



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**Contributo dei sistemi di ricarica nella regolazione di reti di
distribuzione in bassa e media tensione.**

Relatore: Prof. Fabio Bignucolo

Laureando: Marco Rigobello 1147805

Anno Accademico 2018/2019

*L'uomo deve perseverare nell'idea che l'incomprensibile sia comprensibile,
altrimenti rinunciarebbe a cercare.*

J.W.Goethe

INDICE

ACRONIMI.....	7
INDICE DELLE FIGURE.....	9
INDICE DELLE TABELLE	9
1 SOMMARIO.....	11
2 INTRODUZIONE.....	13
3 MOBILITÀ ELETTRICA	17
3.1 IL MERCATO DEI VEICOLI ELETTRICI A LIVELLO GLOBALE	17
3.2 MATURITÀ DELLA MOBILITÀ ELETTRICA IN ITALIA.....	19
3.3 SCENARIO TECNOLOGICO DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA.....	20
3.4 RICARICA VELOCE E ULTRA-VELOCE.....	22
3.5 VEHICLE TO GRID (V2G).....	23
4 RUOLO DEGLI INVERTER NELLA REGOLAZIONE DELLE RETI E SERVIZI ANCILLARI.....	27
4.1 L'INVERTER TRIFASE.....	27
4.2 CONTROLLO DEL FLUSSO DI POTENZA DEGLI INVERTER.....	29
4.3 IL CONTROLLO DEGLI INVERTER NEL SISTEMA DI RIFERMINEO DQ.....	30
4.4 INTERCONNESSIONE TRA LA RETE E LA STAZIONE DI RICARICA PER VEICOLI ELETTRICI.....	31
5 SCHEMI DI REGOLAZIONE SVILUPPATI	33
5.1 CONCEPT.....	33
5.2 SOFTWARE DI SIMULAZIONE DI RETI DIgSILENT PowerFactory	33
5.3 MODELLO DELLA RETE	35
5.4 LE DUE PORZIONI DI RETE.....	38
5.5 STAZIONE DI RICARICA.....	40
5.6 INVERTER DI RETE IN INGRESSO ALLA STAZIONE DI RICARICA ..	42
5.7 ELEMENTI PRINCIPALI E CARATTERISTICHE TECNICHE	44
5.8 ALTRI ELEMENTI E RELATIVE PECULIARITÀ.....	45
6 LOGICA DEI CONTROLLI	47
6.1 COMPOSITE FRAMES E MODELS DEFINITION.....	47

6.2	IMPLEMENTAZIONE DEL BILANCIAMENTO DELLA CORRENTE ALLA SEQUENZA INVERSA E CONTROLLO DEI FLUSSI DI POTENZA AI TRASFORMATORI PRIMARI.....	47
6.3	FRAME DEI SERVIZI ANCILLARI	49
6.4	ALGORITMI E SCHEMI A BLOCCHI RELATIVI AL CONTROLLO DELLA CORRENTE ALLA SEQUENZA INVERSA.....	51
6.5	ALGORITMI E SCHEMI A BLOCCHI RELATIVI AL CONTROLLO DELLA CORRENTE ALLA SEQUENZA DIRETTA	53
6.6	FRAME BUCK BOOST	56
6.7	FRAME RELATIVO ALLA MODELLIZZAZIONE DELLA BATTERIA..	58
7	FUNZIONI OBIETTIVO E SIMULAZIONI.....	60
7.1	ANALISI DELLE POSSIBILI FUNZIONI OBIETTIVO	60
7.2	BILANCIAMENTO DELLE CORRENTI ALLA SEQUENZA INVERSA..	62
7.3	FUNZIONAMENTO DEL MODELLO DI RETE.....	63
8	CONCLUSIONI.....	65
	APPENDICE	67
	BIBLIOGRAFIA	75
	RINGRAZIAMENTI.....	77

ACRONIMI

BT bassa tensione

MT media tensione

AT alta tensione

EVs veicoli elettrici

DC corrente continua

AC corrente alternata

V2G vehicle to grid

SD sequenza diretta

SI sequenza inversa

SoC stato di carica della batteria

BEV veicolo elettrico a batteria

PHEV veicolo elettrico ibrido plug-in

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Vendite globali di auto elettriche (in migliaia) e % sulle vendite totali.....	17
Figura 2: Percentuali di auto di tipo BEV e PHEV vendute negli ultimi anni	18
Figura 3: Percentuali di immatricolazioni di EVs rispetto al totale europeo	18
Figura 4: Distribuzione geografica delle strutture di ricarica	20
Figura 5: ruolo del V2G per far fronte al variare del carico sulla rete	24
Figura 6: Schema di base di un inverter trifase	27
Figura 7: Forme d'onda della portante e della modulante in un inverter trifase	28
Figura 8: Flussi di potenza e diagramma vettoriale delle tensioni.	29
Figura 9: Sistema di riferimento rotante dq	30
Figura 10: Schema della rete unifilare del progetto di tesi	37
Figura 11: Rappresentazione dei due feeder relativi alle reti A e B	39
Figura 12: Rappresentazione della stazione di ricarica per veicoli elettrici	40
Figura 13: Convertitore DC-DC Buck.....	41
Figura 14: Convertitore DC-DC Boost.....	41
Figura 15: Inverter di interconnessione tra reti elettriche e stazione di ricarica.....	42
Figura 16: Logica di controllo per comandare gli inverter	50
Figura 17: Controllo della corrente alla sequenza inversa.....	51
Figura 18: Controllo della corrente alla sequenza diretta	54
Figura 19: Logica di controllo relativa al parallelo dei convertitori DC-DC	56
Figura 20: Algoritmi di comando di Buck e Boost.....	57
Figura 21: Logica di controllo per la batteria	58
Figura 22: Algoritmi di comando per le grandezze della batteria	59
Figura 23: Confronto tra le due reti radiali autonome e il sistema magliato	60
Figura 24: Situazione delle correnti su Line A1 precedente all'intervento dei controlli.	62
Figura 25: Situazione delle correnti su Line A1 successiva all'intervento dei controlli.	63

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Confronto immatricolazioni di veicoli elettrici tra 2017 e 2016	17
Tabella 2: Numero cumulativo di stazioni di ricarica in Italia	20
Tabella 3: Caratteristiche degli elementi principali presenti nella rete	44
Tabella 4: Caratteristiche dei misuratori presenti nella rete	45

1 SOMMARIO

L'obiettivo di questa tesi è quello di analizzare possibili soluzioni innovative per quando riguarda l'interconnessione di due reti di distribuzione elettrica in bassa o media tensione esercite radialmente. In particolare, il problema che l'elaborato vuole affrontare riguarda l'opportunità di sfruttare la realizzazione di una nuova stazione di ricarica per veicoli elettrici per interfacciare due porzioni di rete prima autonome.

Il lavoro di tesi è focalizzato sui controlli per gli inverter, dedicati all'alimentazione di tali postazioni di ricarica, con la finalità di implementare logiche di comando intelligenti che permettano di soddisfare determinati servizi ancillari utili per il sistema elettrico.

La presente trattazione affronta tale problematica non solo da un punto di vista teorico, ma è arricchita da un caso di studio reale implementato attraverso l'utilizzo di opportuni software per la simulazione di reti elettriche e dei relativi schemi di controllo. Tale lavoro è stato svolto nel laboratorio di Sistemi Elettrici per l'Energia dell'Università degli Studi di Padova.

2 INTRODUZIONE

Negli ultimi anni, uno dei dibattiti che sta interessando l'uomo, con sempre maggior attenzione, è stato sicuramente quello riguardante i cambiamenti climatici e la ricerca delle relative cause e conseguenze. Il problema viene affrontato a livello globale cercando di introdurre delle politiche energetiche adeguate e di imporre degli obiettivi prefissati per il futuro. In particolare si vuole porre dei limiti per ridurre al minimo le emissioni di CO₂ e degli altri agenti inquinanti.

La necessità di trattare questa tematica in modo comune tra i diversi paesi, in modo che lo sforzo sia collettivo, e non individuale e a discrezione della sensibilità dei diversi stati, ha portato al raggiungimento di un accordo nel 2015. In seguito a negoziati durati più di dieci anni, alla conferenza COP 21 sul clima (21a sessione annuale della conferenza delle parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici) si sono trovati dei punti comuni riguardanti:

- Il surriscaldamento globale, con l'obiettivo di restare sotto ai due gradi centigradi di aumento della temperatura nei prossimi anni, rispetto all'era pre-industriale.
- L'imposizione di limiti a lungo termine sulle emissioni di gas inquinanti, in particolare la CO₂. Ogni paese si impegna a prendere determinati impegni, comunicarli e mantenerli.
- Il finanziamento ai paesi in via di sviluppo e la trasparenza per creare una fiducia reciproca.

Argomento di primario interesse, che si innesta perfettamente in questo tema, è quello dei mezzi di trasporto e delle innovazioni in ambito di mobilità che sono state introdotte grazie allo sviluppo di nuove tecnologie. Infatti al giorno d'oggi proprio il settore del trasporto è causa di una importante quota di emissioni di anidride carbonica, pari al 24% del totale.

Ecco dunque da dove ha origine l'interesse riguardante la nuova mobilità elettrica, interesse che si può intuire anche dalle parole pronunciate dal presidente e direttore generale dell'alleanza Renault-Nissan, Carlos Ghosn: "La conferenza COP21 ci esorta a non essere passivi e ad agire in maniera vigorosa per ridurre le conseguenze del cambiamento climatico, cercando di limitare l'impatto sul riscaldamento del pianeta dovuto ai mezzi di trasporto individuali. I veicoli elettrici rappresentano ad oggi la soluzione migliore esistente per raccogliere tale sfida, ecco perché qualunque regione o Stato, che consideri con serietà il problema della protezione ambientale, deve contribuire a sviluppare l'infrastruttura necessaria per la mobilità elettrica".

Possiamo dunque comprendere come la transizione da un trasporto prettamente alimentato da combustibili fossili a una trazione garantita da batterie di accumulatori sia uno dei punti fondamentali su cui agire per raggiungere i prestigiosi obiettivi siglati durante tale conferenza COP21. Ovviamente una soluzione di questo genere ha senso se tale transizione avviene di pari passo ad un aumento della produzione di energia elettrica

da fonti rinnovabili, e non più da centrali a carbone, gas metano, olio combustibile e altre fonti fossili.

Eppure un concreto cambio di prospettiva per quanto riguarda la mobilità elettrica è ostacolato da molteplici vincoli, che ostacolano la comoda fruibilità dei veicoli alimentati da batterie a tutti i cittadini. Vi sono alcune problematiche che preoccupano, più o meno giustamente, i consumatori e li portano a optare per soluzioni più inquinanti ma considerate affidabili.

Tra le difficoltà sopra citate troviamo:

- Range di autonomia delle batterie limitato, che di fatto limita gli spostamenti a viaggi di media percorrenza.
- La scarsità di strutture di ricarica per veicoli elettrici diffuse sul territorio e i tempi di ricarica.
- I costi relativi all'acquisto di questi mezzi.
- Il problema relativo alla sicurezza delle batterie al litio, soprattutto in caso di surriscaldamenti improvvisi.

In realtà molti di questi aspetti sono stati via via affrontati dalle case produttrici di automobili e nel futuro i costi relativi all'acquisto di nuove auto sarà sempre più abbordabile. Inoltre lo sviluppo delle batterie al litio di nuova generazione ha permesso di garantire maggior sicurezza e autonomia.

Se la paura per quanto riguarda l'affidabilità riguardo alla tecnologia può essere correlata ad una comunicazione poco efficace, la diffusione delle infrastrutture necessarie per la ricarica delle automobili è invece facilmente apprezzabile da tutti.

Infatti sempre più grandi aziende, centri commerciali, parcheggi per stazioni o aeroporti stanno implementando all'interno delle proprie aree di sosta postazioni dedicate esclusivamente al parcheggio e alla contemporanea ricarica dei veicoli elettrici.

La presenza di stazioni dedicate a questo servizio sta diventando sempre più capillare all'interno del territorio europeo e italiano. Bisogna tenere presente che spesso queste nuove postazioni sono realizzate in contesti in cui l'infrastruttura della rete elettrica è già sviluppata.

Il lavoro della seguente tesi si sviluppa a partire da questa premessa ed è quindi volto ad approfondire e analizzare possibili soluzioni innovative riguardo all'integrazione di nuove strutture di ricarica per veicoli elettrici con una o più reti di distribuzione in bassa o media tensione. L'obiettivo che si cercherà di conseguire non è la sola carica delle batterie, ma esaminare l'intero contesto e pensare a quale contributo la presenza degli inverter può dare alla regolazione del sistema elettrico, ai servizi ancillari e alla regolazione dei flussi di potenza.

In particolare sarà affrontato nel corso dell'elaborato un caso di studio in cui due porzioni autonome di rete, esercite radialmente, vengono interconnesse per mezzo di due convertitori AC/DC realizzati per alimentare i chargers di un parcheggio.

Lo scopo principale è quindi quello di definire delle logiche di comando per un controllo intelligente degli inverter, permettendo così di realizzare dei servizi ancillari per la rete.

Analizziamo le varie tematiche che vengono affrontate nel lavoro di tesi. Le macro-parti che vanno a costituire il corpo principale sono sostanzialmente tre:

- Nella prima parte viene descritta l'evoluzione in Italia e nel Mondo della mobilità elettrica, gli sviluppi avvenuti negli ultimi anni e i possibili scenari futuri. Ci si focalizzerà poi sullo stato dell'arte delle infrastrutture di ricarica e delle batterie. L'analisi verterà poi sul ruolo del Vehicle-to-grid (V2G) per il supporto alla rete.
- Nella seconda parte vengono analizzati i servizi ancillari di cui può aver bisogno il sistema elettrico, il ruolo degli inverter per la regolazione di rete e per il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa e il trasferimento di flussi di potenza per equilibrare i carichi dei trasformatori primari. L'elaborato vuole porre in esame principalmente i problemi relativi alle reti di distribuzione in bassa e media tensione, esercite radialmente.
- Nella terza parte verrà presentato un caso di studio concreto, un modello composto da due porzioni di rete e una stazione di ricarica per veicoli elettrici. Tale scenario viene implementato all'interno del software di simulazione DIgSILENT PowerFactory, così da permettere uno studio approfondito delle diverse modalità di funzionamento.
Verranno confrontate simulazioni effettuate con diversi obiettivi: come la ricerca di efficienza energetica o la risoluzione di congestioni. Questo lavoro è stato svolto all'interno del laboratorio di Sistemi Elettrici per l'Energia dell'Università degli Studi di Padova.

3 MOBILITÀ ELETTRICA

3.1 IL MERCATO DEI VEICOLI ELETTRICI A LIVELLO GLOBALE

La necessità di limitare le emissioni inquinanti, in particolare di anidride carbonica, ha portato negli ultimi anni i governi occidentali a incentivare l'elettrificazione dei sistemi di trasporto, sia quelli pubblici che quelli privati. In realtà ancora oggi il mercato automobilistico relativo ai veicoli elettrici è un settore considerato di nicchia, ma, come vedremo, è in continua espansione.

Infatti nel 2017 sono state vendute quasi 1,2 milioni di automobili elettriche [1] (sia BEV che PHEV), un dato maggiore del 57% rispetto all'anno precedente, il 2016. Il trend di crescita è ancora più accentuato se paragonato con il 2015, anno in cui i veicoli elettrici immatricolati sono stati 537.000. Come riportato nel grafico in figura, le vendite globali di automobili di questo tipo stanno crescendo anno per anno, anche in confronto alla percentuale globale di nuove immatricolazioni.

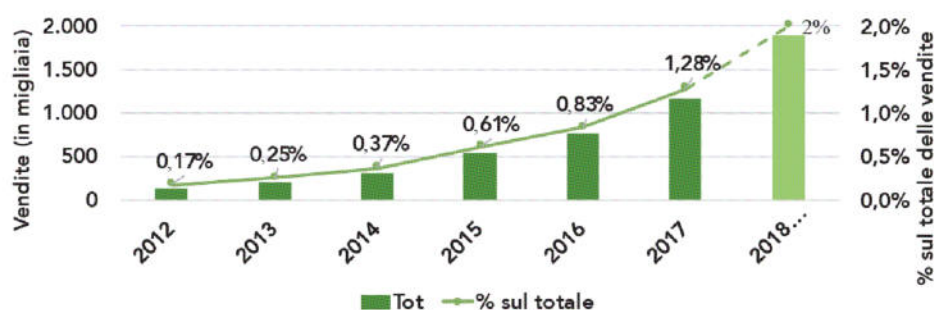


Figura 1: Vendite globali di auto elettriche (in migliaia) e % sulle vendite totali

A livello mondiale, la distribuzione paese per paese di nuovi veicoli elettrici non è omogenea. La Cina in particolare rappresenta il più grande mercato mondiale, con circa 580.000 auto vendute nel 2017, numero doppio rispetto a quello dell'Europa. Interessante notare la crescita del Giappone, che registra un aumento del +155% rispetto al 2016, confermandosi quarto mercato mondiale e il paese più dinamico sotto l'aspetto dell'elettrificazione dei trasporti.

PAESE	EVs IMMATRICOLATI NEL 2017	INCREMENTO RISPETTO AL 2016
Cina	580.000	+72%
Europa (totale)	290.000	+39%
Stati Uniti	200.000	+27%
Giappone	56.000	+155%
Norvegia	62.000	+24%
Germania	55.000	+117%
Gran Bretagna	47.000	+27%
Francia	37.000	+26%

Tabella 1: Confronto immatricolazioni di veicoli elettrici tra 2017 e 2016

Se si analizzano le tipologie di auto elettriche vendute, si nota il trend che vede uno spostamento del mix da veicoli ibridi (PHEV) verso quelli completamente elettrici (BEV). Le percentuali poi variano molto da stato a stato, in funzione delle politiche incentivanti in essere.

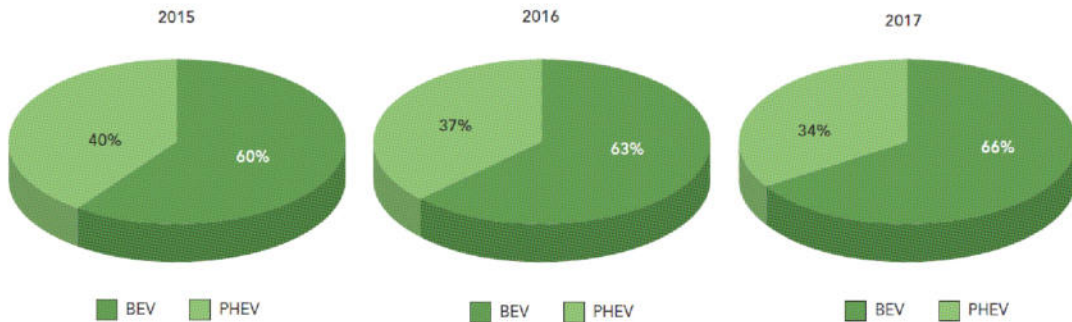


Figura 2: Percentuali di auto di tipo BEV e PHEV vendute negli ultimi anni

Il primo mercato europeo è certamente la Norvegia con 62.000 veicoli venduti, paese che vanta il primato di veicoli elettrici venduti (39%) rispetto al totale di nuove immatricolazioni nel 2017.

Il secondo posto è invece della Germania, seguita da Gran Bretagna e Francia. In Europa questi quattro paesi da soli raccolgono il 70% del totale EVs.

L'Italia purtroppo pesa per meno del 2% nel mercato europeo, a fronte del 13% del totale delle immatricolazioni.

In figura sono riportati in dettaglio i numeri dello scenario europeo aggiornato all'anno 2017.

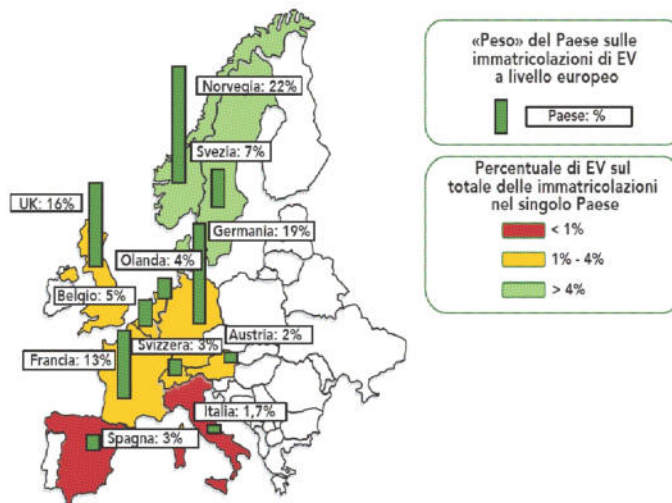


Figura 3: Percentuali di immatricolazioni di EVs rispetto al totale europeo

3.2 MATURITÀ DELLA MOBILITÀ ELETTRICA IN ITALIA

Al fine di esaminare la maturità del trasporto attraverso veicoli a trazione elettrica nel nostro Paese vengono presi in esame tre indicatori principali:

- Maturità tecnologica
- Maturità normativa
- Maturità di mercato

L'aspetto che desta minori criticità è quello relativo alla maturità tecnologica. Lo sviluppo e le innovazioni in campo scientifico hanno permesso netti miglioramenti per quanto riguarda l'autonomia e la sicurezza dei veicoli elettrici. Le infrastrutture di ricarica vantano una buona affidabilità e una parziale interoperabilità, cioè la possibilità di effettuare una ricarica su tutte le diverse tipologie di colonnine diffuse sul territorio. Come vedremo a livello normativo sono stati introdotti degli standard universali per le prese di collegamento con le postazioni dei chargers.

Alcuni aspetti invece sono ancora in fase di avanzamento, e le principali sfide tecnologiche riguardano le batterie e i sistemi di ricarica. Le prime sono l'elemento chiave di un'auto elettrica e la ricerca sta spingendo nella direzione di un aumento netto dell'autonomia, facendo attenzione anche ai costi. I sistemi di ricarica saranno trattati nei prossimi paragrafi.

L'indicatore che si riferisce alla maturità del mercato dell'elettrico, come dimostrano i dati precedentemente riportati, rende chiaro come tale settore sia ancora considerato di nicchia, alla portata di pochi consumatori. La scarsa domanda di nuove immatricolazioni di veicoli elettrici è da ricercare in una diffidenza rispetto a problematiche come autonomia, inadeguata diffusione dei sistemi di ricarica rapida, costi considerati eccessivi. La tendenza è comunque positiva e, con l'evolversi della tecnologia e l'aumentare degli incentivi, sicuramente l'espansione del mercato sarà sempre più marcata.

Infine è importante analizzare la maturità da un punto di vista normativo. L'introduzione in un contesto già stabilizzato, come quello delle automobili e più in generale dei mezzi di trasporto, di una nuova tecnologia richiede investimenti ragionati. In Italia l'acquisto di veicoli elettrici è ancora poco incentivato e le infrastrutture di ricarica sono distribuite sul territorio nazionale in modo non omogeneo, portando così a situazioni di squilibrio tra nord e sud del paese, come riportato in figura 4. Lo sbilanciamento della diffusione geografica è ancora più marcato se ci si focalizza sulle postazioni di caricatori in DC, che ad oggi sono circa un decimo delle stazioni di ricarica complessive. Le percentuali infatti diventano: nord 63%, centro 28%, sud e isole 9%.

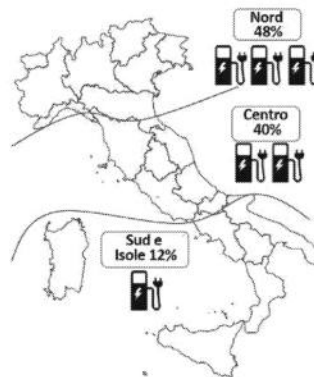


Figura 4: Distribuzione geografica delle strutture di ricarica

La più o meno capillare distribuzione di colonnine incide sulla percezione della cosiddetta “range anxiety”, il timore dei consumatori di rimanere con autonomia nulla e non trovare comodamente punti in cui portare il veicolo per ricaricarne le batterie.

La tabella mostra i dati relativi ai chargers installati negli ultimi anni in Italia, suddividendoli in due categorie: quelli di potenza nominale inferiore a 22kW e quelli a potenza superiore.

Stazioni di ricarica	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Potenza < 22kW	1000	1200	1350	1679	1769	2298
Potenza > 22kW	2	6	13	70	203	443

Tabella 2: Numero cumulativo di stazioni di ricarica in Italia

Di interesse nella trattazione di questa tesi sono i punti di ricarica a potenza elevata, che possono essere presenti in zone come stazioni di servizio, parcheggi pubblici o di centri a grande afflusso (cinema, teatri, aziende, centri commerciali), strade extra-urbane e autostrade.

3.3 SCENARIO TECNOLOGICO DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA

Per la ricarica di un veicolo elettrico, possiamo distinguere tre possibili soluzioni principali [2]:

- La sostituzione completa della batteria scarica con una a piena autonomia (“Battery Swap”). Questo meccanismo presenta vantaggi in termini di tempistiche, ma è un processo non attuabile in quanto sarebbe necessaria una standardizzazione perfetta tra gli accumulatori dei diversi veicoli.
- Ricarica in corrente continua o alternata attraverso una colonnina apposita: provvista di cavo, spina e connettore. In base alla potenza richiesta si possono distinguere tre tipi di connessione differente.
- Una ricarica di tipo wireless, senza l’utilizzo di alcun cavo. Il trasferimento di energia avviene attraverso un campo magnetico concatenato tra un avvolgimento interrato e un altro presente sul veicolo.

Il lavoro svolto in questa tesi si focalizza su stazioni di ricarica in cavo e in corrente continua. Sarà quindi trattata nel dettaglio solo la seconda soluzione sopra presentata, con i differenti modi di ricarica, tipi di connessione e tipi di prese.

Modi di ricarica [3]:

- Modò 1: utilizza prese di corrente e spine standard che non superano i 16A e i 250V (monofase), 480 (trifase). In questa modalità di ricarica il veicolo è collegato direttamente alla presa di corrente, infatti è adatta soprattutto per i veicoli leggeri ed è utilizzata in ambito domestico. Utilizza un cavo di potenza e un cavo di terra per protezione. Lato fornitura sono presenti, un dispositivo RCD (Residual Current Device) che sarebbe un interruttore differenziale e una protezione da sovracorrenti che sono obbligatorie anche per gli altri modi di ricarica. Questo tipo di carica non necessita di un controllo pin. Il Modò 1 necessita solo di un circuito logico che valuta se il veicolo è correttamente connesso (Proximity detection Logic).

I Modi 2,3 e 4 hanno invece funzioni di controllo da parte dell'EV (Electric Vehicle) e dell'EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) per verificare: la corretta connessione del veicolo, la corretta connessione della terra, che il sistema venga correttamente alimentato, che il sistema venga correttamente disalimentato quando necessario, il grado di carico, la ventilazione giusta, il controllo del flusso bidirezionale nel caso sia una prerogativa della batteria.

- Modò 2: la connessione non supera i 32A e i 250V (monofase), 480 (trifase). Questo utilizza plug monofase o trifase e prese di corrente standard. È analoga alla modalità precedente solo che sul cavo di alimentazione è presente un dispositivo di controllo elettronico che garantisce la sicurezza delle operazioni. Necessitano di un conduttore di potenza e uno di protezione di terra, insieme al Control Pilot e al sistema di protezione personale RCD.

-Monofase: 230V, 32A, P=7.4kW

-Trifase: 400V, 32°, P=22kW

Il Control Pilot utilizza una PWM (Pulse Width Modulation) per codificare le informazioni e permettere una gestione e controllo della corrente di carica. Le informazioni sono dirette dall'EVSE all'EV, ed il segnale utilizzato per codificarle è il Duty Cycle. Le sue variazioni fanno variare il livello di corrente di carico.

- Modò 3: metodo per grossi impianti e stazioni di ricarica pubbliche. Utilizza prese di corrente e plug apposite dove il controllo è esteso anche all'infrastruttura, il control pin è quindi in entrambe le parti. La presa di corrente della stazione di controllo non è alimentata quando non vi è un veicolo in carica. Questa modalità di ricarica permette anche una ricarica veloce con correnti superiori a 250 A utilizzando un cavo speciale, altrimenti è possibile effettuare una ricarica normale con un cavo come quello del modò 2.
- Modò 4: questo modo utilizza un caricatore che è fuori bordo, ed il controllo è esteso agli strumenti che sono fissi nella stazione di controllo (connessi all'AC). L'alimentazione in AC è convertita in DC nella stazione di conversione e il tipo

di plug obbliga ad avere un veicolo apposito per la connessione, ovvero non tutti i veicoli elettrici possono effettuare questa ricarica.

La ricarica veloce ed ultra veloce in DC permette elevate correnti sopra i 400 A e la macchina non necessita di un carica-batterie a bordo perché la regolazione viene effettuata nella stazione. Il controllo è simile a quello del modo 3.

Tipi di Connessioni [4]:

- Caso di connessione A: il cavo è fisso nel veicolo e per la ricarica viene esteso fino all'alimentazione. Tipicamente questo tipo di connessione viene utilizzata per le prime due modalità di ricarica.
- Caso di connessione B: Il cavo è mobile e si stacca sia dall'auto che dalla colonnina finita la carica. Utilizzato principalmente per la modalità di ricarica 3.
- Caso di connessione C: il cavo non è removibile dalla colonnina di ricarica, quindi è praticamente come la pistola della pompa di benzina. È l'unica connessione utilizzabile per la modalità di ricarica in DC, ovvero il modo 4.

Tipi di Prese:

- Presa Tipo 1: introdotta da Yazaki per la ricarica di EV a singola fase. Permette al massimo 32 A e 230 V.
- Presa Tipo 2: introdotta da Menneskes per la ricarica di EV a singola fase a 230V e a 400V trifase, con fornitura di corrente fino a 63 A. Raggiunge una potenza trifase di 43 kW. Presenta anche la versione CCS Combo 2, che consente anche la ricarica in DC.
- Presa Tipo 3: utilizzata per la ricarica di un veicolo sia a singola fase che trifase. La corrente massima erogabile è di 32 A, però ci sono due diverse versioni:
 - 3 A: per monofase a 16 A e 250 V. Utilizzata solamente per veicoli leggeri.
 - 3 C: per trifase fino a 63 A e 500 V. Si trova solo sulle colonnine.Entrambe le soluzioni hanno il control pilot.
- Presa Tipo 4: connettore per ricarica fast ed ultra fast CHAdeMo. Utilizzato solo per ricariche del modo 4 con potenze maggiori di 40 kW.

3.4 RICARICA VELOCE E ULTRA-VELOCE

L'obiettivo principale della ricarica veloce è quello di arrivare a competere con i tempi di rifornimento dei veicoli a combustione interna. Questo vorrebbe quindi dire ridurre ulteriormente le tempistiche già raggiunte da Tesla con la modalità supercharge (ricarica a 145kW circa), scendendo sotto la mezz'ora per la ricarica all'80% della capacità. Tuttavia, al giorno d'oggi la maggior parte delle infrastrutture di ricarica fast permette potenze che limitano a 50kW [5], non permettendo quindi ricariche ultra-veloci. Il consorzio CharIN¹ sta lavorando per migliorare gli standard del Combined Charging System (CCS) in modo che, aumentando l'ampereaggio, possa sostenere potenze fino a

¹ CharIN: Consorzio che ha l'obiettivo principale di sviluppare e diffondere il sistema di ricarica combinato (CCS) come standard per l'alimentazione dei veicoli elettrici.

150kW, per arrivare poi fino a 350kW nel prossimo futuro. Per superare questi ostacoli e raggiungere potenze superiori ai 300kW di ricarica bisogna però introdurre tecnologie che permettano ricariche fino a 800V. L'obiettivo dichiarato di Porsche per esempio è di arrivare nei prossimi anni alla ricarica dell'80% delle batterie in circa 15 minuti, garantendo un range chilometrico di 400 km.

La presa Combo 2 permette sia la ricarica in AC con potenze minori, che quella in DC con potenze maggiori. CCS-2 è lo standard utilizzato per i connettori e prese nei veicoli in Europa. Esistono 4 tipologie di connettori e prese riguardanti la ricarica in DC attualmente proposti. CHAdeMO, come abbiamo già spiegato, è diventato lo standard di ricarica DC a livello internazionale, perché oltre ad essere quello più utilizzato in Giappone, si sta ora diffondendo anche in Europa e negli USA. Il CCS-1 è lo standard di ricarica negli Stati Uniti, mentre il CCS-2 si sta imponendo a livello Europeo. Lo standard utilizzato in Cina è invece il GB/T. Come possiamo facilmente intuire, a livello mondiale questo crea un problema di standardizzazione per le case automobilistiche. Tenendo in considerazione anche i due connettori utilizzati da Tesla per Europa e USA, si hanno 6 diverse tipologie di possibili connettori per la ricarica fast in DC.

Le case automobilistiche si trovano a dover costruire veicoli adattabili a diversi standard per ogni Paese cosa che ha indubbiamente un impatto negativo sullo sviluppo delle infrastrutture e conseguentemente della mobilità elettrica. Nei vari stati è quindi possibile trovare:

- U.S.A: CHAdeMO, Combo-1 e connettore Tesla (versione USA)
- Europa: CHAdeMO, Combo-2 e connettore Tesla (versione europea, simile all'AC tipo 2)
- Cina: GB/T
- Giappone: CHAdeMO e Superchargers Tesla.

Rimane quindi un problema la standardizzazione delle connessioni, anche se l'Europa e gli Stati Uniti hanno negli anni aumentato le stazioni di ricarica che utilizzano connettori CHAdeMO. Al momento non sono presenti altre tipologie di connessioni negli altri Paesi, augurandosi che questi si adeguino agli standard già esistenti.

3.5 VEHICLE TO GRID (V2G)

Generalmente un veicolo di proprietà viene utilizzato, nel corso della sua vita utile, solo per il 5% del tempo e per il restante rimane fermo e quindi inutilizzato. Sono state concepite delle modalità che permettono l'utilizzo maggiore del veicolo, come il car-sharing, ed altre che intendono sfruttarlo come riserva energetica quando rimane inutilizzato. Alla seconda categoria appartengono tutte le varie possibilità legate alla VGI (Vehicle-Grid Integration), ovvero la possibilità di far interagire il veicolo con la rete elettrica a diversi livelli. Alcuni di questi sono ad esempio: V2H (Vehicle to Home), V2B (Vehicle to Building) e V2G (Vehicle to Grid). In questa modalità viene quindi utilizzata la bi-direzionalità della batteria per permettere un flusso anche dal veicolo verso la rete. Le batterie dei veicoli immagazzinano molta energia, in media circa 25kWh (ma quelle

di ultima generazione arrivano fino a 90 kWh), che corrispondono circa a 2 giorni e mezzo di energia richiesta da un'utenza normale. Sfruttare questa opportunità non è facile, e risulta conveniente solo quando sono coinvolte grandi quantità di energia (ovvero molti veicoli nello stesso posto), come nei parcheggi vicini alle zone produttive durante le ore lavorative, vicino alle stazioni di ricarica e in zone residenziali durante la notte. Il V2G può essere utilizzato per le seguenti operazioni [6]:

- Servizio Principale: fornitura di potenza in corrispondenza dei picchi di domanda (un intervento di 4-6 ore ogni giorno).
- Servizi Ancillari: fornitura occasionale di potenza, come soccorso alle difficoltà di sistema (perdita di generazione, trasmissione). (Interventi singoli circa 20 volte all'anno con durata media di 10 minuti).
- Regolazione: generazione di potenza attiva e reattiva per garantire la regolazione di tensione e frequenza del sistema. (400 interventi al giorno di pochi minuti per volta).

Nella figura 5 è illustrato il servizio di peak shaving e load leveling [2].

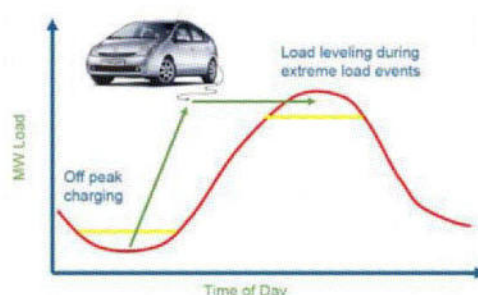


Figura 5: ruolo del V2G per far fronte al variare del carico sulla rete

Con l'approccio V2G il veicolo elettrico non viene più visto esclusivamente come un carico, ma come una risorsa per la rete. I concetti principali che vanno tenuti presenti per questa modalità di utilizzo del veicolo elettrico sono:

- Sicurezza: il veicolo deve essere connesso molto bene alla rete, questo deve essere accertato dagli standard di sicurezza di back-feeding sanciti dall'IEEE². Controlli simili a quelli svolti sui pannelli fotovoltaici e sulle pale eoliche.
- Aggregato: ci si aspetta che un certo numero di veicoli sia posto insieme come unica fonte, anche per facilitare il lavoro dell'operatore di rete.
- Comunicazione: il veicolo deve comunicare con il sistema elettrico. Questo avviene tramite una connessione apposita all'interno del plug.
- Indennità: Il proprietario deve essere pagato per cedere energia. L'ammontare dipende dal prezzo di mercato e dal tempo in cui il veicolo rimane disponibile per il servizio.

² IEEE è l'acronimo di "Institute of Electrical and Electronics Engineers", associazione internazionale di scienziati professionisti con l'obiettivo della promozione delle scienze tecnologiche.

- Asset: il proprietario dovrà essere informato a quanto ammonta la rimanente carica per essere sicuro di poter utilizzare il veicolo dopo aver ceduto energia alla rete. Inoltre, caricare e scaricare la batteria per il V2G aumenta i cicli effettuati provocando un maggior degradamento alla batteria.

4 RUOLO DEGLI INVERTER NELLA REGOLAZIONE DELLE RETI E SERVIZI ANCILLARI

In questi ultimi anni, i sistemi elettrici sono interessati da importanti modificazioni sia a livello strutturale che di gestione. Due aspetti come la liberalizzazione del settore di distribuzione dell'energia elettrica e come il sostegno economico, attraverso incentivi da parte dei governi, alla diffusione degli impianti a fonti rinnovabili hanno portato a una propagazione disordinata negli impianti di produzione. Questi impianti di generazione distribuita, le cui potenze vanno da pochi kW a decine di MW, stanno stravolgendo la struttura classica delle reti elettriche. Infatti il paradigma precedente prevedeva grandi centrali di produzione e flussi unidirezionali di energia elettrica, dai livelli di tensione più elevati a quelli minori.

L'introduzione di nuovi impianti di generazione distribuita dà via via luogo a diverse problematiche sia nel funzionamento ordinario sia nel caso di presenza di guasti.

Di seguito sarà analizzato il ruolo degli inverter per la regolazione della rete e come è possibile implementare appositi comandi di controllo per tali convertitori AC/DC in modo da sfruttarli per:

- Conseguire il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa su determinate linee elettriche di dispacciamento.
- Gestire il trasferimento dei flussi di potenza a seconda delle congestioni e delle esigenze della rete.
- Effettuare una regolazione primaria da storage.
- Conseguire diversi servizi ancillari utili al sistema elettrico.

4.1 L'INVERTER TRIFASE

L'inverter è un convertitore che viene utilizzato per la conversione di una tensione continua, fornita in ingresso, in una terna di tensioni sinusoidali di frequenza e ampiezza desiderate [7].

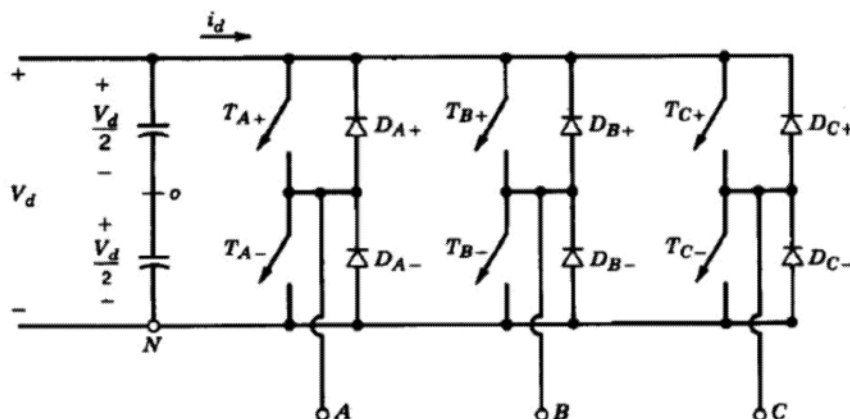


Figura 6: Schema di base di un inverter trifase

Il controllo dell'inverter viene effettuato mediante la tecnica di modulazione PWM sinusoidale a larghezza d'impulso (Pulse Width Modulation). Al fine di ottenere tensioni di uscita trifase equilibrate, una tensione con forma d'onda triangolare v_{tri} (detta portante) di valore di picco V_{tri} e di frequenza di commutazione f_s viene confrontata con tre tensioni sinusoidali di controllo (dette forme d'onda modulanti) sfasate tra loro di 120° e aventi la frequenza d'uscita desiderata.

Un comparatore effettua il confronto tra queste grandezze e fornisce le logiche di controllo necessarie per la corretta sequenza di intervento degli switch.

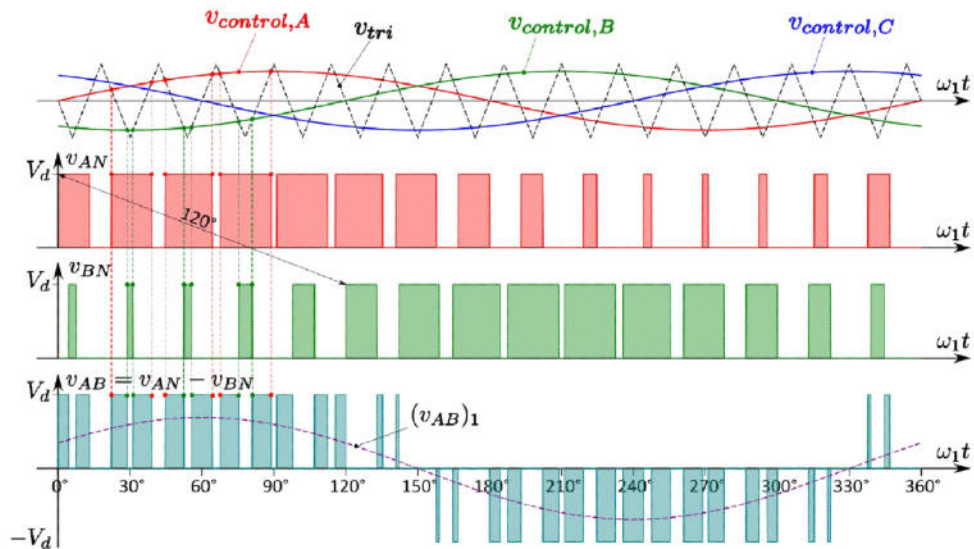


Figura 7: Forme d'onda della portante e della modulante in un inverter trifase

In base al confronto tra la forma d'onda triangolare v_{tri} e le tre sinusoidi ($v_{control,A}$, $v_{control,B}$, $v_{control,C}$) verranno comandati i rispettivi interruttori degli inverter. In particolare se la modulante è maggiore della portante sarà chiuso lo switch T+ e aperto lo switch T-, altrimenti avverrà l'opposto: con l'interruttore superiore in off e quello inferiore in on.

La frequenza della portante v_{tri} impone la frequenza di commutazione degli switch, che in genere ha valori compresi tra i 2 e i 20 kHz.

Per ognuna delle tre fasi è così definito il rapporto di modulazione d'ampiezza:

$$m_a = \frac{V_{control,A}}{V_{tri}} \quad m_b = \frac{V_{control,B}}{V_{tri}} \quad m_c = \frac{V_{control,C}}{V_{tri}}$$

E il rapporto di modulazione di frequenza viene definito come segue:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1}$$

L'andamento temporale dell'armonica fondamentale delle tensioni di fase sinusoidali d'uscita è rappresentato rispettivamente dalle seguenti equazioni:

$$v_{a1} = m_a \frac{V_d}{2} \sin(\omega t)$$

$$v_{b1} = m_b \frac{V_d}{2} \sin(\omega t)$$

$$v_{c1} = m_c \frac{V_d}{2} \sin(\omega t)$$

Nella fascia di modulazione lineare, per valori del rapporto di modulazione d'ampiezza minori di uno, il valore efficace delle tensioni concatenate alla frequenza fondamentale è il seguente:

$$V_{LL1} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m V_d \approx 0.612 m V_d \quad (m \leq 1)$$

Solitamente è necessario porre in uscita dall'inverter un filtro passa basso per limitare l'elevato contenuto armonico delle forme d'onda d'uscita, attenuando quindi le armoniche indesiderate aventi frequenza superiore alla fondamentale.

4.2 CONTROLLO DEL FLUSSO DI POTENZA DEGLI INVERTER

L'inverter è collegato alla rete elettrica mediante una impedenza costituita dai cavi di collegamento, dal filtro per le armoniche superiori e dal trasformatore. I flussi di potenza tra il sistema considerato e la rete elettrica possono essere determinati basandosi sulla teoria della trasmissione dell'energia elettrica.

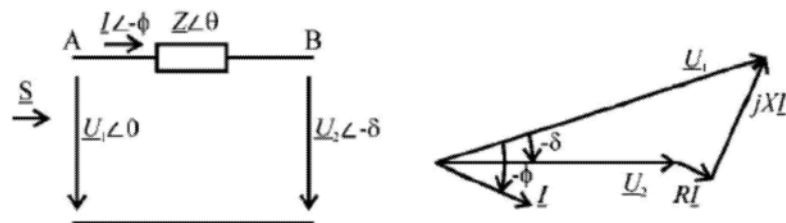


Figura 8: Flussi di potenza e diagramma vettoriale delle tensioni.

Il vettore \underline{U}_1 rappresenta la tensione d'uscita dell'inverter mentre il vettore \underline{U}_2 rappresenta la tensione imposta dalla rete elettrica. La potenza attiva P e la potenza reattiva Q che vengono immesse in rete dall'inverter nel punto A sono definite dalle seguenti relazioni:

$$P = \frac{U_1}{R^2 + X^2} [R(U_1 - U_2 \cos \delta) + XU_2 \sin \delta]$$

$$Q = \frac{U_1}{R^2 + X^2} [-RU_2 \sin \delta + X(U_1 - U_2 \cos \delta)]$$

Dato che l'impedenza di collegamento è di natura prevalentemente induttiva ($X \gg R$), la resistenza può essere in prima approssimazione trascurata; inoltre, considerando che tipicamente l'angolo δ assume valori bassi, è possibile approssimare $\sin\delta = \delta$ e $\cos\delta = 1$. Si ottengono in questo modo le seguenti relazioni:

$$P \approx \frac{U_1 U_2}{X} \delta$$

$$Q \approx \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 U_2}{X}$$

Si può quindi dedurre che, considerando le semplificazioni sopra esposte, il controllo della potenza attiva P generata permette il controllo diretto dell'angolo δ e quindi la frequenza f , o viceversa il controllo dell'angolo δ permette il controllo diretto della potenza attiva trasmessa. Analogamente il controllo della tensione U_1 d'uscita permette il controllo diretto del flusso di potenza reattiva scambiata con il resto della rete.

4.3 IL CONTROLLO DEGLI INVERTER NEL SISTEMA DI RIFERIMENTO DQ

Gli algoritmi e le logiche di controllo, che sono state sviluppate durante il lavoro di tesi, sono basati sul comando degli inverter nel sistema di riferimento rotante dq.

La trasformata di Park "dq0", che di solito viene utilizzata per l'analisi e lo studio della dinamica delle macchine elettriche rotanti, consente la rappresentazione di una terna trifase di grandezze sinusoidali con tre grandezze continue in un sistema di riferimento rotante a due assi cartesiani.

La velocità con cui tali assi ruotano è pari alla pulsazione elettrica e in questo modo viene eliminata la dipendenza da ωt nelle grandezze elettriche.

Il vantaggio di un tale approccio consiste nel fatto che normalmente nei sistemi di controllo vengono utilizzati dei regolatori di tipo P.I. (proporzionale integrativo) ed essi dovranno quindi lavorare con grandezze continue.

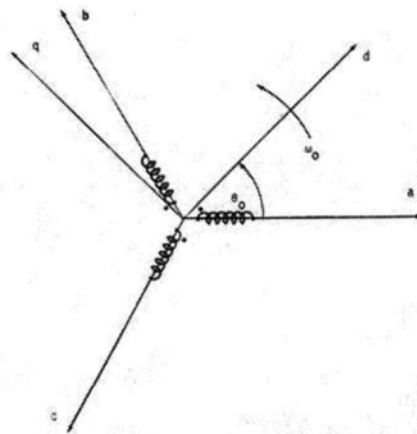


Figura 9: Sistema di riferimento rotante dq

Se si considera una terna trifase di tensioni V_a , V_b , V_c mediante la trasformazione al sistema di riferimento rotante si ottengono le tre componenti “dq0”:

$$V_d(t) = \frac{2}{3} [V_a(t) \cos(\theta) + V_b(t) \cos(\theta - 2\pi/3) + V_c(t) \cos(\theta + 2\pi/3)]$$

$$V_q(t) = \frac{2}{3} [-V_a(t) \sin(\theta) - V_b(t) \sin(\theta - 2\pi/3) - V_c(t) \sin(\theta + 2\pi/3)]$$

$$V_0(t) = \frac{1}{3} [V_a(t) + V_b(t) + V_c(t)]$$

Se si considera una terna bilanciata il sistema viene di fatto rappresentato solo dalle due componenti d e q, dato che la componente 0 sarà nulla.

4.4 INTERCONNESSIONE TRA LA RETE E LA STAZIONE DI RICARICA PER VEICOLI ELETTRICI

L’inserimento nelle reti di distribuzione in basso o media tensione di inverter dedicati all’alimentazione di strutture per la ricarica di EVs offre l’opportunità di sfruttare tali convertitori con altre finalità. Ad esempio per simmetrizzare le correnti ed equilibrare le tensioni.

Infatti, i distributori che gestiscono le reti MT e BT devono mantenere la qualità dell’alimentazione (Power Quality) entro livelli standardizzati nei punti di connessione degli utenti finali.

La tensione effettiva che alimenta gli utenti deve quindi soddisfare i seguenti requisiti [8]:

- Avere valore efficace prossimo al valore nominale.
- Essere simmetrica tra le fasi, per gli utenti trifase.
- Avere ridotto contenuto armonico.

Nelle reti di bassa tensione (sistemi trifase con neutro, tipo TT), a causa della presenza di generatori e carichi monofase, la natura degli utenti è intrinsecamente sbilanciata. Per tale motivo lungo le linee vi sarà la presenza di componenti inverse e omopolari di corrente. Ciò ha conseguenze apprezzabili sotto diversi punti di vista:

- Effetti sulla simmetria delle tensioni di alimentazione.
- Aumento delle perdite di distribuzione, corrente circolante sul neutro.
- Riduzione del rendimento macchine a induzione.

Se questo squilibrio di corrente si verifica su reti BT, senza dubbio si rifletterà anche sui sistemi a tensione superiore. In particolare il caso di studio preso in esame in questa tesi riguarda reti in MT esercite con neutro isolato o compensato, per cui la componente omopolare di corrente sarà trascurabile. Non lo sarà invece la componente inversa. Come

vedremo in seguito, i controlli degli inverter presenti nella rete sviluppata in DIgSILENT saranno finalizzati anche a garantire il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sui principali feeder del sistema elettrico. Tale compensazione deve avvenire in maniera dinamica, al variare dei carichi e delle generazioni che interessano la rete. Sono perciò necessarie delle misure puntuali relative alle principali grandezze elettriche coinvolte, per permettere un intervento simultaneo dei convertitori AC/DC. Questi, in accordo con le misure effettuate e con specifici set-point impostati, va a erogare potenza attiva ripartita tra sequenza diretta e sequenza inversa. Inoltre, nella rete sviluppata dall'autore, tali macchine possono contribuire alla regolazione della tensione durante eventuali guasti in rete.

Un altro servizio reso possibile dalla presenza degli inverter è quello del controllo dei flussi di potenza transitanti, con diversi possibili obiettivi conseguibili:

- Equilibrio del carico dei trasformatori primari di alimentazione dell'intero sistema.
- Risoluzione di possibili congestioni che si presentano in alcune porzioni di rete.
- Minimizzazione delle perdite in un contesto di efficienza energetica.

5 SCHEMI DI REGOLAZIONE SVILUPPATI

5.1 CONCEPT

L'argomento dell'integrazione delle strutture di ricarica per veicoli elettrici nella regolazione di reti di distribuzione in MT può essere trattato sotto diversi punti di vista.

L'approccio con cui questo tema è stato affrontato parte dal voler trovare soluzioni alternative e innovative che possono essere replicate quando si va a costruire una nuova stazione di colonnine per EVs in una zona in cui non era precedentemente prevista.

La scelta operata in questa tesi prende quindi in analisi un caso di studio concreto: l'idea di partenza è quella di sfruttare il nuovo impianto che si vuole realizzare per interconnettere in maniera ingegnosa due diverse reti elettriche in media tensione.

Lo scopo prefissato è di trarre dei vantaggi da una soluzione di questo genere, in particolare dal punto di vista dell'impatto delle correnti di guasto, della possibilità di equilibrare il carico dei due trasformatori primari a monte, di creare una ridondanza nell'alimentazione della stazione.

Il caso di studio è quindi un modello reale che verrà implementato in un software di calcolo e gestione reti elettriche: DIGSILENT PowerFactory. Tale lavoro dovrà prevedere una serie di controlli e logiche di comando adeguati per far comunicare con la massima efficienza le due porzioni autonome di rete e il gruppo di chargers previsti per la ricarica delle batterie delle automobili. Una struttura come quella sopra descritta ha senso per zone di elevata affluenza, in quanto un esempio possono essere i parcheggi di alberghi, centri commerciali, aziende di grandi dimensioni.

Avendo a disposizione un numero importante di batterie connesse alla rete per la ricarica si potrà prevedere che esse non solo assorbono energia dalla rete, ma, in caso di bisogno, possano aiutare a fornire potenza V2G a supporto della stabilità della rete.

Anche se non sarà oggetto di questa tesi, è interessante notare come la richiesta di energia alle batterie ne faccia aumentare il numero di cicli di ricarica e quindi diminuire nel tempo le prestazioni. Sarà perciò doveroso prevedere un sistema di retribuzione per i proprietari dei EVs, ad esempio diminuendo il prezzo che normalmente pagherebbero.

5.2 SOFTWARE DI SIMULAZIONE DI RETI DIGSILENT POWERFACTORY

PowerFactory è un'applicazione software leader nell'analisi di sistemi di alimentazione da utilizzare nell'analisi di sistemi di generazione, trasmissione, distribuzione e industriali. Copre l'intera gamma di funzionalità dalle funzionalità standard alle applicazioni altamente sofisticate e avanzate tra cui energia eolica, generazione distribuita, simulazione in tempo reale e monitoraggio delle prestazioni per test e supervisione del sistema.

DIGSILENT combina funzionalità di modellazione di sistemi affidabili e flessibili con algoritmi all'avanguardia e un concetto di database unico. Inoltre, con la sua flessibilità per lo scripting e l'interfacciamento, PowerFactory è perfettamente adatto a soluzioni altamente automatizzate e integrate nelle applicazioni aziendali.

Nello sviluppo del caso di studio si è scelto procedere ad una modellizzazione delle diverse porzioni di rete attraverso tale programma di simulazione poiché permette di realizzare una logica di controllo precisa e puntuale. Inoltre è possibile confrontare diversi scenari al variare dei parametri in gioco e delle grandezze misurate.

5.3 MODELLO DELLA RETE

La rete elettrica complessiva, che è stata sviluppata attraverso il software DIgSILENT PowerFactory, è composta da molti elementi diversi, alcuni visibili nello schema unifilare riportato in figura.

Altri componenti, invece, non sono apprezzabili in tale grafico ma svolgono una funzione fondamentale per il corretto funzionamento della rete e dei controlli alla base: un esempio sono i misuratori di corrente e tensione.

Per tale motivo verranno poi presentati nel dettaglio tutti i singoli elementi del sistema, ognuno dei quali è indispensabile per una ottimale interconnessione tra le diverse parti della rete.

Nel suo insieme, il modello è composto da due reti separate: “Rete A” e “Rete B”, entrambe esercite in media tensione. Ciascuna di esse alimenta i propri carichi ed è connessa, attraverso un trasformatore AT/MT dedicato, ad una “External Grid”.

Dunque sia la Rete A che la Rete B si interfacciano con una rete esterna ideale, con la quale non vi sono limiti teorici di scambio potenza attiva o reattiva.

Nella parte sinistra della figura 10 è possibile apprezzare la rete esterna a cui è collegato il “Trafo di rete A” e poi il “Feeder A1.1”, in media tensione, di alimentazione per i diversi carichi connessi a questa rete. Inoltre possono essere presenti anche dei sistemi di generazione distribuita, come energia prodotta da fonti rinnovabili e immessa in rete. In maniera speculare, nella parte destra del modello elettrico presentato in figura è visibile la porzione B del sistema, con i propri carichi e le proprie generazioni, diversi da quelli presenti sull’altra porzione.

Ciò che avviene sulla rete A non influenza in alcun modo le grandezze elettriche della rete B e viceversa. Almeno così accadrebbe se i due Feeder non fossero entrambi collegati ad un elemento comune.

È infatti presente una stazione di ricarica per i veicoli elettrici, interposta tra le due porzioni di rete, formata da diverse postazioni. Come si può vedere, nella figura 10 sono riportate in modo esemplificativo tre colonnine di ricarica, che poi verranno analizzate nel dettaglio. Il numero totale di postazioni può ovviamente essere maggiore, infatti sarà sufficiente estendere il modello e i relativi controlli più volte.

L’idea è di avere a disposizione potenze elevate, per poter provvedere alla ricarica di molti veicoli elettrici contemporaneamente. Infatti una configurazione di questo genere può realizzarsi in grandi parcheggi di aziende, centri commerciali, autostazioni, stadi e altri luoghi.

Il vantaggio di avere due diverse reti in MT che garantiscono potenza per la ricarica delle batterie non risiede solo nella maggior continuità di servizio, ma di fatto permette di creare un ponte di collegamento tra esse. In questo modo non si parlerà più di due sistemi elettrici separati, autonomi e eserciti radialmente, ma di un unico grande sistema elettrico: una grande rete “magliata in maniera controllata”.

Con questa definizione si vuole intendere che adesso le varie zone di rete sono connesse tra loro.

A seguito della trattazione sviluppata nei capitoli precedenti, è chiaro che l'obiettivo da raggiungere e la novità per cui è interessante un modello di questo genere non risiedono né nelle reti A e B né nella stazione di ricarica. L'idea alla base di questa tesi riguarda la possibilità di effettuare un'intelligente interconnessione tra le varie parti del sistema elettrico presentato.

Permettere alle due reti autonome A e B (pensate e realizzate per funzionare in maniera separata) di interfacciarsi e interagire tra loro è un vantaggio sotto molti punti di vista: maggior continuità di servizio in caso di guasti, impatto delle correnti di guasto, possibilità di equilibrare il carico dei trasformatori AT/MT, bilanciamento tra le fasi e bilanciamento della corrente alla sequenza inversa.

Infine, in figura 10 sono chiaramente visibili i due inverter di rete. Attraverso questi ultimi la stazione di ricarica si interfaccia con il resto del sistema elettrico.

Anche grazie all'inserimento di questi due convertitori sarà possibile cercare di implementare nuove soluzioni a possibili problemi che dovessero presentarsi: come risolvere congestioni, trasferire flussi di potenza per minimizzare le perdite o equilibrare l'assorbimento/generazione di potenza sulle due porzioni di rete.

Nelle prossime pagine di questo capitolo andremo ad analizzare in maniera meticolosa tutte le macro-parti costituenti il modello di rete realizzato, suddividendolo in zone d'interesse più piccole.

5.4 LE DUE PORZIONI DI RETE

Lo schema unifilare semplificato delle due reti mette in evidenza come esse siano inizialmente concepite come due sistemi radiali, e non magliati, in MT. Non vi sono elementi di interconnessione e non è perciò possibile alcun scambio di potenza tra “Line A1/Feeder A1.1” e “Line B1/Feeder B1.1”.

In maniera esemplificativa si possono notare i carichi trifase alimentati, attraverso dei trasformatori MT/BT, dalle linee elettriche “Feeder A1.1” e “Feeder B1.1”. Tali carichi equivalenti rappresentano, di fatto, le varie linee BT in parallelo che sono radialmente connesse alla grid A o alla grid B. Inoltre sono presenti anche delle sorgenti di energia, come possono essere degli impianti fotovoltaici che immettono in rete l’energia elettrica prodotta.

I carichi da considerare sono molteplici, non prevedibili e sbilanciati.

In figura 11 non è presente ancora la stazione di ricarica. Questo è uno scenario che possiamo facilmente riscontrare nella realtà: un territorio in cui abbiamo diverse reti elettriche in media tensione esercite radialmente e senza collegamenti tra esse. Se in quella zona si viene a creare la necessità di costruire un parcheggio predisposto di colonnine di ricarica per veicoli elettrici, si potrebbe optare per una soluzione facile e immediata: si alimentano tali postazioni di ricarica attraverso un unico feeder, un’unica linea di alimentazione in MT.

Invece l’idea di base di questo elaborato è di realizzare due linee diverse per conseguire questo obiettivo, in modo da poter creare una nuova rete che di fatto è magliata e che può essere gestita e controllata mediante i due inverter che vedremo in figura 15.

Le due reti in figura 11 sono raffigurate in maniera speculare, ma ognuna ha le proprie peculiarità: i carichi e le generazioni sono diversi.

Di analogo ci sono i due trafi a monte, che sono due trasformatori primari AT/MT, e i due trasformatori secondari MT/BT a valle. La parte in alta e altissima tensione non è oggetto di questo lavoro di tesi ed è semplicemente rappresentata da una rete esterna.

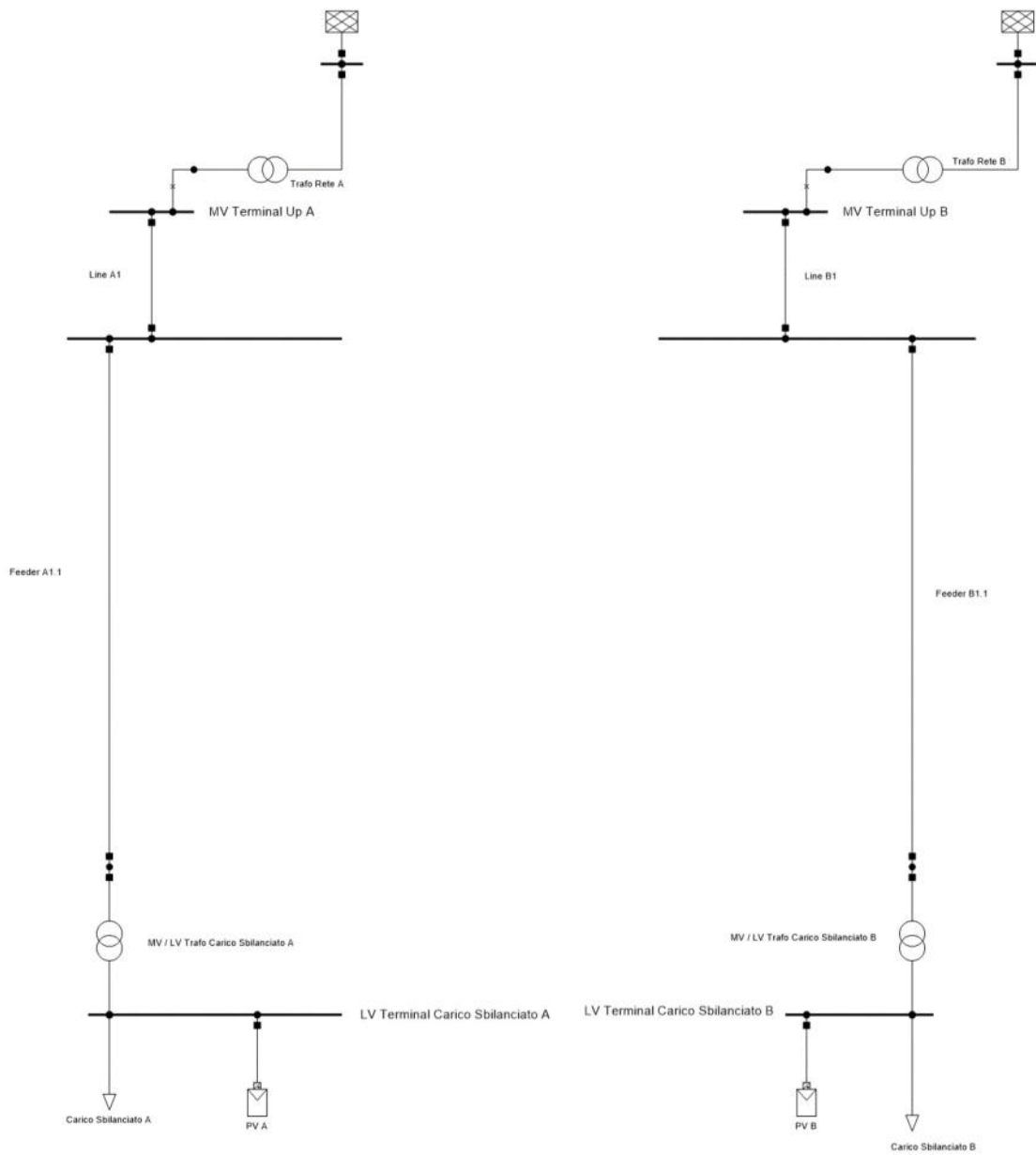


Figura 11: Rappresentazione dei due feeder relativi alle reti A e B

5.5 STAZIONE DI RICARICA

La stazione di ricarica per veicoli elettrici è formata dalle colonnine a cui andranno a collegarsi le automobili. I carica-batterie, detti chargers, sono a loro volta tutti connessi allo stesso “Terminal DC All Chargers”.

Ciascuno di essi è modellizzato attraverso il parallelo di due convertitori DC-DC: uno di tipo Buck e uno di tipo Boost.

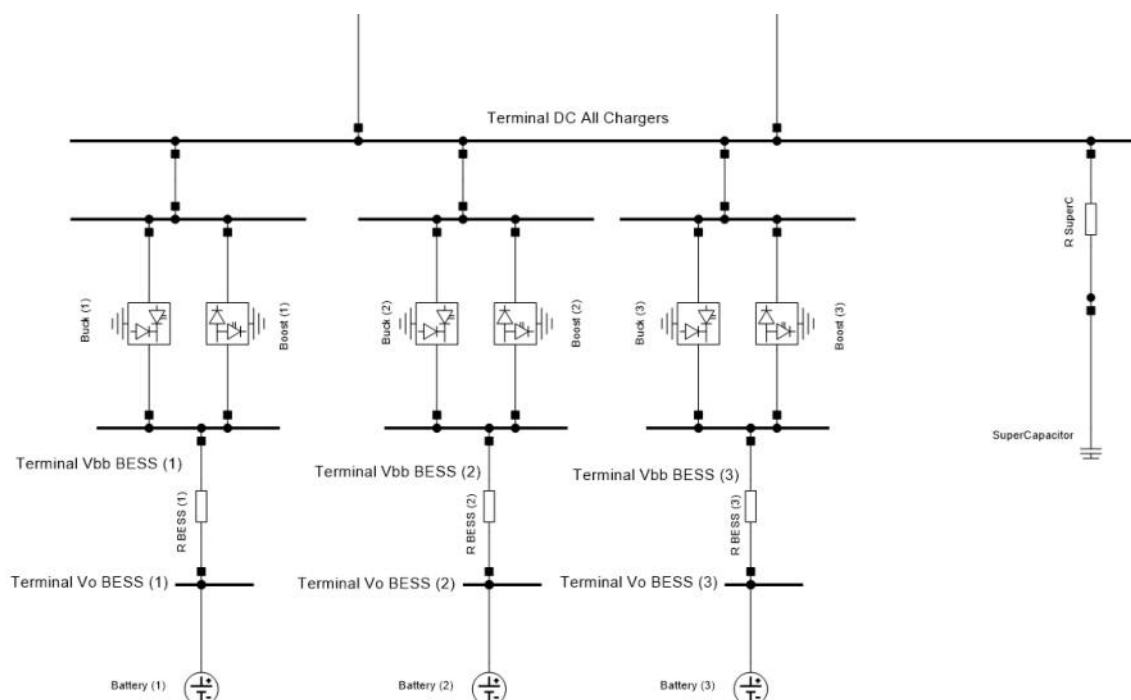


Figura 12: Rappresentazione della stazione di ricarica per veicoli elettrici

Il primo è un convertitore non isolato usato per abbassare la tensione (step down) senza cambiarne il verso. La regolazione è affidata a un sistema di controllo che misura la tensione in uscita e regola di conseguenza il duty-cycle del PWM che comanda il componente usato come interruttore:

- nello stato ON la corrente scorre dall'ingresso al carico e al condensatore attraverso l'induttore; il diodo è interdetto e induttore e condensatore stanno accumulando energia;
- nel passaggio allo stato OFF l'induttore diventa sede di una tensione indotta orientata verso il carico che porta il diodo in conduzione; il condensatore si scarica sul carico e insieme all'induttore eroga energia.

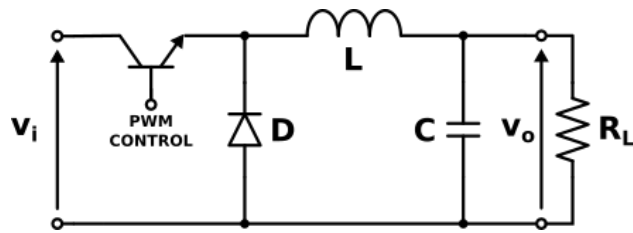


Figura 13: Convertitore DC-DC Buck

Il convertitore DC-DC Boost è di tipo elevatore poiché produce in uscita una tensione più grande di quella in ingresso:

- quando l'interruttore è in stato di ON si ha che l'induttore assorbe energia, il diodo è interdetto e il carico viene alimentato dal condensatore che si scarica;
- nel passaggio allo stato OFF l'induttore presenta una tensione indotta con potenziale positivo verso il diodo ed eroga energia, il diodo entra in conduzione, il condensatore si carica e il carico è alimentato da induttore e alimentazione.

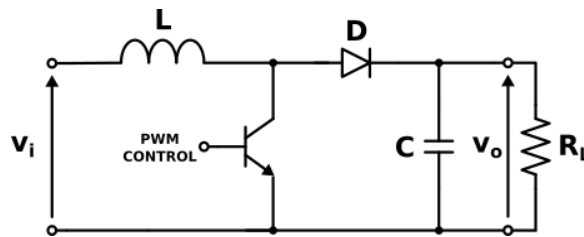


Figura 14: Convertitore DC-DC Boost

Nel grafico sopra sono riportate direttamente le batterie dei veicoli elettrici collegati alla stazione di ricarica. Le tre postazioni sono identiche da un punto di vista modellistico, per cui possono essere aggiunte n nuovi chargers uguali ai precedenti, a seconda della grandezza complessiva del parcheggio che si vuole realizzare.

Al "Terminal DC All Chargers" è inoltre connesso un supercapacitor così da poter sfruttare la sua presenza con la finalità dell'inerzia sintetica:

- Mantiene basso il tasso di variazione della frequenza in caso di squilibri della potenza attiva;
- È una riserva di potenza istantanea;
- Incorpora una funzione di sicurezza passiva.

Di fatto quindi il supercapacitor funge da sistema di accumulo dedicato alla rete.

A sua volta la stazione di ricarica dovrà essere alimentata da almeno una rete elettrica esterna, che permette lo scambio di potenza necessario alla ricarica delle batterie.

5.6 INVERTER DI RETE IN INGRESSO ALLA STAZIONE DI RICARICA

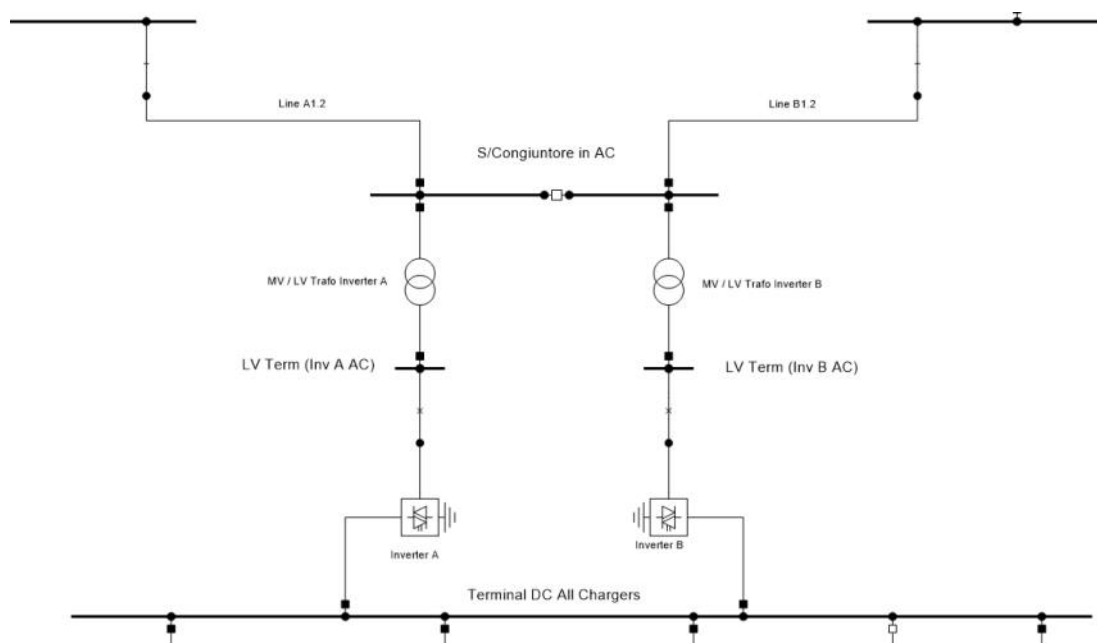


Figura 15: Inverter di interconnessione tra reti elettriche e stazione di ricarica

Il terminal dedicato alle postazioni di ricarica per EVs, come si può evincere dallo schema sopra riportato, non è alimentato da una sola rete elettrica ad esso dedicata. Ma esso è connesso sia alla “Rete A” sia alla “Rete B”, permettendo quindi una maggior continuità di servizio, una doppia alimentazione e la creazione di un collegamento diretto tra le due reti radiali prima autonome.

I componenti chiave di questa struttura sono gli “Inverter A” e “Inverter B”, i quali si interfacciano da un lato alla stazione per veicoli elettrici e dall’altro ai rispettivi trasformatori MT/BT.

Nel prossimo capitolo vedremo come i controlli specifici permettono di far fluire potenza da una rete verso l’altra nel caso si voglia equilibrare il carico dei trasformatori primari AT/MT a monte del sistema, oppure come gli inverter intervengano per effettuare il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sui feeder A e B. Sbilanciamento tra le fasi che è causato dai carichi in gioco nelle altre porzioni della rete.

L’elemento presente a monte dei traifi MT/BT è un congiuntore in AC che nel normale funzionamento è aperto e non permette alle due reti di comunicare, se non attraverso i due inverter e il terminal interposto tra loro. In caso di necessità o guasto di una macchina è possibile intervenire chiudendo il congiuntore in AC e bypassando quindi i componenti non funzionanti. Viene garantita in tal modo una funzione di riserva.

Con il congiuntore aperto, in caso di un problema qualsiasi, è importante notare che non vi sono complicazioni relative alle correnti di guasto.

I due trasformatori secondari così realizzati permettono di disaccoppiare il sistema rete da quello dei veicoli. Di fatto il blocco composto da questi due trafi e dai due inverter in serie, e implementato sul software di simulazione reti, è nella realtà un unico container pre-assemblato.

5.7 ELEMENTI PRINCIPALI E CARATTERISTICHE TECNICHE

Nella tabella che segue sono riportate le caratteristiche tecniche proprie delle parti fondamentali di cui è costituita la rete elettrica nel suo complesso.

Feeder A1.1	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Feeder B1.1	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Line A1	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Line A1.2	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Line B1	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Line B1.2	OverHead Cu 25 140A Official ENEL
Line to Charger (1)	N2XSY 1x95 10.00 kV
Line to Charger (2)	N2XSY 1x95 10.00 kV
Line to Charger (3)	N2XSY 1x95 10.00 kV
Carico Sbilanciato A	General Load Type 3PH-N
Carico Sbilanciato B	General Load Type 3PH-N
MV / LV Trafo Carico Sbilanciato A	2.5 MVA 20/0.4 kV Dyn11 ASEA
MV / LV Trafo Carico Sbilanciato B	2.5 MVA 20/0.4 kV Dyn11 ASEA
MV / LV Trafo Inverter A	2.5 MVA 20/0.4 kV Dyn11 ASEA
MV / LV Trafo Inverter B	2.5 MVA 20/0.4 kV Dyn11 ASEA
Trafo Rete A	25 MVA 132/20 Yy
Trafo Rete B	25 MVA 132/20 Yy
Inverter A	Rated AC-voltage 0.4kV, rated DC-voltage 1kV, rated power 610kVA
Inverter B	Rated AC-voltage 0.4kV, rated DC-voltage 1kV, rated power 610kVA

Tabella 3: Caratteristiche degli elementi principali presenti nella rete

5.8 ALTRI ELEMENTI E RELATIVE PECULIARITÀ

In aggiunta ai componenti fin qui analizzati, sono presenti dei misuratori di corrente, tensione o potenza. Essi sono necessari per il corretto funzionamento dei controlli: infatti è indispensabile conoscere i valori relativi delle grandezze elettriche coinvolte per imporre gli opportuni interventi da parte degli inverter e delle logiche di comando.

Tali amperometri, voltmetri o wattmetri sono dislocati in diverse zone della rete, a seconda del ruolo che svolgono. Analizziamoli nel dettaglio:

I Meas Charger DC	Misuratore di corrente in ingresso al singolo charger
Watt Per Controllo Segno Su Line A1.1	Misuratore di potenza che permette di conoscere la potenza che fluisce dalla “External Grid A” i carichi/sorgenti della rete A o viceversa
Watt Per Controllo Segno Su Line B1.1	Misuratore di potenza che permette di conoscere la potenza che fluisce dalla “External Grid B” verso i carichi/sorgenti della rete B o viceversa
Wattmetro su Feeder A	Misuratore della potenza che interessa la porzione di rete A non collegata con la stazione di ricarica
Wattmetro su Feeder B	Misuratore della potenza che interessa la porzione di rete B non collegata con la stazione di ricarica
V Meas Terminal All Chargers	Misuratore di tensione al terminal principale della stazione di ricarica
Voltmetro in LV Terminal Inv A	Misuratore di tensione ai capi dell’inverter A lato AC
Voltmetro in LV Terminal Inv B	Misuratore di tensione ai capi dell’inverter B lato AC

Tabella 4: Caratteristiche dei misuratori presenti nella rete

6 LOGICA DEI CONTROLLI

6.1 COMPOSITE FRAMES E MODELS DEFINITION

All'interno della logica di programmazione del software DIgSILENT PowerFactory sono stati implementati dei controlli specifici per i vari componenti della rete elettrica.

In seguito si andranno ad analizzare gli algoritmi, realizzati durante il lavoro di tesi, che stanno alla base delle simulazioni svolte.

I controlli sono sviluppati in due diverse interfacce, che comunicano poi tra loro, chiamate Composite Frame e Model Definition.

- Composite Frame: consiste in un diagramma composto da diversi slot, a ciascuno dei quali sarà poi associato un particolare componente (es: un elemento della rete, un misuratore, un algoritmo di controllo, ...). Vengono qui messe in evidenza le interconnessioni tra i diversi blocchi permettendo di creare anelli di collegamento tra gli output di uno slot e gli input del successivo.

L'associazione effettiva dei componenti reali della rete elettrica ai blocchi che li rappresentano avviene attraverso i Composite Model.

- Model Definition: è un'interfaccia che rappresenta il controllo vero e proprio, che a partire dalle grandezze e dalle variabili in ingresso permette di ottenere in uscita i valori desiderati. Un Model Definition può consistere in un diagramma a blocchi, ognuno dei quali implementato per svolgere una specifica funzione, o essere semplicemente una serie di algoritmi.

L'attribuzione dei valori numerici ai parametri presenti nel linguaggio di programmazione avviene invece all'interno del Common Model.

6.2 IMPLEMENTAZIONE DEL BILANCIAMENTO DELLA CORRENTE ALLA SEQUENZA INVERSA E CONTROLLO DEI FLUSSI DI POTENZA AI TRASFORMATORI PRIMARI

Si è approfondito, nei capitoli introduttivi della tesi, il tema dei servizi ancillari di cui può aver bisogno la rete elettrica. Si esaminerà, ora, come sono stati implementati all'interno della logica di controllo due ulteriori funzionalità, che esulano dalle operazioni di base per alimentare la stazione di ricarica dei veicoli elettrici:

- Bilanciamento delle correnti alla sequenza inversa sulle linee principali ("Feeder A1.1" e "Feeder B1.1"). In tal modo, a monte delle rispettive reti, in prossimità dei trasformatori AT/MT, fluirà solo corrente alla sequenza diretta [9].
- Equilibrio del carico ai due trafi primari.

La configurazione del caso di studio presentato, nel suo insieme, abbiamo visto essere costituita da due porzioni di rete autonome e dalle postazioni di ricarica per EVs. L'interconnessione tra questi elementi è realizzata mediante l'utilizzo di due inverter. Sono proprio i due convertitori AC/DC le figure chiave dei controlli.

Analizziamo nel dettaglio il lavoro svolto durante la tesi, mettendo in evidenza le grandezze coinvolte e cercando di comprendere le relazioni tra le variabili in gioco.

6.3 FRAME DEI SERVIZI ANCILLARI

Iniziamo l'analisi dettagliata dei controlli che sono stati implementati per il modello di rete presentato nel capitolo 8. In figura 16 sono raffigurati tutti gli schemi a blocchi relativi al processo di elaborazione dei dati per il controllo in tempo reale degli inverter di rete. Come detto è proprio attraverso i due convertitori AC/DC che la stazione di ricarica per veicoli elettrici si interfaccia con il resto del sistema elettrico. Sono, quindi, di fondamentale importanza i riferimenti di corrente, nel sistema di riferimento dq, che avranno in input i controlli dell'inverter.

L'obiettivo del frame in figura 16 è proprio quello di calcolare gli opportuni valori di riferimento per queste correnti.

Nel processo descritto sono coinvolti molti elementi della rete, a partire dai misuratori di corrente e tensione in diversi punti d'interesse per finire con gli inverter stessi.

I blocchetti visibili nella parte a sinistra, da cui escono le frecce rappresentanti diverse grandezze elettriche, sono proprio i misuratori, i quali ovviamente non hanno bisogno di parametri in input. I tre slot di dimensioni maggiori sono invece gli algoritmi di controllo, ciascuno dei quali con una specifica funzione:

- Algoritmo per S.I._A: model definition contenente le logiche e gli algoritmi di calcolo per effettuare il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sulla Line A. Sarà studiato in maniera approfondita nel paragrafo 9.4.
- Algoritmo per S.I._B: model definition contenente le logiche e gli algoritmi di calcolo per effettuare il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sulla Line B. Sarà studiato in maniera approfondita nel paragrafo 9.4.
- Algoritmo di Comando S.D.: model definition contenente le logiche e gli algoritmi di calcolo per gestire e governare i flussi di potenza dalla rete A verso la rete B o viceversa. Sarà studiato in maniera approfondita nel paragrafo 9.5.

Infine troviamo i due blocchi che rappresentano i due inverter di rete, ciascuno dei quali avrà in ingresso le correnti di riferimento volute.

Si evince chiaramente dalla figura 16 come gli elementi delle Reti A e B siano separati e inizialmente autonomi. L'anello di collegamento tra esse è realizzato mediante una logica di comando, chiamata "Algoritmo di Comando S.D." (poiché regola il valore della corrente alla sequenza diretta). La zona degli slot superiori è relativa alla porzione di rete A, mentre quella degli slot inferiori alla rete B.

Si può altresì apprezzare come queste due porzioni di rete siano messe in comunicazione proprio attraverso l'inverter A e l'inverter B.

I controlli realizzati nel "Frame Servizi Ancillari" sono tre e concorrono nel calcolare i valori delle correnti di riferimento da imporre in ingresso agli inverter, sia quelle alla sequenza diretta che quelle alla sequenza inversa.

Tali valori sono calcolati a partire dalla richiesta di potenza alla stazione di ricarica dei veicoli elettrici, dalle potenze coinvolte dagli altri carichi/sorgenti presenti nel resto della rete e con l'obiettivo di soddisfare i due requisiti sopra descritti: il bilanciamento della

corrente alla sequenza inversa e il controllo dei flussi di potenza ai trasformatori primari, cercando di raggiungere un punto di equilibrio.

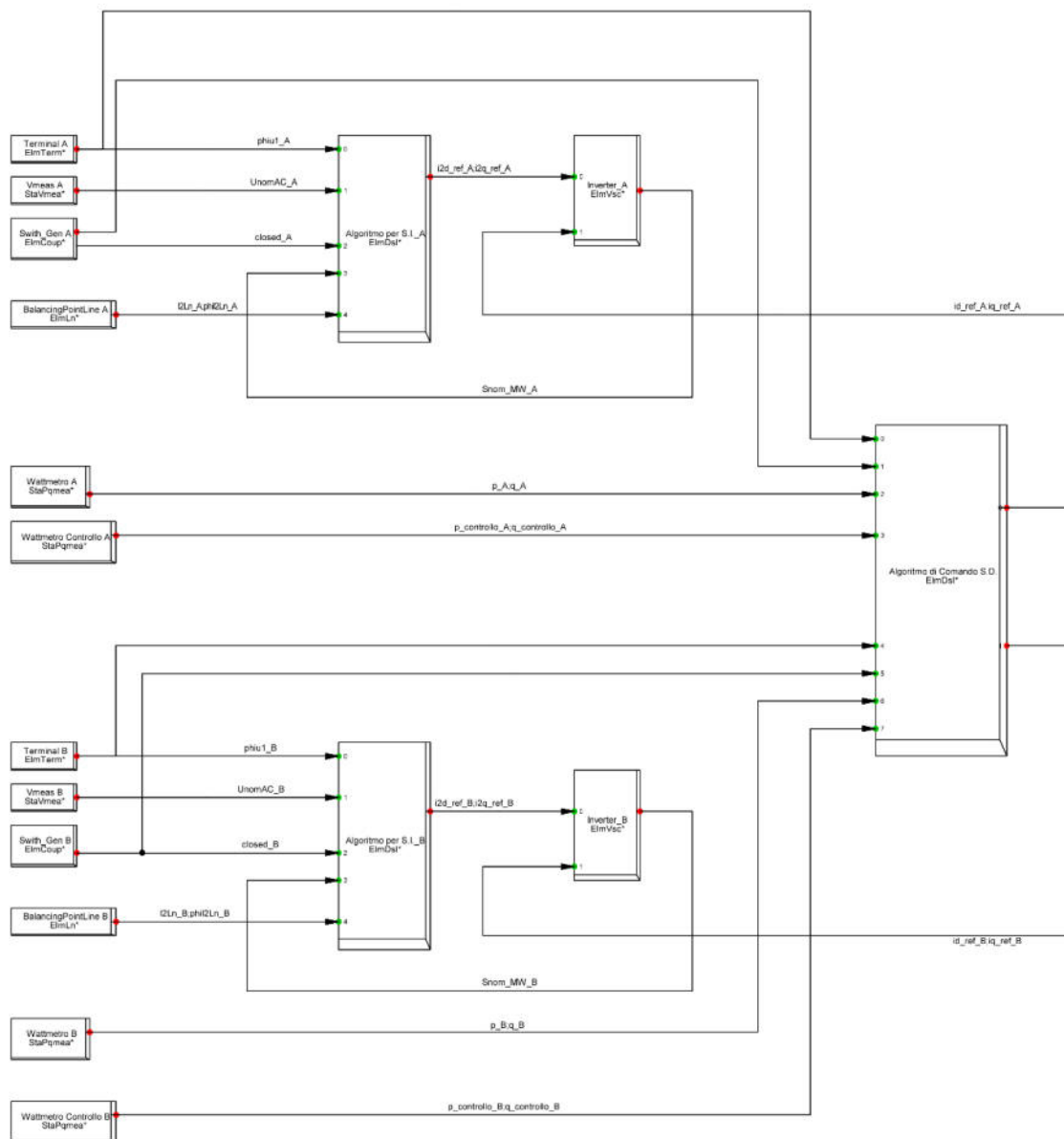


Figura 16: Logica di controllo per comandare gli inverter

Nella parte superiore della figura sono presenti i componenti del sistema relativi alla rete A, mentre in quella inferiore i componenti della rete B. Il ponte di collegamento tra queste due zone è facilmente individuabile nel controllo “Algoritmo di Comando S.D.”, che permette una logica di gestione incrociata tra i due convertitori coinvolti.

sviluppato all'interno del model definition "Algoritmo per S.I._A" (oppure "Algoritmo per S.I._B", analogo ma con riferimento alla rete B).

➤ **Variabili in INPUT**

- closed: controllo dello stato dell'interruttore a valle dell'inverter A per verificare se è aperto o chiuso.
- UnomAC: misura, attraverso voltmetro, del modulo della tensione al terminal BT a valle dell'inverter, quindi lato AC.
- phi1: misura della fase della tensione alla sequenza diretta al terminal BT a valle dell'inverter, quindi lato AC.
- I2Ln: valore del modulo della corrente alla sequenza inversa sulla linea elettrica Line A1 di collegamento con il trasformatore primario a monte della rete A.
- phiI2Ln: valore della fase della corrente alla sequenza inversa sulla linea elettrica Line A1 di collegamento con il trasformatore primario a monte della rete A.
- Snom_MW: potenza di funzionamento dell'inverter A misurata in MW.

➤ **Algoritmi di Controllo:** sono riportati nell'appendice in fondo all'elaborato di tesi.

➤ **Grandezze in OUTPUT**

- i2d_ref
- i2q_ref

In uscita dal controllo che è stato implementato vi sono i valori di riferimento di corrente alla sequenza inversa necessari affinché l'inverter A riesca a soddisfare il requisito di bilanciamento descritto precedentemente.

L'obiettivo che questo processo di calcolo permette di conseguire è, dunque, quello del bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sulla porzione di rete A.

6.5 ALGORITMI E SCHEMI A BLOCCHI RELATIVI AL CONTROLLO DELLA CORRENTE ALLA SEQUENZA DIRETTA

Inserito nel diagramma “Frame Servizi Ancillari” troviamo uno slot dedicato al calcolo e al controllo della corrente alla sequenza diretta per entrambi gli inverter presenti nella rete elettrica principale.

Questo blocco, nominato “Algoritmo di Comando S.D.”, costituisce quindi un ponte di collegamento tra le due porzioni di rete, inizialmente previste come autonome. Nello specifico permette un controllo incrociato e simultaneo dei due inverter con una molteplice finalità:

- 1) Alimentare la stazione di ricarica per veicoli elettrici, tenendo presente la potenza disponibile ai trasformatori primari a monte del sistema.
- 2) Controllare in maniera intelligente i flussi di potenza da una rete verso l'altra, ponendosi come obiettivo la risoluzione di eventuali congestioni di rete, l'efficienza energetica oppure l'equilibrio del carico tra i due trafi AT/MT.

Nella figura della pagina successiva è riportato l'insieme di caselle, all'interno delle quali è scritto uno specifico algoritmo, che servono per ottenere i valori desiderati delle grandezze in uscita.

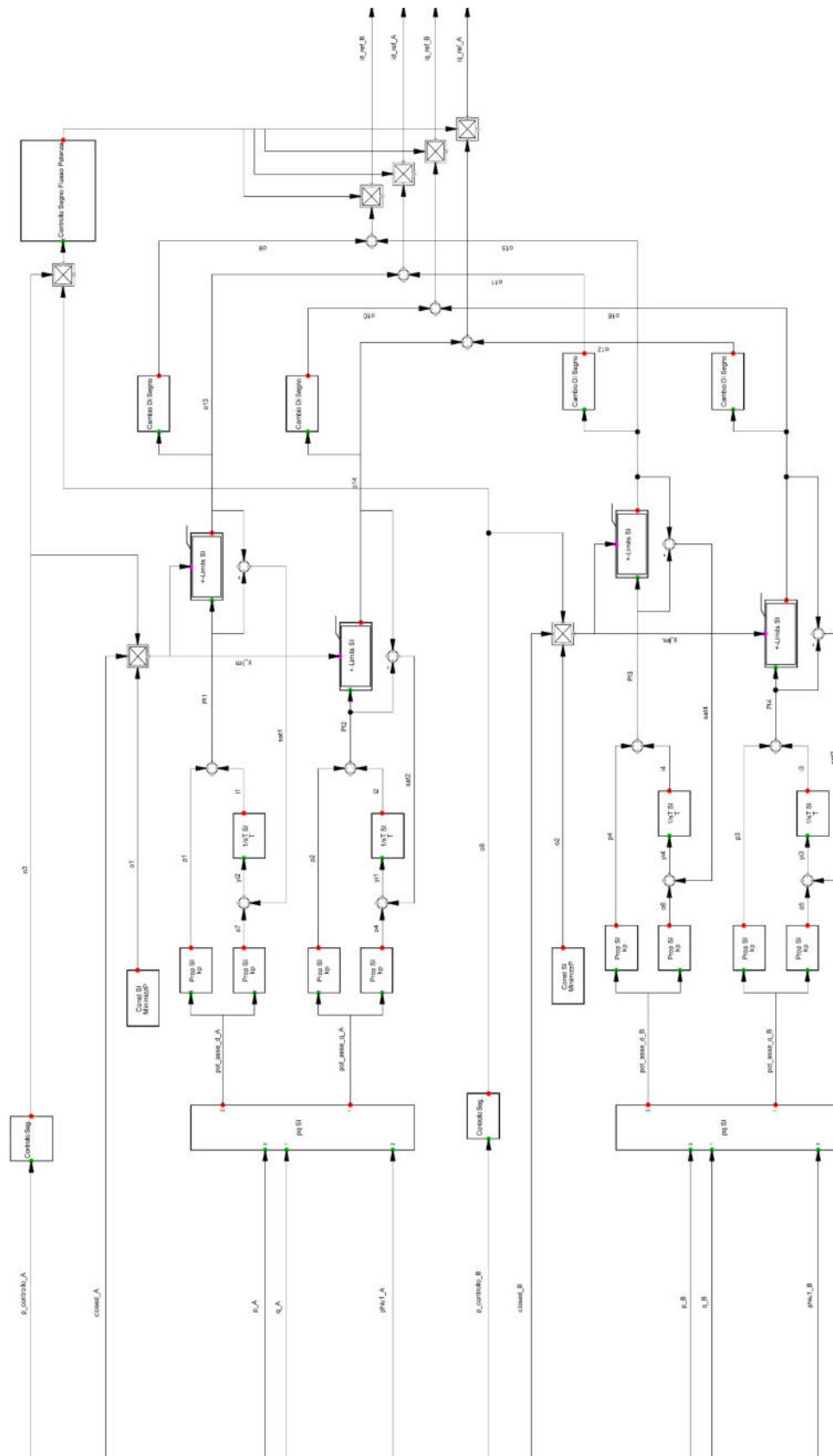


Figura 18: Controllo della corrente alla sequenza diretta

➤ **Variabili in INPUT**

- closed_A e closed_B: controllo dello stato degli interruttori a valle dei rispettivi inverter per verificare se sono in on oppure in off.
- p_A e q_A: misura, effettuata attraverso un wattmetro, della potenza attiva e reattiva coinvolta sulla linea elettrica “Line A1” di collegamento con il trasformatore primario.
- phiu1_A: misura della fase della tensione alla sequenza diretta al terminal BT a valle dell’inverter, quindi lato AC.
- p_controllo_A: misura di potenza ottenuta dal wattmetro presente sulla “Line A1.1”.
- p_B e q_B: misura, effettuata attraverso un wattmetro, della potenza attiva e reattiva coinvolta sulla linea elettrica “Line B1” di collegamento con il trasformatore primario.
- phiu1_B: misura della fase della tensione alla sequenza diretta al terminal BT a valle dell’inverter, quindi lato AC.
- p_controllo_B: misura di potenza ottenuta dal wattmetro presente sulla “Line B1.1”.

➤ **Algoritmi di Controllo:** sono riportati nell’appendice in fondo all’elaborato di tesi.

➤ **Grandezze in OUTPUT**

- id_ref_A; iq_ref_A
- id_ref_B; iq_ref_B

In uscita dal controllo che è stato implementato vi sono i valori di riferimento di corrente alla sequenza diretta per entrambi gli inverter presenti nello schema unifilare della rete.

Riassumendo è stato fin qui presentato il Frame realizzato per soddisfare i servizi ancillari desiderati. In particolare sono presenti tre controlli: due specifici per il bilanciamento della corrente alla sequenza diretta e uno dedicato a regolare i flussi di potenza (positivi o negativi) provenienti dalle diverse porzioni di rete.

6.6 FRAME BUCK BOOST

Nello schema sottostante è raffigurata la logica di controllo dedicata al sistema costituito dal parallelo di un convertitore buck e di un convertitore boost, gli elementi di base delle postazioni di ricarica per EVs. Ogni charger sarà infatti composto da questi due elementi e predisposto alla carica della batteria di un veicolo elettrico. L'alimentazione è garantita dai due inverter a monte del "Terminal DC All Chargers", a cui sono connesse tutte le postazioni e un supercapacitor che funziona da sistema di accumulo dedicato alla rete. Le diverse colonnine di ricarica sono modellizzate in maniera analoga. Gli algoritmi implementati permettono, a partite da determinate misure di corrente e tensione effettuate sulla rete, di calcolare i parametri di riferimento necessari al corretto funzionamento del buck e del boost.

Il frame creato è composto da cinque blocchi che interagiscono tra loro come in figura 19.

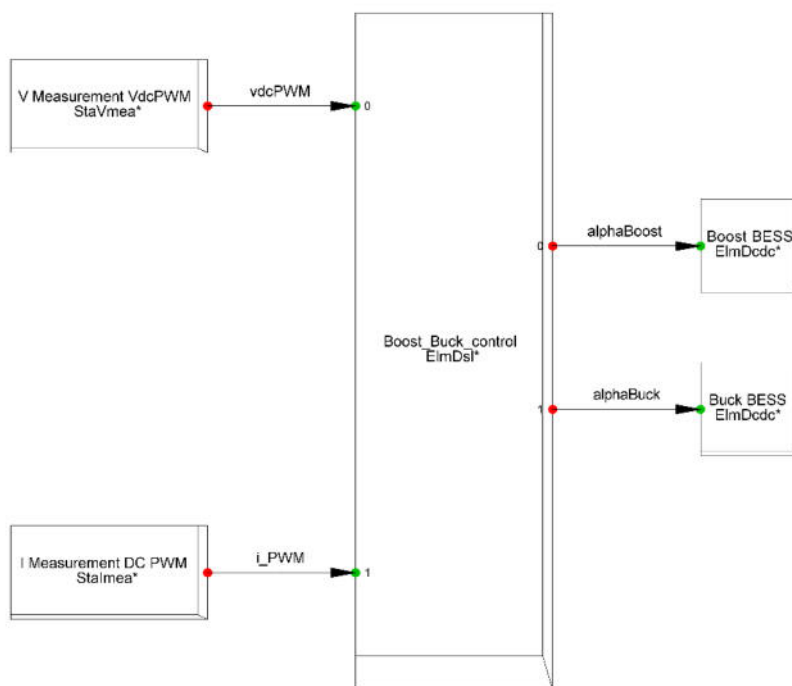


Figura 19: Logica di controllo relativa al parallelo dei convertitori DC-DC

Si nota che il controllo ha lo scopo di fornire i valori di "alpha" per imporre il duty-cycle dei due convertitori. Il processo logico con cui l'algoritmo agisce è desumibile dal model definition "Boost_Buck_Control". Esaminiamo ora nel dettaglio le grandezze coinvolte e lo script di calcolo compilato in DIgSILENT PowerFactory.

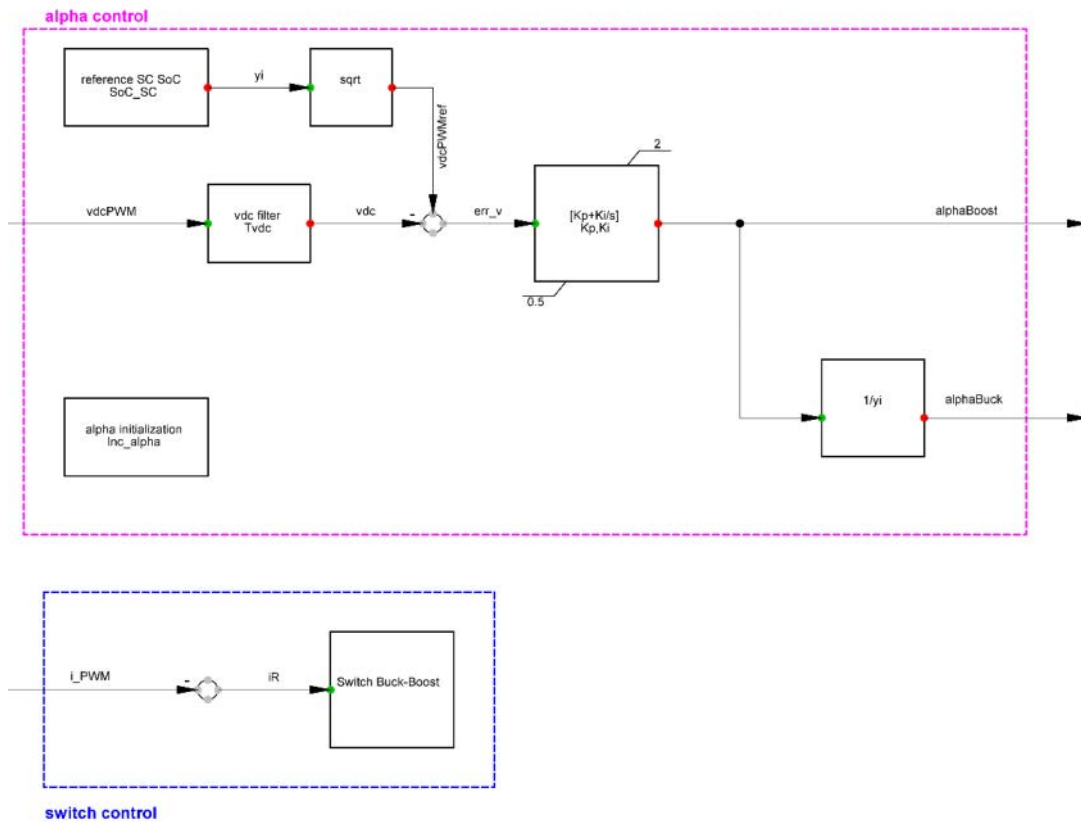


Figura 20: Algoritmi di comando di Buck e Boost

➤ **Variabili in INPUT**

- VdcPWM: misura del valore della tensione al “Terminal DC All Chargers”.
- i_PWM: misura della corrente in ingresso al charger, effettuata per mezzo di un amperometro.

Questi valori permettono di capire se siamo in una fase di ricarica della batteria o se la rete sta assorbendo energia da essa, in ottica di V2G.

➤ **Algoritmi di Controllo:** sono riportati nell’appendice in fondo all’elaborato di tesi.

➤ **Grandezze in OUTPUT**

- alphaBoost: valore del parametro di controllo per il duty-cycle del convertitore elevatore di tensione.

- alphaBuck: valore del parametro di controllo per il duty-cycle del convertitore abbassatore di tensione.

Lo slot “Switch Buck-Boost” permette di controllare chi entra in funzione tra i due convertitori, che ovviamente non possono agire in maniera simultanea, ma devono alternarsi a seconda che la batteria stia assorbendo o erogando energia.

6.7 FRAME RELATIVO ALLA MODELLIZZAZIONE DELLA BATTERIA

Le batterie dei veicoli elettrici, collegati alla stazione di ricarica per EVs, sono state modellizzate nella rete attraverso un Frame a loro dedicato. Ogni accumulatore in questione si interfaccia con un charger come quello descritto in figura 21.

Come vedremo, le simulazioni svolte nel prossimo capitolo della tesi possono avere diverse funzioni obiettivo, ad esempio: risoluzione di eventuali congestioni, valutazioni sull’efficienza energetica, minimizzazione dei flussi di potenza ai trafi primari.

Qualunque sia il requisito che si cerca di conseguire, la ricarica della batteria deve avere priorità sui servizi ancillari dedicati alla rete elettrica nel suo insieme.

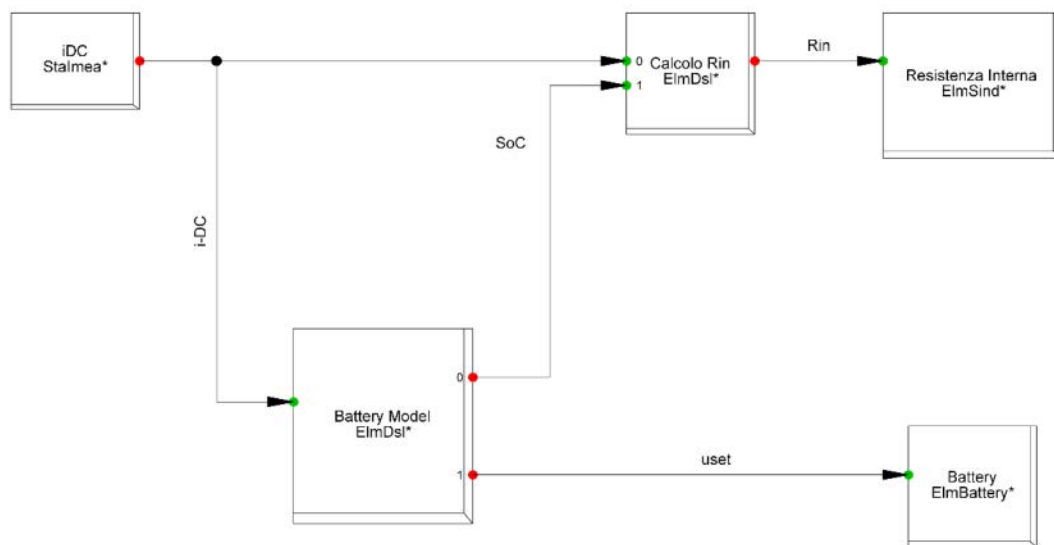


Figura 21: Logica di controllo per la batteria

Per il controllo dello stato di carica della batteria e della tensione a vuoto è stato realizzato il controllo denominato “Battery Model”. Il modello di accumulatore sviluppato va a simulare il comportamento di una batteria reale, permettendo la modifica di tensione a vuoto e resistenza interna in funzione di SoC e corrente di scarica. Il model definition “Calcolo Rin” è un singolo algoritmo, riportato in appendice. Il controllo di figura 22 è invece così implementato:

➤ **Variabili in INPUT**

- i_{DC} : misura della corrente continua in uscita dal charger e in ingresso alla batteria o viceversa.

➤ **Algoritmi di Controllo:** sono riportati nell'appendice in fondo all'elaborato di tesi.

➤ **Grandezze in OUTPUT**

- SoC: stato di carica della batteria.
- u_{set} : tensione a vuoto.

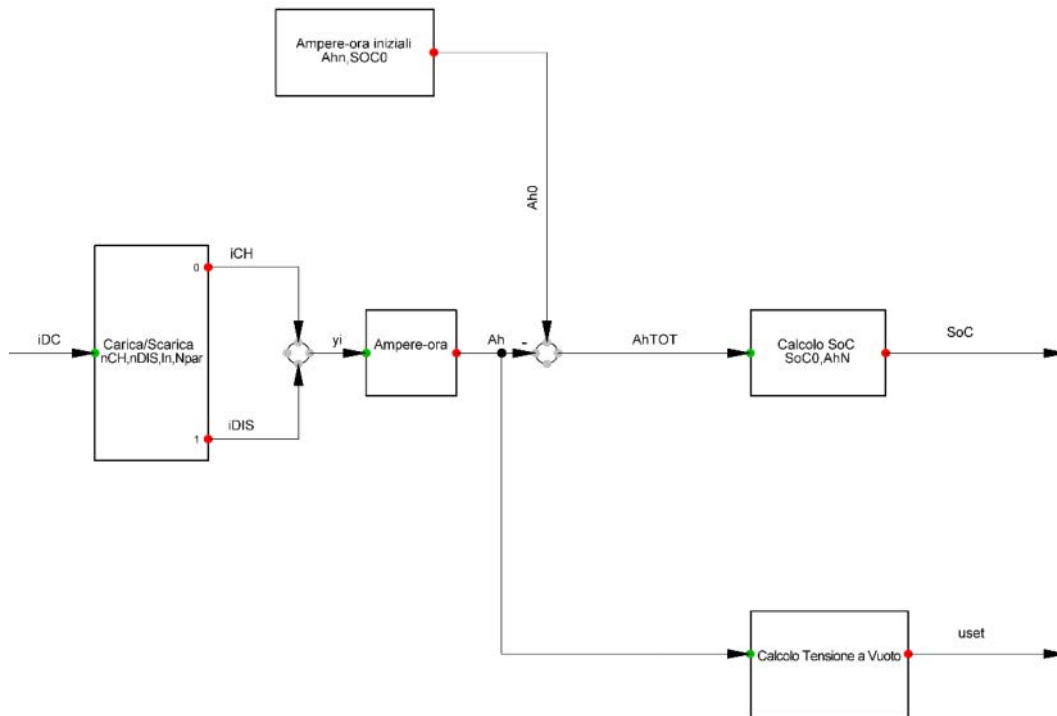


Figura 22: Algoritmi di comando per le grandezze della batteria

7 FUNZIONI OBIETTIVO E SIMULAZIONI

7.1 ANALISI DELLE POSSIBILI FUNZIONI OBIETTIVO

Si è fin qui analizzata la progettazione del modello di riferimento della rete elettrica nel suo insieme e lo sviluppo dei controlli relativi ai diversi elementi presenti al suo interno. L'inserimento dei due inverter di rete per interfacciare la stazione di ricarica per veicoli elettrici con i due trasformatori primari ha di fatto creato una interconnessione tra due porzioni di rete prima considerate separate.

In questo modo si è creata una nuova unica configurazione, in cui le varie parti del sistema elettrico sono connesse tra loro da elementi che prima non esistevano.

A livello di regolazione di rete il vantaggio è che non bisognerà più ragionare considerando la "Rete A" e la "Rete B" come autonome, cioè ognuna con i suoi flussi di potenza, i suoi carichi e le sue fonti di generazione. Ma, grazie agli inverter di rete e alla postazione di ricarica per auto elettriche, si potranno gestire le due reti come un unico sistema elettrico, in cui i vari componenti sono in collegamento tra loro.

In figura si può meglio comprendere la transizione da due reti elettriche di distribuzione in MT, separate, ognuna esercita radialmente, ad un'unica rete di fatto "magliata in maniera controllata".

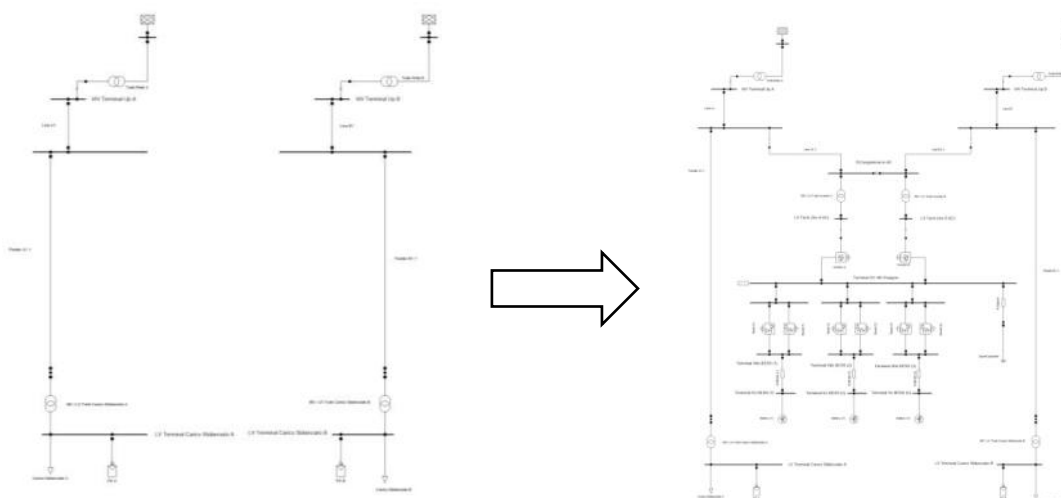


Figura 23: Confronto tra le due reti radiali autonome e il sistema "magliato in maniera controllata".

Sono diversi i vantaggi che l'inserimento di due inverter di rete permettono di conseguire. Un aspetto da porre in evidenza è il fatto che la stazione di ricarica non prevede un inverter per ogni charger, ma due convertitori AC/DC di potenza nominale più elevata, i quali permettono di interfacciare tutte le colonnine con l'alimentazione garantita dai due trasformatori primari AT/MT a monte del sistema.

Le macchine in questione avranno costi più onerosi e dimensioni maggiori.

Come detto, una soluzione di questo genere può dar luogo a diversi vantaggi:

- Una maggior continuità di servizio per la stazione di ricarica dei veicoli elettrici, infatti l'alimentazione è garantita da due trasformatori primari diversi. Se dovesse verificarsi un guasto su una porzione del sistema elettrico, vi sarà l'altra che rimarrà attiva.
- I controlli implementati per gli inverter permettono, in maniera dinamica, attraverso misure puntuali delle grandezze elettriche coinvolte, di effettuare un bilanciamento della corrente alla sequenza inversa sia per il feeder della rete A che per quello della rete B.
- La nuova configurazione crea un sistema magliato in maniera controllata, è quindi possibile gestire i flussi di potenza sulle diverse linee in maniera intelligente, cercando di conseguire diversi obiettivi.
- La serie di inverter e trafo secondario permette inoltre di disaccoppiare il sistema rete da quello dei veicoli, semplificando la gestione relativa ai guasti che possono verificarsi in una o nell'altra parte.
- Possibilità di equilibrare il carico ai trasformatori primari a monte delle due reti, attraverso la ripartizione dei relativi flussi di potenza, nei limiti imposti dal dimensionamento dei vari elementi presenti: linee, trafi, inverter. In questo modo le perdite relative dei due trasformatori sono bilanciate.
- Risoluzione di eventuali congestioni che possono verificarsi in un punto della rete. Se il trasformatore AT/MT di rete non è più in grado di soddisfare la richiesta di energia è possibile spostare degli slot di potenza da una parte all'altra del sistema, facendo transitare tali flussi proprio attraverso i due inverter e la stazione di ricarica interposta tra essi. In questo caso chiaramente aumenteranno le perdite Joule legate alla distribuzione di energia elettrica.
- Efficienza energetica e minimizzazione delle perdite sulla rete.
- Implementazione di una logica V2G. Infatti essendo molte le postazioni rese disponibili, potranno essere tanti i veicoli elettrici collegati alla rete, ciascuno dei quali con la propria batteria in ricarica. Vi è quindi la possibilità di considerare le batterie non solo come carichi, ma anche come sorgenti di energia, per conseguire diversi scopi: un servizio principale per fornire potenza in corrispondenza dei picchi di carico durante la giornata oppure la fornitura occasionale di potenza per far fronte a perdite improvvise di generazione o di trasmissione sulla rete. Infine dei brevi interventi in cui viene richiesta potenza attiva e reattiva per garantire la regolazione di tensione e frequenza del sistema elettrico. Questo elaborato non affronta il problema relativo alla remunerazione e alle indennità che dovranno essere corrisposte in qualche modo ai proprietari dei veicoli in questione.

Tra le possibili logiche di funzionamento, che sono state implementate all'interno dei controlli realizzati, alcune cercano di conseguire i risultati sopra elencati.

Chiaramente, tra questi eventi ce ne sono alcuni mutuamente escludentisi, cioè non realizzabili allo stesso tempo sia l'uno che l'altro.

Nei vari scenari che si possono configurare, la priorità assoluta deve essere sempre garantita alle batterie dei veicoli elettrici collegati alle colonnine. Si potrà poi decidere di conseguire una funzione obiettivo piuttosto che un'altra, ma non si può prescindere dalla potenza necessaria alla ricarica degli accumulatori.

7.2 BILANCIAMENTO DELLE CORRENTI ALLA SEQUENZA INVERSA

In figura 24 e 25 si può osservare come agisce l'inverter A per bilanciare la corrente alla sequenza inversa sulla linea denominata "Line A1". Attraverso i controlli presentati nel capitolo precedente, il convertitore elabora le misure di corrente e tensione fornite dai misuratori e calcola così il valore di riferimento di corrente tale da permettere il bilanciamento. Si nota infatti che i due scenari sotto riportati differiscono per quanto riguarda il valore della corrente alla sequenza inversa rilevata nel punto di interesse. In particolare a sinistra è raffigurato la situazione precedente all'intervento dei controlli, a destra lo scenario successivo. L'inverter di rete interposto tra la rete B e la stazione di ricarica effettuerà un'operazione analoga, questa volta però in riferimento alla "Line B1".

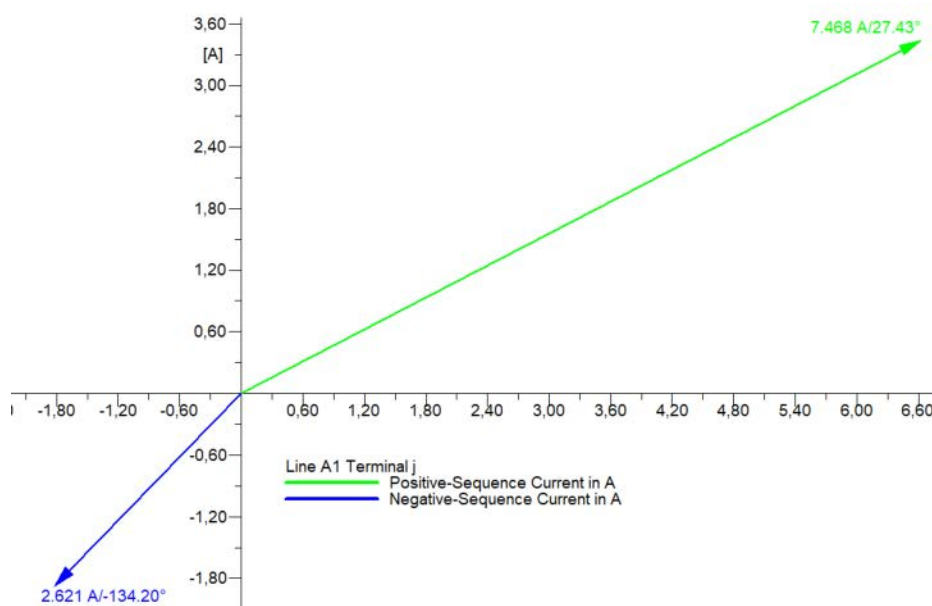


Figura 24: Situazione delle correnti su Line A1 precedente all'intervento dei controlli.

A causa dei carichi trifase non simmetrici e dei diversi carichi monofase alimentati da fasi diverse, si ha che fluisce una corrente alla sequenza inversa sulla linea di collegamento con il trasformatore primario a monte della rete elettrica. Grazie però alla presenza dell'inverter A è possibile intervenire per bilanciare tale situazione. Come si può infatti notare dalla figura 25, a seguito dell'intervento dei controlli, questa corrente viene portata a zero.

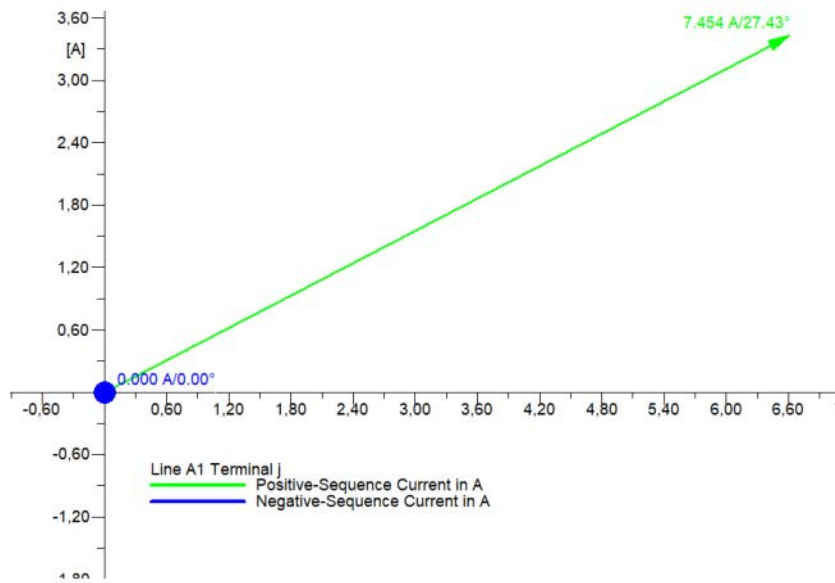


Figura 25: Situazione delle correnti su Line A1 successiva all'intervento dei controlli.

7.3 FUNZIONAMENTO DEL MODELLO DI RETE

Il bilanciamento della corrente alla sequenza inversa è una di quelle funzioni obiettivo che si cercherà di soddisfare in tutte le situazioni sopra esposte, sia che gli inverter intervengano per risolvere eventuali congestioni di rete, sia che intervengano con la finalità di minimizzare le perdite in un'ottica di efficienza energetica.

La configurazione della rete presentata nel capitolo 5 è stata mantenuta per tutti i diversi scenari ipotizzati, modificando le funzioni obiettivo ma mantenendo come punti fermi la priorità nella ricarica delle batterie e il bilanciamento della corrente come esposto nel paragrafo 7.2.

8 CONCLUSIONI

Le incognite sul futuro della mobilità elettrica, come si è potuto intuire in queste pagine, non sono certo poche. È però innegabile che il mercato dei veicoli alimentati a batteria sia in continua espansione e che i governi prestino sempre più attenzione a nuove forme di trasporto sostenibile e poco inquinante. Un punto focale per permettere una rapida crescita dei veicoli elettrici in commercio è una diffusione capillare delle infrastrutture di ricarica, che nei prossimi anni dovranno necessariamente essere realizzate in moltissimi parcheggi e aree di sosta di grandi dimensioni. In questa tesi si è voluto quindi presentare un'idea innovativa e originale per interfacciare le moderne stazioni per automobili elettriche con il resto della rete già precedentemente in funzione.

Inizialmente è stata presentato lo stato dell'arte attuale per quanto riguarda la mobilità elettrica e le strutture di ricarica. Esaminare la situazione odierna e i possibili sviluppi futuri ha permesso di comprendere l'importanza della ricerca per migliorare questo settore e la possibilità di sfruttare le moderne stazioni per servizi di regolazione del sistema elettrico. La seconda parte della tesi affronta, infatti, il ruolo degli inverter nella regolazione di reti di distribuzione in bassa e media tensione. L'analisi bibliografica ha permesso di comprendere la gran quantità di studi relativi ai controlli di inverter di interfaccia per generazione distribuita. Il modello analizzato durante la parte centrale dell'elaborato prevede, invece, di regolare e governare alcuni problemi del sistema elettrico attraverso i convertitori di interconnessione tra sistema elettrico e infrastruttura di ricarica. In particolare l'elemento di novità è la possibilità di utilizzare tale infrastruttura come ponte di collegamento tra due reti MT esercite radialmente, andando a creare un'unica configurazione risultante: una grande rete magliata in maniera controllata. Nelle simulazioni svolte sono stati analizzati diversi scenari, ognuno con dei vantaggi e degli svantaggi. Si è riusciti così a dimostrare che la gestione simultanea delle due reti, mediante il controllo incrociato degli inverter, ha permesso di implementare diverse funzioni utili per il sistema: tra queste troviamo il bilanciamento delle correnti alla sequenza inversa, la risoluzione di congestioni, la minimizzazione delle perdite di distribuzione, la possibilità di equilibrare il carico ai trasformatori primari, la ridondanza nell'alimentazione della stazione di ricarica, il controllo dei transiti di potenza da una parte all'altra e l'implementazione di una logica V2G.

A partire da due tecnologie esistenti (le nuove infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e gli inverter per la regolazione delle reti) si è, dunque, giunti ad una soluzione innovativa che al suo interno le contiene entrambe: un modello in cui due reti vengono interconnesse e controllate dai convertitori AC/DC di una stazione di ricarica.

APPENDICE

Sono riportati di seguito gli algoritmi scritti all'interno dei diversi model definition introdotti durante l'elaborato di tesi. Per ogni programma implementato nel software di simulazione reti DIgSILENT PowerFactory vengono presentati: il nome, le grandezze in ingresso e in uscita, eventuali parametri o variabili interne, lo script logico di esecuzione.

“Algoritmo per S.I.” e “Algoritmo di Comando S.D.” contengono i seguenti blocchi:

❖ **Sn_to_In SI**

Input signals: Sn_MW, Unom_kV

Output signals: In_KA

Equations: $In_KA = Sn_MW / (\sqrt{3} * Unom_kV)$

❖ **P.u. SI**

Input signals: Yi, Yn

Output signals: yo

Equations: $yo = Yi / Yn$

❖ **Ntrasf SI**

Input signals: I_hv

Output signals: I_lv

Parameters: k

Equations: $I_lv = I_hv * (k_trasf)$

❖ **InvertAngle SI**

Input signals: yi

Output signals: yo

Equations: $yo = \text{select}(yi > 0, yi - 180, yi + 180)$

❖ **rotDyn11 SI**

Input signals: phi_hv

Output signals: phi_lv

Parameters: group

Equations: $phi_lv = phi_hv + group * 30$

❖ **Trasf_AbsPhi-ri SI**

Input signals: A,phiA

Output signals: Ad,Aq

Equations: $Ad=A*\cos(phiA*pi()/180)$

$Aq=A*\sin(phiA*pi()/180)$

❖ **i2 SI and pq SI**

Input signals: yr,yi,delta

Output signals: i2d_ref,i2q_ref

Internal variables: phii2,i,del

Equations: $phii2=select(yr>0,atan(yi/yr),$

$\& \quad select(yr<0,atan(yi/yr)+pi(),$

$\& \quad select(yi>0,pi()/2,select(yi<0,-pi()/2,0)))*180/pi()$

$!deg$

$i=sqrt(sqr(yr)+sqr(yi))$

$del=phii2-delta$

$i2d_ref=i*\cos((del)*pi()/180)$

$i2q_ref=-i*\sin((del)*pi()/180)$

❖ **Prop SI**

Input signals: yi

Output signals: yo

Parameters: k

Equations: $yo=yi*k$

❖ **1/sT SI**

Input signals: yi

Output signals: yo

State variables: x

Parameters: T

Equations: ! Integrator block with time constant T

! if T=0, yo keeps its initial value

$limits(T)=(0,]$

$inc(x)=0$

$x.=select(T>0,yi/T,0)$

$yo=x$

❖ **Const SI**

Output signals: yo

Parameters: C
Equations: $y_o=C$

❖ +-Limits SI

Input signals: y_i
Output signals: y_o
State variables: $varlim$
Internal variables: $limit, BB, startVal, err, boolset, boolreset, const$
Equations: ! signal y_lim from $max_current$
 $inc(varlim)=0$! default initialization
 $err=y_lim-100$! -100 deletes the offset
 $const=300$
 $boolset=abs(y_lim)<999.9999$.and. $abs(y_lim)>0.0001$! not(0) and not(1000)
 $boolreset=y_lim=0$.or. $y_lim=1000$
 $startVal=abs(aflipflop(delay(y_o,0.0004),boolset,boolreset))$
 $varlim.=select(y_lim=0$.or. $y_lim=1000,0,-const*err)$
 $BB=lim(startVal-1*err+varlim,0,100)$
 $limit=select(y_lim=0,y_lim, select(y_lim=1000,y_lim, BB))$
 $y_o=lim(y_i,-limit,limit)$

❖ Power Control

Input signals: y_i
Output signals: y_o
Equations: $y_o=select(y_i>0,0,1)$

❖ Change Sign

Input signals: y_i
Output signals: y_o
Equations: $y_o=y_i*(-1)$

In seguito è stato analizzato il model definition “Boost_Buck_control” che contiene i seguenti blocchi di calcolo:

❖ reference SC SoC

Input signals: Y_o
Parameters: C
Equations: $Y_o=C$

❖ **vdc filter**

Input signals: yi

Output signals: yo

State variables: x

Parameters: T

Equations: ! First order lag block with time constant T

! if T=0, block is bypassed (yo=yi)

limits(T)=[0,)

x.=select(T>0,(yi-x)/T,0.0)

yo=select(T>0,x,yi)

❖ **[Kp+Ki/s]**

Input signals: yi

Output signals: yo

State variables: x

Parameters: Kp,Ki, y_min, y_max

Equations: ! Proportional-Integral (PI) block with anti-windup limits

x.=Ki*yi

yo=lim(Kp*yi+limstate(x,y_min,y_max),y_min,y_max)

❖ **Switch Buck-Boost**

Input signals: iR

State variables: xt

Internal variables: a,b,activ

Equations: ! iR in kA

! iR>0 if discharge iR<0 if charge

!vardef(db)='I_DC(A)';switching buck-boost deadband'

!db=0.000

! iR overpasses 0 with derivative >0

a=select(lastvalue(iR)<0 .and. iR>0 .and. (iR-lastvalue(iR))>0 .and.
(abs(iR)+abs(lastvalue(iR)))>pow(10,-5),1,-1)

! iR decrease under 0 with derivative <0

b=select(lastvalue(iR)>0 .and. iR<0 .and. (iR-lastvalue(iR))<0 .and.
(abs(iR)+abs(lastvalue(iR)))>pow(10,-5),1,-1)

! delay since the beginning of the simulation

inc(xt)=0

xt.=1

activ=xt>0.5 ! 0.5 seconds

event(activ,a,'name=close_boost')

event(activ,a,'name=open_buck')

event(activ,b,'name=open_boost')

event(activ,b,'name=close_buck')

Infine gli algoritmi presenti nei model definition “Battery Bank Model” e “R internal (Fiamm)” sono i seguenti:

❖ **Ampere-ora iniziali**

Output signals: Ah0
Parameters: Ahn,SOC0
Equations: Ah0=Ahn*SOC0

❖ **Ampere-ora**

Input signals: yi
Output signals: yo
State variables: x
Internal variables: T
Equations: ! Integrator block with time constant T=3600
inc(x)=0
T=3600
x.=yi/T
yo=x

❖ **Calcolo SoC**

Input signals: AhTOT
Output signals: SoC
Parameters: SoC0,AhN
Equations: inc(SoC)=SoC0
SoC=(AhTOT/AhN)

❖ **Calcolo Tensione a Vuoto**

Input signals: SoC
Output signals: usest
Internal variables: x,y
Equations: !x=SoC*38 !gli Ah sono pari al SoC per gli AhNOM = 38
x=-SoC
a = 2.484 !(2.455, 2.512)
b = 0.05809 !(-0.08074, 0.1969)
c = 0.1124 !(0.02303, 0.2018)
d = 0.03007 !(-0.08076, 0.1409)
f = -0.04791 !(-0.1402, 0.04439)
w = 0.1204

! relazione che lega la Voc di una cella agli Ah:
! $y = a + b \cdot \cos(x \cdot w) + c \cdot \sin(x \cdot w) + d \cdot \cos(2 \cdot x \cdot w) + f \cdot \sin(2 \cdot x \cdot w)$
 $y = a + b \cdot \cos(x \cdot w) + c \cdot \sin(x \cdot w) + d \cdot \cos(2 \cdot x \cdot w) + f \cdot \sin(2 \cdot x \cdot w)$
! la tensione nominale in uscita è pari al numero di celle in serie
! per trovare la tensione in pu devo trovare la tensione di una singola cella in pu
! allora basta dividere y per la tensione nominale di cella = 2.58V
! la tensione inserita è ipotizzata considerando 620v tensione nominale / 240 celle in serie
! potrei altrimenti calcolare la tensione totale y * nROW e poi /620 V
così trovo la tensione in pu totale
! e poi diviso nROW
uset = y/2.58

❖ Carica/Scarica

Input signals: yi
Output signals: iCH,iDIS
Parameters: nCH,nDIS,In,Npar
Internal variables: I
Equations: $I = -y_i \cdot In / Npar$
 $iDIS = \text{select}(y_i < 0, I \cdot nDIS, 0)$
 $iCH = \text{select}(y_i > 0, I / nCH, 0)$

❖ #R internal (Fiamm)

Input signals: SoC,iDC
Output signals: Rin
Parameters: nPAR,nROW,In
Internal variables:
x,y,p00,p10,p01,p20,p11,p02,p30,p21,p12,p03,p31,p22,p13,p40,Ri
Equations: !Coefficients (with 95% confidence bounds):
 $p00 = 0.01431 \quad !(0.006212, 0.0224)$
 $p10 = -0.001161 \quad !(-0.002397, 7.517e-05)$
 $p01 = -0.05803 \quad !(-0.1301, 0.01401)$
 $p20 = 0.0002568 \quad !(0.0001457, 0.000368)$
 $p11 = 0.0004975 \quad !(-0.003623, 0.004618)$
 $p02 = 0.1355 \quad !(-0.03564, 0.3066)$
 $p30 = -1.261 \cdot \text{pow}(10, -5) \quad !(-1.676e-05, -8.456e-06)$
 $p21 = 3.48 \cdot \text{pow}(10, -5) \quad !(-7.066e-05, 0.0001403)$
 $p12 = -0.002758 \quad !(-0.01023, 0.004718)$
 $p03 = -0.08203 \quad !(-0.1901, 0.02605)$
 $p40 = 1.746 \cdot \text{pow}(10, -7) \quad !(1.221e-07, 2.271e-07)$

```

p31 = -2.469*pow(10,-7) !(-1.624e-06, 1.13e-06)
p22 = -5.538*pow(10,-6) !(-6.341e-05, 5.234e-05)
p13 = 0.0017          !(-0.002818, 0.006219)
inc(SoC)=0.7
inc(iDC)=0
!x è in Ah, quindi è SoC per AhNOM=38
x=SoC*38
!y è la corrente di scarica in C, quindi rispetto ai 38 A perchè IC=38A
!di conseguenza è iDC*In/38*(numero di celle in parallelo)
vardef(In)= 'A' ; 'corrente nominale DC inverter'
y=(-iDC*In)/(38*nPAR)
!Linear model Poly35: calcolo resistenza singola cella
Ri = p00 + p10*x + p01*y + p20*pow(x,2) + p11*x*y + p02*pow(y,2) +
p30*pow(x,3) + p21*pow(x,2)*y + p12*x*pow(y,2) + p03*pow(y,3) +
p31*pow(x,3)*y + p22*pow(x,2)*pow(y,2) + p13*x*pow(y,3) +
p40*pow(x,4)
!calcolo resistenza equivalente in base al modello
vardef(nPAR)= 'pu' ; 'numero di celle in parallelo'
vardef(nROW)= 'pu' ; 'numero di celle in serie'
Rin = Ri*(nROW/nPAR)
inc(Rin)= Ri*(nROW/nPAR)

```


BIBLIOGRAFIA

- [1] D.Chiaroni, F. M. (2018). *E-mobility Report 2018. Le opportunità e le sfide per lo sviluppo della mobilità elettrica in Italia*. Milano: Energy & strategy group.
- [2] Buja, G. (2016). EV charging infrastructure. *Coure of Electric Road Vehicles*. Padova.
- [3] N. Daina, A. Sivakumar, J.W. Polak (2017). *Electric vehicle charging choices: Modelling and implications for smart charging services*. Elseveir.
- [4] C.Brocca. (2018). *Electric Vehicle Supply Equipment-Control System*. Padova: Nidec ASI S.p.a.
- [5] T. Gnann, S. Funke, N. Jakobsson (2015). *Report Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs*. Elsevier.
- [6] M.C. Kisacikoglu, M. Kesler, L.M. Tolbert (2015). *Single-Phase On-Board Bidirectional PEV Chargerfor V2G Reactive Power Operation*. IEEE
- [7] Mohan N., Robbins W.P., Undeland T.M., *Power electronics*, John Wiley & Sons (2003), 3rd Edition, Edizione italiana a cura del prof. Francesco Castelli Dezza, *Elettronica di potenza. Convertitori ed applicazioni*, Milano, Ulrico Hoepli Editore (2005), 3a Edizione.
- [8] F.Bignucolo, R.Caldon (2017). *Mitigazione dello sbilanciamento di tensioni e correnti*. AIET.
- [9] A. Savio, F.Bignucolo, R.Caldon. *Contribution of MV Static Distributed Generation to Voltage Unbalance Mitigation*.
- [10] R. Benato, L. Fellin (2011). *Impianti elettrici*, UTET EDITORE, Milano.

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento speciale va al professor Fabio Bignucolo per avermi dato la possibilità di svolgere questo lavoro di tesi presso il laboratorio di Sistemi Elettrici dell'Università di Padova, in questo periodo ho avuto la fortuna di imparare molto dal punto di vista tecnico ma anche di crescere e maturare come persona.

Essenziale e insostituibile in questo percorso è stata la mia famiglia, a cui va un immenso grazie. Grazie per avermi elogiato nelle vittorie e sostenuto nelle sconfitte, per aver appoggiato ogni mia scelta e per essere sempre al mio fianco.

Ultimi ma non per importanza tutti i miei amici, coinquilini e compagni di studi.

