



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**MODELLI DI CONTROLLO DI INVERTER DI
INTERFACCIA PER GENERAZIONE
DISTRIBUITA NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

RELATORE: CH.MO PROF. ROBERTO CALDON

CORRELATORE: ING. MASSIMILIANO COPPO

LAUREANDO: ANTONINO RACITI

ANNO ACCADEMICO 2012-2013

INDICE

Indice	1
Elenco delle figure	3
Elenco delle tabelle	5
Sommario	7
Introduzione	9
1. L'evoluzione delle reti elettriche	11
1.1. La diffusione della generazione distribuita	11
1.2. L'evoluzione della rete elettrica verso le Smart Grid.....	12
1.3. La ricerca sulle Smart Grid e sulle reti attive	17
1.4. Il quadro normativo vigente	19
2. Sistemi e risorse energetiche per la generazione distribuita	27
2.1. Tipologie di impianti di generazione distribuita	27
2.2. I sistemi di accumulo.....	29
2.3. Interfacce per l'interconnessione alle reti.....	31
2.3.1. I sistemi fotovoltaici.....	32
2.4. L'inverter trifase.....	35
3. Modelli di controllo dell'inverter	39
3.1. Leggi di controllo del flusso di potenza	39
3.2. Il PLL	40
3.3. Il controllo dell'inverter nel sistema di riferimento dq	40
3.4. I droop Q-V e P-F.....	42
3.5. Il controllore PID	44
3.6. Lo schema di controllo per il funzionamento in parallelo alla rete	46
3.7. Lo schema di controllo per il funzionamento in isola intenzionale.....	49
4. Applicazioni dei modelli di controllo dell'inverter nello studio del comportamento dinamico	55
4.1. La rete utilizzata	55

4.2.Il modello del sistema di GD in DigSilent Power Factory	58
4.3.Simulazioni del controllo nel funzionamento in parallelo alla rete	60
4.4.Simulazioni del controllo nel funzionamento in isola intenzionale.....	69
Conclusioni	77
Bibliografia	79

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 1. Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2010 [1].....	11
Figura 2. Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD nel 2010 [1].....	12
Figura 3. Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD nel 2010 [1].....	12
Figura 4. Esempio di una rete con possibilità di inversione di flusso [2]	13
Figura 5. Sovratensione nel punto di connessione della GD [3]	13
Figura 6. Dislocazione degli impianti di GD per regione (potenza efficiente lorda totale 4.036 MW; produzione lorda totale 13.494 GWh) [1]	15
Figura 7. Esempio di smart grid [5]	16
Figura 8. Flussi di potenza nelle reti intelligenti [6]	16
Figura 9. Ruolo del TSO e del DSO nella gestione degli sbilanciamenti nella situazione attuale e nella prospettiva futura [4]	17
Figura 10. Schema di principio della connessione di un impianto di produzione [8]	20
Figura 11. Servizi di rete, CEI 0-16 [8].....	22
Figura 12. Curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$	23
Figura 13. Curva caratteristica $Q = f(V)$	24
Figura 14. Capability per impianti di potenza < 400kW	25
Figura 15. Capability per impianti di potenza > 400kW	25
Figura 16. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra frequenza	26
Figura 17. Impianti a FER in Italia [9].....	27
Figura 18. Accumulatori elettrochimici: confronto tra le diverse tecnologie [12].....	30
Figura 19. Schema delle interfacce tra GD e rete elettrica [10]	31
Figura 20. Tipologie di architetture di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la rete [14].....	32
Figura 21. Schema a blocchi di un sistema di generazione fotovoltaico con accumulo[15].	32

Figura 22. Curve di produzione per un impianto PV in un giorno soleggiato ed in uno con nuvolosità variabile [16].....	33
Figura 23. Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica.....	33
Figura 24. Caratteristiche V-I e V-P [14]	34
Figura 25. Sistema fotovoltaico [17]	34
Figura 26. Inverter trifase [18]	35
Figura 27. PWM trifase	35
Figura 28. Logiche di controllo degli switch [17]	36
Figura 29. Flussi di potenza e diagramma vettoriale delle tensioni [20]	39
Figura 30. Schema a blocchi del PLL in DigSilent	40
Figura 31. Sistema di riferimento rotante dq	41
Figura 32. Droop P-f e Q-V [20]	43
Figura 33. Schema di controllo con droop e regolatori [21].....	43
Figura 34. Schema a blocchi di un processo controllato con regolatore PID	44
Figura 35. Controllore PID con dispositivo di anti windup [22]	45
Figura 36. Modello dell'inverter in DigSilent	46
Figura 37. Composite Model del modello PQ	47
Figura 38. Common Model del modello PQ	48
Figura 39. Regolatore di corrente integrato nell'inverter ElmVsc	49
Figura 40. Composite Model del modello PQ-Vf	50
Figura 41. Finestra per l'assegnazione dei blocchi nel Composite Model	51
Figura 42. Regolazione secondaria di frequenza [23]	51
Figura 43. Common Model del modello PQ-Vf.....	52
Figura 44. Finestra di inserimento dati Common Model.....	53
Figura 45. Rete utilizzata.....	55
Figura 46. Finestra di inserimento dati del modello dei carichi	58
Figura 47. Unità di GD	59

Figura 48. Tensioni lungo i feeder 2 e 1 prima della regolazione di tensione	61
Figura 49. Tensioni lungo i feeder 2 e 1 dopo la regolazione di tensione.....	62
Figura 50. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V , P e Q per l'unità DG1 durante la regolazione.....	63
Figura 51. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V , P e Q per l'unità DG2 durante la regolazione.....	64
Figura 52. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V , P e Q per l'unità DG3 durante la regolazione.....	65
Figura 53. Disconnessione di una porzione del feeder 1	66
Figura 54. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , V , P e Q per l'unità DG1 a seguito della disconnessione di una porzione di rete	67
Figura 55. Tensione lungo il feeder 1 prima e dopo la disconnessione	68
Figura 56. Dettaglio della micro-grid.....	69
Figura 57. Dinamica della frequenza e della potenza erogata dall'inverter	70
Figura 58. Dinamica della tensione al nodo di allacciamento dell'inverter e della potenza reattiva	71
Figura 59. Dinamica delle correnti i_{d_ref} e i_{q_ref}	72
Figura 60. Dinamica della frequenza a seguito del distacco del carico Load 24	73
Figura 61. Dinamica della potenza attiva a seguito del distacco del carico Load 24.....	73
Figura 62. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , V e Q a seguito del distacco del carico Load 24 ...	74

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1. Formule per la determinazione dei guadagni dei regolatori PID	45
Tabella 2. Caratteristiche delle linee.....	56
Tabella 3. Trasformatore in cabina primaria.....	56
Tabella 4. Dati dei carichi.....	57
Tabella 5. Caratteristiche degli inverter.....	59
Tabella 6. Dati dei trasformatori delle unità di GD	60
Tabella 7. Carichi modificati rispetto alla tabella del caso 1	66

SOMMARIO

Questo lavoro di tesi è incentrato sulla realizzazione di schemi di controllo degli inverter di interfaccia per la generazione distribuita e sulle simulazioni al computer per la verifica degli stessi. Oggi infatti la penetrazione degli impianti di generazione distribuita nelle reti elettriche dà luogo a diverse problematiche nella gestione delle reti elettriche stesse ma al contempo costituisce una risorsa se ben sfruttata. In tal senso la generazione distribuita interfacciata alla rete elettrica mediante inverter deve aderire alle più recenti prescrizioni normative prestando determinati servizi di rete. Inoltre, nell'ottica della transizione delle reti elettriche al concetto di rete noto come *smart grid*, le unità di generazione distribuita dovranno in futuro essere capaci di gestire autonomamente, in caso di necessità, porzioni di rete nel funzionamento in isola intenzionale. L'obiettivo di questa tesi consiste dunque nello studio e realizzazione di schemi per l'attuazione dei servizi di rete e del funzionamento in isola intenzionale e nella verifica della dinamica mediante simulazioni al computer.

INTRODUZIONE

I sistemi elettrici stanno in questi anni subendo delle modificazioni importanti sia a livello strutturale che di gestione. La liberalizzazione del settore elettrico e il sostegno da parte dei governi alla diffusione degli impianti a fonti energetiche rinnovabili per la necessità di diminuire le emissioni inquinanti hanno portato negli ultimi anni ad una diffusione disordinata nei sistemi elettrici di impianti di produzione. Questi impianti, che vanno da potenze di pochi kW alla decina di MW e sono definiti impianti di generazione distribuita, stanno stravolgendo la struttura classica delle reti elettriche che prevedeva grandi centrali di produzione e flussi unidirezionali di energia elettrica, dai livelli più alti di tensione a quelli più bassi. La presenza di questi impianti di produzione dà luogo a diverse problematiche sia nel funzionamento ordinario che in presenza di guasti che coinvolgono sia la gestione delle reti che i componenti elettrici che costituiscono la rete stessa. La gestione della rete dunque dovrà passare anche attraverso il coordinamento di tutte queste risorse distribuite nell'ottica di un'evoluzione della rete odierna verso il concetto della smart grid.

Le unità di generazione distribuita sono spesso interfacciate alla rete elettrica mediante gli inverter. In Italia la norma CEI 0-16 impone agli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione la partecipazione alla fornitura di servizi di rete e tutte le unità connesse mediante convertitori statici devono adeguarsi a queste prescrizioni; la tendenza attuale è quindi quella del trasferimento, a tutte le unità di produzione, degli oneri nel contributo alla stabilità della rete e nel conseguimento dei requisiti di qualità nella fornitura del servizio elettrico.

Gli schemi di controllo degli inverter dunque assumono una importanza notevole poiché devono permettere l'immissione di potenza attiva in rete ma devono essere anche capaci di gestire la fornitura dei servizi di rete richiesti alle unità di generazione distribuita, quali la compensazione del fattore di potenza e la regolazione primaria di frequenza. I più recenti studi in merito riguardano anche gli schemi di controllo che permettano la gestione, da parte delle unità di generazione distribuita, di porzioni di rete nel funzionamento in isola intenzionale.

Lo scopo di questo lavoro di tesi è quello di realizzare degli schemi di controllo degli inverter di interfaccia delle unità di generazione distribuita e di verificarne la dinamica del funzionamento. Gli schemi devono permettere il controllo dell'inverter nelle modalità di funzionamento in parallelo alla rete ed in isola intenzionale. Il primo schema riguarda tutte le unità che devono effettuare il funzionamento *grid supporting*, ovvero le unità che sono connesse alla rete prevalente, immettono potenza attiva e prestano i servizi di rete richiesti. Il secondo schema riguarda le unità di produzione che possono funzionare anche in isola intenzionale, si tratta delle unità *grid forming*. Questo schema è stato realizzato nell'ottica della gestione in isola intenzionale di porzioni di rete: questa possibilità permetterà di aumentare la continuità del servizio poiché per esempio, a fronte di interventi di manutenzione programmata o di guasti, alcune porzioni di rete potranno rimanere energizzate grazie alla generazione distribuita.

I capitoli 1 e 2 della tesi trattano l'evoluzione delle reti elettriche, la penetrazione della generazione distribuita e una descrizione delle risorse energetiche e delle interfacce con la rete. Il capitolo 3 descrive gli schemi di controllo che sono stati realizzati mentre nel capitolo 4 vengono effettuate diverse simulazioni per la verifica del funzionamento.

La realizzazione degli schemi di controllo e le simulazioni sono state realizzate mediante l'utilizzo del software DigSilent Power Factory.

1. L'EVOLUZIONE DELLE RETI ELETTRICHE

1.1. LA DIFFUSIONE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Il sistema elettrico nazionale è una struttura a sviluppo verticale che consente la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Esso è composto da una rete di trasmissione alimentata, secondo lo schema tradizionale, da grandi impianti di produzione di energia elettrica e da una moltitudine di reti passive di distribuzione dell'energia alle utenze secondo flussi unidirezionali. La rete di trasmissione è coordinata nel suo funzionamento mediante una gestione centralizzata.

Questo schema è però oggi in discussione a causa della diffusione della generazione distribuita (GD) che si è avuta negli ultimi anni. Il crescente fabbisogno di energia nel mondo da un lato e, dall'altro, la necessità di limitare le emissioni dei gas inquinanti, hanno portato il Parlamento Europeo verso l'approvazione del cosiddetto "pacchetto" 20-20-20: il raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020 ha posto dunque la necessità di fare maggior ricorso nella produzione dell'energia elettrica alle fonti di energia rinnovabile (FER). In tal senso, un notevole impulso alla diffusione delle FER si è avuto in Italia con la liberalizzazione del mercato elettrico avviata con il decreto legislativo del 16 marzo 1999 n.79, e con le misure di sostegno sia di tipo amministrativo che basate su meccanismi di mercato quali certificati verdi, conto energia, tariffe incentivate e tariffa onnicomprensiva.

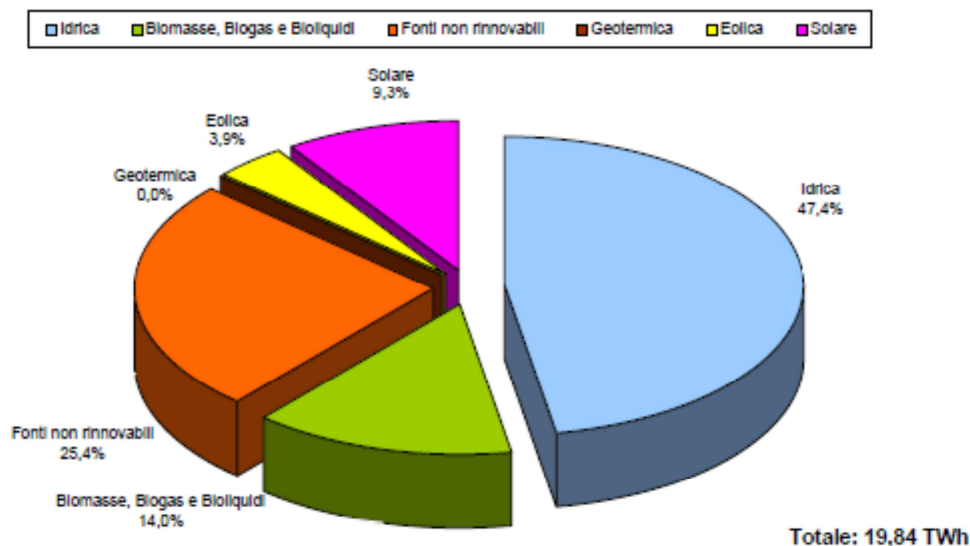


Figura 1. Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2010 [1]

Si è dunque avviato un processo di diffusione nel territorio nazionale di impianti di GD basati sulle FER ma anche facenti uso di fonti energetiche non rinnovabili.

Nell'anno 2010 si può notare che la componente idrica è, con il 47.4% del totale, la fonte energetica principale nella GD. Nello stesso anno inoltre, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD in Italia (presenti con circa 160 mila unità produttive) è stata pari al 6.6% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica [1].

1.2. L'EVOLUZIONE DELLA RETE ELETTRICA VERSO LE SMART GRID

Lo sviluppo non pianificato della GD sul territorio nazionale sta evidenziando con il tempo l'inadeguatezza della rete elettrica odierna, per come è strutturata e gestita, nel dover accogliere l'immissione di energia elettrica da parte degli impianti di GD. La natura aleatoria delle sorgenti energetiche di taluni impianti di GD complica inoltre il quadro.

In termini di energia elettrica immessa in rete la quota parte maggiore è quella relativa agli impianti connessi alla rete di MT nonostante la maggior parte degli impianti sia connessa in BT, come si può vedere dalle immagini seguenti.

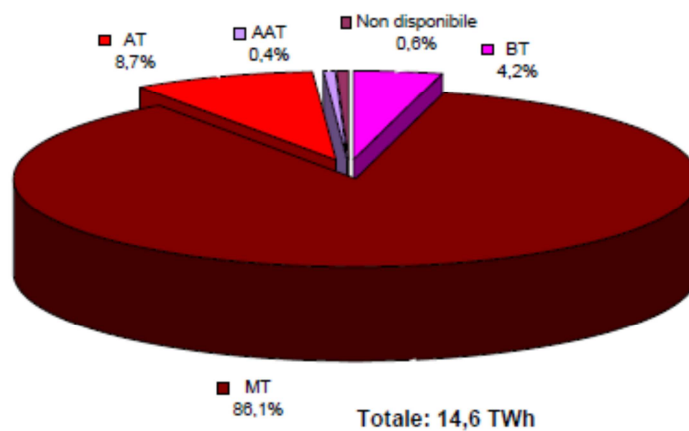


Figura 2. Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD nel 2010 [1]

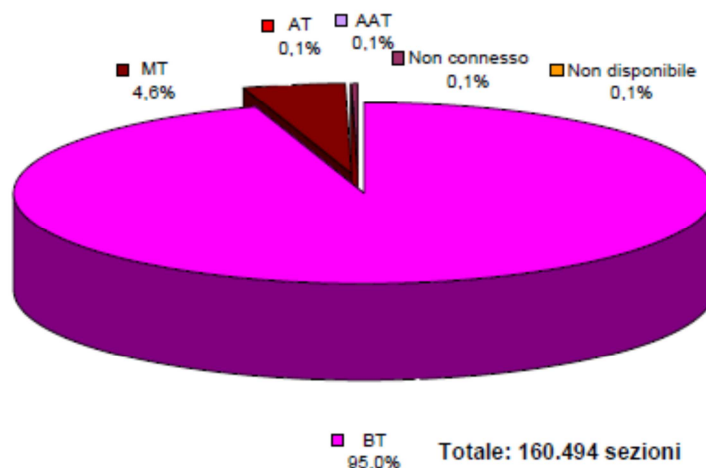


Figura 3. Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD nel 2010 [1]

L'impatto della GD sulle reti di distribuzione dà luogo a diverse problematiche che si possono riassumere in [2]:

- inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT nel caso in cui la potenza prodotta dalla GD superi l'assorbimento dei carichi della parte di rete sottesa alla cabina primaria. La norma CEI 0-16 stabilisce che [3], nel caso le condizioni di funzionamento in cui il transito risulti invertito superino il 5% del complessivo tempo annuo di funzionamento, è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con opportuni dispositivi di protezione e controllo.

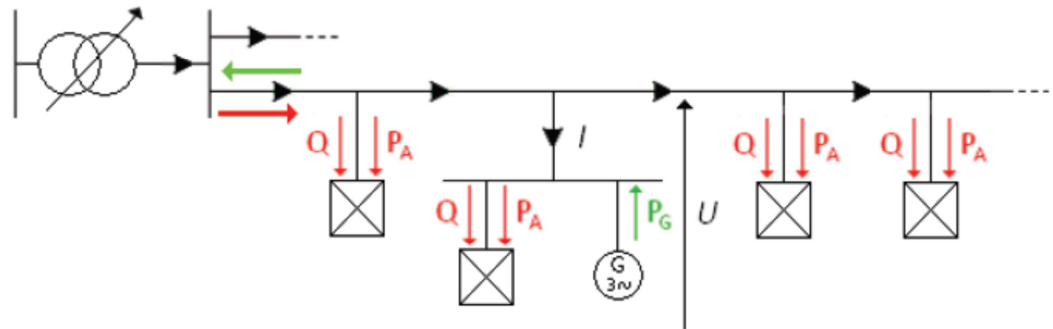


Figura 4. Esempio di una rete con possibilità di inversione di flusso [2]

- incremento della corrente di corto circuito determinato dalla presenza della GD. Questo incremento deve essere mantenuto ad un livello tale da non eccedere il potere di interruzione degli organi di manovra MT. In molti casi tuttavia, le unità di GD sono interfacciate alla rete mediante convertitori statici ed in tal caso le limitazioni alla potenza installabile sono poco vincolanti
- variazioni lente di tensione La connessione di una o più unità di GD lungo un feeder ne modifica il profilo di tensione in funzione dei nuovi flussi di potenza che si vengono a determinare; in tal caso possono crearsi situazioni in cui determinati nodi della rete si trovino oltre i limiti di tensione imposti dalle norme

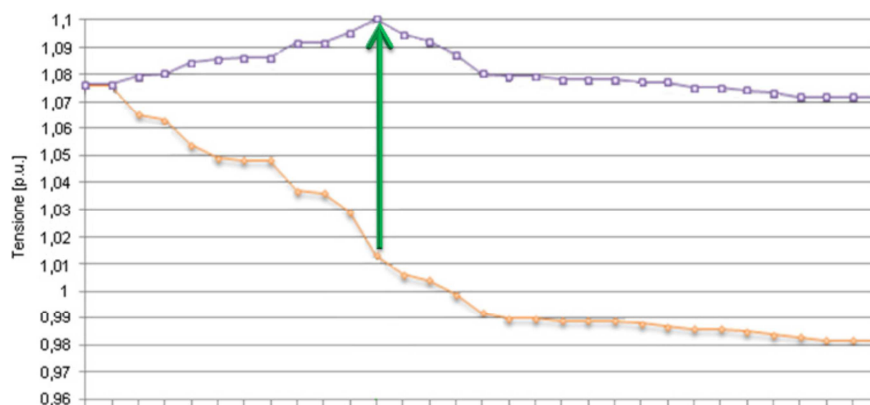


Figura5. Sovratensione nel punto di connessione della GD [3]

- variazioni rapide di tensione dovute all'improvvisa disconnessione di una o più unità di GD

- limiti di transito per vincoli termici sulle linee dato che la GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT
- possibili fenomeni di islanding ovvero formazione di isole indesiderate nel caso di mancata disconnessione di una o più unità di GD in presenza di blackout o nel caso di funzionamento improprio delle protezioni
- distorsione armonica nelle grandezze elettriche a causa della presenza di convertitori statici

Per contro, la generazione distribuita presenta una serie di vantaggi che possono essere riassunti come segue:

- possibilità di immettere energia elettrica in rete (e sfruttamento di energia termica nel caso della cogenerazione) altrimenti non sfruttabile
- possibilità di limitare i picchi di assorbimento dei carichi e livellare la curva di carico giornaliera
- alimentazione di aree remote altrimenti isolate a causa degli elevati costi di connessione con la rete di distribuzione
- possibilità di avere una erogazione flessibile delle potenze attiva e reattiva mediante interconnessione con convertitori statici
- diffusione agevolata dai costi ridotti
- diminuzione della produzione di gas serra ed inquinanti nel caso di GD basata su FER

Per quanto riguarda la penetrazione della GD nel territorio nazionale essa dipende fortemente dalla regione considerata. In base ai dati contenuti nel Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2010 dell'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas) si può notare che la penetrazione della GD sembra dipendere dal tessuto industriale preesistente nel territorio nazionale.

La distribuzione diseguale di impianti di produzione di GD sul territorio nazionale, rende però più difficile la gestione in sicurezza del sistema elettrico specialmente in presenza di unità di GD da FER non programmabili ed in presenza di impianti di produzione tradizionali caratterizzati da una certa rigidità in termini di caratteristiche di modulazione del livello di produzione [4].

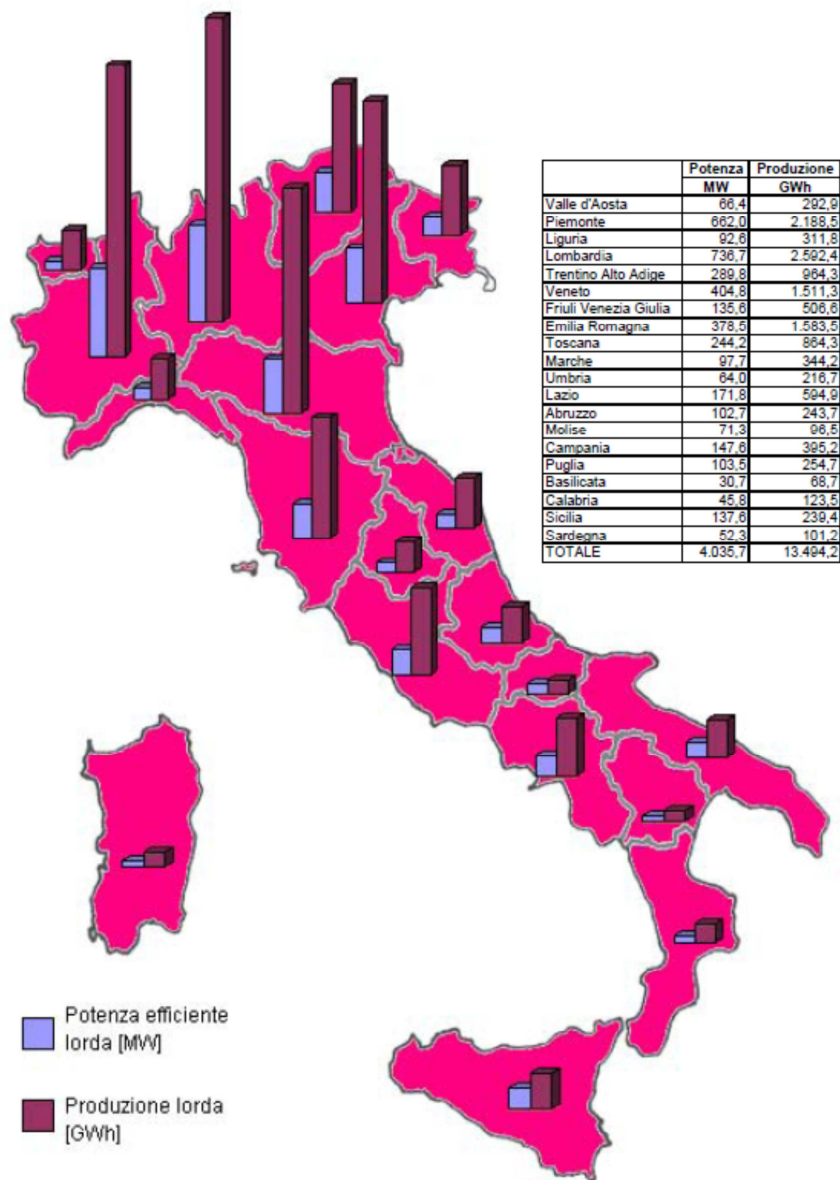


Figura 6. Dislocazione degli impianti di GD per regione (potenza efficiente lorda totale 4.036 MW; produzione lorda totale 13.494 GWh) [1]

Per far fronte a tutte queste problematiche i sistemi elettrici nazionali si dirigeranno, nei prossimi anni, verso un nuovo concetto di sistema elettrico definito *Smart Grid* basato su uno stretto legame tra l'energia e le tecnologie abilitanti ICT (Information and Communication Technology), ovvero un concetto più "intelligente" di rete che, mediante un controllo centralizzato e distribuito, consentirà di sfruttare le potenzialità legate alla diffusione nel sistema elettrico di numerose sorgenti di generazione distribuita.

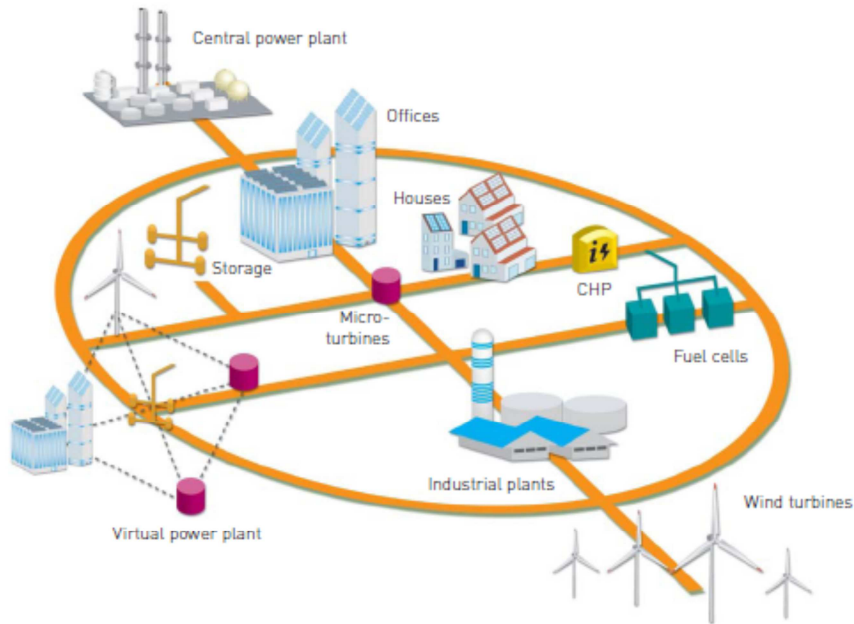


Figura 7. Esempio di smart grid [5]

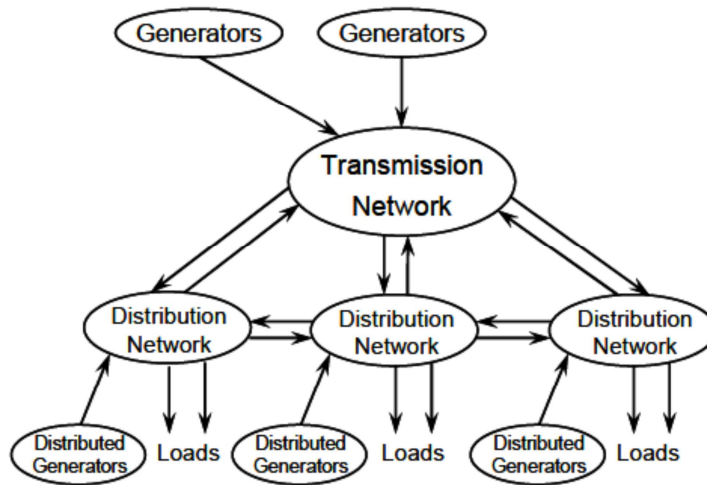


Figura 8. Flussi di potenza nelle reti intelligenti [6]

L'evoluzione verso un simile concetto di rete permetterà di ottenere [4]:

- elevato livello di sicurezza ed affidabilità dell'intero sistema elettrico
- miglioramento dell'efficienza energetica complessiva grazie alla diminuzione delle perdite in rete
- diminuzione delle emissioni inquinanti dando, quando possibile, la priorità alle FER
- maggior coinvolgimento delle utenze, sia attive che passive, secondo segnali di prezzo

- attuazione del dispacciamento locale

L'ultimo punto, alla luce del quadro normativo odierno, presenta prospettive di attuazione non di breve termine. Allo stato attuale infatti il TSO (Transmission System Operator) deve relazionarsi con i singoli clienti finali/producenti ed i singoli utenti a loro volta sono responsabili nei confronti del TSO delle differenze tra profili di immissione e assorbimento previsti ed effettivamente misurati. Il DSO (Distribution System Operator) dovrà dunque occuparsi della gestione delle utenze e risorse connesse con la propria rete diventando di fatto l'unico interlocutore e responsabile del corretto funzionamento e del dispacciamento della rete di distribuzione nei confronti del TSO.

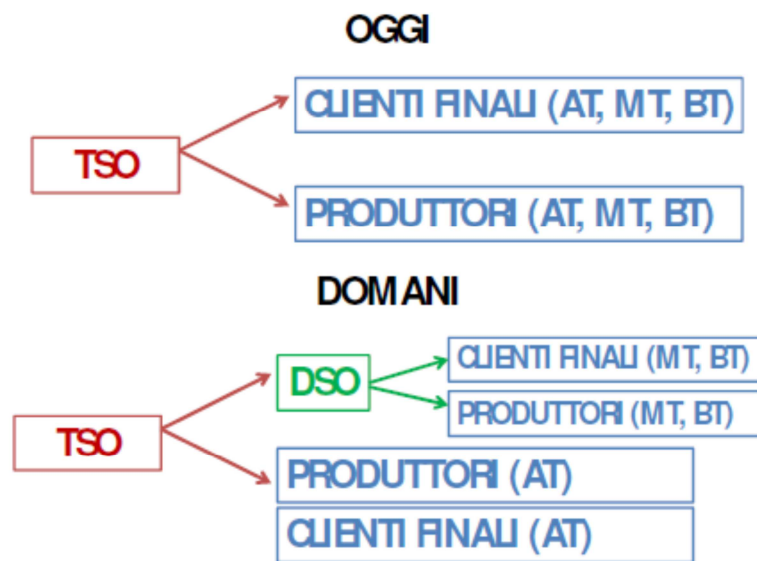


Figura 9. Ruolo del TSO e del DSO nella gestione degli sbilanciamenti nella situazione attuale e nella prospettiva futura [4]

Il DSO potrà aggregare le unità di GD sottese a ciascuna CP determinando un profilo di scambio prevedibile tra la CP stessa e la rete di trasmissione. In tal modo il DSO comunicherà al TSO la previsione dei flussi di energia e potrà intervenire in tempo reale in caso di variazioni impreviste di carico e generazione. Il dispacciamento locale potrà essere effettuato dal DSO attraverso l'invio di segnali diretti alle utenze oppure mediante l'invio di segnali di prezzo ai quali le utenze potrebbero rispondere offrendo servizi di dispacciamento mediante aggregazione di più unità di GD.

1.3. LA RICERCA SULLE SMART GRID E SULLE RETI ATTIVE

Data la notevole importanza rivestita dalle Smart Grid e dalle reti attive, sono numerose le attività di ricerca avviate in ambito europeo ed extra-europeo [7].

La Comunità Europea ad esempio ha affrontato il tema delle Smart Grid in diversi progetti finanziati dai Framework Programs di ricerca, tra cui possiamo citare il progetto ADDRESS (Active Distribution networks with full integration of demand and Distributed energy RESources); questo progetto, cofinanziato dalla Comunità Europea, è coordinato da ENEL ed in totale vi partecipano 25 partner di 11 paesi europei. Le tematiche affrontate riguardano l'esercizio della rete con un maggior coinvolgimento dei consumatori e delle aziende di distribuzione, lo studio di architetture di telecomunicazioni che rendano possibile l'interazione in tempo reale tra i clienti e i diversi soggetti del mercato e lo studio di intelligenti sistemi di gestione e misura dei sistemi di accumulo e degli elettrodomestici.

Un'altra attività avviata dalla Comunità Europea e conclusasi nel 2009 è la SmartGrids European Technology Platform (ETP) che ha prodotto tre documenti, uno contenente la "vision" europea delle reti del futuro, una roadmap con le principali tematiche di ricerca da approfondire e un documento contenente le azioni prioritarie che dovranno essere attuate.

Al fine di accelerare la disponibilità di nuove tecnologie per l'energia la Commissione Europea ha inoltre promosso l'istituzione di gruppi di ricerca in ambito europeo quali l'EEGI (European Electricity Grid Initiative) e la EERA (European Energy Research Alliance). Il primo è guidato da un gruppo di 6 TSO e 7 DSO e affronterà la definizione e studio di una rete elettrica capace di poter consentire la connessione nelle reti di distribuzione di numerose unità di impianti di produzione da FER; il secondo coinvolge 13 organismi di ricerca di 10 paesi europei e si pone come obiettivo la condivisione delle singole attività di ricerca svolte autonomamente per il raggiungimento di comuni obiettivi di interesse per la comunità europea.

Vi sono poi progetti internazionali quali l'ISGAN (International Smart Grid Action Network) che è basato sul documento di Technology Action Plan per Smart Grid approvato nel corso del G8 di Copenaghen del dicembre 2009. I paesi che hanno dimostrato interesse verso l'ISGAN sono Australia, Belgio, Canada, Cina, Corea, Francia, Giappone, India, Italia, Messico, Norvegia, Regno Unito, Russia, Stati Uniti d'America, Svezia. Questo progetto mira alla cooperazione internazionale nella promozione, sviluppo e realizzazione delle Smart Grid.

In ambito extra europeo diverse sono le attività di ricerca, sia in America che nei paesi asiatici.

Nel Nord America ad esempio gli Stati Uniti hanno avviato il progetto Smart Grid Demonstration Program (SGDP), ovvero uno stanziamento di fondi per progetti dimostrativi su Smart Grid regionali e progetti dimostrativi relativi all'accumulo di energia, ed il programma Smart Grid Investment Grant (SGIG).

In Sud America è stato istituito il Latin American Smart Grid Forum con particolare interesse rivolto verso i misuratori elettronici e le telecomunicazioni.

Nell'ambito delle reti attive di distribuzione, delle MicroGrid e dei contatori elettronici è particolarmente attivo il CIGRE (Council on Large Electric Systems), rispettivamente con i gruppi di lavoro C6.11 "Development and operation of active distribution networks", C6.22 "Microgrids" e C6.21 "Smart Metering".

Notevole è l'interesse anche per la sicurezza informatica delle Smart Grid, confermato dalle attività intraprese dai comitati di standardizzazione internazionale (ISA, NIST, IEC, NERC, IEEE), dagli investimenti stanziati dal governo USA e dal mandato M/490 della commissione europea ai comitati CEN/CENELEC/ETSO.

1.4. IL QUADRO NORMATIVO VIGENTE

Ai sensi delle delibere 168/03 e 48/04 dell'AEEG a parità di prezzo offerto la priorità di dispacciamento è definita come segue:

1. unità must run
2. unità alimentate da FER non programmabili
3. unità alimentate da FER programmabili
4. unità di produzione di cogenerazione, unità CIP6, unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria, per una quota massima annuale non superiore al 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata
5. offerte relative a contratti bilaterali

L'attività di dispacciamento è stata dunque normata in maniera tale da incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Le unità di produzione a FER non programmabili però, a causa dell'aleatorietà della loro produzione, non favoriscono la gestione in sicurezza della rete; la loro penetrazione nel sistema elettrico rende dunque il controllo della rete sempre più critico e presuppone la disposizione di margini di riserva incrementati rispetto al caso di assenza di impianti a FER non programmabili.

La strada intrapresa con le recenti normative volge allora al progressivo trasferimento, anche alle unità di generazione distribuita, di compiti in materia di regolazione della potenza, resistenza ai buchi di tensione e servizi di rete in generale.

In particolare, per quanto riguarda le unità connesse alle reti di distribuzione l'approccio che veniva usato in passato nella connessione alla rete elettrica era quello del fit & forget ovvero un criterio in cui non vi fosse alcun vincolo in termini di immissione temporale di potenza in rete e alcun obbligo nella fornitura di servizi di rete. Oggi invece le unità di GD connesse alle reti di distribuzione devono partecipare alla fornitura di servizi di rete secondo le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 rispettivamente in MT e BT.

In particolare, essendo questo lavoro di tesi incentrato sulla GD presente nella rete MT ed interfacciata mediante inverter, possiamo riportare le principali prescrizioni contenute nella norma tecnica CEI 0-16 [8] relative alla connessione alle reti MT:

1. Limiti alla complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT

La complessiva potenza di generazione che è possibile connettere alla rete MT sottesa a ciascuna interfaccia AT/MT (CP) senza introdurre modificazioni strutturali alla medesima interfaccia AT/MT è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza, rispetto al naturale funzionamento che prevede un transito di potenza dall'Alta alla Media Tensione. Se le situazioni in cui il transito risulta invertito superano il 5% del tempo annuo totale, bisognerà equipaggiare la CP e le linee AT con opportuni dispositivi di protezione.

2. Schema tipico di connessione di un utente attivo

La figura seguente mostra lo schema tipico di connessione nel caso di unità con generatore rotante con possibilità di funzionamento in isola sui propri carichi privilegiati. Nel caso di utenza attiva con generatori statici la disposizione delle utenze privilegiate deve essere riconsiderata caso per caso.

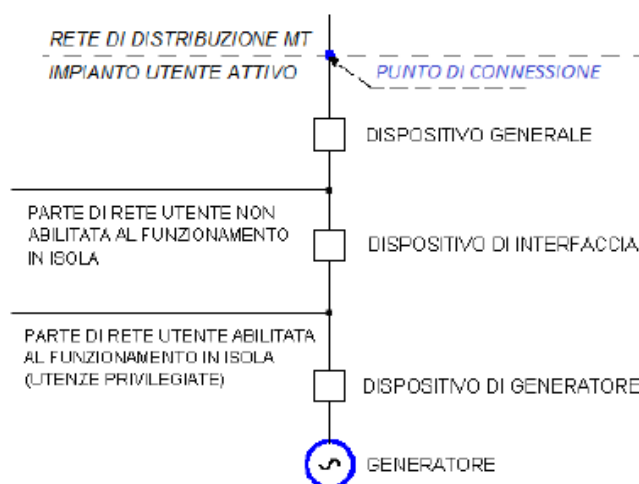


Figura 10. Schema di principio della connessione di un impianto di produzione [8]

3. Dispositivi previsti

Le utenze attive devono essere dotate di:

- dispositivo di interfaccia (DDI), in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'utente permettendo il funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete
- dispositivo di generatore (DDG), in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

4. Avviamento, sincronizzazione e presa di carico

È possibile effettuare il parallelo con la rete solo in presenza di tensione di rete e con valori di tensione e frequenza come di seguito specificato:

- tensione di rete compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno 30 s prima del parallelo
- frequenza di rete compresa tra 49.9 e 50.1 Hz per almeno 30 s prima del parallelo

5. Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore, campo di funzionamento degli impianti di produzione

Gli impianti di produzione devono mantenere in modo continuativo la potenza erogata costante in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando nel punto di connessione:

- la tensione si mantiene tra il 90% ed il 110% di U_n
- la frequenza si mantiene tra 49.9 e 50.1 Hz

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione:

- la tensione varia tra l'85% ed il 110% di U_n
- la frequenza varia tra 47.5 e 51.5 Hz

Le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, dovranno dunque essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati.

Essendo la tesi incentrata sulla generazione interfacciata mediante convertitori statici, la norma prescrive che nel campo di funzionamento in tensione e frequenza in condizioni eccezionali, i generatori statici debbano mantenere il parallelo con la rete per un tempo indefinito.

6. Funzionamento di porzioni di rete MT di distribuzione in isola intenzionale

Il Distributore può temporaneamente mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete MT. Nel caso più comune la rialimentazione temporanea è ottenuta mediante generatori di emergenza resi disponibili dal Distributore stesso oppure stipulando accordi con titolari di impianti di produzione ed eventuali utenti passivi connessi alla porzione di rete MT interessata. Durante l'esercizio in isola intenzionale, nella porzione di rete interessata, i parametri di qualità del servizio debbono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza contenute in $50 \pm 5\%$ durante il 100% del tempo
- variazioni di frequenza contenute in $50 \pm 2\%$ durante il 95% del tempo
- variazioni lente di tensione contenute tra $0.85U_n$ e $1.1U_n$

Queste prescrizioni sono relative al funzionamento temporaneo, il funzionamento permanente in isola intenzionale nella prospettiva delle smart grid deve essere soggetto, allo stato attuale, ad accordi specifici tra Distributore ed utenti.

7. Servizi di rete

Per garantire la qualità del servizio la norma CEI 0-16 prescrive che gli utenti attivi connessi alle reti di distribuzione sono tenuti a fornire determinati servizi di rete, secondo quanto riportato dalla seguente tabella:

		Generatori rotanti				Generatori statici
		Sincroni Convenzionali	Asincroni Convenzionali	Eolici Full Converter	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
1	Insensibilità alle variazioni di tensione (paragrafo 8.8.6.1)	NO	NO	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione (paragrafo 8.8.6.2)	SI	NO	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza (paragrafo 8.8.6.3*)	SI (per $P \geq 1MW$)	SI (per $P \geq 1MW$)	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (paragrafo 8.8.6.4)**	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa (paragrafo 8.8.6.5)	NO	NO	SI	SI	SI

* Con riferimento alle sole prescrizioni ad oggi obbligatorie (limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n e limitazione della potenza attiva per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete).

** Prescrizione allo studio.

Figura 11. Servizi di rete, CEI 0-16 [8]

Con riferimento alle unità di GD interfacciate mediante convertitori statici, i punti due e tre della figura 11 si articolano in dettaglio come segue :

Partecipazione al controllo della tensione

- per valori di tensione maggiori del 120% di U_n per più di 0.2 s le unità di GD devono distaccarsi dalla rete
- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110% di U_n , le unità di GD devono distaccarsi dalla rete entro 3 s

Il distributore dovrà concordare con gli utenti attivi le modalità di assorbimento ed erogazione di potenza reattiva per limitare le variazioni della tensione: come si può notare dalla figura 11 tutti i generatori statici dovranno partecipare al controllo della tensione. L'assorbimento e l'erogazione della potenza reattiva è dunque finalizzata alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva.

Il tipo di regolazione della potenza reattiva può essere prescritta individualmente dal Distributore, purché all'interno dei limiti della capability del generatore statico.

I sistemi di generazione devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale secondo uno dei seguenti metodi:

- fattore di potenza funzione della potenza attiva, $\cos \varphi = f(P)$ (Figura 12);
- fattore di potenza $\cos \varphi$ fisso ed impostabile.

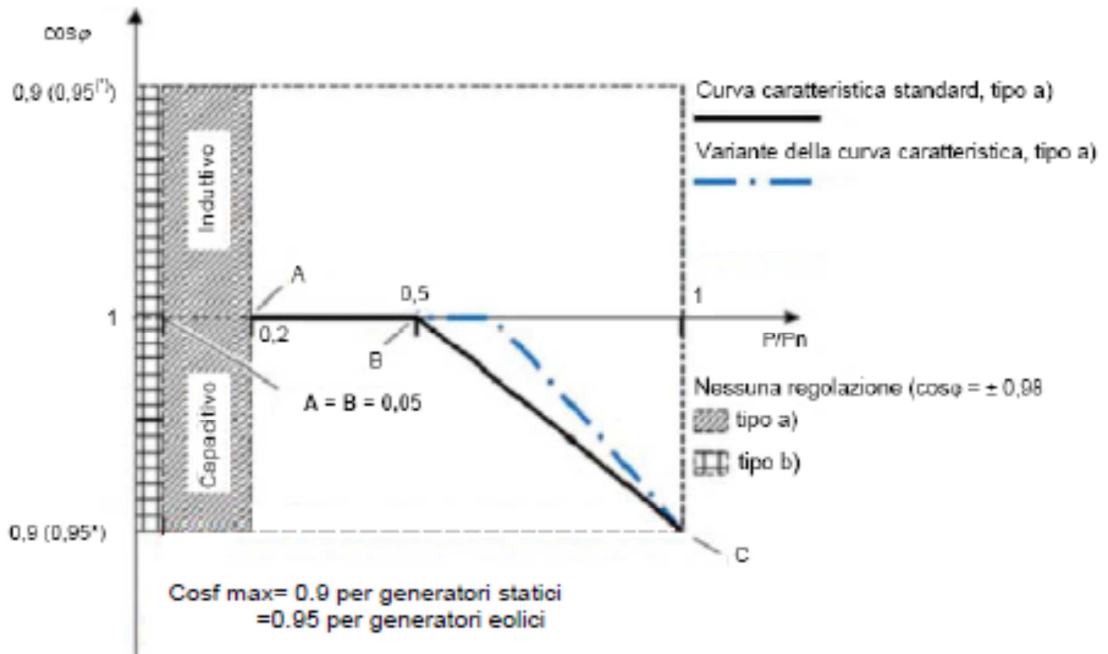


Figura 12. Curva caratteristica standard $\cos\varphi=f(P)$

Tutti i convertitori devono integrare come impostazione di default la curva caratteristica standard $\cos\varphi = f(P)$. Questa caratteristica è definita da tre punti:

$$A: \quad P = 0.2 P_n \quad \cos\varphi = 1$$

$$B: \quad P = 0.5 P_n \quad \cos\varphi = 1$$

$$C: \quad P = P_n \quad \cos\varphi = \cos\varphi_{\max}$$

La modalità suddetta è abilitata in funzione di una tensione di lock-in (regolabile tra V_n e $1,1 V_n$ con intervalli di 0,01), il cui valore è comunicato dal Distributore nel Regolamento di Esercizio. Il valore di lock-out deve essere regolabile tra $0,9 V_n$ e V_n con intervalli di 0,01.

In aggiunta a questa logica di funzionamento $f(P)$, i sistemi di generazione devono consentire anche l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita secondo curve caratteristiche $Q = f(V)$ come di seguito riportato.

Tale regolazione presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P-Q.

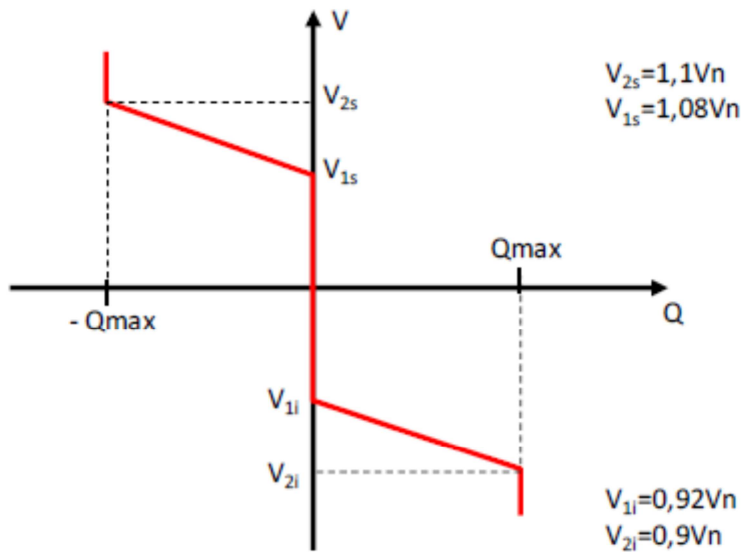


Figura 13. Curva caratteristica $Q=f(V)$

I valori di V_1 e V_2 vengono definiti dal Distributore, purché entro i limiti di:

- $V_n < V_{1s}$; $V_{2s} < V_{max}$; $V_n > V_{1i}$; $V_{2i} > V_{min}$;
- $V_{min} \geq 0,9 V_n$ (valore di default per $V_{min} = 0,9 V_n$)
- $V_{max} \leq 1,1 V_n$ (valore di default per $V_{max} = 1,1 V_n$)

Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica $Q=f(V)$, dovrà essere abilitato previa richiesta del Distributore. Il Distributore, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse, purché riconducibili a quella riportata a titolo esemplificativo in Figura 13 tramite impostazione dei parametri V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} , V_{2s} , secondo i criteri e limiti suesposti.

La modalità di funzionamento secondo la curva $Q = f(V)$ (Figura 13), viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di lock-in (per esempio pari a $0,20 P_n$), il cui valore è comunicato dal Distributore nel Regolamento di Esercizio.

La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di lock-out di potenza, pari a $0,05 P_n$ o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purché non superiore a $0,05 P_n$).

Le funzioni di erogazione o assorbimento di potenza reattiva devono essere espletate nei limiti delle capability degli inverter; la normativa impone due diverse curve di capability in funzione della taglia del generatore statico.

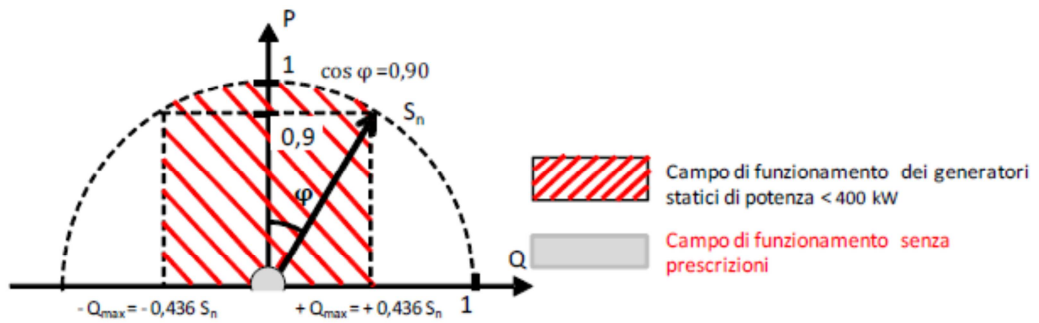


Figura 14. Capability per impianti di potenza < 400kW

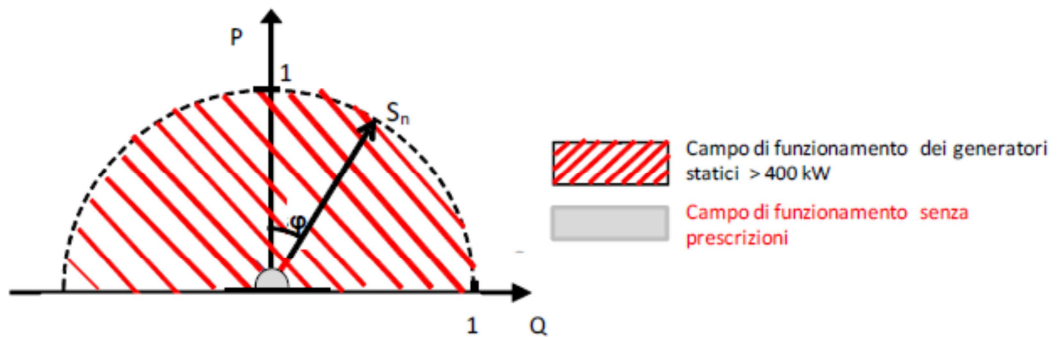


Figura 15. Capability per impianti di potenza > 400kW

Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non dovrà comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo.

Regolazione di potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza

In presenza di transitori di sovra frequenza nella rete, al fine di salvaguardare il sistema elettrico è richiesto che i gruppi di generazione con convertitori statici attuino una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale (regolazione primaria).

Nel range di frequenza compreso tra 47.5 Hz e 50.3 Hz, gli impianti di produzione regolabili dotati di convertitori statici erogano di norma il massimo della potenza attiva da questi producibile. La diminuzione di potenza attiva generata deve avvenire per superamento del valore di frequenza pari a 50.3 Hz (regolabile, di default pari a 50.3 Hz) con uno statismo regolabile compreso tra il 2 ed il 5% e con un valore di default pari al 2.4% .

Tale funzione deve poter essere escludibile.

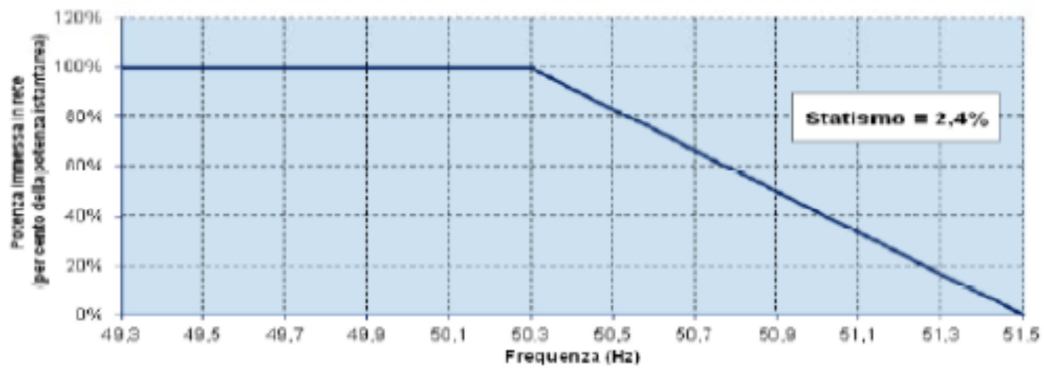


Figura 16. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovralfrequenza

La norma CEI 0-16 prevede anche un allegato per la limitazione della potenza attiva in presenza di fenomeni di sottofrequenza ma allo stato attuale (CEI 0-16, 2012-12) è solo a livello informativo e non normativo.

2. SISTEMI E RISORSE ENERGETICHE PER LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

2.1. TIPOLOGIE DI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

Si definisce Generazione Distribuita (GD) l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA [1]. Questi impianti producono energia elettrica e in certi casi anche energia termica; essi si basano su sorgenti energetiche tradizionali o sorgenti a FER e l'interfaccia con la rete elettrica può essere costituita da macchine elettriche rotanti oppure da generatori statici.

Una prima classificazione di questi impianti può essere fatta sulla base della fonte energetica utilizzata:

- **unità termoelettriche a combustibili**

combustibili o policombustibili fossili
 combustibili o policombustibili rinnovabili (biomasse e rifiuti)
 policombustibili ibridi (non rinnovabili e rinnovabili)

- **unità a FER**

idrica
 eolica
 solare
 geotermica
 bioenergie

	2010		2011		2011 / 2010 Variazione %	
	n°	kW	n°	kW	n°	kW
Idraulica	2.729	17.876.169	2.902	18.092.298	6,3	1,2
0_1	1.727	523.491	1.858	567.728	7,6	8,5
1_10 (MW)	700	2.210.451	743	2.328.321	6,1	5,3
> 10	302	15.142.227	301	15.196.249	-0,3	0,4
Eolica	487	5.814.281	807	6.936.146	65,7	19,3
Solare	155.977	3.469.880	330.196	12.773.407	111,7	268,1
Geotermica	33	772.000	33	772.000	0,0	0,0
Bioenergie	669	2.351.545	1.213	2.825.330	81,3	20,1
Biomasse	142	1.242.659	170	1.288.502	19,7	3,7
– da rifiuti urbani	71	797.929	71	827.504	0,0	3,7
– altre biomasse	71	444.730	99	460.998	39,4	3,7
Biogas	451	507.704	819	773.433	81,6	52,3
– da rifiuti	228	341.338	260	356.357	14,0	4,4
– da fanghi	47	14.569	60	29.721	27,7	104,0
– da deiezioni animali	95	41.371	165	89.487	73,7	116,3
– da attività agricole e forestali	81	110.426	334	297.868	312,3	169,7
Bioliquidi	97	601.182	275	763.395	183,5	27,0
– oli vegetali grezzi	86	510.016	234	653.861	172,1	28,2
– altri bioliquidi	11	91.166	41	109.534	272,7	20,1
Totale	159.895	30.283.875	335.151	41.399.181	109,6	36,7

Figura 17. Impianti a FER in Italia [9]

Le principali tipologie di impianti di generazione distribuita vengono di seguito brevemente descritte [10], [11]:

A. Motori a combustione interna

I motori a combustione interna convertono l'energia chimica contenuta nei combustibili in energia meccanica attraverso la combustione; essi possono essere del tipo a compressione o del tipo ad accensione mediante scintilla. L'energia meccanica viene poi convertita in energia elettrica mediante macchine elettriche rotanti, tipicamente macchine sincrone o asincrone collegate direttamente alla rete elettrica.

B. Turbine a gas

Le turbine a gas sono macchine che, mediante la miscelazione di combustibile fossile ed aria compressa e la combustione, permettono di ottenere gas ad alta pressione e temperatura che espandendosi in turbina generano energia meccanica dall'energia chimica del combustibile. L'energia meccanica mediante un albero e dei riduttori viene trasferita ad un generatore sincrone direttamente connesso alla rete elettrica.

C. Microturbine

Le microturbine sono macchine di piccole dimensioni che spaziano da pochi kW ad alcune centinaia di kW e che sempre più stanno trovando spazio nella generazione distribuita. Hanno rapporti peso potenza vantaggiosi e possono essere alimentate da una grande varietà di combustibili quali metano, gas naturale, propano, gasolio o anche biogas da discarica e da digestore. Queste macchine sono generalmente connesse a generatori a magneti permanenti che ruotano a velocità dell'ordine degli 80000 RPM, per cui si rende necessaria l'interconnessione alla rete elettrica mediante due stadi a convertitori statici, uno di raddrizzamento da alta frequenza a DC e l'altro di generazione a frequenza di rete mediante uno stadio inverter.

D. Mini e micro idroelettrico

Per mini e micro idroelettrico si intendono impianti di produzione con potenza installata e strutture ridotte rispetto alle tradizionali centrali idroelettriche e, pur non esistendo allo stato attuale in Italia una definizione univoca in termini di capacità di generazione, si intende generalmente che la potenza sia inferiore ai 3 MW. Questi impianti utilizzano per la generazione di energia elettrica macchine asincrone oppure generatori sincroni a magneti permanenti connessi mediante interfaccia inverter.

E. Fuel Cells

Le fuel cells sono sistemi elettrochimici che si basano sulla generazione di una forza elettromotrice mediante una reazione chimica di ossidoriduzione tra sostanze reagenti quali, per esempio, idrogeno e ossigeno. L'energia elettrica generata in DC deve poi essere convertita in alternata mediante uno stadio inverter.

F. Fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici sono costituiti da diverse celle fotovoltaiche che permettono la conversione dell'energia solare in energia elettrica erogando una corrente continua. Anche in questo caso dunque l'interfaccia con la rete è costituita da convertitori statici di tipo inverter.

G. Eolico

Gli impianti eolici si basano sulla conversione dell'energia posseduta dal vento in energia meccanica grazie all'utilizzo delle turbine eoliche. La generazione elettrica può avvenire in tre diversi modi: (a) mediante una macchina asincrona connessa alla rete senza inverter, in tal caso non si può produrre potenza reattiva; (b) mediante una macchina asincrona DFIG (Doubly Fed Induction Generator) a rotore avvolto con alimentazione rotorica dalla rete con convertitore elettronico; (c) mediante generatori sincroni convenzionali o a magneti permanenti e con stadio di raddrizzamento e conversione DC/AC a convertitori statici.

2.2. I SISTEMI DI ACCUMULO

In seguito alla diffusione degli impianti di GD i sistemi di accumulo di energia elettrica stanno assumendo oggi una importanza sempre crescente nell'ambito delle reti elettriche. I sistemi di accumulo si trovano infatti a svolgere delle funzioni strategiche nello scenario della generazione distribuita [12],[13]:

- **time shift:** l'accumulo permette di disaccoppiare temporalmente la produzione ed il consumo di energia elettrica. L'energia accumulata può essere utilizzata per esempio come riserva rapida di potenza che può sostituire la tradizionale riserva rotante permettendo agli impianti termici di lavorare al punto di massima efficienza.
- **servizi ancillari di rete:** è possibile mediante le interfacce a convertitori statici sfruttare l'accumulo per migliorare la qualità della fornitura per esempio effettuando la regolazione primaria di frequenza.
- **bilanciamento di potenza:** è possibile compensare variazioni del carico e variazioni della generazione; per esempio gli impianti a FER aleatorie potranno far fronte alle improvvise variazioni della potenza generata consentendo di mantenere l'immissione di potenza in rete costante compatibilmente con l'accumulo.

Appare evidente quindi che un fondamentale parametro degli impianti di accumulo è costituito dall'autonomia che esso è in grado di offrire; è possibile fare la seguente classificazione [12]:

1. **sistemi con prestazioni in energia,** capaci di lavorare a potenza nominale in assorbimento o erogazione con autonomie che vanno da poche ore a giorni
2. **sistemi con prestazioni in potenza,** capaci di erogare o assorbire potenze molto elevate con tempi di risposta dell'ordine delle frazioni di secondo ma con autonomie ridotte a decine di minuti

Per quanto riguarda le tecnologie, possiamo distinguere tra:

- **sistemi di accumulo di grossa taglia**

sistemi di pompaggio idroelettrico
CAES (sistemi di accumulo ad aria compressa)

- **accumulatori elettrochimici**

al piombo, nichel/cadmio, nichel/idruri metallici
a flusso di elettrolita
ad alta temperatura, sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel
a litio-ioni

- **sistemi di accumulo di potenza**

volani meccanici
supercondensatori

Per quanto riguarda gli accumulatori elettrochimici, essi presentano una serie di vantaggi e svantaggi. Sono accumulatori che offrono buone caratteristiche di modularità e buone prestazioni in potenza ed energia; inoltre un impianto di accumulo di questo tipo potrà facilmente essere installato vicino alla sorgente energetica ed anche rimosso per future installazioni. Per contro gli accumulatori elettrochimici sono abbastanza costosi e certe tecnologie hanno una attesa di vita ridotta.

Tecnologie di accumulo	Time shift	Bilanciamento di potenza	Servizi ancillari
Litio-ioni NCA – Li(NCA)	●	●	●
Litio-ioni ferro fosfato Li(LFP)	●	●	●
Batteria a circolazione di elettrolita – VRB	●	●	●
Batteria al piombo regolato con valvola – VRLA	●	●	●
Batteria sodio/cloruro di nichel – Na/NiCl	●	●	●
Batteria sodio/zolfo – Na/S	●	●	●
Batteria nichel/cadmio – NiCd	●	●	●
Batteria nichel/idruri metallici – NiMH	●	●	●

● ● ● I tre colori corrispondono rispettivamente a: buona, media e scarsa attitudine.

Figura 18. Accumulatori elettrochimici: confronto tra le diverse tecnologie [12]

I volani meccanici sono particolarmente adatti ad applicazioni di potenza: hanno tempi di risposta molto brevi ma anche autonomia ridotta e possono essere utilizzati ad

esempio per la regolazione primaria di frequenza. La loro attesa di vita è molto buona dato che possono effettuare oltre 500.000 cicli di scarica [12].

I supercondensatori presentano tempi di risposta molto ridotti ed elevate potenze specifiche ma l'energia immagazzinabile è bassa.

2.3. INTERFACCE PER L'INTERCONNESSIONE ALLE RETI

Gli impianti di generazione possono essere interfacciati alle reti con tre diverse soluzioni:

1. generatore sincrono
2. generatore ad induzione
3. generatore statico

Sempre più spesso alla macchina rotante viene però aggiunto un doppio stadio a convertitori statici, uno di raddrizzamento ed uno di generazione in AC a frequenza di rete mediante inverter.

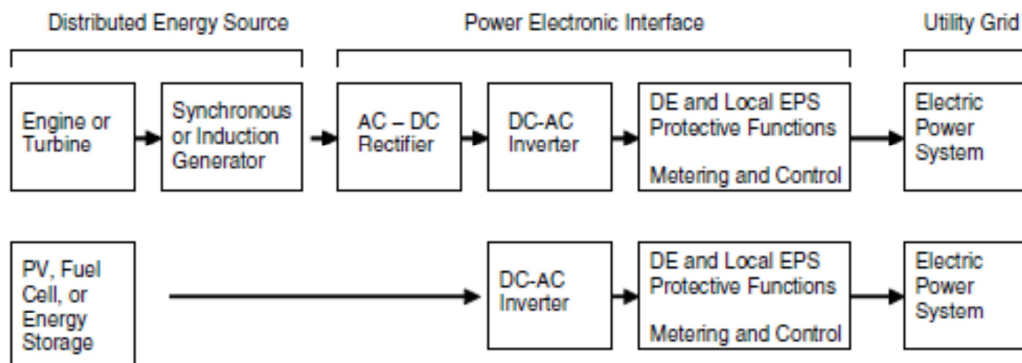


Figura 19. Schema delle interfacce tra GD e rete elettrica [10]

Oggi dunque nella GD i convertitori statici rivestono un'importanza notevole; in tutte le sorgenti energetiche che lavorano a frequenze variabili o ad alte frequenze, l'utilizzo dell'inverter è fondamentale per rendere possibile la generazione a frequenza di rete.

Oltretutto, mediante le moderne tecniche di controllo dell'inverter è possibile controllare le potenze attiva e reattiva iniettate in maniera indipendente e quindi è possibile eseguire interventi di regolazione primaria di frequenza, il controllo della tensione al nodo mediante la compensazione del fattore di potenza ed in futuro sarà possibile effettuare il controllo di porzioni di rete in isola desiderata in seguito alla disconnessione dal resto della rete.

2.3.1 I SISTEMI FOTOVOLTAICI

In questo lavoro di tesi verranno effettuate delle simulazioni relative alla regolazione della tensione e della frequenza mediante il controllo di una o più unità di GD interfacciate alla rete mediante inverter; nel modello considerato si suppone che le unità di GD siano basate su una FER, per esempio quella fotovoltaica. Nella figura seguente sono riportate le principali configurazioni con cui si collegano gli impianti fotovoltaici alla rete.

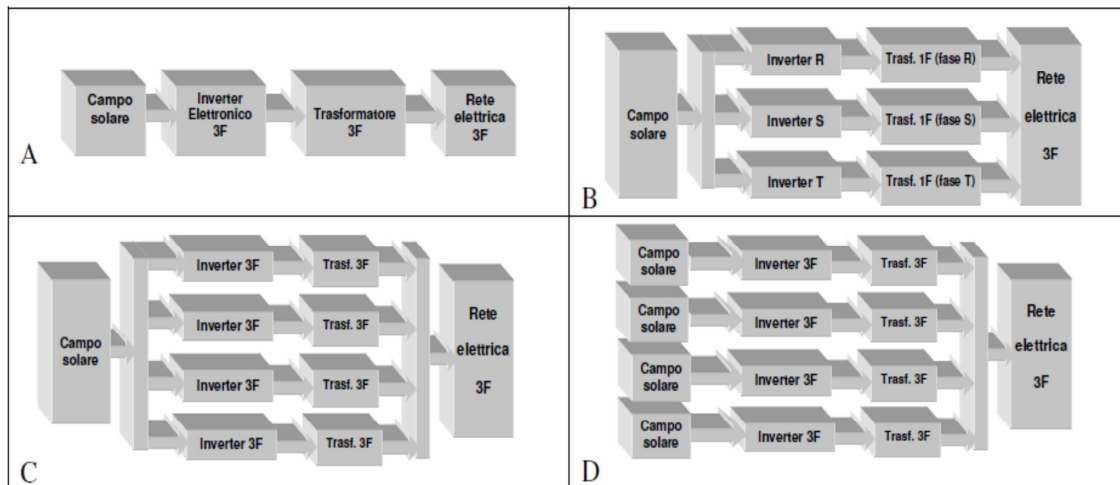


Figura 20. Tipologie di architetture di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la rete [14]

Le architetture possono essere dunque [14]:

- A. sistemi con singolo inverter trifase
- B. sistemi trifasi costituiti dall'interconnessione di più apparati monofase
- C. sistemi costituiti da più moduli trifase connessi in parallelo
- D. sistemi modulari

Le soluzioni C e D presentano i maggiori vantaggi in termini di efficienza e continuità del servizio. Si suppone inoltre che le unità di GD siano dotate di sistemi di accumulo interfacciati mediante uno stadio bidirezionale a convertitori statici.

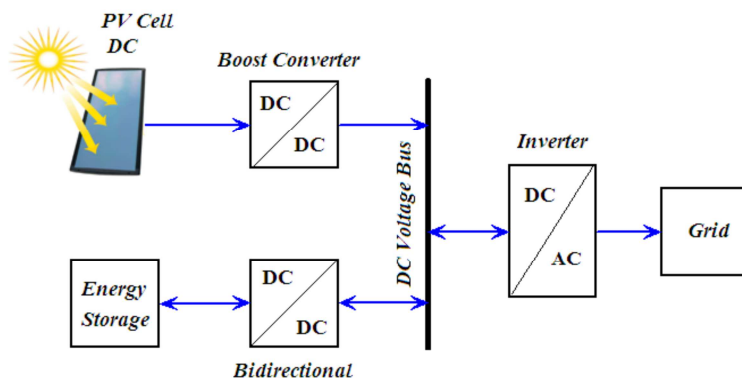


Figura 21. Schema a blocchi di un sistema di generazione fotovoltaico con accumulo [15]

In questo modo il sistema di accumulo può far fronte alle variazioni nella disponibilità della sorgente energetica aleatoria.

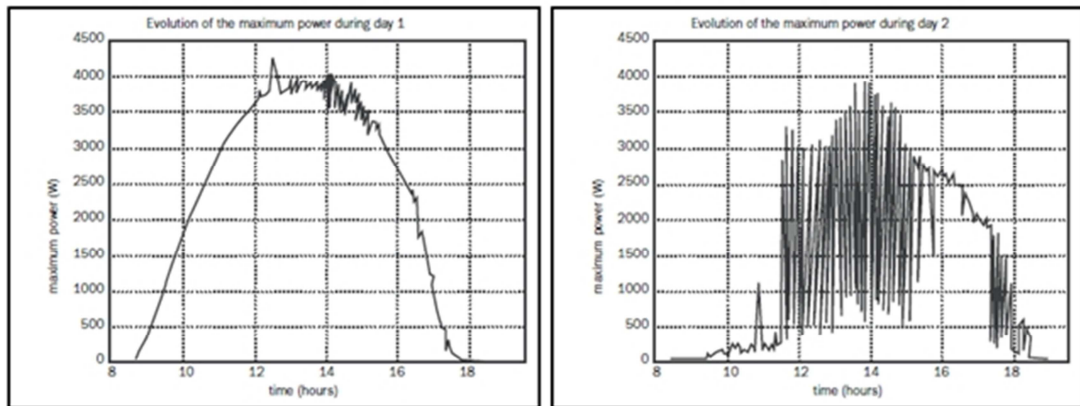


Figura22. Curve di produzione per un impianto PV in un giorno soleggiato ed in uno con nuvolosità variabile [16]

L'architettura tipica di un sistema fotovoltaico comprende quindi complessivamente:

1. moduli fotovoltaici
2. convertitore DC/DC
3. eventuale sistema di accumulo con convertitore DC/DC
4. inverter
5. filtro
6. trasformatore

La schiera fotovoltaica è costituita da più moduli collegati in serie ed in parallelo; il circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica è costituito da un generatore di corrente, un diodo in parallelo e due resistenze, una che tiene conto della resistenza dei semiconduttori e della resistenza di contatto ed una che rappresenta le perdite dovute alle correnti che si richiudono all'interno della cella.

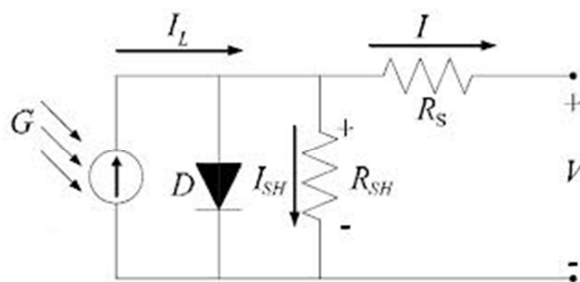


Figura 23. Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica

Le caratteristiche tensione/corrente e tensione/potenza a temperatura costante sono riportate nella figura seguente.

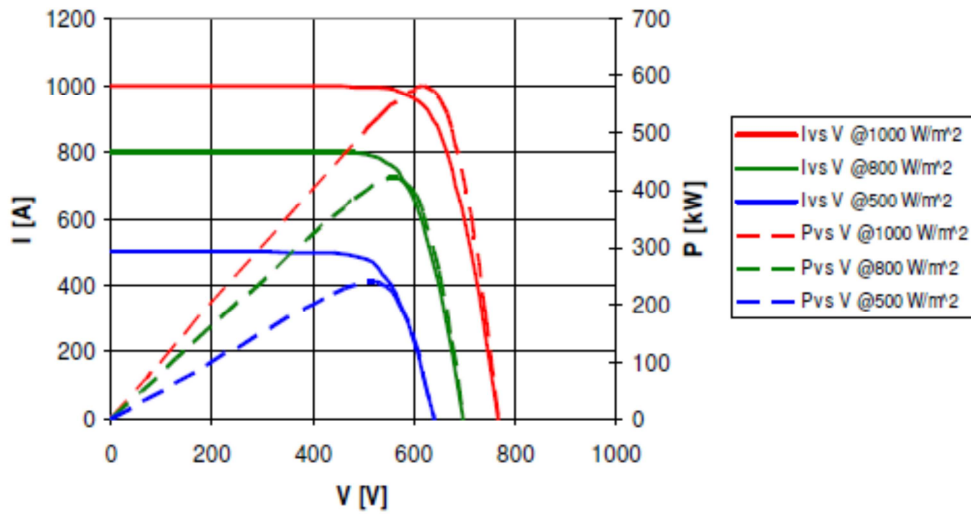


Figura 24. Caratteristiche V-I e V-P [14]

Come si può vedere dall'immagine le caratteristiche sono influenzate dalla radianza e vi è un determinato punto di funzionamento definito MPP (Maximum Power Point) in cui è possibile estrarre la massima potenza disponibile in funzione della radianza; nelle applicazioni fotovoltaiche dunque si rende necessaria la presenza di un dispositivo definito MPPT (Maximum Power Point Tracking) per l'inseguimento istantaneo del punto di funzionamento alla massima potenza in funzione della radianza e della temperatura. L'algoritmo legato all'MTTP viene implementato generalmente nelle logiche di controllo del convertitore DC-DC Boost necessario a sua volta per adattare la tensione di uscita del pannello entro un range di valori ottimali per il funzionamento dello stadio successivo che è l'inverter.

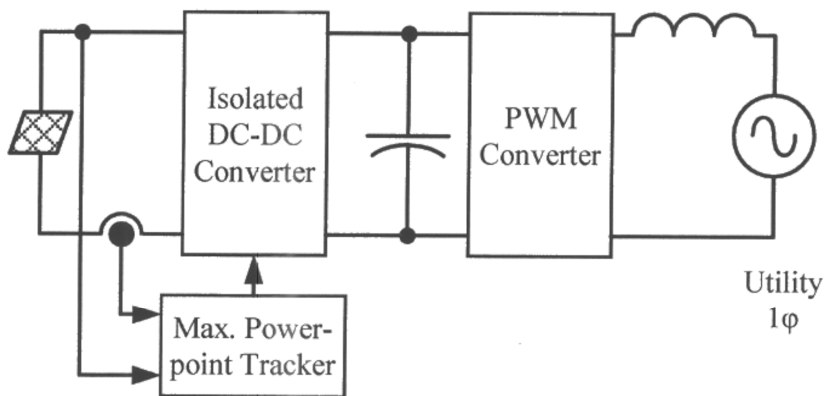


Figura 25. Sistema fotovoltaico [17]

2.4. L'INVERTER TRIFASE

L'inverter viene usato per convertire la tensione continua fornita in ingresso in una terna trifase di tensioni sinusoidali di frequenza e ampiezza desiderate.

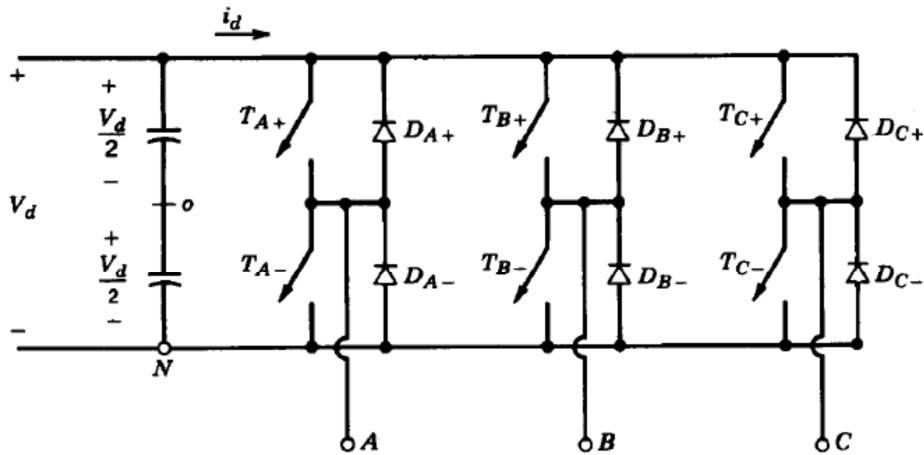


Figura 26. Inverter trifase [18]

Il controllo dell'inverter viene effettuato mediante la tecnica di modulazione PWM sinusoidale a larghezza d'impulso (Pulse Width Modulation); per avere tensioni d'uscita trifase equilibrate, una tensione con forma d'onda triangolare v_{tri} (portante) di valore massimo \hat{V}_{tri} e di frequenza di commutazione o portante f_s viene confrontata con tre tensioni sinusoidali di controllo (forme d'onda modulanti) sfasate di 120° tra loro e aventi la frequenza d'uscita desiderata; il confronto di queste grandezze effettuato da un comparatore fornisce le logiche di controllo degli interruttori.

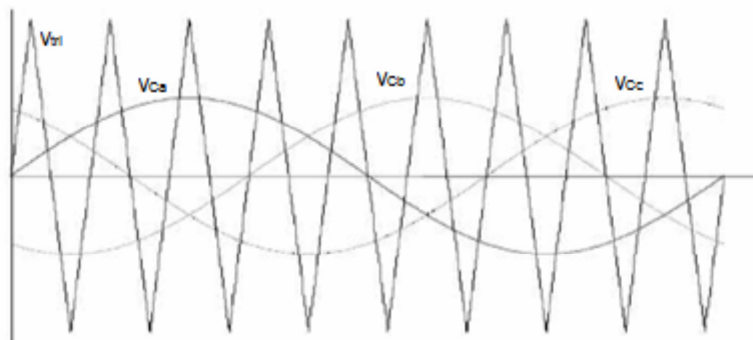


Figura 27. PWM trifase

In base al confronto tra v_{tri} e le forme d'onda, sinusoidali v_{Ca} , v_{Cb} e v_{Cc} , verranno comandati gli interruttori dell'inverter: se la forma d'onda di controllo v_{ci} è maggiore dell'onda triangolare sarà chiuso lo switch T_{i+} ed aperto lo switch T_{i-} e viceversa.

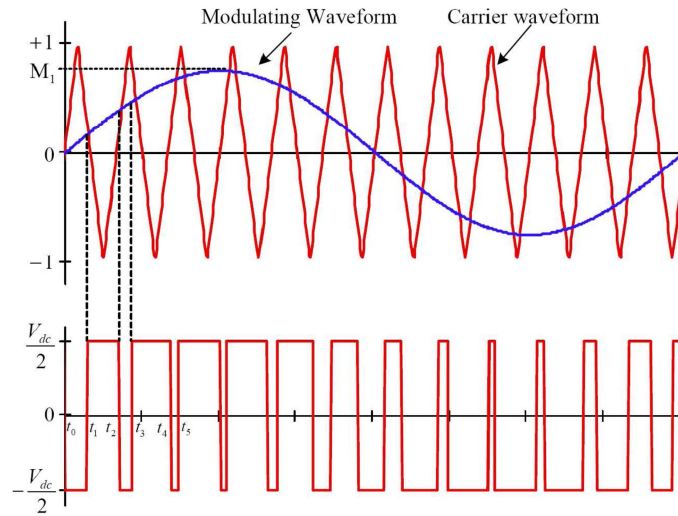


Figura 28. Logiche di controllo degli switch [19]

La frequenza dell'onda triangolare stabilisce la frequenza di commutazione degli switch. Generalmente per una applicazione del tipo *grid connected inverter* il range di frequenze per la modulazione PWM va da 2 a 20 kHz [20].

Il rapporto di modulazione d'ampiezza per le tre fasi è definito dalle relazioni:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{Ca}}{\hat{V}_{tri}} \quad m_b = \frac{\hat{V}_{Cb}}{\hat{V}_{tri}} \quad m_c = \frac{\hat{V}_{Cc}}{\hat{V}_{tri}}$$

mentre il rapporto di modulazione di frequenza è definito come

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

L'andamento nel tempo della componente fondamentale delle tensioni di fase sinusoidali d'uscita è rappresentato dalle equazioni:

$$v_{ai}(t) = m_a * \frac{v_d}{2} * \sin(\omega t)$$

$$v_{bi}(t) = m_b * \frac{v_d}{2} * \sin(\omega t - 120^\circ)$$

$$v_{ci}(t) = m_c * \frac{v_d}{2} * \sin(\omega t + 120^\circ)$$

Nella zona di modulazione lineare ovvero per $m \leq 1$, il valore efficace delle tensioni concatenate alla frequenza fondamentale può essere scritto:

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

Poiché le forme d'onda d'uscita dell'inverter hanno un elevato contenuto armonico si rende necessario porre nell'uscita dell'inverter un filtro passa basso per attenuare le armoniche indesiderate aventi frequenza superiore alla fondamentale; le principali tipologie di filtro utilizzate sono a singolo induttore (raro nelle applicazioni PV), induttore-capacitore ovvero filtro LC del 2° ordine ed infine induttore-capacitore-induttore che è il più complesso ma anche quello con il maggiore potere filtrante.

3. MODELLI DI CONTROLLO DELL'INVERTER

3.1. LEGGI DI CONTROLLO DEL FLUSSO DI POTENZA

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 [21] [22]:

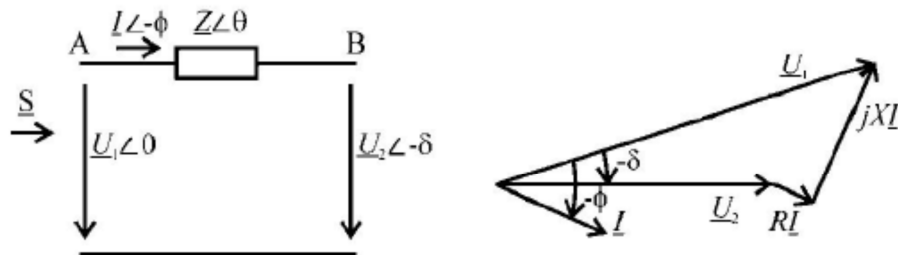


Figura 29. Flussi di potenza e diagramma vettoriale delle tensioni [21]

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 [21]:

$$P = \frac{U_1}{R^2 + X^2} [R (U_1 - U_2 \cos \delta) + X U_2 \sin \delta] \quad (1)$$

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

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 $\sin \delta \approx \delta$ e $\cos \delta \approx 1$. Si ottengono in questo modo le seguenti relazioni:

$$P \approx \frac{U_1 U_2}{X} \delta \quad (3)$$

$$Q \approx \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 U_2}{X} \quad (4)$$

Possiamo quindi dedurre che, sotto le ipotesi semplificative su 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 dell'unità DG permette il controllo diretto del flusso di potenza reattiva scambiata con il resto della rete.

3.2 IL PLL

Per controllare le potenze erogate dall'inverter è necessario effettuare il calcolo dell'angolo di fase del vettore della tensione di rete per permetterne la sincronizzazione da parte del vettore della tensione d'uscita dell'inverter che viene poi sfasato in anticipo di un angolo δ . Il dispositivo che svolge questo compito è il PLL (Phase Locked Loop).

Nel software di simulazione che è stato usato in questo lavoro di tesi, DigSilent Power Factory, il PLL è rappresentato dal seguente schema a blocchi.

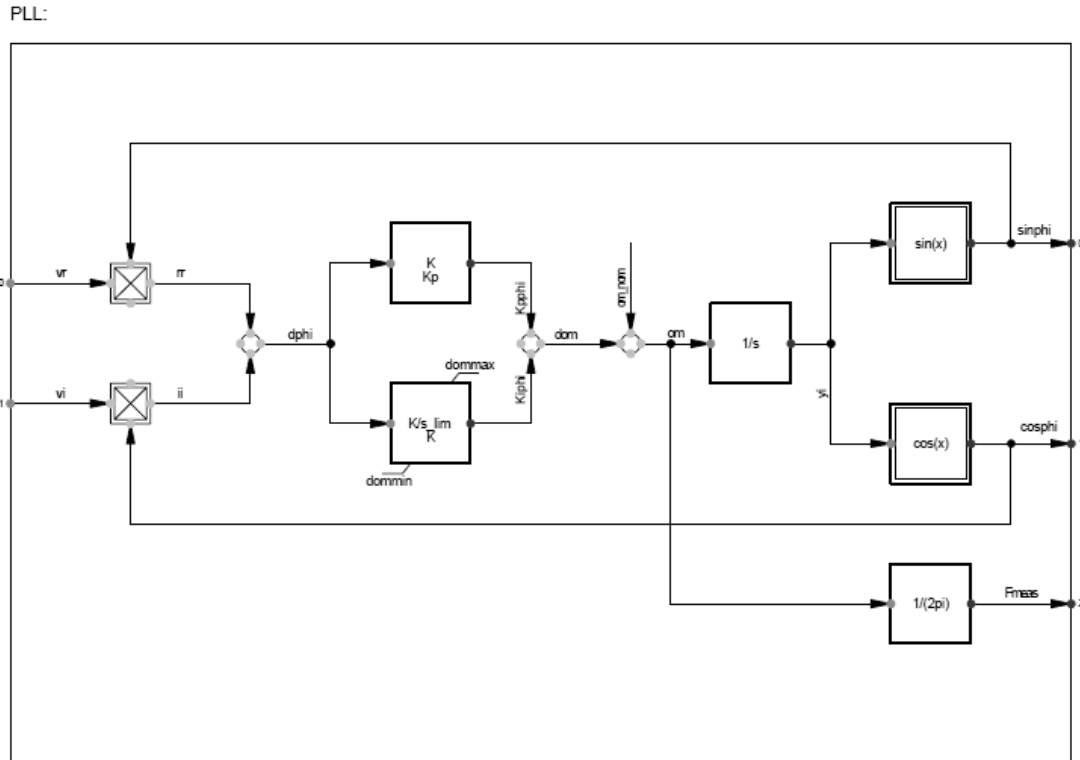


Figura 30. Schema a blocchi del PLL in DigSilent

Le grandezze fornite in uscita dal blocco PLL sono la frequenza e la fase della tensione misurata.

Questo angolo è fondamentale per la realizzazione della tecnica di controllo che verrà analizzata nel capitolo seguente.

3.3. IL CONTROLLO DEGLI INVERTER NEL SISTEMA DI RIFERIMENTO DQ

Gli schemi di controllo che sono stati realizzati nel corso del lavoro di tesi sono due e riguardano due modalità di funzionamento dell'inverter: la prima consiste nel funzionamento in parallelo alla rete e la seconda nel funzionamento in isola desiderata. In entrambi i casi le funzioni degli schemi di controllo consistono nel controllo delle potenze

attiva e reattiva erogate dall'inverter ma con obiettivi diversi che verranno spiegati successivamente.

Le moderne tecniche di controllo degli inverter sono basate sull'utilizzo del sistema di riferimento rotante dq [23]. La trasformata di Park "dq0" [24], che comunemente viene utilizzata per 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. Questo sistema di riferimento ruota con una velocità pari alla pulsazione elettrica ed elimina così la dipendenza da ωt nelle grandezze elettriche. Questo costituisce un notevole vantaggio poiché nei sistemi di controllo vengono normalmente utilizzati dei regolatori di tipo PI (proporzionale integrale) ed essi dovranno quindi lavorare con grandezze continue.

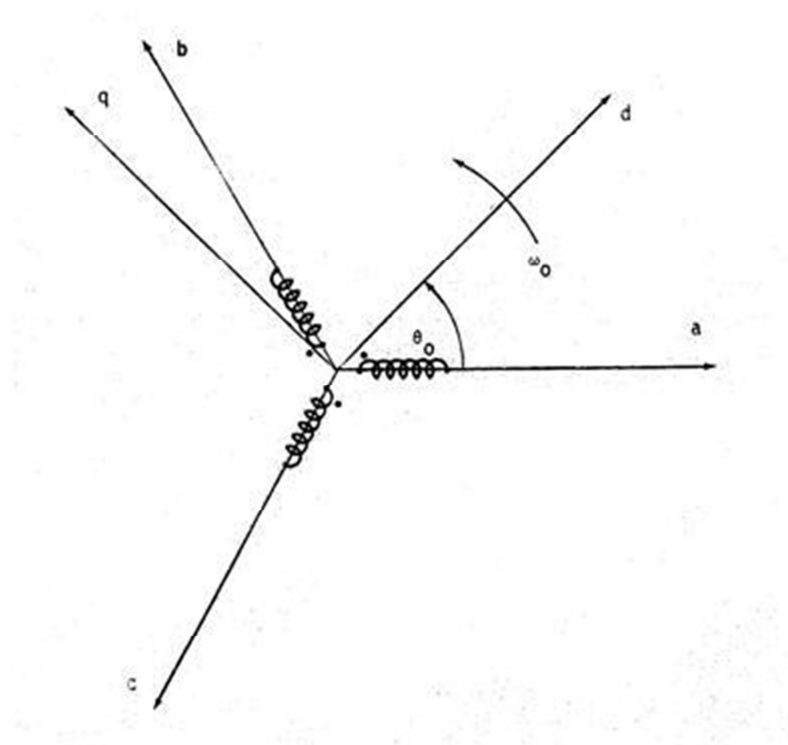


Figura 31. Sistema di riferimento rotante dq

Considerando una terna trifase di tensioni V_a, V_b e V_c le componenti dq0 ottenute mediante la trasformazione sono:

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

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

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

Considerando una terna bilanciata il sistema è rappresentato solo dalle componenti d e q dato che la componente 0 sarà nulla.

Possiamo quindi definire il vettore spaziale della tensione nel sistema di assi rotanti

$$\underline{V}(t) = V_d + jV_q$$

Le potenze attiva e reattiva nel sistema di riferimento rotante sono ricavabili da:

$$\underline{S} = \underline{V} \underline{I}^* = P + jQ$$

$$P = V_d I_d + V_q I_q \quad Q = V_q I_d - V_d I_q$$

Esse diventano, sotto l'ipotesi di considerare l'asse diretto del sistema di riferimento coincidente con l'asse della tensione di fase ($V_q = 0$)

$$P = V_d I_d \quad Q = -V_d I_q$$

La componente V_q viene forzata a zero dal sistema di controllo mediante il PLL [25].

Sotto queste ipotesi è possibile allora controllare la potenza attiva erogata dall'inverter mediante la corrente di asse diretto e la potenza reattiva mediante la corrente in quadratura quindi è possibile controllare P e Q in maniera indipendente.

3.4. I DROOP QV E PF

La maggior parte degli studi relativi al controllo degli inverter in impianti di GD fa uso dei droop di tensione e di frequenza [26]. I droop sono caratteristiche di regime permanente e rappresentano il luogo in cui sono obbligati a stare i punti di funzionamento a regime permanente dei generatori statici [27]; durante le dinamiche però le traiettorie varieranno rispetto a queste caratteristiche.

Esistono due tipologie di droop, quella di tensione versus potenza reattiva (droop Q-V) e quella di frequenza versus potenza attiva (P-f) [27] [28] :

$$E_i = E_0 - m_q (Q_i - Q_0) \quad \text{droop Q-V} \quad m_q = (E_{\max} - E_{\min})/Q_{\max} \quad (1)$$

$$f_i = f_0 - m_p (P_i - P_0) \quad \text{droop P-f} \quad m_p = (f_{\max} - f_{\min})/P_{\max} \quad (2)$$

I metodi droop permettono quindi l'individuazione di specifici punti di lavoro per ogni generatore della rete secondo gli statismi che vengono stabiliti per ciascun generatore.

Le equazioni 1 e 2 hanno delle pendenze fisse nella regione in cui l'unità ha ancora potenza disponibile e diventano verticali nel caso in cui venga raggiunto il limite di potenza massima. L'utilizzo di queste caratteristiche consente di riprodurre mediante gli inverter il comportamento dei generatori sincroni. La pendenza delle equazioni, espressa dai coefficienti m_q ed m_p , è inversamente proporzionale alla taglia del generatore: da ciò ne segue che in presenza di più unità di generazione la partecipazione alla regolazione viene determinata in funzione della potenza installata.

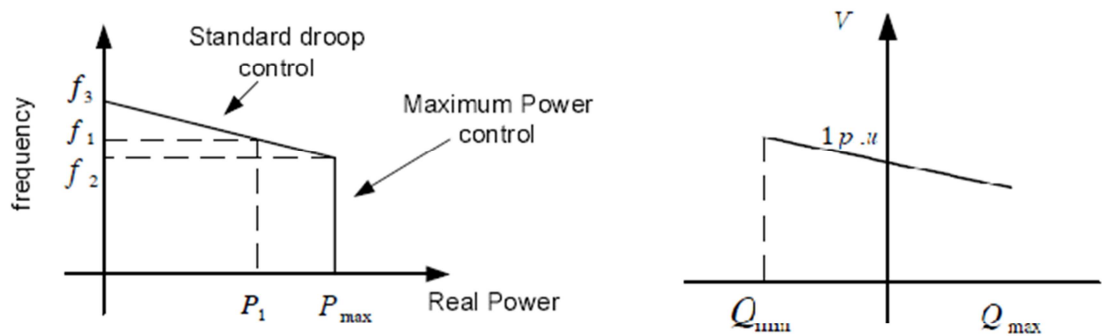


Figura 32. Droop P-f e Q-V [26]

Nelle equazioni (1) e (2) ai valori nominali di frequenza e tensione f_0 ed E_0 corrispondono dei setpoint di potenza attiva e reattiva P_0 e Q_0 ; le grandezze E_i ed f_i costituiscono invece i riferimenti generati dagli schemi droop che vengono inviati al sistema di regolazione. L'utilizzo dei droop permette agli impianti di GD di funzionare correttamente senza necessità di sistemi di telecomunicazione: la risposta alle variazioni del carico dipenderà dall'equazione droop implementata nel sistema di controllo. Il punto di lavoro viene dunque determinato dalla caratteristica e, mediante l'impostazione di differenti statismi, si evita la possibilità di circolazione di correnti reattive tra più inverter connessi in rete. Lo schema di controllo necessita dunque di regolatori per l'annullamento dell'errore tra le grandezze misurate e i riferimenti generati dallo schema appena descritto. Si configura allora un sistema che può essere schematizzato come segue:

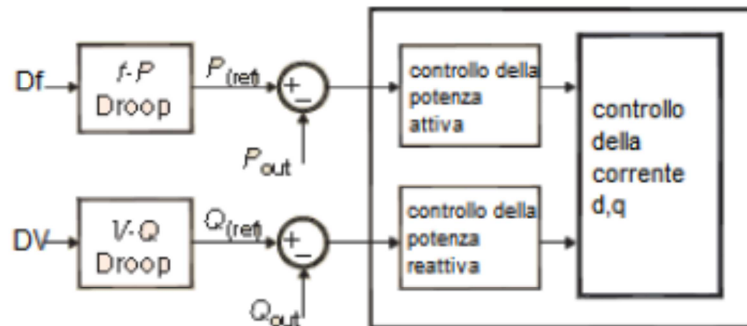


Figura 33. Schema di controllo con droop e regolatori

Il sistema di controllo effettua le misure delle grandezze elettriche e, mediante l'utilizzo dei droop genera i riferimenti; l'errore ottenuto come differenza tra la grandezza misurata ed il riferimento generato dal droop costituisce l'ingresso dei regolatori PI i quali generano un segnale di controllo capace di annullare l'errore in ingresso attraverso la retroazione costituita dal sistema elettrico inverter-rete.

3.5. IL CONTROLLORE PID

I regolatori o controllori sono dispositivi che assicurano il controllo di una grandezza supposta misurabile e che si desidera manipolare. Una categoria molto diffusa di regolatori è quella dei regolatori PID; l'acronimo che contraddistingue questi regolatori deriva dalle azioni che essi svolgono, ovvero proporzionale, integrale e derivativa. La precisione ottenuta mediante i regolatori PID non è elevatissima, la loro vasta diffusione nei sistemi di controllo è legata alla economicità e alla possibilità di controllare processi di cui o non è possibile o non è economicamente conveniente calcolarne il modello matematico.

Il regolatore PID riceve in ingresso l'errore calcolato come differenza tra il valore di riferimento della variabile controllata ed il valore misurato della stessa variabile. L'uscita del regolatore è costituita dalla legge di controllo, ovvero nel caso di PID completo di tutte e tre le azioni:

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_{t_0}^t e(\tau) d\tau + K_D \frac{de(t)}{dt}$$

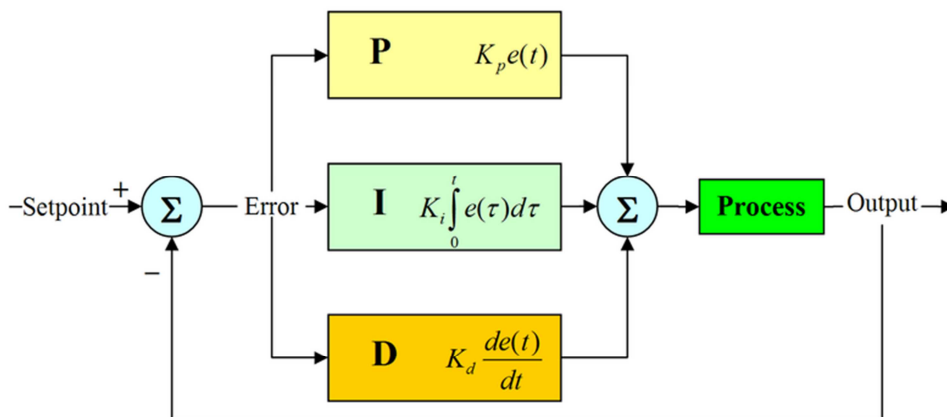


Figura 34. Schema a blocchi di un processo controllato con regolatore PID

I parametri K_p , K_i e K_D costituiscono i guadagni delle tre azioni. Comunemente i guadagni delle azioni integrale e derivativa vengono per praticità rappresentati come segue:

$$K_i = K_p / T_I \qquad K_D = K_p T_D$$

Le tre azioni presenti in un regolatore PID si basano su:

- valore del segnale di errore (P)
- valori passati del segnale di errore (I)
- quanto velocemente varia il segnale di errore (D)

I regolatori PID utilizzati nei sistemi di controllo non sempre comprendono tutte e tre le azioni, le configurazioni possibili sono P, PI, PD, PID.

Nei controllori in cui è presente l'azione integrale si può verificare il fenomeno del windup ovvero l'aumento continuo della componente integrale nel caso in cui l'attuatore sia arrivato a saturazione senza che il processo abbia annullato l'errore in ingresso. Per risolvere questo problema l'implementazione del controllore deve prevedere un ulteriore elemento detto anti windup il quale sottrae al ramo di integrazione l'eventuale quota parte della legge di controllo relativa alla saturazione dell'attuatore.

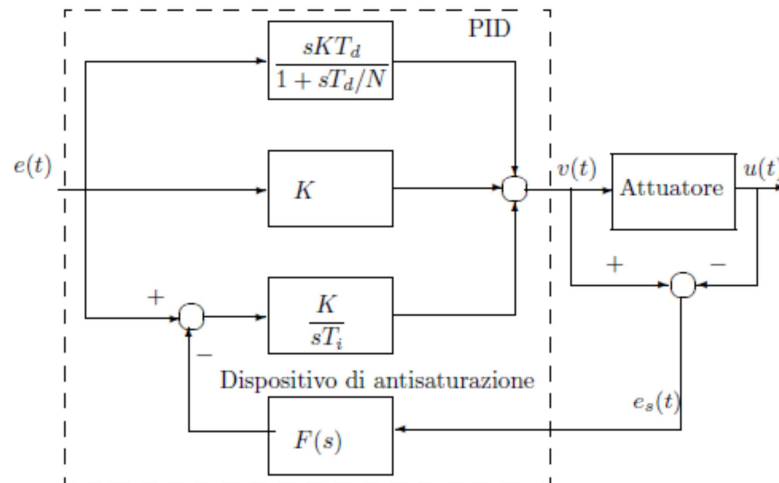


Figura 35. Controllore PID con dispositivo di anti windup [29]

La progettazione dei regolatori PID può essere affrontata o con lo studio della funzione di trasferimento complessiva del regolatore stesso e del processo controllato al fine di ottenere la stabilità desiderata oppure mediante delle regole di taratura semiempiriche che non necessitano della conoscenza dei modelli matematici dei processi.

Il metodo della risposta in frequenza di Ziegler – Nichols appartiene ai metodi semiempirici e si basa sulla determinazione del cosiddetto guadagno critico con cui il sistema in catena chiusa si pone entro i limiti di stabilità. La procedura consiste nei seguenti passi.

1. le azioni integrale e derivativa vengono inizialmente poste a zero
2. viene gradualmente aumentato il guadagno proporzionale finché l'uscita del sistema oscilla in modo permanente
3. il valore di K_P per cui si ottiene l'oscillazione permanente dell'uscita del processo viene detto guadagno critico K_0 mentre il periodo di oscillazione viene definito T_0
4. si calcolano i parametri del controllore secondo la tabella seguente

	P	PI	PD	PID
K_P	$0.5 K_0$	$0.45 K_0$	$0.5 K_0$	$0.6 K_0$
T_I		$0.85 T_0$		$0.5 T_0$
T_D			$0.2 T_0$	$0.12 T_0$

Tabella 1. Formule per la determinazione dei guadagni dei regolatori PID

3.6. LO SCHEMA DI CONTROLLO PER IL FUNZIONAMENTO IN PARALLELO ALLA RETE

Alla luce di quanto è stato spiegato nei capitoli precedenti, in questo capitolo viene descritto il modello di controllo definito PQ che è stato realizzato nel software DigSilent Power Factory per controllare l'inverter. Questo schema di controllo è realizzato per permettere il funzionamento dell'inverter nella modalità grid connected: le unità di GD sono connesse in rete di MT e non hanno la possibilità di effettuare il funzionamento in isola desiderata, si tratta cioè di unità di produzione del tipo *grid-supporting*.

L'oggetto inverter in DigSilent è un PWM – VSC converter dove VSC sta per Voltage Source Converter.

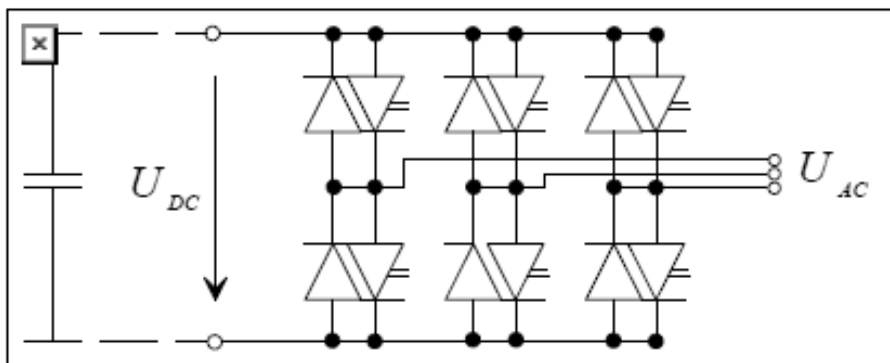


Figura 36. Modello dell'inverter in DigSilent

Il modello matematico dell'inverter implementato in DigSilent deriva dalla specifica topologia di inverter rappresentata in figura 36. Il modello è però valido ai fini delle simulazioni di load flow e delle simulazioni RMS (elettromeccaniche) anche per altri design (per esempio inverter a tre livelli), mentre nelle simulazioni EMT (elettromagnetiche) i risultati ottenuti sono validi solo per lo specifico modello rappresentato sopra.

Normalmente il modello è realizzato per lavorare alla sola frequenza fondamentale ma è possibile, mediante la funzione "harmonic injection", impostare il contributo delle armoniche di ordine superiore. In questo studio viene presa in considerazione la sola componente fondamentale.

Definito P_m l'indice di modulazione, le tensioni applicate dall'inverter lato AC sono (per $|P_m| < 1$):

$$V_{AC,r} = K_0 P_{m,r} U_{DC}$$

$$V_{AC,i} = K_0 P_{m,i} U_{DC}$$

dove $P_{m,r}$ e $P_{m,i}$ sono la parte reale e la parte immaginaria dell'indice di modulazione mentre K_0 vale in caso di modulazione sinusoidale:

$$K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \approx 0.612$$

Il controllo realizzato si basa sulla manipolazione delle correnti di assi diretto e di asse in quadratura iniettate dall'inverter; in questo modo è possibile controllare indipendentemente la potenza attiva e reattiva. Per rendere possibile il controllo nel sistema di riferimento rotante dq è necessario fornire all'inverter anche il seno ed il coseno dell'angolo di fase della tensione di rete nel nodo di allacciamento dell'unità di produzione per permetterne la sincronizzazione da parte del vettore della tensione d'uscita dell'inverter. La tipologia di controllo configura dunque l'inverter come CC-VSC (Current Controlled Voltage Source Converter).

Gli schemi di controllo in DigSilent vengono realizzati utilizzando due diverse funzioni: la prima viene definita *Composite Model* e serve per costruire il livello (o i livelli, in caso di controlli molto annidati) più alto dello schema a blocchi. Il *Common Model* invece serve per costruire il livello più basso dello schema a blocchi del controllo.

Il composite model dello schema di controllo PQ per il funzionamento in parallelo alla rete è rappresentato nella figura seguente:

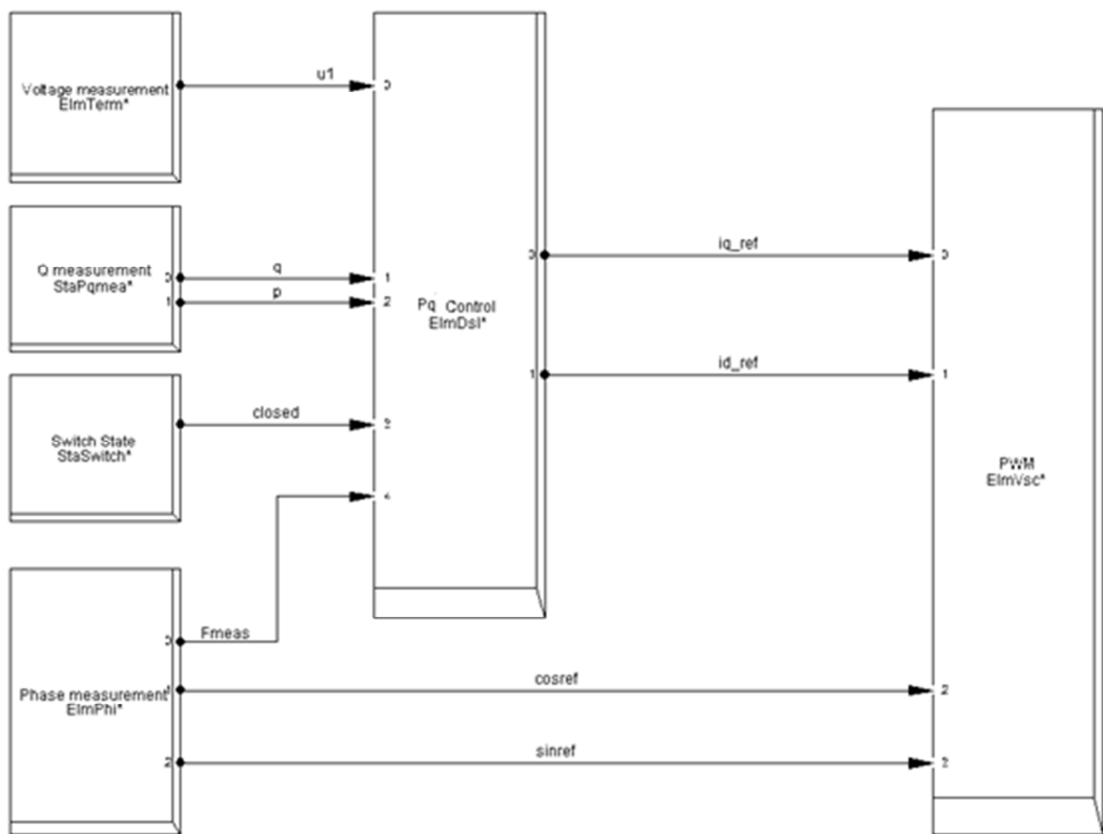


Figura 37. Composite Model del modello PQ

Nel composite model sono presenti due blocchi di misura, uno relativo alla misura della tensione al nodo di allacciamento dell'impianto di GD e l'altro relativo alla misura delle potenze P e Q erogate dall'inverter. Il primo blocco è un ElmTerm*, ovvero è relativo ad un oggetto Terminal della rete realizzata in DigSilent; il secondo blocco è un StaPQMea* ovvero è collegato ad un elemento di misura della P e della Q al nodo di allacciamento dell'inverter alla rete. Vi sono poi il blocco ElmPhi*, che è relativo al PLL e fornisce la misura della frequenza e dell'angolo di fase del vettore della tensione, ed il blocco ElmVsc*

che è quello relativo all'oggetto di rete inverter. Il blocco StaSwitch* è invece un blocco che produce un segnale logico (closed, vale 0 o 1), legato allo stato dell'interruttore di parallelo tra l'unità di GD e la rete; questo blocco serve per azionare o meno lo schema di controllo, sulla base dello stato dell'interruttore di parallelo.

Infine, il blocco presente al centro dell'immagine è un ElmDsl*, ovvero un blocco che contiene al suo interno un Dsl (DigSilent Simulation Language) che in questo caso è il Common Model PQ, il livello più basso di questo schema di controllo.

Il controllo PQ è realizzato per far sì che gli inverter iniettino un determinato livello di potenza attiva stabilito dal valore di riferimento P_{ref} . Questo valore viene impostato manualmente nella finestra di inserimento dei parametri del common model e rappresenta un ipotetico livello istantaneo di potenza che viene determinato in funzione della disponibilità della fonte energetica e del livello di carica del sistema di accumulo; ai fini delle simulazioni viene posto costante dato che gli intervalli temporali analizzati sono dell'ordine delle decine di secondi. Come prescritto dalla norma CEI 0-16, gli inverter devono anche supportare la stabilità della rete prestando la regolazione primaria della frequenza in presenza di fenomeni di sovra frequenza: per frequenze comprese tra 50.3 e 51.5 Hz la potenza viene ridotta secondo uno statismo del 2.4%. L'impianto deve inoltre effettuare la regolazione di tensione al nodo di allacciamento secondo quanto stabilito dalla norma; in questo caso si suppone che il DSO richieda all'impianto la modalità di funzionamento Q(V) con una deadband di intervento nulla.

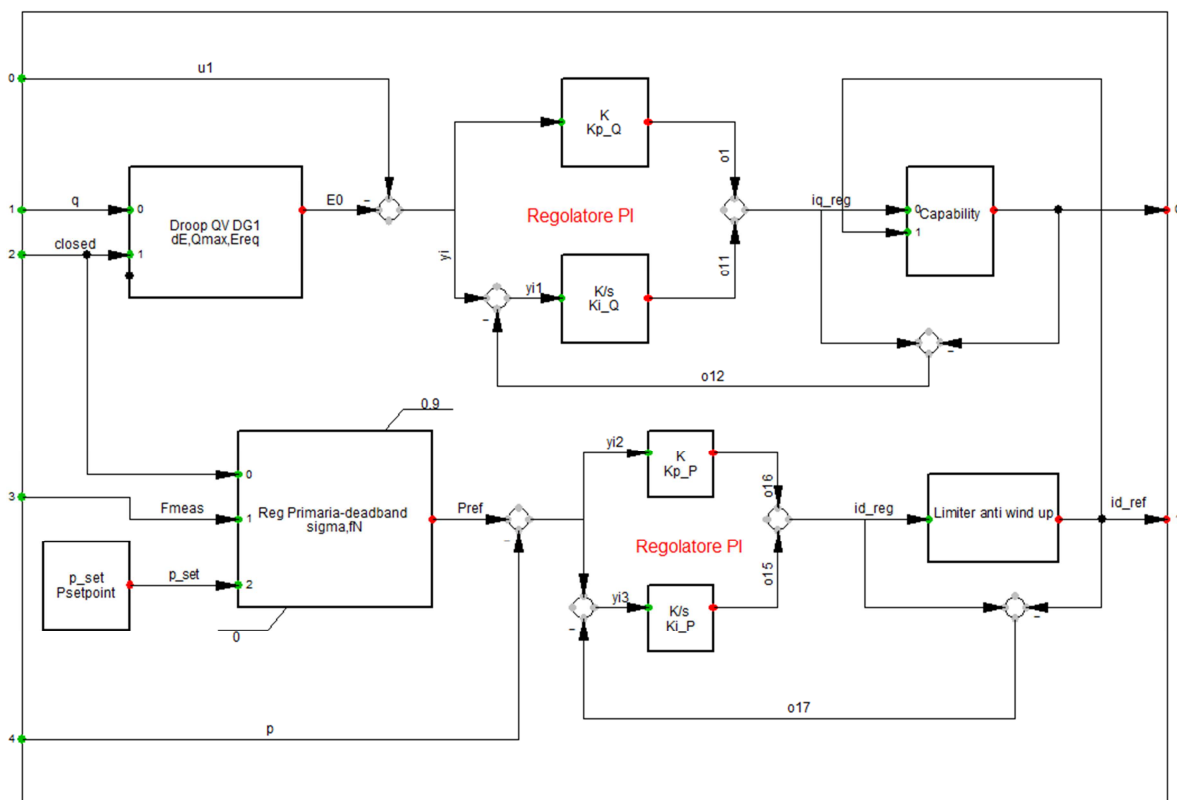


Figura 38. Common Model del modello PQ

L'obiettivo del common model è quello di generare le i_{d_ref} e i_{q_ref} da inviare all'inverter. Partendo dalla misura di frequenza e tensione al nodo e delle potenze P e Q erogate (Fmeas, u1, p, q), il sistema di controllo genera attraverso i droop la P e la E di

riferimento; la P di riferimento sarà identica a quella impostata manualmente nel blocco "Psetpoint" per frequenze comprese tra 47.5 e 50.3 (deadband), altrimenti verrà diminuita per effettuare la regolazione primaria in caso di fenomeni di sovra frequenza. Si ottengono di conseguenza gli errori delta_P e delta_E che costituiscono l'ingresso di altrettanti regolatori PI. La scelta del regolatore è ricaduta sul PI per la semplicità nella taratura e poiché risulta sufficiente ai fini del controllo del processo. A valle dei regolatori è presente l'antiwindup e, nel ramo di asse q, anche un blocco che realizza la capability semicircolare dell'inverter secondo quanto prescritto dalla norma CEI 0-16 per gli impianti di potenza $P > 400\text{kW}$:

$$i_{q_ref} < i_{q_capability} = \sqrt{1 - i_{d_ref}^2}$$

I riferimenti di corrente di asse diretto ed in quadratura vengono quindi forniti, insieme all'angolo del sistema di riferimento rotante, all'inverter dell'unità di GD.

Esso contiene al suo interno un sistema di controllo sui due assi di riferimento d e q con una coppia di regolatori PI necessari per realizzare la modulazione PWM. L'uscita del doppio ramo di controllo è costituita infatti dall'indice di modulazione, secondo l'asse diretto (Pm_d) ed in quadratura (Pm_q).

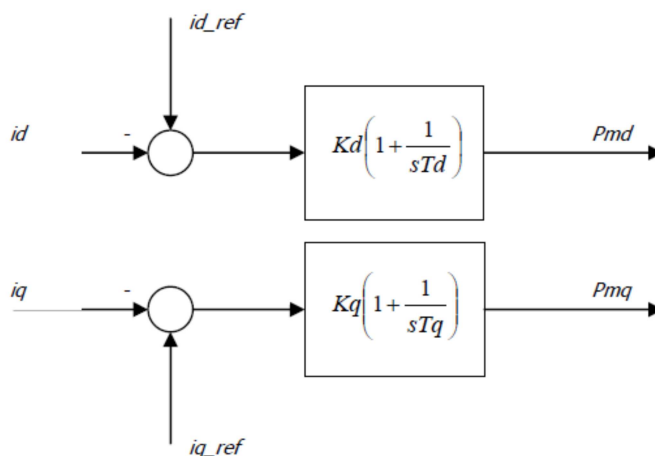


Figura 39. Regolatore di corrente integrato nell'inverter ElmVsc

3.7. LO SCHEMA DI CONTROLLO PER IL FUNZIONAMENTO IN ISOLA INTENZIONALE

Lo schema di controllo definito PQ-Vf è relativo al funzionamento in isola intenzionale di una porzione di rete; il funzionamento in isola intenzionale comporta il mantenimento in tensione di una parte di rete a seguito della disconnessione dal sistema elettrico. In questa situazione è compito di una o più unità di GD garantire, mediante specifici sistemi di controllo, opportuni valori di tensione e frequenza data l'assenza del riferimento costituito dal sistema elettrico globale.

La formazione di isole intenzionali può avvenire a seguito di diversi eventi [30]:

- perdita dell'alimentazione dalla rete di trasmissione AT
- manutenzione ordinaria o straordinaria della rete MT
- guasto nella rete MT con identificazione del punto di guasto e separazione in isola delle porzioni sane di rete

Lo schema di controllo per il funzionamento in isola deve quindi avere la capacità di attivarsi riconoscendo l'istante in cui avviene la separazione dal resto della rete.

Questo schema dunque è stato realizzato utilizzando come base di partenza il common model ed il composite model del modello PQ, al quale sono stati aggiunti alcuni blocchi relativi al riconoscimento dello stato di isola e relativi al controllo secondario della frequenza.

Il blocco che permette il passaggio in isola è il blocco "islanding"; esso sulla base del valore logico relativo allo stato dell'interruttore di parallelo tra la porzione di rete prescelta ed il resto della rete MT, permette il passaggio dallo schema per il controllo in parallelo allo schema per il funzionamento in isola intenzionale; nelle simulazioni tale porzione di rete che potrà passare al funzionamento in isola intenzionale viene scelta a priori sulla base della possibilità dell'unità di GD di assicurare la continuità di servizio alle utenze connesse in termini di potenza installata. Questa unità dovrà effettuare la compensazione del $\cos\phi$ per regolare la tensione al nodo di allacciamento e la regolazione di frequenza, sia primaria che secondaria, al fine di assicurare il funzionamento a frequenza nominale della porzione di rete isolata.

Composite model PQvf DG1:

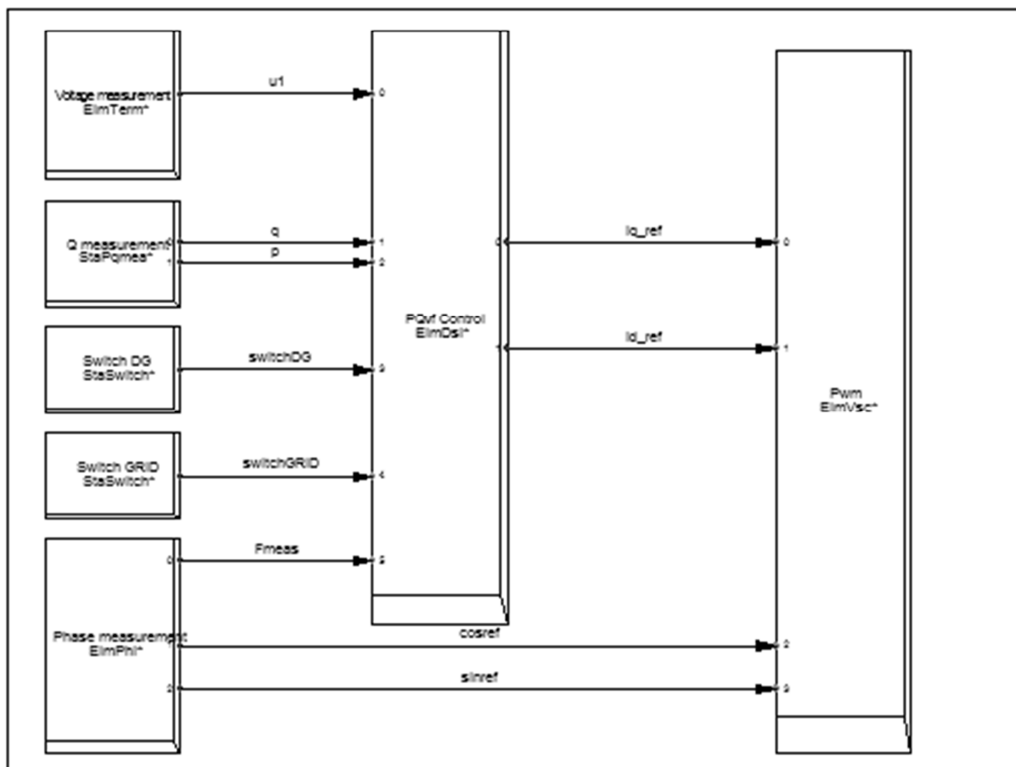


Figura 40. Composite Model del modello PQ-Vf

Il composite model del modello PQ-Vf rispetto a quello del modello PQ ha in più il blocco "Switch GRID" relativo allo stato dell'interruttore che permette il passaggio in isola della porzione di rete (*mini grid*) dalla rimanente rete di distribuzione.

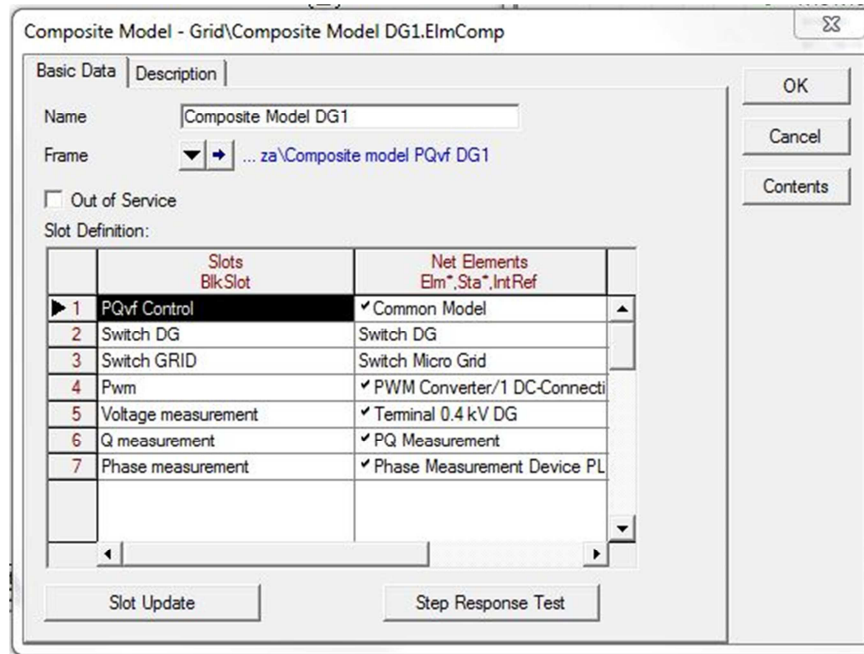


Figura 41. Finestra per l'assegnazione dei blocchi nel Composite Model

Il common model è rimasto invariato nel ramo di corrente di asse in quadratura (deputato alla regolazione della tensione) mentre nel ramo di corrente di asse diretto presenta, oltre alla parte relativa al funzionamento *grid connected*, dei blocchi aggiuntivi che permettono il controllo della frequenza mediante la variazione della potenza attiva P. Vi è un blocco deputato alla regolazione primaria della frequenza mediante il droop P-f ed un blocco che effettua le regolazione secondaria al fine di ripristinare il valore nominale di frequenza; la regolazione primaria interviene immediatamente insieme alla regolazione secondaria, quest'ultima ha però tempi di azione più lunghi.

$$f_{ref} = f_0 - m_p (P_i - P_{scheduled})$$

droop P-f semplice

$$f_{ref} = f_0 - m_p (P_i - P_{scheduled}) + \Delta f_{secondaria}$$

droop P-f con regolazione secondaria

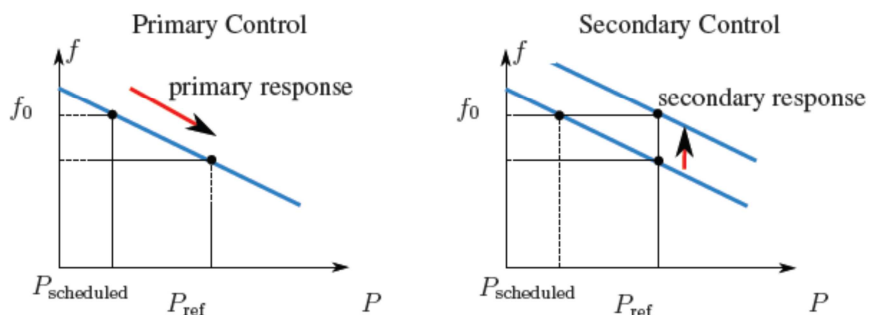


Figura 42. Regolazione secondaria di frequenza [31]

Il termine $\Delta f_{secondaria}$ viene calcolato in maniera iterativa sulla base dell'errore tra la frequenza misurata e la frequenza nominale in intervalli di tempo maggiori del passo di calcolo del programma.

La stringa deputata a questo calcolo si presenta come segue nel linguaggio DSL:

$$\Delta f_{secondaria} = \text{select}(\text{time}() \leq t_{\text{islanding}}, 0, \text{delay}(\Delta f_{secondaria}, t_{\text{calc}}) + (f_0 - F_{\text{meas}})/k)$$

Il ripristino della frequenza nominale impone l'inserimento di un ulteriore regolatore PI per cui sul ramo di asse diretto vi saranno ora due regolatori in cascata: secondo la teoria dei controlli la progettazione dei sistemi annidati si realizza partendo prima dal blocco interno passando poi alla taratura del blocco più esterno.

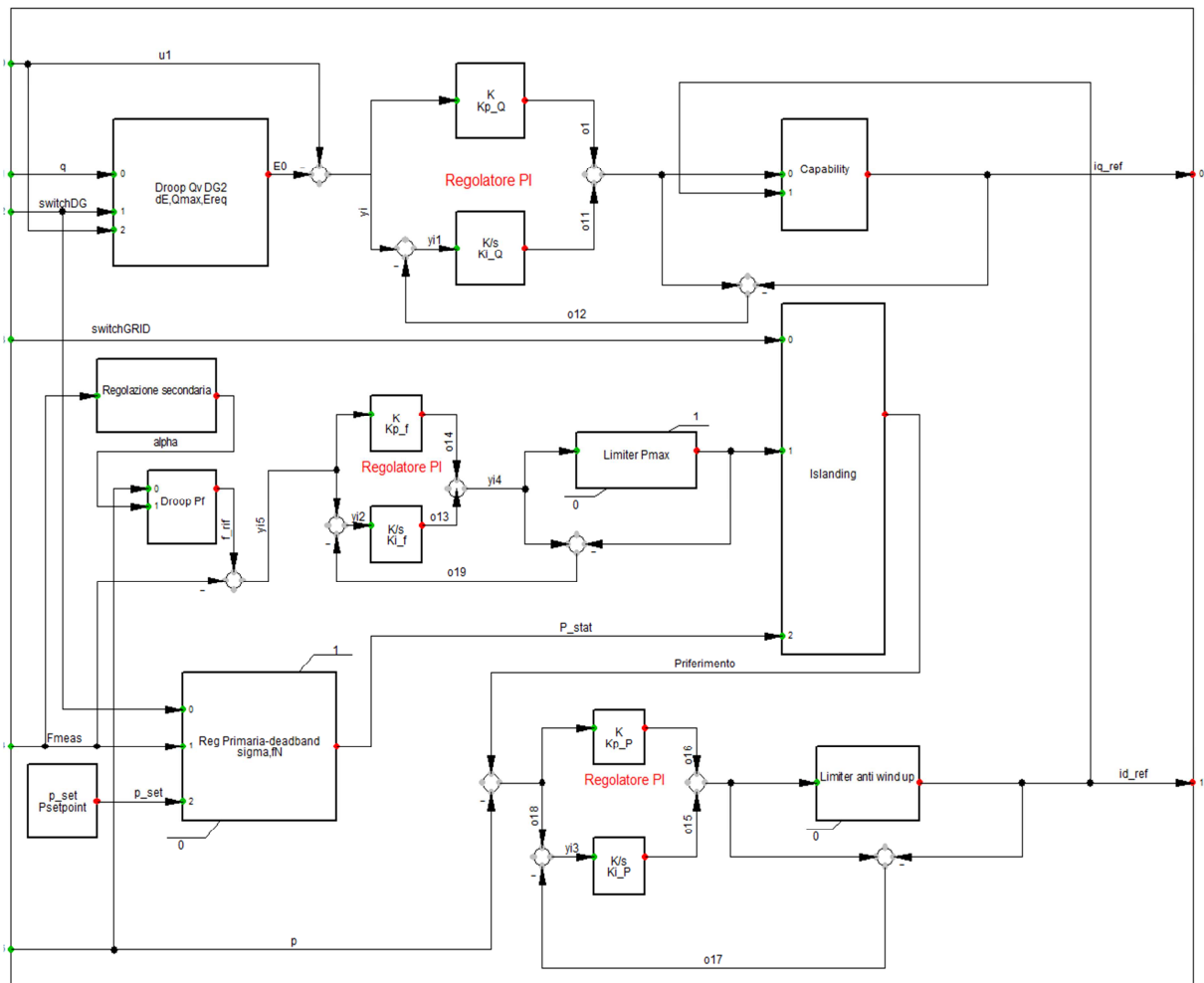


Figura 43. Common Model del modello PQ-Vf

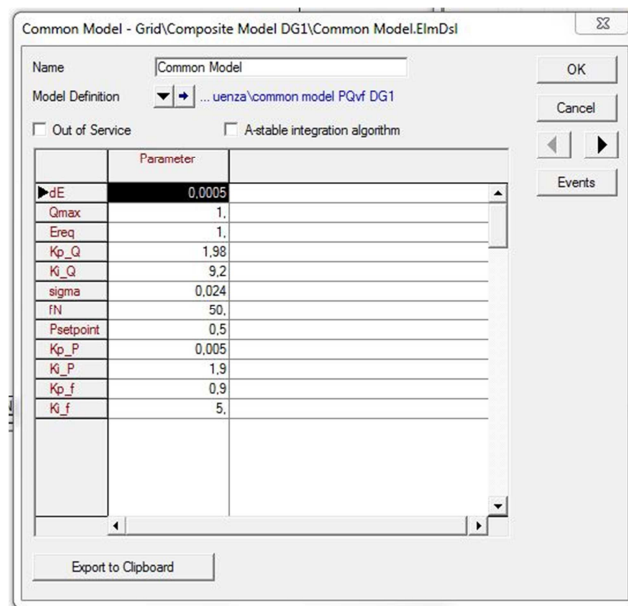


Figura 44. Finestra di inserimento dati Common Model

Nel caso di più unità di GD connesse alla porzione di rete che può passare al funzionamento in isola intenzionale, una sola effettuerà la regolazione secondaria di frequenza (master) e le altre (slaves) utilizzeranno lo schema di controllo PQ per il funzionamento in parallelo alla rete.

4. APPLICAZIONE DEI MODELLI DI CONTROLLO DELL'INVERTER NELLO STUDIO DEL COMPORTAMENTO DINAMICO

4.1. LA RETE UTILIZZATA

La rete utilizzata per le simulazioni mediante il software DigSilent Power Factory è una rete di distribuzione a struttura radiale di tensione nominale pari a 20 kV costituita da due feeder, il feeder 1 ed il feeder 2. Alla rete sono allacciati diversi carichi e non sono presenti trasformatori MT/BT per derivazioni di utenze passive. La rete si sviluppa sia con tratti in cavo che con linee aeree. L'allacciamento alla rete AT è realizzato mediante un trasformatore 132/20 Yy0 con variatore sotto carico. Nella rete sono state inserite tre unità di GD di tipo fotovoltaico con sistema di accumulo ed interfaccia mediante inverter e trasformatore BT/MT; due unità si trovano nel feeder 1 mentre una unità si trova nel feeder 2. Per semplicità le unità di GD sono identiche ed hanno una potenza nominale installata pari a 5MVA. Sono state effettuate diverse simulazioni per verificare la dinamica dei sistemi di controllo dell'inverter.

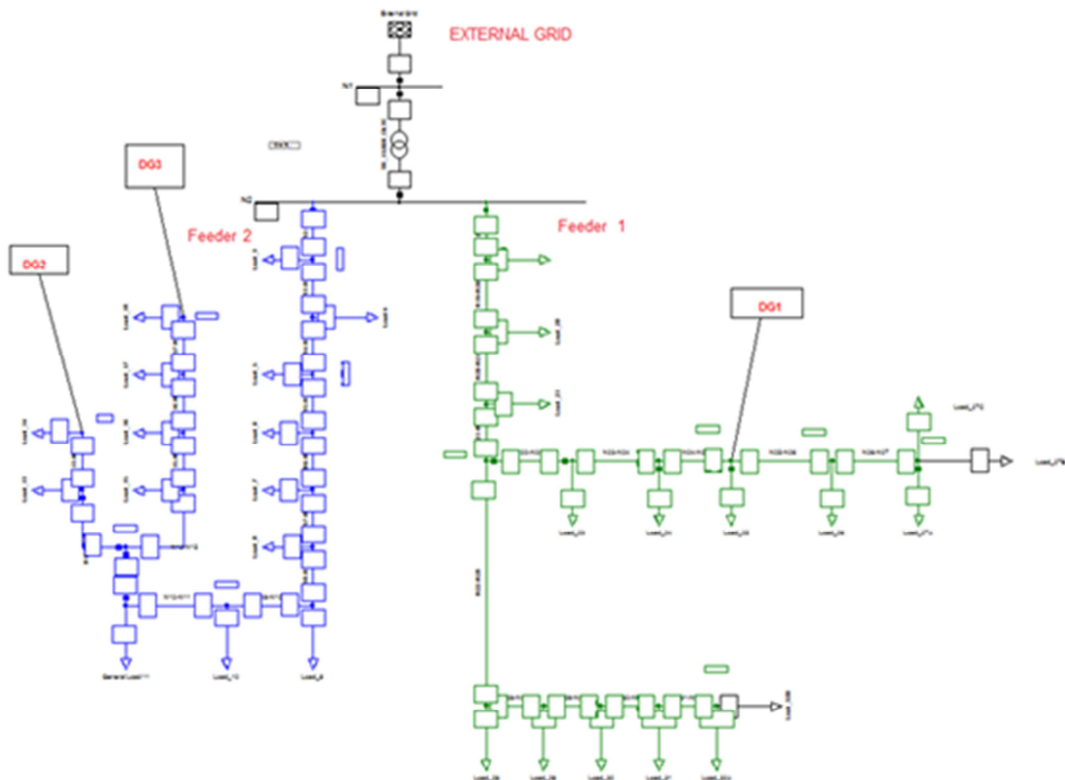


Figura 45. Rete utilizzata

Capitolo 4 - Applicazione dei modelli di controllo dell'inverter nello studio del comportamento dinamico

Tipo	Nodo p	Nodo a	Vn	d	Tmax	r	l	c	g	Imax	Feeder
			(kV)	(km)	(°C)	(Ohm/km)	(H/km)	(F/km)	(S/km)	(A)	n°
ARG7H1RX 185 mmq	N2	N3	20	1,88	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	2
ARG7H1RX 185 mmq	N3	N4	20	1,62	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N4	N5	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N5	N6	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N6	N7	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N7	N8	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
ARG7H1RX 185 mmq	N8	N9	20	2,00	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	2
ARG7H1RX 185 mmq	N9	N10	20	2,40	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N10	N11	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N11	N12	20	2,25	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
Aerea Cu 25 mmq	N12	N13	20	1,87	80	7,20E-01	1,39E-03	8,32E-09	0	1,40E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N12	N15	20	1,19	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
Aerea Cu 25 mmq	N13	N14	20	1,28	80	7,20E-01	1,39E-03	8,32E-09	0	1,40E+02	2
ARG7H1RX 120 mmq	N15	N16	20	0,80	80	3,33E-01	3,82E-04	2,50E-07	0	2,80E+02	2
Aerea Cu 25 mmq	N16	N17	20	3,00	80	7,20E-01	1,39E-03	8,32E-09	0	1,40E+02	2
Aerea Cu 25 mmq	N17	N18	20	4,00	80	7,20E-01	1,39E-03	8,32E-09	0	1,40E+02	2
ARG7H1RX 185 mmq	N2	N19	20	3,60	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	1
ARG7H1RX 185 mmq	N19	N20	20	3,30	80	2,18E-01	3,50E-04	2,90E-07	0	3,60E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N20	N21	20	2,40	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N21	N22	20	1,60	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N22	N23	20	3,00	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
ARG7H1RX 70 mmq	N22	N28	20	5,00	80	5,80E-01	4,14E-04	2,10E-07	0	2,00E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N23	N24	20	3,08	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N24	N25	20	1,65	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N25	N26	20	3,08	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
Aerea Cu 70 mmq	N26	N27	20	3,08	80	2,68E-01	1,29E-03	9,01E-09	0	2,80E+02	1
ARG7H1RX 70 mmq	N28	N29	20	1,20	80	5,80E-01	4,14E-04	2,10E-07	0	2,00E+02	1
ARG7H1RX 70 mmq	N29	N30	20	1,20	80	5,80E-01	4,14E-04	2,10E-07	0	2,00E+02	1
ARG7H1RX 70 mmq	N30	N31	20	1,30	80	5,80E-01	4,14E-04	2,10E-07	0	2,00E+02	1
ARG7H1RX 70 mmq	N31	N32	20	1,35	80	5,80E-01	4,14E-04	2,10E-07	0	2,00E+02	1

Tabella 2. Caratteristiche delle linee

Nodo 1	Nodo 2	V1n	V2n	Vcc	Pcc	Sn	Coll	OLT	OLT	OLT
		[kV]	[kV]	%	kW	(MVA)		Additional voltage per tap	Lower V bound	Upper V bound
N1	N2	132	20	13	220	40	Yy0	1%	0,985	1,015

Tabella 3. Trasformatore in cabina primaria

Load	Pn	Qn	Vn
Nodo	(W)	(VAR)	(V)
N3	1,00E+06	4,80E+05	20000
N4	5,00E+05	2,42E+05	20000
N5	2,62E+05	1,76E+05	20000
N6	7,00E+05	3,40E+05	20000
N7	1,50E+05	1,01E+05	20000
N8	4,50E+05	2,18E+05	20000
N9	1,25E+05	8,40E+04	20000
N10	3,20E+05	1,55E+05	20000
N11	1,25E+05	8,40E+04	20000
N13	1,32E+05	8,87E+04	20000
N14	1,20E+05	8,06E+04	20000
N15	1,00E+05	6,72E+04	20000
N16	5,50E+05	2,66E+05	20000
N17	4,00E+05	1,94E+05	20000
N18	9,50E+05	4,60E+05	20000
N19	2,50E+05	1,68E+05	20000
N20	1,90E+05	1,28E+05	20000
N21	1,90E+05	1,28E+05	20000
N23	3,50E+05	1,70E+05	20000
N24	1,00E+06	6,72E+05	20000
N25	1,90E+05	1,28E+05	20000
N26	5,00E+05	2,42E+05	20000
N27a	3,50E+05	2,35E+05	20000
N27c	1,00E+06	4,84E+05	20000
N27b	3,50E+05	2,35E+05	20000
N28	1,50E+05	9,92E+04	20000
N29	2,00E+05	9,69E+04	20000
N30	2,50E+05	1,68E+05	20000
N31	1,50E+05	1,01E+05	20000
N32	1,80E+05	1,21E+05	20000
N32	9,00E+05	4,36E+05	20000

Tabella 4. Dati dei carichi

I carichi sono stati rappresentati mediante il modello comunemente definito “ZIP Model” [32] considerando soltanto la componente esponenziale legata alla dipendenza dalla tensione:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv}}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv}}$$

Per semplicità è stato considerato un unico modello di carico, riportato nella seguente tabella:

Tipo di carico	kpq	kqv
Utenza MT	1	2.5

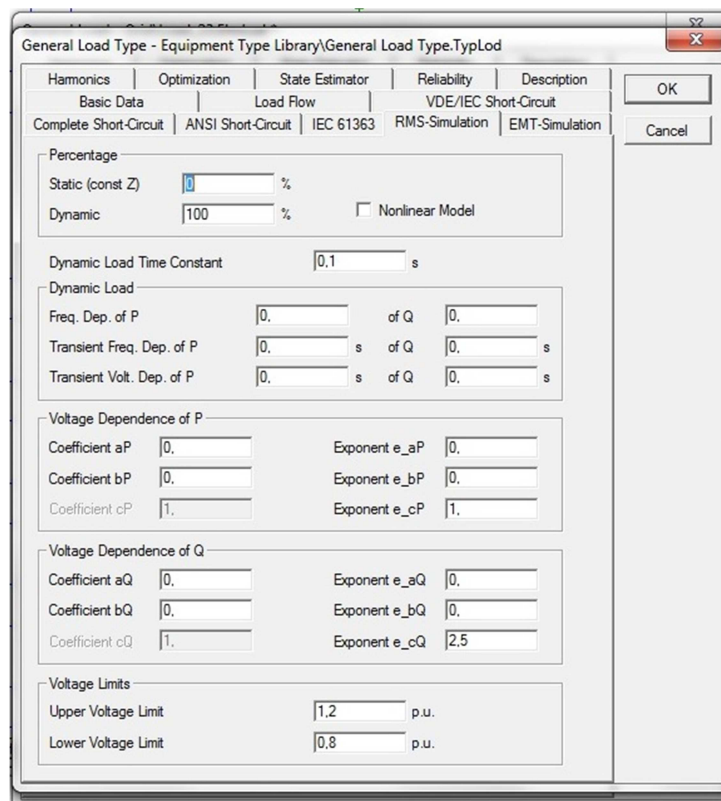


Figura 46. Finestra di inserimento dati del modello dei carichi

4.2. IL MODELLO DEL SISTEMA DI GD IN DIGSILENT POWER FACTORY

Le unità di generazione distribuita sono tre (DG1, DG2 e DG3) e sono allacciate ai nodi 25, 14, 18. Per semplicità sono state considerate identiche sia come tipologia che come taglia: si tratta di impianti di GD con sorgente fotovoltaica, sistema di accumulo, inverter e trasformatore innalzatore BT/MT. La potenza installata ammonta a 5 MVA quindi è ragionevole ipotizzare che l'architettura sia di tipo modulare.

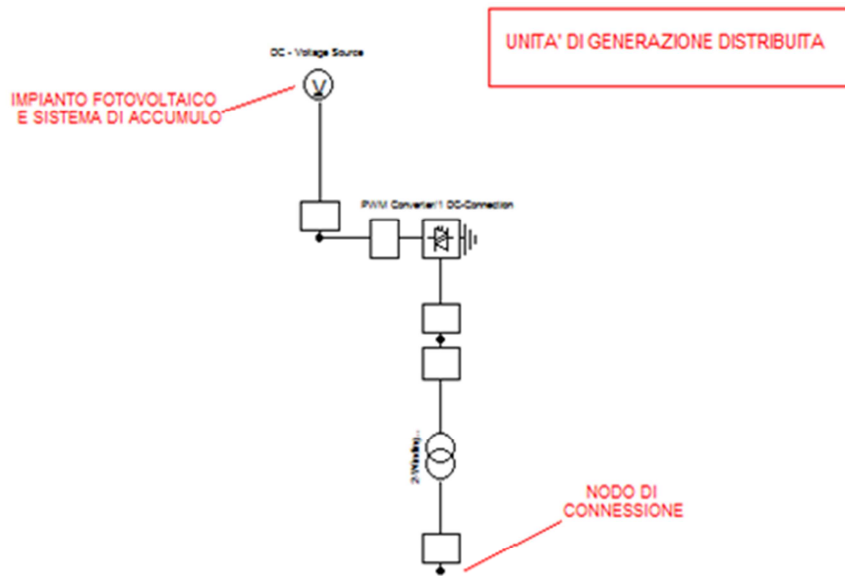


Figura 47. Unità di GD

Il sistema è stato realizzato in DigSilent Power Factory utilizzando tre oggetti di rete:

- inverter (*PWM Converter*)
- generatore ideale di tensione in continua (*DC-Voltage Source*)
- trasformatore

La scelta di utilizzare un generatore ideale di tensione DC è legata all'ipotesi che la generazione sia dotata di un sistema di accumulo con adeguata autonomia, sia per far fronte alle variazioni della FER che è di tipo aleatorio ma anche per permettere il funzionamento dell'unità di GD in isola desiderata: la disponibilità di energia fa sì che l'unità possa garantire la continuità di servizio ai carichi connessi alla porzione di rete isolata. La tensione lato DC dell'inverter è pari a 0.7 kV e le logiche di controllo non riguardano pertanto il lato in continua; nel generatore ideale di tensione sono dunque racchiusi idealmente la sorgente fotovoltaica, lo stadio bidirezionale DC/DC a convertitori statici e il sistema di accumulo.

Le caratteristiche principali degli inverter sono riportate nella seguente tabella:

Inverter	V in (dc)	Vn out (ac)	Sn	No-load Losses
	[kV]	[kV]	(MVA)	kW
DG1	0.7	0.4	5	100
DG2	0.7	0.4	5	100
DG3	0.7	0.4	5	100

Tabella 5. Caratteristiche degli inverter

Trasformatore	Nodo p	Nodo a	V1n [kV]	V2n [kV]	Vcc %	Pcc kW	Sn (MVA)	Coll
DG1	Terminal 0.4kV DG1	25	0.4	20	4	40	5.5	Dyn11
DG2	Terminal 0.4kV DG2	14	0.4	20	4	40	5.5	Dyn11
DG3	Terminal 0.4kV DG3	18	0.4	20	4	40	5.5	Dyn11

Tabella 6. Dati dei trasformatori delle unità di GD

4.3. SIMULAZIONI DEL CONTROLLO NEL FUNZIONAMENTO IN PARALLELO ALLA RETE

In questo paragrafo verranno affrontate alcune simulazioni relative al funzionamento *grid connected*. Il modello di controllo utilizzato è il modello PQ e l'obiettivo delle simulazioni è quello di verificare la dinamica del comportamento degli inverter connessi alla rete che effettuano la compensazione del fattore di potenza.

Le simulazioni sono state effettuate mediante il software DigSilent Power Factory con la funzione *RMS Simulation*; si tratta di simulazioni elettromeccaniche quindi usando questo tipo di rappresentazione vengono considerate soltanto le componenti fondamentali delle tensioni e delle correnti.

Di seguito vengono introdotti i diversi esempi e vengono riportati i risultati.

Caso 1.

In questo primo esempio viene analizzata la rete nella situazione in cui i livelli di produzione delle unità di generazione distribuita DG2 e DG3 sono elevati e tali da rendere il feeder 2 attivo mentre il livello di produzione del generatore DG1 è più basso e mantiene quindi il feeder 1 passivo; i profili delle tensioni lungo i feeder creano quindi una situazione in cui l'intervento del variatore sottocarico non è possibile al fine di riportare i nodi con tensioni più alte (feeder 2) e più basse (feeder 1) a valori più vicini ad 1 in p.u. poiché le esigenze dei due feeder sono opposte.

Di seguito sono riportate le potenze assorbite da ciascun feeder nella situazione iniziale (prima della compensazione):

Caso 1	P [MW]	Q [MVar]
Feeder 2	-1.34	2.65
Feeder 1	3.45	2.87

Potenze generate dalle unità di generazione a $\cos\varphi = 1$ (prima della compensazione):

Caso 1	P [MW]	Q [MVar]
DG1 (Feeder 1)	2.5	0
DG2 (Feeder 2)	3.75	0
DG3 (Feeder 2)	3.5	0

Una parte della potenza attiva immessa in rete dalle unità connesse al feeder 2 alimenta quindi insieme alla rete di alta tensione il feeder 1. Nelle figure seguenti vengono riportati gli andamenti delle tensioni in p.u. lungo i feeder 1 e 2.

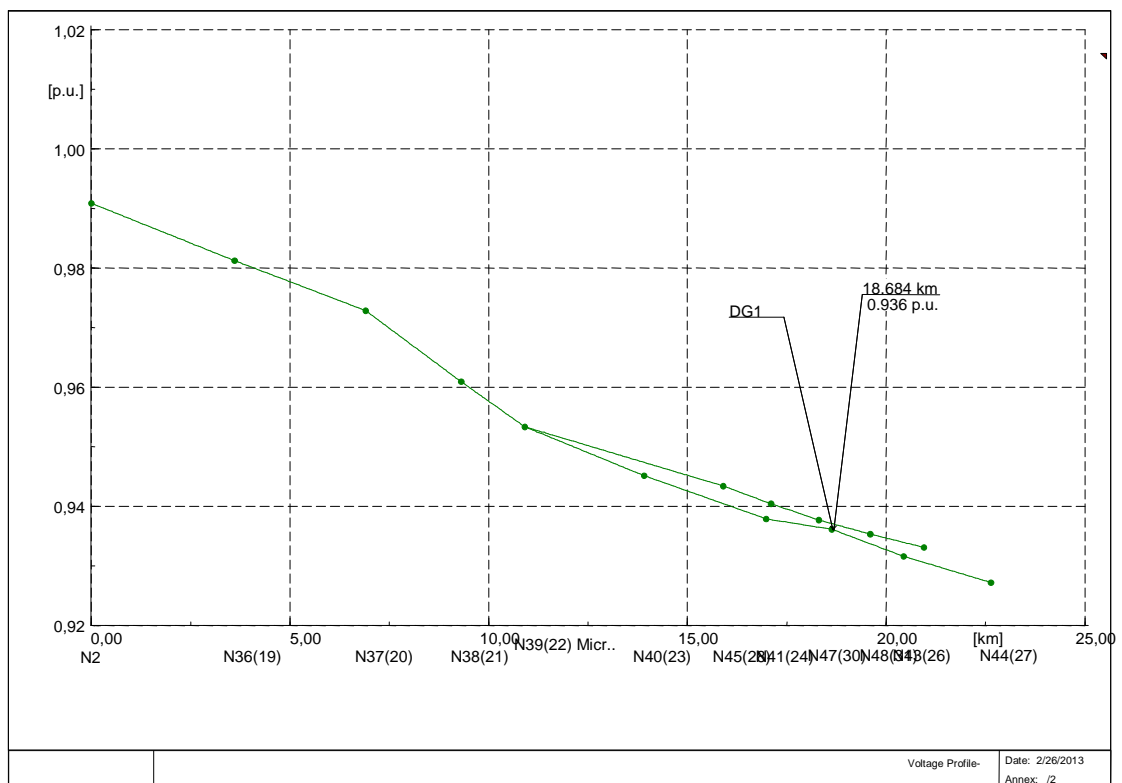
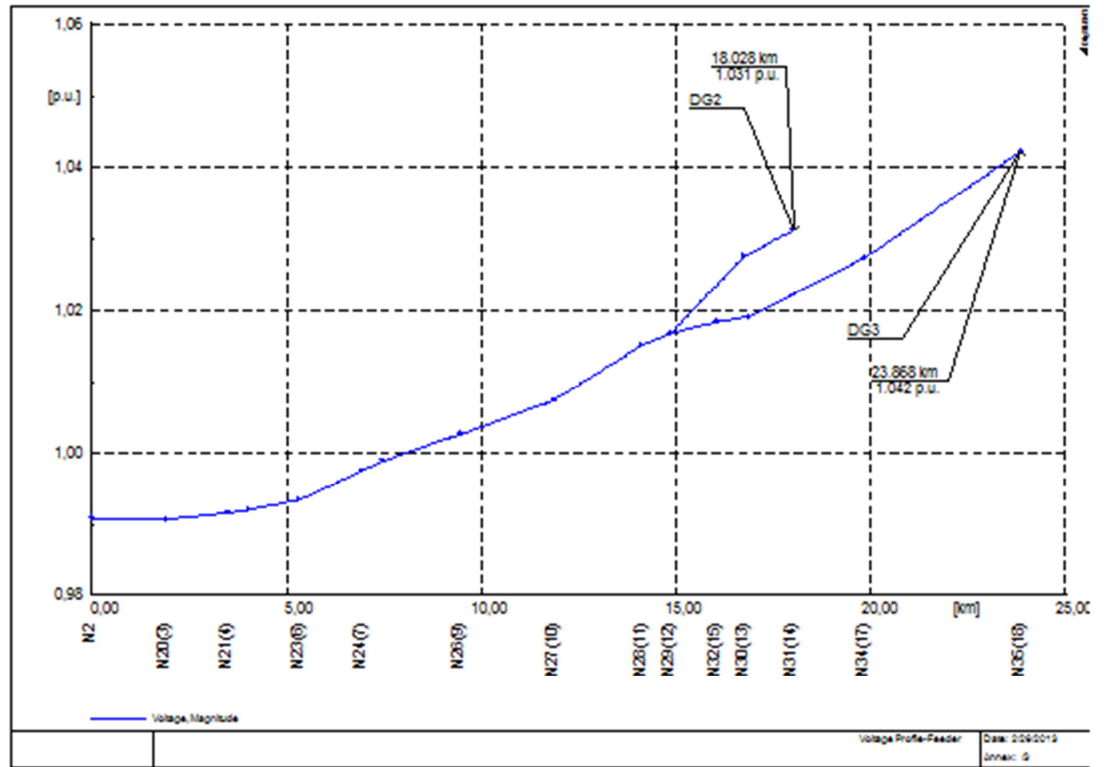


Figura 48. Tensioni lungo i feeder 2 e 1 prima della regolazione di tensione

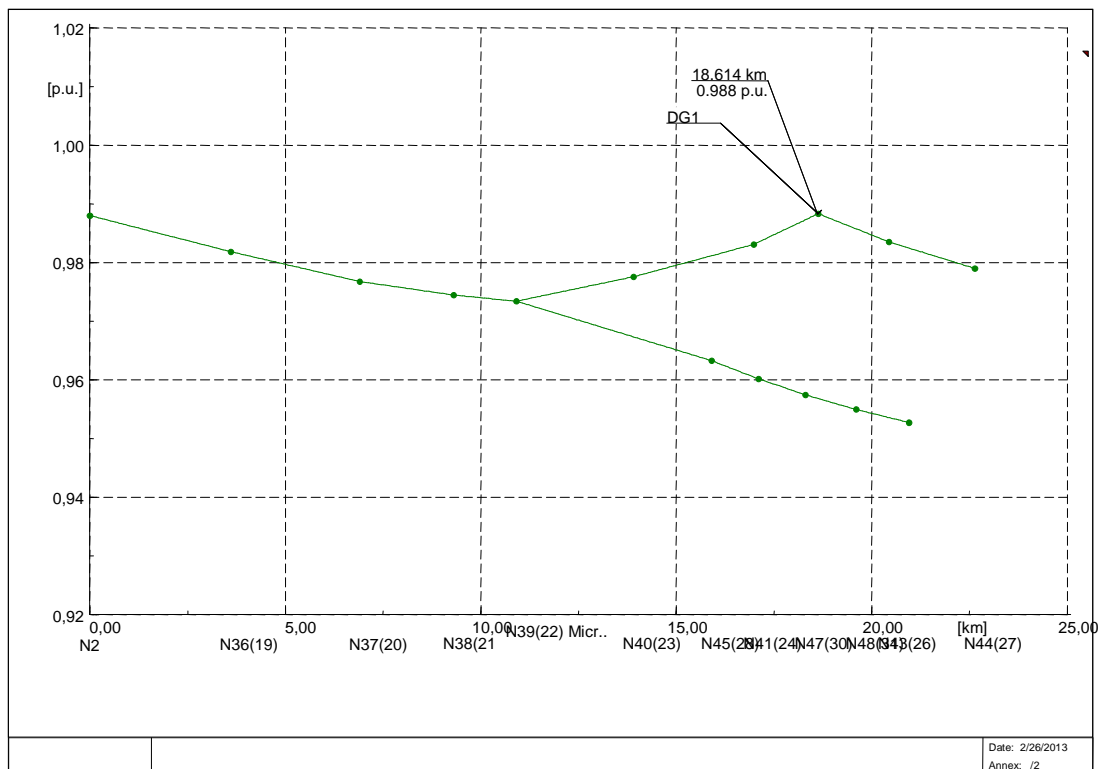
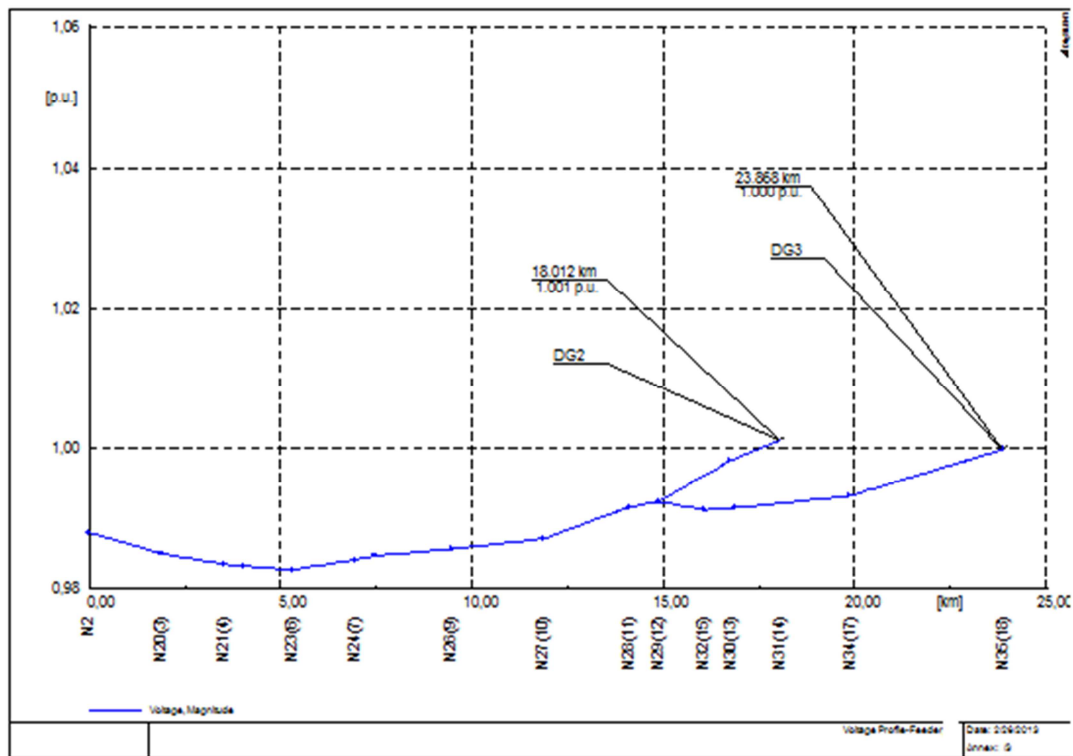


Figura 49. Tensioni lungo i feeder 2 e 1 dopo la regolazione di tensione

La tensione al nodo di partenza (N2) è pari a 0.99 p.u. poiché il variatore sotto carico ha una banda di non intervento compresa tra 0.985 e 1.015 p.u. Come si può vedere facendo il confronto tra le immagini, la compensazione del $\cos\phi$ da parte dell'unità DG1 ha l'effetto di

alzare il profilo della tensione del feeder 1 mentre la compensazione del cosφ delle unità DG2 e DG3 ha l'effetto di abbassare il profilo di tensione del feeder 2. L'unità 1 effettua la compensazione raggiungendo il limite di capability come si può notare sia dal valore della tensione al nodo, che non è pari ad 1 p.u., sia dalla saturazione della i_q che della Q.

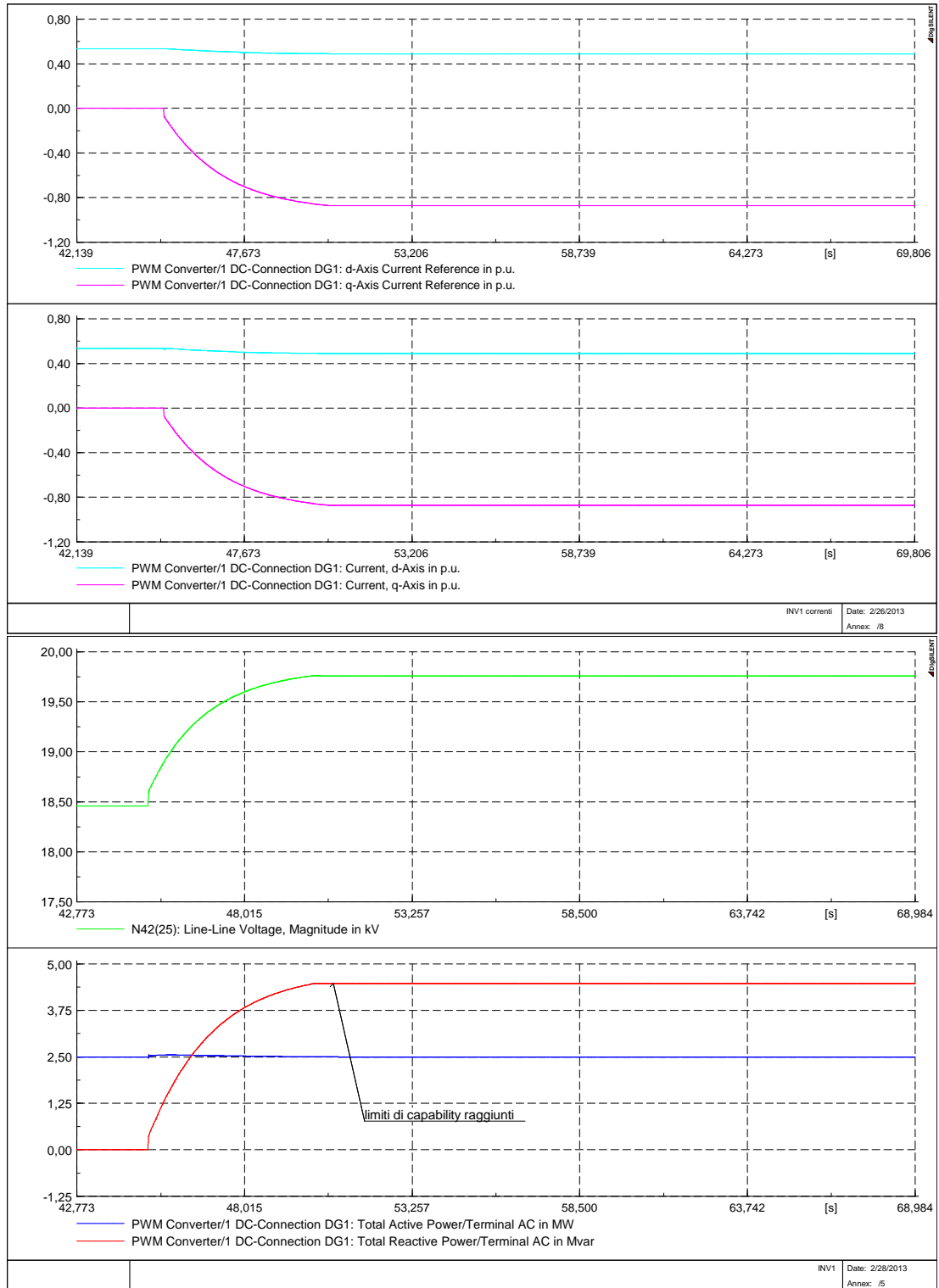


Figura 50. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V, P e Q per l'unità DG1 durante la regolazione

La compensazione del $\cos\phi$ viene attivata per tutte e tre le unità all'istante $t=45$ s. La dinamica ottenuta mediante l'erogazione della corrente di asse in quadratura è mostrata per tutte e tre le unità di generazione distribuita.

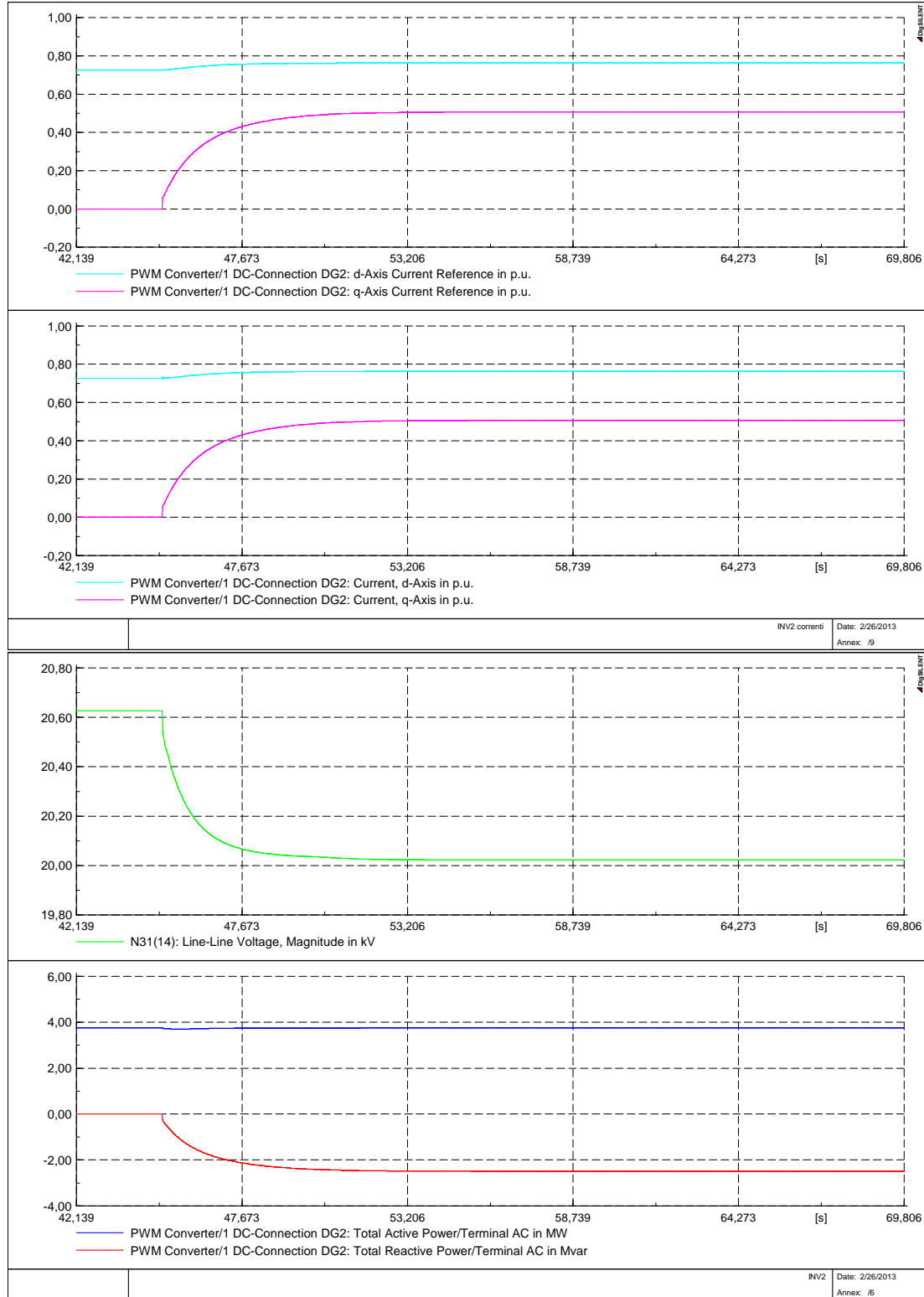


Figura 51. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V , P e Q per l'unità DG2 durante la regolazione

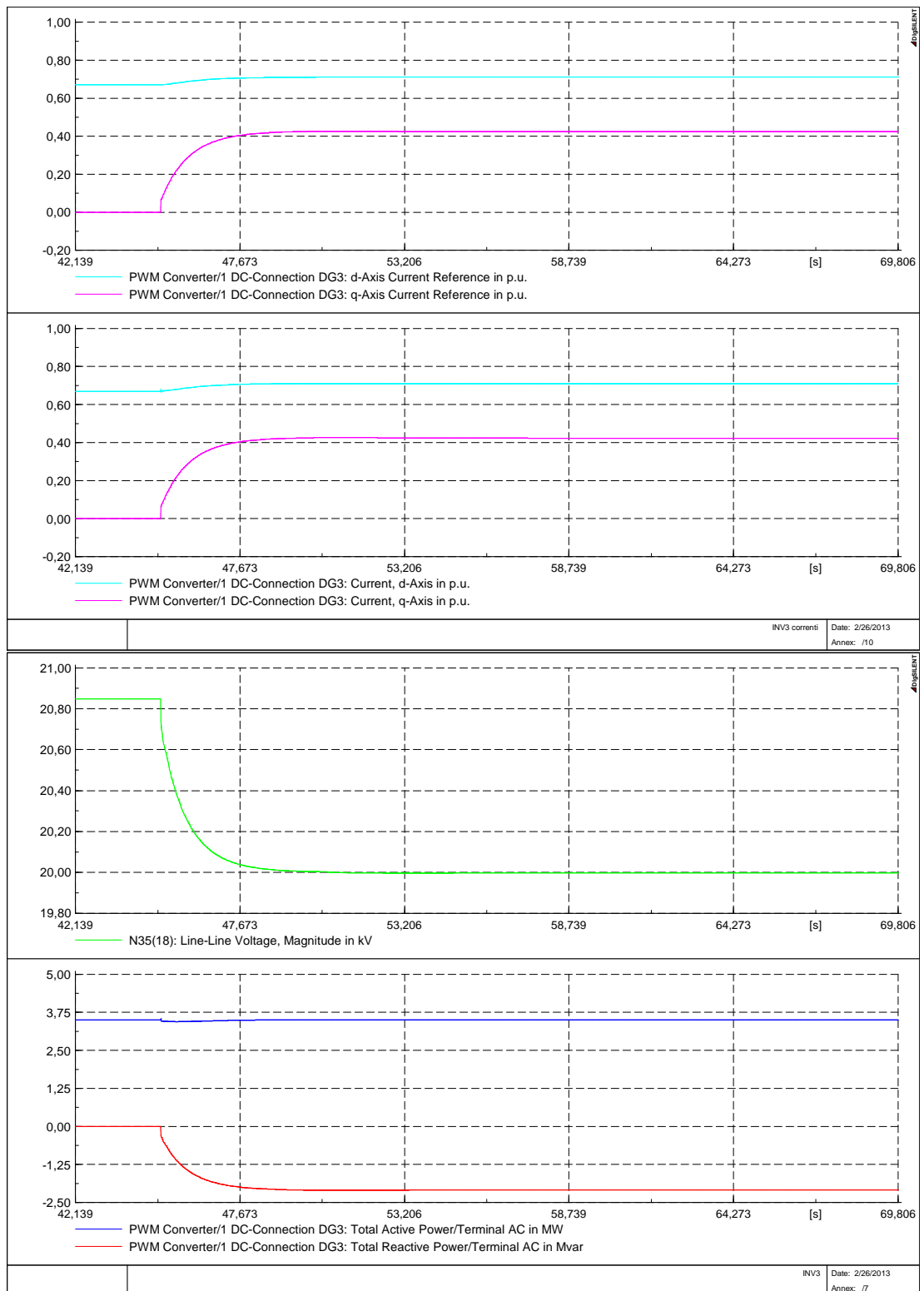


Figura 52. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , i_d , i_q , V , P e Q per l'unità DG3 durante la regolazione

Caso 2.

Il secondo caso utilizzato per studiare la dinamica del sistema di controllo dell'inverter prende in esame l'evento di disconnessione di una porzione del feeder 1 a causa dell'apertura dell'interruttore al nodo 28 con conseguente picco di tensione. La porzione di rete che si disconnette è evidenziata nella figura seguente:

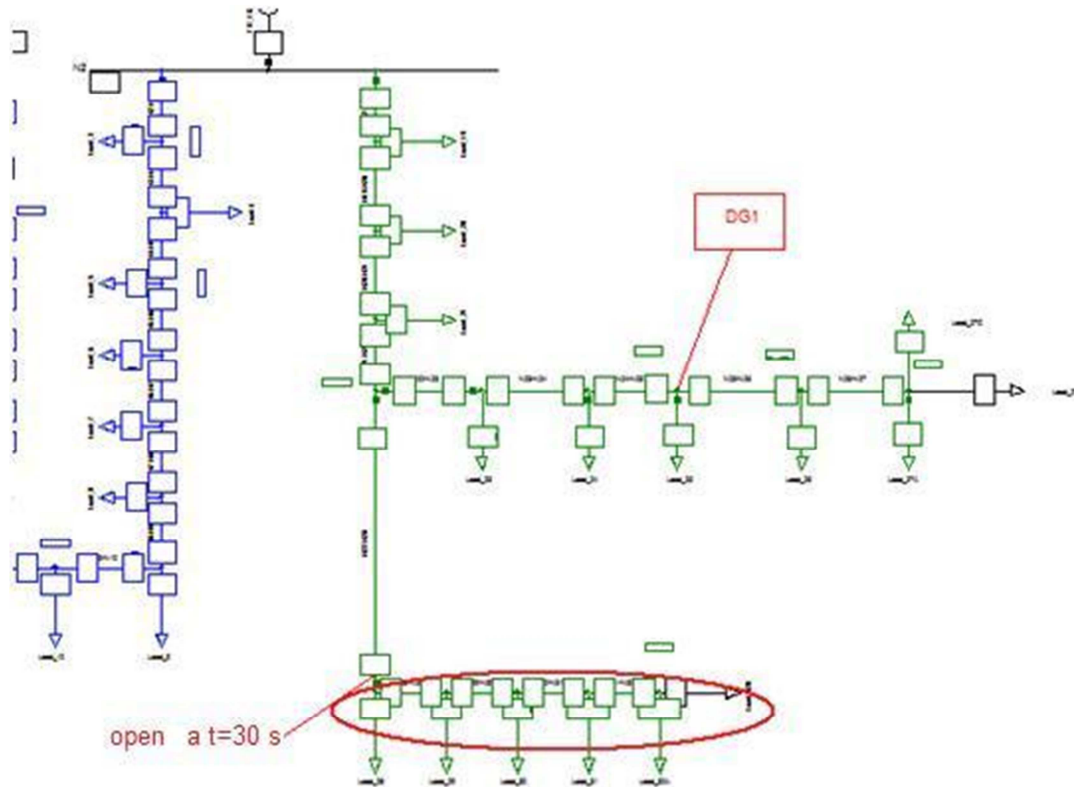


Figura 53. Disconnessione di una porzione del feeder 1

La porzione di rete che si distacca all'istante $t = 30$ s ha le seguenti caratteristiche:

Nodi	P_{tot} [MW]	Q_{tot} [MVar]
28 → 32	2.71	1.36

I carichi della rete rispetto al caso 1 differiscono nei seguenti valori:

Load	P_n	Q_n	V_n
Nodo	(W)	(VAR)	(V)
N24	3.00E+05	1.45E+05	20000
N27c	0	0	20000
N30	1.25E+06	8.40E+05	20000

Tabella 7. Carichi modificati rispetto alla tabella del caso 1

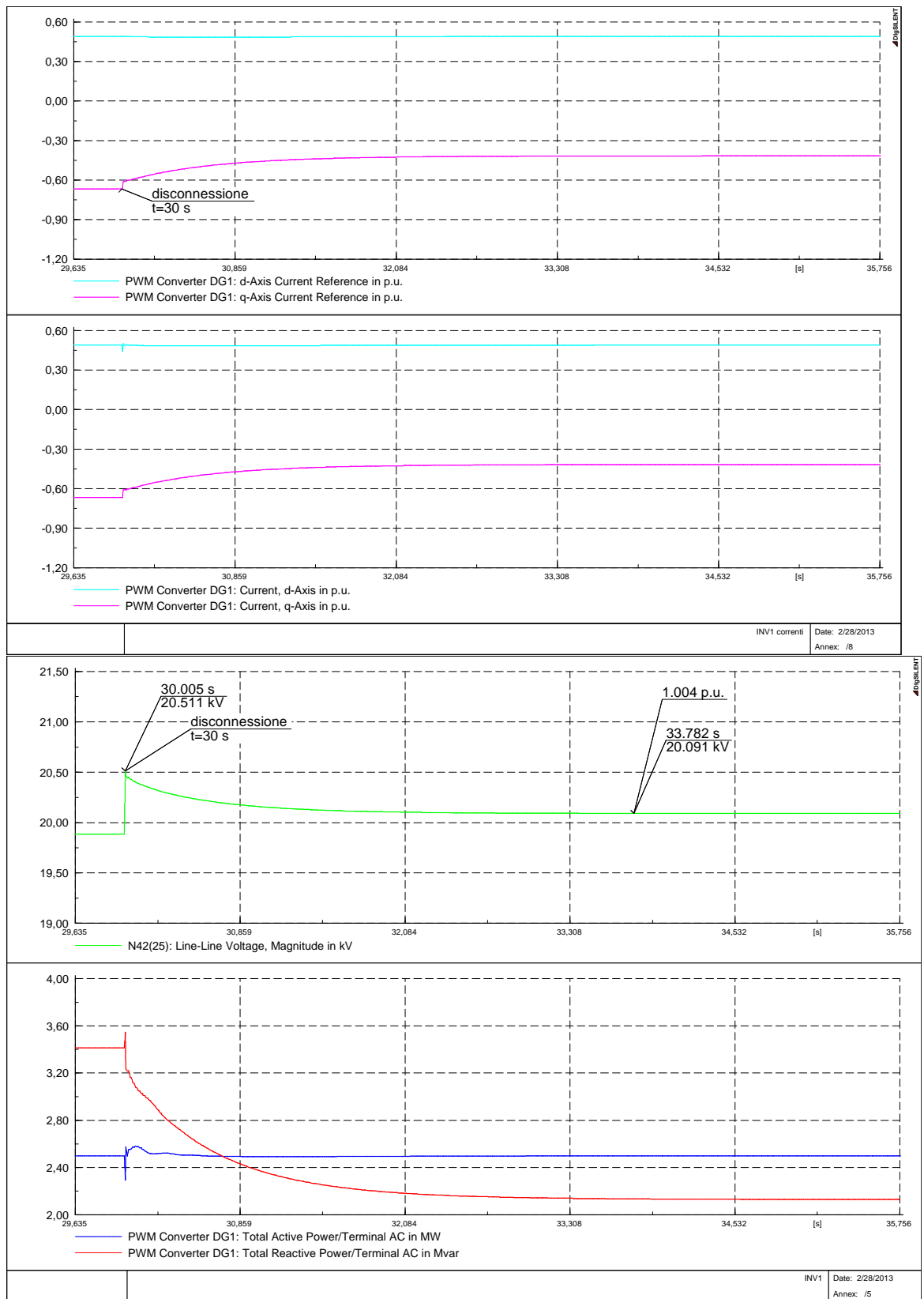


Figura 54. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , V , P e Q per l'unità DG1 a seguito della disconnessione di una porzione di rete

La disconnessione del carico dà luogo ad una sovratensione con picco di 20511 kV al nodo 25 (nodo di allacciamento di DG1) cui il generatore DG1 fa fronte mediante la diminuzione della potenza reattiva scambiata con la rete.

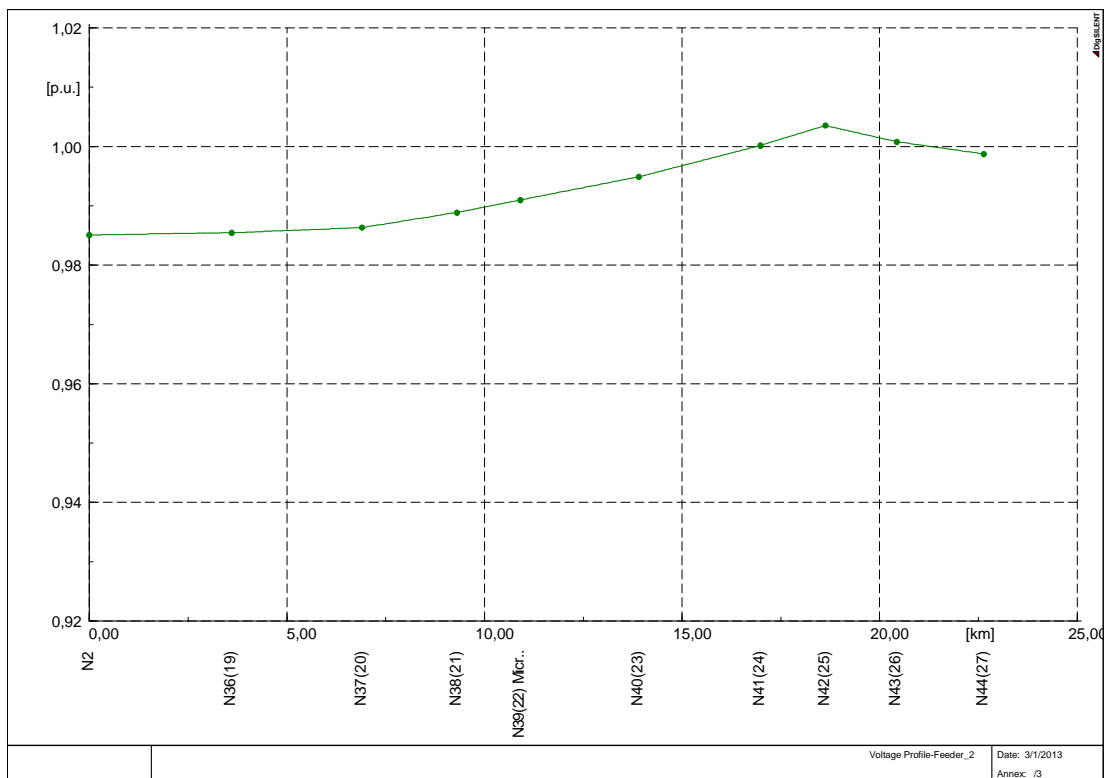
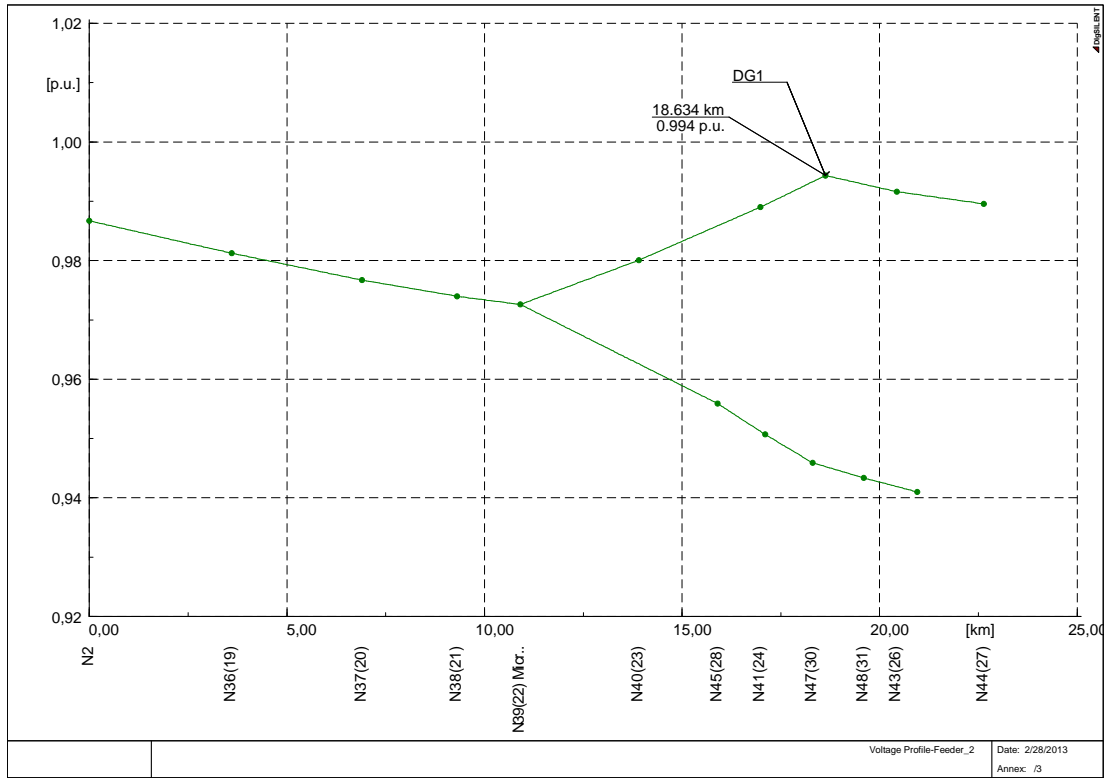


Figura 55. Tensione lungo il feeder 1 prima e dopo la disconnessione

4.4. SIMULAZIONI DEL CONTROLLO NEL FUNZIONAMENTO IN ISOLA INTENZIONALE

In questo paragrafo viene analizzata la dinamica dell'inverter nel passaggio di una porzione di rete al funzionamento in isola desiderata. L'unità di GD deputata a questa funzione sfrutta l'energia immagazzinata nel sistema di accumulo per effettuare le regolazioni primaria e secondaria di frequenza; a seguito della disconnessione dal resto della rete, l'inverter di questa unità di generazione deve infatti garantire la continuità di servizio alle utenze passive allacciate alla rete isolata (*micro-grid*), facendo fronte a variazioni dell'assorbimento dei carichi e ovviamente effettuando la compensazione del fattore di potenza per la regolazione della tensione.

Vengono effettuate due simulazioni: la prima analizza il passaggio in isola, la seconda mostra la dinamica dell'inverter nel sistema ormai isolato a seguito della disconnessione di un carico.

Caso 1.

La porzione di rete che passa al funzionamento in isola intenzionale parte dal nodo 22 ed arriva al nodo 27.

L'unità deputata al funzionamento in isola mediante lo schema di controllo PQ-Vf è la DG1.

L'apertura dell'interruttore di parallelo con la rete avviene all'istante $t = 30$ s.

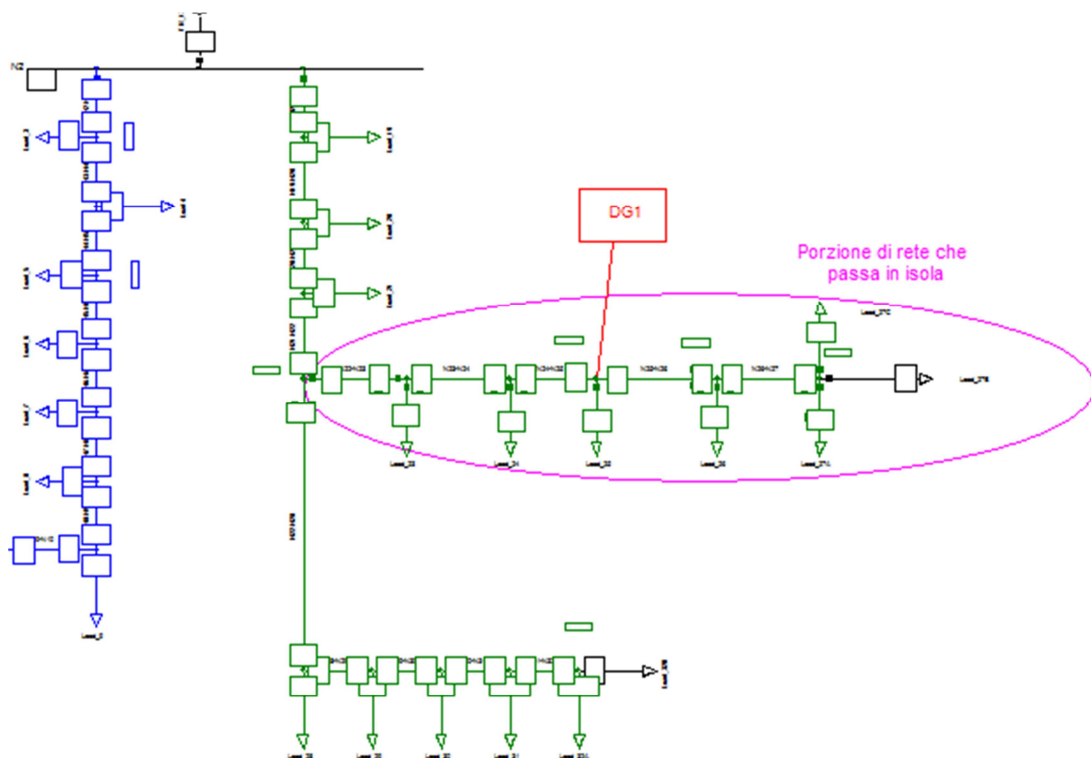


Figura 56. Dettaglio della micro-grid

Prima dell'apertura dell'interruttore, il ramo del feeder 1 che passerà al funzionamento isolato assorbe dalla rete:

	P [MW]	Q [MVar]
Micro-grid	0.27	-1.25

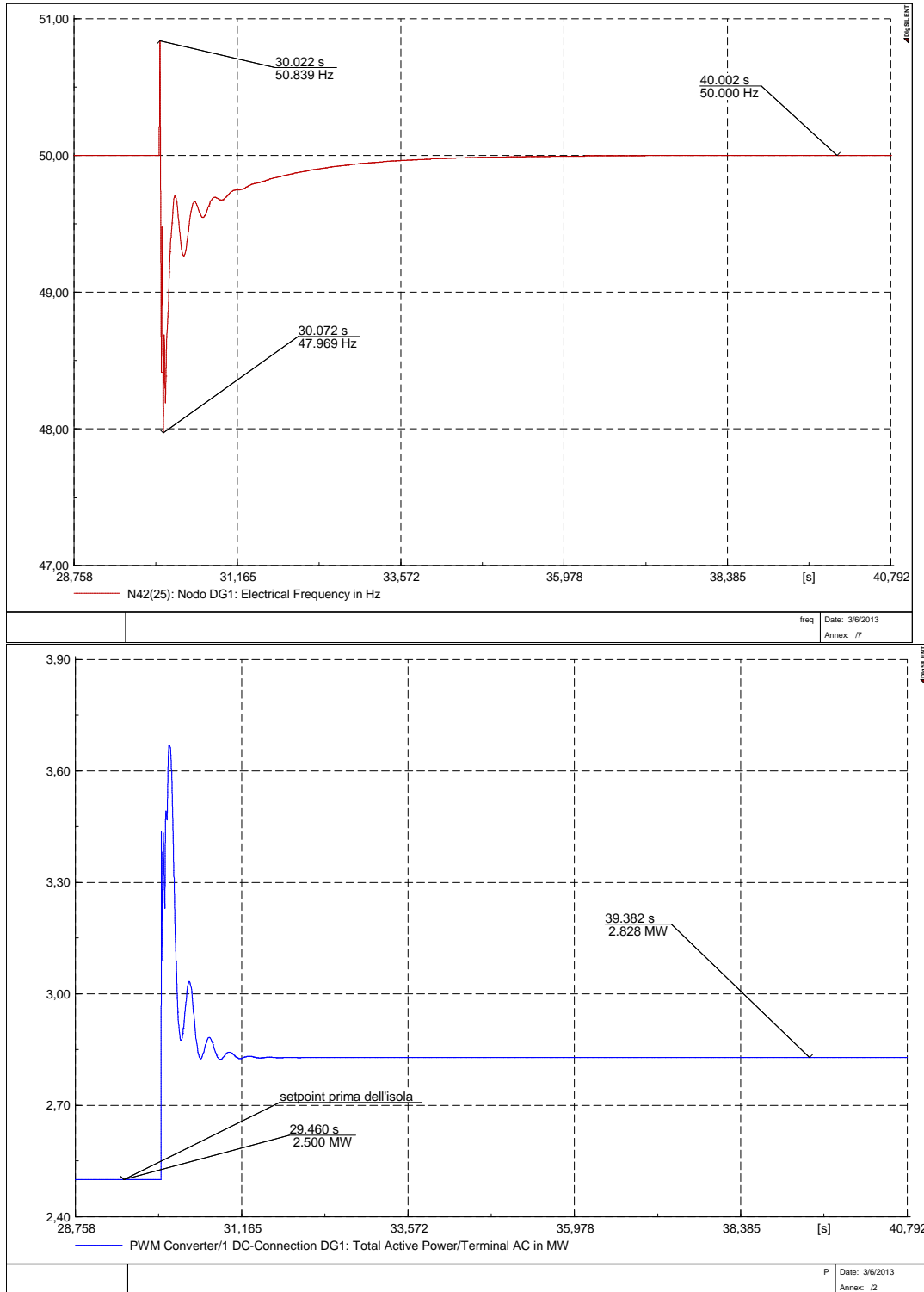


Figura 57. Dinamica della frequenza e della potenza erogata dall'inverter

Le oscillazioni di frequenza conseguenti al distacco dalla rete non eccedono i limiti imposti dalla norma CEI 0-16 per il funzionamento in condizioni di funzionamento in isola intenzionale temporanea; i valori massimi e minimi registrati durante il transitorio sono pari a 50.839 Hz e 47.969 Hz. L'andamento della frequenza mette in evidenza una prima fase in cui si hanno le oscillazioni dovute alla regolazione primaria ed una seconda fase in cui resta solo la regolazione secondaria dato che quest'ultima ha tempi di intervento maggiori della prima.

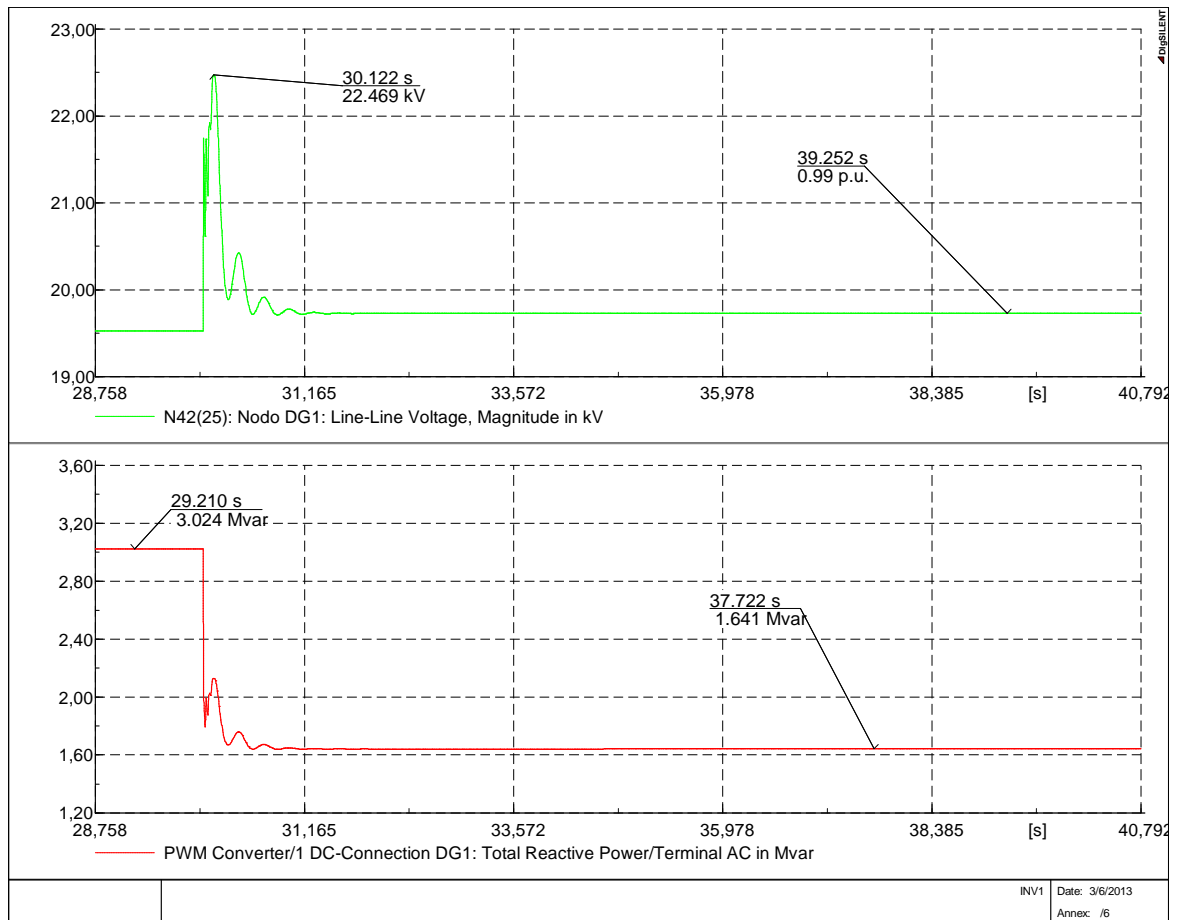


Figura 58. Dinamica della tensione al nodo di allacciamento dell'inverter e della potenza reattiva

La tensione al nodo della unità DG1 subisce una oscillazione notevole a seguito del distacco dalla rete in conseguenza al notevole scambio di potenza reattiva con la rete che si ha nella situazione di parallelo con la rete e che viene a variare bruscamente. La compensazione del fattore di potenza riporta la tensione al nodo a 0.99 p.u. alla fine del transitorio.

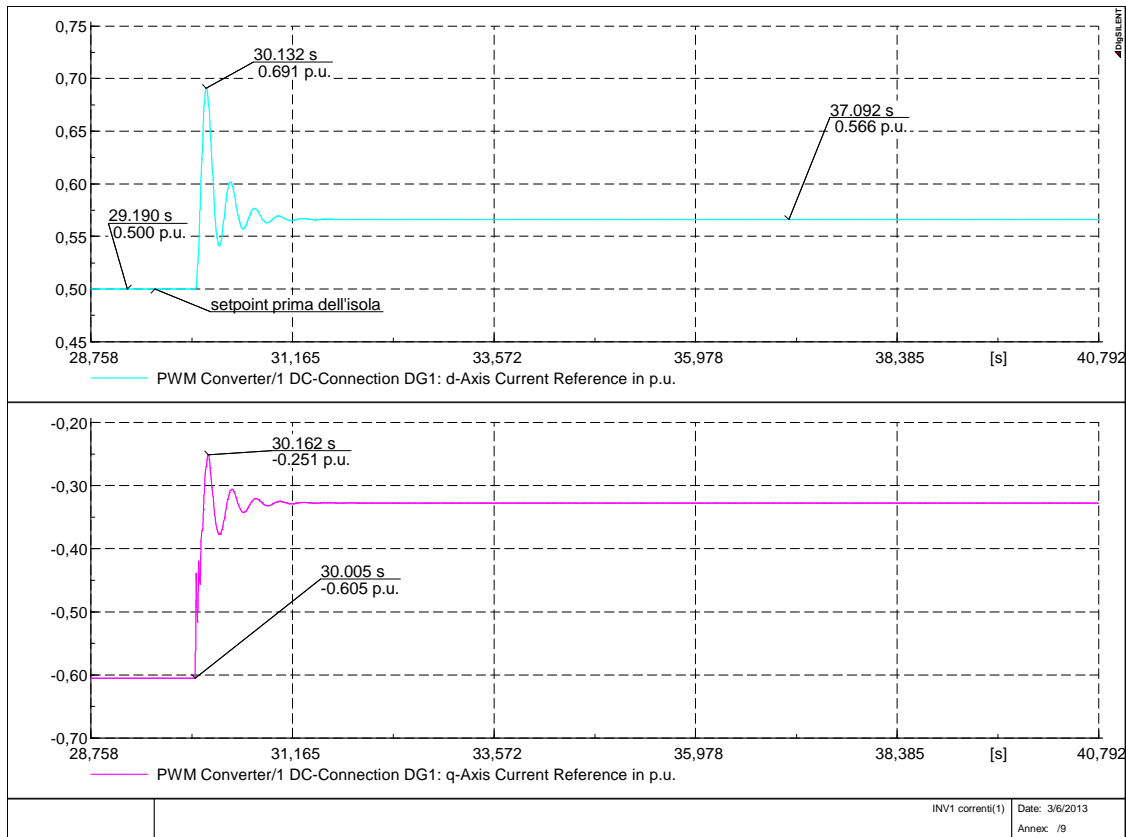


Figura 59. Dinamica delle correnti i_{d_ref} e i_{q_ref}

Caso 2.

In questa simulazione viene mostrata la dinamica dell'inverter nel funzionamento in isola a seguito della disconnessione del carico Load 24.

	P [MW]	Q [MVar]
Load 24	0.18	0.121

L'inverter, mediante il controllo PQ-Vf per il funzionamento in isola effettuerà sia una modulazione della potenza attiva per ristabilire la frequenza nominale che una compensazione del $\cos\phi$ a seguito delle variazioni negli scambi di potenza reattiva.

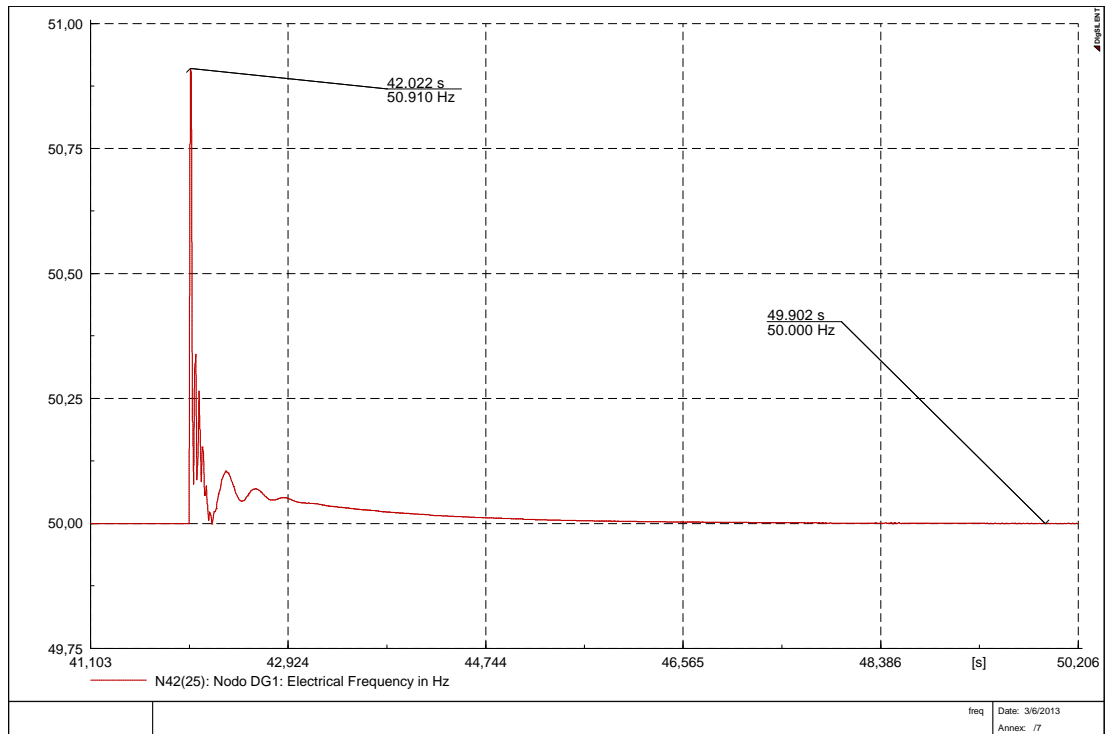


Figura 60. Dinamica della frequenza a seguito del distacco del carico Load 24

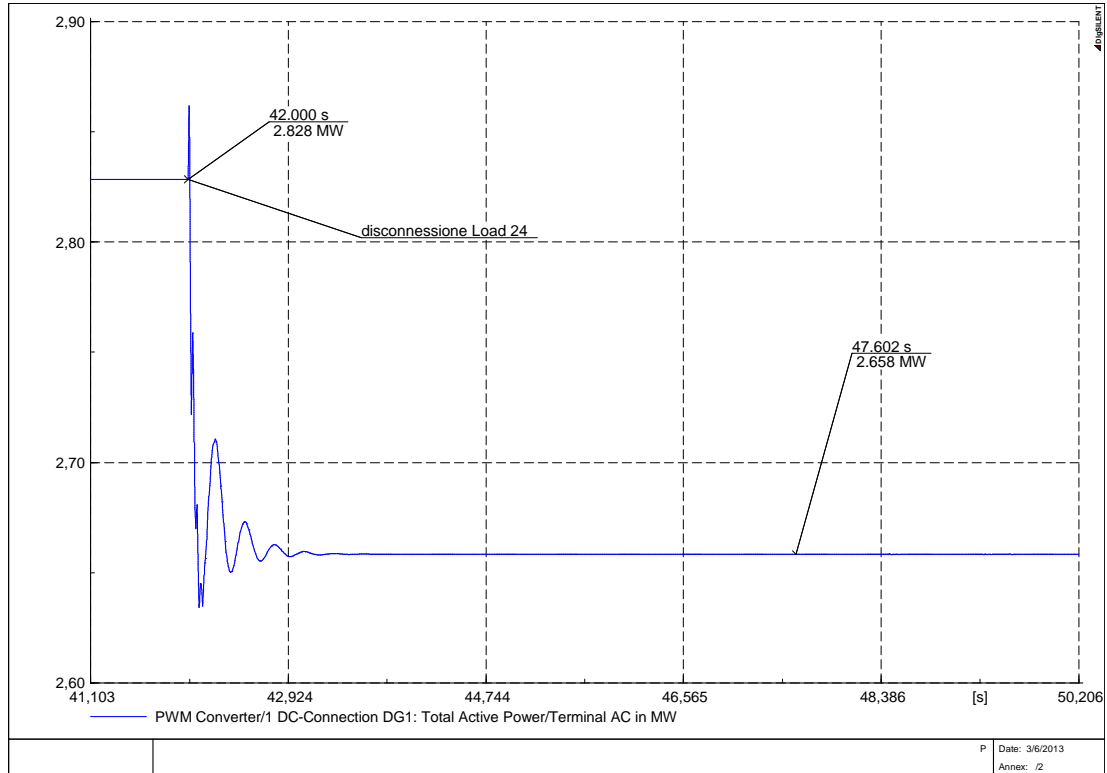


Figura 61. Dinamica della potenza attiva a seguito del distacco del carico Load 24

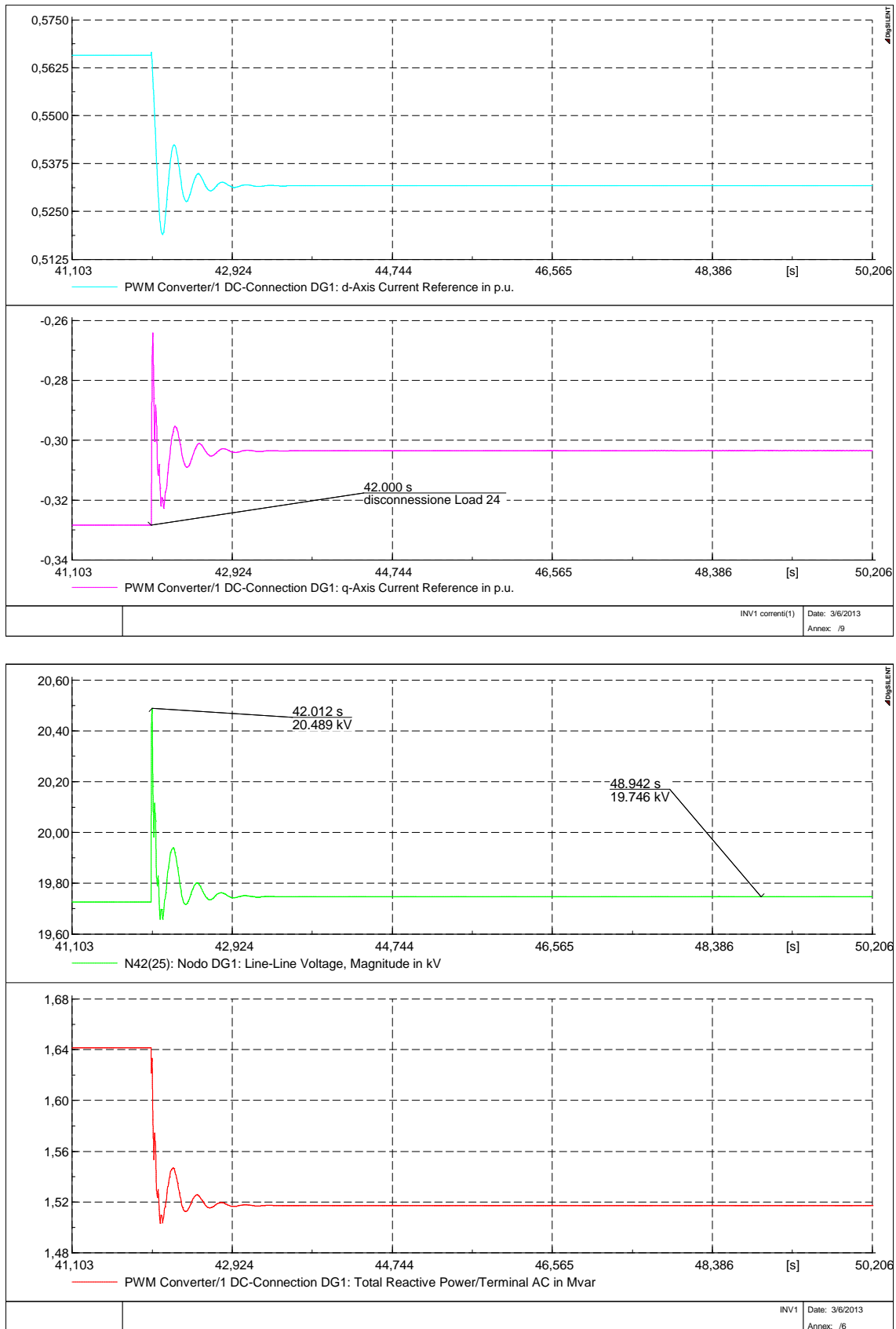


Figura 62. Dinamica delle i_{d_ref} , i_{q_ref} , V e Q a seguito del distacco del carico Load 24

Anche in questa simulazione la dinamica della frequenza mostra una prima fase oscillatoria dovuta alla regolazione primaria ed una seconda fase di ripristino della frequenza nominale in cui resta l'effetto della sola regolazione secondaria; il picco di frequenza raggiunto durante il transitorio è pari a 50.910 Hz.

Nella figura 62 possiamo notare la tensione e la potenza reattiva in seguito al distacco del carico; le oscillazioni della tensione sono modeste e raggiungono un picco massimo di 20489 kV.

Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stato affrontato lo studio di una possibile configurazione di schema di controllo degli inverter di interfaccia per la generazione distribuita. Questo schema garantisce all'inverter la flessibilità di utilizzo necessaria per permettere il controllo separato delle potenze attiva e reattiva ai fini di rendere possibile l'immissione di potenza in rete e l'erogazione dei servizi ancillari che vengono richiesti dalle norme attuali.

Le dinamiche nella regolazione della tensione, quelle a fronte di eventi che possono verificarsi quali la disconnessione di una porzione di rete e la possibilità di far fronte ai limiti di intervento del variatore sotto carico del trasformatore in cabina primaria, hanno dimostrato i vantaggi derivanti dall'utilizzo di questi schemi di controllo applicati alle unità di generazione distribuita le quali, sempre più diffusamente, troveranno spazio nelle reti di distribuzione.

Oltre ciò è stato verificato che, mediante un adeguato controllo dell'inverter, è possibile mantenere in esercizio una porzione di rete nel funzionamento in isola desiderata; questa modalità di funzionamento potrà essere sfruttata in futuro per aumentare la continuità del servizio elettrico.

Alla luce delle verifiche ottenute mediante le simulazioni ed alla luce degli studi effettuati da parte della comunità scientifica si possono riassumere gli aspetti che dovranno essere sviluppati in futuro ed i limiti delle metodiche utilizzate.

Un primo aspetto riguarda l'utilizzo delle caratteristiche statiche droop; essi presentano diversi vantaggi, primo tra tutti, come visto, il fatto che rendano possibile il funzionamento autonomo delle unità di generazione anche senza sistemi di telecomunicazioni. La precisione nel funzionamento è però limitata e gli studi più recenti stanno portando verso la definizione di nuove caratteristiche statiche droop con coefficienti angolari adattativi in funzione del carico.

Un secondo aspetto riguarda il funzionamento in isola; in questo lavoro di tesi è stato dimostrato il suo funzionamento ma occorre implementare nello schema di controllo anche una funzione che permetta alla rete isolata di riconnettersi al resto della rete senza causare perturbazioni.

Un terzo aspetto riguarda la gestione degli schemi di controllo e delle unità di generazione distribuita; nel caso della compensazione del fattore di potenza può essere utile un gestione centralizzata che, sulla base delle grandezze di rete, possa ad esempio variare i setpoint delle tensioni mentre nel caso del passaggio al funzionamento in isola occorrerà stabilire dei criteri nella determinazione delle unità master e di quelle slave oltre che nella definizione delle porzioni di rete che possono effettuare questo servizio.

Bibliografia

- [1] Autorità per l'energia elettrica e il gas, “*Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2010*”, Allegato A.
- [2] Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia in collaborazione con Cesi Ricerca, “*Relazione del progetto commissionato da Autorità per l'energia elettrica e il gas Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*”, Gennaio 2009
- [3] Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia, “*Smart Grid: i primi progetti pilota in Italia*”
- [4] RSE, “*Definizione dei servizi ancillari forniti dalle risorse distribuite di una rete MT attiva. Revisione delle regole di connessione*”, Marzo 2011
- [5] “*European SmartGrids Technology Platform – Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future*”, European Commission, EUR 22040; Bruxelles, Belgium, 2006
- [6] A. Ishchenko, “*Dynamics and stability of distribution networks with dispersed generation*” Ph.D Thesis, Technische Universiteit Eindhoven, 2008
- [7] RSE Ricerca per il Sistema Energetico: “*Accordo di programma con MiSe-Piano annuale di realizzazione 2011 Rev. I*”, Settembre 2011
- [8] CEI Comitato Elettrotecnico Italiano, “*Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*”, Dicembre 2012
- [9] GSE, “*Rapporto statistico 2011 – Impianti a fonti rinnovabili*”, 2011
- [10] Benjamin Kroposki, Christopher Pink, Richard DeBlasio, Holly Thomas, Marcelo Simoes, P.K., “*Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems*”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal 2006
- [11] Huijuan Li, “*Adaptive Voltage Control Methods using Distributed Energy Resources*”, Ph.D Thesis, The University of Tennessee, Knoxville, Dicembre 2010
- [12] RSE Ricerca per il Sistema Energetico: “*La gestione dell'impatto del fotovoltaico e delle altre rinnovabili non programmabili sulle reti – Sistemi di accumulo: tecnologie idonee alla gestione delle FER*”, SolarExpo 11 Maggio 2012
- [13] Cesi Ricerca: “*Stato dell'arte e confronto tecnico economico delle tecnologie di accumulo elettrico. Sviluppo di un sistema con supercapacitori per applicazioni di Power Quality: sperimentazione delle funzioni in ambiente di simulazione*”, Febbraio 2009
- [14] RSE Ricerca per il Sistema Energetico: “*Rapporto di sintesi del Progetto: Ricerche su Reti Attive, Generazione Distribuita e Sistemi di Accumulo - Piano Annuale di Realizzazione 2010*”, Marzo 2011
- [15] Falah Al Hassan, Vladimir L. Lanin: “*Lossless DC-DC Boost converter with high voltage gain for PV technology*” Asian Transactions on Engineering (ATE ISSN: 2221 - 4267) Volume 02 Issue 04, Settembre 2012

- [16] www.sunnyweb.it/Inverters/SolarEdge.aspx
- [17] Ned Mohan, “*First course on Power electronics and drives*”, MNPERE 2003
- [18] Ned Mohan, Tore M. Undeland, William P. Robbins, “*Power Electronics*”, HOEPLI
- [19] Qing-Chang Zhong , Tomas Hornik, “*Control of power inverters in renewable energy and Smart Grid integration*”, Wiley 2013
- [20] Muhammad H. Rashid, “*Power Electronics Handbook*”, Academic Press
- [21] Hannu Laaksonen, Pekka Saari, Risto Komulainen, “*Voltage and frequency control of inverter based weak LV network microgrid*”, IEEE Future Power and Systems International Conference, November 2005, Amsterdam
- [22] Mukul C. Chandorkar, Deepakraj M. Divan, Rambabu Adapa, “*Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems*”, IEEE Transaction on industry application, January 1993
- [23] Soo Hyung Lee, Jung-Wook Park, “*Improvement on stability and islanding detection performances by advanced inverter control of DG*”, IEEE PES Transactions on Power Systems
- [24] G. Martinelli, A. Morini, “*Lezioni di teoria unificata delle macchine elettriche rotanti*”, SGE, Padova, 1992
- [25] Morteza Ariany, Gevorg B. Gharehpetian, “*A hierarchical approach for frequency regulation in islanded inverter-based microgrids*”, IEEE ICSG 2012
- [26] Estefanía Planas, Asier Gil-de-Muro, Jon Andreu, Iñigo Kortabarria , Iñigo Martinez de Alegria, “*General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier
- [27] H. H. Zeineldin, J.L. Kirtley, Jr., “*Micro-grid Operation of Inverter Based Distributed Generation with Voltage and Frequency Dependent Loads*”, IEEE PES Meeting, July 2009
- [28] Paolo Piagi, Robert H. Lasseter, “*Autonomous control of Microgrids*”, IEEE PES Meeting, Montreal, June 2006
- [29] Cesare Fantuzzi, “*Controllori standard PID*”, Dipartimento di Scienze e Metodi per l’Ingegneria, Università di Modena e Reggio Emilia
- [30] CESI Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, “*Rapporto A5053351 – Controllo della rete MT per il funzionamento in isola accidentale o intenzionale*”, Dicembre 2005
- [31] Tine Vandoorn, Lieven Vandevelde, “*Smart Microgrids to aggregate customer participation in a hierarchical control structure*”, Ghent University Department of Electrical Energy, Systems and Automation, ISGT 2011
- [32] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “*Load representation for dynamic performance analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993