sottili e leggeri. Il principale vantaggio delle Li-Pol rispetto alle Li-Ion è dato dal fatto che il polimero solido non è infiammabile e quindi questo garantisce una pericolosità nettamente minore in

caso di danneggiamenti interni. Uno dei principali difetti della tecnologia è la necessità di usare caricabatterie specifici, per evitare incendi ed esplosioni. La batteria può esplodere se cortocircuitata, a causa della bassissima resistenza interna e della conseguente forte corrente impulsiva che attraversa la cella. Inoltre una cella Li-Pol può incendiarsi facilmente se forata, per cui le batterie sono, in varie applicazioni, ricoperte da un involucro plastico che dovrebbe prevenire le forature.

Un altro tipo di batteria sviluppata negli ultimi anni è la cosiddetta “LCO”, cioè costituita da Litio-Cobalto. Queste possiedono una tensione nominale di circa 3.6 V con un’energia specifica che va dai 150 ai 200 Wh/kg, ma in alcuni casi speciali, può arrivare fino a 240 Wh/kg. La vita utile si aggira intorno ai 3 anni, mentre si può considerare una scarica fino all’80% con un numero di cicli che può andare dai 500 fino ai 1000.

Di fatto, gli accumulatori elettrochimici LCO offrono un’elevata energia specifica, ma garantiscono una moderata performance in termini di potenza specifica, sicurezza e vita utile. Inoltre non devono essere sottoposte a cariche e scariche con correnti superiori di quelle date nei range, perchè possono comportare numerosi problemi tecnici fino ad arrivare all’esplosione.

Gli accumulatori al Litio-Manganese (“LMO”) furono per la prima volta introdotti nel 1983 e raggiunsero la prima commercializzazione nel 1996 tramite la “Moli Energy”. Questo tipo di batteria è in grado di fornire una tensione nominale di circa 3.7 V. Inoltre, possiede un’energia specifica di circa 100-150 Wh/kg con un ciclo di vita per una scarica fino all’80% data da 500-700 cicli.

Il vantaggio principale di questo tipo di accumulatori elettrochimici è dato dalla bassa resistenza interna a cui, però, si oppongono vari svantaggi come una bassa energia specifica ed una vita utile non elevata.

Proprio per superare il limite di energia specifica ed accrescere la vita utile di queste batterie venne introdotta la Nickel-Manganese-Cobalto (“NMC”). Questo tipo di accumulatori elettrochimici è in grado di fornire una tensione nominale di circa 3.6-3.7 V e un’energia specifica che va dai 150 ai 220 Wh/kg. Per quanto riguarda il numero di cicli che portano alla scarica dell’80% della batteria si arriva, con facilità, ai 1000 ma anche ai 2000 cicli, perciò anche la vita utile cresce nettamente superando anche i 5-7 anni.

Le NMC forniscono, complessivamente, buone performance ed eccellono in termini di energia specifica, mantenendo comunque una buona stabilità.

Spesso le batterie NMC e le LMO vengono utilizzate insieme nei veicoli elettrici. Infatti la Nissan Leaf, la Chevy Volt e la BMW i3 utilizzano la combinazione delle due sfruttando la parte LMO per fornire un’elevata spinta in accelerazione e la NMC per il cammino medio.

L’accumulatore elettrochimico al Litio-ferro-fosfato $LiFePO_4$ (“LFP”) è un tipo di batteria ricaricabile che utilizza il Litio-ferro-fosfato come materiale catodico. $LiFePO_4$ è un materiale intrinsecamente più sicuro rispetto al $LiCoO_2$ e alla controparte al manganese. Il legame Fe-P-O è più forte del legame Co-O così, nel caso in cui non vengano rispettate le condizioni operative (cortocircuito, surriscaldamento, ecc.) gli atomi di ossigeno sono più difficili da rimuovere. Questa stabilità della reazione redox, oltre a stabilizzare la cella, aiuta anche il trasferimento dell’energia. Solo le temperature superiori agli 800 °C possono rompere il legame con l’ossigeno: ciò assicura un ampio range sopportabile di temperature rispetto al $LiCoO_2$. Questi accumulatori elettrochimici hanno un’energia massica pari a circa 90-110 Wh/kg e un’energia volumica pari a circa 220 Wh/L. I tempi di vita utile della batteria superano anche i 10 anni e si calcola una scarica fino all’80% per circa 2000 cicli.

Le batterie $LiFePO_4$ restano sempre delle batterie che utilizzano la chimica del Litio, perciò condividono con essa gli stessi vantag-

gi e svantaggi. I principali vantaggi rispetto alle $LiCoO_2$ sono una maggiore resistenza termica, una maggiore resistenza all'invecchiamento, una più alta corrente di picco e l'utilizzo del ferro che, al contrario del cobalto, ha un minore impatto ambientale. Oltre a questi vantaggi generici ce ne sono alcuni prettamente tipici per le $LiFePO_4$, come una bassa corrente di auto-scarica e un'ottima stabilità in tensione anche se sottoposte a grossi carichi. Di contro, l'energia specifica delle $LiFePO_4$ è inferiore a quelle delle $LiCoO_2$ e se nuove, possono subire dei malfunzionamenti qualora venissero scaricate per più del 66%, quindi, per loro, è consigliato un periodo di rodaggio e, inoltre, si deve evitare una ricarica rapida che possa creare stress troppo grandi per le batterie.

Ultimamente, grazie allo studio e allo sviluppo di nuovi catodi si riesce a scaricare fin da subito tutta la batteria senza creare problemi e si può anche arrivare a correnti di carica pari a circa 5-7 volte la capacità nominale, superando, quindi, gli ultimi due svantaggi sopra descritti.

	LCO	LMO	NMC	LFP
Energia specifica [Wh/kg]	150-200	100-150	150-220	90-120
Potenza specifica [W/kg]	60	65	80	70
Cicli di vita con scarica all'80%	500-1500	500-1700	1000-2500	2000
Vita utile [anni]	~6	~5	5-7	10-15
Livello di sviluppo	matura	matura	crescita	crescita
Sicurezza cella	bassa	bassa	media	media

Tabella 2: Confronto tra le tipologie principali di batterie al Li.

Ultimamente le batterie LFP sono quelle più utilizzate. Esse, pur avendo un'energia specifica inferiore alle NMC, sono vincenti dal punto di vista economico perchè il Ferro e il Fosforo sono metalli poco costosi rispetto al Nickel, al Cobalto o al Manganese. Infatti,

le LFP hanno costi intorno ai 300 €/kWh contro le altre che hanno costi che si aggirano intorno ai 500-600 €/kWh.

2.3 Taglie di accumulatori per applicazioni fisse per i sistemi elettrici

Tra le diverse tecnologie degli accumulatori elettrochimici applicabili alla gestione distribuita, quella che presenta caratteristiche adatte alle diverse applicazioni, in virtù degli elevati valori di energia e potenza specifica, nonché dei tempi di risposta molto rapidi, è la tecnologia al Litio-ione. [3]

La scelta della taglia, così come quella del tipo di accumulatori elettrochimici da installare ed utilizzare, dipende fortemente dall'utilizzo che ne si vuole fare. Si passa facilmente da batterie da 12 V come quelle per gli elettrodomestici, ad accumuli per l'utenza domestica fino ad arrivare a quelli per gli impianti di produzione.

La diffusione degli accumulatori elettrochimici, specialmente di quelle al Litio, è cresciuta nettamente negli ultimi anni soprattutto grazie alle innovazioni nel campo dell'elettronica, come lo sviluppo di modelli di cellulari o laptop in grado di concentrare grandi potenzialità in piccoli volumi. Un altro settore che ha contribuito molto allo sviluppo di queste tecnologie e che, tuttora, rappresenta uno degli sviluppi più interessanti è quello dell'applicazione veicolare, sia per quanto riguarda i veicoli elettrici, che quelli ibridi, specialmente i plug-in, dove risulta possibile la ricarica diretta. Per quanto riguarda, invece, lo sviluppo per l'applicazione industriale, soprattutto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quali l'eolico e il fotovoltaico, vi è una netta divisione tra le potenze in gioco negli impianti pensati per autoproduzione domestica e gli impianti di produzione di energia elettrica da immettere in rete. Ovviamente l'accumulo fornisce, in entrambi i casi, una via di risparmio se gestito in maniera corretta e rappresenta un investimento prezioso a lungo termine, soprattutto grazie agli incentivi del fotovoltaico in generale e all'autoproduzione che ne scaturisce.

In ambito di installazione domestica si può prevedere un kit con il classico impianto fotovoltaico da 3 kW di potenza ed un inverter con sistema di accumulo integrato con una capienza che va dai 3

ai 9 kWh, considerando che 9 kWh è il consumo medio che una famiglia “media” sostiene giornalmente. Ovviamente, se la famiglia sostituisce i tradizionali apparecchi a gas con apparecchi elettrici (per esempio una pompa di calore per il riscaldamento o i fornelli ad induzione) l’autoproduzione elettrica verrà ammortizzata in maniera più ottimale. Salendo in dimensioni di impianto e, di conseguenza, in dimensioni di stoccaggio dell’energia elettrica le cose si fanno più complesse.

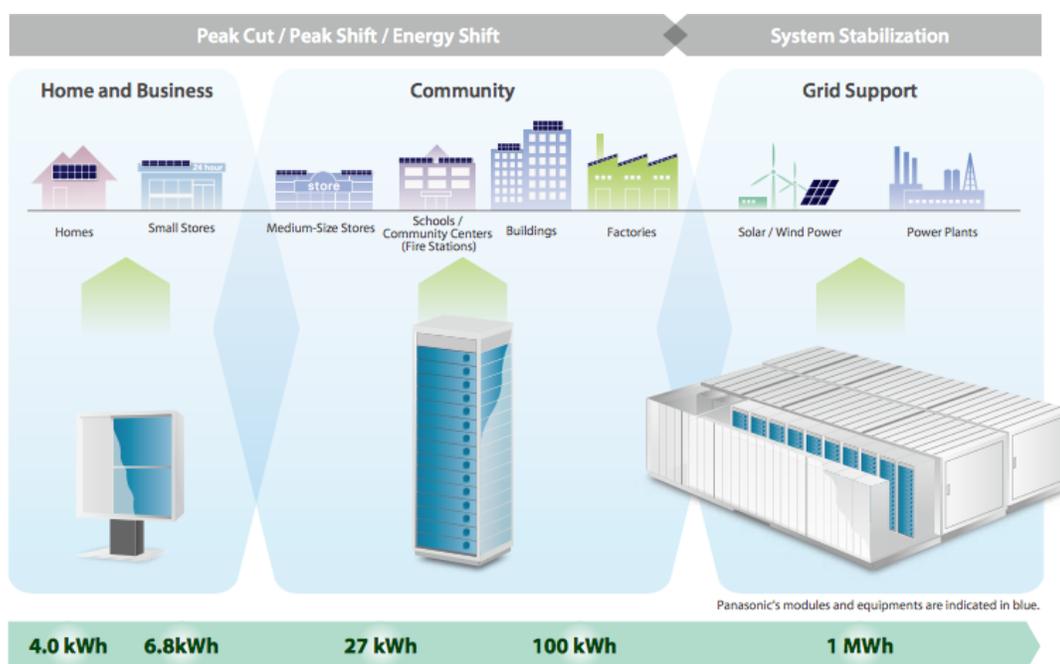


Figura 3: Taglie di accumulo per diverse funzionalità (Panasonic).

Per dare un’idea più concreta delle fasce di potenza dei vari accumuli a seconda delle applicazioni per cui sono progettate, si riportano dati reali della Panasonic per lo sviluppo di sistemi di accumulo tedeschi, messi in pratica intorno al 2011.[12]

Per quanto riguarda un’applicazione domestica che vede l’installazione di pannelli fotovoltaici da 4.6 kW, viene installato un siste-

ma di accumulo con energia di taglia pari a 4.05 kWh, in grado di garantire il massimo sfruttamento dell'energia solare e portare ad un aumento significativo in termini di autoconsumo della singola abitazione, ovviamente utilizzando l'energia immagazzinata nell'accumulo nelle ore notturne.



Figura 4: Apparecchiatura per accumulo domestico (Panasonic).

Nel caso di un sistema di taglia media con moduli fotovoltaici di 30 kW, utilizzabili ad esempio in capanni o piccole industrie, viene installato un sistema di accumulo con energia pari a 32 kWh in grado di erogare una potenza di 7.2 kW, che utilizza l'energia proveniente dai moduli fotovoltaici per caricarsi ed è in grado di coprire i picchi di carico tagliati e sopperire ad eventuale mancanza di potenza.

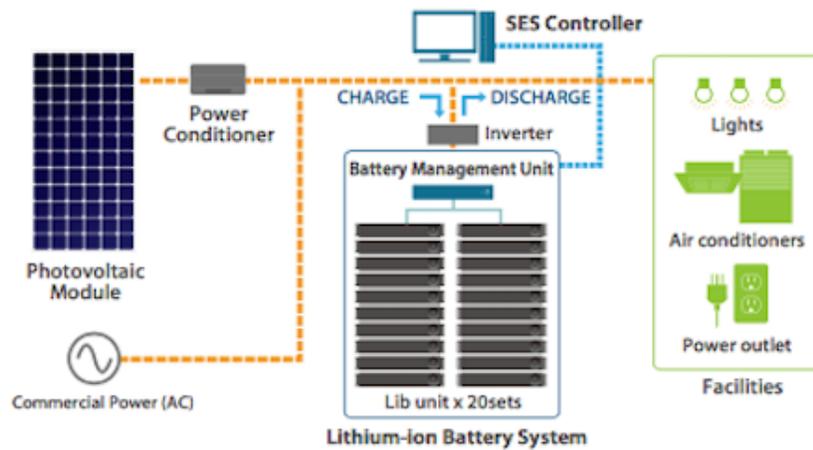


Figura 5: Schema elettrico di un'applicazione di media taglia (Panasonic).

Per un'applicazione di taglia grande, invece, vengono installati accumulatori di taglie intorno ai 500 kWh e in grado di fornire una potenza anche di 1 MW. Le utilizzazioni di questo tipo di accumulatori sono tante e vanno da un miglioramento dell'inseguimento del carico, fino alla compensazione delle perdite notturne dell'impianto di produzione.



Figura 6: Accumulatore di grossa taglia (Panasonic).

Nell'impianto fotovoltaico considerato in questo lavoro di 3.7 MW, sono stati installati accumulatori elettrochimici al Litio capaci di fornire 900 kW di potenza per 8 s e 650 kW di potenza continua, in modo da poter coprire le perdite notturne dell'impianto producendo un guadagno tecnico, ma soprattutto economico per l'impianto stesso. Stabilire il reale guadagno o meno dell'impianto sotto osservazione sarà oggetto di studio di questo lavoro, che, inoltre, cercherà di ricercare eventuali accorgimenti per un miglioramento delle condizioni tecniche, ma, soprattutto, economiche dell'impianto stesso.

2.4 Servizi forniti dai sistemi di accumulo elettrochimico.

Come abbiamo visto in precedenza, un accumulatore elettrochimico è in grado di fornire numerosi servizi all'utente. Questi servizi variano a seconda della taglia e delle valutazioni tecniche ed economiche che ne scaturiscono. In un processo produttivo si possono distinguere tre diverse tipologie di accumulo:

- **intrinseco**, cioè insito nei dispositivi di un processo;
- **gestionale**, che fa riferimento a quei dispositivi addizionali inseriti per migliorare la gestione dei processi;
- **strategico**, che fa riferimento a quei dispositivi che contengono il bene necessario al funzionamento del processo, se isolato, o al funzionamento in emergenza, se collegato ad una rete di alimentazione del bene.

I piccoli accumuli legati allo sviluppo di energia da fonti rinnovabili, tendono a fornire una maggiore costanza nell'erogazione di energia elettrica, garantendo il maggiore autoconsumo possibile. Questo, oltre a produrre un beneficio per la rete elettrica dato dal mancato assorbimento dell'energia da essa, fornisce anche ovvi vantaggi economici all'utente che lo installa, visto che permette di evitare il pagamento del costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, senza contare gli incentivi che ne aumentano nettamente il guadagno, perlomeno a lungo termine.

Salendo di taglia questi sistemi di accumulo sono in grado di garantire una migliore copertura del carico giornaliero a cui gli impianti sono sottoposti magari andando a coprire quelli che sono i picchi di carico oltre i valori standard o, in alcuni casi, riuscendo anche a sopperire ad eventuali malfunzionamenti o fuori-servizio dell'alimentazione elettrica, producendo una maggiore affidabilità interna dell'edificio o dello stabilimento industriale.

Per impianti di grossa taglia, invece, possono essere installati accumulatori elettrochimici in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico a cui sono connessi di giorno, per

restituirla poi di notte all'impianto stesso in modo da garantire la copertura delle perdite a vuoto, che sono sempre presenti a causa dei trasformatori. Questo problema è di grande interesse e verrà sviluppato in questo lavoro, perchè, sostanzialmente, ai benefici tecnici ed economici del mancato assorbimento di energia nelle ore notturne dalla rete elettrica, vanno contrapposti i costi intesi sia come costi di installazione dei pacchi-batteria e degli apparecchi di connessione (come chopper, inverter ed eventuale trasformatore), che come costi di esercizio. Infatti le batterie vanno ricaricate di giorno nel minor tempo possibile e, ovviamente, nelle ore dove il Mercato Elettrico stabilisce il prezzo minore per l'energia, perchè l'energia necessaria allo scopo moltiplicata per il prezzo zonale di riferimento per l'immissione della stessa energia in rete, rappresenta un mancato guadagno per il produttore. Perciò sarà necessario trovare il giusto compromesso tra mancato guadagno durante le ore di giorno e mancata uscita durante le ore notturne per stabilire la convenienza economica dell'installazione di accumulatori elettrochimici in un impianto.

Un'altra importante applicazione ingegneristica possibile per gli accumulatori elettrochimici è quella legata allo sviluppo automobilistico. Il sistema di propulsione presenta tutte e tre le tipologie di accumulo tipiche dei processi produttivi, dove l'accumulo elettrochimico garantisce quella gestionale per una ottimizzazione della gestione dovuta principalmente al recupero dell'energia in frenata utilizzata per ricaricare la batteria e l'annullamento dei consumi dovuti al funzionamento "a vuoto" durante le soste.

2.5 Dalla cella al modulo

Il modulo è un insieme di celle, che possono essere variamente connesse in serie e/o in parallelo, racchiuse all'interno di un involucro, dotato, eventualmente, di circuiteria per il controllo dei parametri elettrici e termici. In pratica, la costituzione del modulo rappresenta il 50 % del valore totale della batteria, in quanto formato da varie componenti gestionali, di controllo e di potenza. [9]

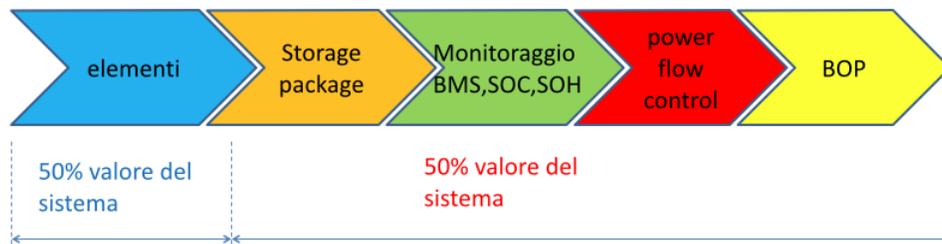


Figura 7: Catena del valore per le applicazioni nei sistemi elettrici per l'energia.

Innanzitutto esso racchiude l'assemblamento delle celle all'interno di vari pacchi, in grado di fornire la giusta tensione ricercata. Inoltre, viene equipaggiato con sistemi di monitoraggio (BMS, stimatori di SOC e SOH, ecc...), volti a caratterizzare e controllare il comportamento del modulo stesso per prevenire eventuali guasti e per una gestione accurata del sistema.

I principali fattori di rischio per le batterie, di qualunque tipo esse siano, sono la sovraccarica o la scarica troppo profonda. Il primo fattore può portare alla distruzione della batteria, mentre il secondo può condurre ad una riduzione permanente della capacità massima immagazzinabile. Il controllo dello stato di carica delle batterie (SOC) è quindi indispensabile per assicurare un corretto utilizzo degli accumulatori. Il controllo dello stato di carica deve essere effettuato per ogni singola cella del pacco. Infatti, inevitabili lievi differenze nelle prestazioni di ogni elemento potrebbero essere amplificate durante la vita, portare a scompensi notevoli nello stato

di carica e condurre al deterioramento complessivo del sistema. La soluzione migliore al problema consiste nel predisporre di un sistema di equalizzazione dello stato di carica degli elementi che compongono il pacco batterie. L'equalizzazione ottima si ottiene controllando singolarmente ogni cella all'interno della stringa. In alcuni casi, specie se il numero di batterie da controllare è elevato, si può ricorrere ad una soluzione di compromesso che consiste nel lavorare su piccoli gruppi di elementi per limitare la complessità del circuito di controllo. Perciò, dovrà essere il BMS, mediante il monitoraggio dello stato di carica delle singole celle ed il controllo della carica applicata ad ogni cella nel pacco durante la fase di carica, ad impedire la disequalizzazione delle celle stesse. [6]

Il BMS (Battery Management System) è un sistema elettronico di monitoraggio e gestione delle batterie. Esso mantiene un controllo sui parametri fondamentali di esercizio, come tensioni, correnti e temperature, durante le fasi di carica e scarica. In caso di allarme, quando uno qualsiasi dei parametri raggiunge un valore fuori dai limiti consentiti, il circuito elettronico di controllo fornisce gli input ai dispositivi di protezione per scollegare la batteria dal carico o dal caricabatterie. Il BMS comprende non solo il monitoraggio e la protezione del sistema batterie, ma anche metodi per ottimizzarne le prestazioni e prolungare la vita delle celle. Le due funzioni principali del Battery Management System sono la protezione e il bilanciamento. Per la funzione di protezione risulterà necessario considerare gli effetti dovuti alle tensioni, alle correnti e alla temperatura, mentre quella di bilanciamento riguarderà, principalmente, l'equalizzazione fra le celle.

Per quanto riguarda l'effetto dovuto alle tensioni il controllo è volto ad evitare la sottoposizione ad alti potenziali, per evitare la decomposizione dei materiali elettrolitici. Occorre anche prevenire la scarica delle batterie al Litio a tensioni troppo basse (2.5 - 2.7 V a cella), perchè la corrente del collettore può dissolvere il rame nell'elettrolita. Il riproporsi per più volte di questi bassi valori di tensione, potrebbe, infatti, condurre alla formazione di dendriti di rame e provocare corto circuiti all'interno della cella.

Anche gli effetti dovuti alle correnti devono essere attentamente considerati. Infatti, nelle batterie al Litio, adoperare limiti di corrente eccessivi potrebbe provocare il danneggiamento permanente delle stesse, con la possibilità, sempre crescente, di scariche di cortocircuito che danneggerebbero l'intero modulo.

Gli effetti della temperatura, invece, influiscono notevolmente sulla capacità della batteria, in quanto, durante il funzionamento in bassa temperatura, diminuisce la velocità della reazione chimica. L'effetto di ridurre la temperatura di esercizio, quindi, sarà quello di ridurre la velocità di trasformazione delle sostanze chimiche attive nella cella e questo si tradurrà in una riduzione della capacità di trasporto di corrente della cella, sia in carica che in scarica. In altre parole, la batteria ridurrà la propria capacità di gestione della potenza. Inoltre, a bassa temperatura, il tasso ridotto di reazione, e anche la contrazione dei materiali dell'elettrodo, rallentano, rendendo più difficile l'inserimento degli ioni di Litio negli spazi di intercalazione, causando una perdita irreversibile in termini di capacità.

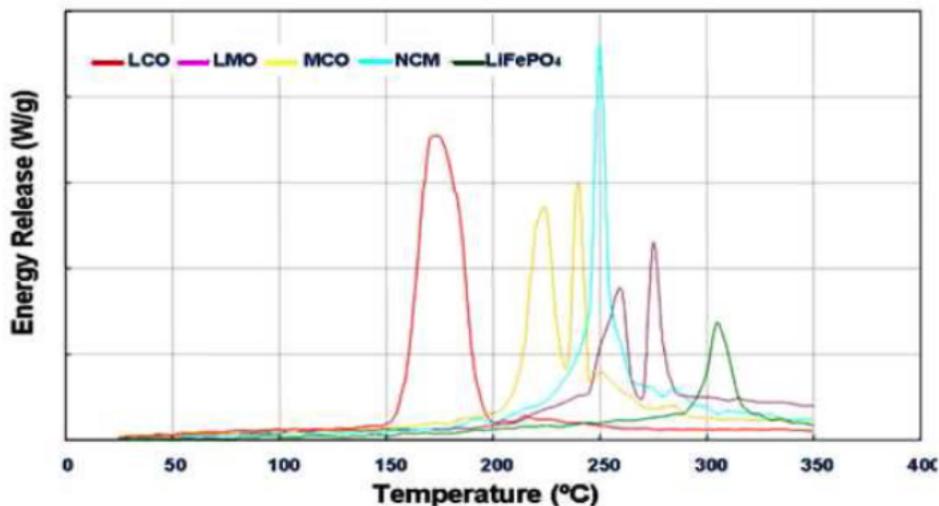


Figura 8: Energia liberata a diverse temperature per diversi tipi di batterie al Li.

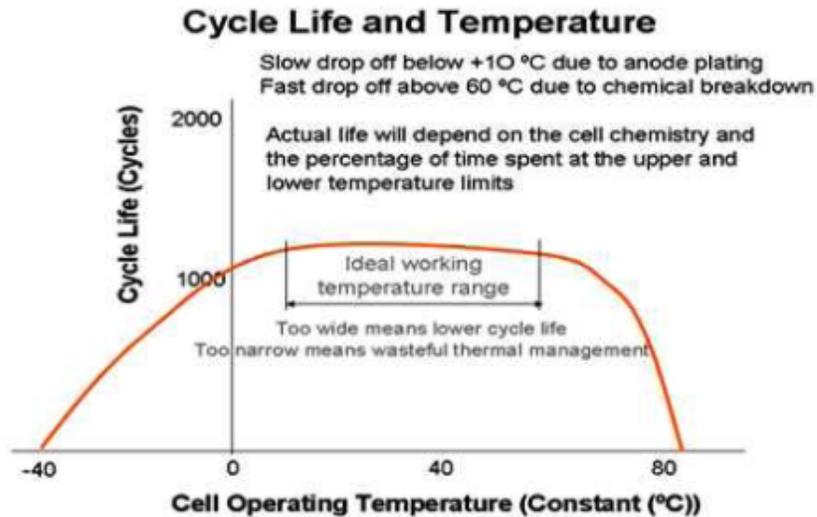


Figura 9: Cicli di vita di una cella al Li in funzione della temperatura.

La Figura 9 mostra chiaramente che, al di sotto di circa 15°C, i cicli vita di una cella al Li risulteranno progressivamente ridotti scendendo a temperature più basse. Anche operando a temperature superiori ai 50 °C si ridurrà il ciclo di vita, ma dai 70 °C in su la minaccia principale sarà la temperatura incontrollata. Il sistema di gestione termica della batteria dovrà essere progettato per mantenere il valore dei parametri di funzionamento delle celle nei rispettivi limiti in qualsiasi momento, per evitarne l'usura prematura. Di fatto le considerazioni fatte dimostrano che la funzione di protezione consiste, sostanzialmente, nel controllo della tensione e temperatura di ogni cella.[6]

Per quanto riguarda la funzione di bilanciamento, occorre considerare che le cause che possono portare alla disqualificazione delle celle all'interno di un modulo possono essere diverse. Sicuramente, la principale causa è la diversità fra le celle, inevitabile per problemi di tolleranze a livello di produzione. Altri fattori sono la distribuzione di temperatura all'interno del pacco ed il diverso invecchiamento delle celle. Il tutto si traduce in variazioni nell'impedenza interna, che è il parametro secondo il quale le celle

si comportano durante i processi di carica e scarica. Durante la fase di carica, se nella serie è presente una cella degradata, ovvero con capacità ridotta, c'è il pericolo che, appena raggiunta la carica completa, essa possa essere soggetta a sovraccarico per tutto il tempo impiegato dalle altre celle a raggiungere anch'esse lo stato di carica completa. Il risultato è un possibile aumento di temperatura e pressione che può danneggiare la cella. Durante la scarica, la cella più degradata sarà soggetta ad una profondità di scarica maggiore e tenderà a fallire prima delle altre. I problemi causati da queste differenze tra cella e cella aumentano quando le celle sono soggette a rapidi cicli di carica e scarica con elevati gradienti di corrente, come possono essere quelli tipici delle applicazioni dei veicoli elettrici ed ibridi. Quindi, durante i cicli di carica, alcune celle potrebbero raggiungere prima delle altre la tensione finale di carica. In questo caso è indispensabile impedire a queste celle di continuare il processo di carica.

Un primo approccio, abbastanza ovvio, nel risolvere il problema prevederà, in fase di costruzione del pacco, la selezione di celle il più possibile simili tra loro e la loro disposizione sarà studiata in modo che la distribuzione di temperatura all'interno del pacco sia la più uniforme possibile.

Una tecnica di equalizzazione efficace dovrà permettere a tutti gli elementi di raggiungere la tensione di carica finale inibendo la carica alle celle già completamente cariche e solo al raggiungimento della completa carica di tutte le celle si potrà interrompere il processo di equalizzazione. L'idea di base del bilanciamento per batterie al Litio sarà quella di usare circuiti esterni per bilanciare le celle, sviluppando circuiti attivi o passivi per l'equalizzazione.

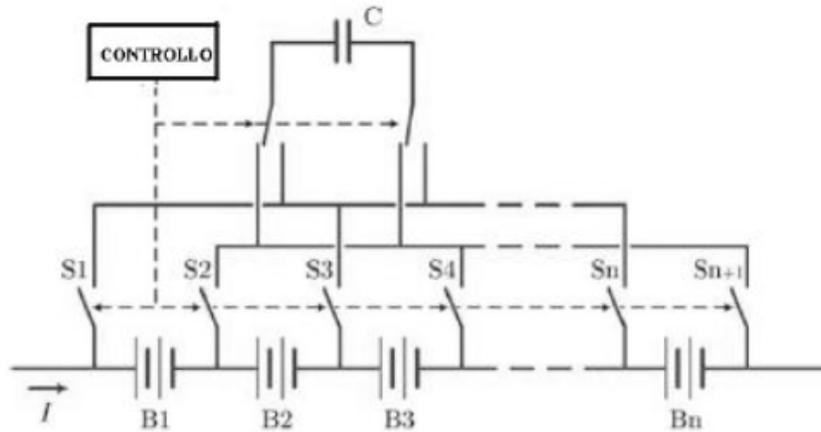


Figura 10: Esempio di circuito di equalizzazione attivo.

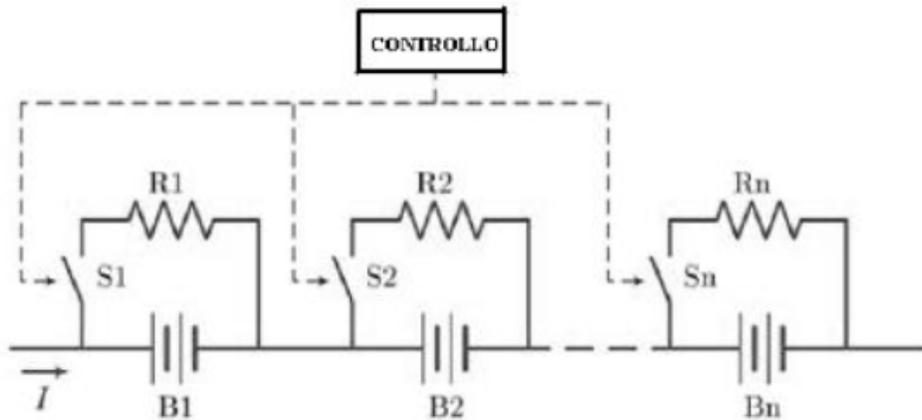


Figura 11: Esempio di circuito di equalizzazione passivo.

Nel caso del bilanciamento passivo, il circuito esterno è di tipo resistivo e viene utilizzato per dissipare l'energia in eccesso su resistori connessi in parallelo ad ogni singola cella e livellare la distribuzione dei valori di stato di carica delle varie celle all'interno del sistema batterie. Nel caso del bilanciamento attivo, il circuito esterno viene usato per estrarre l'energia dalle celle più cariche e distribuirla a quelle meno cariche o per caricare selettivamente le

celle in funzione del loro stato di carica. In tal modo il livellamento della distribuzione dei valori dello stato di carica delle celle all'interno del sistema viene ottenuto senza dissipazione dell'energia su componenti passivi.

Le prestazioni di un modulo di accumulatore elettrochimico dipendono in maniera sostanziale dallo “stato di salute” (State of Health «SOH») in cui si trovano le batterie, che, se non trattate opportunamente, possono vedersi ridurre notevolmente la loro capacità di accumulare energia e la vita in cicli di carica/scarica richiedendone una prematura sostituzione. Lo SOH è un indice di invecchiamento delle batterie, che dipende, sostanzialmente, dalla profondità dei cicli di carica/scarica e dalla carica e scarica superficiali.

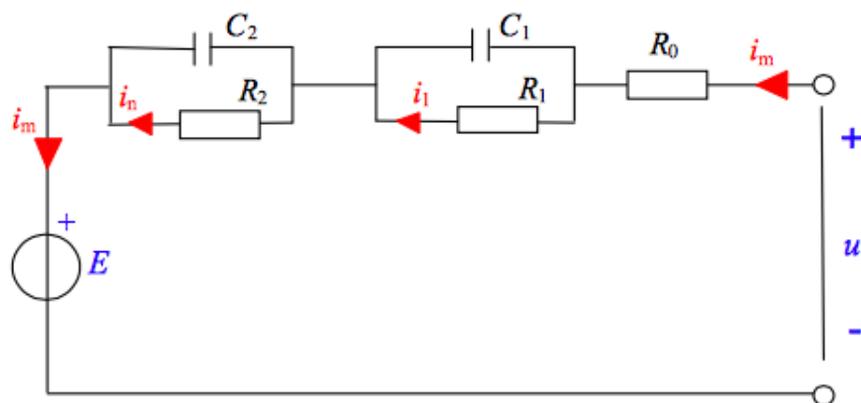


Figura 12: Modello circuitale di cella.

Sia la stima del SOH che del SOC (State of Charge) derivano dall'identificazione dei parametri di un modello circuitale di cella, come quello mostrato in Figura 12, dove la presenza del resistore R_0 realizza il gradino di tensione a fronte del gradino di corrente, e la presenza di due gruppi R-C, con costanti di tempo sensibilmente diverse, consente di migliorare molto la rispondenza del transitorio per essere quanto più possibile vicino a quello reale. [1, 5, 6, 8]

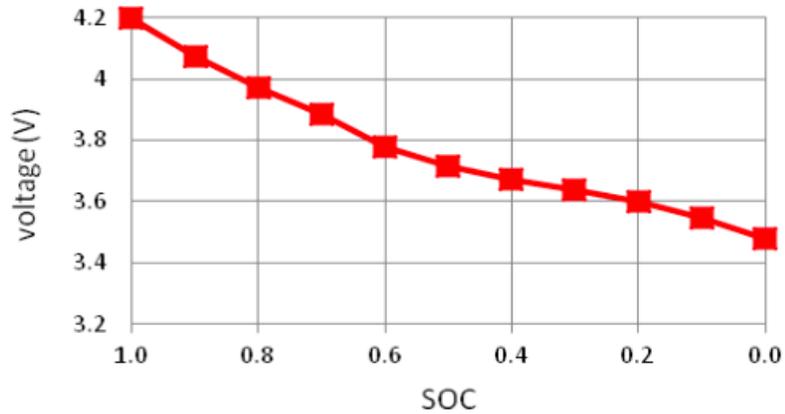


Figura 13: Esempio di correlazione tensione a vuoto-SOC.

Di fondamentale importanza per la determinazione del SOC risulta essere la tensione a vuoto, in quanto essa è correlata allo stato di carica e, dalla conoscenza di questa, attraverso gli andamenti del tipo di Figura 13, è possibile stabilire con una certa precisione lo Stato di Carica nel quale si trova l'accumulo.[2]

Una volta definiti i parametri della cella dell'accumulo sotto osservazione, si potrà creare uno stimatore di SOC basato sulle misure di tensione e corrente, semplicemente partendo dalla definizione di SOC:

$$SOC(t) = \frac{Q_e}{C_n} = SOC(0) - \frac{1}{C_n} \int_0^t i(\tau) d\tau \quad (1)$$

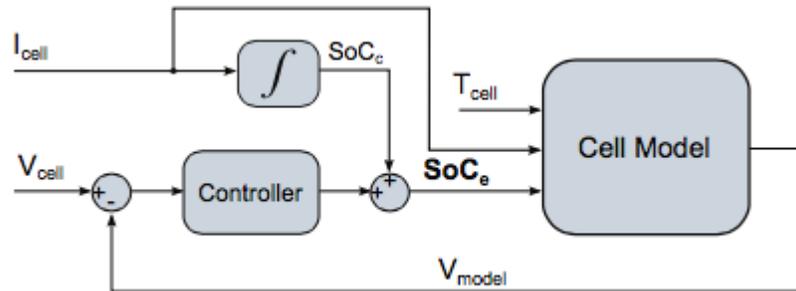


Figura 14: Stimatore di SOC.

Perciò lo stimatore di SOC risulterà del tipo mostrato in Figura 14, dove, appunto, compare l'integrazione della corrente di cella e dove è presente un controllore in grado di relazionare mediante le curve OCV-SOC proprio la tensione a vuoto con lo Stato di Carica.[4]

Infine il modulo sarà composto da un controllore di flusso di potenza, che avrà il compito di misurare il verso del flusso di potenza giudicandolo, a seconda dei casi, in carica o scarica.

3 L'IMPIANTO DEI NAVICELLI

L'impianto sotto esame è situato a Pisa nella zona dei Navicelli. Si tratta di un impianto di produzione da fonte fotovoltaica da 3.7 MW gestito da Toscana Energia in collaborazione con Enel, equipaggiato di un sistema di accumulo elettrochimico con tecnologia al Litio da circa 170 kWh, capace di fornire 900 kW per 8 s e 650 kW a regime. [1, 7]

CARATTERISTICHE	VALORE
Numero di stringhe	3
Numero di moduli per stringa	18
Numero di celle per modulo	12
Tensione nominale del modulo [V]	44
Tensione nominale della stringa [V]	799
Capacità nominale di cella [Ah]	70
Energia nominale del modulo [kWh]	3.1
Energia nominale della stringa [kWh]	55.9
Energia nominale del pacco batteria [kWh]	168

Tabella 3: Caratteristiche dell'accumulatore elettrochimico dei Navicelli.

Lo schema elettrico delle connessioni dell'impianto viene presentato nella Figura 15. Di fatto, si può notare, come un ramo dei tre adibiti all'accumulo risulti aperto, in quanto non funzionante e disconnesso dall'impianto. Perciò, in sostanza, per lo studio qui svolto, l'impianto dovrà essere considerato come fornito di due rami di accumulo e uno di produzione fotovoltaica, perfettamente funzionanti. Come per tutti gli impianti di produzione da fonte fotovoltaica, sono presenti due contatori, facenti capo al GSE (Gestore dei Servizi Elettrici). In particolare, il «CONT2» è un indicatore di produzione o non produzione da fonte fotovoltaica, che interessa al Gestore per garantire la remunerazione prevista dagli incentivi stabiliti dal Quinto Conto Energia per la produzione fotovoltaica, mentre il «CONT1» permette al GSE di stabilire quanta potenza viene immessa in rete (o prelevata da essa), decretando in un caso il guadagno del produttore dettato dal prezzo

zonale dell'energia elettrica stabilito dal mercato moltiplicato per l'energia effettivamente immessa in rete, mentre, nell'altro, la spesa a cui il produttore dovrà incorrere per l'acquisto dell'energia dalla rete elettrica dettata dalla tariffa (stabilita contrattualmente dal produttore) moltiplicata per l'energia prelevata dalla rete.

Le frecce riportate sullo schema, invece, rappresentano i flussi di potenza possibili tra i componenti dell'impianto. Ovviamente, l'unico tratto monodirezionale sarà quello del ramo dove è presente la produzione fotovoltaica, in quanto rappresenta un ramo di sola generazione di potenza. Invece, il ramo di accumulo dovrà garantire il passaggio di flussi di potenza in entrambi i versi, vista la possibilità di carica e scarica degli stessi accumulatori. Anche il ramo di rete dovrà presentare tale possibilità, in quanto sarà possibile prelevare dalla rete stessa l'energia durante il non funzionamento dell'impianto fotovoltaico (ore notturne). La presenza del sistema di accumulatori elettrochimici, però, ha come obiettivo finale quello di imporre al ramo di rete la monodirezionalità dei flussi di potenza dall'impianto verso la rete, così da evitare qualsiasi pagamento dell'energia ed ottimizzare, dal punto di vista economico, l'impianto.

La presenza all'interno dell'impianto di dispositivi di conversione del vettore elettrico, come gli inverter e i convertitori DC-DC, introduce ulteriori perdite di potenza. Gli inverter presenti da 350 kW hanno un rendimento intorno al 96-97% e considerandoci anche quello dei chopper, si arriva a rendimenti superiori al 90%, che, in ogni caso, verrà considerato come rendimento con ampio margine di errore. Queste perdite influiranno sulla potenza immessa in rete e sul dimensionamento dell'accumulo per l'impianto, che dovrà tener conto di una maggiore scarica per fornire l'energia richiesta.

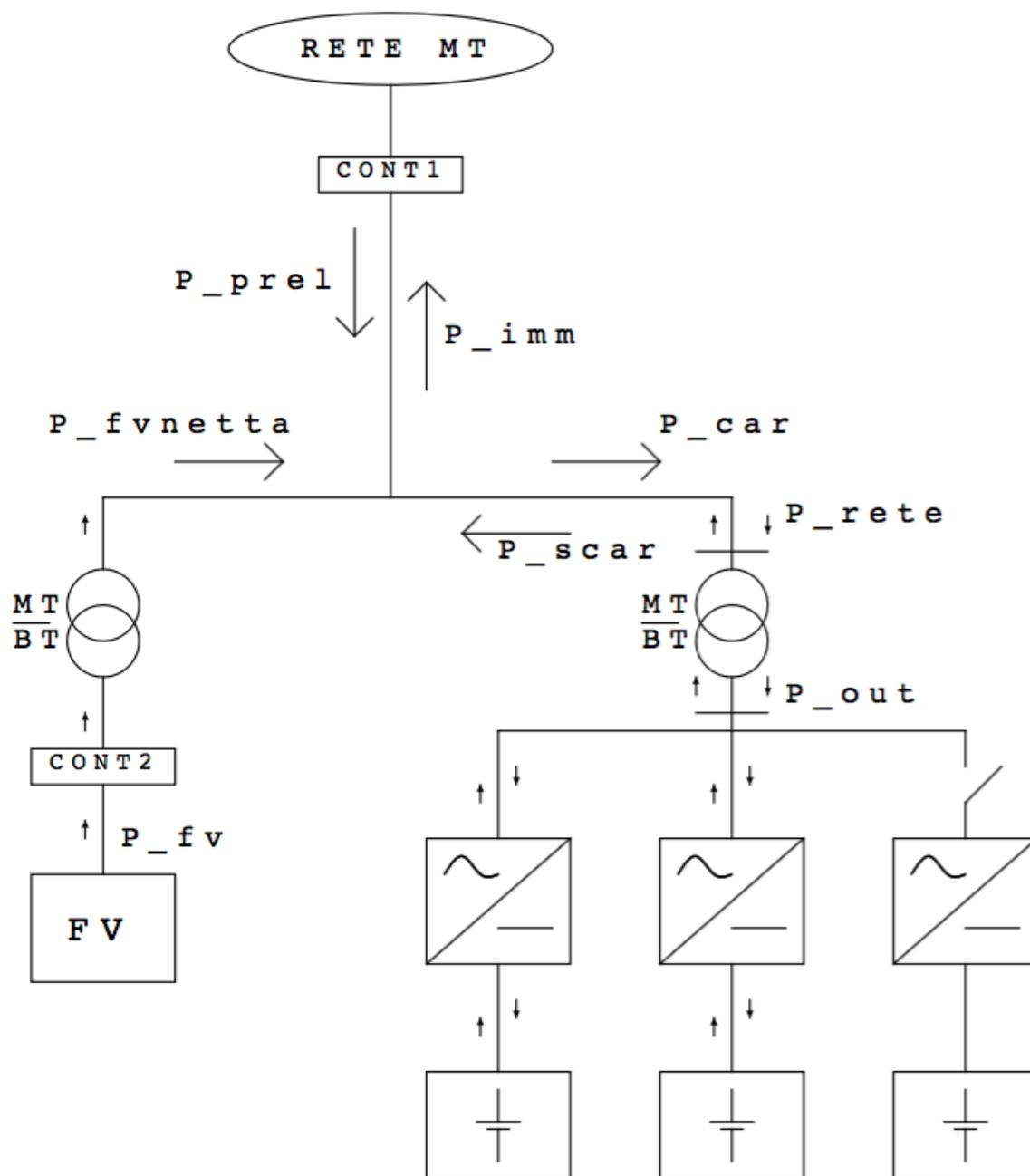


Figura 15: Schema elettrico dell'impianto dei Navicelli.

Occorre notare la presenza di due trasformatori MT/BT nei due rami di accumulo e produzione fotovoltaica, che hanno il compito di interfacciare questi sistemi con la rete. Essi, però, rappresentano una sede di perdite a vuoto costanti (durante le ore di non produzione notturne), stimate intorno ai 5 kW. La possibilità di copertura di tali perdite tramite rilascio dell'energia degli accumulatori elettrochimici al Litio costituirà il fine principale dello studio proposto, cercando un compromesso tra fattibilità tecnica e fattibilità economica.

Obiettivo principale di questo studio sarà quello di verificare, tecnicamente ed economicamente, la possibilità di utilizzare il sistema di accumulatori elettrochimici per la copertura delle perdite a vuoto, cioè quelle durante le ore di non produzione dell'impianto, perseguendo lo scopo della monodirezionalità dei flussi di potenza sul ramo di rete.

3.1 Analisi dei dati di impianto raccolti

I dati utili che possono portare ad un giudizio sulla funzionalità tecnica del sistema di accumulatori elettrochimici sono quelli valutati a monte e a valle del trasformatore MT/BT posto sul ramo di accumulo. Semplicemente essi rappresentano il flusso di potenza realmente generato o prelevato durante la fase di ricarica dalla rete elettrica e quello netto che viene immesso nella rete o assorbito dal sistema di accumulo per ricaricarsi. In generale, la differenza tra i due dati fornisce, semplicemente, il valore delle perdite a vuoto del trasformatore che si trova nel mezzo a queste due letture.

Mentre la lettura della P_{out} in uscita dal blocco di accumulo viene direttamente misurata, per la misura della P_{rete} , che altro non è che la differenza tra P_{ceduta} e $P_{prelevata}$ (viste entrambe dal riferimento della rete elettrica), si è ricorsi all'installazione di un contatore di energia della Itron chiamato SL7000 in grado di fornire i valori di potenza istanea di cui si aveva bisogno.



Figura 16: Contatore SL7000 Itron.

I dati vengono raccolti a distanza di 10 s l'uno dall'altro. Essi riportano le misure di P_{out} , Q_{out} , V_{batt} , I_{batt} e SOC, che rappresentano, rispettivamente, la potenza attiva e reattiva subito a valle del singolo blocco di accumulo e la relativa tensione, corrente e Stato di Carica, scaturite dall'inseguimento dei riferimenti di potenza attiva (P_{rif}) e di SOC. Ognuno di questi dati viene misurato per entrambi i blocchi funzionanti degli accumulatori presenti all'impianto. Questi dati sono stati impostati il 4/08/2015 e arrivano fino al 7/08/2015. Di fatto, dovranno considerarsi a regime dalla sera del 4/08 alla mattina del 7/08.

Particolare attenzione va riposta sul riferimento di SOC, che scaturisce da considerazioni di carattere pratico sulla ricarica e scarica giornaliera delle batterie. Infatti, considerando una scarica da SOC=0.8 a SOC=0.2, quindi del 60% dello Stato di Carica totale della batteria, si definisce un profilo di SOC che porti alla ricarica degli accumulatori nelle ore di minimo prezzo zonale dell'energia, che, per il lavoro presentato, vengono scelte a cavallo del mezzogiorno (11:00-13:00) e una scarica di 6 h di durata a partire dalle 22:00 fino alle 4:00 del giorno seguente, volta alla copertura delle perdite a vuoto dei trasformatori. Il profilo di carica e scarica giornaliera viene definito per intervalli di 5 s. La ricarica del 60% del SOC totale dovrà essere fatta in 2 h, perciò è stato imposto un profilo di crescita lineare dato dalla ricarica del 30%/h, mentre la scarica lineare lunga sei ore prevederà una pendenza del 10%/h. Come si vede nella Figura 17, ovviamente, il SOC di partenza dovrà coincidere con quello di arrivo, per poter sfruttare in maniera ciclica, giorno per giorno, la potenzialità dell'accumulo.

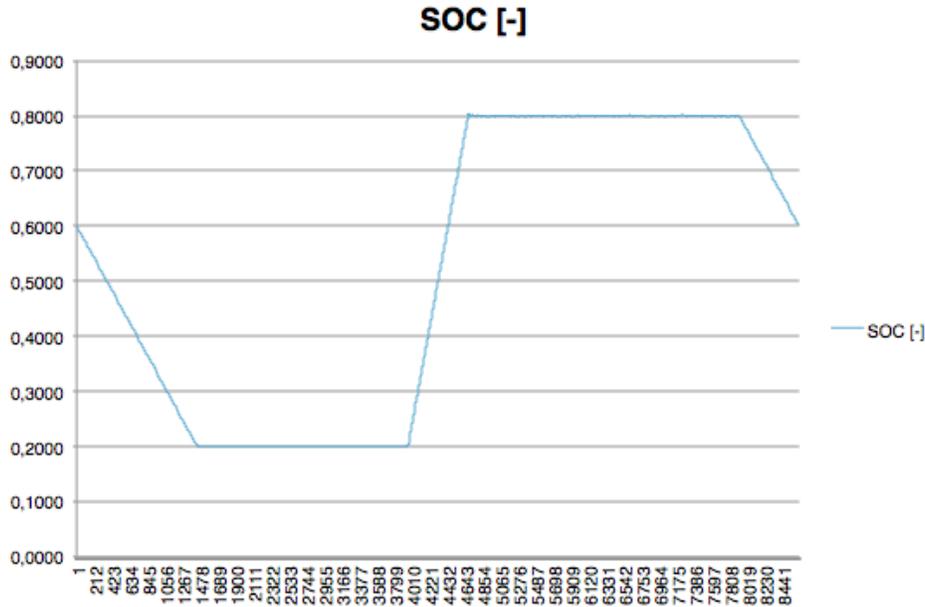


Figura 17: Profilo di SOC di riferimento per l'impianto.

Oltre a questi dati, vengono raccolte le misure del contatore installato per la determinazione del flusso di potenza a valle del trasformatore MT/BT. Si vede bene dai grafici riportati nelle Figura 18 e Figura 19, come le differenze tra la somma delle P_{out} relative ai due blocchi di accumulatori e la P_{rete} rappresentino le perdite del trasformatore a vuoto. Infatti, nel tratto di scarica (riferimento le 00:00 del 5/08 fino alle 03:59 del 5/08), risulta maggiore la P_{out} , in quanto il flusso di potenza va dalla batteria alla rete, mentre nel tratto di carica (riferimento 11:00 del 5/08 fino alle 13:00 del 5/08) risulta maggiore la P_{rete} , in quanto la direzione del flusso risulta invertita rispetto alla precedente. In generale, si vede come le perdite a vuoto del trasformatore siano di un valore intorno ai 2.7 kW, che verrà utilizzato, successivamente, per il bilanciamento economico del sistema di accumulo.

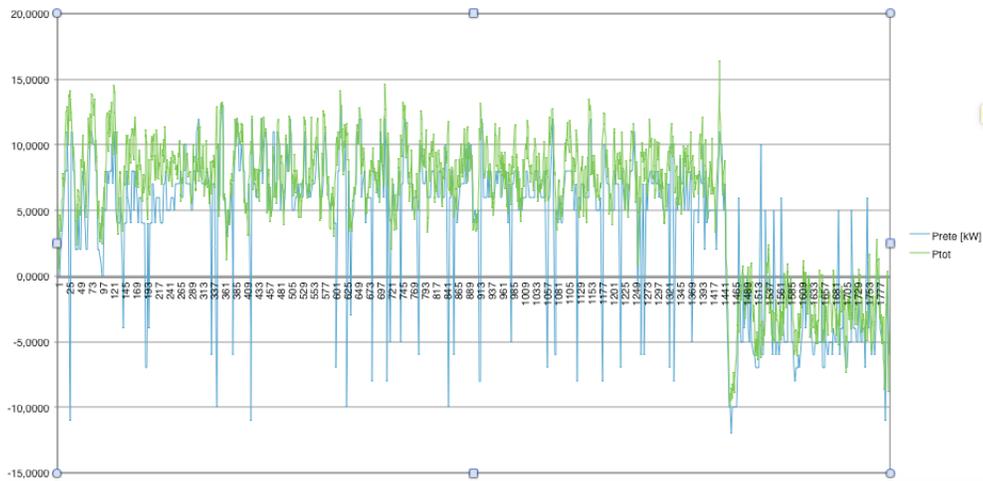


Figura 18: P_{out} e P_{rete} valutati dalle 00:00 alle 03:59 (scarica) del 5/08/2015.

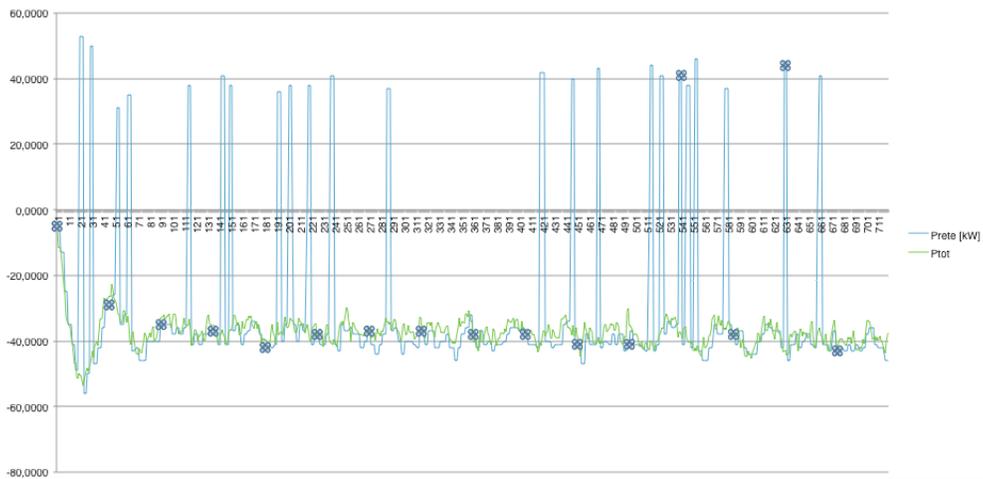


Figura 19: P_{out} e P_{rete} valutati dalle 11:00 alle 13:00 (carica) del 5/08/2015.

Per un'analisi completa della situazione reale che possa portare ad una conclusione economica, risulta necessario determinare le ore di produzione e non produzione per l'impianto in questione. Essendo esso un impianto di produzione da fonte fotovoltaica ci si baserà sugli orari di alba e tramonto stabiliti per le giornate analizzate. Questi dati sono stati raccolti tramite il sito internet

«<http://www.dossier.net/utilities/calendario-solare-alba-tramonto/pisa.htm>». Ovviamente si tratta di dati che possono fornire al produttore soltanto un'idea dell'inizio e fine della produzione, senza tracciare tra loro una netta distinzione. Per i giorni indicati, vengono riportati gli orari di alba e tramonto nella Tabella 4.

	ORARIO DI ALBA	ORARIO DI TRAMONTO
4/08	6:10	20:38
5/08	6:11	20:37
6/08	6:12	20:36
7/08	6:13	20:34

Tabella 4: Orari di alba e tramonto relativi ai giorni considerati.

Partendo da questi dati si ha la possibilità di capire, in modo generale, le ore di non produzione e, di conseguenza, l'ammontare delle perdite a vuoto totali giornaliere del trasformatore MT/BT da coprire tramite la scarica degli accumulatori elettrochimici. Infatti si può considerare la presenza media di luce dalle 6:00 alle 20:00, il che comporta perdite per 10 ore notturne. Considerare le ore piene invece dei singoli minuti di alba e tramonto è importante non soltanto per avere dei riferimenti maggiormente fissi, ma anche perchè i prezzi zonali dell'energia e lo stesso PUN hanno valori orari, perciò risulterà più semplice la successiva analisi economica.

Dal sito «<https://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx>», che fa capo al GME (Gestore dei Mercati Elettrici), è possibile scaricare i dati relativi ai prezzi zonali dell'energia elettrica stabiliti ex-ante dal Mercato Elettrico, giorno per giorno, tramite i quali poter verificare l'effettiva efficienza economica della gestione dell'accumulo considerata. Considerando, come già visto, le perdite di sistema fisse e pari a 2,7 kW e una tariffa completa di pagamento dell'energia elettrica prelevata dalla rete di 140 €/MWh, si possono andare a calcolare le perdite economiche per un sistema come quello dell'impianto dei Navicelli di Pisa sprovvisto di un sistema di accumulo in grado di coprire le perdite a vuoto dell'impianto stesso.

Dai dati riportati in Appendice A, che rappresentano le medie orarie delle misure effettuate sul campo per l'impianto dei Navicelli, è possibile andare a valutare la fattibilità economica dell'utilizzo del sistema di accumulo per la copertura delle reali perdite dell'impianto a vuoto.

COSTO TOTALE PERDITE A VUOTO[€]	3912,3
COSTO PERDITE A VUOTO 5/08[€]	1301,832
COSTO PERDITE A VUOTO 6/08[€]	1306,368
COSTO PERDITE A VUOTO CICLO 4-5/08 NON PRODUZIONE[€]	1299,564
COSTO PERDITE A VUOTO CICLO 5-6/08 NON PRODUZIONE[€]	1304,1
COSTO PERDITE A VUOTO CICLO -6/08 NON PRODUZIONE[€]	1308,636
Spesa rispetto alle 6h di scarica 5/08 da 00 alle 4 e 22-24 [€]	816,48
Spesa rispetto alle 6h di scarica 6/08[€]	816,48

Figura 20: Perdite economiche Navicelli senza sistema di accumulo.

Questi riportati in Figura 20 sono i risultati dell'analisi economica ottenuti moltiplicando, semplicemente, il valore della tariffa per l'energia da coprire durante le ore di non funzionamento basandosi su quelle di alba e tramonto riportate in Tabella 4, per il periodo considerato (4/08/2015-7/08/2015). Vengono riportate le spese giornaliere per le perdite continue di una stessa notte, cioè a cavallo

tra un giorno e l'altro ed, infine, quelle pagate nelle 6 h che corrispondono alla scarica del sistema di accumulo stabilita dal profilo di SOC di Figura 17, impostato a priori per un miglior confronto tra spese.

Queste spese vanno confrontate con quelle a cui si va incontro gestendo il sistema di accumulo presente per coprire le perdite notturne del sistema.

Mancato guadagno per ricarica batteria 5/08[€]	-1101,49764	
Mancato guadagno per ricarica batteria 6/08[€]	-1486,33355	
Mancata uscita per 6h di scarica 5/08 [€]	816,48	
Mancata uscita per 6h di scarica 6/08[€]	816,48	
GUADAGNO GIORNALIERO [€]		DATA
	-285,01764	05-ago
	-669,85355	06-ago

Figura 21: Perdite economiche Navicelli in presenza del sistema di accumulo.

In Figura 21 vengono mostrati i risultati ottenuti moltiplicando la P_{rete} , cioè quella misurata a valle del trasformatore MT/BT, per il prezzo zonale del centro-nord dell'energia elettrica scaturito dal Mercato Elettrico del giorno prima. Vengono riportati i risultati in termini di «mancato guadagno» giornaliero, dovuto alla mancata vendita dell'energia generata da fonte fotovoltaica utilizzata per la ricarica degli accumulatori elettrochimici, confrontati con la «mancata uscita» dovuta al non acquisto dell'energia dalla rete (parte giallo sabbia).

La parte in blu di Figura 21, invece, riporta il confronto tra i due valori sopra citati. Si nota come nei due giorni pieni considerati, non vi è alcuna convenienza economica nell'utilizzo del sistema

di accumulatori elettrochimici presenti nell'impianto sotto studio. Infatti, converrebbe comprare l'energia elettrica dalla rete per la copertura delle perdite, piuttosto che autofornirsela tramite la gestione del sistema di accumulo presente, visto che l'impianto risulta avere, in entrambi i casi, un guadagno negativo, che corrisponde ad una perdita giornaliera.

Le cause principali di questa sconvenienza economica sono da ricercare, principalmente, nella tipologia di schema di impianto presente e nella gestione della fase di ricarica dell'accumulo installato, nonché della taglia dello stesso, nettamente insufficiente per la copertura delle perdite, nonostante il mese considerato per il lavoro svolto (agosto) sia uno di quelli che presenta il minimo numero di ore di buio e di conseguenza di non produzione. Sarà necessario, perciò, ricercare cambiamenti gestionali e topologici per far sì che l'impianto sia predisposto per un utilizzo efficiente, almeno dal punto di vista economico, del sistema di accumulo presente.

3.2 Possibili miglioramenti dell'impianto

Si è visto come l'impianto dei Navicelli oggetto di studio, così come è strutturato attualmente, non riceva alcun beneficio economico dalla gestione del sistema di accumulatori elettrochimici per la copertura delle perdite notturne, ricavando maggior guadagno dall'eventuale acquisto dell'energia dalla rete elettrica.

Per ricercare un'ottimizzazione dal punto di vista economico, occorre, innanzitutto, sviluppare uno schema di collegamento dei componenti dell'impianto che riesca a minimizzare le perdite il più possibile, mantenendo, al proprio interno, tutti i componenti necessari alla gestione del ramo fotovoltaico e di quello dell'accumulo. In sostanza si deve porre grande attenzione sulla possibilità concreta di gestire il tutto mediante l'installazione di un numero minimo di trasformatori. Di fatto il trasformatore MT/BT del ramo di accumulo può essere eliminato semplicemente pensando ad un collegamento diretto degli accumulatori stessi in Bassa Tensione, dove verrà collegata anche l'uscita, ovviamente in corrente alternata, del blocco di generazione dell'energia fotovoltaica.

In questa maniera, ovviamente, si evita non soltanto la spesa iniziale d'acquisto del trasformatore, ma anche le perdite fisse a vuoto che esso introduce, permettendo, inoltre, di installare un accumulo più piccolo in quanto dovrà compensare perdite minori durante le ore notturne. Come si vede in Figura 22, il resto dello schema rimane invariato rispetto a quello di Figura 15. Del resto, la presenza dei contatori è indispensabile per la remunerazione sia per incentivi fissi che per energia prodotta e anche la presenza di un trasformatore MT/BT è necessaria per permettere all'impianto di interfacciarsi con la rete elettrica in Media Tensione. Rimarranno, inoltre, i sistemi di conversione chopper-inverter con le loro relative perdite di esercizio che, come già visto, si assumono in totale intorno al 90%.

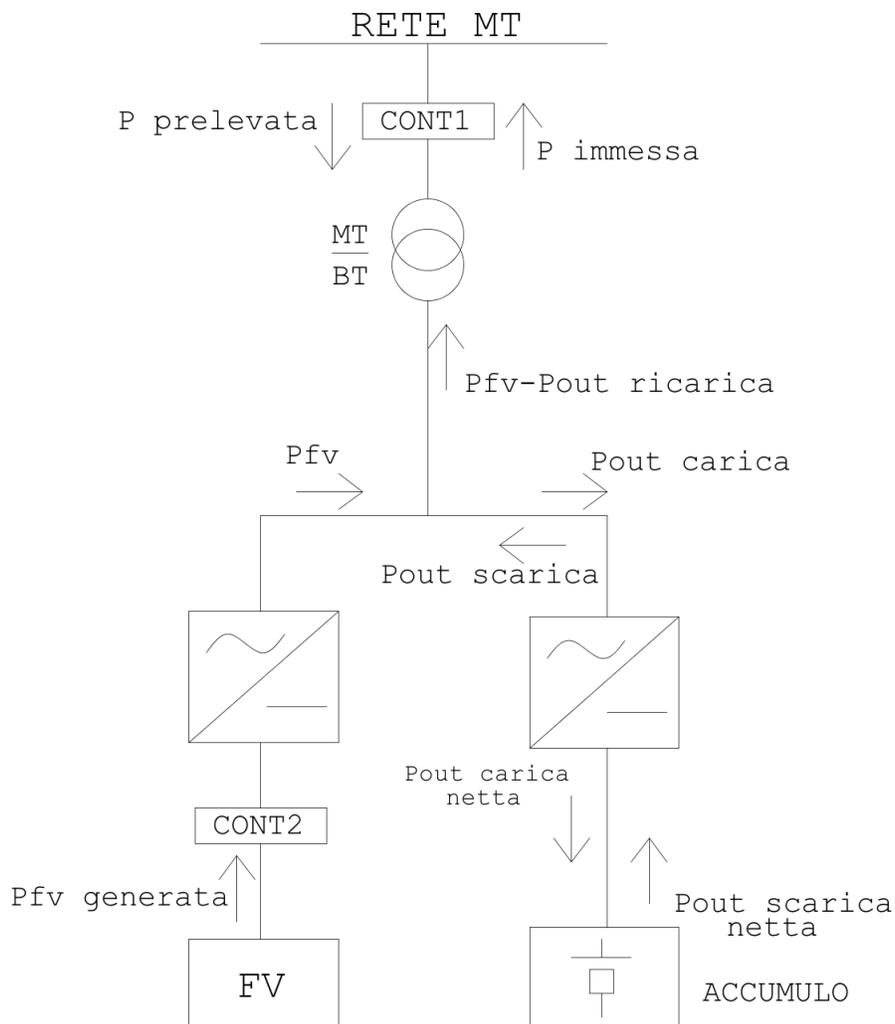


Figura 22: Schema ottimizzato dell'impianto di Navicelli.

Al miglioramento tecnico sopra descritto, può affiancarsi un miglioramento dal punto di vista gestionale, che riguarda direttamente l'accumulo. Infatti, come già descritto, il prezzo zonale dell'energia che scaturisce dal Mercato Elettrico il giorno prima, è un prezzo orario. Quindi giornalmente, si ha un prezzo zonale minimo fra quelli delle ore di produzione fotovoltaica. L'obiettivo gestionale sarà, perciò, quello di ricaricare completamente l'intero sistema di accumulo elettrochimico nell'ora di prezzo minimo stabilita dal

mercato, andando a minimizzare il «mancato guadagno» del produttore. Questo inseguimento del valore minimo del prezzo zonale dell'energia può essere effettuato sia manualmente, modificando il profilo di carica/scarica giorno per giorno, che automaticamente, inserendo un comando dato dal segnale di prezzo. Il secondo metodo, sicuramente, offre maggiore affidabilità e, soprattutto velocità, ma richiede lo sviluppo di un controllo a monte in grado di essere collegato all'uscita del Mercato Elettrico del giorno prima.

MESE	INSOLAZIONE MEDIA [h]
GENNAIO	10
FEBBRAIO	10
MARZO	11
APRILE	12
MAGGIO	14
GIUGNO	15
LUGLIO	16
AGOSTO	15
SETTEMBRE	13
OTTOBRE	12
NOVEMBRE	10
DICEMBRE	9

Tabella 5: Ore di luce mensili medie centro-nord.

Ovviamente, il profilo di SOC non potrà mai essere lo stesso per tutti i mesi dell'anno in quanto cambiano radicalmente le ore di luce e di buio e, di conseguenza, quelle di produzione e non produzione giornaliera, che andranno valutate giorno per giorno per non incorrere in perdite, che, seppur inizialmente minime, possono gravare sul bilancio generale annuale dell'impianto, come visibile nella Tabella 5.

Di fondamentale importanza risulta l'attenta osservazione della quantità di perdite fisse introdotte dall'impianto di notte, utile per il dimensionamento del sistema di accumulo. Infatti, partendo

dalla conoscenza delle perdite notturne e ponendosi come obiettivo la completa copertura di esse tramite l'accumulo, è possibile stabilire una taglia ottima per l'accumulo stesso. Questo lavoro non è banale in quanto a criteri tecnici dovranno essere affiancati criteri economici dettati dal mercato internazionale degli accumulatori, specialmente di quelli al Litio. Un esempio pratico su come applicare questi concetti verrà esposto nella successiva sezione riguardante il dimensionamento di un accumulatore.

3.3 Dimensionamento di un accumulatore elettrochimico.

Il dimensionamento di un accumulatore elettrochimico dipende fortemente da alcuni fattori, specialmente la potenza di ricarica e l'energia di scarica necessari, oltre che i limiti di tensione e corrente delle celle di cui è composto.[11, 10]

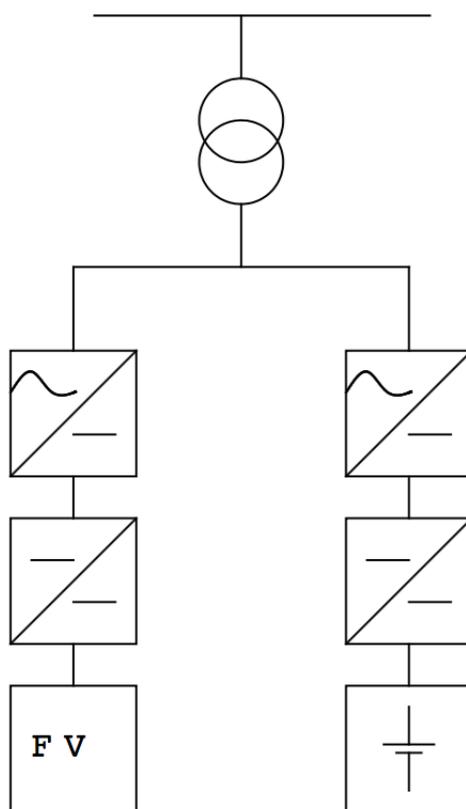


Figura 23: Schema di impianto per il dimensionamento dell'accumulo.

Innanzitutto, occorre definire la quantità di perdite a vuoto da considerare per l'impianto. Nel caso sotto studio esse verranno prese costanti e pari a 5 kW, con una configurazione del tipo di Figura 23.

Il secondo passo consiste nel dimensionare l'accumulatore sul caso peggiore di sforzo, cioè quello che corrisponde al mese col numero minore di ore di insolazione e, di conseguenza, con il numero maggiore di ore di buio, che corrispondono alla quantità maggiore di perdite a vuoto giornaliera. Basandosi sulla Tabella 5, il mese peggiore da questo punto di vista, risulta Dicembre con un numero di ore di insolazione pari a 9 e il conseguente numero di ore di buio pari a 15 (ore giornaliere). Mediante questi due dati siamo in grado di stabilire quanta energia massima si dovrà compensare con l'accumulo che stiamo dimensionando, infatti:

$$E_{perdite.max} = Perdite * OreBuio = 5kW * 15h = 75kWh \quad (2)$$

Perciò il sistema di accumulatori elettrochimici che stiamo considerando dovrà essere in grado di compensare 5 kW per 15h. Di conseguenza, dovrà permettere la ricarica in una sola ora di 75 kW durante il funzionamento dell'impianto fotovoltaico. Proseguendo nel dimensionamento del sistema di accumulo occorre stabilire un riferimento di tensione, che verrà imposto dalla tensione lato DC dell'inverter al quale l'accumulo stesso sarà collegato. Si sceglie un inverter da 100 kW.

A questo punto siamo in grado di scegliere direttamente dal listino di celle Kokam la taglia in termini di capacità nominale delle celle da utilizzare per lo studio. Per fare ciò, occorre considerare che il prodotto tra capacità nominale di cella e la tensione finale in ingresso ai dispositivi di conversione, fornisce l'energia. In realtà l'energia che si deve considerare sarà maggiore dei 75 kWh in modo da mantenere un margine di sicurezza ampio, perciò si prendono come riferimento 100 kWh. Considerato che la tensione dovrà essere abbastanza minore dei 1000 V in modo da rimanere al di sotto del limite di sicurezza, si sceglie una capacità nominale di 200 Ah.

$$V_{DC} = \frac{Energia}{C_n} = \frac{100kWh}{200Ah} = 500V \quad (3)$$

In Figura 24 vengono presentati i valori nominali costruttivi delle celle Kokam da 200 Ah scelte per il dimensionamento. Di questi

valori, per rispettare il vincolo di potenza in carica di un accumulatore, servono, principalmente, il valore della tensione minima di cella e il valore della corrente massima ammessa in fase di carica ($V_{cella.min} = 2.7V$, $I_{carica.max} = 200A$). Come prima cosa si dovrà utilizzare il valore di tensione nominale di cella ($V_{n.cella} = 3.7V$), per trovare il numero di celle da disporre in serie per ottenere la tensione di 500 V richiesta in ingresso all'inverter (lato DC):

$$n_{celle} = \frac{Tensione_{inverter} LatoDC}{Tensione_{nominale} Cella} = \frac{500V}{3.7V} = 135,14 \quad (4)$$

Dal risultato ottenuto verrà scelto un $n_{celle} = 150$ come parametro abbastanza cautelativo. Con questo risultato si è in grado di calcolare la potenza minima necessaria per la fase di carica:

$$P_{carica.min} = n_{celle} * V_{cella.min} * I_{carica.max} = 150 * 2.7V * 200A = 81kW \quad (5)$$

Kokam™		<i>Global Leader in Power Solution</i>
Cell Specification		
● Typical Capacity ¹⁾		200.0 Ah
● Nominal Voltage		3.7 V
● Charge Condition	Max. Current	200.0 A
	Voltage	4.2V ± 0.03 V
● Discharge Condition	Continuous Current	400.0 A
	Peak Current	800.0 A
	Cut-off Voltage	2.7 V
● Cycle Life [@ 80% DOD] ²⁾		> 800 Cycles
● Operating Temp.	Charge	0 ~ 40 °C
	Discharge	-20 ~ 60 °C
● Dimension	Thickness (mm)	17.0 ± 0.5
	Width (mm)	455 ± 2.0
	Length (mm)	325 ± 2.0
● Weight (g)		5,260 ± 260

1) Typical Capacity : 0.5C, 4.2-2.7V @25°C
2) Voltage range : 4.15V ~ 3.40V

Figura 24: Dati celle Kokam da 200 Ah.

Per avere un'idea dell'economicità dell'investimento si procede stimando la vita utile immaginata per il sistema di accumulo. In questa trattazione, si considera una vita utile di 20 anni. Considerando che ogni giorno il sistema di accumulatori elettrochimici compie un ciclo di carica/scarica e che, quindi, ne compie 365/anno si può calcolare, facilmente, il numero di cicli di funzionamento ricercati:

$$n_{cicli.attesi} = 365 * 20 = 7300 \quad (6)$$

Questo numero, però, corrisponde all'eventualità di un anno composto da mesi tutti uguali a Dicembre (caso peggiore), che ovviamente non è immaginabile. Perciò si considera un numero di cicli attesi finale pari a quello calcolato decurtato almeno del 20-25%, che, quindi, si aggira attorno ai 5000 cicli. Nei calcoli effettuati, perciò, verrà scelto 5000 come numero di cicli attesi per un investimento ventennale.

Anche le migliori celle in commercio, come quelle Kokam, per garantire un funzionamento così lungo, dovranno compiere cicli giornalieri non troppo profondi, cioè non potranno compiere cariche e scariche del 100% della loro potenzialità, perchè, in tal caso, subirebbero un deterioramento forte, abbassando notevolmente la loro vita utile.

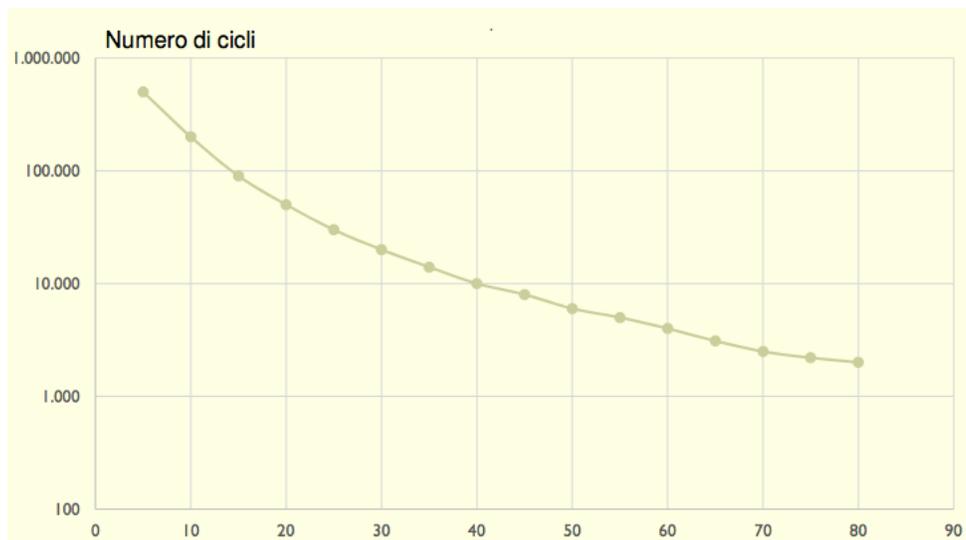


Figura 25: Cicli di vita delle batterie rispetto alla profondità di scarica.

Come si vede nella Figura 25, per arrivare ad un numero di cicli intorno a quello desiderato, si può sfruttare solamente il 60-65% della potenzialità di scarica della batteria. Questo, ci suggerisce di utilizzare come parametro di copertura il 55% della profondità di scarica in modo da mantenere un ampio margine di sicurezza per un corretto dimensionamento, evitando, così, eventuali futuri problemi di utilizzo del sistema di accumulo progettato.

La E sopra calcolata, però, non potrà essere scelta per il dimensionamento corretto del sistema di accumulo, in quanto si è visto come, per gestire una tale energia per 20 anni, si può soltanto sfruttare il 55% della scarica totale. Perciò, occorrerà sovradimensionare in energia l'accumulo considerando la E ottenuta, come il 55% di un energia di dimensionamento, che, perciò, sarà:

$$E_n = \frac{E}{55\%} = \frac{75kWh}{0.55} = 136kWh \quad (7)$$

LIVELLO EFFICIENZA	PREZZO [€/kWh]
ALTA	700
BUONA	400-500
SCARSA	200-300

Tabella 6: Prezzi accumulatori Li comprensivi di BMS.

Questa energia sovradimensionata comporta costi per le batterie nettamente più alti. Infatti, il mercato degli accumulatori elettrochimici si basa su prezzi al kWh. Come si vede nella Tabella 6, i prezzi per le celle che sfruttano la tecnologia al Litio, sono abbastanza alti. Le celle Kokam sono quelle che permettono cicli di carica/scarica per più tempo, ma che, comunque, vengono pagate all'incirca 400 €/kWh. Considerando questi prezzi si possono andare a stimare gli esborsi necessari per l'accumulo utilizzando celle Kokam. Non si considerano quelle di scarso livello perchè per un investimento ventennale, non sono in grado di garantire la necessaria vita utile.

$$C_{Kokam} = E_n * p_{Kokam} = 136kWh * 400€/kWh = 54400€ \quad (8)$$

L'investimento cambia in maniera forte cambiando la tipologia di cella al Litio scelta. Risulta chiaro che ad una spesa maggiore iniziale corrisponde un guadagno cospicuo in termini di vita utile garantita e una affidabilità tecnica maggiore.

A questi costi vanno, in ogni caso, affiancati quelli relativi all'installazione del sistema di conversione, che comprende convertitori DC-DC e inverter, necessari per l'interfacciamento dei sistemi di accumulo con la rete elettrica. Essi vengono considerati come un blocco unico formato da convertitore DC-DC e inverter e i relativi collegamenti, che, in totale, necessitano del pagamento di circa 150 €/kW (prezzo relazionato alla taglia dell'inverter presente), a fronte di un inverter da 100 kW. Per cui per questi componenti si ottiene un esborso iniziale pari a:

$$C_{conversione} = C_{chopper} + C_{inverter} = 150€/kW * 100kW = 15000€ \quad (9)$$

Dai risultati ottenuti, per le due tipologie di celle trattate, si ottengono costi totali dell'investimento di circa:

$$C_{investimento.Kokam} = C_{Kokam} + C_{conversione} = 70000\text{€} \quad (10)$$

Per una maggiore realistica del dimensionamento trattato, occorre considerare anche quelli che sono i costi previsti per gli interessi e la manutenzione. Si possono considerare gli interessi annui pari al 4% dell'investimento iniziale, mentre per i costi legati alla manutenzione si può considerare una percentuale dell'1%. Da queste considerazioni, annualmente, si dovranno aggiungere le spese sotto riportate, per verificare la fattibilità economica dell'investimento:

$$C_{manutenzione} = 1\% * C_{investimento.Kokam} = 0.01 * 70000\text{€} = 700\text{€} \quad (11)$$

$$C_{interessi} = 4\% * C_{investimento.Kokam} = 0.04 * 70000\text{€} = 2800\text{€} \quad (12)$$

Questi costi vanno, in ogni caso, valutati nell'arco di tempo totale previsto per l'investimento, quindi dovranno essere ammortizzati. Viene, in questo caso, considerato un ammortamento con quote di ammortamento costanti per valutare i possibili guadagni annuali di gestione. Questa scelta è ottimistica in quanto, difficilmente, le quote di ammortamento sono considerabili costanti per tutta la durata di un investimento, specialmente se abbastanza lungo come questo presentato. Alle rispettive quote di ammortamento annuali, in ogni caso, andranno sommati i costi annuali per manutenzione e interessi sopra calcolati e, quindi, complessivamente risulteranno:

$$QuotaAmmortamento_{Kokam} = \frac{70000\text{€}}{20} + 935.45\text{€} + 3741.81\text{€} = 7000\text{€} \quad (13)$$

A questo punto occorrerà valutare le spese e i guadagni dovuti alla gestione del sistema di accumulatori elettrochimici da installare. I guadagni saranno visti in termine di «mancata spesa» per l'acquisto dell'energia dalla rete elettrica per la copertura delle perdite notturne, mentre le spese saranno considerate in termini di «mancato

guadagno» di vendita dell'energia prodotta da fonte fotovoltaica da immettere in rete. Per poter ottenere questi valori occorre considerare la quota di tariffa verso la rete che l'impianto è costretto a pagare nel caso in cui assorba energia dalla stessa e prezzo zonale dell'energia corrispondente alla Regione Toscana, che corrisponde a quello del centro-nord che scaturisce dal Mercato Elettrico del giorno prima. Per i calcoli viene considerato un prezzo zonale di circa 40 €/MWh.

Per il conto economico di «mancato guadagno» per il produttore si deve ragionare sull'energia pari a 100 kWh per mantenere il margine di sicurezza e non su quella che effettivamente va nell'accumulo. Quindi la suddetta spesa giornaliera, considerando il prezzo zonale scelto, risulta pari a:

$$MancatoGuadagno_{giornaliero} = P_{prelevataFV} * p_{zonale} * 0.001 = 4€/giorno \quad (14)$$

Per quanto riguarda la «mancata spesa» per le coperture delle perdite giornaliere, invece, si considera una tariffa pagata pari a 140 €/MWh, comprensiva della fornitura dell'energia, del trasporto e del servizio. Quindi la «mancata spesa» giornaliera viene calcolata tramite la seguente relazione:

$$MancataSpesa_{giornaliera} = P_{persa} * Tariffa * Ore_{Buio} = 14€/giorno \quad (15)$$

Dai valori trovati si vede come il delta che si ottiene in termini di guadagno è di circa 10 €/giorno. Da qui si può calcolare il guadagno annuale che si ottiene con lo sfruttamento del sistema di accumulo per la compensazione delle perdite a vuoto dell'impianto di produzione:

$$Guadagno_{annuale} = 3650€/anno \quad (16)$$

A questo punto si è in grado di stabilire il numero di anni entro i quali si ottiene il ritorno dell'investimento, che ne determina la fattibilità economica dello stesso. Basta semplicemente dividere l'investimento iniziale per il guadagno annuale che comporta:

$$RitornoInvestimento = \frac{70000€}{3650€} = 19.17anni \quad (17)$$

Perciò l'investimento viene ripagato in 20 anni, che è proprio la vita utile scelta inizialmente. Questo comporta che l'investimento considerato non consente un notevole beneficio dal punto di vista economico per un investitore che intenda farlo. Perciò da questi risultati si può partire per ricercare i cambiamenti gestionali e di prezzo che permetteranno, in futuro, di avere una convenienza economica nell'installare sistemi di accumulo elettrochimico per la copertura delle perdite a vuoto dell'impianto.

Di seguito vengono proposte delle analisi di fattibilità economica in funzione della profondità di scarica e del prezzo al kWh delle celle al Litio, che costituiscono due parametri fondamentali nel calcolo della spesa complessiva. Si ricercherà il punto di break-even, cioè quelle condizioni per le quali l'investimento risulterà fruttuoso, perlomeno in futuro.

DOD%	E_{totale} [kWh]	Guadagno [€]
10	750	-26387.5
20	375	-11387.5
30	250	-6387.5
40	187.5	-3887.5
50	150	-2387.5
60	125	-1387.5
70	107	-673.2
80	94	-137.5
90	83	+279.2
100	75	+612.5

Tabella 7: Fattibilità dell'investimento in funzione del DOD.

Per il DOD (Deep of Discharge) vengono calcolati i guadagni di Tabella 7. Per questo calcolo sono stati considerati gli stessi valori per la tariffa pagata alla rete, per il prezzo degli accumulatori al Litio, per il prezzo zonale di mercato, nonché le stesse percentuali per la determinazione dei costi previsti per manutenzione e interessi utilizzate nei calcoli precedenti. Dai risultati ottenuti si nota come si raggiunge il break-even per una profondità di scarica

compresa tra l'80 e il 90%. Questa però è abbastanza utopistica in quanto le profondità di scarica per garantire un elevato numero di cicli durante la vita utile, difficilmente riescono ad arrivare a quei valori. Perciò si può concludere che il DOD, da solo, non riesce a rendere fruttuoso l'investimento.

Da qui l'esigenza di verifica di fattibilità futura considerando un decremento possibile del costo al kWh degli accumulatori elettrochimici.

p_{Kokam} [€/kWh]	Guadagno [€]	Anni ritorno investimento
400	-1790	/
350	-1110	/
300	-430	/
250	+250	13.42
200	+930	11.56
150	+1610	9.7
100	+2290	7.8
50	+2970	5.9

Tabella 8: Fattibilità dell'investimento in funzione del costo delle celle al Litio.

Anche per la ricerca del valore di break-even in funzione del costo delle celle al Litio sono stati considerati tutti i parametri visti in precedenza e i risultati vengono riportati in Tabella 8. Come si nota, in questo caso, si riesce a raggiungere il punto di break-even per un prezzo delle celle al Litio intorno ai 250 €/kWh. Questo risultato mette in evidenza la grande importanza che assume il prezzo delle celle al Litio nella fattibilità economica dell'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico. Di fatto non rappresenta un risultato utopistico perchè trova una sua verifica nell'andamento previsto dei prezzi del Litio illustrato nella Figura 2. Come si nota dalla colonna che mette in evidenza gli anni previsti per il ritorno dell'investimento in termini economici, è abbastanza realistico prevedere che da qui a pochi anni si riusciranno ad installare sistemi di accumulatori elettrochimici in grado di compensare le perdite

a vuoto degli impianti da produzione solare che garantiscano un ritorno dell'investimento in circa la metà degli anni previsti per la loro vita utile in fase di progettazione. Questo comporta un ampio sviluppo prevedibile nei prossimi anni in quanto a benefici tecnici si riusciranno ad affiancare anche quelli economici.

A considerazioni di carattere economico andranno poi affiancate anche quelle di carattere tecnico. Disporre di uno schema come quello utilizzato per il dimensionamento può comportare vari problemi di carattere tecnico. Infatti, un eventuale malfunzionamento di uno dei componenti in linea comporterebbe il fuori servizio di tutto l'accumulo e, di conseguenza, l'impossibilità di utilizzarlo per la copertura delle perdite, che, a quel punto, dovrà essere raggiunta tramite l'acquisto di energia dalla rete elettrica.

Perciò, alle condizioni attuali non si ottiene beneficio economico nell'installazione di un sistema di accumulatori elettrochimici per la copertura delle perdite durante la non produzione di impianti da fonte rinnovabile, come quello considerato.

3.4 Conclusioni generali

L'impianto di «Sol maggiore» qui considerato è dotato di un sistema di accumulatori elettrochimici installati come supporto alla produzione di un vettore energetico migliore e non per fornire i servizi di rete che sono stati studiati. Per questo motivo lo schema attuale non risulta efficiente senza i miglioramenti tecnici e gestionali presentati.

Problemi di questo genere, che si incontrano per taglie grandi di impianto, potrebbero non presentarsi per taglie piccole, in quanto tutti i componenti (sia il sistema di accumulo, che quello di conversione) saranno di dimensioni più piccole e, di conseguenza, avranno costi minori e più abbordabili rispetto a quelli analizzati. Inoltre, la vita utile attesa potrà scendere nettamente per taglie di accumulo più piccole, in quanto considerarla ventennale nei sistemi energetici rappresenta un'utopia. Infatti, una scelta più adeguata del numero di anni di vita utile può effettivamente comportare giovamenti dal punto di vista economico per il produttore, perchè, di fatto, è il sovradimensionamento in energia del sistema di accumulo il fattore principale di innalzamento del prezzo finale, in quanto aumenta il costo dell'investimento iniziale. Per una vita utile attesa minore, vi è la possibilità di utilizzare al massimo le batterie fornendo cicli di carica e scarica più profondi del 55% considerato e spingendo più verso l'utilizzo di tecnologie al Litio meno costose rispetto a quelle Kokam, necessarie per applicazioni di lunga durata. Un altro parametro di fondamentale importanza per il dimensionamento del sistema di accumulo è il prezzo dell'energia. Infatti, la remunerazione tramite prezzo zonale può comportare differenti possibilità economiche in differenti aree del Paese. Di conseguenza, lo stesso investimento per una medesima tipologia di impianto, potrà fruttare guadagno economico in un luogo e portare a spese eccessive in un altro. Inoltre, molto dipenderà dalla stipulazione dei contratti con la rete per il pagamento dell'energia elettrica tramite tariffa stipulata: a contratti vantaggiosi può non corrispondere una economicità forte nell'investire sul sistema di accumulo in quanto converrebbe al produttore comprare l'energia piuttosto che stoccarla per poi coprire le perdite.

Le possibilità future sono molteplici e si svilupperanno di pari passo con la decrescita del prezzo dei componenti, specialmente il prezzo delle celle al Litio, che rappresenta il discriminante principale per la valutazione dell'economicità dell'investimento, in quanto la tecnologia al Litio è quella che garantisce maggiore affidabilità tecnica all'interno del mercato degli accumulatori. Infatti, è prevedibile un ritorno dell'investimento ampiamente minore della vita utile prevista da qui ai prossimi 4-5 anni. Ciò garantisce l'evidente possibilità di sviluppo per i sistemi di accumulo volti alla compensazione delle perdite a vuoto degli impianti di produzione da fonte rinnovabile.

Il caso studio ha evidenziato anche la necessità di installazione di nuovi sistemi di accumulatori elettrochimici in grado di rispettare i limiti di safety e di aumentare l'affidabilità complessiva dell'impianto, in quanto, quelli installati, ad un guasto interno ad un blocco di accumulo rispondono con il fuori servizio totale del blocco. Per queste ragioni viene sviluppato qui di seguito uno studio riguardante varie tipologie di schemi topologici in grado di by-passare queste problematiche e rendere il sistema più efficiente ed affidabile.

4 SCHEMI DI ASSEMBLAGGIO DI SISTEMI DI ACCUMULATORI ELETTROCHIMICI

L'ottimizzazione degli schemi di assemblaggio di sistemi di accumulatori elettrochimici rappresenta uno studio di fondamentale importanza per tutti coloro che intendano installare un sistema di accumulo per migliorare la gestione economica e operativa di un impianto di produzione, specialmente per gli impianti da fonte rinnovabile come, ad esempio, il fotovoltaico o l'eolico. Esiste un numero molto grande di possibilità topologiche per questo tipo di schemi di assemblaggio, ognuna con pregi e difetti da considerare, volta per volta, in funzione dell'applicazione per la quale il sistema di accumulo viene progettato. A questi vanno unite le considerazioni economiche, in modo che i vantaggi che si riescono ad ottenere in termini di maggiore efficienza e affidabilità dell'impianto vengano sempre messi in relazione con la convenienza economica, o meno, nel raggiungerli. Ovviamente, occorre dividere fra vantaggi economici nel breve termine e quelli a lungo termine a seconda delle applicazioni da considerare. Di fatto, risulta necessario stabilire a priori quelli che sono gli anni pensati per il ritorno dell'investimento ("Pay back time") e, in base a quelli, considerare i vari ricavi/spese a cui si incorre installando gli accumuli elettrochimici secondo uno schema topologico piuttosto che un altro. Solo dopo aver attentamente considerato tutto ciò, si potrà avere la consapevolezza dello schema di assemblaggio migliore per l'utilizzo che se ne vorrà fare. Da questa scelta dipenderanno varie strategie di gestione dell'accumulo stesso e, in generale, dell'impianto di produzione dove verranno installate, che potranno differire, anche in maniera considerevole, le une dalle altre.

Per poter studiare i vari schemi topologici diversi occorrerà, prima di tutto, decidere quale tipo di accumulatore elettrochimico installare. Nel mercato, infatti, ne esistono di varie tipologie, come possono essere, ad esempio, quelle che sfruttano la tecnologia al Litio, al Nickel o al Piombo. La scelta di un tipo di accumulatore elettrochimico piuttosto che un altro comporta varie conseguenze,

sia in termini tecnici che in termini economici, in quanto questi differiscono considerevolmente fra loro. Nel lavoro svolto sono stati considerati moduli al Litio. Essi, dal punto di vista tecnico, sono vantaggiosi rispetto ai moduli che utilizzano le moderne tecnologie al Piombo, ma hanno costi nettamente superiori (circa 400€/kWh contro i 200 €/kWh delle batterie al Piombo).

Lo sviluppo di schemi di assemblaggio di sistemi di accumulatori elettrochimici deve sempre partire da quelli che sono i limiti imposti per la safety, cioè per la sicurezza del personale in caso di manutenzione seguente un qualsiasi tipo di guasto, imposti dalle norme ISO e IEC. L'obiettivo principale sarà quello di creare schemi di assemblaggio in grado di permettere la cosiddetta "manutenzione online", cioè che ci sia la possibilità di estrarre e mantenere un singolo componente senza dover mettere fuori servizio l'intero sistema, pregiudicando il normale e corretto servizio dei sistemi non guasti. Delle considerazioni di questo genere sono di fondamentale importanza nell'ottica gestionale della produzione, perchè permettono il continuo funzionamento dell'impianto e, di conseguenza, non interrompono, perlomeno totalmente, il guadagno per il produttore. I limiti per la safety sopra citati sono stabiliti in 25 kg, come peso massimo gestibile da un singolo operatore, e in 60 V di tensione, come massima tensione alla quale può essere sottoposta una persona.

Tenendo conto di questi limiti si possono sviluppare i diversi schemi di assemblaggio di sistemi di accumulatori elettrochimici, i quali dovrebbero essere in grado di fornire una adeguata energia e potenza all'impianto a cui sono collegati. Tutto questo sistema dovrà essere in grado di sopperire all'eventuale fuori servizio di un singolo componente, isolandolo e garantendo la continuità del servizio, sia nel caso in cui il guasto avvenuto si sviluppi in un circuito aperto, che nel caso in cui esso si sviluppi in cortocircuito. Per questo scopo, per ogni tipologia di schema di assemblaggio, risulta necessaria l'installazione di dispositivi di apertura in grado di garantire una sufficiente protezione. Trattandosi di dimensioni fisiche ridotte, sono da evitare dispositivi di interruzione elettromeccanica, ad

esempio relè, che comportano l'occupazione di grandi volumi in relazione a quelle che sono le dimensioni effettive dei componenti. Per questo motivo occorre considerare, principalmente, dispositivi di interruzione statici elettronici, facilmente gestibili con un minimo ingombro.

Come già considerato vi sono molte possibilità di sviluppo topologico degli schemi di assemblaggio di un sistema di accumulatori elettrochimici, ma in questo studio ne verranno proposti solo alcuni, elencando, per ognuno, quelli che sono i difetti e i pregi maggiori sia in termini tecnici che economici, messi in relazione ai loro possibili utilizzi. Non verrà fatto cenno a quello che dovrà essere uno studio ex-post, cioè quello dell'ingegneria dell'installazione e del controllo, perchè non rappresenta l'obiettivo del lavoro, che si concentrerà, principalmente, nell'individuare quelli che possono essere schemi di assemblaggio ottimi per le diverse possibilità di utilizzo all'interno di vari campi di produzione. Inoltre, il tutto sarà totalmente adimensionale, in modo da creare un punto di partenza per ogni tipo di utilizzo futuro degli schemi proposti.

4.1 Schema di assemblaggio serie

In generale, il collegamento serie di moduli di accumulatori elettrochimici comporta il vantaggio di poter sommare le tensioni di ciascun blocco impedendo, quindi, di avere taglie di accumulo troppo grandi e correnti troppo elevate. Di contro, in questa configurazione, vi è la necessità di rendere ogni blocco isolato, perchè, in caso di guasto, l'eventuale apertura di un singolo blocco comporterebbe la messa fuori servizio di tutto il sistema di accumulo ed, inoltre, non vi sarebbe la possibilità di aumentare la capacità dei singoli blocchi. Per ovviare a questi problemi si dovranno equipaggiare i moduli con sistemi di apertura statica e con sistemi di by-pass che siano in grado di isolare il guasto e permettere la manutenzione "online" direttamente sul blocco danneggiato.

Come si vede in Figura 26, è stato studiato uno schema equipaggiato con interruttori elettronici statici bidirezionali, formati da due IGBT in antiparallelo, in grado di garantire la bidirezionalità del flusso di potenza, necessaria per permettere la carica e la scarica dei moduli dell'accumulatore elettrochimico. Gli IGBT, infatti, sono in grado di condurre anche sotto grandi potenze e, se la tensione tra gate ed emettitore è nulla o, in ogni caso, minore del limite minimo di accensione, essi non fanno scorrere la corrente, comportandosi, quindi, da interruttori aperti. I tre interruttori bidirezionali posti subito a valle dei moduli, permettono l'apertura di un singolo ramo del blocco durante un guasto in cortocircuito. Infatti, in questo modo, sia in presenza di un guasto che evolve in un circuito aperto che di un guasto che evolve in cortocircuito di un modulo, viene garantita l'apertura del ramo danneggiato e il mantenimento della potenza complessiva del blocco tramite sovraccarico degli altri moduli, con un'ovvia perdita in termini di energia, dovuta alla maggiore corrente che dovrà passare negli altri rami.

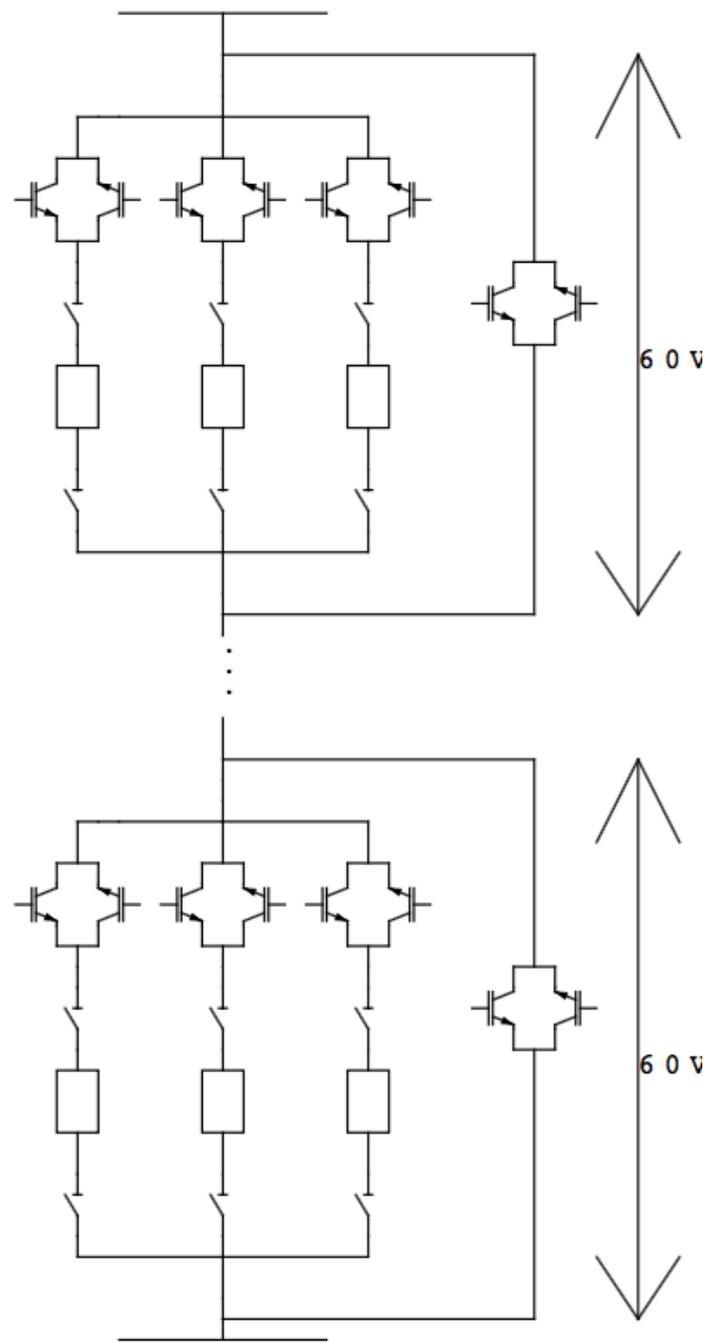


Figura 26: Schema collegamento serie di blocchi di moduli al Pb.

Nel caso in cui, invece, dovrà essere tutto il blocco ad essere messo fuori servizio, avranno il compito di intervenire i tre interruttori bidirezionali a valle del blocco e l'interruttore bidirezionale di by-pass, che, chiudendosi, permetterà agli altri blocchi di continuare a funzionare senza interruzioni. Ovviamente, staccando il blocco, si avrà una perdita in tensione di massimo 60 V, facilmente recuperabile a valle modificando i parametri dell'eventuale chopper buck-boost o direttamente dell'inverter, necessario per interfacciare l'accumulo alla rete elettrica.

Per una maggiore affidabilità dei componenti e un maggiore livello di safety per gli operatori che dovranno svolgere la manutenzione online dei vari rami con i moduli in caso di guasto, sono presenti anche due sezionatori a vuoto per ramo. Essi vengono aperti nel caso in cui l'interruttore bidirezionale che protegge il ramo apra e permettono l'isolamento del modulo dell'accumulatore elettrochimico in modo da garantire le condizioni di safety nel caso di estrazione dello stesso dal blocco per un'eventuale manutenzione. Ovviamente, essendo a vuoto, potranno essere aperti solo in conseguenza dell'apertura dell'interruttore bidirezionale.

Da un punto di vista economico, questa soluzione comporta una bassa spesa in termini di elettronica di potenza necessaria per le protezioni ai guasti, in quanto i costi degli IGBT e dei sezionatori a vuoto sono del tutto trascurabili, soprattutto se presi in grandi quantità. La spesa maggiore si avrà per la messa in serie di un numero adeguato di blocchi di accumulo al fine di garantire il livello di tensione richiesta in ingresso all'inverter.

Un'altra soluzione potrebbe essere quella di investire su un convertitore DC-DC in grado di alzare di molto il livello di tensione tra lato batteria e lato inverter. I costi per questo tipo di componenti sono dell'ordine dei 30€/kW, quindi si arriva facilmente ad una spesa superiore ai 10000 €. L'ordine di costo è simile a quello degli inverter che, in ogni caso, devono essere presenti e, considerando un inverter da 350 KVA, l'investimento supererebbe sicuramente i 15000 €.

In generale, però, questa soluzione non ha un' elevata possibilità di guadagno, perchè, oltre ai costi, si deve considerare il fatto che per un eventuale malfunzionamento dell'unico chopper presente, dovrà essere messa fuori servizio tutta la serie di accumulatori elettrochimici presenti.

4.2 Schema di assemblaggio serie con chopper isolati

Preso atto dei problemi derivanti dal collegamento dei moduli in serie semplice di Figura 26, si può pensare di creare collegamenti serie che facciano uso di un numero di chopper pari al numero di blocchi di accumulatori, come mostrato in Figura 27.

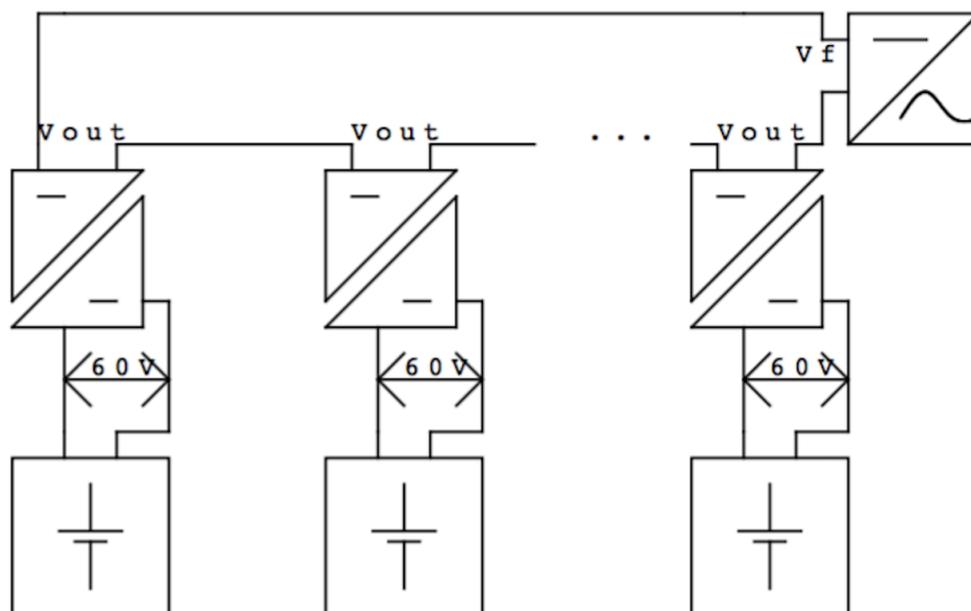


Figura 27: Schema serie con chopper su ogni ramo per blocchi di moduli al Pb.

Questa configurazione permette di presentare una tensione in ingresso all'inverter V_f fissa, in quanto un'eventuale perdita per un guasto di un ramo verrebbe facilmente bilanciata dagli altri convertitori DC-DC, alzando la V_{out} di uscita. Inoltre, la presenza dei convertitori isolati garantisce un maggiore isolamento tra l'ingresso e l'uscita del chopper che si trasferisce in una maggiore affidabilità dal punto di vista della safety per un eventuale operatore durante una manovra di manutenzione online. L'introduzione di un chopper in ogni ramo permette di evitare i dispositivi di by-pass presenti nello schema di Figura 1 sopra analizzato, solo per determinate

tipologie di convertitori che permettono la gestione dell'apertura dei singoli rami tramite i tasti dello stesso convertitore. Qualora non si volesse, o potesse, installare un chopper con queste caratteristiche in ogni ramo risulterà comunque necessario un dispositivo di by-pass lato serie, che permetta la continuità del servizio anche in caso di guasti nel singolo ramo di accumulo. Il dispositivo di by-pass si renderebbe necessario anche qualora dovesse andare fuori servizio il chopper, garantendo la medesima affidabilità del sistema che si ha nel caso di guasto all'interno del sistema di accumulatori elettrochimici.

Per quanto riguarda, invece, la componentistica legata all'elettronica di potenza interna ai blocchi, risulterà la solita, formata cioè dai tre interruttori bidirezionali con IGBT in antiparallelo che permettono l'eventuale interruzione e il passaggio di corrente in entrambe le direzioni.

Dal punto di vista economico questo schema può sembrare nettamente peggiore rispetto all'altro, ma i costi iniziali per l'installazione dei vari convertitori, che rappresentano la fetta più importante della spesa, verranno ripagati in termini di minori fuori servizi e maggiore affidabilità del sistema d'accumulo. Perciò, in ottica di investimento a lungo termine, questo schema è da tenere ben presente perchè costituisce un buon compromesso tra spesa e guadagno futuro, garantendo anche un maggior livello di safety, oltre che di security. Inoltre questi miglioramenti sono economicamente e tecnicamente applicabili anche all'inverter che non dovrà sopperire a grosse oscillazioni di tensione, che, invece, possono manifestarsi con collegamenti del tipo di Figura 26.

4.3 Schema di assemblaggio tramite accoppiamenti elettrici

Uno schema topologico di particolare interesse è quello riportato nella Figura 28, dove la serie delle tensioni in uscita è realizzata tramite un accoppiamento elettrico fra gli induttori presenti nel circuito.

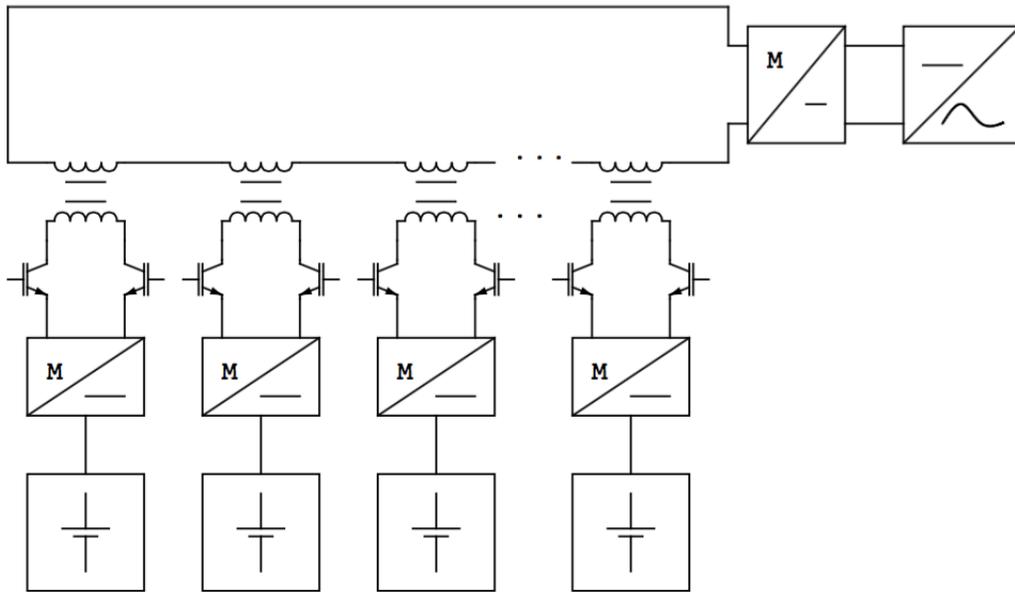


Figura 28: Collegamento con accoppiamenti elettrici di moduli al Pb.

Per realizzare uno schema di questo genere risulta necessaria l'installazione di sistemi di modulazione, che permettano la conversione del vettore tensione da continua ad alternata o viceversa. Quelli posti lato batteria, dovranno convertire il vettore tensione da continua ad alternata per permettere l'accoppiamento elettrico tra gli induttori presenti, mentre quello a monte dell'inverter, dovrà funzionare da raddrizzatore per poter interfacciarsi con l'inverter stesso.

Nel caso di guasto in un ramo dove sono presenti le batterie, entreranno in funzione i dispositivi elettronici di interruzione presenti a valle del modulatore, i quali garantiranno l'isolamento del ramo dove è avvenuto il guasto, permettendo agli altri rami di funzionare correttamente e all'operatore di poter effettuare le eventuali operazioni di manutenzione online.

Di grande interesse sarà capire cosa succede a valle dell'accoppiamento una volta staccato il ramo di accumulo. Sicuramente, l'induttore posto in serie agli altri non si comporterà più come forza elettromotrice, perchè non sarà più sede di accoppiamento elettrico, bensì avrà un comportamento dissipativo, comportandosi da impedenza. Per questo motivo, risulterà necessario fare in modo che gli altri accoppiamenti riescano a sopperire alla tensione persa per il mancato accoppiamento e, in più, riescano a sopperire alle perdite di tensione dovute all'impedenza in serie. In ogni caso l'eventuale guasto ad un ramo non pregiudicherà il funzionamento degli altri permettendo la continuità dell'esercizio, seppur con maggiori perdite. Tutto ciò è gestibile mediante alte frequenze o mediante uno schema elettronico che riesca a variare le frequenze di clock da applicare ai singoli rami.

Questo schema topologico permetterà, quindi, di presentare una tensione non sempre fissa, in ingresso al modulatore M-DC, in quanto non si ha la potenzialità gestionale, che, invece, si avrebbe con uno schema del tipo di Figura 27. Per quanto riguarda la safety occorre considerare che uno schema del tipo di Figura 28 permette, durante il guasto, di isolare i blocchi modulatore-batteria annullando le correnti, ma i morsetti dell'induttore lato batteria saranno comunque in tensione e, quindi, sarà necessario un abbigliamento adeguato, con tutte le protezioni del caso, per un operatore che debba svolgere servizi di manutenzione.

Dal punto di vista economico, essendo presenti i dispositivi di elettronica di potenza a IGBT, non si hanno grosse differenze dagli schemi visti in precedenza, se non nella presenza dei vari modulatori, che comunque avranno costi intorno ai 2-3 c€/ W e, perciò,

non troppo differenti da quelli dei convertitori DC-DC utilizzati nello schema di Figura 16. Inoltre, anche il costo degli induttori risulterà trascurabile rispetto a questo.

Un possibile sviluppo futuro, visto come miglioramento dello schema topologico di Figura 28, potrebbe essere costituito dal passaggio da accoppiamenti elettrici ad accoppiamenti magnetici, semplicemente creando un circuito magnetico chiuso, dove poter far scorrere i flussi generati dal passaggio di corrente alternata all'interno delle induttanze. In ogni caso, schemi di questo genere, sono continuamente soggetti a miglioramenti, vista la possibilità di gestione di vari componenti come i moduli, i modulatori, il coefficiente di accoppiamento in termini di rapporto spire e, in ultimo, il blocco raddrizzatore-inverter.

4.4 Schema di assemblaggio parallelo con chopper

Un'altra soluzione teorica al problema del collegamento dei moduli degli accumulatori elettrochimici è costituita dalla possibilità di inserire i blocchi in parallelo.

Un collegamento parallelo, senza l'intermezzo di dispositivi di conversione, ha il difetto di presentare come tensione fissa al convertitore DC-DC al massimo i 60 V imposti dalla safety e correnti troppo elevate in ingresso all'inverter, ma ha il vantaggio di poter utilizzare moduli con capacità più basse, visto che la capacità finale risulterà la somma di quelle dei vari blocchi.

Per queste ragioni viene proposto uno schema topologico dove, in ogni ramo del parallelo, vengono inseriti convertitori DC-DC in grado di funzionare a correnti più basse e, inoltre, di presentare una tensione fissa sulla sbarra DC a monte dell'inverter superiore a quella generata dai blocchi dell'accumulo.

Dallo schema di Figura 29 si nota come l'elettronica di potenza utilizzata è la stessa del caso di Figura 26, a meno del by-pass che nel caso di collegamento parallelo non trova alcuna utilità. Infatti, qualora venissero aperti gli interruttori a valle dei blocchi degli accumulatori si autoescluderebbe il blocco guasto, mantenendo fissa la tensione di 60 V in ingresso al convertitore DC-DC, ma perdendo in termini di capacità.

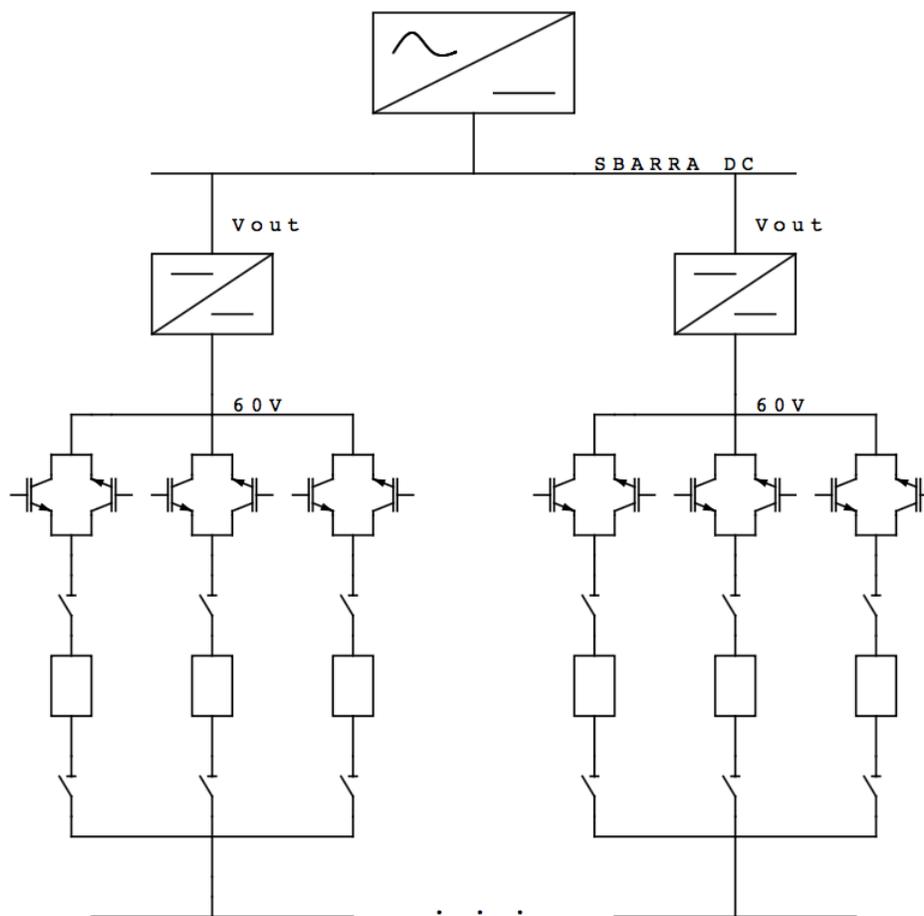


Figura 29: Schema con collegamento parallelo di blocchi di moduli al Pb.

Ovviamente, in questo caso i blocchi di conversione dovranno essere dimensionati per l'innalzamento totale della tensione in modo da presentarne il giusto livello in ingresso all'inverter ed ogni ramo dovrà essere il più possibile simile agli altri per garantire lo stabilimento di una tensione fissa sulla sbarra DC.

Dal punto di vista economico questa soluzione è abbastanza soddisfacente in quanto la componentistica dell'elettronica di potenza richiede un esborso di denaro trascurabile e il tutto si riduce sostanzialmente ai costi dei convertitori, che, però, vengono ampiamente ripagati in termini di affidabilità tecnica del sistema.

Le problematiche principali di schemi di collegamento del tipo di Figura 29 sono dovute alla scelta della quantità di rami paralleli da installare. Infatti, in funzione dell'applicazione per la quale gli schemi sono progettati, si renderà necessario trovare un ottimo tra il numero di moduli messi in parallelo in ogni blocco e il numero di blocchi stessi che comportano una capacità finale stabilita in ingresso all'inverter.

Si potrebbe aumentare il numero di moduli all'interno di ogni blocco creando, però, un possibile problema in termini di capacità, qualora dovesse essere messo fuori servizio l'intero blocco, o, viceversa, si potrebbero installare più blocchi con un numero minore di moduli al loro interno e con un'affidabilità migliore, ma che comportano spese nettamente superiori, in quanto per ogni blocco sarà necessaria l'installazione di un convertitore DC-DC. Inoltre, la perdita di capacità è più complicata da compensare rispetto alla perdita di tensione, in quanto si spingerebbero i moduli degli altri rami ad alzare la corrente di scarica, diminuendo notevolmente il tempo di scarica stabilito.

4.5 Schema di assemblaggio parallelo con chopper isolati

Un miglioramento dello schema di Figura 29 potrebbe essere quello dato dal sistema di collegamento mostrato in Figura 30, dove ad ogni ramo posto in parallelo corrisponde la presenza di un convertitore DC-DC isolato.

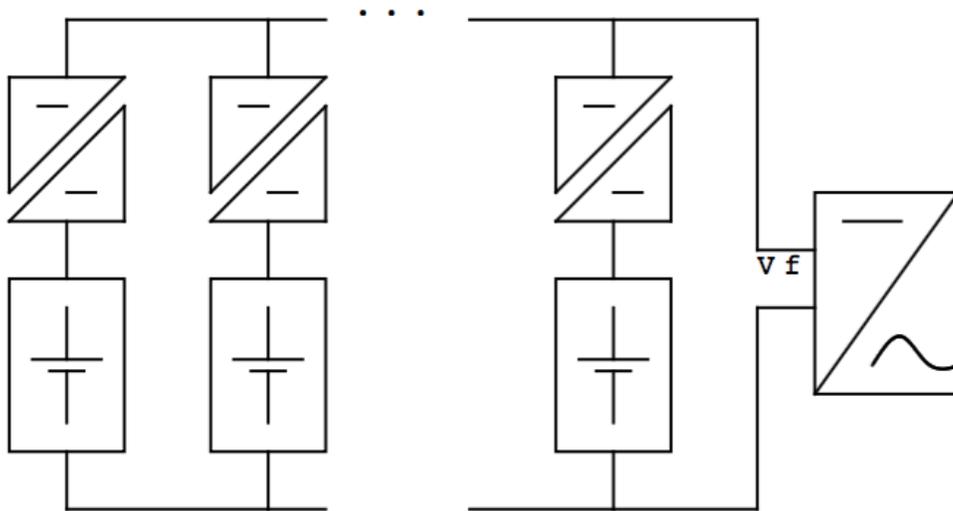


Figura 30: Schema di collegamento parallelo con chopper di blocchi di moduli al Pb.

Infatti, questa configurazione permette di presentare in ingresso all'inverter una tensione V_f fissa creata dai vari convertitori DC-DC, partendo dalla tensione di 60 V data dai limiti di safety generata dai vari blocchi di accumulatori elettrochimici. L'utilizzo di chopper isolati comporterà una maggiore safety per gli operatori addetti alla manutenzione online dei blocchi dell'accumulo rispetto all'utilizzo di convertitori DC-DC standard.

Lo schema di Figura 30 porta con sé i difetti del collegamento parallelo in quanto la perdita eventuale di un ramo comporterà la perdita di una parte della capacità totale e, quindi, spingerà gli

altri moduli a fornire più corrente diminuendo il tempo di scarica, come già visto.

Per quanto riguarda, invece, la componentistica interna ai blocchi, risulterà la solita, formata, cioè, dai tre interruttori bidirezionali con IGBT in antiparallelo che permettono l'eventuale interruzione e il passaggio di corrente in entrambe le direzioni, come visto precedentemente per gli altri schemi di collegamento.

In generale questo schema di collegamento è più affidabile rispetto a quello di Figura 29 perchè consente la gestione del livello di tensione in ingresso all'inverter tramite i convertitori DC-DC, che però comportano un certo esborso iniziale ed, inoltre, permette l'isolamento efficace fra ingresso e uscita del chopper che comporta vantaggi in termini di safety. Risulta, in ogni caso, meno affidabile del collegamento serie con chopper isolati, in quanto la gestione dei delta di capacità è più dispendiosa e complicata rispetto alla gestione dei delta di tensione.

Inoltre, i costi di installazione sono sicuramente maggiori del caso di Figura 29, in quanto un convertitore DC-DC ha dei costi che si aggirano sui 3 c€/W, mentre per quelli isolati si arriva facilmente ai 5c€/W.

4.6 Conclusioni generali

La possibilità di prelevare e mantenere un eventuale blocco del sistema di accumulo viene permessa da tutti gli schemi presentati, che costituiscono una parte cospicua degli schemi possibili, ma non la rappresentano interamente. Tutti gli schemi presentati possono, quindi, fornire una soluzione topologica valida permettendo la cosiddetta «manutenzione online» dell'impianto. Tutte le tipologie di schemi di assemblaggio di accumulatori elettrochimici trattate sono sviluppabili nella pratica, pur presentando i pregi e i difetti descritti. Le varie differenze in termini tecnici, ma soprattutto in termini economici, influenzeranno la scelta della tipologia migliore, che, a seconda delle necessità pratiche del sistema, potrà ricadere in uno piuttosto che in un altro schema.

Qualora si privilegiassero gli aspetti economici rispetto a quelli tecnici lo schema da utilizzare sarà quello serie con chopper non isolati, in quanto rappresenta il compromesso ottimo tra funzionalità tecnica, safety ed economicità. Se, invece, si privilegiasse l'aspetto di safety per il personale si andrà più verso uno schema topologico che prevede chopper isolati, possibilmente con la connessione in serie.

Gli schemi topologici che prevedono la presenza di accoppiamenti elettrici sono quelli più delicati, in quanto meno facilmente gestibili. Infatti, sarà necessario riuscire a mantenere livelli di accoppiamento ottimi e presentarne in numero adeguato per sopperire alla mancata tensione nel caso di guasto, senza, contemporaneamente, inserire un numero elevato di accoppiamenti che renderebbero il tutto pesante, aumentando il valore dell'impedenza serie del secondario.

Interessanti sviluppi futuri potranno prevedere schemi topologici basati su accoppiamenti di carattere magnetico e non elettrico, stabilendo e gestendo un flusso all'interno di un circuito magnetico chiuso. Questo diminuirebbe il numero di induttanze, andando però a rendere il controllo più pesante.

L'adimensionalità degli studi presentati permette di poter scegliere quello che si crede migliore per l'utilizzo che ne si vuole fare, ma, ovviamente, ne costituisce solamente il punto di partenza al quale dovranno seguire considerazioni più pratiche al livello, principalmente, della gestione ingegneristica degli spazi, dell'installazione e, soprattutto, del controllo. Risulta fondamentale ricordare come la discriminante principale per studi di questo genere rimane sempre la fattibilità economica, che, molto spesso se non sempre, rappresenta la base principale per le decisioni ingegneristiche.

A maggior ragione, quindi, la scelta delle varie configurazioni da adottare va fatta una volta stabiliti la fattibilità tecnica e i vantaggi economici da questa derivanti. Proprio in quest'ottica di bilanciamento tra risparmio ed efficienza si inserisce la necessità di utilizzare componenti elettronici statici come dispositivi di interruzione, in quanto garantiscono una buona affidabilità tecnica a fronte di una minima spesa, del tutto trascurabile rispetto a quella necessaria per il sistema completo.

Dovranno essere analizzati con molta attenzione, invece, i vari tipi di dispositivi di conversione presenti, in quanto costituiscono gli elementi più delicati dal punto di vista economico, posti all'interno degli schemi di assemblaggio, oltre che i dispositivi dai quali dipende, principalmente, il buon funzionamento dell'intero sistema di accumulo.

Ovviamente, quello presentato è uno studio di schemi topologici per l'installazione di sistemi di accumulatori elettrochimici al quale dovrà, necessariamente, seguire uno studio che riguardi le varie tecnologie di controllo utilizzabili, come, ad esempio, la gestione dei clock per le frequenze nel caso di accoppiamenti elettrici o la gestione generale degli interruttori bidirezionali presenti negli schemi topologici presentati.

5 CONCLUSIONI

Il mercato degli accumulatori elettrochimici è in continua espansione, soprattutto per quelli che utilizzano la tecnologia al Litio, che rappresenta quella con maggiori potenzialità tecniche e sulla quale sono concentrati la maggior parte degli studi di ricerca moderni, in quanto coinvolge un'ampio range di utilizzazioni per tutte le taglie, dagli elettrodomestici di bassa potenza, fino ai grandi storage per impianti di produzione da fonte rinnovabile, passando per lo sviluppo delle batterie nel campo automobilistico che coinvolge i veicoli ibridi ed elettrici.

La questione di maggiore importanza per gli studi di ricerca moderni è il dimensionamento di accumulatori elettrochimici in grado, contemporaneamente, di compensare le perdite di sistema durante il periodo di non produzione e generare un utile a livello economico per il produttore che intenda investire su tali tecnologie. A questo scopo si oppone fortemente il prezzo, ancora elevato, degli accumuli che utilizzano la tecnologia al Litio, in quanto, risultano essere quelli che garantiscono una vita utile più lunga e, di conseguenza, una possibilità di ammortizzare i costi di investimento più elevata rispetto alle altre. Infatti, ad oggi, il prezzo di moduli al Litio in grado di offrire ottime prestazioni si aggira intorno ai 400 €/kWh per scendere al massimo a 200-300 €/kWh per accumulatori elettrochimici con prestazioni meno efficienti. Ovviamente, questi prezzi, non spingono ancora i produttori ad investire sui sistemi di accumulo, in quanto le perdite di sistema sono abbastanza minime, nella maggior parte dei casi, rispetto alla produzione vera e propria e, quindi, ad oggi, non risulta economicamente conveniente investire in questo campo. Un esempio pratico di ciò è dato dall'impianto fotovoltaico dei Navicelli di Pisa trattato in questo lavoro, dove l'utilizzo di accumulatori elettrochimici al Litio per compensare le perdite giornaliere si è rivelato più dispendioso, dal punto di vista economico, rispetto all'acquisto dell'energia persa durante le ore di non produzione dalla rete elettrica, in quanto si deve, ovviamente, considerare non soltanto il guadagno in termini di "mancato acquisto" dell'energia dalla rete, ma anche la spesa in termini di "mancato guadagno", che si ha prelevando parte dell'e-

nergia fotovoltaica prodotta durante le ore di funzionamento per la ricarica giornaliera del sistema di accumulo, seppur effettuata nelle ore di prezzo zonale dell'energia minimo.

Enormi benefici economici si ottengono tramite miglioramenti tecnici, necessari in quanto l'impianto fu pensato inizialmente per la gestione dell'energia prodotta da fonte fotovoltaica e non per la compensazione delle perdite del sistema. Infatti un netto miglioramento della situazione si nota tramite i cambiamenti tecnici della disposizione e dei collegamenti del sistema di accumulo, in quanto si è considerata la possibilità di eliminare un trasformatore MT-BT, eliminando, di conseguenza, le relative perdite a vuoto che introduceva nel sistema. Altri miglioramenti sono possibili dimensionando un sistema di accumulo che sia in grado di caricarsi in una sola ora, che, sicuramente, sarà quella di minimo prezzo zonale dell'energia durante le ore di produzione dell'impianto, e che permetta la copertura delle perdite per tutta le ore di non produzione e non soltanto di una parte di esse, come per l'impianto considerato. Queste soluzioni gestionali e tecniche devono sempre tener conto del fattore economico, ma potrebbero permettere uscite, in termini economici, minori per i produttori che ne fanno utilizzo. Queste possibilità di miglioramento dell'efficienza tecnica ed economica dell'impianto, però, non riescono da sole a sopperire alla spesa, seppur ammortizzata, dovuta all'investimento iniziale che dovrà tener conto sia dello sviluppo del sistema di accumulatori elettrochimici, sia degli inverter e dei convertitori DC-DC necessari per l'interfacciamento di essi con la rete. Per questo motivo la tecnologia su cui si basa il principio dell'accumulo elettrico, perlomeno per impianti di produzione di grossa taglia, risulta ancora svantaggiosa e potrà superare i suoi limiti economici solamente se i prezzi delle tecnologie al Litio scenderanno, come previsto e prevedibile visto il grande sviluppo nei vari campi di applicazione.

Maggiori speranze si ripongono nelle applicazioni di piccola taglia, come possono essere quelle domestiche, dove il costo al kWh della tecnologia al Litio influisce in maniera nettamente minore rispetto

a taglie più grandi, permettendo un più rapido sviluppo volto all'aumento dell'efficienza economica dell'impianto. Per grosse taglie di impianti di produzione, invece, si ottengono ritorni dell'investimento pari alla vita utile degli accumulatori, ma in previsione futura si possono ottenere notevoli miglioramenti sia in termini tecnici che economici. Infatti in pochi anni, grazie alle previsioni sulla decrescita del prezzo delle celle al Litio, si riesce a stimare un ritorno dell'investimento pari a circa la metà della vita utile che spingerà i produttori ad investire su questi sistemi di accumulo elettrochimico. Risulta ovvio come questi sviluppi siano fortemente dipendenti non solo dai prezzi degli accumuli ma anche da quelli per i sistemi di conversione e dalle possibilità tecniche oggi raggiungibili.

Questo lavoro di ottimizzazione non può prescindere dagli schemi di assemblaggio di accumulatori elettrochimici, perchè, come si è visto, a diversi schemi topologici corrispondono diversi vantaggi e svantaggi da considerare sia a livello tecnico che economico. Risulta evidente come gli schemi migliori, dal punto di vista tecnico, siano quelli che includono i convertitori DC-DC in ogni ramo, specie se isolati, ma è altrettanto chiaro, come ad un guadagno in termini tecnici corrisponda una perdita in termini economici, anche se, in generale, tutti gli schemi presentati nel lavoro permettono una manutenzione online dei blocchi, rispettando i limiti di safety per il personale addetto, permettendo l'estrazione sul posto del blocco dove si è presentato il guasto, a prescindere dal tipo di guasto stesso. Sarà, inoltre, necessario riuscire a trovare uno schema topologico ottimo che tenga conto della disponibilità di denaro per l'investimento e dell'affidabilità dell'impianto che si vuole ottenere, cercando il giusto compromesso di volta in volta. Per questo motivo non vi sarà uno schema ottimo a priori, in quanto tutti gli schemi presentati possono risultare convenienti ed efficienti, ma sarà necessario confrontarli tutti con l'applicazione per la quale sono analizzati tenendo presente che essi sono tutti schemi che permettono di estrarre e mantenere in tutta sicurezza i singoli componenti in caso di guasto.

In conclusione lo sviluppo tecnico di sistemi di accumulatori elettrochimici porterà, prevedibilmente, a vantaggi tecnici ed economici nel giro di alcuni anni, permettendo un grande miglioramento in tutti i campi, specialmente quello automobilistico e quello delle smart grids. Una volta raggiunta la condizione di ottimo si avranno grandi miglioramenti sia per i produttori che riusciranno ad annullare definitivamente i costi per la copertura delle perdite, sia per i consumatori che potranno introdursi con maggiore sicurezza rispetto ad oggi nel mercato dei veicoli elettrici e ibridi e, soprattutto, per l'ambiente, in quanto lo sviluppo di queste tecnologie spinge verso l'utilizzo di vettori energetici più "puliti" garantendo un minor inquinamento a livello globale. Per questo motivo è auspicabile l'intervento di incentivazioni statali, una volta che le soluzioni tecniche saranno ottimizzate, in modo da rendere il vettore energetico sempre più pulito e far passare in secondo piano i problemi economici per evitare quelli ambientali.

6 BIBLIOGRAFIA

Riferimenti bibliografici

- [1] S.Barsali, R.Giglioli, M.Giuntoli, G.Lutzemberger, D.Poli, «Control Strategies and Real Time Operation of Storage Systems Integrated with MV Photovoltaic Plants», Pisa, Italia.
- [2] M. Ceraolo, G. Lutzemberger, T. Huria, “Experimentally-Determined Models for High-Power Lithium Batteries”, SAE Technical Paper 2011-01-1365, 2011.
- [3] M. Ceraolo, G. Lutzemberger, M. Marracci, “High power Lithium Batteries usage in hybrid vehicles”, Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Lille, 1-3 Sept. 2010.
- [4] M.Ceraolo, «Sistemi di accumulo elettrochimico», <<http://www.dsea.unipi.it>>, Pisa, Ottobre 2012, pp. 8.1-8.45, Italia.
- [5] R.Di Fiore, «Accumulo dell’energia negli impianti di produzione da fonti rinnovabili», Tesi di laurea triennale, Univesità di Padova, A.A. 2013-2014, pp. 3-16, Italia.
- [6] R.Giglioli, «Il mercato dell’accumulo elettrochimico vs Industria Italiana», in Sistemi avanzati di accumulo dell’energia, Roma, 3 luglio 2015, Italia.
- [7] M. Giuntoli, D. Poli, “Optimized thermal and electrical scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the presence of energy storages”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, pp. 942-955, Giugno 2013.
- [8] T. Huria, G. Ludovici, G. Lutzemberger, «State of charge estimation of high power lithium iron phosphate cells», Pisa, 2014, Italia.
- [9] ENEA, <<http://www.enea.it>>, Settembre 2015.
- [10] Gestore dei mercati elettrici, <<https://www.mercatoelettrico.org>>, Agosto, 2015.
- [11] Kokam Lithium Polymer Batteries, <<http://www.kokam.com>>, Settembre 2015.

[12] Panasonic, «<http://www.panasonic.com>», Settembre 2015.

7 APPENDICE

7.1 APPENDICE A: Dati reali dell'impianto dei Navicelli

Vengono riportati i dati relativi al periodo compreso tra il 4/08/2015 e il 7/08/2015 misurati direttamente sull'impianto fotovoltaico dei Navicelli di Pisa.

Questi dati vengono riportati tramite medie orarie, semplicemente, per una questione di forma in quanto le misure reali sono campionate ogni 10 s e, riportarle, avrebbe comportato un allungamento eccessivo del trattato.

Sono, in ogni caso, presenti le misure di P_{out} , V_{batt} e I_{batt} e i loro riferimenti per entrambe i gruppi di accumulo funzionanti presenti nell'impianto. Inoltre, è presente la misura di P_{rete} utilizzata nel Capitolo 4 per la fattibilità economica dell'utilizzo dei sistemi di accumulo elettrochimico.

Questi dati vanno analizzati fino al pomeriggio del 6/08, dove è avvenuto un guasto che ha portato alla scarica delle batterie.

04-ago

	Prif1 [kW]	Pout1[kW]	Qrif1[kVAR]	Qout1[kVAR]
11	40	38,37535	0	-5,36497
12	-17,891017	-19,41482	0	-2,423915
13	-0,081703	-1,487545	0	-3,55217
14	0,093737	-1,637165	0	-0,053975
15	0,0255215	-1,46811	0	-7,29609
16	-0,0406895	-1,497345	0	-7,047425
17	-0,047737	-1,631885	0	-0,86509
18	-0,0393395	-1,67107	0	-0,880965
19	-0,027476	-1,61921	0	-3,09346
20	0,074444	-1,75535	0	3,08559
21	0,0363555	-1,641325	0	0,4621
22	5,9934665	4,31431	0	0,66759
23	5,794868	4,11073	0	-1,4681

	Vbatt1 [V]	Ibatt1 [A]	SOC1 [-]	SOCrif1 [-]
11	801,58036	49,10743	0,497316	0,3877
12	837,70007	-21,087805	0,6492715	0,6496
13	861,081545	0,172175	0,799993	0,8000
14	860,668295	0,038905	0,8000185	0,8000
15	860,306745	-0,08935	0,8000115	0,8000
16	859,892595	-0,003135	0,79998	0,8000
17	859,80512	-0,102115	0,80001	0,8000
18	859,65073	0,020575	0,800028	0,8000
19	859,526325	0,014215	0,7999845	0,8000
20	859,409065	-0,014775	0,7999905	0,8000
21	859,362345	0,038065	0,7999835	0,8000
22	844,50749	7,01208	0,7495385	0,7501
23	819,04543	6,92916	0,649942	0,6503

04-ago

	Prif2 [kW]	Pout2 [kW]	Qrif2 [kVAR]	Qout2 [kVAR]
11	-40	-41,18131	0	-2,02777
12	-17,833939	-19,39513	0	-0,350765
13	-0,059695	-1,34735	0	-1,43166
14	0,079729	-1,51092	0	1,84899
15	0,0053505	-1,553185	0	-5,309795
16	-0,039161	-1,414445	0	-4,36254
17	-0,051622	-1,590925	0	1,70578
18	0,016302	-1,504935	0	1,72634
19	-0,0307665	-1,53767	0	-0,275
20	0,0891635	-1,605265	0	5,386515
21	0,0527575	-1,537735	0	3,27617
22	5,9228455	4,381885	0	3,510355
23	5,741059	4,25778	0	1,45746

	Vbatt2 [V]	Ibatt2 [A]	SOC2 [-]	SOCrif2 [-]
11	812,76614	-48,18461	0,366791	0,388414
12	841,00624	-21,041595	0,649268	0,6496395
13	858,324035	0,1214	0,7999775	0,8
14	857,54842	0,053605	0,800029	0,8
15	856,808065	-0,07685	0,799999	0,8
16	855,83428	-0,004805	0,799976	0,8
17	854,806085	-0,10595	0,800007	0,8
18	853,612575	-0,011665	0,800021	0,8
19	852,939105	-0,04451	0,799979	0,8
20	852,288275	0,00531	0,8000005	0,8
21	851,804715	0,009305	0,799998	0,8
22	836,27603	6,984685	0,7495445	0,7501285
23	810,34534	6,98577	0,64992	0,650258

05-ago

	Prif1 [kW]	Pout1[kW]	Qrif1[kVAR]	Qout1[kVAR]
1	5,6343895	4,08066	0	-2,745835
2	5,666184	3,92787	0	3,354055
3	5,6345565	3,92767	0	2,18157
4	5,5249075	3,95994	0	1,601365
5	-0,131404	-1,332565	0	-2,10376
6	0,045554	-1,415435	0	-0,124605
7	0,055515	-1,397045	0	3,34971
8	0,0495415	-1,4229	0	0,50851
9	0,0181615	-1,321705	0	1,61341
10	-0,068777	-1,289525	0	-2,060655
11	-16,893014	-18,385375	0	-2,02373
12	-17,878191	-19,44755	0	-1,673465
13	0,036415	-1,588715	0	-2,974455
14	-0,0692055	-1,709155	0	0,066615
15	0,008123	-1,683015	0	0,91431
16	0,1132815	-1,727205	0	2,050725
17	-0,059949	-1,635945	0	0,076255
18	0,005515	-1,682855	0	0,001515
19	0,044863	-1,540675	0	-1,7372
20	0,077793	-1,599365	0	-3,400845
21	0,13677	-1,50284	0	-1,950265
22	5,9620095	4,32384	0	-0,362415
23	5,791043	4,21934	0	-2,47067

05-ago

	Vbatt1 [V]	Ibatt1 [A]	SOC1 [-]	SOCrif1 [-]
1	801,08259	7,00038	0,549891	0,550113
2	789,344935	6,97296	0,450169	0,4501305
3	780,60144	6,989085	0,3497945	0,350126
4	771,254105	6,948	0,250404	0,250118
5	772,55308	-0,035495	0,2000055	0,2
6	773,32432	0,064	0,2000485	0,2
7	773,659075	0,00337	0,2000295	0,2
8	773,707275	-0,055465	0,2000125	0,2
9	773,69492	0,092655	0,200028	0,2
10	773,640445	0,02043	0,20002	0,2
11	800,81421	-21,020455	0,349361	0,349659
12	837,094575	-21,00718	0,6491525	0,6496025
13	858,888935	-0,01177	0,799996	0,8
14	858,21235	-0,03202	0,79999	0,8
15	857,901115	-0,00274	0,7999965	0,8
16	857,559255	0,039765	0,7999945	0,8
17	857,299485	0,01424	0,799999	0,8
18	857,134645	-0,09705	0,800005	0,8
19	856,930375	-0,068375	0,8000125	0,8
20	856,653715	0,015925	0,799984	0,8
21	856,37782	0,015555	0,7999795	0,8
22	840,694475	7,12707	0,7501025	0,7501125
23	816,270775	6,99741	0,6500255	0,6501325

05-ago

	Prif2 [kW]	Pout2 [kW]	Qrif2 [kVAR]	Qout2 [kVAR]
1	5,6008965	4,23555	0	-0,19079
2	5,6421085	4,05431	0	5,48572
3	5,5761415	4,111745	0	5,281425
4	5,410756	4,13342	0	3,58378
5	-0,115421	-1,270135	0	0,013655
6	0,0091765	-1,177675	0	1,85405
7	0,0100185	-1,23364	0	5,49457
8	0,0637615	-1,28189	0	3,378005
9	0,031205	-1,144015	0	3,84746
10	-0,031409	-1,093835	0	0,02738
11	-16,795836	-18,07981	0	-0,03672
12	-17,589093	-18,96589	0	0,91564
13	0,059696	-1,416545	0	-0,167515
14	-0,0648505	-1,476815	0	2,28637
15	0,0346765	-1,41583	0	3,56108
16	0,0998795	-1,44638	0	4,99068
17	-0,0476475	-1,318175	0	2,53612
18	0,0068135	-1,45449	0	1,937265
19	0,0288815	-1,381025	0	0,72228
20	0,0521325	-1,41872	0	-1,15366
21	-0,611996	-2,120945	0	0,045495
22	5,9994785	4,5044	0	1,843475
23	5,820365	4,43902	0	-0,19157

05-ago

	Vbatt2 [V]	Ibatt2 [A]	SOC2 [-]	SOCrif2 [-]
1	795,280745	7,00854	0,549903	0,550113
2	784,900215	6,931895	0,45021	0,4501305
3	775,65954	6,96836	0,3497765	0,350126
4	766,559455	6,982705	0,2503355	0,250118
5	767,000465	-0,150685	0,200003	0,2
6	767,048485	0,01739	0,200026	0,2
7	766,469665	0,080665	0,2000295	0,2
8	765,94172	-0,07023	0,2000135	0,2
9	765,25538	0,07407	0,200021	0,2
10	764,543275	0,015585	0,2000075	0,2
11	795,34771	-20,974795	0,3493485	0,349659
12	823,970105	-21,00872	0,6491425	0,6496025
13	838,60852	-0,030855	0,7999985	0,8
14	837,72214	-0,06119	0,7999915	0,8
15	836,572785	0,00805	0,7999875	0,8
16	835,46375	0,005585	0,7999975	0,8
17	834,125085	-0,002325	0,799985	0,8
18	832,85762	0,011465	0,800006	0,8
19	831,82631	-0,045005	0,800007	0,8
20	831,05456	-0,05446	0,799993	0,8
21	859,434115	-0,77529	0,79987	0,8
22	844,19996	7,11622	0,750082	0,7501125
23	818,31388	7,021005	0,6500505	0,6501325

06-ago

	Prif1 [kW]	Pout1[kW]	Qrif1[kVAR]	Qout1[kVAR]
1	5,678606	4,037495	0	-2,68042
2	5,602456	4,20109	0	-3,640015
3	5,3535605	3,87665	0	3,746875
4	5,386342	3,874315	0	3,549365
5	-0,0561215	-1,49844	0	2,948505
6	-0,068286	-1,50741	0	3,62952
7	0,024863	-1,430395	0	4,994775
8	2,55E-05	-1,377325	0	1,54618
9	-0,0963725	-1,33736	0	-1,31225
10	-0,057723	-1,370015	0	-0,11983
11	0,0074265	-1,435	0	-0,11301
12	-16,955737	-18,37264	0	-0,40914
13	-17,819275	-19,24454	0	-3,799475
14	0,011267	-1,366545	0	-7,48741
15	0,0959125	-1,51049	0	-3,28781
16	0,1056315	0	0	0
17	-40	0	0	0
18	-40	0	0	0
19	-40	0	0	0
20	-40	0	0	0
21	-40	0	0	0
22	-40	0	0	0
23	40	0	0	0

06-ago

	Vbatt1 [V]	Ibatt1 [A]	SOC1 [-]	SOCrif1 [-]
1	797,999105	7,04543	0,5498655	0,550126
2	787,37004	7,020605	0,4500965	0,4501175
3	779,02084	6,98546	0,3499815	0,350119
4	769,184525	6,979265	0,2502625	0,25013
5	770,069455	-0,061015	0,199988	0,2
6	771,11754	-0,11495	0,200002	0,2
7	771,22924	0,113155	0,199993	0,2
8	771,5089	0,080955	0,20004	0,2
9	771,646065	0,024885	0,2000075	0,2
10	771,72502	-0,04782	0,1999885	0,2
11	771,675715	-0,06607	0,200004	0,2
12	798,582665	-20,94051	0,3495465	0,3496235
13	834,22491	-21,075075	0,6491425	0,649646
14	855,027995	-0,003345	0,7999895	0,8
15	854,40588	0,06303	0,800007	0,8
16	0,797015	0,3	0,796908	0,797015
17	106,13296	0,3	0,794658	0,8
18	21,30497	0,3	0,790372	0,8
19	2,78553	0,321385	0,7860365	0,8
20	0,446045	0,397005	0,780816	0,8
21	-0,0276	0,4	0,775104	0,8
22	-0,027885	0,4	0,7693895	0,8
23	-0,00625	0,4	0,7636825	0,7501255

06-ago

	Prif2 [kW]	Pout2 [kW]	Qrif2 [kVAR]	Qout2 [kVAR]
1	5,670654	4,27212	0	-0,188675
2	5,6108435	4,267735	0	-1,572325
3	5,3853595	3,92382	0	6,941335
4	5,3712605	4,00053	0	5,515415
5	-0,0475985	-1,347095	0	5,525785
6	-0,081255	-1,47921	0	5,605025
7	0,0710565	-1,329505	0	7,35431
8	0,040699	-1,260435	0	3,658875
9	-0,094857	-1,164655	0	1,398825
10	-0,0839345	-1,30015	0	2,04895
11	-0,0049155	-1,22427	0	1,841735
12	-16,948575	-18,229335	0	1,745165
13	-17,635457	-18,989845	0	-1,71983
14	0,026314	-1,38062	0	-5,37716
15	0,096359	-1,342055	0	-0,346555
16	0,3	0	0	0,281625
17	-13,412039	0	0	0
18	-35,199999	0	0	0
19	-35,180325	0	0	0
20	-24,585099	0	0	0
21	36,938741	0	0	0
22	38,4387405	0	0	0
23	40	0	0	0

06-ago

	Vbatt2 [V]	Ibatt2 [A]	SOC2 [-]	SOCrif2 [-]
1	799,68247	7,041095	0,54985	0,550126
2	787,64578	7,02584	0,450094	0,4501175
3	778,366	6,887875	0,350014	0,350119
4	769,134705	6,944815	0,250238	0,25013
5	769,76446	-0,054275	0,1999925	0,2
6	770,06495	-0,111575	0,20002	0,2
7	769,68945	0,05395	0,2000085	0,2
8	769,122565	0,07405	0,200044	0,2
9	768,72797	0,0395	0,1999985	0,2
10	768,359735	-0,050675	0,1999955	0,2
11	768,07745	-0,04036	0,199999	0,2
12	797,301955	-20,952925	0,3495785	0,3496235
13	829,5027	-21,081035	0,649132	0,649646
14	845,705125	-0,03048	0,7999935	0,8
15	844,84836	0,00837	0,8000105	0,8
16	0,797015	0,07759	0,797015	0,797015
17	98,05789	0	0,79981	0,8
18	18,79768	0	0,79981	0,8
19	3,001375	-0,00325	0,7998285	0,8
20	-0,13609	-0,09694	0,8004235	0,8
21	-0,500945	-0,1	0,801846	0,8
22	-0,487325	-0,1	0,803275	0,8
23	-0,438155	-0,06841	0,8045515	0,7501255

07-ago

	Prif1 [kW]	Pout1[kW]	Qrif1[kVAR]	Qout1[kVAR]
1	40	0	0	0
2	40	0	0	0
3	40	0	0	0
4	40	0	0	0
5	40	0	0	0
6	40	0	0	0
7	40	0	0	0
8	40	0	0	0

	Vbatt1 [V]	Ibatt1 [A]	SOC1 [-]	SOCrif1 [-]
1	0	0,340525	0,758231	0,650118
2	0,006495	0,296895	0,753855	0,550119
3	0,027605	0,2313	0,750179	0,45013
4	0,034225	0,20649	0,747243	0,3501225
5	0,027825	0,23376	0,743816	0,250115
6	0,03908	0,200225	0,7408895	0,2
7	0,035975	0,196585	0,7380025	0,2
8	0,03996	0,19811	0,735331	0,2

07-ago

	Prif2 [kW]	Pout2 [kW]	Qrif2 [kVAR]	Qout2 [kVAR]
1	40	0	0	0
2	40	0	0	0
3	40	0	0	0
4	40	0	0	0
5	40	0	0	0
6	40	0	0	0
7	40	0	0	0
8	40	0	0	0

	Vbatt2 [V]	Ibatt2 [A]	SOC2 [-]	SOCrif2 [-]
1	-0,37607	-0,00315	0,805106	0,650118
2	-0,316905	0	0,805114	0,550119
3	-0,26883	0	0,805114	0,45013
4	-0,233595	0	0,805114	0,3501225
5	-0,23078	0	0,805114	0,250115
6	-0,21284	0	0,805114	0,2
7	-0,22019	0	0,805114	0,2
8	-0,22026	0	0,805114	0,2

	04-ago	05-ago	06-ago	07-ago
	Prete[kW]	Prete[kW]	Prete[kW]	Prete[kW]
1	-7	6	6	-2
2	-42	7	5	-2
3	-5	7	7	-2
4	-4	6	7	-2
5	-6	-5	-4	-2
6	-6	-4	-3	-2
7	-6	-3	-3	-2
8	-5	-4	-3	-4
9	-5	-4	-4	
10	-4	-4	-4	
11	-5	-38	-4	
12	6	-41	-38	
13	6	-5	-41	
14		-4	-5	
15		-4	-4	
16		-4	0,203805	
17		-4	-2	
18		-4	-3	
19		-5	-1	
20		-5	-2	
21		-6	-2	
22		6	-2	
23		6	-1	

8 RINGRAZIAMENTI

Questo treno oramai è arrivato al capolinea. Durante il viaggio ho dovuto affrontare varie peripezie, molte di più di quelle che mi sarei mai immaginato all'inizio eppure sono qui e non ci sarei mai arrivato senza le persone che mi sono state vicine, perchè nella vita, come nel calcio, non si vince mai da soli, ma il singolo può raggiungere un obiettivo importante solo grazie ad una grande squadra alle spalle.

Per queste ragioni i primi ringraziamenti vanno alla mia famiglia. A mio padre Marcello, che ha cominciato a chiamarmi «ingegnere» ancora prima del test d'ingresso dimostrandomi di crederci fin dall'inizio e, probabilmente, più di me. A mia mamma Tiziana, che con me è stata in ansia ad ogni esame e ai suoi «ti penso durante l'esame», che sono presto diventati un talismano affidabilissimo. A mio fratello Mattia, che ha sempre creduto in me non tenendolo mai nascosto e che rappresenta un bastone di cemento armato sul quale posso appoggiare tutto il peso dei miei problemi e delle mie ansie in ogni momento.

Voglio ringraziare il prof. Romano Giglioli per la disponibilità dimostratami e per i preziosi consigli che hanno permesso la stesura di questo lavoro. Un grande ringraziamento va all'ing. Marco Giuntoli, perchè mi ha fatto sentire subito a mio agio durante i primi giorni di lavoro e mi ha seguito passo passo con spiegazioni e compiti sempre precisi e adeguati.

Ringraziamenti speciali vanno al «bomber» Micio e alla mia «sorellina» Alessia perchè col tempo non sono diventati solo miei amici, ma indelebili parti di me che nemmeno migliaia di km di distanza potranno mai cancellare.

Un grazie enorme va ai colleghi del gruppo «Studia Giotto»: Savio, Giova e Matte. Il nome viene da una barzelletta e già questo spiega il loro ruolo fondamentale per me: il peso dello studio affrontato

insieme e sempre col sorriso. Per questo da semplici colleghi sono diventati grandi amici.

Grazie anche al gruppo dei «tarzamammeri», quello di una vita, che mi ha fatto aspettare con ansia tutte le vacanze tra i «colpi» di Cita, le scommesse con Ludo, la pesca di Jumbo, le risate con Crudele, Celentano cantato con Alice e i giorni passati con Samantha.

Ai Passi il gruppo dal quale sono sempre felice di uscire su wapp ma che non vorrei mai abbandonare nella vita e alle Fere perchè quella vittoria è stata il giusto riconoscimento ad un gruppo di amici veri.

A Stefano il «duro», grande amico fraterno sul quale posso sempre contare, a Boccia con cui, oltre ai confronti ingegneristici, ho condiviso gioie bianconere indimenticabili, ai Folignati, a Vitto e Stazzo con cui ho passato momenti indimenticabili.