



Ricerca di Sistema elettrico

Progettazione di un convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato

G. Tomasso, M. Di Monaco, M. D'Arpino, U. Abronzini



PROGETTAZIONE DI UN CONVERTITORE MODULARE PER INFRASTRUTTURE
DI RICARICA CON ACCUMULO INTEGRATO

G. Tomasso, M. Di Monaco, M. D'Arpino, U. Abronzini

(Università di Cassino e del Lazio Meridionale)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e risparmio dell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Prodotti e processi per il miglioramento dell'efficienza energetica nell'elettromobilità

Obiettivo: Progettazione e studio di un convertitore per stazione di ricarica rapida in c.c. con accumulo elettrico stazionario, per l'integrazione nel sistema dei trasporti di E.E. da fonti rinnovabili non programmabili

Responsabile del Progetto: Antonino Genovese, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Progettazione di un convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato*"

Responsabile scientifico ENEA: Antonino Genovese, ENEA

Responsabile scientifico Università di Cassino e del Lazio Meridionale: G. Tomasso

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
1.1 INNOVATIVITÀ E ORIGINALITÀ DELLA RICERCA SVOLTA	6
1.2 LA PIATTAFORMA DI PROGETTAZIONE	6
2 PIATTAFORMA DI PROGETTAZIONE DI CONVERTITORI MODULARI PER INFRASTRUTTURE DI RICARICA CON ACCUMULO INTEGRATO	8
2.1 LAYER DI SISTEMA.....	10
2.1.1 <i>Modello matematico del sistema di conversione</i>	10
2.1.2 <i>Algoritmo di ottimizzazione dei flussi di potenza del convertitore modulare</i>	11
2.1.3 <i>Criterio di valutazione tecnico-economico</i>	16
2.2 LAYER DI DISPOSITIVO.....	18
2.2.1 <i>Sezione di alimentazione</i>	19
2.2.2 <i>Sezione di conversione statica dell'energia elettrica</i>	26
2.2.2.1 Soluzioni innovative	27
2.2.2.2 Modelli matematici.....	32
2.2.3 <i>Algoritmo di controllo del sistema di conversione</i>	37
2.2.3.1 Tecnica di controllo dei convertitori di potenza	41
3 ANALISI NUMERICA DELL'INFRASTRUTTURA DI RICARICA.....	45
3.1 ANALISI TECNICO-ECONOMICA	48
3.2 PROGETTAZIONE DEL SISTEMA.....	55
3.2.1 <i>Dimensionamento della sezione di alimentazione</i>	55
3.2.2 <i>Dimensionamento del sistema di conversione</i>	56
3.2.3 <i>Risultati numerici</i>	62
4 CONCLUSIONI.....	66
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	67

Sommario

Il sistema di conversione oggetto dell'attività di ricerca è basato su una struttura modulare, che consente di interfacciare un'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici anche complessa con diverse sorgenti di alimentazione e sistemi di accumulo combinati. L'obiettivo è ottimizzare i flussi di potenza per diminuire o, addirittura, annullare l'impatto dell'infrastruttura sulla rete elettrica di distribuzione.

La ricerca svolta si è concentrata non solo su una possibile implementazione di un convertitore innovativo ad alta efficienza ma, più in generale, sulla progettazione di una piattaforma numerica che, in funzione delle specifiche relative alle sorgenti di alimentazione e alle esigenze di carico, consentisse di:

- dimensionare la taglia delle singole unità del convertitore;
- definire la migliore tipologia di convertitore in funzione dell'efficienza di conversione complessiva;
- dimensionare il sistema di accumulo energetico;
- dimensionare l'eventuale sistema di generazione da fonte rinnovabile (principalmente fotovoltaico);
- definire istante per istante i flussi di potenza ottimali.

Tale obiettivo è stato raggiunto grazie alla definizione di una "funzione di ottimo" che tenesse conto di molteplici fattori, quali: costo dell'energia elettrica in funzione della fascia oraria, costo e usura del sistema di accumulo, costo e disponibilità della fonte rinnovabile, costo del convertitore in funzione della sua tipologia e della sua efficienza, profili di assorbimento del carico, piano di ammortamento di tutto l'impianto. Attraverso la definizione dei possibili scenari di costo e utilizzo, si è proceduto ad effettuare diverse simulazioni che, caso per caso, hanno dato come risultato il progetto di massima del convertitore ideale da utilizzare per quella specifica applicazione (in termini di singole unità di conversione, taglia, tipologia, ecc..) e l'impostazione dei flussi di potenza del convertitore, utili ad ottenere il migliore piano di ammortamento dell'investimento iniziale dell'impianto. La piattaforma realizzata è costituita da due "layer" di simulazione, funzione delle diverse costanti di tempo presenti nel sistema complesso. I layer sono interlacciati fra loro mediante un sistema di tipo ricorsivo, che consente di disaccoppiare le dinamiche e velocizzare il processo di simulazione e, quindi, di dimensionamento.

La piattaforma può così essere utilizzata sia per analisi ex-ante (progettazione e dimensionamento di impianti nuovi), che ex-post (verifica delle prestazioni e calcolo dei piani di ammortamento di impianti già esistenti). Inoltre, modificando le variabili di sistema, è anche possibile calcolare il gap che sussiste fra i costi attuali dei vari componenti dell'impianto (soprattutto batterie e fotovoltaico) e quelli che permetterebbero di avere un ritorno economico dell'investimento iniziale in un tempo di ammortamento stabilito. Tale possibilità riveste sicuramente un notevole interesse nella definizione di possibili piani di incentivazione economica o nella pianificazione di opportune strategie di sviluppo legate alla mobilità elettrica.

1 Introduzione

La mobilità elettrica è considerata, in un'ottica di sviluppo sostenibile, l'unica soluzione per far fronte al considerevole aumento di richiesta di mobilità in ambito urbano ed extraurbano. I veicoli elettrici offrono, rispetto ai veicoli tradizionali, una serie di evidenti vantaggi in termini di impatto ambientale. Negli ultimi anni Governi centrali e locali, la Commissione Europea e le organizzazioni internazionali hanno fortemente promosso la mobilità elettrica e, in alcuni casi, hanno introdotto politiche incentivanti per lo sviluppo della tecnologia e del mercato in questo settore. Tuttavia, una reale mobilità ad "impatto-zero" non può basarsi esclusivamente sul veicolo, ma deve integrare anche il resto della "catena del valore" per la mobilità, che include:

- generazione da fonti rinnovabili;
- gestione della distribuzione dell'energia attraverso l'approccio delle "smart-grid";
- integrazione ottimizzata delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici all'interno delle reti elettriche urbane;
- incremento dell'efficienza energetica nelle aree urbane, con lo scopo di ridurre l'impatto sulla rete delle infrastrutture di ricarica;
- *smart-management* delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici;
- apparati di conversione statica dell'energia ad altissima efficienza sia a bordo veicolo che a terra;
- sistemi ICT per l'integrazione dei servizi per la mobilità urbana.

Tuttavia, tale approccio integrato non è sempre preso in considerazione nello sviluppo delle strategie per la mobilità elettrica; il risultato è una parziale o totale vanificazione degli effetti benefici legati ai pochi veicoli elettrici già circolanti ma, soprattutto, una evidente limitazione ad una maggiore diffusione della mobilità elettrica. Sul fronte delle infrastrutture di ricarica, oltre alla necessità di garantire l'approvvigionamento energetico dei veicoli elettrici da fonti rinnovabili, si evidenzia anche un grosso limite tecnico alla diffusione massiccia delle infrastrutture di ricarica all'interno delle aree urbane: le linee elettriche installate nei centri storici non sono quasi mai adeguate a soddisfare una crescita progressiva dell'uso dei veicoli elettrici. Per tale motivo, lo sviluppo e la progressiva diffusione di veicoli elettrici deve essere necessariamente accompagnata da un adeguamento delle infrastrutture elettriche di distribuzione. Tale adeguamento non significa solo realizzare nuove linee elettriche dedicate, ma anche:

- aumentare l'efficienza energetica dei carichi normalmente collegati alle reti di distribuzione urbana dell'energia (soprattutto illuminazioni pubbliche);
- migliorare l'utilizzo delle reti esistenti, mediante l'integrazione della generazione distribuita e dei sistemi di accumulo.

In questo modo, si potranno limitare gli investimenti legati all'adeguamento delle linee elettriche di distribuzione di energia elettrica che, in ambito urbano, sono considerevoli e a volte anche difficilmente realizzabili (centri storici). Si tratta, quindi, non di un problema prettamente tecnico, visto che le soluzioni tecnologiche sono già ampiamente disponibili sul mercato, ma di una valutazione tecnico-economica che miri ad ottimizzare l'investimento iniziale sulle reali esigenze di utilizzo dell'infrastruttura di ricarica, in modo da ottenere un ritorno economico all'interno di un orizzonte temporale accettabile. Solo in questo modo i piani di ampliamento delle infrastrutture di ricarica potranno autosostenersi dal punto di vista economico, creando i giusti presupposti per attirare anche finanziamenti privati ed investimenti infrastrutturali non necessariamente pubblici.

In questo contesto, la ricerca presentata in questo report mira a offrire una soluzione tecnica per la scelta ed il dimensionamento ottimale di apparati di conversione statica dell'energia elettrica per la gestione dei flussi di potenza in infrastrutture di ricarica alimentate dalla rete elettrica di distribuzione, da generazione distribuita e da sistemi di accumulo energetico. Si tratta di una piattaforma numerica in grado di elaborare il progetto preliminare di un sistema di alimentazione multi-sorgente (rete elettrica, generazione distribuita, accumulo) per infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici che tenga conto dei vincoli funzionali (potenza disponibile sulla rete elettrica di distribuzione, piani di assorbimento previsti) e dei vincoli di costo (costo

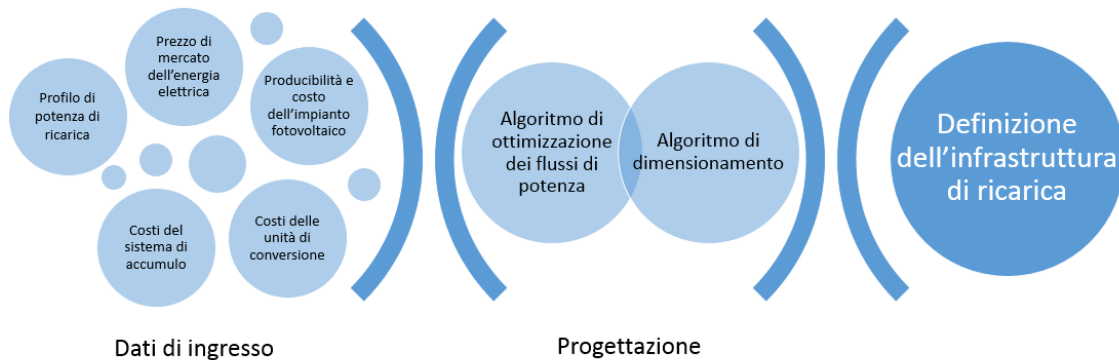


Figura 1 Schema di principio di funzionamento della piattaforma di progettazione dell'infrastruttura di ricarica

iniziale dei dispositivi del sistema combinato, efficienza di conversione, usura dei dispositivi, costo dell'energia, ecc..) e che sia in grado di definire sia la tipologia dei dispositivi che la loro taglia, in modo da avere un ammortamento dell'investimento iniziale all'interno di un orizzonte temporale predefinito. Per quanto riguarda la tipologia di convertitore, vengono presentate delle configurazioni e delle tecniche di controllo e modulazione innovative rispetto allo stato dell'arte che, per alcune configurazioni e condizioni operative, aumentano notevolmente l'efficienza di conversione.

1.1 Innovatività e originalità della ricerca svolta

I risultati presentati in questo report sono frutto di una specifica attività di ricerca svolta, nell'ambito dell'Accordo di collaborazione, all'interno del Laboratorio di Automazione Industriale dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale. Le tipologie di convertitori "innovativi" presentate (affiancate nella piattaforma anche a tipologie più tradizionali), le tecniche di modulazione ad alte prestazioni, nonché la piattaforma a due *layers* finalizzata alla progettazione ottimale del sistema di conversione e controllo dei flussi di potenza, rappresentano un contributo originale rispetto allo stato dell'arte. In particolare, per quanto riguarda i convertitori, vengono presentate tipologie multilivello/parallelo, opportunamente controllate da tecniche avanzate di modulazione dei componenti statici (come l'*interleaving*); la piattaforma di progettazione è stata implementata attraverso un codice opportunamente sviluppato dai ricercatori dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale, messo a disposizione di ENEA in forma "aperta" per l'utilizzo/personalizzazione e per ulteriori sviluppi. I modelli di convertitore sono stati validati anche attraverso una intensa attività sperimentale, che ha visto la realizzazione di diversi prototipi in scala di convertitori dc/dc e ac/dc.

1.2 La piattaforma di progettazione

La piattaforma è organizzata su due *layers* denominati **layer di sistema** e **layer di dispositivo**. Il primo è basato su un algoritmo per l'ottimizzazione dei flussi di potenza tra le varie sorgenti/sistemi di accumulo disponibili; il secondo è dedicato al dimensionamento dei componenti del sistema e contiene, inoltre, un simulatore numerico per l'analisi funzionale dell'intera infrastruttura. La necessità di avere due piattaforme distinte, seppur integrate fra loro, nasce dall'esigenza di separare le dinamiche dei vari sotto-sistemi in funzione delle loro costanti di tempo. In questo modo si riesce a ridurre notevolmente il tempo di elaborazione, senza prescindere dalla generalità della piattaforma e dalla precisione dei risultati. Come mostrato in Figura 1, a partire dall'assegnazione dei vincoli sia funzionali che sia di costo, l'interazione tra i due *layers* consente di identificare il progetto di investimento con il migliore ritorno economico.

Nel *layer di sistema* l'algoritmo di ottimizzazione consente di minimizzare il costo di esercizio nel periodo di osservazione considerato (giorno, mese, anno) per diverse configurazioni dell'infrastruttura di ricarica, in

termini di potenza delle sorgenti e tipologia di convertitori statici. Con questo strumento è possibile, variando sia la taglia dei componenti che la tipologia dei convertitori, valutare diversi progetti di investimento al fine di identificare quello migliore.

Nel secondo *layer di dispositivo*, un simulatore numerico valuta per le varie soluzioni tecnologiche e taglie prese in considerazione dal *layer di sistema*, oltre che le funzionalità dell'intera infrastruttura, le prestazioni delle singole unità di conversione in termini di efficienza, *power quality* e costi. Quindi, il processo di dimensionamento prevede uno scambio iterativo di informazioni tra i due *layers* come mostrato in Figura 2. L'architettura della piattaforma risulta fortemente flessibile per la valutazione di diversi scenari di sviluppo della mobilità elettrica e diverse tecnologie per il sistema di conversione modulare multi-sorgente.

Nei paragrafi successivi sono riportati i dettagli del funzionamento dell'intera piattaforma di progettazione, con particolare attenzione agli algoritmi di gestione dei flussi di potenza, al dimensionamento e alla verifica dell'infrastruttura. Infine esempi numerici sono presentati per validare la piattaforma proposta.

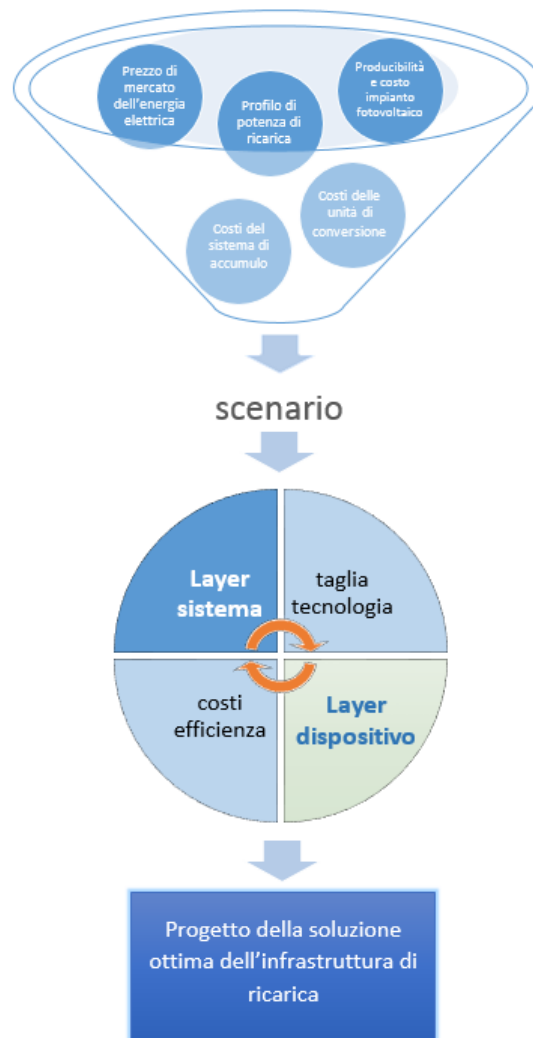


Figura 2 Flowchart della piattaforma di progettazione dell'infrastruttura di ricarica

2 Piattaforma di progettazione di convertitori modulari per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato

Il sistema di conversione proposto è di tipo modulare ed è in grado di gestire diverse sorgenti e sistemi di accumulo anche combinati (*ESS – Energy Storage System*), come mostrato in Figura 3. Grazie ad un opportuno algoritmo di gestione e controllo dei singoli stadi di potenza del convertitore, tale configurazione consente di ottimizzare i flussi di potenza dalle sorgenti e minimizzare, quindi, l’impatto delle ricariche dei veicoli elettrici sulla rete, garantendo nel contempo i requisiti qualitativi richiesti dalla normativa vigente. In particolare, il sistema di accumulo consente di immagazzinare l’energia a costo zero dell’impianto fotovoltaico e/o quella della rete quando presenta un basso costo. L’energia immagazzinata nell’ESS è poi utilizzata per la ricarica dei veicoli elettrici quando la sorgente fotovoltaica è assente e/o il costo dell’energia proveniente dalla rete è elevato.

In fase di progettazione di un sistema così “complesso”, il problema principale è quello di stabilire, in funzione delle condizioni operative, quale sia la potenza dell’impianto da fonte rinnovabile e la taglia del sistema di accumulo che consentano di rendere l’intero sistema conveniente per dal punto di vista tecnico-economico. Si tratta, quindi, di determinare una serie di informazioni che costituiscono la base della progettazione preliminare dell’impianto e, cioè:

- potenza dell’impianto da fonte rinnovabile;
- potenza/energia e tecnologia del sistema di accumulo;
- tipologia di convertitori statici che garantiscono la massima efficienza del sistema di conversione;
- flussi di potenza ottimali giornalieri del sistema complessivo.

Sulla base dei vincoli tecnico-economici, è stata sviluppata una piattaforma numerica che implementa una funzione di ottimo, finalizzata alla determinazione della configurazione ottimale dell’impianto in funzione delle condizioni operative e dei costi di impianto. La struttura della piattaforma di progettazione è modulare; è costituita da due *layers*, che consentono di disaccoppiare le costanti di tempo dei sotto-sistemi. I due *layers*, sono fra di loro interlacciati mediante un algoritmo ricorsivo che permette di semplificare notevolmente i calcoli numerici. Nel primo *layer*, il *layer di sistema*, si opera un primo dimensionamento delle taglie dei singoli stadi del sistema (sorgenti ausiliarie, accumulo) in funzione dei profili di ricarica, dei costi energetici, del costo dei dispositivi, del costo di esercizio, ecc.. Vengono altresì determinati i flussi ottimali di potenza in funzione del periodo della giornata/anno e dei costi di esercizio del sistema di accumulo. Attraverso il criterio economico del VAN (Valore Attuale Netto), proiettando l’analisi su un anno solare e, di conseguenza, sull’intero periodo di ammortamento dell’infrastruttura, è possibile determinare la soluzione impiantistica ottimale e, cioè, identificare le informazioni base per la progettazione preliminare dell’impianto. I dati elaborati dal *layer di sistema* saranno utilizzati come ingresso per il *layer di dispositivo*, dove verranno prese in esame le diverse tipologie di convertitore da utilizzare per le taglie e i flussi di potenza determinati come primo tentativo dal *layer di sistema*. In questa parte della piattaforma sono presi in esame anche convertitori ad alte prestazioni e le tecniche di controllo appositamente sviluppate per la piattaforma di ricarica multisorgente. L’output del *layer di dispositivo* sarà la tipologia, l’efficienza ed il costo del sistema di conversione. Tali dati sono re-immessi nel *layer di sistema* per una successiva elaborazione che tenga conto delle caratteristiche reali del sistema di conversione. Diverse iterazioni fra i due *layers* consentiranno, quindi, di arrivare a convergenza sulla configurazione ottimale. E’ da evidenziare che tale analisi è di tipo *off-line*, in quanto riguarda solo la parte preliminare di progettazione dell’impianto.

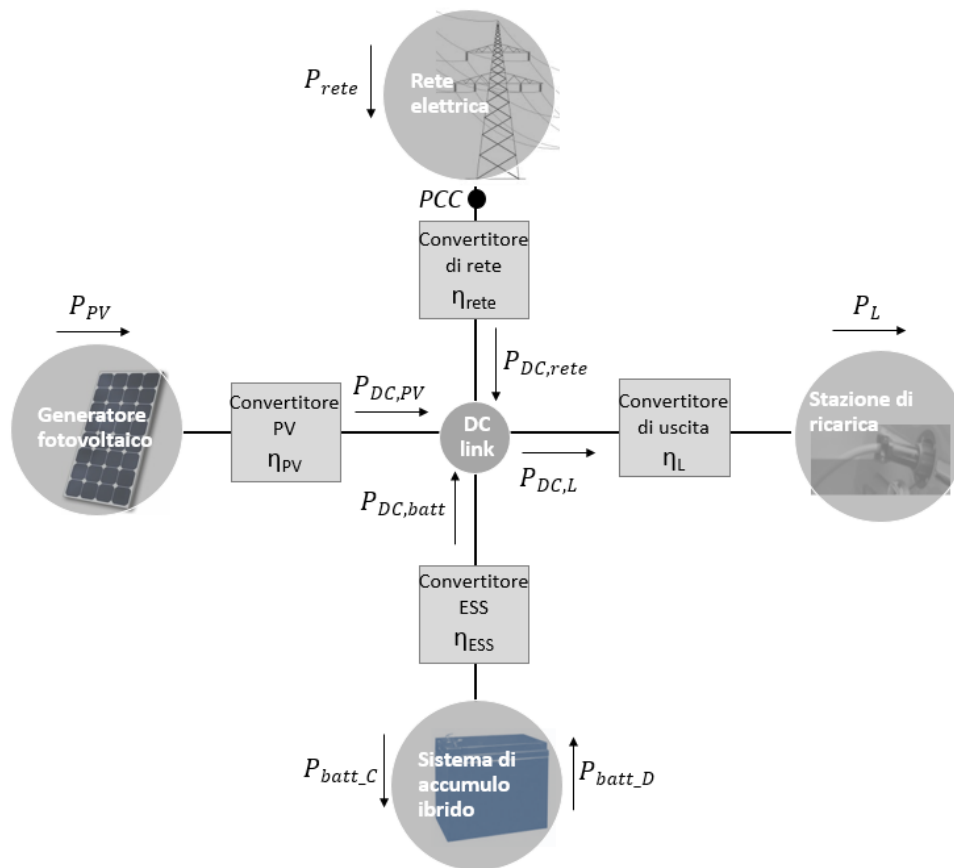


Figura 3 Struttura del convertitore modulare per infrastrutture di ricarica con accumulo integrato

La piattaforma, quindi, può costituire un potente strumento di progettazione preliminare per sistemi di ricarica per veicoli elettrici integrati alla rete elettrica di distribuzione, in quanto permette di considerare diversi scenari operativi (condizioni al contorno) e vincoli legati al ritorno economico dell'investimento iniziale dell'intero sistema.

Nella Figura 4 è rappresentato il *flowchart* del processo decisionale utilizzato per il dimensionamento dell'infrastruttura di ricarica secondo l'analisi tecnico-economica.

La piattaforma prende in carico i seguenti dati d'ingresso orari medi mensili:

- prezzo di mercato dell'energia elettrica;
- producibilità e costo dell'impianto fotovoltaico;
- costi del sistema di accumulo;
- costi delle unità di conversioni;
- profili di potenza di ricarica.

Sulla base delle efficienze unitarie per le diverse unità di conversione, il *layer di sistema* determina la *pre-soluzione* delle taglie dei vari componenti. L'algoritmo varia le taglie delle sorgenti ausiliare di energia e delle relative unità di conversione statica dell'energia e per ogni combinazione ottimizza i flussi di potenza giornalieri per un intero anno (vedi paragrafi successivi). In particolare, determina per ogni giorno il funzionamento ottimale del sistema proposto che consente di minimizzare il costo di esercizio garantendo allo stesso tempo la potenza richiesta dalle infrastrutture di ricarica.

Nell'analisi per ogni mese dell'anno di riferimento è considerato un giorno rappresentativo della producibilità media mensile del fotovoltaico e del costo medio mensile dell'energia elettrica acquistata dalla rete. Come base di confronto dei diversi progetti di investimento è utilizzato il VAN a 20 anni. In particolare, sono selezionate le taglie dei diversi componenti relative al progetto di investimento con il valore del VAN maggiore.

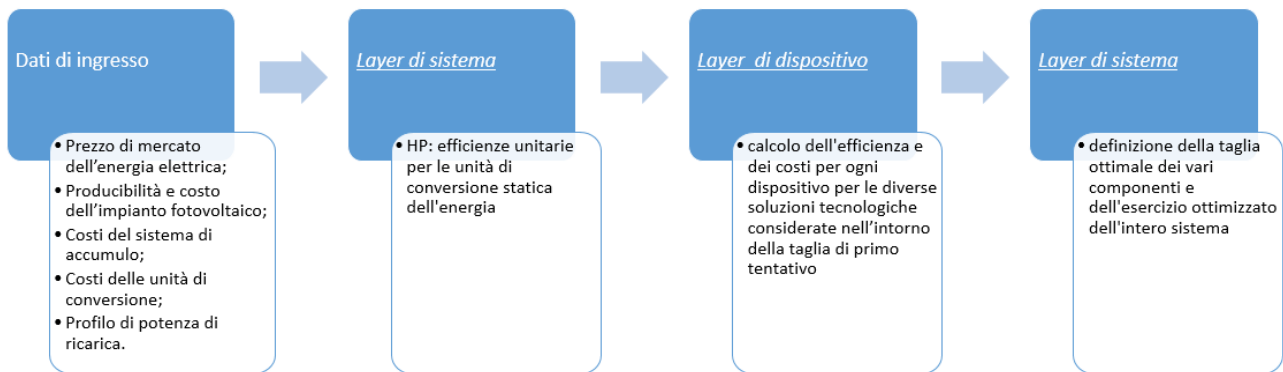


Figura 4 Flowchart del processo decisionale della piattaforma di progettazione

Le taglie così determinate sono inviate al *layer del dispositivo* della piattaforma che, come detto, elaborerà la migliore tipologia di convertitore, la tecnica di modulazione ottimizzata, le efficienze di conversione ed i relativi costi. Tali valori di efficienze e costi sono scambiati con il *layer di sistema* che esegue in maniera iterativa la valutazione delle taglie e della soluzione tecnologica migliore dal punto di vista tecnico-economico.

Di fatto il *layer di sistema* è in grado di definire, sulla base dei dati forniti, le diverse modalità operative dell'intero sistema che possono essere così classificate:

- *modalità 1*: funzionamento con rete;
- *modalità 2*: funzionamento senza rete;
- *modalità 3*: funzionamento con sola rete (bypass).

Nella *modalità 1* la potenza è fornita al carico dalla rete e dalle sorgenti ausiliarie. Nella *modalità 2* non è richiesto un contributo in potenza dalla rete in quanto la richiesta di potenza di ricarica dei veicoli elettrici può essere soddisfatta utilizzando solamente le sorgenti ausiliarie. La *modalità 3* è utilizzata nei casi in cui non è disponibile energia nelle sorgenti ausiliarie oppure il loro impiego non risulta economicamente conveniente. Di conseguenza, l'intero sistema di conversione è sezionato e tutta la potenza richiesta lato carico sarà fornita direttamente dalla rete in modo da massimizzare l'efficienza del sistema.

Nel seguito sono riportati i dettagli dei singoli *layers*.

2.1 Layer di sistema

Il *layer di sistema*, come detto precedentemente, è basato sulla risoluzione del problema di ottimizzazione che consente di minimizzare, per diverse taglie dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo, il costo di esercizio giornaliero dell'infrastruttura asservita alla ricarica elettrica, garantendo sempre la potenza di ricarica richiesta. In questo paragrafo, nella prima sezione, è riportato il modello matematico del sistema di conversione; nella seconda è formulato il problema di ottimo e descritto l'algoritmo implementato per la sua risoluzione, mentre nell'ultima sezione sono analizzati i costi di investimento ed esercizio dell'infrastruttura necessari per il calcolo del ritorno economico dell'investimento [1].

2.1.1 Modello matematico del sistema di conversione

La struttura del sistema proposto è mostrata in Figura 3, in cui il punto di connessione con la rete elettrica è indicato con la sigla PCC (*Point of Common Coupling*). Il sistema di conversione è composto da un *dc bus* a cui sono collegate le diverse sorgenti, attraverso opportune unità di conversione, ed il convertitore di uscita per la connessione delle postazioni di ricarica. I flussi di potenza sono unidirezionali, dalle sorgenti al carico, tranne che per il sistema di accumulo ibrido, che prevede un flusso bidirezionale per garantire la scarica e la carica dello stesso.

Come mostrato in Figura 3, i flussi di potenza provenienti dalle sorgenti del sistema di conversione sono sommati attraverso il *dc bus* in comune. In particolare, è possibile scrivere il bilancio delle potenze immesse sul *dc bus*:

$$P_{DC,rete} + P_{DC,pv} + P_{DC,batt} = P_{DC,L} \quad 1.$$

dove:

- $P_{DC,rete}$ = potenza della rete;
- $P_{DC,pv}$ = potenza dell'impianto fotovoltaico;
- $P_{DC,batt}$ = potenza del pacco batteria;
- $P_{DC,L}$ = potenza richiesta dal carico.

Considerando che ogni convertitore è caratterizzato da una determinata efficienza di conversione, è possibile scrivere l'equazione (1) come segue:

$$P_{rete}\eta_{rete} + P_{DC,pv}\eta_{pv} + P_{batt,D}\eta_{batt,D} - \frac{P_{batt,C}}{\eta_{batt,C}} = \frac{P_L}{\eta_L} \quad 2.$$

dove:

- P_{rete} = potenza prelevata dalla rete al PCC;
- $P_{DC,pv}$ = potenza fornita dall'impianto fotovoltaico;
- $P_{batt,D}$ = potenza di scarica del pacco batterie;
- $P_{batt,C}$ = potenza di carica del pacco batterie;
- P_L = potenza richiesta dal carico;
- η_{rete} = efficienza di conversione del convertitore di rete;
- η_{pv} = efficienza di conversione del convertitore dell'impianto fotovoltaico;
- $\eta_{batt,D}$ = efficienza di conversione del convertitore bidirezionale del pacco batterie, modalità scarica;
- $\eta_{batt,C}$ = efficienza di conversione del convertitore bidirezionale del pacco batterie, modalità carica;
- η_L = efficienza di conversione del convertitore di uscita.

Nel caso del convertitore bidirezionale del sistema di accumulo sono stati considerati, in generale, dei valori di efficienza di conversione diversi per le due modalità operative: carica e scarica.

2.1.2 Algoritmo di ottimizzazione dei flussi di potenza del convertitore modulare

Il problema di ottimizzazione è stato formulato per minimizzazione la funzione obiettivo rappresentata dal costo di esercizio giornaliero dell'infrastruttura di ricarica (C_e), che è costituito da due componenti: il costo di approvvigionamento energetico dalla rete e il costo di degradazione del sistema di accumulo [2]. In particolare, il problema di ottimizzazione è stato espresso nella seguente forma:

$$\min C_e = \min \sum_{h=1}^{24} (c_r[h] P_{rete}[h] \Delta t + C_{deg}[h]) \quad 3.$$

dove per l' h -esima ora:

- $c_r[h]$ = costo dell'energia prelevata dalla rete [€/Wh];
- $P_{rete}[h]$ = potenza prelevata dalla rete [W];
- Δt = intervallo di tempo (1h);
- $C_{deg}[h]$ = costo di degradazione del sistema di accumulo [€].

Per definire il modello relativo al comportamento del sistema, sono necessari una serie di vincoli, di seguito riportarti:

$$P_{rete}[h]\eta_{rete} + P_{DC,PV}[h]\eta_{PV} + P_{batt,D}[h]\eta_{batt,D} - \frac{P_{batt,C}[h]}{\eta_{batt,C}} = \frac{P_L[h]}{\eta_L} \quad 4.$$

$$P_{rete}^m \leq P_{rete}[h] \leq P_{rete}^M \quad 5.$$

$$P_{PV}^m \leq P_{PV}[h] \leq P_{PV}^M \quad 6.$$

$$P_{batt,D}^m \leq x_{batt,D}[h]P_{batt,D}[h] \leq P_{batt,D}^M \quad 7.$$

$$P_{batt,C}^m \leq x_{batt,C}[h]P_{batt,C}[h] \leq P_{batt,C}^M \quad 8.$$

$$x_{batt,D}[h] + x_{batt,C}[h] \leq 1 \quad 9.$$

$$P_{PV}[h] \leq P_{mppt}[h] \quad 10.$$

$$SOC[h] = SOC[h-1] + \left(-\frac{P_{batt,D}[h]\Delta t}{\eta_D E_{batt}} + \eta_C \frac{P_{batt,C}[h]\Delta t}{E_{batt}} \right) 100\% \quad 11.$$

$$SOC^m \leq SOC[h] \leq SOC^M \quad 12.$$

$$SOC[0] = SOC[24] = SOC_{in} \quad 13.$$

L'equazione (4) rappresenta il bilancio di potenza del sistema, inclusi i rendimenti, per garantire la potenza di ricarica richiesta dal carico all' h -esima ora. Le equazioni (5, 6, 7, 8) definiscono i limiti di funzionamento del sistema sulla base delle potenze minima (P^m) e massima (P^M) delle sorgenti. In particolare, P_{rete}^m e P_{rete}^M rappresentano la capacità di interconnessione alla rete elettrica e P_{PV}^m e P_{PV}^M la potenza massima e minima del convertitore di potenza dell'impianto fotovoltaico. La batteria è caratterizzata da una potenza minima e massima di scarica e carica legata alle caratteristiche nominali del pacco batteria e alle scelte progettuali in termini di corrente massima di carica/scarica. $x_{batt,D}$ e $x_{batt,C}$ del vincolo (9) sono variabili binarie necessarie per evitare che il pacco batteria possa essere contemporaneamente caricato e scaricato.

L'equazione (10) limita la potenza prelevabile dall'impianto fotovoltaico alla massima potenza estraibile P_{mppt} nell' h -esima ora.

Il vincolo (11) lega lo stato di carica all' h -esima ora ($SOC[h]$) a quello dell'ora precedente ($SOC[h-1]$) in funzione della potenza di carica o scarica utilizzata ($P_{batt,C}$, $P_{batt,D}$), dell'energia nominale immagazzinabile dal pacco batteria (E_{batt}) e dei rendimenti di carica e scarica del sistema di accumulo (η_C , η_D).

L'energia immagazzinata nel pacco batteria, in termini di stato di carica (SOC), secondo il vincolo (12), deve essere contenuta all'interno di un minimo (SOC^m), per limitare la profondità di scarica e quindi il costo di degradazione, e un massimo (SOC^M) per garantire la piena carica del pacco batteria.

La stabilità dello stato di carica tra un ciclo ed un altro è imposta dall'equazione (13). Tale vincolo garantisce che l'energia immagazzinata nel pacco batteria all'inizio del periodo di osservazione uguali quella alla fine.

Per la definizione delle taglie e della soluzioni tecniche ottimali dei diversi componenti dell'infrastruttura di ricarica è necessario definire i seguenti dati di ingresso:

- prezzo di mercato dell'energia elettrica;

- producibilità e costo dell'impianto fotovoltaico;
- costi del sistema di accumulo;
- efficienza e costi delle diverse soluzioni tecniche delle unità di conversione dell'energia;
- profili della potenza di ricarica richiesti.

Prezzo di mercato dell'energia elettrica. Il prezzo di mercato dell'energia elettrica per infrastrutture di ricarica nel libero mercato elettrico è suddiviso in due componenti, espresse in €/Wh: una costante e l'altra variabile in funzione della fascia oraria. La prima componente è relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, misura e altri oneri, per le infrastrutture di ricarica pubbliche dei veicoli elettrici ed è pari a 0.179 €/kWh. La componente variabile, in funzione dell'ora, del giorno e del mese, C_{PUN} [€/MWh], è disponibile giornalmente sul sito web del Gestore Mercati Elettrici (GME) [3]. In generale, durante la notte si evidenzia un prezzo più basso rispetto al giorno. Il prezzo diurno presenta diversi picchi che rispecchiano i picchi di carico subiti dal sistema di distribuzione dell'energia elettrica. I dati annui del GME sono stati analizzati al fine di ricavare un andamento orario medio mensile del C_{PUN} .

Producibilità e costo dell'impianto fotovoltaico. La producibilità della fonte fotovoltaica è stata valutata tramite la media mensile della disponibilità oraria dell'irraggiamento nel punto di installazione sul portale PVgis [4]. Tali dati sono valori medi mensili dei W/m^2 con cielo chiaro e in assenza di ombreggiamento. Sulla base dell'impianto fotovoltaico considerato è possibile calcolare la distribuzione giornaliera della potenza media mensile disponibile sul campo fotovoltaico. Per il costo dell'impianto fotovoltaico è possibile definire una funzione costo che lega il costo dell'impianto alla sua taglia.

Costi di degradazione della tecnologia del sistema di accumulo. I fattori che influenzano la vita utile del pacco batteria sono:

- profondità di scarica (DOD, *Depth of Discharge*);
- corrente di scarica;
- temperatura ambiente;
- corrente di carica;
- manutenzione della batteria.

Le batterie hanno un numero di cicli di vita che è definito come il numero di cicli di carica-scarica completi che la batteria è in grado di eseguire prima che la capacità scenda al di sotto di una certa soglia. Tale numero dipende dall'applicazione della batteria stessa. Il produttore fornisce la caratteristica del numero di cicli in funzione del DOD considerando che la batteria venga caricata e scaricata a una fissata corrente e a temperatura ambiente ideale (20 °C).

Risulta necessario, quindi, stabilire la correlazione tra il numero di cicli effettivi della batteria e il suo utilizzo per valutare il costo della frequenza di utilizzo e in caso di scariche parziali. I cicli di vita utili del pacco batteria sono direttamente correlati alla profondità di scarica del ciclo e alla tecnologia di batteria. In Figura 5 sono riportate delle caratteristiche tipiche di degradazione del numero di cicli di vita per le batterie al Piombo-acido, Litio-ione e NiMH ottenute da analisi sperimentali [5]. Interpolando tali caratteristiche è possibile approssimare l'andamento con delle funzioni $L(DOD)$, ad esempio lineari, logaritmiche o esponenziali. Tali funzioni sono valide per valori di DOD minori del 95%.

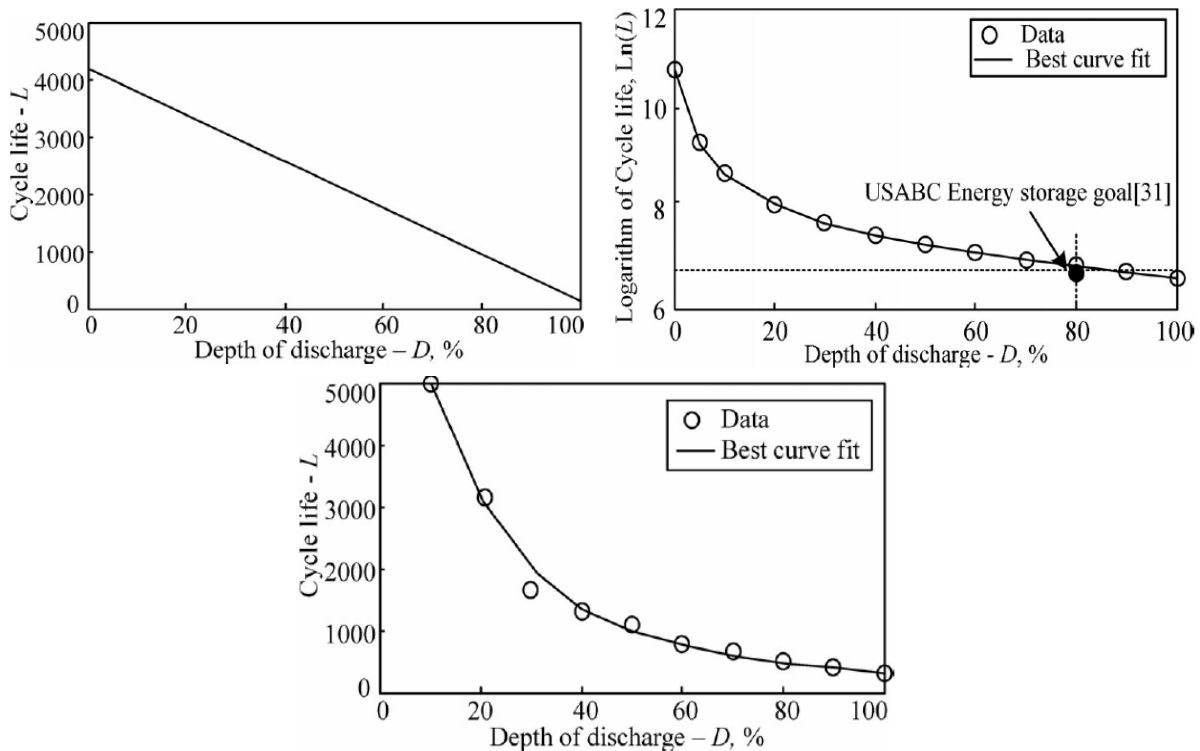


Figura 5 Cicli di vita utile rispetto al DOD per batterie al Piombo-acido (a), Litio-ione (b) e Nichel-Metal-Idruro (c) [5]

L'effetto della variazione del numero di cicli di vita utile del pacco batteria, funzione della profondità di scarica del ciclo e della tecnologia, può esser preso in considerazione attraverso un costo dipendente dal valore economico del sistema di accumulo (C_B) e dalla variazione dello stato di carica [2].

In particolare, una batteria sottoposta ad un ciclo di carica-scarica superficiale, avrà un numero di cicli di vita maggiore di quella esposta ad alte profondità di scarica e, quindi, avrà un costo di degradazione minore.

Il costo di degradazione della batteria che passa da uno stato di scarica DOD_1 a DOD_2 (dove $DOD_2 > DOD_1$) può esser approssimato attraverso la seguente equazione:

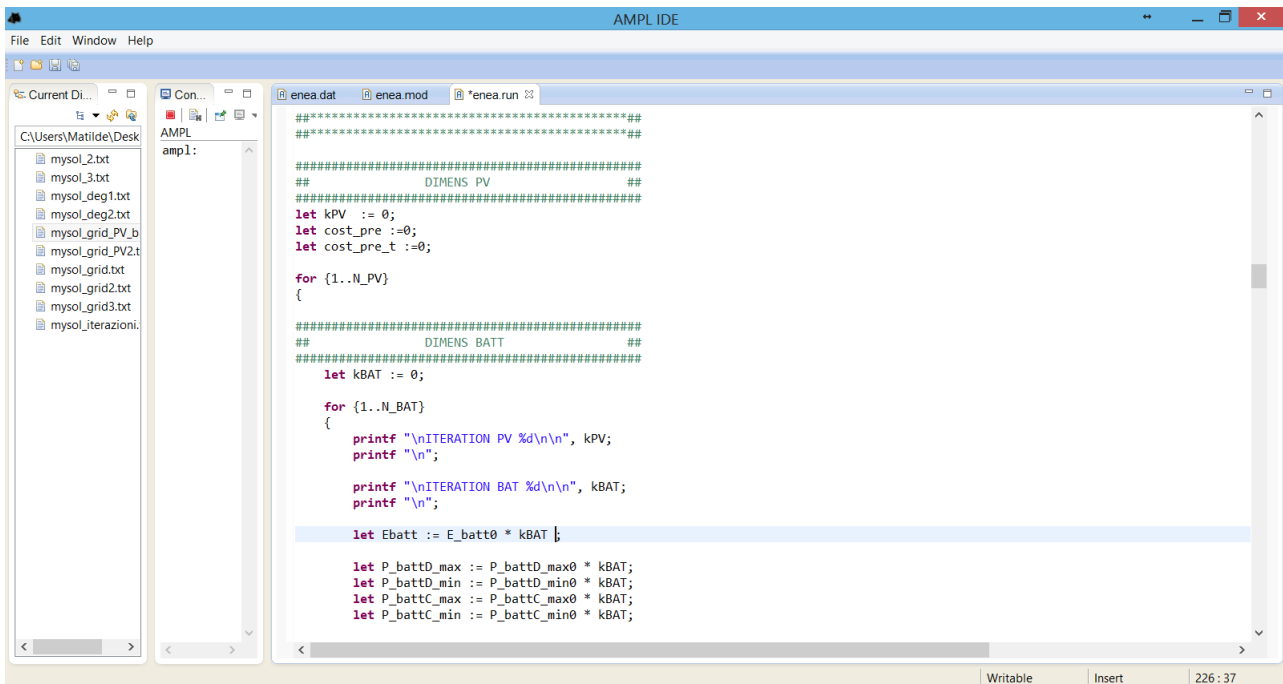
$$C_{deg}[h] = \left(\frac{1}{L(DOD_2)} - \frac{1}{L(DOD_1)} \right) C_B \quad 14.$$

Il costo di degradazione è quindi direttamente proporzionale al costo del sistema di accumulo e inversamente proporzionale alla caratteristica $L(DOD)$.

Il costo di degradazione del sistema di accumulo rende il problema di ottimizzazione implicito perché legano le decisioni effettuate all' h -esima ora a quelle prese nelle altre ore attraverso lo stato di scarica.

Efficienza e costi delle diverse soluzioni tecniche delle unità di conversione dell'energia. L'efficienza e i costi delle diverse unità di conversione sono funzione delle topologie (classica o innovativa), delle tecniche di controllo adottate e della potenza nominale. Il modello dettagliato del calcolo delle efficienze di conversione è riportato nel paragrafo §2.2.2.

Profili di potenza di ricarica. Per determinare i profili di ricarica richiesti dall'infrastruttura di ricarica sono stati considerati i dati ENEA [6] relativi all'analisi degli spostamenti degli automobilisti con veicoli a combustione interna nella città di Roma. In particolare, questa analisi consente di definire il profilo di ricarica necessario per soddisfare la richiesta di mobilità degli automobilisti nel caso di utilizzo di veicoli elettrici.



```

#####
#####
#####
DIMENS PV
#####
let kPV := 0;
let cost_pre :=0;
let cost_pre_t :=0;
for {1..N_PV}
{
#####
DIMENS BATT
#####
let kBAT := 0;
for {1..N_BAT}
{
printf "\nITERATION PV %d\n", kPV;
printf "\n";

printf "\nITERATION BAT %d\n", kBAT;
printf "\n";

let Ebatt := E_batt0 * kBAT ;

let P_battD_max := P_battD_max0 * kBAT;
let P_battD_min := P_battD_min0 * kBAT;
let P_battC_max := P_battC_max0 * kBAT;
let P_battC_min := P_battC_min0 * kBAT;

```

Figura 6 Ambiente di sviluppo del software AMPL

La risoluzione del problema formulato per il convertitore modulare multi-sorgenti per l’approvvigionamento dell’energia è stata eseguita attraverso l’ambiente di sviluppo AMPL [7]. Tale software permette la modellazione e la risoluzione di problemi di ottimizzazione lineari, non-lineari ed interi (Figura 6).

Il primo passo per l’approccio ai problemi di ottimizzazione è la trasposizione del problema fisico in uno equivalente nel linguaggio del software utilizzato. In particolare, il linguaggio AMPL costituisce un potente ambiente per la modellizzazione e la risoluzione di problemi di ottimizzazione [8].

Il progetto è composto da tre tipologie di *file*:

- l’eseguibile (.run);
- il modello (.mod), in cui è descritta la struttura logica del modello del problema in esame;
- il file dati (.dat), in cui sono contenuti i valori numerici delle variabili definite.

La risoluzione del modello matematico viene effettuata attraverso un compilatore. La scelta del compilatore, fra quelli disponibili, dipende dal tipo di problema che si vuole affrontare. Nel progetto di ricerca è stato adottato il risolutore per problemi lineari e continui *Cplex*.

In Figura 7 è riportato la *flowchart* dell’algoritmo di risoluzione del problema di ottimizzazione per le diverse combinazioni delle taglie dell’impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo. Le taglie sono ottenute a partire da un valore minimo che è incrementato di un intervallo di potenza per il generatore fotovoltaico e di energia per il sistema di accumulo attraverso gli indici K_{PV} e K_{ESS} . N_{PV} e N_{ESS} rappresentano rispettivamente il numero massimo di incrementi considerati per l’impianto fotovoltaico e per il sistema di accumulo.

È possibile notare che, a causa della non linearità introdotta dal costo di degradazione orario ($C_{deg}[h]$) del pacco batteria (dipendenza dal *SOC*), è stato necessario procedere con una linearizzazione a tratti attraverso un processo iterativo di *post-processing* che consente di stimare il costo di degradazione. In particolare, è confrontato ora per ora il costo di degradazione reale calcolato in funzione del *SOC* con quello stimato ($(C_{deg_stimato}[h])$) calcolato nel seguente modo:

$$C_{deg_stimato}[h] = K_{deg}[h] P_{batt,D}[h]\Delta t \quad 15.$$

Dove $P_{batt}[h]\Delta t$ rappresenta l’energia prelevata dal pacco batteria nell’ h -esima ora. $K_{deg}[h]$ è fatto variare iterativamente fino a quando l’errore tra il costo di degradazione reale e quello stimato rientra all’interno di una fissata tolleranza.

2.1.3 Criterio di valutazione tecnico-economico.

Il Valore Attuale Netto (VAN) è la base di confronto nella piattaforma per la selezione tra diversi progetti di investimento per l'infrastruttura di ricarica in termini di diverse taglie e soluzioni tecnologiche dei componenti.

Il VAN rappresenta la ricchezza incrementale generata da un progetto, espressa come se fosse immediatamente disponibile. In particolare, tale parametro permette di valutare la bontà di un investimento. Infatti, un investimento risulta vantaggioso quando il VAN è positivo, quindi, il progetto libera flussi di dimensione sufficiente per ripagare l'esborso iniziale e remunerare i capitali impiegati nell'investimento iniziale fornendo un guadagno netto. Il VAN viene valutato su un orizzonte temporale (N in anni) ed è funzione dei flussi di cassa (F_t) relativi all'investimento effettuato e al tasso di interesse considerato (k); può essere espresso come segue [9]:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+k)^t} - I \quad 16.$$

Dove:

N = numero di anni;

I = investimento;

F_t = flusso di cassa all'anno t -esimo;

k = tasso di investimento

L'infrastruttura di ricarica modulare multi-sorgente è caratterizzata da un investimento iniziale necessario per l'acquisto del generatore fotovoltaico (I_{PV}), del sistema di accumulo ibrido (I_{ESS}) e per il sistema di conversione (I_C):

$$I = I_{PV} + I_{ESS} + I_C \quad 17.$$

A seguito di tale investimento nel periodo di osservazione (N anni) si avranno dei flussi di cassa relativi al beneficio nell'utilizzo di tale struttura rispetto all'approvvigionamento energetico dalla sola rete. Tali flussi di cassa vengono, quindi, valutati attraverso la differenza tra il costo di approvvigionamento energetico nel caso di utilizzo della sola rete e quello dell'infrastruttura di ricarica proposta.

Il periodo di osservazione in generale viene definito sulla base degli anni di vita utile dei componenti del sistema. Nel caso in esame gli anni di vita utile del sistema di accumulo dipendono dall'utilizzo dello stesso e vengono calcolati tramite la stima del costo di degradazione.

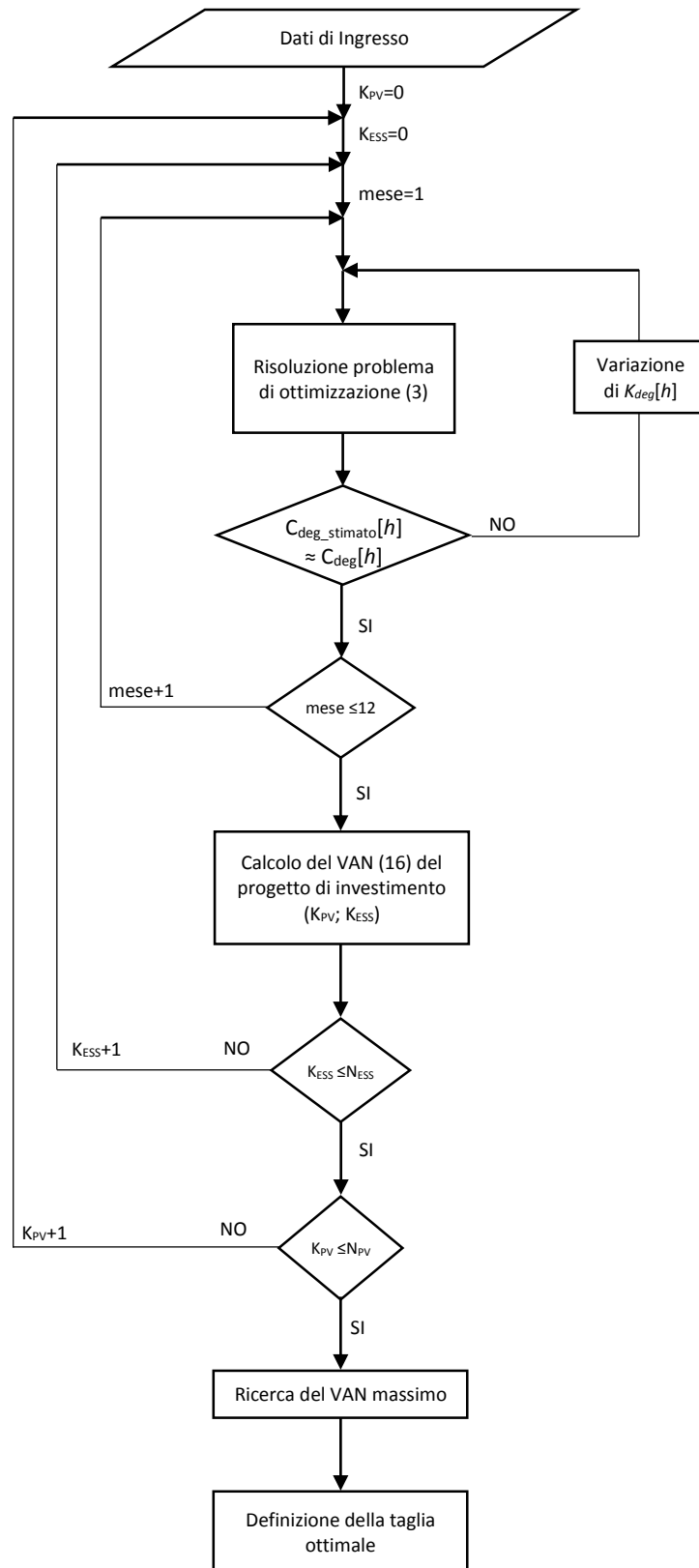


Figura 7 Flowchart del layer di sistema

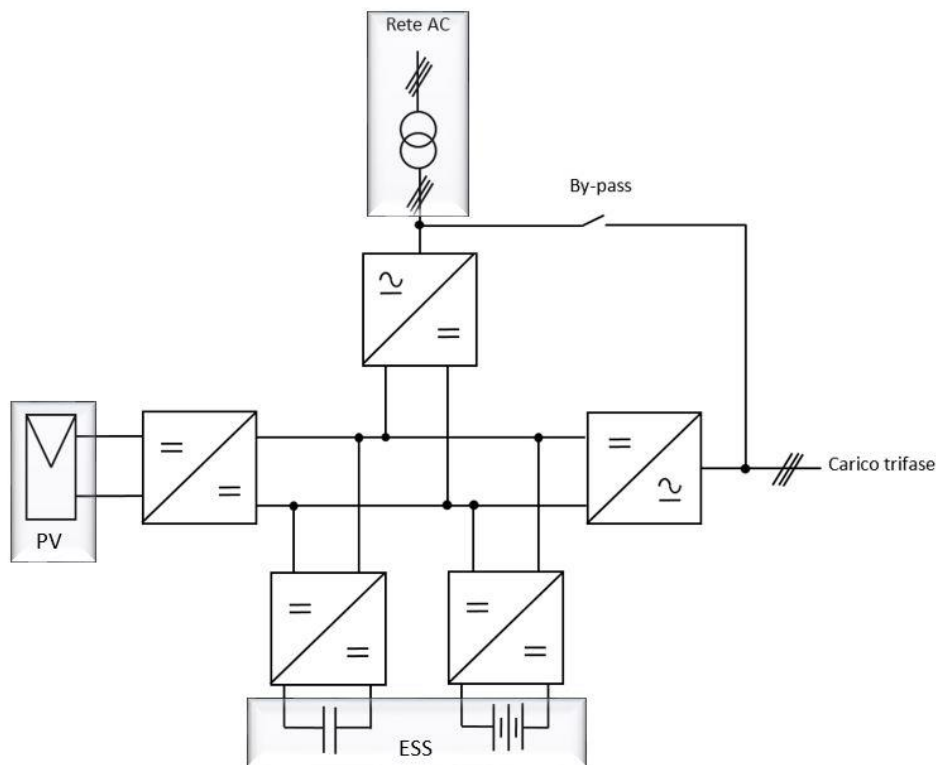


Figura 8 Struttura convertitore modulare

2.2 Layer di dispositivo

Nel *layer di dispositivo*, attraverso un simulatore numerico sviluppato in ambiente *Matlab*[®], è possibile analizzare le prestazioni del sistema di conversione modulare proposto (Figura 8) sia in condizioni stazionarie che dinamiche. La flessibilità del simulatore consente di testare diverse soluzioni dell'infrastruttura di ricarica sia rispetto delle taglie dei componenti sia rispetto alla topologia e alle tecniche di controllo scelte per l'implementazione dei convertitori di potenza. In particolare, grazie all'elevata flessibilità della piattaforma possono essere confrontate in termini di costi, efficienze e affidabilità le soluzioni classiche con tecnologia centralizzata con altre innovative come soluzioni modulari controllate con tecniche ottimizzate. Nella prima sezione di questo paragrafo sono descritti i modelli implementati per i diversi componenti dell'intera infrastruttura di ricarica [10]. Sono inoltre presentate le soluzioni innovative sviluppate ed analizzate durante l'attività di ricerca.

La seconda sezione è dedicata alla descrizione delle tecniche di controllo delle unità di conversione e dell'algoritmo di gestione dei flussi di potenza dell'intera infrastruttura che, sulla base dei riferimenti di potenza definiti dal *layer di sistema*, determina i riferimenti per le singole unità di conversione del convertitore modulare in modo da assicurare il bilancio istantaneo delle potenze.

In Figura 9 è riportata la struttura del simulatore numerico sviluppato in *Matlab*[®] per il convertitore modulare per stazione di ricarica. In esso si distinguono due sezioni:

- sezione di alimentazione;
- sezione di conversione statica dell'energia.

La sezione di alimentazione dell'energia comprende la rete, un generatore fotovoltaico ed un sistema d'accumulo ibrido, costituito da batterie e supercondensatori.

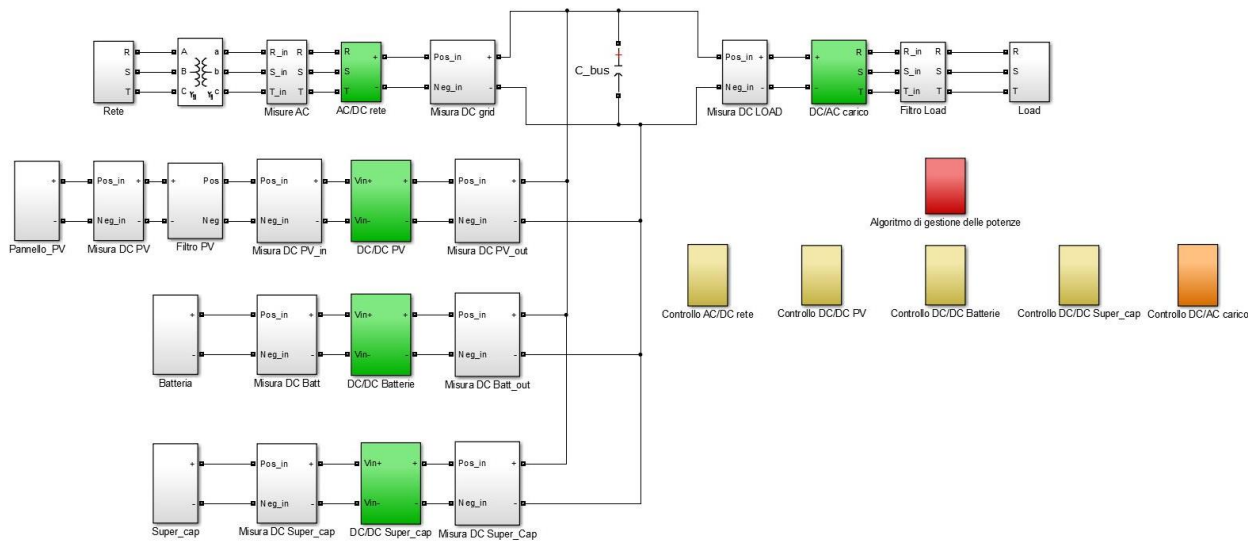


Figura 9 Struttura del simulatore numerico sviluppato in *Matlab*[®]

Nel seguito sono riportate le descrizioni dei modelli implementati nella piattaforma.

2.2.1 Sezione di alimentazione

La sezione di potenza è stata realizzata tramite il Toolbox *SimPower System di Matlab*[®]. In particolare, sono stati realizzati i convertitori di potenza con relativi modelli delle perdite per il calcolo delle efficienze e sono state integrati nella piattaforma i modelli delle sorgenti:

- rete;
- generatore fotovoltaico;
- sistema di accumulo.

Rete

La rete nella piattaforma numerica è stata implementata con un sistema di tensione trifase simmetrico.

Generatore fotovoltaico

L'elemento base del generatore fotovoltaico è la cella fotovoltaica che permette di convertire la radiazione solare in una corrente elettrica. Attualmente le celle fotovoltaiche più utilizzate sono quelle a semiconduttori, molto spesso in silicio. Questa tecnologia è caratterizzata da un valore di efficienza di circa il 15% (silicio cristallino). In Figura 10 è rappresentata la caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica di silicio cristallino. Osservando la curva, è possibile notare che in corrispondenza del punto della caratteristica di ordinata I_M e ascissa V_M , ossia in corrispondenza del ginocchio della curva, si ha la massima potenza ottenibile. Il *fill factor* di una cella (FF) è definito come:

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{OC} I_{SC}} \quad 18.$$

dove V_{OC} e I_{SC} sono rispettivamente la tensione a vuoto e la corrente di corto circuito. Nelle celle al silicio cristallino il *fill factor* assume valori generalmente intorno a 0.75-0.80.

La caratteristica tensione-corrente della cella fotovoltaica è funzione dell'irraggiamento incidente e della temperatura della cella (Figura 11).

Da Figura 11 (a) è possibile notare che la tensione non è caratterizzata da forti variazioni al variare dell'irraggiamento, mentre la corrente varia in maniera proporzionale ad esso. Anche per bassi valori della radiazione solare la tensione a vuoto assume valori molto vicini a quelli di tensione massima.

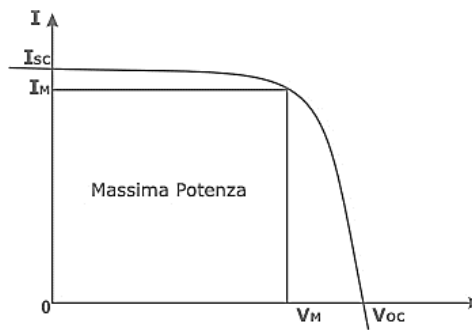


Figura 10 Curva tensione - corrente di una cella fotovoltaica

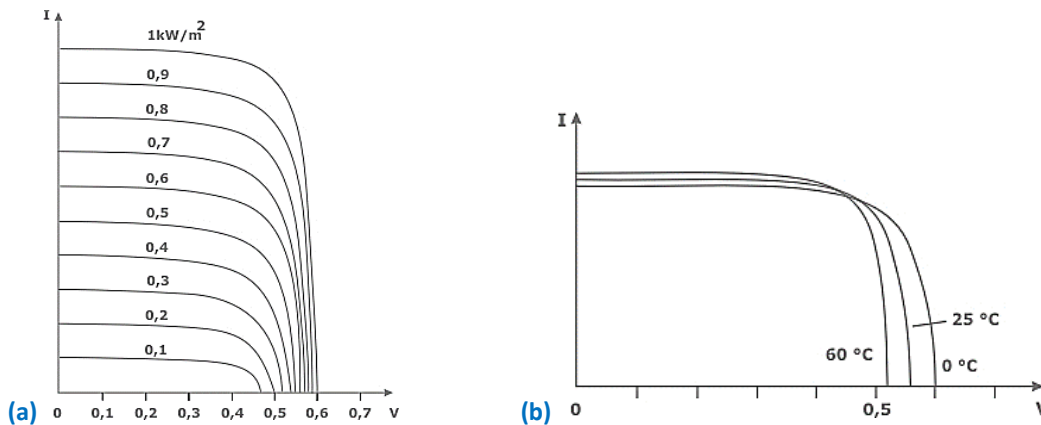


Figura 11 Curva di una cella fotovoltaica al variare della radiazione (a) e della temperatura (b)

All'aumentare della temperatura si ottiene una diminuzione della tensione a vuoto V_{OC} di circa $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ e un aumento della corrente di corto circuito I_{SC} pari allo 0.2% , come mostrato in Figura 11 (b). Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura $0\text{-}60 \text{ }^\circ\text{C}$. L'effetto combinato delle variazioni della temperatura e dell'irraggiamento comporta, a causa delle loro influenze opposte, una diminuzione della potenza massima del $6\text{-}7\%$ per ogni aumento di $10 \text{ }^\circ\text{C}$ della temperatura delle celle. Per cui mentre la temperatura influenza la tensione, l'irraggiamento determina la corrente del dispositivo fotovoltaico.

La producibilità di una cella fotovoltaica dipende essenzialmente dalle condizioni di insolazione. Per potere effettuare un confronto tra le prestazioni di diverse celle è necessario determinare delle condizioni operative di riferimento (*Standard Test Condition - STC*):

- intensità della radiazione solare pari a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$;
- temperatura della cella pari a $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- spettro solare riferito ad un *Air Mass* di 1.5 (composizione spettrale che la radiazione solare assume dopo aver percorso una massa atmosferica pari a 1.5 volte quella terrestre).

La potenza in uscita da un cella fotovoltaica nelle condizioni operative standard prende il nome di potenza di picco (W_p). Il circuito equivalente della cella fotovoltaica è raffigurato in Figura 12 [11]. La resistenza serie R_s è dovuta ai contatti metallo-silicio e la resistenza parallelo R_p alle correnti di dispersione.

Considerando il circuito equivalente di una cella fotovoltaica e trascurando la resistenza R_p , la corrente I della cella fotovoltaica può essere ottenuta con la seguente espressione:

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right) \quad 19.$$

dove:

I_{ph} fotocorrente, funzione dell'irradiazione;

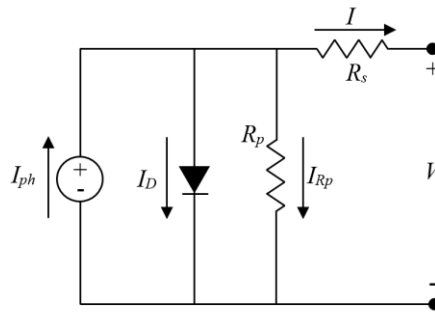


Figura 12 Circuito equivalente della cella fotovoltaica.

V_t tensione termica;

I_{sat} corrente di saturazione del diodo;

I_D corrente del diodo;

V_c tensione di uscita della cella.

Nella condizione di cortocircuito, applicando la LKC al nodo si ottiene:

$$I_{ph} = I_D + I_{sc} \quad 20.$$

Il valore della tensione del diodo V_D , dovuta al passaggio della corrente di cortocircuito I_{sc} attraverso R_s è trascurabile, quindi la corrente del diodo può essere trascurata. L'effetto dell'irraggiamento e della temperatura sulla fotocorrente può essere approssimata dalla seguente equazione:

$$I_{ph}(G_a, T) = I_{scs} \frac{G_a}{G_{as}} (1 + \Delta I_{sc}(T - T_s)) \quad 21.$$

dove:

G_a irraggiamento;

G_{as} irraggiamento alle condizioni standard (1000 W/m^2);

T temperatura della cella;

T_s temperatura alle condizioni standard (298 K);

I_{scs} corrente di cortocircuito alle condizioni standard;

ΔI_{sc} coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito.

La tensione di circuito aperto V_{oc} può essere determinata attraverso l'equazione:

$$V_{oc}(T) = V_{ocT} + \Delta V_{oc}(T - T_s) \quad 22.$$

Dove V_{ocT} è la tensione di circuito aperto alle STC e ΔV_{oc} è il coefficiente di temperatura della tensione a circuito aperto. Nella condizione di circuito aperto la fotocorrente è uguale a quella circolante nel diodo:

$$I_{ph}(G_a, T) = I_D(G_a, T) \quad 23.$$

Dalla equazione di *Shockley*, la corrente del diodo può essere ricavata dalla seguente espressione:

$$I_D(G_a, T) = I_{sat}(G_a, T) \left(e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} - 1 \right) \quad 24.$$

dove I_{sat} è al corrente di saturazione del diodo. In particolare, essa può essere ricavata dalle equazioni (23) e (24) come segue:

$$I_{sat}(G_a, T) = \frac{I_{ph}(G_a, T)}{e^{\frac{V_{oc}(T)}{V_t(T)}} - 1} \quad 25.$$

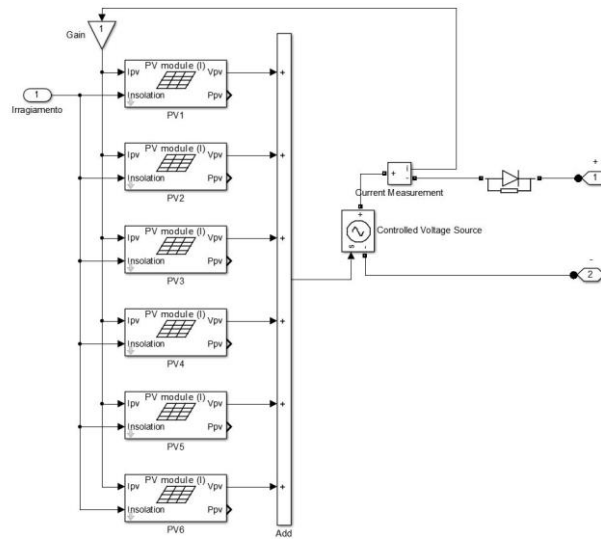


Figura 13 Modello Simulink del generatore fotovoltaico

Nel punto di massima potenza (V_M, I_M) è possibile ricavare la corrente attraverso la seguente equazione:

$$I_M = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V_M + IR_s}{V_t}} - 1 \right) \quad 26.$$

Sostituendo la (25) nella (26) si ottiene:

$$I_M = I_{ph} - \frac{e^{\frac{V_M + IR_s}{V_t}} - 1}{e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} - 1} I_{ph} \quad 27.$$

Dalla (27) è possibile ricavare infine il valore della R_s attraverso la seguente equazione:

$$R_s = \frac{V_t \ln \left[\left(1 - \frac{I_M}{I_{ph}} \right) e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t} \right)} + \frac{I_M}{I_{ph}} \right] - V_m}{I_M} \quad 28.$$

Una cella fotovoltaica eroga una potenza di qualche W, normalmente troppo piccola rispetto a quella richiesta dagli apparecchi utilizzatori. Di conseguenza, più celle vengono collegate elettricamente ed assemblate meccanicamente per formare un modulo. Esso costituisce il componente base, commercialmente disponibile sul mercato, per la realizzazione degli impianti fotovoltaici. Più moduli in serie e parallelo permettono di ottenere il pannello fotovoltaico. Più pannelli collegati in serie costituiscono la stringa fotovoltaica. Il numero dei pannelli dipende dalla tensione del pannello e da quella dell'intera stringa. Per fornire la potenza richiesta, più stringhe sono collegate in parallelo (generatore fotovoltaico).

Essendo le celle fotovoltaiche non tutte perfettamente uguali è necessario installare dei diodi all'interno dei moduli che consentono di minimizzare le perdite di *mismatch* (o di dissimmetria). La disuguaglianza tra le celle può essere anche determinata operativamente da una diversa esposizione solare. Per evitare dei danni ai pannelli fotovoltaici si collega in parallelo dei diodi di *by-pass*. Questi diodi sono consigliabili per generatori fotovoltaici con una tensione maggiore di 48 V. L'installazione di tali diodi permette alla corrente di fluire nella stringa *by-passando* un pannello che per motivi, generalmente legati all'ombreggiamento parziale, erogano meno corrente. In particolare, nella zona ombreggiata aumenta considerevolmente la resistenza, che causa grandi dissipazioni di potenza in zone delimitate del pannello, provocandone in alcuni casi la rottura del pannello stesso. Nella Figura 13 è riportato lo schema *Simulink* utilizzato per implementare nella piattaforma numerica il modello matematico considerato.

Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo della soluzione proposta è di tipo ibrido, ovvero costituito da batterie e supercondensatori in modo da garantire una certa disponibilità sia in termini di energia sia in termini di potenza.

In relazione al pacco batteria, tra le tecnologie disponibili in commercio, quelle più performanti per l'applicazione oggetto di studio sono le seguenti:

- Piombo-acido (Pb-acid);
- Litio – Ione (Li-Ion);
- Nickel-Metal-Idruro (NiMH).

La capacità (C) di una batteria espressa in [Ah] è funzione della corrente di scarica, in particolare:

$$C = I \cdot \Delta t \quad 29.$$

dove:

I è la corrente di scarica [A];

Δt durata della scarica [h].

La capacità di una batteria dipende dalla temperatura e dalla corrente di scarica.

Lo stato di carica (*State of Charge (SOC)*) è definito come la percentuale della piena capacità presente in batteria C_n . In particolare, al tempo t il *SOC* è definito come:

$$SOC = \left(\frac{C_n - C_t}{C_n} \right) 100\% \quad 30.$$

dove C_t è la capacità estratta della batteria [Ah] al passo t .

Il complemento ad 100% dello stato di carica è detto "Profondità di scarica" (*Depth of discharge (DOD)*):

$$DOD = 100\% - SOC \quad 31.$$

Il *SOC* è una grandezza fondamentale per la corretta gestione del sistema di accumulo. La gestione ottimale del *SOC* della batteria consente di ottenere i seguenti risultati:

- alto numero di cicli di carica-scarica della batterie;
- migliorare l'affidabilità in potenza del sistema;
- diagnostica preventiva.

La gestione dell'intero sistema di accumulo si basa sulla conoscenza dello stato di carica (*SOC*) da parte del *Battery Management System (BMS)* del sistema proposto. Di conseguenza, è necessario adottare dei modelli dinamici per la stima del *SOC*. In letteratura sono stati proposti negli ultimi anni diversi modelli. Essi si basano sulla valutazione dei parametri del pacco batteria tramite analisi sperimentali, tramite il modello elettrochimico o attraverso circuiti elettrici equivalenti. Molti di questi modelli sono stati sviluppati per condizioni di regime (corrente costante) e non consentono di stimare in modo corretto il *SOC* durante le fasi transitorie, oppure la determinazione dei parametri del modello (es. resistenze, condensatori) richiedono una spettroscopia d'impedenza della cella.

Durante le attività di ricerca, per le tre tecnologie di batterie sono stati adottati dei modelli dinamici, che consentono di stimare il *SOC* anche in condizioni di funzionamento con correnti variabili. Per ogni tecnologia delle batterie considerate, sono stati adottati dei modelli diversi per la fasi di scarica e carica con le seguenti ipotesi semplificative:

- la resistenza interna è supposta costante durante i cicli di carica e scarica e non varia con il valore di corrente di batteria;
- la capacità della batteria non cambia al variare della corrente di batteria (il fenomeno di *Peukert* non è considerato);
- la temperatura non influenza il comportamento delle batterie;
- il fenomeno dell'autoscarica è trascurato;
- la batteria non ha effetto memoria.

Una tipica curva di scarica di una batteria può essere suddivisa in tre regioni come mostrato in Figura 14. In particolare, nella prima regione (regione esponenziale), la cui ampiezza dipende dalla tecnologia della

batteria, la tensione scende esponenzialmente. La seconda regione è delimitata dal raggiungimento, in fase di scarica, della tensione nominale della batteria. La terza regione è identificata dal superamento della capacità nominale della batteria, in cui la tensione decresce velocemente. In maniera analoga è possibile identificare le tre regioni anche nel profilo di carica.

La tensione di una generica batteria V_{batt} durante il transitorio di scarica e carica può essere ricavata attraverso la seguente equazione [12]:

$$V_{batt} = E_0 - V_{pol} - Ri - R_{pol}i^* + V_{exp} \quad 32.$$

dove:

E_0 tensione costante di batteria [V];

V_{pol} tensione di polarizzazione [V];

R resistenza interna [Ω];

R_{pol} resistenza di polarizzazione [Ω];

i corrente di batteria [A];

i^* corrente di batteria media [A];

V_{exp} tensione nella zona esponenziale (V).

Le espressioni delle tre grandezze V_{pol} , R_{pol} e V_{exp} , variano in funzione della tecnologia della batteria e della modalità di funzionamento (carica/scarica). Inoltre, il contributo della tensione funzione dalla corrente media i^* consente di modellare la risposta a dinamica lenta della batteria. Infatti, i^* è filtrata con una costante di tempo di circa 30 s.

La tensione di polarizzazione e la resistenza di polarizzazione durante la fase di scarica assumono la stessa espressione per tutte le tecnologie considerate:

$$\begin{cases} V_{pol} = K_v \frac{C_n - it}{C_n - it} \\ R_{pol} = K_r \frac{C_n}{C_n - it} \end{cases} \quad 33.$$

dove:

K_v costante della tensione di polarizzazione [V/(Ah)];

K_r costante della resistenza di polarizzazione [Ω];

$it = \int idt$ capacità prelevata dalla batteria [Ah].

La tensione della regione esponenziale invece varia in funzione del tipo di tecnologia. In particolare, per batterie Litio-ione V_{exp} assume l'espressione:

$$V_{exp}(t) = Ae^{(-B \cdot it)} \quad 34.$$

dove:

A ampiezza della zona esponenziale [V];

B costante di tempo inversa della zona esponenziale [Ah]⁻¹.

Per batterie Piombo-acido e NiMH bisogna tenere in considerazione il fenomeno di isteresi tra la carica e la scarica che è presente in tale regione. L'isteresi può essere modellata attraverso un sistema dinamico non lineare:

$$\dot{V}_{exp}(t) = B|i(t)|(-V_{exp}(t) + Au(t)) \quad 35.$$

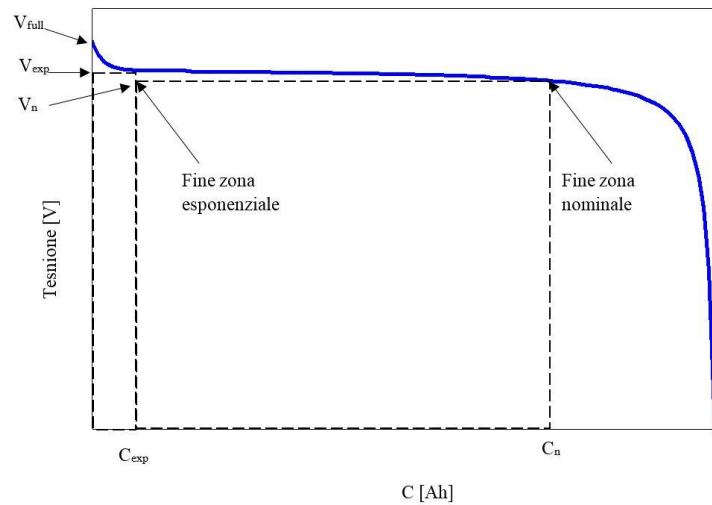


Figura 14 Curva di scarica di una batteria.

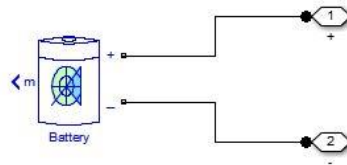


Figura 15 Modello Simulink del sistema di accumulo.

dove $u(t)$ definisce la modalità di funzionamento ($u(t)=1$ carica; $u(t)=0$ scarica).

La tensione di polarizzazione, per le tre tecnologie analizzate, durante la fase di carica è modellata attraverso la stessa espressione utilizzata per la fase di scarica (33). Mentre le espressioni della tensione nella zona esponenziale e della resistenza di polarizzazione variano in funzione della tecnologia della batteria. In particolare, le tecnologie al Piombo-acido e al Litio-ione hanno lo stesso comportamento al termine del processo di carica, infatti la tensione di batteria cresce rapidamente quando la batteria raggiunge lo stato di piena carica. Questo fenomeno è modellato tramite la resistenza di polarizzazione. Questa resistenza aumenta di valore fino a quando la batteria è quasi pienamente carica secondo la relazione:

$$R_{pol} = K \frac{C}{it} \quad 36.$$

Dalla definizione è possibile notare che quando la batteria è completamente carica ($it=0$), la resistenza di polarizzazione tende teoricamente all'infinito. Sperimentalmente si applica una correzione all'espressione della resistenza di polarizzazione che consente di considerare il suo contributo intorno al 10% della capacità della batteria:

$$R_{pol}' = K \frac{C_n}{it - 0.1C_n} \quad 37.$$

Nel caso della tecnologia NiMH, il comportamento è modellato tramite la seguente equazione:

$$R_{pol}' = K \frac{C}{|it| - 0.1C} \quad 38.$$

Per quanto riguarda l'andamento della tensione nella zona esponenziale è possibile utilizzare le stesse relazioni definite per la scarica.

Nella piattaforma numerica il sistema di accumulo (Figura 15) è stato implementato utilizzando il modello disponibile nella libreria del toolbox *SimPowerSystem* che implementa il modello matematico descritto.

2.2.2 Sezione di conversione statica dell'energia elettrica

La sezione di conversione statica è costituita da differenti convertitori di potenza che permettono di interfacciare le diverse sorgenti ad un unico *dc bus*. Sono presenti: un convertitore ac/dc di interfaccia con la rete, un convertitore dc/dc di interfaccia con il generatore fotovoltaico e due convertitori dc/dc di interfaccia con il sistema d'accumulo ibrido. Sul *dc bus* comune viene connesso un convertitore dc/ac che permette di alimentare le postazioni di ricarica.

Per abbattere l'impatto dell'infrastruttura di ricarica sulla rete di distribuzione dell'energia in termini di inquinamento armonico (*THD, PF*) è stato utilizzato un *PWM rectifier* che consente di regolare la tensione sul *dc bus* e di assorbire dalla rete una potenza con un fattore di potenza unitario con un basso contenuto armonico.

L'impianto fotovoltaico è connesso al *dc bus* tramite un convertitore dc/dc di tipo *boost*, che consente di adattare il valore di tensione del campo fotovoltaico a quello del *dc bus* e di prelevare la massima potenza disponibile dal generatore fotovoltaico attraverso un opportuno algoritmo di *Maximum Power Point Tracking* (MPPT).

Il pacco batteria e i supercondensatori del sistema d'accumulo ibrido sono connesso al *dc bus* attraverso due convertitori di tipo bidirezionale *buck-boost*. Il carico è alimentato tramite un inverter trifase che garantisce nelle diverse condizioni di carico la qualità della forma d'onda di tensione in termini di ampiezza e frequenza.

Gli *switches* e i diodi di potenza sono stati implementati sfruttando il modello presente nel tool *SimPowerSystem*. La piattaforma numerica inoltre permette di valutare l'efficienza dei convertitori statici.

Le perdite di un convertitore statico possono essere divise in [13]:

- perdite per conduzione (P_{cd});
- perdite *switching* (P_{sw});
- perdite di controllo (P_{ct}).

Le perdite *switching* e di conduzione dipendono dalla potenza processata e possono essere determinate a partire dal *datasheet* del costruttore. Mentre le perdite di controllo portano in conto le perdite costanti legate al controllo del convertitore.

La tipologia del dispositivo di potenza dipende dalla tecnologia adottata. Date le taglie minime considerate per le diverse unità di conversione, i dispositivi utilizzati per l'implementazione appartengono alla famiglia degli IGBT.

Il modello utilizzato per descrivere il comportamento statico di un IGBT è composto da uno *switch* ideale con in serie una resistenza e un generatore ideale di tensione. La resistenza (R_{on}) e il generatore di tensione (V_{CEO}) rappresentano la resistenza e la tensione collettore-emettitore del dispositivo durante la fase di conduzione. Le perdite per conduzione P_{cd} sono funzione della resistenza R_{on} e la tensione V_{CEO} . Le perdite per conduzione possono essere espresse come:

$$P_{cd} = R_{on} I_{rms}^2 + V_{CEO} I_{mean} \quad 39.$$

dove I_{rms} e I_{mean} sono il valore efficace e medio della corrente nel dispositivo. Le perdite di potenza che si hanno durante il *turn-on* e *turn-off* sono dette perdite *switching* o per commutazione. Le perdite per commutazione di un diodo e di uno *switch* possono essere calcolate a partire dall'energia dissipata durante il *turn-on*, *turn-off* e *reverse-recovery* per i diodi. Tale parametro è riportato nei *datasheet* con il nome di energia per impulso. Quindi noto il numero di impulsi di comando nell'unità di tempo è possibile quantificare le perdite *switching*.

Le perdite di controllo includono il contributo di potenza dissipata dai sistemi di controllo, dai driver e da tutta l'elettronica di controllo. Questa aliquota incide sull'efficienza per bassi valori di potenza.

Le perdite totali P_{loss} per un convertitore sono date dalla seguente espressione:

$$P_{loss} = P_{sw} + P_{cd} + P_{ct} \quad 40.$$

L'efficienza del convertitore η è data dalla relazione:

$$\eta = \frac{P_{load}}{P_{load} + P_{loss}} \quad 41.$$

dove P_{load} rappresenta la potenza in uscita.

Nella valutazione dell'efficienza, la piattaforma numerica non considera un valore puntuale ma un valore medio che tiene conto delle diverse condizioni di potenza processata. In particolare, è stata utilizzata l'efficienza europea ottenuta come la media pesata delle efficienze del convertire valutate per diverse percentuali della potenza di carico nominale come riportato nella seguente equazione:

$$\eta_{eu} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad 42.$$

2.2.2.1 Soluzioni innovative

L'infrastruttura di ricarica proposta genera perdite dovute ai rendimenti di conversione dei convertitori di potenza. L'efficientamento della struttura di conversione consente un migliore utilizzo dell'energia disponibile dalle sorgenti.

A tal proposito, durante le attività di ricerca, diverse soluzioni innovative per i convertitori di potenza sono state studiate, sviluppate ed implementate al fine di ottimizzare le prestazioni dell'intero sistema. Tali soluzioni riguardano sia l'utilizzo di soluzioni modulari, basate sulle combinazione di più unità base opportunamente gestite e controllate, sia tecniche di controllo per l'ottimizzazione del funzionamento delle singole unità base.

La modularità dei convertitori di potenza è stata garantita attraverso l'utilizzo di un certo numero di unità base, funzione della potenza nominale del convertitore, connesse in parallelo e controllate, per incrementare l'efficienza di conversione, con tecniche di controllo *master-slave*, *team-operation* e *interleaving*. Per le unità base sono state sviluppate tecniche di controllo ottimizzate per la compensazione delle non linearità dovute al tempo morto ed alle caratteristiche reali dei dispositivi di potenza che consentono di migliorare le prestazioni in termini di qualità della potenza processata.

In generale, sono state sviluppate delle librerie con diverse soluzioni innovative per i singoli convertitori di potenza che compongono il sistema di conversione e sono state analizzate le variazioni di efficienza e costi. La valutazione dell'incremento delle efficienze delle strutture innovative è stata effettuata attraverso il confronto con strutture classiche basate su convertitori centralizzati operanti nelle stesse condizioni in termini di:

- valore di tensione del *dc bus*;
- potenza processata;
- qualità della potenza (THD, PF).

Convertitori modulari controllati con tecniche di controllo ottimizzate.

La struttura modulare considerata dei sistemi di conversione prevede l'utilizzo di diverse unità base, il cui numero dipende della potenza nominale del sistema di conversione, connesse in parallelo ed opportunamente controllate. Il parallelo di convertitori infatti, oltre ad essere necessario quando la potenza del sistema di conversione aumenta, può essere utilizzato anche per migliorare l'affidabilità e l'efficienza di

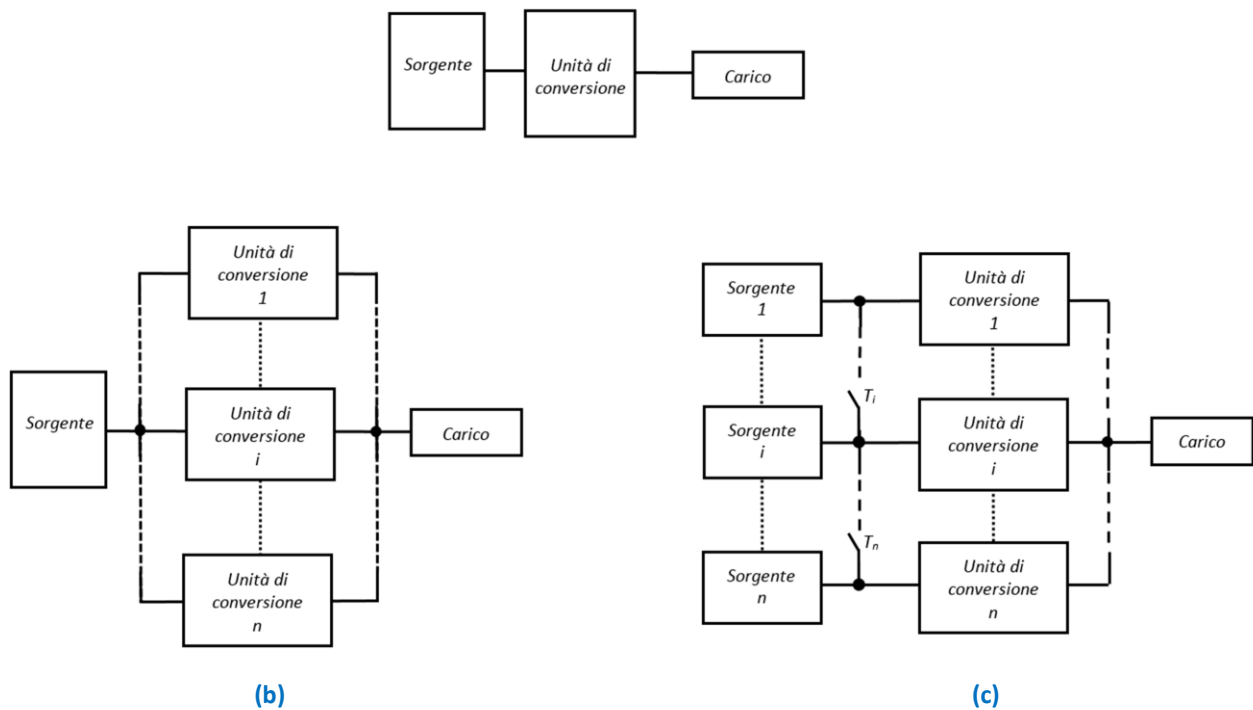


Figura 16 Sistemi di conversione: (a) centralizzato, (b) master-slave, (c) team-operation

conversione. Di fondamentale importanza nella definizione delle possibili configurazioni delle soluzioni modulari è la possibilità di avere un'unica sorgente di energia oppure un certo numero di sorgenti indipendenti. In generale, i sistemi di conversione possono essere classificati sulla base della loro struttura e del numero di sorgenti indipendenti disponibili in [14]:

- *centralizzato*;
- *master-slave*;
- *team-operation*.

In Figura 16 (a) è raffigurata la soluzione *centralizzata*, in cui l'unica sorgente di alimentazione è connessa ad un'unica unità di conversione di potenza. In generale, per applicazioni di alta potenza e/o alta efficienza, la frequenza di lavoro deve essere ridotta a causa delle perdite *switching*; di conseguenza, grandi filtri devono essere impiegati per garantire la qualità della potenza di uscita del convertitore determinando un aumento dei costi e degli ingombri e generalmente una riduzione dell'efficienza. La struttura centralizzata è solitamente semplice da realizzare, ma non risulta flessibile ed, inoltre, è caratterizzata da valori di efficienza decrescenti al diminuire della potenza prelevata dalla sorgente.

Nel caso della soluzione *master-slave* (Figura 16 (b)) l'unica sorgente è collegata ad n unità di conversione in parallelo di potenza pari alla potenza nominale della struttura di conversione diviso il numero di unità. Questa soluzione prevede un incremento dell'efficienza di conversione alle basse potenze erogate. L'incremento è dovuto alla possibilità di modulare il numero di unità strettamente necessario per processare la potenza richiesta e quindi abbattere l'impatto delle perdite costanti sull'efficienza del sistema di conversione. Possono essere utilizzate per questa struttura delle tecniche di controllo innovative, come tecniche *interleaving*, che consentono di migliorare le prestazioni. A causa della presenza di un'unica sorgente, è tuttavia necessario adottare opportuni controlli o trasformatori di isolamento, nel caso di unità di conversione dc/ac, per minimizzare le correnti di ricircolo.

Per la modalità *team-operation* è necessario disporre di sorgenti tra di loro isolate ed ognuna collegata ad un'unità di conversione come mostrato in Figura 16 (c). In questo modo è possibile implementare ulteriori ottimizzazioni sull'intero sistema. L'implementazione delle tecniche *interleaving* consente di ottenere prestazioni migliori rispetto al caso precedente in quanto non sono presenti le correnti di ricircolo grazie

all'isolamento delle sorgenti delle unità. Inoltre, nel caso di una sorgente fotovoltaica, la suddivisione delle generatore fotovoltaico consente di implementare tanti algoritmi di MPPT indipendenti quanti il numero delle unità. Un'altra potenzialità di questa soluzione risiede nella possibilità di riconfigurare le connessioni di ingresso attraverso gli *switches* T_i in funzione della potenza disponibile sull'intera sezione delle sorgenti. In tal modo, come nel caso della soluzione *master-slave*, è possibile scegliere di spegnere un certo numero di unità, in funzione della potenza disponibile sulle sorgenti, al fine di massimizzare l'efficienza dell'intero sistema.

Una struttura modulare considerata per la sezione di conversione ac/dc è riportata in Figura 17. Un numero di unità n , basate su inverter a tensione impressa (VSI) a due livelli, sono connesse in parallelo sul *dc bus*. Sul lato ac sono connesse in parallelo attraverso un trasformatore multi-secondario, in modo da evitare la circolazione di correnti di modo comune.

L'efficienza di conversione di questo convertitore modulare è stata massimizzata attraverso l'azione combinata di un algoritmo di ottimizzazione per lo *sharing* di potenza tra le diverse unità e un'opportuna tecnica di modulazione *interleaving* [15]. In funzione della potenza richiesta, l'algoritmo definisce il numero di unità che devono essere modulate, la loro corrente di riferimento e la loro frequenza di lavoro. Il variare del numero delle unità modulate in funzione della potenza da processare consente di minimizzare l'impatto delle perdite di controllo. Questa caratteristica insieme alla riduzione delle frequenze di lavoro delle singole unità, ottenibile grazie alla tecnica di modulazione *interleaving*, consente di ottenere un incremento di efficienza rispetto ad una soluzione classica con un VSI centralizzato a parità di THD della corrente di rete. La tecnica di modulazione *interleaving* introduce dei *phase-shift* tra i *pattern* di modulazione delle singole unità, ottenuti attraverso una *clamping symmetrical Space Vector Modulation* (SVM).

Lo sfasamento temporale S_i da imporre tra i *pattern* della i -esima unità e della prima unità è pari a:

$$S_i = (i-1) \frac{T_s}{N} \quad 43.$$

dove T_s è il periodo di commutazione ed N è il numero di unità modulate.

Poiché la corrente lato rete è pari alla somma delle correnti delle singole unità, attraverso gli sfasamenti dei *pattern* di modulazione introdotti è possibile ottenere una forte riduzione del *ripple* della corrente di rete. Ad esempio, nella Figura 18 sono mostrati gli sfasamenti dei *pattern* nel caso di tre unità modulate, le correnti di una fase delle tre unità e la loro somma.

Per validare la soluzione proposta sono state effettuate numerose prove con il simulatore numerico sviluppato. Si riporta in Figura 19 il confronto tra l'efficienza della soluzione modulare e quella di una struttura centralizzata di pari potenza al variare del numero n delle unità base considerate. Come è possibile notare, la soluzione proposta, oltre ad una maggiore affidabilità di esercizio dovuta alla sua struttura modulare, consente di incrementare l'efficienza. Per validare la soluzione proposta è stato implementato un prototipo in scala nel caso di $n=3$ Figura 20. La Figura 21 mostra il confronto sperimentale tra le efficienze di conversione tra la soluzione modulare (quando solo due unità (mode 2) o tre unità (mode 3) sono modulate) e quella classica con un solo inverter centralizzato. È possibile notare come anche sperimentalmente è stato ottenuto un incremento dell'efficienza di conversione. Tuttavia questa struttura prevede un costo iniziale di investimento superiore rispetto alla tradizionale e variabile con il numero e la potenza nominale delle singole unità. Solo attraverso l'integrazione di questi risultati (costi, efficienza) all'interno della prima piattaforma è possibile decidere, per una certa taglia del sistema, se il progetto di investimento con tecnologia innovativa è migliore rispetto a quello con tecnologia centralizzata e il numero ottimale di unità base del convertitore.

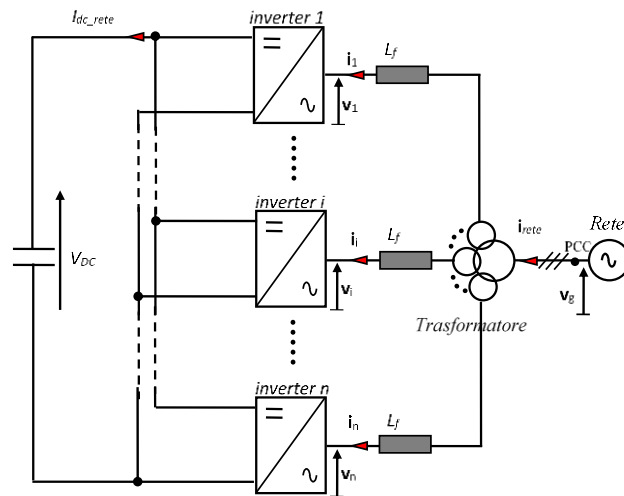


Figura 17 Struttura modulare ac/dc con tecnica *interleaving*

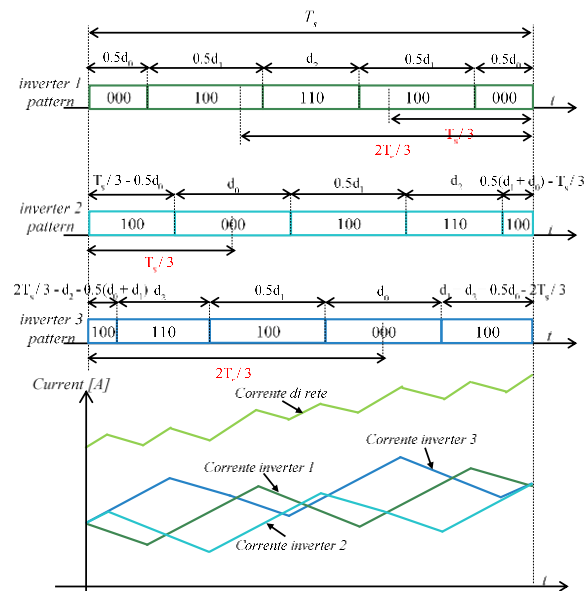


Figura 18 Pattern di modulazione per VSI con tecnica *interleaving*

Tecnica di controllo ottimizzata per l'unità base.

Un convertitore di potenza è caratterizzato da un comportamento non lineare dovuto alle caratteristiche non ideali dei dispositivi a semiconduttore:

- ritardi di *turn-on/off*;
- necessità di un tempo morto nei segnali di comando degli *switches*;
- tensioni di saturazioni diverse da zero per diodi e *switches*.

Queste non linearità comportano una distorsione nella forma d'onda di tensione in uscita dai convertitori con conseguente aumento del contenuto armonico. Nel corso delle attività di ricerca sono state considerate delle tecniche di compensazione delle non linearità per ottenere un ulteriore miglioramento delle prestazioni delle unità base di conversione [16]. Questa tecnica di tipo iterativo consente di compensare perfettamente tutte le non linearità del convertitore in regime stazionario e quindi di ottenere un miglioramento della qualità della potenza processata in termini di THD delle correnti di uscita. L'utilizzo dell'algoritmo di compensazione, a parità di qualità della forma d'onda d'uscita, consente di ridurre la frequenza di lavoro del

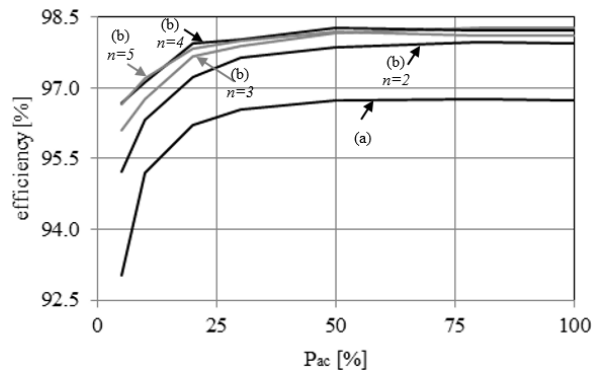


Figura 19 Risultati numerici: curva di efficienza della struttura centralizzata(a) e soluzione modulare al variare del numero di unità (b)



Figura 20 Prototipo in scala della soluzione modulare

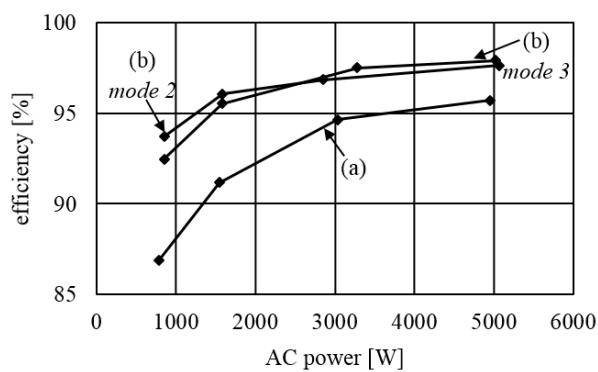


Figura 21 Risultati sperimentali: curva di efficienza della struttura centralizzata(a) e soluzione modulare (b)

convertitore e quindi di incrementare il valore dell'efficienza di conversione. Per verificare le prestazioni della tecnica di compensazione, oltre ad una implementazione numerica si è proceduto anche ad effettuarne una di tipo sperimentale. Si riporta in Figura 22 il confronto sperimentale tra le correnti di uscita di una unità base dc/ac nel caso in cui l'algoritmo non è utilizzato (a) e nel caso in cui esso viene adottato (b). E' possibile notare come l'algoritmo di compensazione permetta di seguire con fedeltà il riferimento di corrente e di aumentare la qualità della potenza processata.

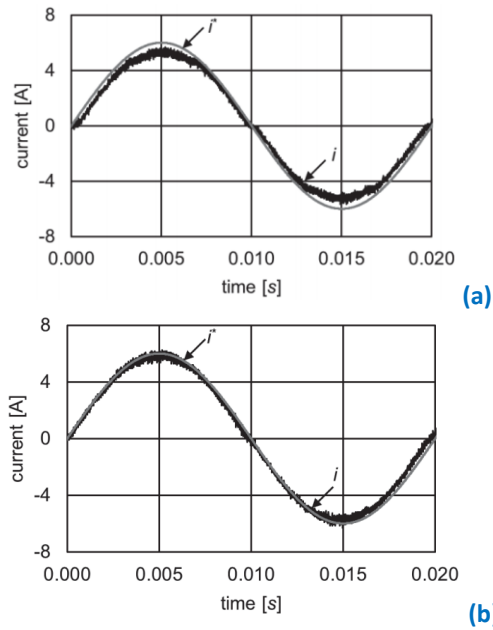


Figura 22 Corrente di fase di una unità base di conversione senza compensazione delle non linearità (a) e con la compensazione (b)

2.2.2.2 Modelli matematici

Di seguito sono analizzati i modelli matematici dei convertitori utilizzati durante la fase di progettazione.

PWM rectifier

Le strutture considerate per il convertitore di interfaccia con la rete elettrica sono rappresentate in Figura 23. In particolare, la struttura centralizzata, basata su un *VSI PWM rectifier* [17], è stata comparata la struttura modulare controllata con la tecnica di modulazione *interleaving* [15].

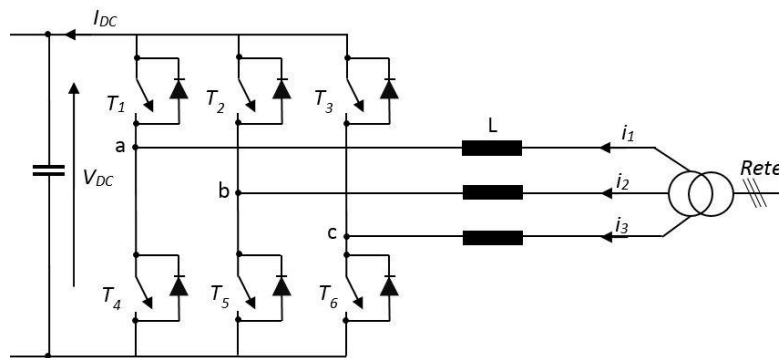
Considerando un trasformatore ideale a rapporto unitario, il modello matematico del sistema formato con n unità di conversione è rappresentato dal seguente sistema di equazioni differenziali:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_i + L \frac{d\mathbf{i}_i}{dt} - \mathbf{v}_g = 0 \\ \mathbf{i}_g = \sum_{i=1}^n \mathbf{i}_i \\ \mathbf{v}_i = V_{DC} \mathbf{f}_i \\ I_{bc} = \frac{3}{2} \sum_{i=1}^n \mathbf{f}_i \end{cases} \quad 44.$$

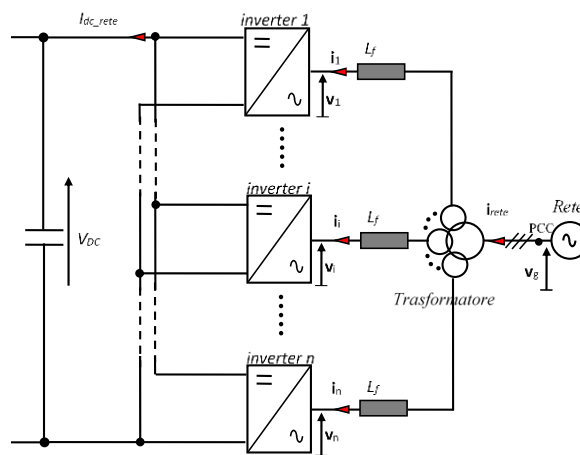
dove per l' i -esima unità:

\mathbf{v}_g vettore di spazio della tensione di rete;

\mathbf{i}_g vettore di spazio della corrente di rete;



(a)



(b)

Figura 23 Schema elettrico del PWM rectifier: (a) soluzione centralizzata, (b) soluzione modulare

- \mathbf{v}_i vettore di spazio della tensione;
- \mathbf{i}_i vettore di spazio della corrente;
- \mathbf{f}_i funzione di commutazione;
- L_f filtro di uscita;
- R resistenza di uscita;
- V_{DC} tensione del bus dc;
- I_{DC} corrente bus DC.

La funzione di commutazione \mathbf{f}_i delle unità di conversione è determinata dalla tecnica di controllo ed è funzione dello stato degli *switches* superiori delle gambe del convertitore secondo la seguente equazione:

$$\mathbf{f}_i = \left(T_1 + T_2 e^{j\frac{2}{3}\pi} + T_3 e^{j\frac{4}{3}\pi} \right) \quad 45.$$

Particolarizzando per $n=1$ il modello si ottiene il modello della soluzione centralizzata.

Inverter d'uscita

In

Figura 24 si riporta la struttura del convertitore d'uscita per la soluzione centralizzata e per quella modulare. La struttura centralizzata è costituito da VSI con in uscita un filtro LC che insieme ad una opportuna tecnica di controllo del convertitore assicura una tensione puramente sinusoidale al carico nelle diverse condizioni operative. La soluzione innovativa è costituita da n unità connesse in parallelo, opportunamente scalate rispetto alla potenza nominale e gestite secondo la tecnica master-slave (§2.2.2.1).

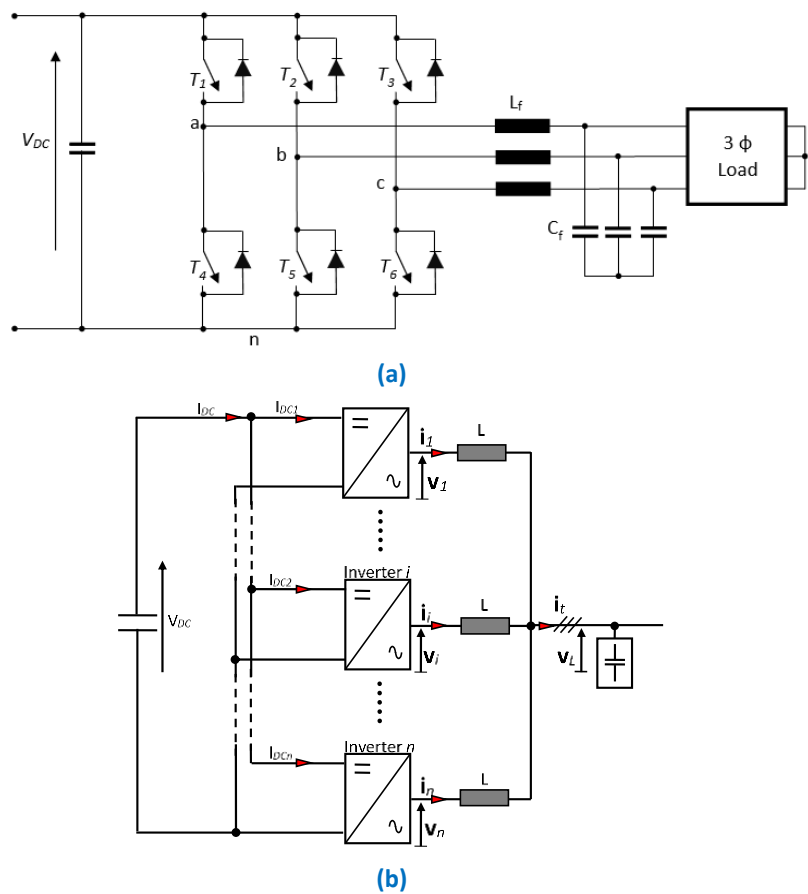


Figura 24 Schema elettrico del convertitore di uscita: (a) soluzione centralizzata, (b) soluzione modulare

Il modello matematico ai componenti simmetrici per la struttura modulare può essere espresso dal seguente sistema di equazioni:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_i - L \frac{d\mathbf{i}_i}{dt} - \mathbf{v}_L = 0 \\ \mathbf{i}_t = \sum_{i=1}^n \mathbf{i}_i \end{cases} \quad 46.$$

dove:

\mathbf{i}_i componente simmetrico di corrente dell'inverter i -esimo;

\mathbf{i}_t componente simmetrico di corrente di carico.

Particolarizzando il modello per $n=1$ è possibile ottenere il modello della soluzione centralizzata.

Convertitore DC/DC di interfaccia con l'impianto fotovoltaico

Le strutture considerate per il convertitore dc/dc dell'impianto fotovoltaico sono quella centralizzata, basata su un convertitore *step-up*, e quelle master-slave e team operation come riportato in Figura 25. Ogni unità base delle soluzioni innovative è costituita da un convertitore *step-up* di potenza pari alla potenza nominale dell'intero sistema diviso il numero di unità.

Nelle ipotesi di conduzione continua, la relazione tra la tensione ingresso V_{PV} e quella di uscita V_{out} di un convertitore *step-up* è la seguente:

$$\frac{V_{out}}{V_{PV}} = \frac{1}{1-D} \quad 47.$$

dove D è il duty cycle del segnale di comando dell'interruttore T .

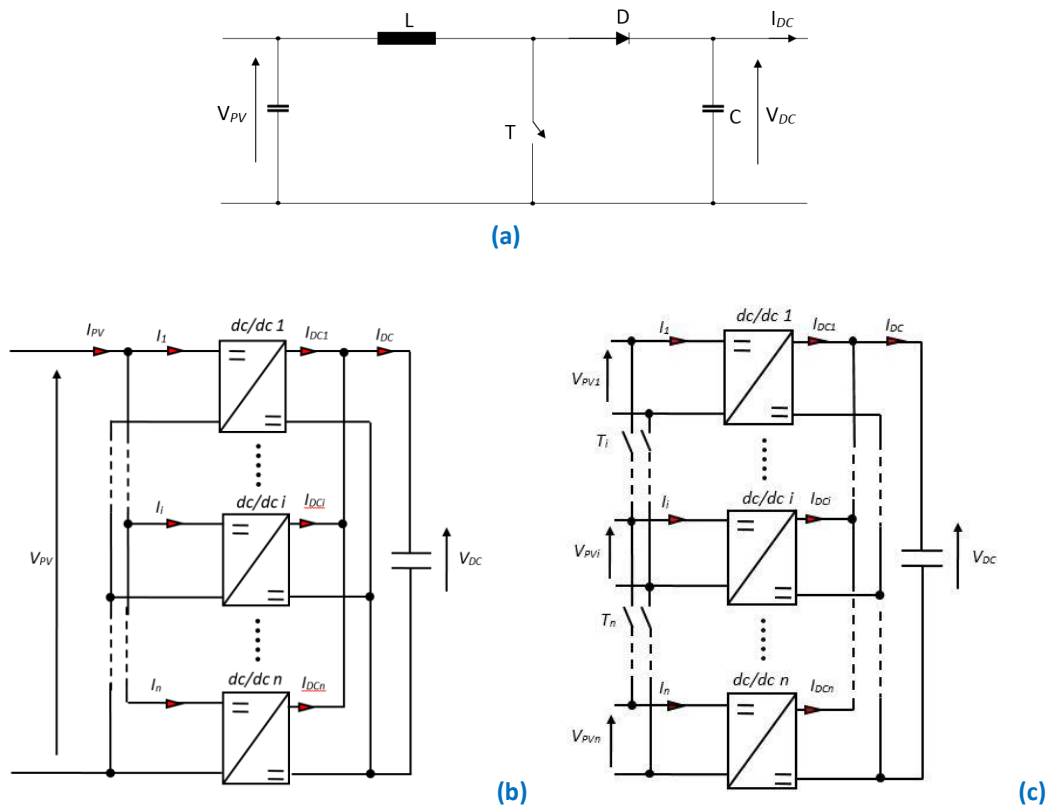


Figura 25 Schema elettrico del convertitore dc/dc dell'impianto fotovoltaico: (a) *centralizzato*, (b) *master-slave*, (c) *team-operation*

Il valor medio della corrente nell'induttanza I_{OB} è espresso secondo la seguente equazione:

$$I_{OB} = \frac{V_{out} T_s}{2L} D(1-D)^2 \quad 48.$$

dove T_s è il periodo di commutazione.

Per il modello matematico delle soluzioni innovative è necessario considerare i seguenti bilanci sulle correnti:

$$\begin{cases} I_{PV} = I_1 + \dots + I_i + \dots + I_n \\ I_{DC} = I_{DC1} + \dots + I_{DCi} + \dots + I_{DCn} \end{cases} \quad 49.$$

dove:

I_{PV} corrente erogata dal generatore fotovoltaico;

I_i corrente lato bassa tensione del convertitore i -esimo;

I_{DC} corrente lato alta tensione erogata dal convertitore;

I_{DCi} corrente lato alta tensione erogata dal convertitore i -esimo.

Convertitore bidirezionale del sistema di accumulo

I convertitori dc/dc di interfaccia con il *dc bus* del ESS devono essere di tipo bidirezionale per consentire la scarica e la carica.

In Figura 26 sono riportate le strutture di conversione considerate. Per la soluzione centralizzata, possono essere definite due modalità di funzionamento:

- *step-up (fase di scarica)*: in questa modalità il flusso di potenza è diretto dalla sorgente dc verso il *dc bus*. Lo switch T_1 è sempre aperto, mentre lo switch T_2 è comandato in funzione delle legge di controllo implementata. Il diodo di ricircolo dello switch T_1 , costituisce il diodo di blocco tipico di un convertitore *step-up*.

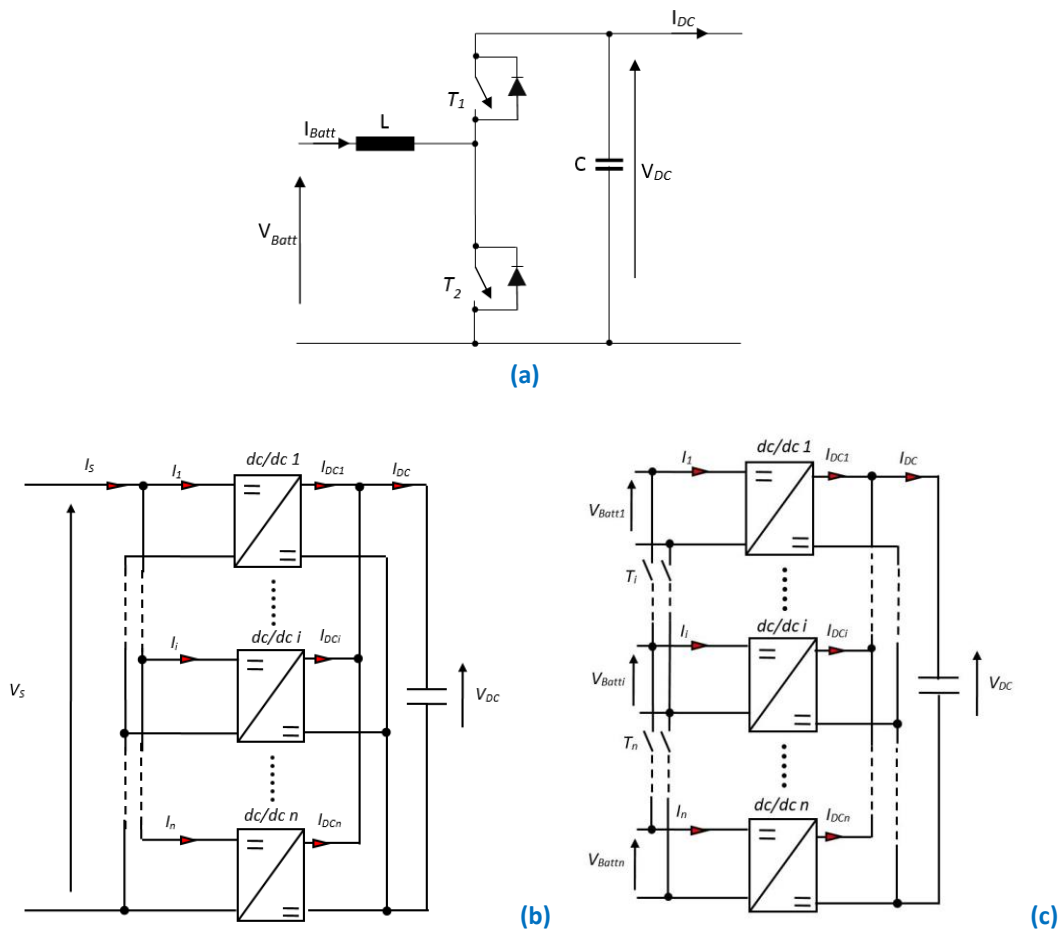


Figura 26 Schema elettrico del convertitore bidirezionale: (a) centralizzato, (b) master-slave, (c) team-operation

- *step-down (fase di carica)*: in questa modalità il flusso di potenza è diretto dal *dc bus* verso il sistema di accumulo. Lo *switch* T_2 è sempre aperto, mentre lo *switch* T_1 è comandato in funzione delle legge di controllo implementata. Il diodo di ricircolo dello *switch* T_2 costituisce il diodo di *freewheeling*.

Il legame ingresso-uscita per le tensioni, va differenziato in funzione della modalità di funzionamento.

$$\frac{V_S}{V_{DC}} = D \quad \text{step-down} \quad (I_S < 0)$$

$$\frac{V_{DC}}{V_S} = \frac{1}{1-D} \quad \text{step-up} \quad (I_S > 0)$$

50.

dove D è il duty-cycle degli *switches* T_1 e T_2 .

Questa struttura di conversione consente di invertire il flusso di potenza con il minor numero di componenti ottenendo così un'alta efficienza del sistema di conversione.

In Figura 26 (b) e (c) sono riportate le soluzioni *master-slave* e *team-operation* adottate per il sistema di conversione. Ogni unità base di queste soluzioni innovative è costituita da un convertitore *dc/dc* bidirezionale di potenza pari alla potenza nominale dell'intero sistema diviso il numero di unità.

Per il modello matematico delle soluzioni innovative è necessario considerare i seguenti bilanci sulle correnti:

$$\begin{cases} I_S = I_1 + \dots + I_i + \dots + I_n \\ I_{DC} = I_{DC1} + \dots + I_{DCi} + \dots + I_{DCn} \end{cases}$$

51.

dove:

I_S corrente della sorgente di energia;

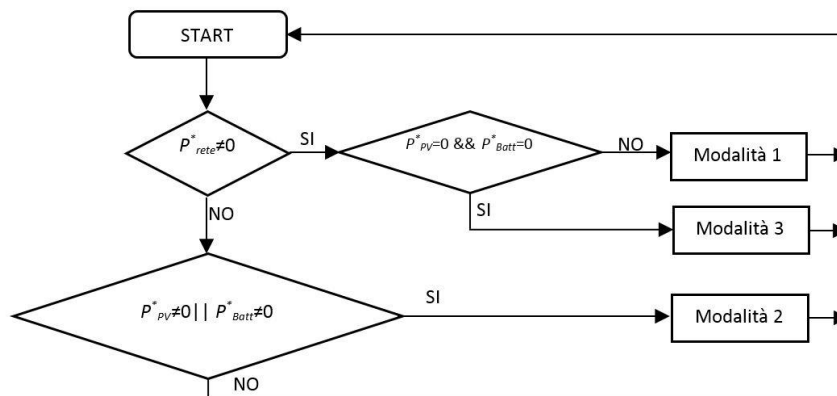


Figura 27 Flowchart dell’algoritmo di gestione dei flussi di potenza per la scelta della modalità operativa del sistema di conversione

I_i corrente di ingresso dell’*i-esima* unità di conversione;
 I_{DC} corrente di uscita dal *dc bus* del convertitore;
 I_{DCi} corrente di uscita dell’*i-esima* unità di conversione;

2.2.3 Algoritmo di controllo del sistema di conversione

Il sistema di controllo dell’infrastruttura di ricarica è caratterizzato da una struttura di tipo gerarchico. Al livello gerarchico superiore, un algoritmo di controllo dei flussi di potenza (Figura 27), che interfacciandosi con l’algoritmo di gestione ottimale dei flussi di potenza del *layer di sistema*, definisce la modalità di funzionamento e i riferimenti di potenza per i controllori delle singole unità di conversione del sistema. Al livello gerarchico inferiore i controlli delle singole unità di conversione consentono di controllare la potenza processata da ogni unità. Con riferimento alle potenze medie orarie ottenute dal *layer di sistema*, il sistema di controllo tiene in conto il bilancio istantaneo delle potenze durante il funzionamento a regime, ma anche durante i transitori. Il sistema di controllo è in grado quindi di determinare in *real-time* i valori di potenza di riferimento per le singole unità di conversione, che in generale sono diversi da quelli medi orari fissati dall’algoritmo di gestione ottimale dei flussi di potenza. Attraverso un’opportuna interazione tra i due livelli è possibile determinare l’esercizio ottimo dell’infrastruttura di ricarica anche quando le previsioni iniziali non sono rispettate.

L’intero sistema di controllo del convertitore modulare è stato implementato attraverso blocchi *S-function* utilizzando il linguaggio di programmazione C.

Come mostrato nel *flowchart* di

Figura 27, l’algoritmo di gestione dei flussi di potenza sceglie la modalità di funzionamento del sistema all’interno delle tre possibili condizioni operative:

- *Modalità 1*: funzionamento con rete;
- *Modalità 2*: funzionamento senza rete.
- *Modalità 3*: funzionamento con sola rete (bypass);

In particolare, se la potenza di riferimento di rete è diversa da zero è scelta la *modalità 1* o *3* in funzione della necessità di utilizzare la potenza massima dalla rete. Nel caso in cui invece la potenza di rete è pari a zero la *modalità 2* è selezionata se almeno una delle due potenze di riferimento delle sorgenti ausiliarie è diversa da zero. Di seguito è riportata la descrizione delle modalità di funzionamento.

Modalità 1

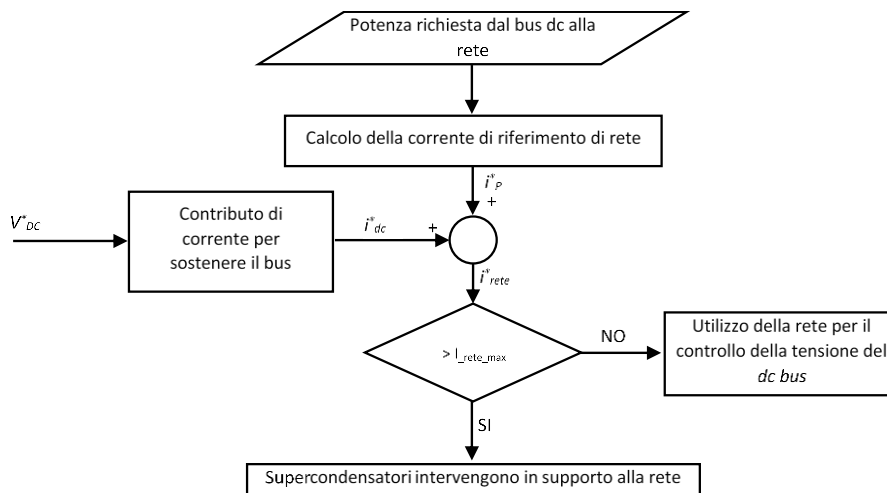


Figura 28 Modalità 1: schema a blocchi del controllo della rete durante

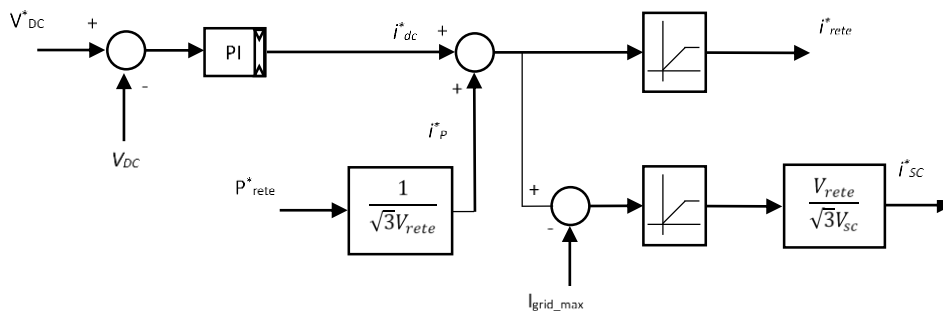


Figura 29 Modalità 1: schema di controllo per il funzionamento con rete e supercondensatori

In questa modalità operativa la rete eroga la potenza richiesta e regola la tensione del *dc bus* (Figura 28). I supercondensatori supportano la rete per la regolazione della tensione sul *dc bus* anche per evitare *voltage sag* in corrispondenza dei picchi di potenza richiesti lato carico. L'impianto fotovoltaico e le batterie erogano la potenza definita dall'algoritmo di ottimizzazione.

Definita la potenza da erogare con la rete secondo la seguente equazione:

$$P_{rete}^* = P_{Load} - P_{PV} - P_{Batt} \tag{52}$$

è determinato il valore di corrente da prelevare dalla rete per sostenere il carico che deve essere sommato al contributo di corrente necessario per il controllo del *dc bus*. Se il riferimento di corrente totale dalla rete è superiore al valore massimo fissato, i supercondensatori intervengono in sostegno della rete [17]. Lo schema di controllo adottato è riportato in Figura 29.

Il riferimento di corrente del *PWM rectifier* è calcolato sulla base della potenza di riferimento (P_{rete}^*). A tale contributo (i_p^*) è sommato il contributo di potenza necessario per sostenere il *dc bus* del sistema di conversione (i_{dc}^*). La somma di tali contributi definisce il riferimento di corrente nella *modalità 1* (i_{rete}^*). Se il riferimento di corrente è superiore alla corrente massima erogabile dalla rete (i_{rete_max}), i supercondensatori interverranno a sostegno secondo la seguente equazione di bilancio delle correnti:

$$i_{sc}^* = i_{dc}^* + i_p^* - i_{rete_max} \tag{53}$$

Il *flowchart* di controllo per l'impianto fotovoltaico, nella *modalità 1*, è quello di Figura 30. L'algoritmo di *MPPT* definisce la potenza massima prelevabile dal generatore fotovoltaico, funzione della temperatura e dell'irraggiamento. A causa di una possibile variazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico rispetto alla previsione utilizzata nell'algoritmo di ottimizzazione del *layer di sistema*, nell'esercizio dell'infrastruttura

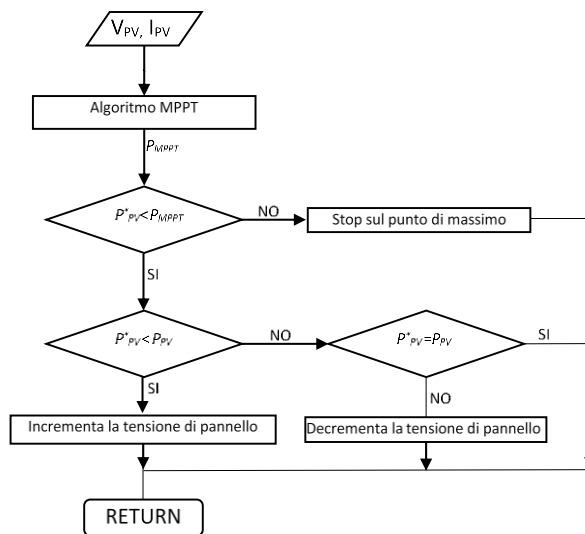


Figura 30 Modalità 1: schema a blocchi del controllo del convertitore dell'impianto fotovoltaico

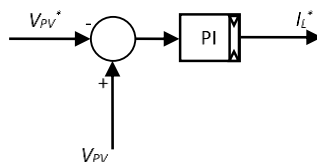


Figura 31 Modalità 1: schema di controllo per la determinazione del riferimento di corrente dello *step-up* dell'impianto fotovoltaico

di ricarica è possibile che la potenza di riferimento (P_{ref}) sia superiore o inferiore alla reale potenza massima disponibile (P_{MPPT}). Nel caso in cui risulti superiore, l'impianto è portato a lavorare sul punto di massima potenza. Nel caso contrario, il controllo continua a perturbare il sistema fino a portarsi al valore di potenza di riferimento, caratterizzato dal valore massimo di tensione, in modo da ottenere un maggiore incremento di efficienza.

Definito il valore di tensione di riferimento, tramite un regolatore *PI* si definisce la corrente di riferimento per il controllo del convertitore *boost* (Figura 31). Nel caso della soluzione *team-operation*, l'algoritmo di *MPPT* non è centralizzato, ma distribuito sulle diverse unità di conversione.

Il flusso di potenza dal pacco batteria per questa modalità di funzionamento è controllato secondo lo schema di Figura 32. Determinata la potenza del pacco batteria secondo l'equazione:

$$P_{Batt}^* = P_{carico} - P_{rete} - P_{PV} \quad 54.$$

e nota la tensione del pacco batteria, è possibile determinare il valore di riferimento della corrente del convertitore bidirezionale.

In particolare, si definisce la modalità di funzionamento in funzione del segno della corrente di riferimento (i_{batt}^*):

- $i_{batt}^* > 0$: modalità *boost*; il pacco batteria è scaricato secondo la corrente di riferimento i_{boost}^* . Per evitare un deterioramento rapido del sistema di accumulo, il valore di riferimento è limitato ad un valore massimo;
- $i_{batt}^* < 0$: modalità *buck*; il pacco batteria è caricato secondo la corrente di riferimento i_{buck}^* . Anche in questo caso per evitare un deterioramento rapido del sistema di accumulo, il valore di riferimento è limitato ad un valore massimo.

Modalità 2

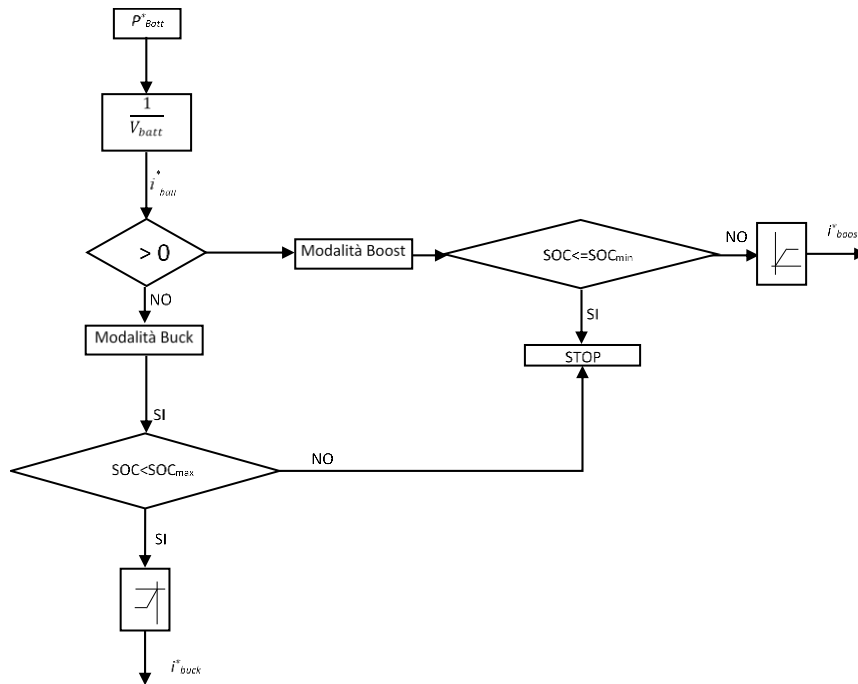


Figura 32 Modalità 1: schema di controllo del convertitore bidirezionale del pacco batteria

In questa modalità operativa la rete non è presente; pertanto, il controllo della tensione del *dc bus* è affidato in prima battuta all’impianto fotovoltaico e, in caso di necessità, i supercondensatori intervengono a supporto con la stessa logica della *modalità 1*. Al pacco batteria è affidata la funzione di supporto in termini di potenza.

Il controllo dell’impianto fotovoltaico è quello riportato in Figura 33. A partire dalla potenza richiesta (P_{PV}^*) al *dc bus* definita dall’algoritmo di ottimizzazione e dalla tensione del campo fotovoltaico, si determina la corrente da erogare per sostenere il carico (i_p^*). A tale valore viene sommato il contributo di corrente necessario per controllare al valore desiderato la tensione del *dc bus*. Qualora la somma sia superiore alla massima corrente prelevabile determinata dall’algoritmo di *MPPT*, la restante parte della potenza necessaria sarà erogata dai supercondensatori, in quanto la loro corrente di riferimento (i_{sc}^*) sarà diversa da zero.

In Figura 34 si riporta lo schema di controllo adottato per l’impianto fotovoltaico e per i supercondensatori nella *modalità 2*. In funzione dell’errore di tensione, un regolatore *PI* definisce il contributo di corrente necessario per sostenere il *dc bus* (i_{dc}^*). Sommando tale contributo al valore richiesto dal carico è definita la corrente totale di riferimento dell’impianto fotovoltaico (i_{PV}^*). Solo se i_{PV}^* supera il limite consentito intervengono i supercondensatori.

Lo schema di controllo per il convertitore del pacco batteria è quello utilizzato per la *modalità 1* (Figura 32). In particolare, il riferimento di potenza del pacco batteria è calcolato istante per istante attraverso la seguente equazione:

$$P_{Batt}^* = P_{carico} - P_{PV} \tag{55}$$

Modalità 3

Nei casi in cui la potenza richiesta dai veicoli durante la ricarica sia fornita dalla sola rete, per garantire la massima efficienza del sistema viene attivata la funzione di *by-pass*. In particolare, la potenza richiesta dalle postazioni di ricarica è fornita direttamente dalla rete evitando le perdite legate alla struttura di conversione statica dell’energia.

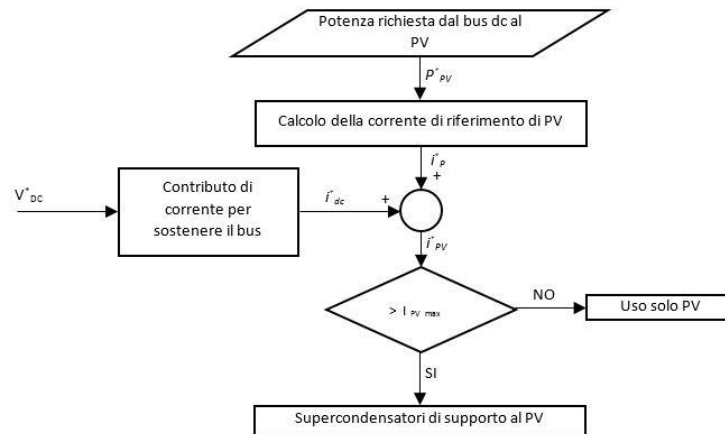


Figura 33 Modalità 2: controllo dell'impianto fotovoltaico

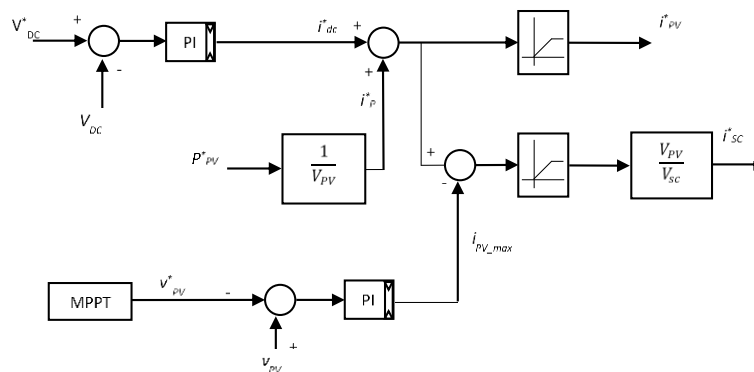


Figura 34 Modalità 2: schema di controllo dell'impianto fotovoltaico in presenza dei supercondensatori

2.2.3.1 Tecnica di controllo dei convertitori di potenza

Per ogni unità di conversione è stato implementato un controllo in corrente. Nel caso del *PWM rectifier*, come mostrato in Figura 35, determinato il modulo e la fase del componente simmetrico di corrente di rete tramite un algoritmo di tipo predittivo [18] è definito il componente simmetrico di tensione da sintetizzare in uscita dal convertitore. A partire dal componente simmetrico di tensione con una modulazione *clamping symmetrical SVM* sono determinati i segnali di comando degli *switches*.

Nel caso della soluzione modulare a partire dai riferimenti di corrente determinati dall'algoritmo di *optimal power sharing* (§2.2.2.1) è stato implementato, come per il caso della soluzione centralizzata, un controllo predittivo per la determinazione dei componenti simmetrici di tensione di uscita di ogni unità [15]. I pattern di modulazione delle singole unità di conversione sono successivamente determinati attraverso la tecnica di *modulazione interleaving*.

L'inverter di uscita deve garantire nelle diverse condizioni di carico il valore efficace e la frequenza della tensione di uscita. In Figura 36 si riporta lo schema di controllo per l'inverter di uscita utilizzato per la struttura centralizzata e per quella modulare. Il controllo della tensione viene eseguito tramite due regolatori *PI* che lavorano sulle componenti *dq* nel riferimento sincrono rotante. In particolare, a partire dall'errore tra il componente simmetrico di tensione del carico e quello desiderato è determinato il componente simmetrico

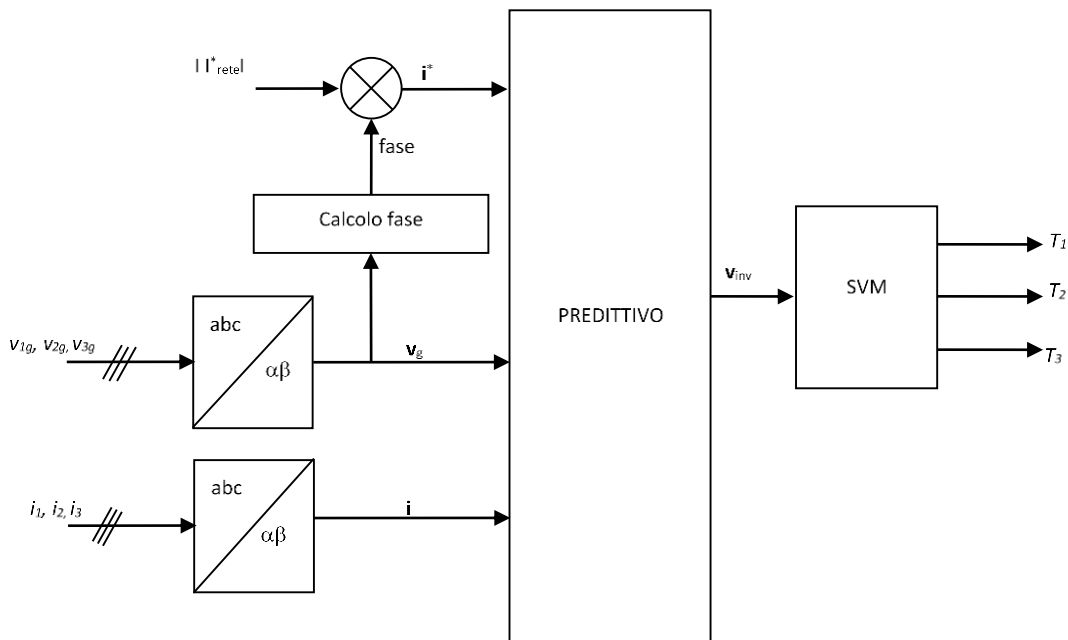


Figura 35 Schema di controllo del PWM rectifier

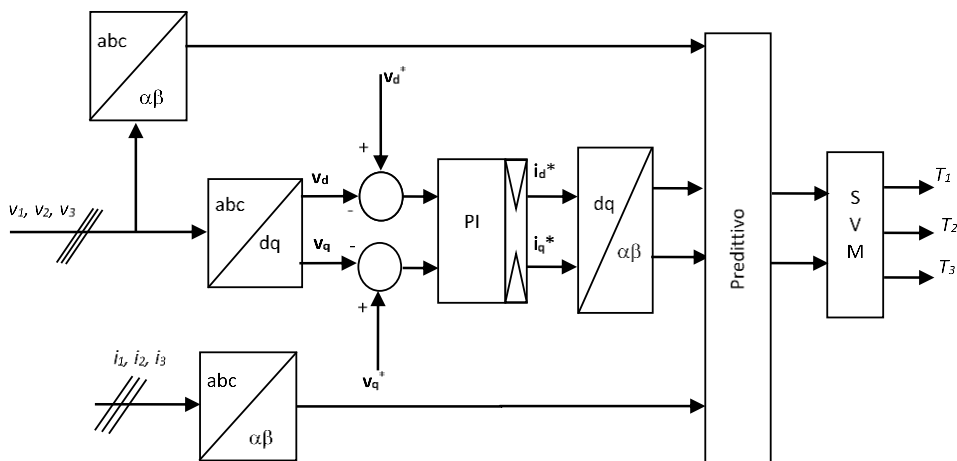


Figura 36 Schema di controllo dell'inverter di uscita

di corrente nel riferimento sincrono rotante. Attraverso la trasformata dal piano dq ad $\alpha\beta$ il componente simmetrico di corrente ottenuto è riportato sul riferimento stazionario[19].

Dal riferimento di corrente, un algoritmo di tipo predittivo definisce il componente simmetrico di riferimento della tensione di uscita dal convertitore, che è sintetizzato attraverso un opportuno pattern di modulazione ottenuto da una tecnica SVM.

Nel caso della struttura modulare, il pattern di modulazione definito è utilizzato contemporaneamente per tutte le unità di conversione accese secondo la soluzione *master-slave* definita in §2.2.2.1.

Per massimizzare l'efficienza dell'intero sistema è necessario far lavorare l'impianto fotovoltaico nel punto di massima potenza, quando richiesto dall'algoritmo di gestione dei flussi di potenza (§2.1.2). Di conseguenza, è stato implementato un algoritmo per l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT). In funzione della soluzione tecnologica, il convertitore è caratterizzato da un solo canale di MPPT, per la struttura centralizzata o *master-slave*, oppure da n indipendenti per quella modulare *team-operation*. L'algoritmo di MPPT implementato è del tipo P&O [20]. In Figura 37(a) si riporta il flowchart dell'algoritmo.

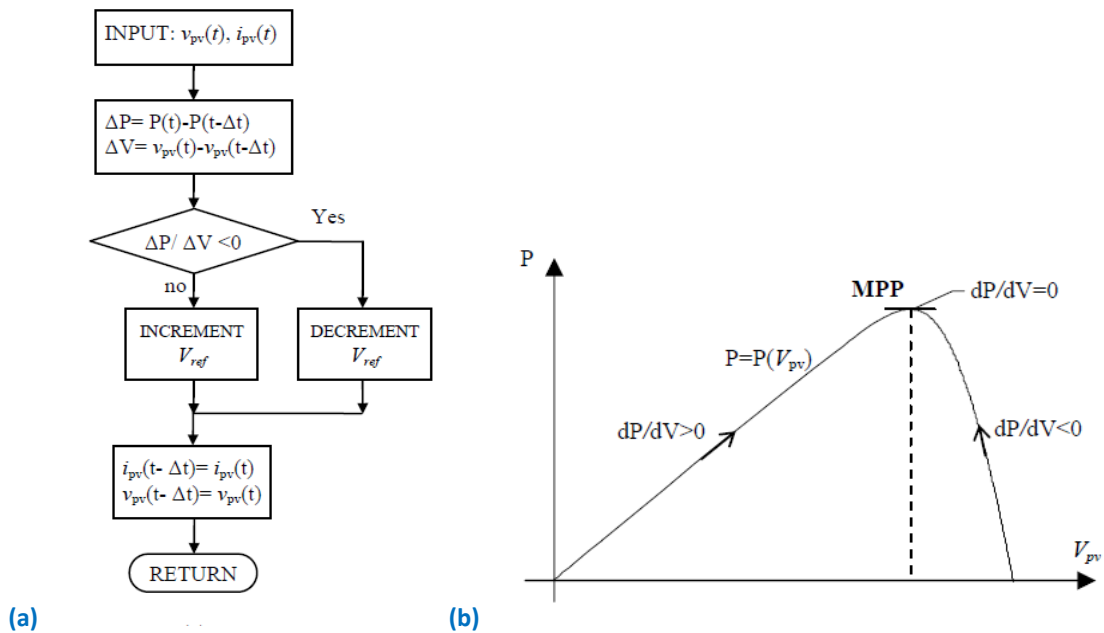


Figura 37 Flowchart dell’algoritmo MPPT (a) e curva tensione-potenza di un pannello fotovoltaico (b)

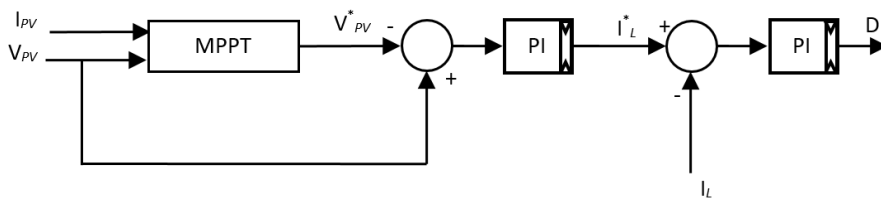


Figura 38 Schema a blocchi del controllo del convertitore dc/dc dell’impianto fotovoltaico

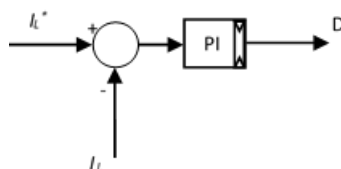


Figura 39 Schema a blocchi del controllo delle unità modulari del convertitore bidirezionale del pacco batteria

Come si può notare in Figura 37 (b), l’algoritmo definisce se incrementare o decrementare la tensione di riferimento per l’impianto fotovoltaico in funzione del segno della derivata di potenza. A seguito della perturbazione la derivata della potenza è calcolata osservando la variazione di potenza e tensione rispetto al passo precedente.

Considerando la struttura del controllo del dc/dc di Figura 38, a partire dal valore della tensione di riferimento tramite un regolatore PI si determina il riferimento di corrente dell’induttore da confrontare con il valore istantaneo della corrente dell’induttore. Tramite un regolatore PI è determinato il duty cycle del segnale di comando dello switch T .

Per la struttura modulare del convertitore dc/dc, oltre ad essere implementato il controllo descritto per la soluzione centralizzata a livello della singola unità, il numero di unità da modulare è stato ricavato attraverso la tecnica di controllo proposta in §2.2.2.1.

La schema di controllo adottato per i convertitori dc/dc bidirezionali è riportato in Figura 39. In funzione del segno del riferimento di corrente proveniente dall'algoritmo di gestione dei flussi di potenza è stabilita la modalità operativa del convertitore (*boost*, *buck*) e successivamente in funzione dell'errore di corrente attraverso un regolatore *PI* sono calcolati i *duty-cycles* dei segnali di comando degli *switches* di potenza del convertitore.

Per le soluzioni modulari adottate per il convertitore del pacco batteria, il riferimento di corrente della singola unità è calcolato dividendo il riferimento totale di corrente, definito dall'algoritmo di gestione dei flussi di potenza, per il numero di unità modulate determinate in funzione della reale potenza da processare. I valori dei *duty-cycles* dei segnali di comando degli *switches* delle singole unità sono determinati sulla base corrente di riferimento della singola unità sempre attraverso il controllo riportato nella Figura 39. Nel caso della *team-operation* sono state implementate delle tecniche *interleaving* che attraverso opportuni sfasamenti tra i segnali di comando consentono di migliorare la qualità delle forma d'onda della corrente di uscita del convertitore.

3 Analisi numerica dell'infrastruttura di ricarica

La piattaforma numerica sviluppata è stata utilizzata per la progettazione del convertitore modulare multi-sorgente per un'infrastruttura di ricarica multi-standard con una potenza nominale pari a 110 kW.

Le postazioni di ricarica previste nel sistema sono:

- un punto di ricarica in dc con potenza nominale da 50 kW;
- due punti di ricarica in ac con potenza nominale da 22kW;
- tre punti di ricarica lenta con potenza nomine da 3.7kW.

La stazione di ricarica è quindi in grado di soddisfare veicoli che necessitano di ricariche lente (8h), rapide (1-2h) e veloci (<1h). In Figura 8 è riportata la struttura dell'infrastruttura analizzata.

La taglia del trasformatore MT/BT d'ingresso e dell'inverter di uscita della struttura sono state definite indipendente dal processo di dimensionamento ottimale. L'inverter di uscita, infatti, deve processare tutta la potenza richiesta dai processi di carica, mentre il trasformatore solo nel caso in cui sia scelta la *modalità 3 (by-pass)*. Di conseguenza, le potenze nominali di questi due componenti sono state poste pari alla potenza nominale del sistema.

Come descritto in §2.1, per l'identificazione delle taglie preliminari dei restanti componenti del sistema è stato necessario definire i seguenti dati di ingresso:

- prezzo di mercato dell'energia elettrica;
- producibilità e costo dell'impianto fotovoltaico;
- profilo della potenza di ricarica richiesto;
- costi delle soluzioni classiche per le unità di conversioni;
- costi del sistema di accumulo.

In Figura 40 e Figura 41 sono mostrati gli andamenti medi orari del prezzo dell'energia e della producibilità del generatore fotovoltaico per i diversi mesi di osservazione. Il costo orario dell'energia elettrica presenta due picchi in corrispondenza delle maggiori richieste di potenza dai carichi alle ore 9.00 e 20.00.

Il profilo di carico (Figura 42) è stato ottenuto considerando un possibile scenario di mobilità per la città di Roma [6] con 333 veicoli elettrici. Il profilo considerato è una media mensile per ora sugli spostamenti dei veicoli circolanti nell'area urbana di Roma. I picchi di potenza media oraria (70-80 kW) sono legati alla maggiore richiesta di ricariche veloci che si potrebbero avere in corrispondenza delle ore con maggiori spostamenti da parte degli utenti e sono inferiori della potenza nominale del sistema. Tuttavia durante l'esercizio dell'infrastruttura possono verificarsi delle condizioni operative in cui è richiesta la piena potenza di ricarica. Dal punto di vista energetico l'infrastruttura è chiamata ad erogare in un giorno tipico circa 1MWh.

I costi di investimento, come detto in precedenza, comprendono i costi per la realizzazione dei sistemi di conversione, per l'acquisto dell'impianto fotovoltaico, del trasformatore e del sistema di accumulo. Attraverso un'analisi di mercato [21], il costo di investimento di una unità di conversione (C_{conv}) è stato determinato sulla base del costo di ramo, ricavato secondo la seguente legge:

$$C_{conv} = N_r (c_{ramo} P_{ramo} + c_{ramo,f}) \quad 56.$$

dove N_r è il numero di rami presenti nel convertitore statico. Il costo di un ramo è composto da due componenti: una costante ($c_{ramo,f}$) ed una proporzionale alla potenza nominale del ramo (P_{ramo}) tramite la costante (c_{ramo}).

In modo analogo sono stati calcolati i costi di investimento dell'impianto fotovoltaico comprensivo del costo di acquisto dei pannelli e dell'istallazione del generatore [22]. In particolare, i costi della sezione fotovoltaica sono stati ricavati attraverso la seguente equazione:

$$C_{pV} = (c_{pV} P_{pV} + c_{pV,f}) \quad 57.$$

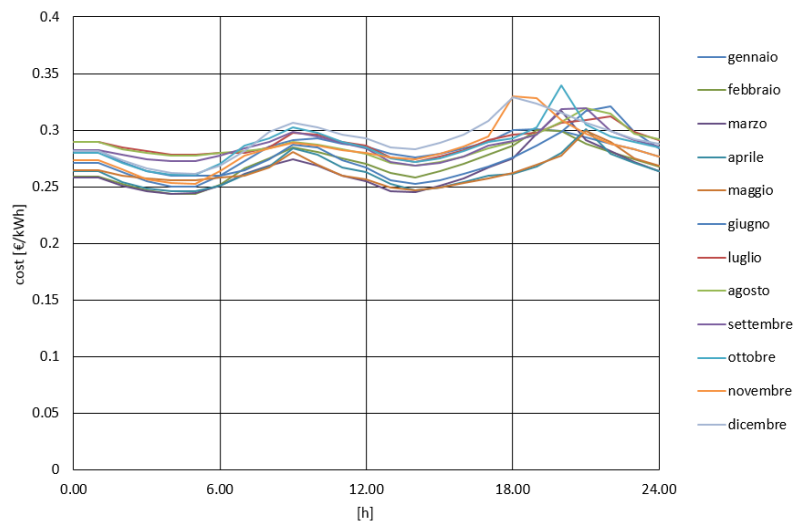


Figura 40 Costo orario medio mensile dell'energia elettrica

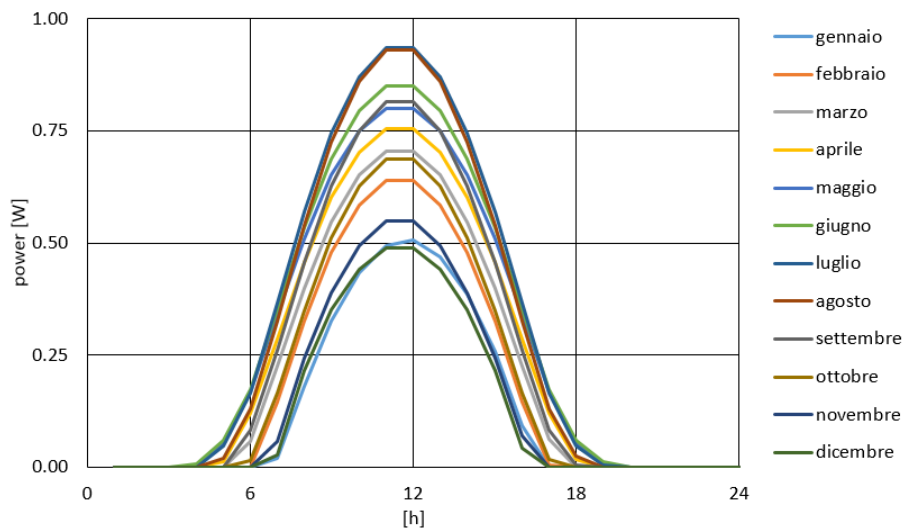


Figura 41 Producibilità oraria media mensile del generatore fotovoltaico

Come nel caso precedente, anche per il fotovoltaico è considerata un'aliquota indipendente dalla taglia dell'impianto ed una proporzionale alla potenza.

I costi di investimento sono riepilogati in Tabella 1.

Costo di investimento di una unità di conversione	$C_{conv} = N_r (0.054 P_{ramo} + 530)$	[€/W]
Costo di investimento dell'impianto fotovoltaico	$C_{PV} = (1.95 P_{PV} + 4568.7)$	[€/Wp]
Costo di investimento del trasformatore 20kV, 120kVA	$C_{Trafo} = 3718.7$	[€]

Tabella 1 Costi di investimento

Il prezzo del pacco batteria dipende fortemente dal tipo di tecnologia considerata. In Tabella 2 sono raccolti i prezzi tipici di mercato e le efficienze tipiche delle tecnologie analizzate [23].

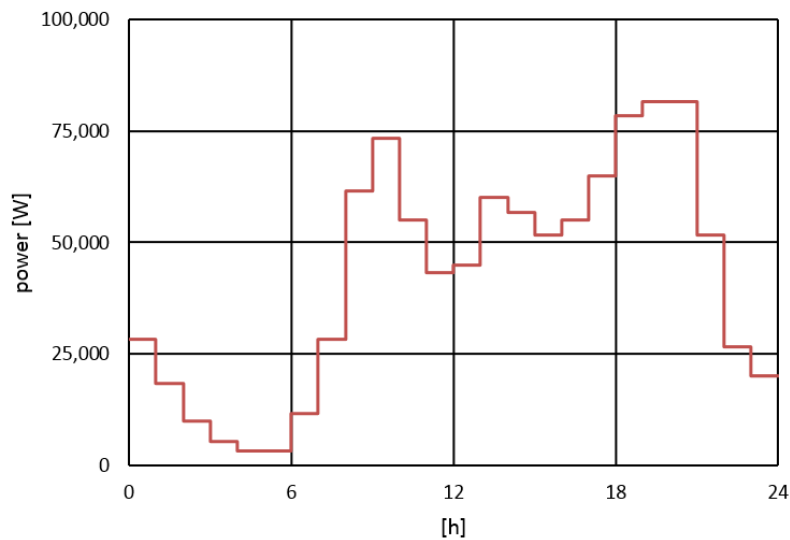


Figura 42 Profilo orario medio mensile della potenza di carico

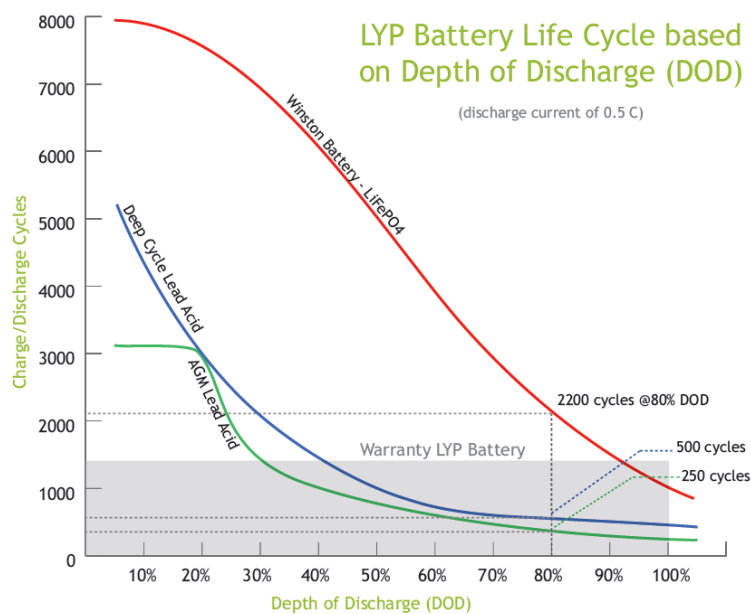


Figura 43 Cicli di vita utile in funzione del DOD [24]

Tecnologia	Costo [€/Wh]	Efficienza [%]
Piombo-acido	0.12	50% - 92%
Litio-ione	0.56	80% - 90%

Tabella 2 Caratteristiche delle tecnologie di batterie

Come analizzato in §2.1.2, per il calcolo del costo del pacco batteria è necessario conoscere oltre il costo al Wh, anche il legame tra il numero di cicli attesi in funzione del DOD al fine di calcolare il costo di degradazione. In Figura 43 sono riportate le caratteristiche di degradazione utilizzate [24] nel modello dei costi del *layer di sistema*. Si può notare che le batterie al Litio-ione hanno un numero di cicli di vita maggiori rispetto alle batterie al Piombo-acido ad uso ciclico, ma i costi sono notevolmente maggiori.

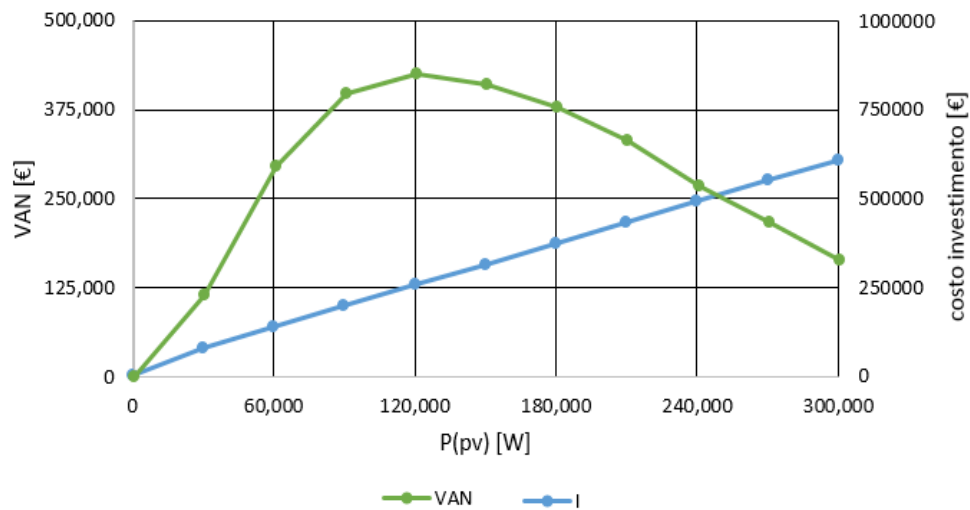


Figura 44 Ritorno economico del progetto di investimento per l'infrastruttura di ricarica al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico e senza sistema di accumulo

3.1 Analisi tecnico-economica

Definiti i valori dei dati di ingresso della piattaforma, attraverso il *layer di sistema* si è proceduto al dimensionamento preliminare delle taglie di tutti i componenti del sistema sia per un pacco batteria al Piombo-acido sia al Litio-ione con l'ipotesi semplificativa di efficienza unitaria per le unità di conversione statica dell'energia elettrica. Per entrambe le tecnologie è stata considerata un'efficienza complessiva di ciclo di carica-scarica pari al 90% e la profondità di scarica è stata limitata al 60%. Questo limite consente di avere un numero di cicli di vita utile del baccho batterie al Litio-ione circa tre volte superiore a quelle al Piombo-acido.

Le taglie minime considerate per l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo determinano l'*accuracy* dell'analisi effettuata per la scelta delle taglie ottime dei diversi componenti del sistema. In dettaglio, sono state rispettivamente poste pari a 30 kWp e 25 kWh. Considerando $N_{pv}=10$ e $N_{ESS}=13$, le taglie dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo sono state iterativamente incrementate fino ai valori massimi come mostrato nel *flowchart* di Figura 7.

A seguito della prima iterazione, le combinazioni di taglie delle sorgenti ausiliarie che consentono di avere i migliori progetti di investimento sono tutte quelle con un impianto fotovoltaico di una potenza pari a 120kWp. Ad esempio, in Figura 44 è riportato l'andamento del VAN (calcolato con tasso d'interesse pari al 3%) e del costo di investimento per i casi in cui non è considerato un sistema di accumulo ed è fatta variare la potenza dell'impianto fotovoltaico. Il VAN presenta valori positivi, quindi, tutti gli investimenti hanno un ritorno economico, ma la taglia 120 kWp presenta il massimo VAN.

In Figura 45 sono riportati i VAN dei progetti di investimento in cui la taglia dell'impianto fotovoltaico è costante e pari a 120 kWp e la taglia del pacco batteria è fatta variare fino al valore massimo di 325 kWh. I prezzi considerati per la tecnologia al Piombo e quella al Litio-ione sono rispettivamente pari a 0.12 €/Wh e 0.56 €/Wh. Come è possibile notare la tecnologia al Piombo-acido per lo scenario considerato (prezzo di rete, producibilità dell'impianto fotovoltaico, profili e tipo di postazioni di ricarica) risulta economicamente più conveniente rispetto a quella al Litio-ione nel caso di sistema di conversione con efficienze unitarie. Dall'analisi del VAN dei diversi progetti di investimento risulta che l'investimento con un impianto fotovoltaico da 120 kWp e un pacco batteria da 300 kWh al Piombo-acido è il migliore.

Le efficienze di conversione, sia per le soluzioni centralizzate sia per quelle innovative, sono state calcolate attraverso il *layer di dispositivo* sulle reali condizioni di funzionamento del sistema per le diverse taglie dei componenti dei progetti di investimento.

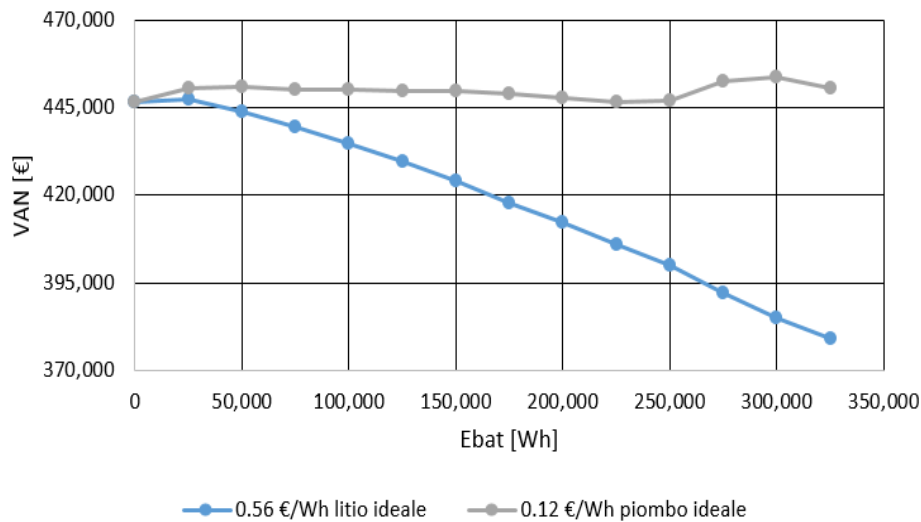


Figura 45 Confronto dei progetti di investimento per diverse tecnologie di batterie nei casi in cui la potenza dell'impianto fotovoltaico è pari a 120 kWp ed è fatta variare la taglia del sistema di accumulo

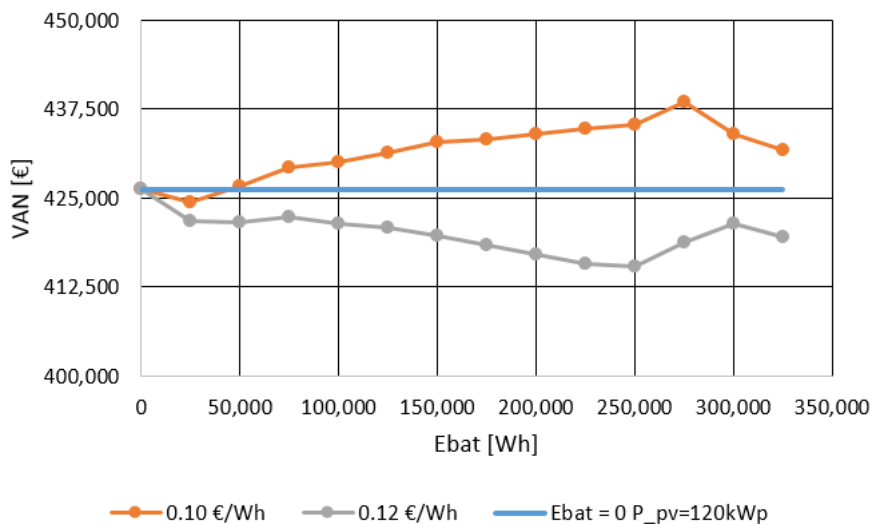


Figura 46 Confronto dei progetti di investimento al variare della taglia e del costo del pacco batteria al Piombo-acido e fissata la potenza dell'impianto fotovoltaico pari a 120 kWp

Con i nuovi valori di efficienze e di costi delle diverse soluzioni per le unità di conversione, è stata determinata la non convenienza economica dell'utilizzo del sistema di accumulo integrato per entrambe le tecnologie dei sistemi di conversione rispetto al caso in cui è presente solamente l'impianto fotovoltaico. La taglia ottima della sorgente fotovoltaica è stata confermata pari a 120 kWp, infatti, nel caso in cui non sia considerato l'utilizzo di un sistema di accumulo consente di ottenere il VAN migliore.

Successivamente, è stata ipotizzata una riduzione del costo di batteria con tecnologia al Piombo-acido pari al 16%. Considerando quindi un nuovo costo pari a circa 0.10 €/Wh, è stata ripetuta l'analisi tecnico-economica per l'intera infrastruttura attraverso la piattaforma di progettazione. Per l'impianto fotovoltaico la taglia ottima è risultata nuovamente essere pari a 120 kWp. In Figura 46, per un costo di 0.12 €/Wh e 0.10 €/Wh, è riportato il confronto tra i VAN per le diverse taglie del pacco batteria quando è considerato un impianto fotovoltaico pari a 120 kWp e la tecnologia centralizzata per i convertitori di potenza. Grazie alla riduzione del costo del pacco batteria, l'utilizzo di un sistema di accumulo nell'infrastruttura di ricarica consente, tranne nel caso della taglia pari a 25 kWh, di ottenere dei valori di VAN maggiori rispetto alla soluzione con solo impianto fotovoltaico da 120 kWp (linea blu di Figura 46). Dal punto di vista della soluzione tecnologica dei

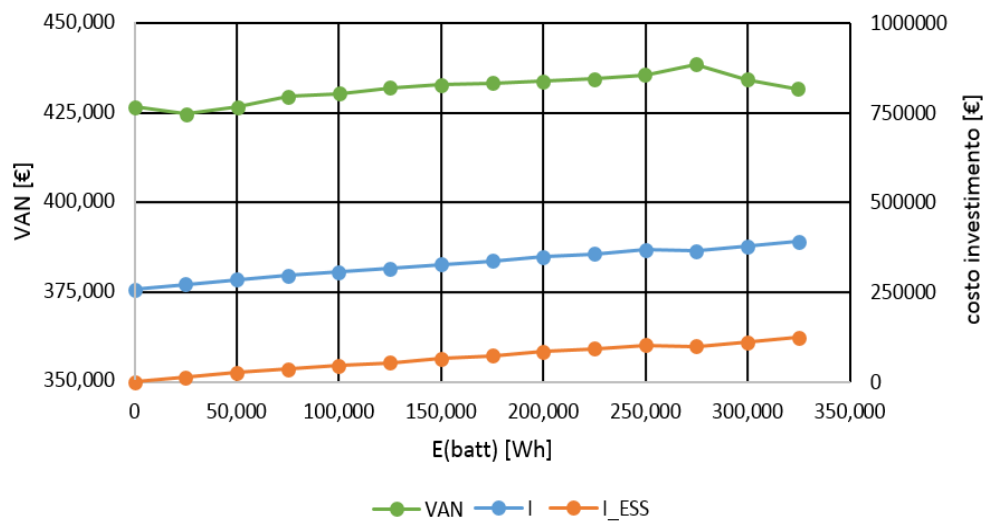


Figura 47 Analisi dei costi per progetti di investimento al variare della taglia del pacco batteria al Piombo-acido (costo 0.10 €/Wh), fissata la taglia dell'impianto fotovoltaico a 120kWp

convertitori di potenza, quella centralizzata è più conveniente rispetto a quella innovativa in quanto per la taglia dell'infrastruttura considerata il beneficio dell'incremento dell'efficienza delle soluzioni innovative non è sufficiente a bilanciare il maggiore costo d'investimento necessario per l'acquisto del sistema di conversione con struttura innovativa. In Figura 47 sono confrontati i costi di investimento totali e del sistema di accumulo per le diverse taglie del pacco batteria. Per il punto di ottimo caratterizzato da un impianto fotovoltaico di 120 kWp e l'accumulo da 275 kWh, sono riportati i dettagli del dimensionamento e del calcolo delle efficienze per i singoli convertitori in §3.2.2.

Di seguito, invece, sono riportati i risultati numerici relativi ai flussi di potenza per un giorno caratteristico di alcuni mesi tipici delle stagioni (Marzo, Giugno, Settembre, Dicembre). In particolare, in Figura 48 sono raffigurate le distribuzioni di potenze medie orarie fornite dalle varie sorgenti per alimentare le postazioni di ricarica al netto delle efficienze di conversione. Per garantire il minor costo di esercizio, l'algoritmo di ottimizzazione dei flussi di potenza preleva dal generatore fotovoltaico il massimo della potenza necessaria per alimentare il carico (Figura 49) e utilizza l'energia della rete a complemento. Inoltre, accumula nel pacco batteria l'energia a costo nullo dell'impianto fotovoltaico da utilizzare successivamente per minimizzare l'impatto sulla rete durante i picchi di carico e/o durante le ore con alto prezzo dell'energia e assenza del fotovoltaico.

Il Figura 50 sono mostrati gli andamenti dello stato di carica del pacco batteria durante il giorno. Come è possibile notare l'algoritmo attraverso un'opportuna gestione dello stato di carica del pacco batteria garantisce un bilancio di energia nullo nell'orizzonte temporale del giorno e, allo stesso tempo, favorisce la carica durante le ore diurne utilizzando il surplus di energia della fonte fotovoltaica. In particolare, lo stato di carica dell'ora 1 fornisce l'informazione su quanto le batterie saranno utilizzate durante il giorno. Inoltre è stato imposto il vincolo di SOC pari a 95% alla fine dell'ora 17 del giorno in modo da avere la massima disponibilità di energia dal sistema di accumulo prima delle ore serali caratterizzate generalmente da alti valori del costo dell'energia dalla rete e della potenze di carico.

È possibile evidenziare come la soluzione proposta permetta di ridurre l'impatto sulla rete dell'infrastruttura di ricarica in termini di potenza ed energia. Soprattutto durante i mesi estivi, la minimizzazione del costo di esercizio dell'infrastruttura di ricarica è conseguita tramite un utilizzo intensivo dell'impianto fotovoltaico. Il surplus di energia prodotta dalla fonte fotovoltaica consente un utilizzo maggiore del sistema di accumulo consentendo di mitigare l'impatto del picco del costo dell'energia in corrispondenza di alte richieste di carico nell'esercizio dell'impianto di ricarica. In particolare, si evidenziano grandi variazioni del SOC fino al raggiungimento del limite minimo del 60%. Nei mesi invernali l'utilizzo della batteria diminuisce in quanto gran parte dell'energia dell'impianto fotovoltaico è direttamente fornita al carico.

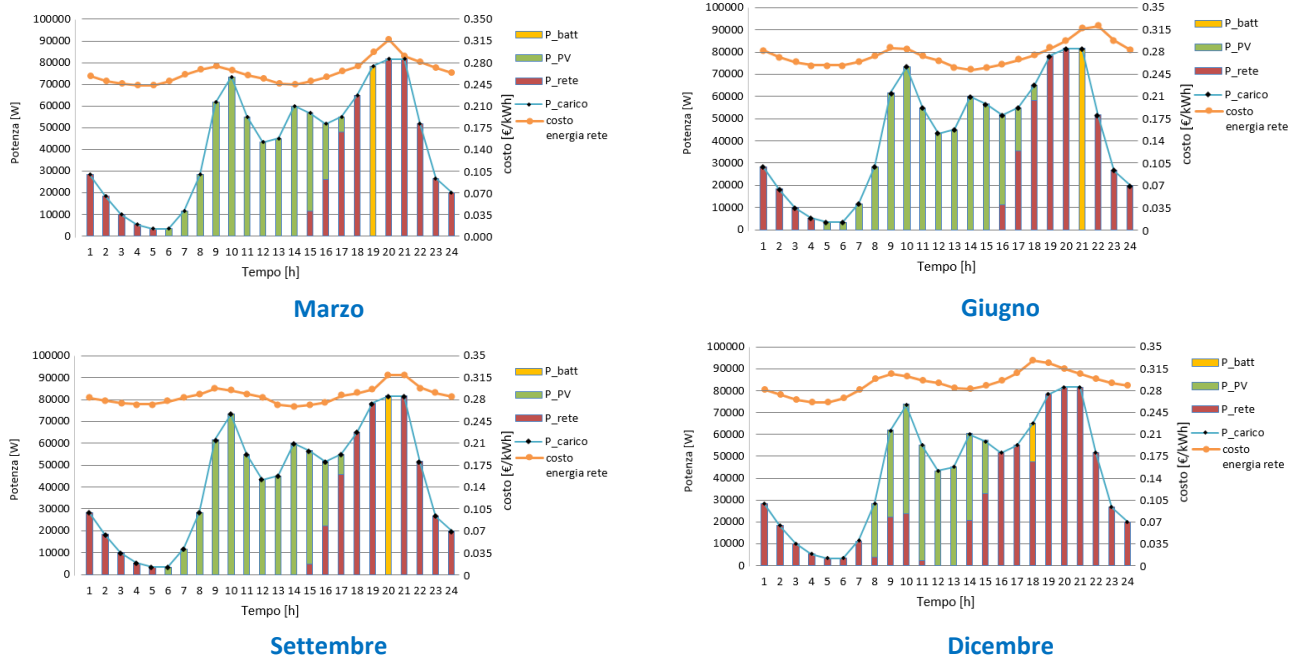


Figura 48 Infrastruttura di ricarica con impianto fotovoltaico da 120 kWp e sistema di accumulo di 275 kWh: distribuzione delle potenze medie orarie dalle varie sorgenti di energia fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete

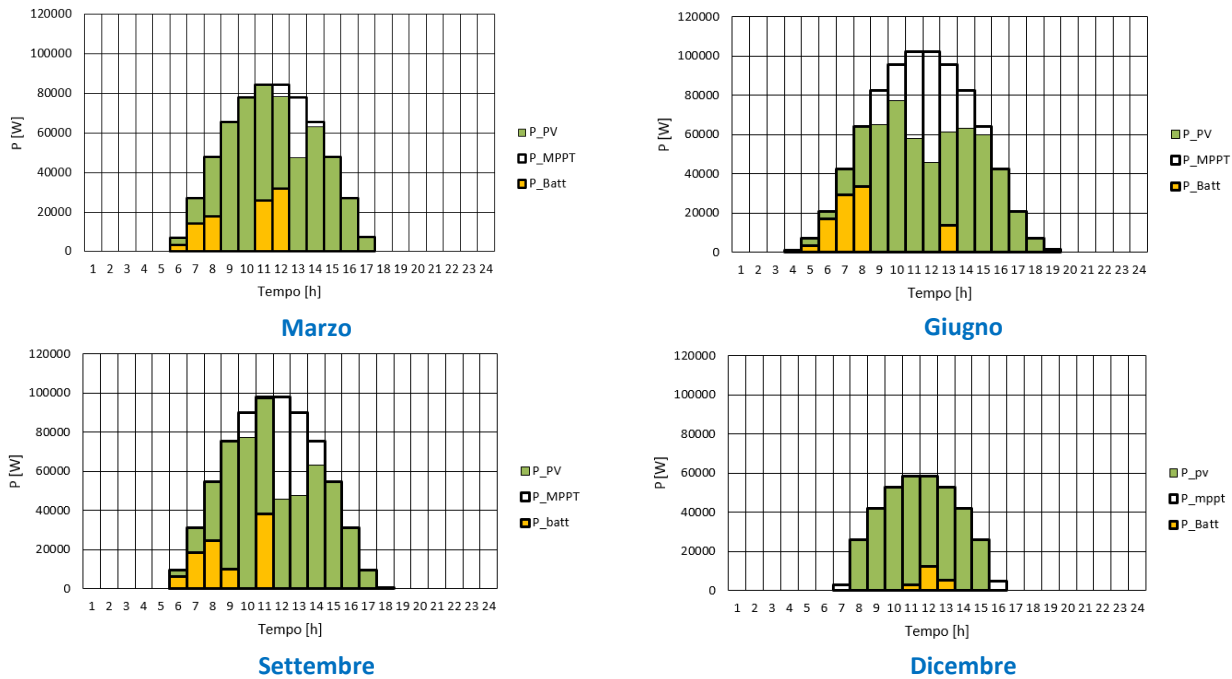
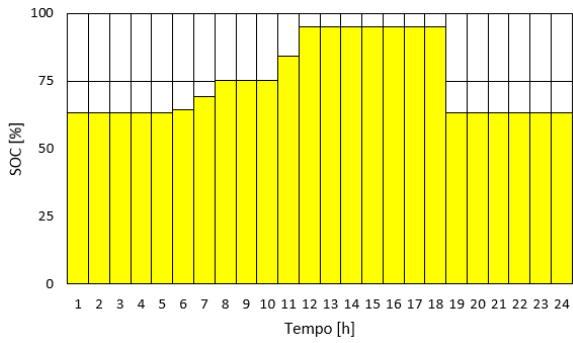


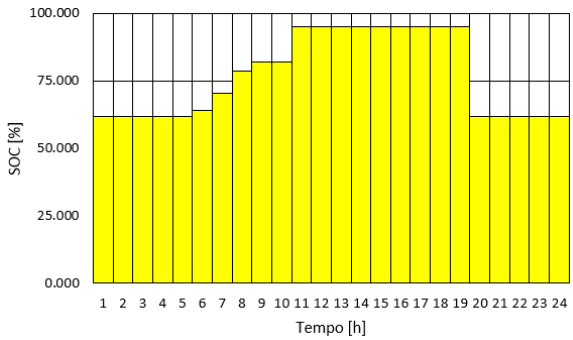
Figura 49 Utilizzo dell'energia del generatore fotovoltaico per l'infrastruttura di ricarica con le taglie ottime per l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo pari rispettivamente a 120kWp e 275 kWh

Nel funzionamento del sistema si osserva che non è conveniente immagazzinare nel pacco batteria l'energia a basso costo dalla rete per poi riutilizzarla nelle ore di necessità (*phase shift*) a causa del costo di degradazione del sistema di accumulo e delle perdite durante i cicli di carica e scarica.

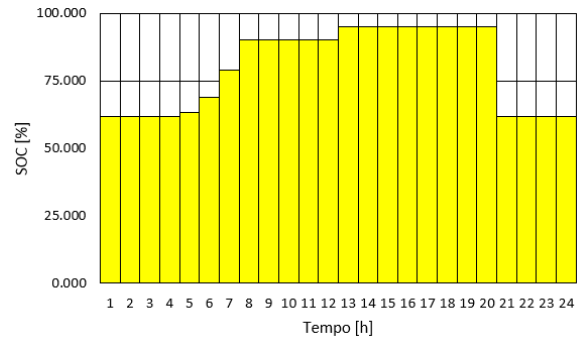
A titolo di esempio in Figura 51 (a) sono mostrati gli andamenti delle potenze fornite al carico dalle varie sorgenti quando è ipotizzato un costo del pacco batteria pari a zero per il mese di Dicembre. In particolare, è possibile notare un utilizzo più intensivo della batteria per diminuire l'impatto della potenza di carico sulla rete.



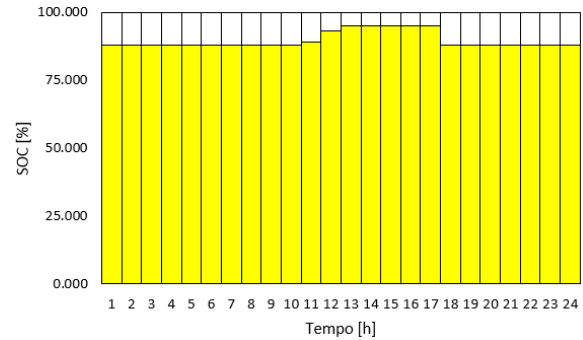
Marzo



Settembre

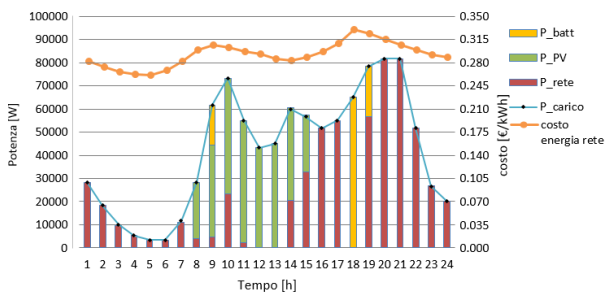


Giugno

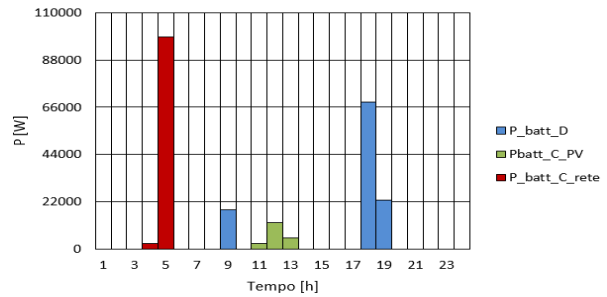


Dicembre

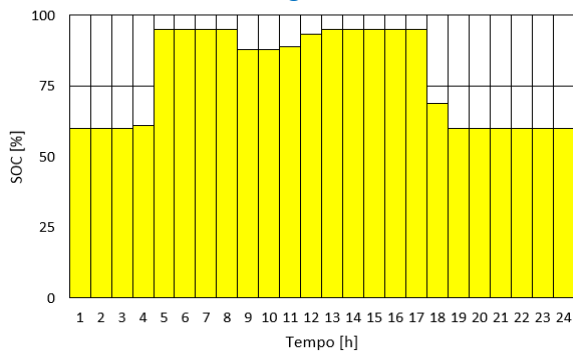
Figura 50 Stato di carica del pacco batteria da 275 kWh



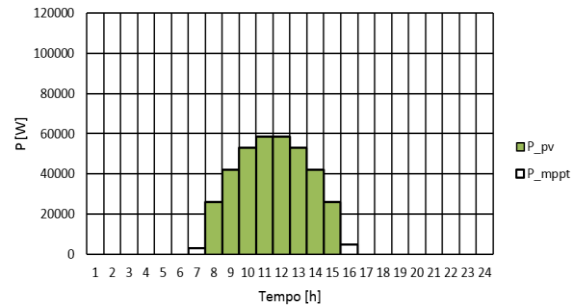
(a) distribuzione delle potenze medie orarie fornite dalle sorgenti al carico



(b) potenza di carica del pacco batteria



(c) stato di carica del pacco batteria



(d) potenza del generatore fotovoltaico

Figura 51 Risultati per il caso di costo di degradazione nullo del pacco batteria da 275 kWh

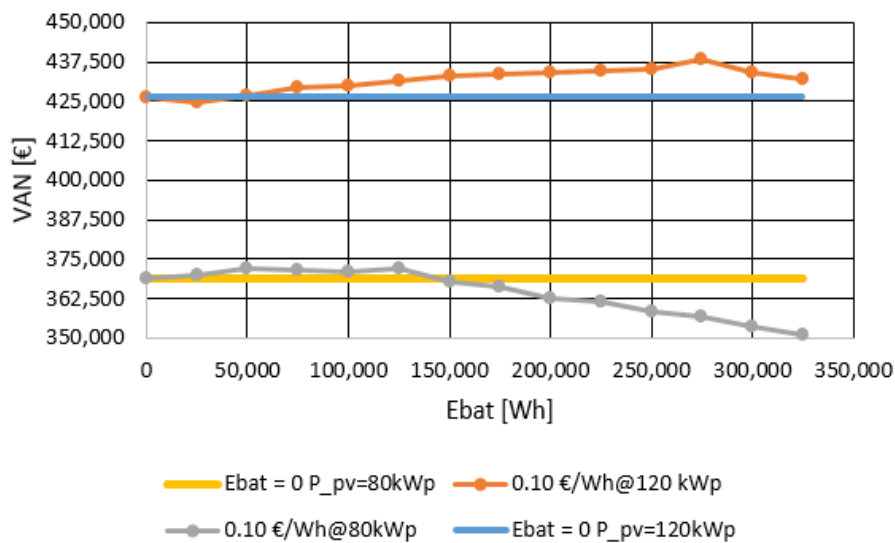


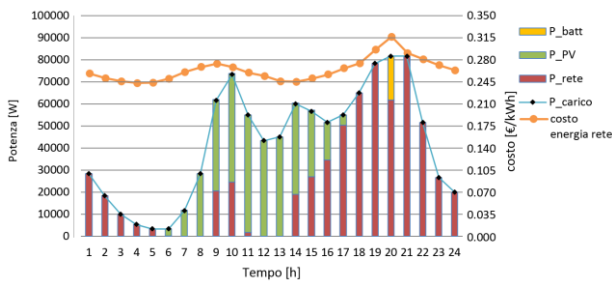
Figura 52 Confronto tra diversi progetti di investimento con pacco batteria al Piombo-acido (costo 0.10 €/Wh) per un impianto fotovoltaico con potenza pari a 120kWp ed uno pari a 80kWp

Le potenze di carica del sistema di accumulo (in verde quelle provenienti dall'impianto fotovoltaico ed in rosso quelle provenienti dalla rete) e scarica (blu) sono riportate in Figura 51 (b). Come è possibile notare l'algoritmo di gestione ottimale dei flussi di potenza decide di caricare le batterie dalla rete nelle ore in cui il costo dell'energia è basso (ore 3 e 4) per poi utilizzarla nelle ore in cui il costo dell'energia è massimo (ore 18 e 19). Il maggiore utilizzo del pacco batteria è evidenziato dal raggiungimento di valori di profondità di scarica maggiori rispetto al caso precedente (rispettivamente in Figura 51 (c) e Figura 50 (d)).

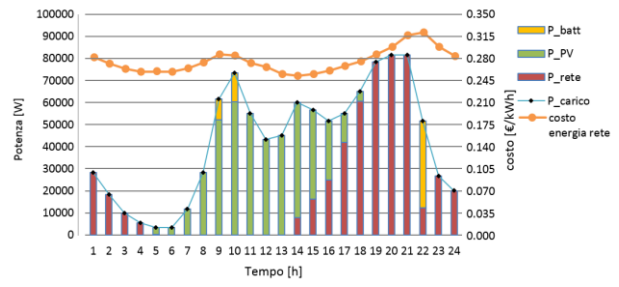
Durante l'analisi numerica, è stato dimensionato il sistema di conversione modulare per il caso in cui non è possibile installare l'impianto fotovoltaico con la taglia ottima di 120 kWp a causa di una ridotta disponibilità economica o di spazio. Per il nuovo dimensionamento sono stati considerati gli stessi valori per i dati di ingresso e per una taglia dell'impianto fotovoltaico pari a 80 kWp è stata identificata attraverso la piattaforma di progettazione la taglia ottimale del sistema di accumulo pari a 125 kWh. Tale taglia risulta inferiore a quella precedente di 275 kWh a causa del minore surplus di energia disponibile del generatore fotovoltaico. In Figura 52 è riportato il confronto dei VAN dei progetti di investimento al variare della taglia del sistema di accumulo nei casi di impianto fotovoltaico da 120 kWp e 80 kWp. Come è possibile notare il migliore progetto di investimento con impianto fotovoltaico da 80 kWp consente di avere un ritorno economico positivo, tuttavia esso risulta inferiore a quello ottenibile dalla soluzione di ottimo precedentemente analizzata.

In Figura 53, per la nuova configurazione, sono riportate le distribuzioni di potenze medie orarie fornite dalle varie sorgenti al carico per un giorno caratteristico dei mesi di Marzo, Giugno, Settembre e Dicembre.

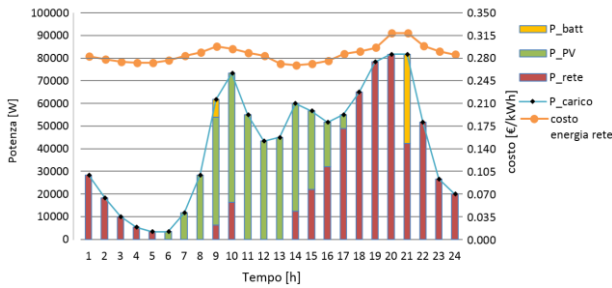
In generale, è possibile notare come la nuova configurazione è caratterizzata da un minore utilizzo del pacco batteria, che comporta una maggiore richiesta di potenza ed energia alla rete. Dall'utilizzo dell'impianto fotovoltaico da 80 kWp per i mesi caratteristici considerati, riportato in Figura 54, è possibile notare un maggiore sfruttamento dei punti a massima potenza rispetto al caso precedente. Tuttavia, nonostante un migliore utilizzo della sorgente fotovoltaica e una riduzione del costo di investimento, non si ottiene un miglioramento economico a causa di un maggiore onere di acquisto di energia da rete.



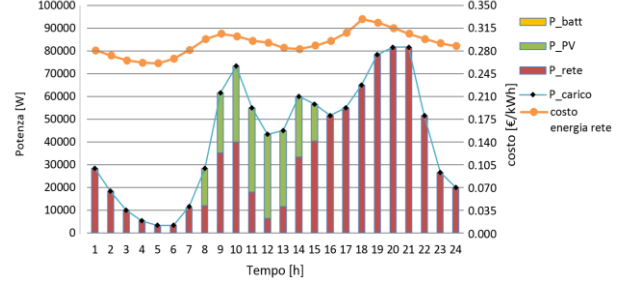
Marzo



Giugno

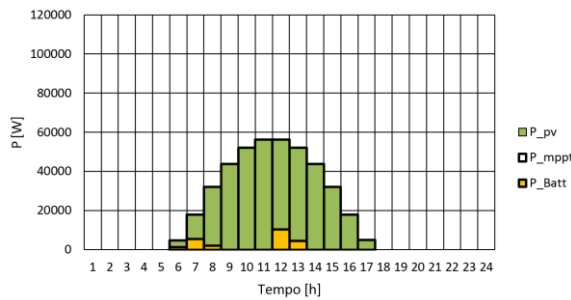


Settembre

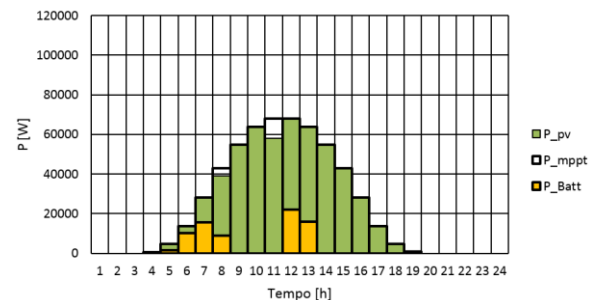


Dicembre

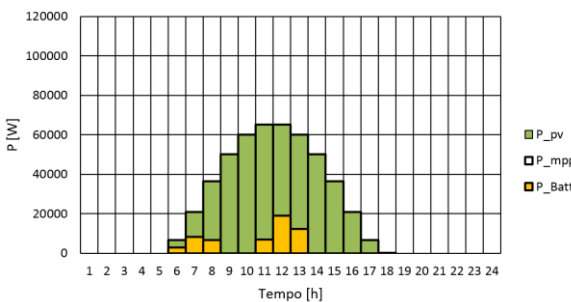
Figura 53 Distribuzione delle potenze medie delle sorgenti fornite al carico confrontata con il prezzo medio orario dell'energia prelevata dalla rete per il caso con impianto fotovoltaico da 80 kWp ed un sistema di accumulo da 125 kWh



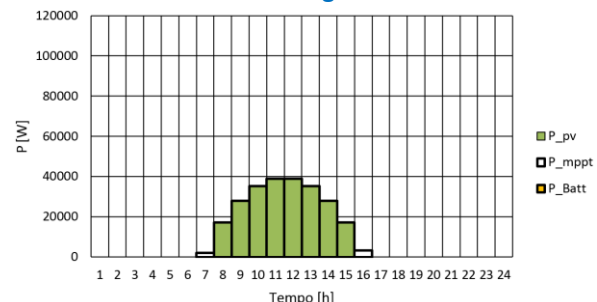
Marzo



Giugno



Settembre



Dicembre

Figura 54 Utilizzo dell'energia del generatore fotovoltaico da 80 kWp per l'infrastruttura di ricarica un sistema di accumulo pari a 125 kWh

3.2 Progettazione del sistema

In questo paragrafo è riportato il dimensionamento dei diversi convertitori del sistema di conversione modulare multi-sorgente, sia per la tecnologia classica sia per quella innovativa, e delle sorgenti ausiliarie per il punto di ottimo precedentemente identificato (120 kWp e 275 kWh).

Le specifiche utilizzate per la progettazione del convertitore modulare sono sintetizzate in Tabella 3.

Tensione di alimentazione lato rete	400 V 3 ϕ
Frequenza di rete	50 Hz
Potenza di carico massima	110 kW
Tensione di alimentazione lato carico	400 V 3 ϕ
Frequenza lato carico	50 Hz
Tensione nominale <i>dc bus</i>	800 V
Pacco batteria al Piombo-acido	275 kWh
Potenza fotovoltaico	120 kWp

Tabella 3 Specifiche ingresso-uscita del convertitore modulare

3.2.1 Dimensionamento della sezione di alimentazione

Dimensionamento del generatore fotovoltaico

I dati di targa dei pannelli fotovoltaici utilizzati per l'implementazione del generatore fotovoltaico sono riportati in Tabella 4.

Potenza nominale	400 Wp
V'_{mppt} Tensione alla potenza nominale	49.80 V
I'_{mppt} Corrente alla potenza nominale	8.04 A
V'_{OC} Tensione di circuito aperto	60.00 V
I'_{sc} Corrente di corto circuito	8.56 A
Efficienza	15 %

Tabella 4 Caratteristiche del pannello fotovoltaico

La tensione a vuoto desiderata del campo fotovoltaico V_{OC} è stata posta pari a 600 V. Il numero N_s di pannelli da connettere in serie per ottenere la tensione desiderata è calcolato come segue:

$$N_s = \text{ceil}\left(\frac{V_{OC}}{V'_{OC}}\right) = \text{ceil}\left(\frac{600V}{60V}\right) = 10 \quad 58.$$

La stringa è quindi costituita da 10 pannelli in serie con una tensione a vuoto pari a 600 V.

La tensione nominale sul punto di massima potenza V_{mppt} del campo fotovoltaico, nelle condizioni operative standard, è quindi pari a:

$$V_{mppt} = N_s V'_{mppt} = 10 \cdot 49.80V = 498V \quad 59.$$

La potenza di picco della stringa vale:

$$P_{mppt} = V_{mppt} I'_{mppt} = 498V \cdot 8.04A = 4003W \quad 60.$$

Al fine di ottenere una potenza di picco pari a 120 kWp, il numero di stringhe da mettere in parallelo N_p è pari a:

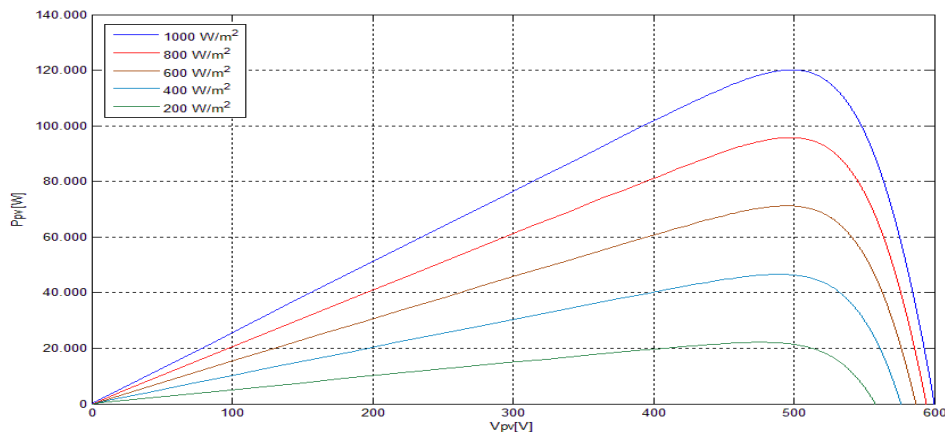


Figura 55 Caratteristica di potenza del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento

$$N_p = \text{ceil} \left(\frac{P_{mppt}}{P'_{mppt}} \right) = \text{ceil} \left(\frac{120000W}{4003W} \right) = 30$$

61.

La potenza di picco del campo fotovoltaico è pari a 120 kWp @STC. In Figura 55 si riporta l'andamento della potenza del campo fotovoltaico al variare dell'irraggiamento ottenute attraverso il modello numerico implementato.

Dimensionamento del pacco batteria

Dall'analisi tecnico-economica è risultato necessario adottare per la soluzione ottima un pacco batteria al Piombo-acido da 275 kWh.

Per l'implementazione del pacco batteria sono state considerate delle batterie Piombo-acido con capacità e tensione nominale pari a 100 Ah e 12 V, rispettivamente.

Per evitare una drastica riduzione della vita utile delle batterie è necessario per questa tecnologia limitare la massima corrente di scarica e la profondità di scarica. Di conseguenza è stata fissata la massima corrente di scarica ad un valore pari a C/2 e la massima profondità di scarica al 60%. Quindi la massima potenza di scarica/carica è fissata a 137.5 kW.

Per soddisfare le specifiche del sistema di accumulo è stato necessario utilizzare 4 stringhe da 29 batterie, con una tensione a vuoto di 348 V, collegate in parallelo.

Dimensionamento supercondensatori

Il banco di supercondensatori è stato dimensionato considerando l'energia necessaria per sostenere la tensione del *dc bus* durante i *voltage sag* della rete quando è erogata la potenza nominale dalle postazioni di ricarica. In particolare, l'energia richiesta al banco di supercondensatori (*E*) è pari a 6.8 kJ. Utilizzando dei moduli di supercondensatori con tensione nominale (*V*₁) pari a 160V e ammettendo una tensione minima (*V*₂) pari a 120 V, il valore della capacità è stato calcolato tramite la seguente relazione:

$$C \geq \frac{2E}{V_1^2 - V_2^2} = \frac{2 \times 6800}{160^2 - 120^2} F = 1.2F$$

62.

3.2.2 Dimensionamento del sistema di conversione

Convertitore di interfaccia con la rete

Il convertitore di interfaccia con la rete è un *PWM rectifier* che consente di controllare la tensione del *dc bus* del sistema e di rispettare gli standard di connessione dell'infrastruttura di ricarica alla rete in termini di *Power Quality*. Le specifiche per questo convertitore sono riportate in Tabella 5.

Tensione nominale di carico	400 V
Frequenza tensione d'uscita	50 Hz
Tensione nominale lato DC	800 V
Potenza nominale	110 kW
THD della corrente a carico nominale	< 3 %

Tabella 5 Specifiche tecniche del PWM rectifier

Gli *switches* di potenza del convertitore per la soluzione centralizzata e per quella innovativa devono essere in grado di bloccare la tensione del *dc bus* pari a 800 V. Durante le commutazioni tuttavia, a causa delle induttanze parassite, si hanno delle sovratensioni che possono essere attenuate inserendo dei condensatori di *snubber* che compensano in parte le induttanza parassite. Di conseguenza è stato possibile utilizzare dei dispositivi di potenza in grado di bloccare una tensione massima pari a 1200 V.

La corrente che il dispositivo deve condurre nel caso della soluzione centralizzata è pari a 151 A. Per garantire questo valore di corrente è necessario utilizzare degli *switches* con una corrente nominale superiore di 3-4 volte. Il dispositivo scelto che soddisfa i requisiti in termini di tensione e corrente appartiene alla famiglia degli IGBT ed è il *CM600DXL-24S* della *Mitsubishi*[®].

La tecnica di modulazione adottata, come riportato in §2.2.3.1, è la *clamping symmetrical SVM* con una frequenza di *switching* pari a 10 kHz. Come ben noto, il massimo valore efficace del componente simmetrico di tensione che può essere sintetizzato in zona lineare è pari a:

$$|v| = \frac{\sqrt{6}}{6} V_{dc} = 0.577 \times 800V = 326V \quad 63.$$

La scelta del filtro di linea di tipo induttivo è stata effettuata in modo tale da garantire un THD di corrente immessa in rete inferiore al 3% nelle condizioni di carico nominale ed evitare la saturazione in tensione del convertitore di potenza nelle condizioni di carico massimo (ipotizzato un sovraccarico del 10% necessario per le fasi di regolazione). In particolare, il valore di induttanza del filtro ottenuta attraverso l'analisi numerica è pari a 800 μ H che consente di rispettare il vincolo sul THD e allo stesso tempo di evitare la saturazione dell'inverter. In Figura 56 si riporta l'andamento del THD della corrente di rete al variare del carico ed è possibile notare che esso è inferiore al 3% quando è erogata la potenza nominale. Nella condizione di pieno carico per avere un *ripple* di tensione sul *dc bus* pari al 4 % del valore nominale è stato inserito un filtro capacitivo da 6 mF.

Data la potenza nominale del convertitore, per la struttura modulare è stato scelto di frazionare la potenza nominale del sistema su tre unità connesse come riportato in

Figura 17. Pertanto gli *switches* di potenza delle singole unità sono chiamati a bloccare la tensione nominale del *dc bus* e a condurre una corrente pari a un terzo di quella della soluzione centralizzata. Il dispositivo di potenza scelto è il *PM150DSA120* della *Mitsubishi*[®], che è in grado di soddisfare le specifiche di corrente e tensione. Il valore di induttanza del filtro induttivo delle unità è stato posto pari a 800 μ H come per il caso della soluzione centralizzata. L'azione combinata dell'algoritmo di *power sharing* e della tecnica *interleaving* (§2.2.2.1) consente di ottenere un incremento dell'efficienza di conversione rispetto alla soluzione centralizzata come riportato in Figura 57. I valori di efficienza europea sono pari a 97.6% per la soluzione centralizzata e 98.8% per quella modulare.

Convertitore DC/AC di carico

Le specifiche dell'inverter di uscita prese in considerazione per la progettazione di questo convertitore sono riportate in Tabella 6.

Tensione nominale di carico	400 V
Frequenza tensione d'uscita	50 Hz
Tensione nominale lato DC	800 V
Potenza nominale	110 kW

Tabella 6 Specifiche tecniche dell'inverter di uscita

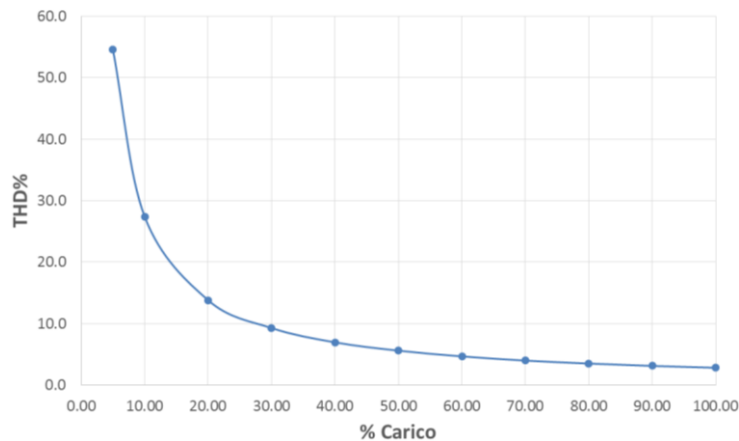


Figura 56 THD della corrente di linea al variare della potenza di carico

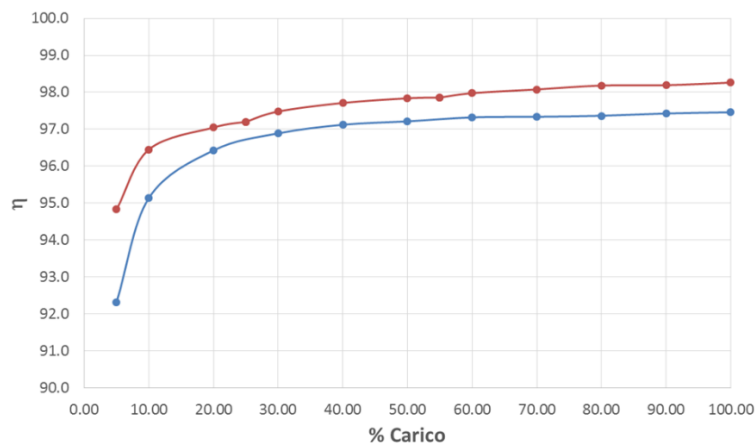


Figura 57 Efficienza del *PWM rectifier*: centralizzato (blu), modulare (rosso)

Poiché i valori del *dc bus* e della potenza nominale sono pari a quelle del *PWM rectifier*, gli *switches* scelti per l'implementazione della soluzione centralizzata dell'inverter di uscita sono gli stessi.

Al fine di ridurre il contenuto armonico della tensione ai capi del carico è stato inserito in uscita al convertitore un filtro *LC*. I valori scelti per i parametri del filtro sono $L = 2\text{mH}$ e $C = 50\ \mu\text{F}$. La frequenza di *switching* del convertitore è stata imposta pari a 10 kHz.

Per testare le performance del controllo del convertitore (§2.2.3.1) sono state svolte numerose prove. In Figura 58 è riportato la regolazione di potenza dell'inverter d'uscita a fronte di una variazione di carico dal 10% al 100%. La tensione di uscita del convertitore (Figura 58 (a)) si può ritenere puramente sinusoidale ed inoltre il controllo implementato garantisce ottime prestazioni dinamiche. In particolare, l'ampiezza della tensione sul carico rispetta il *range* di variazione massimo scelto pari a $\pm 10\%$. La Figura 58 (b) mostra come la corrente di carico raggiunge la condizione di regime dopo circa un periodo di fondamentale.

Per la struttura modulare, data la potenza nominale del convertitore 110 kW, è stato scelto di frazionare la potenza nominale del sistema su tre unità connesse in parallelo. Le specifiche in tensione e corrente per i dispositivi di potenza delle singole unità sono le stesse definite per le unità della soluzione modulare del *PWM rectifier*. Di conseguenza, per l'implementazione del convertitore è stato adottato lo stesso *switch PM150DSA120* della Mitsubishi®. Per questo convertitore è stata utilizzata la tecnica di controllo *master-slave*, che a parità di condizione operative, consente di incrementare il valore di efficienza di conversione al diminuire della potenza erogata rispetto alla soluzione centralizzata (Figura 59). I valori di efficienza europea sono pari a 96.7% per la soluzione centralizzata e 97.6% per quella modulare.

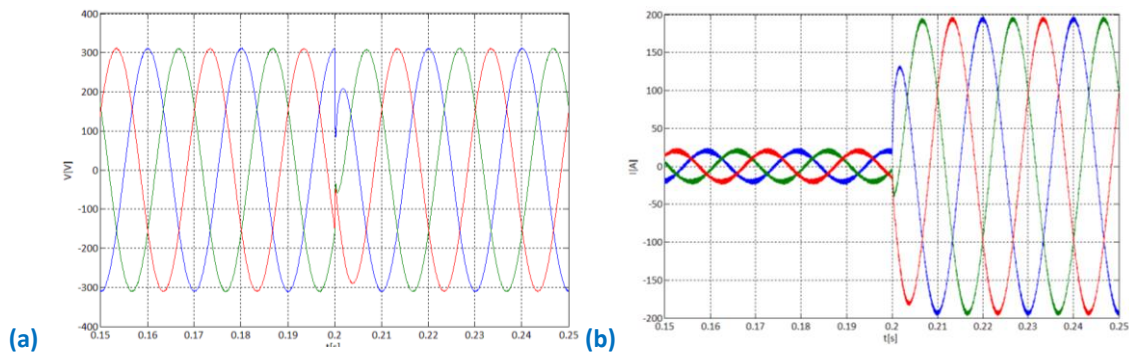


Figura 58 Inverter di uscita: tensione di carico (a), corrente di carico (b)

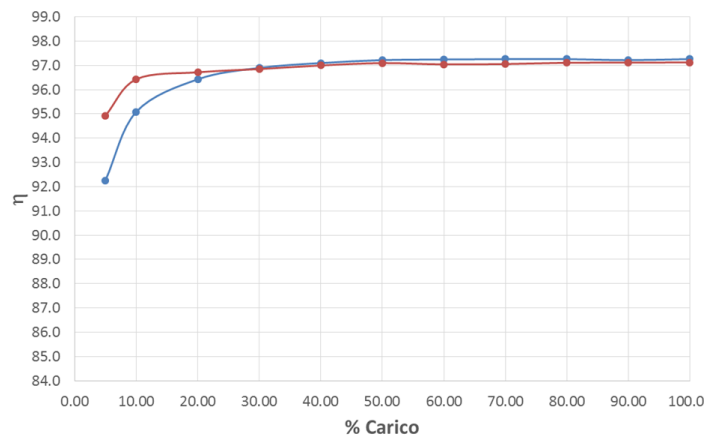


Figura 59 Efficienza dell’inverter di uscita: centralizzato (blu), modulare (rosso)

Convertitore di interfaccia con l’impianto fotovoltaico

In Tabella 7 sono riportano le specifiche tecniche del convertitore *step-up* di interfaccia con il generatore fotovoltaico.

Tensione nominale di ingresso	500-600 V
Tensione nominale lato uscita	800 V
Potenza nominale	120 kW

Tabella 7 Specifiche tecniche del convertitore *step-up* dell’impianto fotovoltaico

Lo *switch* di potenza per la soluzione centralizzata è chiamato durante il funzionamento a bloccare la tensione del *dc bus* e a condurre una corrente pari rispettivamente a 800 V e 200 A. Il dispositivo scelto che rispetta questi requisiti è il *CM600DXL-24S* della *Mitsubishi*[®].

Al fine di lavorare in conduzione continua per potenze superiori a 6400 W, deve esser definito il *duty cycle* minimo del segnale di comando dello *switch*. Considerando una tensione massima di ingresso pari a 600 V, il *duty cycle* minimo può essere calcolato nel seguente modo:

$$\frac{V_{out}}{V_{pv}} = \frac{1}{1-D} \Rightarrow D = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{out}} = 1 - \frac{600}{800} = 0.25 \tag{64}$$

Fissando la frequenza di commutazione pari a 10 kHz, il valore dell’induttanza può essere calcolato con la seguente equazione:

$$L \geq \frac{V_{out} T_s}{2I_{OB}} D(1-D)^2 = \frac{800 \times 100 \times 10^{-6}}{2 \times 8} 0.25(1-0.25)^2 H = 703 \mu H \tag{65}$$

Il condensatore di filtraggio d'uscita è stato dimensionato per assicurare un *ripple* di tensione massimo pari all'1% della tensione nominale. In particolare, il valore della capacità è stato determinato attraverso la seguente relazione:

$$C \geq \frac{I_0 DT_s}{\Delta V_{out}} = \frac{150 \times 0.25 \times 100 \times 10^{-6}}{8} F = 469 \mu F \quad 66.$$

dove I_0 è la corrente del carico e ΔV_{out} il valore del *ripple* di tensione desiderato.

Al fine di ridurre ulteriormente i *ripple* di tensione, in fase di analisi numerica è stato necessario aumentare il valore della capacità a 2 mF.

Per permettere la riduzione dei *ripple* di corrente dell'impianto fotovoltaico, in ingresso allo *step-up*, è stato connesso un filtro a π di tipo CLC con un valore di capacità e di induttanza pari rispettivamente a 5 mF e 40 μH . I parametri del convertitore *step-up* dell'impianto fotovoltaico sono raccolti in Tabella 8.

Induttanza di <i>boost</i> L	2 mH
Condensatore d'uscita C	2 mF
Frequenza di <i>switching</i>	10 kHz
Tensione d'ingresso	600 V
Tensione d'uscita	800 V
Induttanza del filtro π	40 μH
Condensatore del filtro π	5 mF

Tabella 8 Caratteristiche del convertitore *step-up* dell'impianto fotovoltaico

Data la potenza nominale del convertitore, per la struttura modulare è stato scelto di frazionare la potenza nominale del sistema su tre unità da 40 kW connesse secondo lo schema della soluzione *master-slave*. Pertanto, il dispositivo di potenza della singola unità deve bloccare la tensione del *dc bus* (800 V) e condurre una corrente pari ad un terzo di quella della soluzione centralizzata. Il dispositivo scelto che consente di soddisfare tali specifiche è l'*CM200DX-24S*. La soluzione *master-slave* consente di incrementare il valore di efficienza di conversione al diminuire della potenza erogata rispetto alla soluzione centralizzata come riportato in Figura 60, a parità di condizione operative. I valori di efficienza europea sono pari a 98% per la soluzione centralizzata e 98.9% per quella modulare.

Dimensionamento del convertitore bidirezionale

La potenza nominale del convertitore bidirezionale del pacco batteria è pari a 137.5 kW. Per l'implementazione del convertitore sono state utilizzate quattro unità di conversione da 35 kW collegate in parallelo. Gli *switches* devono bloccare la tensione del *dc bus* pari a 800 V e una corrente nominale è pari a 100 A. Il dispositivo scelto per l'implementazione è il *PM300DSA120* della *Mitsubishi*[®].

Il dimensionamento del convertitore è stato effettuato in modo da soddisfare le specifiche in entrambe le modalità di funzionamento di carica e scarica considerando una corrente minima di scarica e carica a C/100 e la tensione nominale del pacco batteria pari a 348 V.

Durante la scarica, il convertitore lavora da *step-up*, quindi il valore di *duty cycle* può essere calcolato con la seguente equazione:

$$\frac{V_{DC}}{V_{batt}} = \frac{1}{1-D} \Rightarrow D = 1 - \frac{V_{batt}}{V_{DC}} = 1 - \frac{348}{800} = 0.565 \quad 67.$$

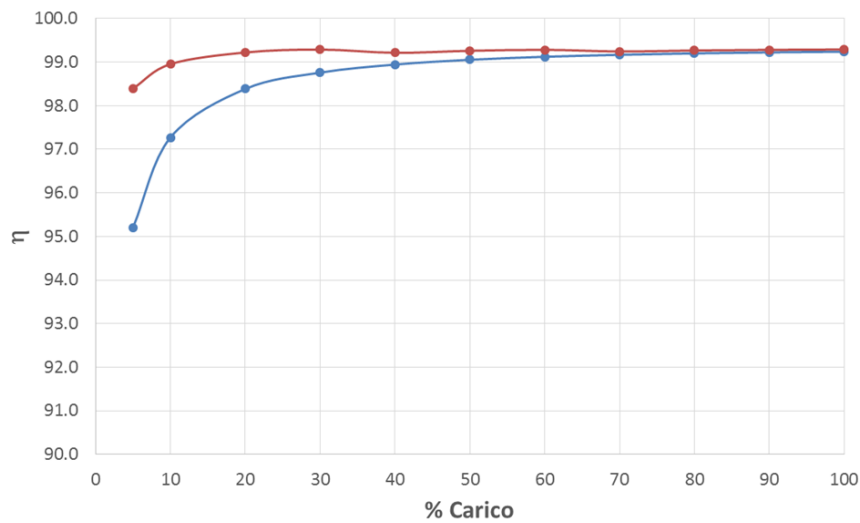


Figura 60 Efficienza del convertitore dc/dc dell'impianto fotovoltaico: centralizzato (blu), modulare (rosso)

Quindi il valore minimo dell'induttanza dell'induttore per lavorare in modalità di conduzione continua in condizioni di carico minimo vale:

$$L \geq \frac{V_{DC} T_s}{2I_{OB}} D(1-D)^2 = \frac{800 \times 100 \times 10^{-6}}{2 \times 2.7} 0.565(1-0.565)^2 H = 1.58 \text{ mH} \quad 68.$$

Il condensatore di filtraggio d'uscita deve essere tale da assicurare un *ripple* di tensione massimo pari al 1% della tensione nominale. Il valore della capacità è dato dalla seguente relazione:

$$C \geq \frac{I_O D T_s}{\Delta V_{DC}} = \frac{57.3 \times 0.565 \times 100 \times 10^{-6}}{8} F = 404 \mu F \quad 69.$$

dove I_O è la corrente del carico e ΔV_{DC} è il ripple di tensione desiderato.

Fissando una corrente di scarica minima pari a 2.7 A (funzionamento *step-down*) e frequenza di commutazione pari a 10 kHz, il valore dell'induttanza a limite tra conduzione continua e discontinua, è data dalla seguente relazione:

$$L \geq \frac{D T_s}{2I_{OB}} (V_{DC} - V_{Batt}) = \frac{0.435 \times 100 \times 10^{-6}}{2 \times 2.7} (800 - 348) H = 3.64 \text{ mH} \quad 70.$$

Il valore della capacità di filtraggio è stata imposta pari a 2 mF, in fase di analisi numerica. Ciò è necessario per migliorare la stabilità del *dc bus*. In Tabella 9 sono raccolte le caratteristiche fondamentali del dc-dc bidirezionale del pacco batteria. I valori di efficienza europea è pari a 98% (Figura 61).

Induttanza di <i>boost</i> L	10 mH
Condensatore d'uscita C	2 mF
Frequenza di <i>switching</i>	10 kHz
Tensione d'ingresso	300 V
Tensione d'uscita	800 V

Tabella 9 Caratteristiche del dc-dc bidirezionale del pacco batteria

Con la tecnica di controllo *master-slave* è possibile ottenere un incremento di efficienza alla basse potenze erogate come mostrato in Figura 61. Il valore di efficienza europea per il funzionamento in semplice parallelo è pari a 98%, mentre per il funzionamento con tecnica di controllo *master-slave* è pari a 99%.

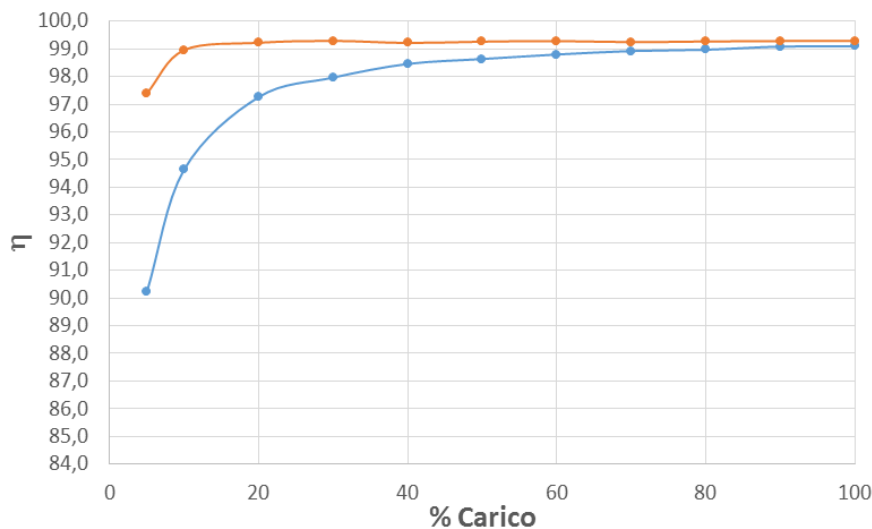


Figura 61 Efficienza del *dc-dc bidirezionale* del pacco batteria: semplice parallelo (blu), con tecnica di controllo *master-slave* (rosso)

3.2.3 Risultati numerici

Le prestazioni del sistema di conversione sono state valutate attraverso numerose prove svolte con la piattaforma simulativa implementata in *Simulink-Matlab*[®] (§2.2).

Si riporta di seguito la verifica effettuata sulla transizione tra le ore 7 e 8 del mese di Giugno, determinate dalla risoluzione del problema di ottimo del *layer di sistema* (Figura 48). Le condizioni operative del sistema nelle due ore considerate sono raccolte nella Tabella 10.

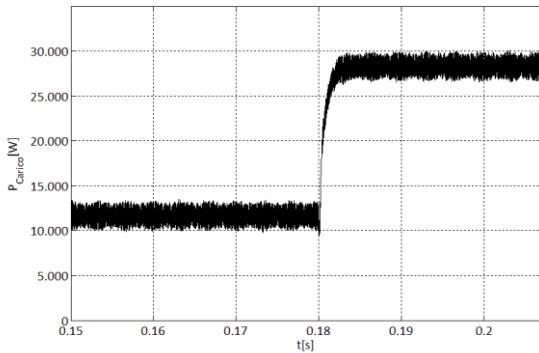
<i>h</i> -esima ora	P_L [kW]	P_{rete} [kW]	P_{PV} [kW]	P_{mppt} [kW]	$P_{batt,D}$ [kW]	$P_{batt,C}$ [kW]	SOC [%]
7	11.67	0	42.48	42.48	0	28.97	78.96
8	28.33	0	64.20	64.20	0	32.94	90.35

Tabella 10 Condizioni operative dei componenti del sistema in termini di potenze medie per le ore 7 ed 8 di un giorno tipico di Giugno

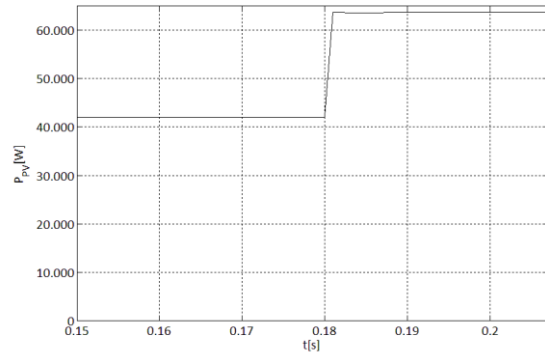
Durante l'ora 7 del giorno in esame il generatore fotovoltaico, funzionante nel suo punto di massima potenza $P_{mppt}=42.48$ kW (Figura 59 (b)), alimenta al netto delle efficienze il carico con una potenza pari a 11.67 kW (Figura 62 (a)) ed il surplus di potenza è utilizzato per la ricarica del pacco batteria con una potenza di 28.97 kW (Figura 59 (c)).

Alla fine dell'ora 7, lo stato di carica raggiunge il 78.96%. Alla transizione tra le ore 7 alle ore 8, corrispondente all'istante 0.18 s nei grafici della Figura 62, aumenta la massima potenza disponibile del generatore fotovoltaico (64.2 kW (Figura 62 (b))). In questa nuova condizione, il sistema di gestione e controllo decide di prelevare anche durante l'ora 8 la massima potenza disponibile dal generatore fotovoltaico per continuare ad alimentare il carico e ricaricare il pacco batteria ad una potenza maggiore pari a 32.94 kW (Figura 62 (c)). Come previsto dalla *modalità 2* (§2.2.3), l'algoritmo di *MPPT* consente di raggiungere il punto di massima potenza e nel contempo i supercondensatori intervengono per effettuare la stabilizzazione a 800 V del *dc bus* del sistema di conversione (Figura 63 (a)). La potenza prelevata dai supercondensatori è raffigurata in Figura 62 (d). La variazione di potenza di ricarica considerata determina un incremento della pendenza dell'andamento di tensione del pacco batteria da 275 kWh come mostrato in Figura 63 (b). In Figura 63 (c)-(d) è evidenziata la risposta del controllo di corrente e tensione dell'inverter d'uscita. A fronte della variazione della potenza di carico, il convertitore consente di rispettare i *range* di variazione imposti per la variazione di ampiezza e di frequenza delle tensioni d'uscita.

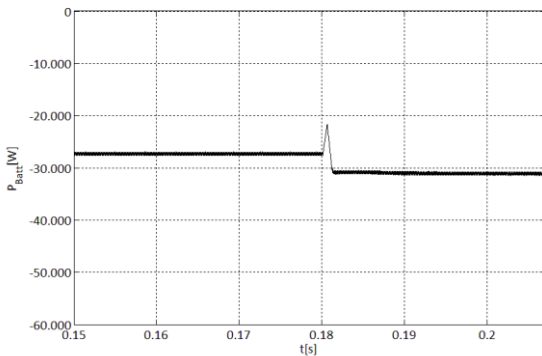
È stata inoltre considerata una riduzione temporanea della produzione dall'impianto fotovoltaico, dovuta a possibili ombreggiamenti, rispetto alla previsione di producibilità media per l'ora 8. A partire dalla condizione in cui l'impianto fotovoltaico nel suo punto di massima potenza alimenta il carico e il pacco batteria con una potenza complessiva pari a 64.20 kW, è stata simulata una riduzione di potenza disponibile del generatore fotovoltaico pari al 10 %. In Figura 64 (a) è possibile notare all'istante 0.25 s la riduzione della potenza del generatore fotovoltaico, che attraverso l'algoritmo di *MPPT* è portato a lavorare nuovamente nel nuovo punto di massima potenza. Di fronte alla riduzione della potenza disponibile dell'impianto fotovoltaico, il sistema di controllo diminuisce la potenza di ricarica del pacco batteria (Figura 64 (b)) per garantire la potenza richiesta dal carico, Figura 64 (c). In Figura 64 (d) è riportato l'andamento della tensione del pacco batteria al variare della potenza di ricarica durante le diverse condizioni operative considerate.



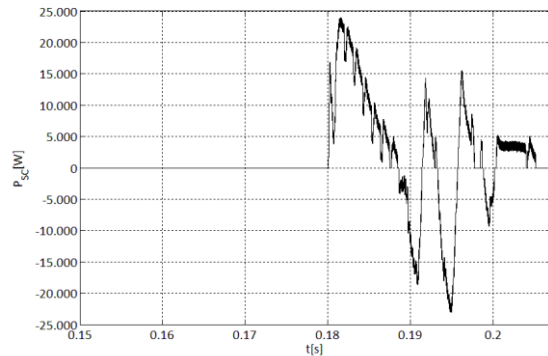
(a) potenza di carico



(b) potenza del generatore fotovoltaico

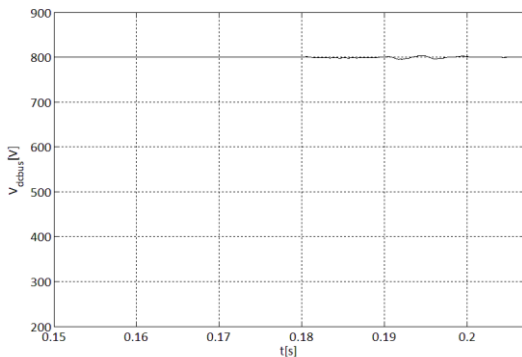


(c) potenza del pacco batteria

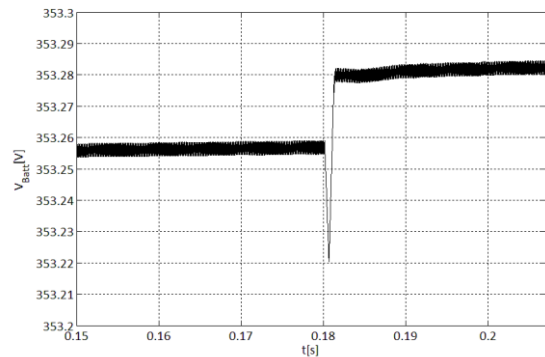


(d) potenza dei supercondensatori

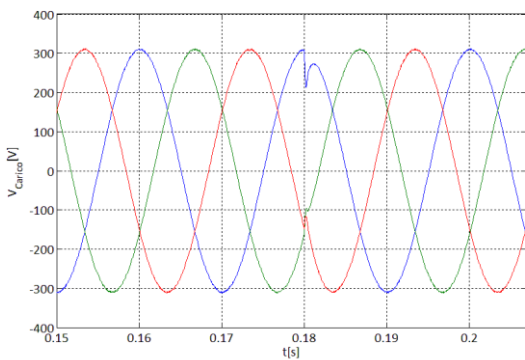
Figura 62 Potenze del sistema di conversione durante le ore 7 e 8 di un giorno tipico di Giugno



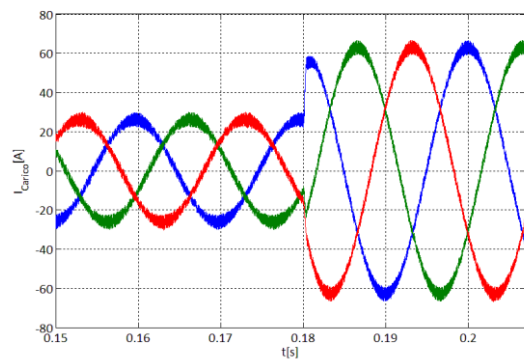
(a) Tensione del dc bus



(b) Tensione del pacco batteria

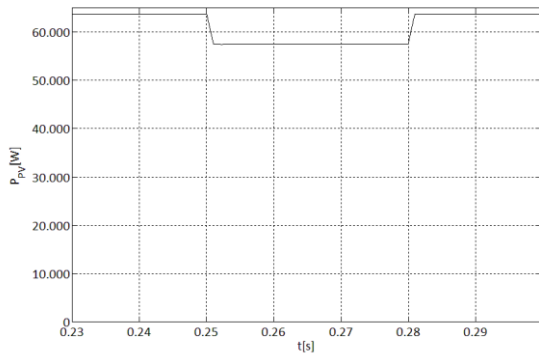


(c) Tensione del convertitore d'uscita

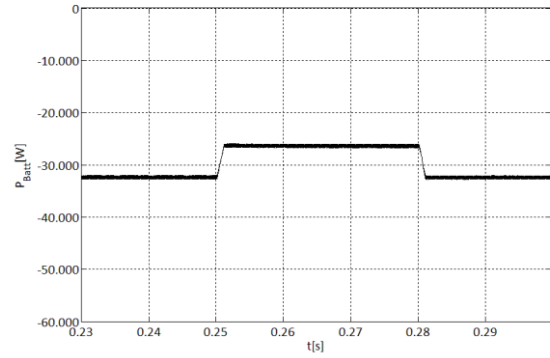


(d) Corrente ac del convertitore d'uscita

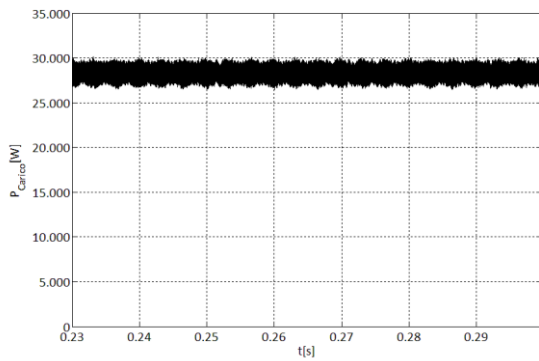
Figura 63 Andamento di alcune grandezze caratteristiche del sistema di conversione durante le ore 7 e 8 di un giorno tipico di Giugno



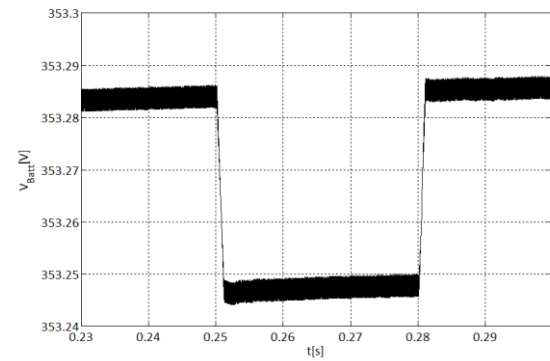
(a) potenza del generatore fotovoltaico



(b) potenza del pacco batteria durante la fase di ricarica



(c) potenza di carico



(d) tensione di batteria

Figura 64 Potenze del sistema di conversione nel caso di variazione della potenza fotovoltaica durante l'esercizio dell'ora 8 di un giorno tipico di Giugno

4 Conclusioni

L'oggetto della attività di ricerca è la progettazione di un convertitore modulare multi-sorgente per infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici alimentate da rete elettrica di distribuzione, da generazione distribuita e da sistemi di accumulo energetico.

La complessità della struttura di conversione considerata ha richiesto lo sviluppo di una piattaforma numerica dedicata. Organizzata su due *layer*, tra di loro interlacciati, tale piattaforma consente di disaccoppiare le dinamiche dei vari sotto-sistemi in funzione delle loro costanti di tempo e di velocizzare, quindi, il processo di simulazione. L'obiettivo è il dimensionamento ottimale delle taglie delle sorgenti ausiliarie di energia, degli apparati di conversione statica dell'energia elettrica e i flussi ottimali di potenza. La piattaforma numerica è in grado di elaborare il progetto preliminare dell'intera infrastruttura di ricarica tenendo in considerazione vincoli funzionali (potenza disponibile sulla rete elettrica di distribuzione, piani di assorbimento previsti, producibilità delle fonti rinnovabili) e vincoli di costo (costo iniziale dei dispositivi del sistema combinato, efficienza di conversione, usura dei dispositivi, costo dell'energia, ecc..).

Per il sistema di conversione sono state sviluppate e analizzate delle configurazioni e delle tecniche di controllo e modulazioni innovative rispetto allo stato dell'arte che consentono di aumentare l'efficienza di conversione.

L'utilizzo della piattaforma numerica ha consentito di determinare, per diversi scenari per la mobilità elettrica, il migliore progetto di investimento per un'infrastruttura di ricarica multi-standard in termini di taglie delle sorgenti ausiliarie e tecnologia del convertitore modulare. Attraverso un'analisi tecnico-economica è stata validata la soluzione del sistema di conversione proposto e l'algoritmo per la gestione ottimale dei flussi di potenza. In particolare, la stazione di ricarica consente di minimizzazione l'impatto delle ricariche sulla rete di alimentazione in termini di energia, di potenza e di *Power Quality*. Il primo vantaggio è ottenuto attraverso l'utilizzo ottimo della fonte rinnovabile non programmabile e del sistema di accumulo ibrido, il secondo attraverso delle opportune topologie e tecniche di controllo del convertitore di interfaccia con la rete.

5 Riferimenti bibliografici

1. Costa, Luis M., and George Kariniotakis. "A stochastic dynamic programming model for optimal use of local energy resources in a market environment." Power Tech, 2007 IEEE Lausanne. IEEE, 2007.
2. Ortega-Vazquez, M.A., "Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty," Generation, Transmission & Distribution, IET, vol.8, no.6, pp.1007,1016, June 2014.
3. www.mercatoelettrico.org
4. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>
5. Zhou, Chengke, et al. "Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, 26.4 (2011): 1041-1050.
6. ENEA, "Ricerca di Sistema elettrico, Risultati del primo anno di attività", Accordo di programma MSE/ENEA 2012-2014, Febbraio 2014.
7. <http://ampl.com/>
8. Cordone, Roberto, Maurizio Bruglieri, and Leo Liberti. "Appunti sul linguaggio di programmazione AMPL." Milano, Ottobre (2001).
9. Thuesen, G. J., and W. J. Fabrycky. "Economia per ingegneri." icon 39.051 (2006): 256011.
10. Mohan, Ned, and Tore M. Undeland. Power electronics: converters, applications, and design. John Wiley & Sons, 2007.
11. Xiao, Weidong, William G. Dunford, and Antoine Capel. "A novel modeling method for photovoltaic cells." Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual. Vol. 3. IEEE, 2004.
12. Tremblay, Olivier, and Louis-A. Dessaint. "Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications." World Electric Vehicle Journal 3.1 (2009): 1-10.
13. A.M. Bazzi, P.T. Krein, J.W. Kimball, K. Kepley, "IGBT and Diode Loss Estimation Under Hysteresis Switching", IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 27, no. 3, pp. 1044-1048, March 2012.
14. J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galvan, R. P. Guisado, M. A. Prats, J. I. Leon, and N. Moreno-Alfonso, "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," Industrial Electronics, IEEE Transactions on, vol. 53, no. 4, pp. 1002-1016, 2006.
15. C. Attaianese, M. D'Arpino, M. Di Monaco, G. Tomasso, "Multiple inverters modulation technique for photovoltaic systems," IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, vol., no., pp., Vienna, 10-13 Nov. 2013.
16. C. Attaianese, M. D'Arpino, M. Di Monaco, G. Tomasso, "Recursive dead time compensation techniques for PV system power converters." PCIM Europe 2014; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management; Proceedings of. VDE, 2014.
17. Attaianese C., Nardi V., Parillo F., Tomasso G., "High performances supercapacitor recovery system including Power Factor Correction (PFC) for elevators," European Conference on Power Electronics and Applications, Sept. 2007
18. C. Attaianese and G. Tomasso, "Optimized modulation for PWM rectifiers," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting, Jan. 2002, vol. 2, pp. 1264-1269.
19. J. Rocabert, G. Azevedo, G. Vazquez, I. Candela, P. Rodriguez, and J. M. Guerrero, "Intelligent control agent for transient to an island grid," in 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Bari, Italy, 2010, pp. 2223-2228.
20. C. Attaianese, M. Di Monaco, V. Nardi, and G. Tomasso, "Dual inverter for high efficiency PV systems," in Proc. IEEE International Electric Machines and Drives Conference, 2009, pp.818-825.
21. <https://www.inverterdrive.com/>

22. <http://www.fotovoltaicolowcost.it/index.php/component/virtuemart/kit-fotovoltaici/>
23. <http://www.powertechsystems.eu/en/technics/lithium-ion-vs-lead-acid-cost-analysis/>
24. Balqon Corporation, "Powering Cleantech revolution, Lithium Batteries" 2013.

Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Il gruppo di lavoro coinvolto nell'attività di ricerca ha sede nel DIEI, Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione, dell'Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale. Il DIEI promuove e coordina attività di ricerca in settori cruciali per lo sviluppo tecnologico: energia, automazione industriale, veicoli elettrici, qualità e sicurezza, controlli automatici, sistemi elettrici, elettronica di potenza, informatica e telecomunicazioni. I ricercatori coinvolti in questo progetto di ricerca fanno parte del Settore scientifico-disciplinare *ING-IND/32: Convertitori, Macchine ed Azionamenti Elettrici*.

Il responsabile scientifico del gruppo di lavoro è il Prof. Giuseppe Tomasso, autore di oltre 100 Pubblicazioni Scientifiche su riviste internazionali e atti di conferenze. Le principali attività di ricerca del gruppo sono state incentrate negli ultimi anni prevalentemente sui convertitori statici di energia elettrica ad alta efficienza, sui sistemi di accumulo, sulle *smart-grid* e sulla *ICT* applicata alla distribuzione e gestione di reti e di impianti industriali. Sono state svolte numerose ricerche nell'ambito della gestione dei flussi di potenza da fonti rinnovabili di energia e dei sistemi di conversione e accumulo energetico per veicoli elettrici (sia ibridi che *all-electric*). Nel campo delle propulsione elettrica sono state sviluppate ed implementate soluzioni innovative per i sistemi di conversione statica dell'energia elettrica basate su strutture multilivello e modulari.

Le attività di ricerca del gruppo di lavoro sono state svolte presso il Laboratorio di Automazione Industriale (LAI) del DIEI, di cui il Prof. Giuseppe Tomasso è il responsabile scientifico.