

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI
PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



Corso di Laurea in
Ingegneria Elettrica

**ANALISI NEL DOMINIO DEL
TEMPO DEL FUNZIONAMENTO
IN ISOLA INDESIDERATA
DI UNA RETE ELETTRICA**

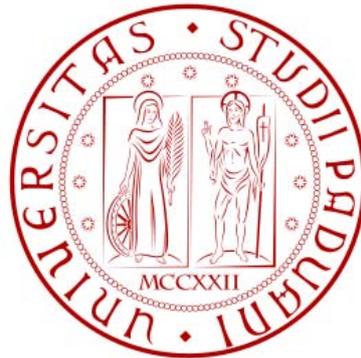
Relatore
Prof. Roberto Turri

Laureando
Zambelli Sandro

Anno Accademico 2012/2013

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



Corso di Laurea in
Ingegneria Elettrica

**ANALISI NEL DOMINIO DEL
TEMPO DEL FUNZIONAMENTO
IN ISOLA INDESIDERATA
DI UNA RETE ELETTRICA**

Relatore
Prof. Roberto Turri

Laureando
Zambelli Sandro

Anno Accademico 2012/2013

Abstract

Nel panorama energetico europeo, si nota una marcata progressione nella diffusione di unità di GD in grado di sfruttare piccole sorgenti di energia primaria sparsa nel territorio. Tali unità sono connesse alle linee di distribuzione e possono rappresentare un valore aggiunto nel garantire agli utenti consumatori una miglior power quality. Infatti, essendo spesso interfacciate tramite convertitori statici, in fuoro potranno esplicitare diversi servizi utili alla rete (sostegno alle tensioni, compensazione delle armoniche, abbattimento del flicker ecc...).

L'ultimo aggiornamento della CEI 0-21 e della CEI 0-16 prevede la partecipazione delle unità di grossa taglia al controllo della tensione di nodo e della frequenza. Non essendo ancora centralizzato e coordinato, un controllo "locale" come quello previsto dall'attuale normativa in vigore, può portare a regimi di funzionamento stabili incontrollati. L'isola indesiderata, cioè una porzione di rete, ne è un chiaro esempio. Quest'ultima si sconnette dal restante sistema, in seguito ad un evento critico e continua a funzionare in modo incontrollato. Perchè ciò avvenga è necessario che all'interno di questa porzione di rete vi sia sufficiente generazione distribuita da bilanciare l'assorbimento dei carichi.

Gli obiettivi di questa tesi sono di studiare le cause per cui si venga a formare un'isola indesiderata e come il transitorio evolva dal regime permanente pre-isola al regime permanente in isola. Lo scopo finale è quello di comprendere se il valore istantaneo, assunto dalle tensione e dalla frequenza durante il transitorio, sia o meno in grado di eccitare le protezioni e di disconnettere le unità di GD.

Il lavoro si è svolto principalmente in ambiente SimPowerSystem e prevedeva in una prima parte la modellizzazione dei componenti: inverter e carico dinamico. Una volta ottenuti tutti i blocchi base è stata modellata una rete test, simmetrica, diramata e in BT, con carichi di diversa tipologia e due inverter di grossa taglia. In seguito, operando opportune tarature dei dispositivi di

controllo, si è giunti alla simulazione finale del transitorio del passaggio in isola.

Ai 130 milioni dibambini
a cui viene negato
un diritto fondamentale
dell'uomo: l'istruzione

Indice

1	Smart grid-microgrid	1
1.1	La generazione distribuita e le microgrid	1
1.1.1	Le logiche di controllo della GD	7
1.2	Il Distribution Management System verso le smart grid	9
2	Reti elettriche in isola	12
2.1	Isola intenzionale o desiderata	12
2.2	Isola indesiderata	14
2.3	Obiettivi	16
2.3.1	Rete Test	17
2.4	La normativa	18
3	Il carico	23
3.1	Il carico dinamico	23
3.2	Simulazioni	29
4	L'inverter	33
4.1	Inverter per fotovoltaico	33
4.2	Controllo e modellizzazione dell'inverter	37
4.2.1	Controllo Vf	37
4.2.2	Controllo PQ	38
5	Isola indesiderata nel dominio frequenza	46
5.1	Flussi di potenza: metodo di calcolo semplificato	46
5.2	Isola indesiderata nel dominio della frequenza	51

<i>INDICE</i>	ii
5.2.1 Il caso semplice di un carico e un generatore	52
5.2.2 Studio della Rete Test	58
6 Isola indesiderata analisi nel domineo del tempo	67
6.1 Soluzioni nel dominio del tempo	67
6.2 Considerazioni sulle soluzioni	68
7 Conclusioni	78
A Allegati	80
Ringraziamenti	98

Elenco delle figure

1.1	Smart grid	2
1.2	Decentralized Energy Resources and MicroGrid	4
2.1	19
2.2	Soglie di intervento dei dispositivi di interfaccia	21
2.3	Curve droop dell'inverter	22
3.1	Modellizzazione del carico	27
3.2	Schermata base del carico dinamico	27
3.3	Stadio di potenza del carico dinamico	27
3.4	Blocco delle misure ed elaborazione del segnale	28
3.5	Blocco di controllo del carico	29
3.6	Andamento delle potenze assorbite da un carico di tipologia residenziale al variare della tensione	30
3.7	Andamento delle potenze assorbite da un carico di tipo resi- denziale	31
3.8	32
4.1	Stadio di potenza dell'inverter in SimPowerSystems	40
4.2	Schema a blocchi dell'inverter	41
4.3	Anello di controllo della corrente	42
4.4	Schema a blocchi del controllo dell'inverter	44
4.5	Controllo PQ dell'inverter in SimPowerSystems	45
5.1	57
5.2	57

5.3	60
6.1	Schema della rete studio in ambiente SPS	69
6.2	Andamento della potenza attiva dell'inverter 5 nel passaggio in isola	70
6.3	Andamento della potenza reattiva dell'inverter 5 nel passaggio in isola	71
6.4	Andamento della tensione al nodo 5 nel passaggio in isola . . .	72
6.5	Andamento della potenza attiva dell'inverter 8 nel passaggio in isola	72
6.6	Andamento della potenza reattiva dell'inverter 8 nel passaggio in isola	73
6.7	Andamento della tensione del nodo 8 nel passaggio in isola . .	73
6.8	Andamento della frequenza nel passaggio in isola	74
6.9	Andamento della tensione al nodo 9 di carico nel passaggio in isola	75
6.10	Andamento del valore istantaneo della tensione di rete ed interna all'inverter nel passaggio in isola	75
6.11	77

Elenco delle tabelle

2.1	Carichi	18
2.2	Linee	18

Abstract

Nel panorama energetico europeo, si nota una marcata progressione nella diffusione di unità di GD in grado di sfruttare piccole sorgenti di energia primaria sparsa nel territorio. Tali unità sono connesse alle linee di distribuzione e possono rappresentare un valore aggiunto nel garantire agli utenti consumatori una miglior power quality. Infatti, essendo spesso interfacciate tramite convertitori statici, in fuoro potranno esplicare diversi servizi utili alla rete (sostegno alle tensioni, compensazione delle armoniche, abbattimento del flicker ecc...).

L'ultimo aggiornamento della CEI 0-21 e della CEI 0-16 prevede la partecipazione delle unità di grossa taglia al controllo della tensione di nodo e della frequenza. Non essendo ancora centralizzato e coordinato, un controllo "locale" come quello previsto dall'attuale normativa in vigore, può portare a regimi di funzionamento stabili incontrollati. L'isola indesiderata, cioè una porzione di rete, ne è un chiaro esempio. Quest'ultima si sconnette dal restante sistema, in seguito ad un evento critico e continua a funzionare in modo incontrollato. Perchè ciò avvenga è necessario che all'interno di questa porzione di rete vi sia sufficiente generazione distribuita da bilanciare l'assorbimento dei carichi.

Gli obiettivi di questa tesi sono di studiare le cause per cui si venga a formare un'isola indesiderata e come il transitorio evolva dal regime permanente pre-isola al regime permanente in isola. Lo scopo finale è quello di comprendere se il valore istantaneo, assunto dalla tensione e dalla frequenza durante il transitorio, sia o meno in grado di eccitare le protezioni e di disconnettere le unità di GD.

Il lavoro si è svolto principalmente in ambiente SimPowerSystem e pre-

vedeva in una prima parte la modellizzazione dei componenti: inverter e carico dinamico. Una volta ottenuti tutti i blocchi base è stata modellata una rete test, simmetrica, diramata e in BT, con carichi di diversa tipologia e due inverter di grossa taglia. In seguito, operando opportune tarature dei dispositivi di controllo, si è giunti alla simulazione finale del transitorio del passaggio in isola.

Capitolo 1

Smart grid-microgrid

1.1 La generazione distribuita e le microgrid

Illustri scienziati di tutto il mondo sono sempre più convinti che il progressivo surriscaldamento globale sia legato unicamente all'emmissione di gas ad effetto serra. Seppur con qualche distinguo, la quasi totalità della comunità scientifica internazionale, ne individua come componente principale la CO_2 di origine antropologica. Si stima che questo graduale ed impercettibile fenomeno stia aumentando sempre più velocemente di intensità e che presto i suoi effetti diveranno molto visibili. C'è già chi lega ai recenti disastri dei tifoni, che hanno distrutto con inaudita violenza ampie zone degli Stati Uniti e dell'Indonesia, lo sconvolgimento climatico in atto. Se questo può essere opinabile, è una cruda realtà che tutti i ghiacciai del mondo sono in progressiva ritirata e che intere regioni prima soggette a permafrost siano ora divenute coltivabili per molti mesi all'anno. Diversi paesi, allarmati dal fenomeno, hanno iniziato con la conferenza di Kyoto (protocollo di Kyoto) e successive, a tentare di limitare l'emissione di CO_2 proveniente in massima parte dall'utilizzo di combustibili fossili. Uno dei settori che in passato ne faceva largo uso, era ed è tuttora, il settore della produzione dell'energia elettrica. Per raggiungere i target ambientali fissati dalle varie conferenze sul clima, l'ultima quella di Rio de Janeiro, ma soprattutto per il continuo aumento del costo di tutti i combustibili fossili, questo settore sta subendo

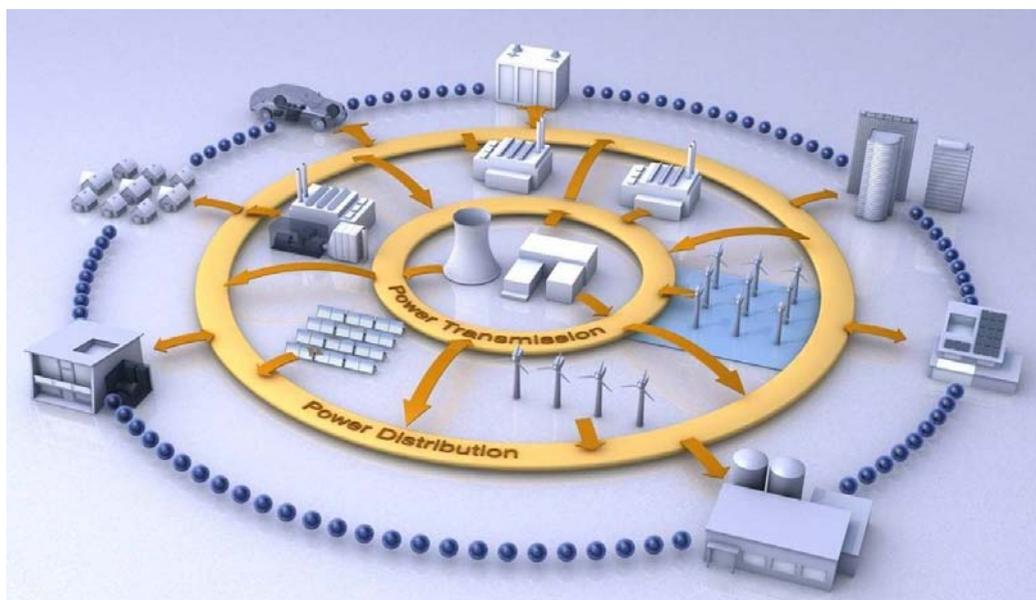


Figura 1.1: Smart grid

un graduale mutamento. Si cerca, oggi, di sfruttare tutte le forme di energia rinnovabile anche di modesta entità sparse sul territorio e quando ciò non è possibile, si cerca di utilizzare il calore di scarto generato dai cicli termici che vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica. Si sta andando verso ciò che appare essere una vera e propria catarsi per la gestione ed il controllo dei sistemi elettrici: la sostituzione di grossi impianti di produzione con una miriade di impianti di microgenerazione; ovvero la sostituzione della generazione centralizzata con la generazione distribuita (GD) allocata in prossimità degli utilizzatori finali.

La liberalizzazione del mercato della produzione, un tempo prerogativa solo di un'unica azienda che operava con logica monopolistica a gestione verticale, ha permesso lo sviluppo di una vasta gamma di tecnologie prodotte su scala industriale che ha reso economicamente vantaggiosa la microproduzione di energia elettrica. Tali tecnologie si possono suddividere in due grandi categorie: quelle adibite allo sfruttamento delle risorse rinnovabili su piccola scala e quelle che realizzano produzione combinata di energia elettrica e termica.

Nella prima categoria rientrano gli impianti fotovoltaici, le turbine eoliche di piccola dimensione, i digestori di biomassa, gli impianti idroelettrici ad acqua fluente che sfruttano piccoli salti di torrenti e canali, fin anche a microgeneratori (qualche kW) in grado di sfruttare la pressione dell'acqua in risalita dal sottosuolo, o le celle a combustibile ad idrogeno qualora esso venga prodotto dalla scissione termica dell'acqua sfruttando impianti a concentrazione solare. Gli impianti di microgenerazione distribuita che sfruttano energia rinnovabile più diffusi, grazie ad una massiccia incentivazione statale, sono quelli fotovoltaici, in grado di arrivare anche a potenze considerevoli (centinaia o migliaia di kW). Nell'altra categoria di impianti che sfruttano come fonte primaria i combustibili fossili si possono annoverare le centrali termiche residenziali (caldaie) in grado di produrre energia elettrica grazie ad un motore stirling e di utilizzare il restante calore per usi di riscaldamento, le microturbine, i generatori a motore alternativo (gruppi elettrogeni) il cui circuito di raffreddamento viene integrato con uno di riscaldamento ambientale e i gruppi di cogenerazione di piccola taglia che utilizzano cicli termici per la generazione di energia elettrica. Tutte queste tecnologie vengono chiamate: *Decentralized Energy Resources (DER)*.

La costante riduzione dei costi dovuta all'aumentare del numero di impianti di microgenerazione prodotti, sommata all'effetto dell'incentivazione pubblica, sta rendendo questo settore uno dei più attraenti per i mercati internazionali, ma anche per i piccoli risparmiatori che oggi investono sempre più su piccole unità in grado di soddisfare il loro fabbisogno. Ciò significa che in futuro aree sempre più circoscritte, conterranno al loro interno unità di generazione in grado di soddisfare il fabbisogno di tutte le utenze presenti e che si comporteranno come una sorta di piccolo sistema elettrico che agirà come una singola unità verso il resto del sistema e verso il mercato elettrico. Addirittura, se si pensa che la GD possa avere una diffusione capillare e molto importante in termini di potenza installata, l'attuale sistema con le sue reti di trasmissione e distribuzione, diverrebbe una sorta di connessione tra un arcipelago di microgrid. Immaginando qualcosa di meno estremo la GD contribuirà comunque a ridurre moltissimo il cammino globale dell'energia dai centri di produzione ai centri di consumo, con beneficio per l'intero sistema;

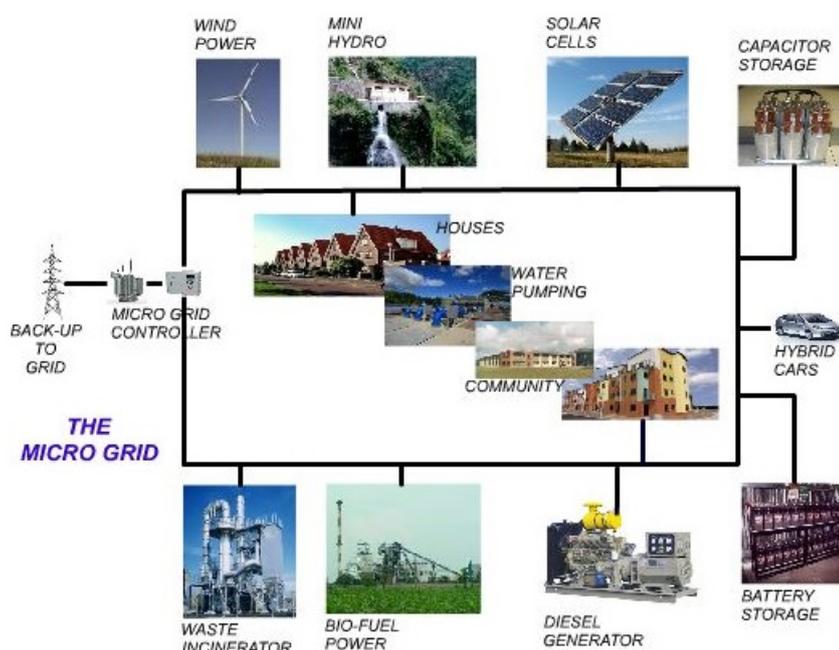


Figura 1.2: Decentralized Energy Resources and MicroGrid

quest'ultimo risulterà notevolmente scaricato evitando così di doverlo ulteriormente espandere per far fronte al crescente consumo di energia elettrica, che anche in periodi di stagnazioni economica, non conosce flessioni degne di nota. Scaricando il sistema, inoltre, si evitano congestioni e si riducono le perdite globali riducendo i costi variabili di esercizio dell'intera rete elettrica con notevole beneficio per i consumatori finali.

Dal punto di vista economico le microgrid e le GD rappresentano un'opportunità di sviluppo di una gestione economica del settore dell'energia basata su leggi di mercato e sulla libera concorrenza, dove piccoli utenti o gruppi di piccoli utenti possono aumentare il loro potere di contrattazione diventando attori attivi nella vendita di energia ma soprattutto di servizi utili alla gestione della rete. Esistono già oggi pacchetti software in grado di valutare molteplici fattori, al fine di ottimizzare la gestione di una MG e di interfacciarla con il mercato elettrico. Un ulteriore vantaggio che la GD offre,

riguarda la qualità del servizio erogato alle utenze, poichè è in grado di agire in modo molto efficace, essendo elettricamente molto vicina. Da questo punto di vista, un ruolo di primo piano appartiene all'elettronica di potenza, che rappresenta spesso il dispositivo di interfaccia con la rete e che rende duttile la sorgente di energia in base alle esigenze momentanee. L'inverter, dunque, potrebbe eseguire compensazione delle armoniche, compensazione degli squilibri tra le fasi, regolazione della tensione di rete e altri servizi di power quality. La GD, per sua natura e per la distribuzione capillare sul territorio, utilizza principalmente le reti di distribuzione di bassa e media tensione; solo sporadicamente, per gradi impianti a biomassa o estesi parchi fotovoltaici, la connessione avviene in alta tensione. Si può affermare che la presenza della GD, ma soprattutto una gestione intelligente (SMART) della stessa e delle microgrid, comporta enormi vantaggi per tutti coloro che utilizzano l'energia elettrica. Il prezzo da pagare è la difficoltà di controllare efficacemente tutto il sistema elettrico, strutturato allo stato attuale, per garantire un servizio ottimale verticale dove l'energia fluisce monodirezionalmente dai livelli di tensione più elevati a quelli a tensione più bassi.

Per rendere operativa, efficace ed intelligente la gestione delle GD, è quindi necessario identificare delle strategie operative di gestione degli impianti di produzione e dei carichi, che devono integrarsi armonicamente per continuare a garantire l'attuale livello di sicurezza del sistema elettrico ed aumentarne l'efficienza, l'elasticità e la sua integrazione con il mercato dell'energia, limitando al minimo i vincoli di tipo tecnico per evitare quanto più possibile le rendite di posizione tra un operatore ed un altro. Si è visto che i maggiori vantaggi economici vengono da azioni coordinate localmente e/o centralmente che tengono conto di molteplici fattori, come la necessità di controllare attivamente le singole unità generatrici ed i carichi. Viceversa la totale anarchia della GD, oltre ad essere sconveniente economicamente, presenterebbe gravi limitazioni alla sua diffusione, in quanto le reti di distribuzione, tipicamente radiali, non sarebbero in grado di sostenerla. Il gestore delle linee di distribuzione (DSO) che generalmente controlla sia le reti in MT che in BT, oltre a gestire tecnicamente la rete in modo sicuro e affidabile, essendo un operatore privato, deve perseguire i propri obiettivi economici. Deve perciò

bilanciare la propria azione per soddisfare esigenze spesso contrastanti come: assicurare la tenuta, la funzionalità e l'efficacia d'azione di tutti i componenti della rete sia in regime permanente che in regime di guasto, rispettare ed operare entro i limiti ambientali imposti nel luogo dove opera, garantire un elevato indice di qualità del servizio a tutte le utenze e adottare nei suoi piani di investimento e di spesa il criterio della massima economicità, basato sull'analisi costi benefici a breve, medio e lungo termine. Come visto in precedenza, la GD può diventare una risorsa per tutti, qualora sia opportunamente controllata. Tuttavia il distributore allo stato dell'arte, dispone ancora di pochi margini di manovra poichè spesso i dispositivi di interfaccia della GD con la rete non interagiscono con lo stesso a causa della mancanza di una piattaforma globale. Il DSO si trova quindi a far fronte a problematiche di varia natura, tra le più importanti vi è la bidirezionalità dei flussi di potenza, che può determinare disfunzioni gravi sul coordinamento delle protezioni e sulle soglie di intervento tarate per il riconoscimento dei guasti e più in generale sull'efficiente utilizzo dei sistemi di protezione. Il problema delle protezioni non è l'unico, poichè una pesante presenza di GD, determina anche incrementi notevoli delle potenze di cortocircuito dei vari nodi della rete di distribuzione ed il conseguente rischio che oltre a far diventare obsoleta la protezione, intesa come controllo, diventi inadeguato anche il relativo interruttore fisico che provvede a separare la rete. Un'ulteriore causa di ansia per i DSO, soprattutto in questo stadio di sviluppo delle smart grid, è la momentanea perdita di controllo di una porzione di rete, che seppur sconnessa dal resto del sistema, trova un punto di lavoro stabile all'interno del range di regolazioni delle protezioni e continua a funzionare in una sorta di regime permanente incontrollato e incontrollabile. Tale fenomeno viene detto isola indesiderata ed è l'argomento di questo lavoro di tesi di laurea (per un approfondimento si veda il capitolo 2). Infine, vi è un altro grosso problema affligge i DSO, che oggi per gestire la rete sono costretti ad operare praticamente 'al buio': le pochissime misure reali di cui dispongono, generalmente tensione e potenze in cabina primaria, costringe loro a stimare tutte le altre per determinare i diagrammi di tensione e calcolare i valori di set-point da fornire al variatore sotto carico. Questa soluzione, valida in passato con reti passive,

non è più applicabile a reti dove la penetrazione di GD è significativa, soprattutto se si tratta di energia da fonte rinnovabile non programmabile. Alla luce di quanto appena detto, imporre un controllo efficiente alle GD, è prima di tutto un'esigenza di tipo tecnico più che un'esigenza di tipo economico.

1.1.1 Le logiche di controllo della GD

Le logiche di controllo sono divisibili in tre macro categorie che agiscono secondo diverse filosofie d'intervento e su tre livelli distinti:

- locale, controllando singoli carichi e singole unità di GD. I controllori vengono detti Microgenerator Controllers (MG) e Load Controllers (LC), entrambi sfruttano l'elettronica di potenza del dispositivo di interfaccia del generatore con la rete, per poter operare un controllo della tensione e della frequenza del nodo della microgrid cui sono allacciati, sia in condizioni di regime transitorio sia in condizione di regime permanente. Un esempio potrebbero essere le curve droop di pilotaggio degli inverter che verranno discusse al capitolo 2.4.
- centralizzato, controllando più unità di GD e di utenti passivi. Viene nominato MicroGrid Central Controller (MGCC) se adibito a controllare più unità concentrate all'interno della stessa area geografica, mentre è chiamato Virtual Power Plant (VPP) se le unità appartengono ad aree geografiche anche molto distanti tra loro. "Un VPP si presenterà al mercato elettrico come un'unica grande unità di produzione/consumo 'tradizionale', in grado di prevedere e garantire il profilo di scambio con il sistema e di fornire servizi ancillari alla rete elettrica. Un VPP non aggrega semplicemente la capacità dei diversi impianti che lo compongono, ma crea anche un profilo operativo della scomposizione dei parametri caratteristici di ogni unità, incorporando vincoli anche non direttamente legati alla produzione di energia elettrica, quanto piuttosto imposti da eventuali processi industriali connessi alla generazione presente nel VPP (per esempio generazione combinata di energia elettrica e termica). In generale si parlerà di Commercial Virtual Power Plant

(CVPP) per aggregati il cui scopo principale è quello di partecipare alle varie sessioni dei mercati dell'energia e dell'MSD e di Technical Virtual Power Plant (TVPP) per aggregati in cui, oltre alle opportunità di mercato di cui sopra, si tengono in considerazione i vincoli operativi di rete, ottenendo così dei piani di produzione/consumo implicitamente rispettosi dei requisiti di esercizio del sistema di distribuzione elettrica.”¹ Sia un VPP che un MGCC assolve al compito di individuare un esercizio ottimo per una parte del sistema elettrico, gestendo in maniera strategica tutte le sue risorse: unità di GD e unità di consumo. Il software che implementa tale logica di controllo permette di valutare molteplici fattori, quali: le previsioni atmosferiche per valutare la probabile curva di generazione del fotovoltaico, gli andamenti del mercato elettrico su cui offrire o comprare energia, la previsione della curva di carico e la programmazione dell'esercizio in modo da massimizzare il guadagno rispettando i vincoli operativi tecnici del sistema elettrico.

- centralizzato, controllando il servizio di dispacciamento. Questa tipologia di controllo fa uso di un software chiamato Distribution Management System (DMS) che è il cuore dell'intero sistema di controllo. Permette di rilevare lo stato della rete attraverso misure, pseudo misure e la conoscenza della stessa, e ne determina la gestione ottimale in termini di servizio elettrico considerando le esigenze della MGCC e del restante sistema. Il DMS raccoglie informazioni riguardanti l'andamento della rete sia di tipo locale, legate alle MC e ai LC che controlla, sia di tipo remoto che rappresentano i segnali di rete provenienti dai livelli più elevati di tensione. Rielabora in tempo reale i segnali in ingresso conoscendo l'architettura della rete di distribuzione, e attraverso un processo di ottimizzazione della gestione delle risorse disponibili, produce dei riferimenti (*set-point*) da inviare a tutti i singoli impianti sotto il suo controllo. Cioè realizza un controllo completamente integrato, dove ogni utente attivo o passivo, gioca un ruolo mutevole e non mar-

¹L. Ambrosi..., *Decentralized Energy Management System: soluzioni per la gestione di Virtual Power Plant e Microgrid*, in "L'Energia Elettrica" numero 3 - volume 90

ginale nella gestione sicura, efficiente ed economicamente conveniente della linea di distribuzione.

1.2 Il Distribution Management System verso le smart grid

La struttura del DMS è articolata in tre parti: State Estimation (SE), Optimal Control (OC) e Control Scheduling (CS).

Lo SE è un algoritmo che deve essere in grado di stimare continuamente lo stato di funzionamento della porzione di rete che il DMS controlla. Far ciò, significa valutare i parametri di rete (tensione frequenza e potenza) ad ogni nodo, ovvero acquisire le loro misure. Tuttavia, poichè le reti di distribuzione non hanno un sistema di misure diffuso e ridondato che possa fornire sempre tali valori in tempo reale, risulta necessario operare affiancando alle misure reali delle misure fittizie o pseudo-misure. Queste saranno ottenute dallo stesso SE, che utilizzando le misure reali e tutte le informazioni riguardanti la rete (topologia, modelli equivalenti e valore dei parametri dei vari componenti), la risolve generando un insieme di valori che approssimano le misure reali. Si può concludere che lo SE, con poche misure in punti strategici della rete (ad esempio in cabina primaria) e conoscendone alla perfezione il modello, è in grado di determinare tutti i valori di tensione e i valori di potenza ad ogni nodo di rete, quindi di stimare uno stato simulato del sistema. Lo SE passa i valori calcolati all'OC, dove inizialmente viene valutato che la rete stia lavorando a regime permanente e stabile e che vengano rispettati tutti i limiti di funzionamento per ogni elemento che la compone. Se tutti i limiti sono rispettati e la rete funziona a regime permanente, l'OP provvede a cercare una strategia di ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse che tiene conto dei limiti tecnici imposti dall'infrastruttura elettrica, ma anche dei vincoli contrattuali stipulati nel mercato dei servizi ancillari. I principali limiti tecnici riguardano i limiti sui valori raggiungibili dalla tensione nei nodi con maggiori criticità della rete e il sovraccarico dei componenti, come trasformatori, linee e dispositivi di protezione. L'OP ha un ruolo puramente

strategico che permette di raggiungere un massimo di efficienza e di sicurezza dei sistemi elettrici anche in presenza di GD. Con il tempo si andrà verso la realizzazione di controllori di tipo OP, affidabili al punto da rendere possibile l'utilizzo della GD di piccola taglia, interfacciata con gli inverter alla rete, come unità di saldo delle potenze: è il caso della gestione in isola desiderata di una microgrid. Per arrivare a questo risultato, tutto il processo realizzato nel DMS deve funzionare in *real time*, e l'ottimizzazione deve avvenire ad intervalli di tempo molto ristretti, cioè ai limiti delle possibilità computazionali di lettura ed elaborazione delle misure fatte sulla rete dall'SE.

I dati ottenuti dall'ottimizzazione dell'OP, vengono resi fruibili per il controllo degli MC, degli LC e di tutti i dispositivi atti a garantire il buon funzionamento della rete dal CS, che trasforma segnali numerici di tipo digitale in segnali analogici di controllo. Si parla di controllo in loco se tali segnali sono inviati attraverso cavi alle varie unità ubicate nello stesso sito fisico del DMS; mentre si parla di controllo da remoto se i segnali di set-point vengono inviati alle varie unità attraverso segnali di tipo GPRS dedicati e ridondati o segnali di tipo equivalente.

Nelle reti del futuro, i principali attori che concorreranno a gestire e garantire il funzionamento sicuro delle reti di distribuzione e la power quality dell'energia veicolata, saranno: quelli storici, come i variatori sotto carico OLTC dei trasformatori AT/MT di cabina primaria, e quelli nuovi, come il controllo dei carichi (gestione intelligente della loro disalimentazione), il controllo della GD in un'ottica di sfruttamento del dispositivo di interfaccia per regolare l'immissione di potenza in base alle necessità, i filtri attivi per la compensazione delle armoniche, i dispositivi elettronici in grado di iniettare potenza reattiva (SVC, FACTS, STATCOM, DCC), i dispositivi in grado di cambiare la topologia di rete al fine di renderne massima la sua efficienza e i dispositivi di *energy storage* particolarmente adatti a sopperire ai black out di breve durata.

In un futuro con forte penetrazione di GD, le esigenze del distributore potrebbero spesso entrare in conflitto con l'interesse economico dei vari proprietari delle GD stesse, interessati a produrre più potenza attiva possibile e per nulla interessati a contribuire e garantire la stabilità della rete di di-

stribuzione. Il DMS dovrà pertanto cercare nel mercato, un acquirente che espliciti le sue esigenze al minor costo possibile, e allo stesso tempo dovrà essere in grado di garantire, nel processo di ottimizzazione delle risorse (OP), la sicurezza e la power quality della parte di rete sotto il suo controllo.

Si può affermare che il DMS giocherà un ruolo chiave nella trasformazione delle reti di distribuzione in una sorta di microsistemi, in grado di funzionare autonomamente non solo dal punto di vista energetico ma anche dal punto di vista della fattibilità tecnica.

Capitolo 2

Reti elettriche in isola

2.1 Isola intenzionale o desiderata

Si parla di funzionamento in isola intenzionale, quando una porzione di rete si sconnette dalla restante e continua a svolgere il suo esercizio in modo regolare e sicuro, continuando cioè, ad alimentare le utenze alla frequenza e alla tensione prossime alla nominale. Garantire questo tipo di servizio, comporta dunque la capacità di mantenere la frequenza e la tensione regolate, a fronte della perdita dell'alimentazione dal livello di tensione superiore e più in generale dalla restante rete elettrica. Persa la rete principale da dove storicamente proveniva tutta la potenza, i carichi devono essere alimentati da fonti di energia presenti all'interno dell'isola stessa. Tale sostentamento viene fornito dalla GD, che dovrà essere connessa alla rete prima che il passaggio in isola avvenga e che deve essere, in termini di potenza disponibile, sufficiente a coprire la richiesta sia dei carichi che delle perdite di rete. In un sistema elettrico, infatti, per poter mantenere un regime permanente ed in particolar modo un regime permanente ad una data frequenza e tensione, è necessario che vi sia esatta equivalenza tra potenze (attive e reattive) prodotte e la somma delle potenze assorbite e perdute nella rete. In termini pratici, significa che almeno una delle unità della GD dovrà essere in grado di erogare potenza in modo variabile, cercando di mantenere fisso il valore di tensione ai suoi morsetti e il valore di frequenza dell'isola; in altri termini

dovrà avere un controllo di tipo V-f come quello discusso al paragrafo 4.2.1. Questo implica, che al momento del passaggio in isola, un segnale di sistema debba commutare uno o più controlli delle unità gestite in PQ in unità gestite con controllo V-f.

Le unità di GD allacciate alle reti di distribuzione sono in genere di taglia medio-piccola (da decine di kW a un paio di MW) e sono interfacciate alla rete in base al tipo di fonte primaria di energia che utilizzano.

In tutte le unità che utilizzano i cicli termici per produrre energia, per esempio le centrali a biomassa, sono associati generatori di tipo sincro caratterizzati da bassa inerzia, elevata resistenza statorica e costanti di tempo limitate, rispetto a quelle dei generatori di grossa taglia dei grandi impianti di produzione allacciati alla rete AT di distribuzione primaria e a quelle in AAT di trasmissione. Proprio per quest'ultimo motivo, pur essendo le macchine sincrone intrinsecamente stabilizzanti per la rete, la loro capacità di reagire prontamente e quindi efficacemente alle variazioni di frequenza, risulta alquanto ridotta. I piccoli impianti idroelettrici e le torri eoliche di piccole dimensioni molto diffusi nel panorama delle GD, utilizzano per lo più macchine asincrone, elementi che tendono a destabilizzare la rete se non interfacciate tramite convertitori statici. Infatti la loro potenza erogata non è controllabile, poichè nella conversione di energia utilizzano un campo indotto dalla rete esterna, e poichè non è possibile controllarne la corrente di rotore. La notevole diffusione del microidroelettrico, specie nelle zone pre-montuose dove ogni piccolo salto viene sfruttato, potrebbe compromettere la possibilità di creare isole desiderate in ampie zone della rete; a meno che tali impianti non siano equipaggiati con dispositivi elettronici in grado di controllarne la potenza erogata come i DFIG e gli SVC. Infine, tutte le unità di GD che non convertono da energia meccanica, utilizzano un inverter come interfaccia con la rete. Oggi tali convertitori hanno raggiunto livelli di prestazioni dinamiche elevatissime e sono in grado di rispondere in modo velocissimo ad una perturbazione di rete, oltre ad implementare qualsiasi tipo di controllo sulla potenza.

Gli ultimi e recenti aggiornamenti delle norme di allacciamento, come si vedrà al capitolo 2.4, impongono una partecipazione al controllo della rete a

tutte le unità di GD. In particolare, viene richiesto che le loro potenze iniettate, attiva e reattiva, siano dipendenti rispettivamente dalla frequenza e dalla tensione; questo è un primo passo per rendere fattibile un'isola. Tuttavia al momento attuale la medesima norma prevede l'installazione di dispositivi *antislanding* o comunque di realizzare accorgimenti tali per cui l'isola non si formi mai. Oggi, di fatto, non è previsto mai alcun tipo di funzionamento in isola.

In un futuro di reti smart avanzate, in cui la distribuzione sarà gestita unicamente da DMS, e in cui ogni utenza sia attiva che passiva sarà gestita da MGCC o da VPP e da MC o da LC, il problema della formazione dell'isola, del suo mantenimento e della sicurezza del sistema, non esisterà più. Ogni attore interfacciato con la rete elettrica sarà, infatti, simultaneamente connesso ad una rete dati e coordinato in *real time* per garantire costantemente un servizio ideale.

2.2 Isola indesiderata

Con isola indesiderata, si intende il medesimo concetto espresso per l'isola intenzionale, con l'unica differenza che non è previsto alcun controllo sul fenomeno che si instaurerà in seguito al transitorio.

La formazione di isole indesiderate, come pure la formazione di isole intenzionali, può avvenire per diverse cause o eventi tra cui i principali:

- separazione di porzioni sane di rete in MT a seguito di un guasto, operazione da espletare in tempi inferiori a quelli di richiusura automatica dell'interruttore (che separa l'isola dalla rete), che va inibito per evitare la richiusura fuori fase nel caso si formi l'isola.
- black out diffuso o locale della rete AT;
- fuori servizio non programmato del trasformatore AT/MT di cabina primaria;
- Manutenzione di porzioni di linee i cui lavori non possono essere eseguiti sotto tensione.

Contrariamente a quanto visto per il caso dell'isola intenzionale, non vi è alcun controllo che tenda a riportare il valore di tensione e frequenza ai valori prossimi a quelli nominali, e tutti i controlli della GD erogano (utilizzando un controllo PQ) il massimo della potenza, rispettando le curve droop previste dall'ultimo aggiornamento della norma.

L'isola indesiderata viene quindi a formarsi e perdura nel tempo, esclusivamente se vi è un buon bilanciamento tra le potenze assorbite, erogate e perdute e se il punto di equilibrio di tali potenze è un punto di equilibrio stabile. Perché questo avvenga, è necessario che sia i carichi che le unità di GD siano dotati di curve dinamiche rispetto ai parametri di rete (tensione e frequenza) locali. In questo modo possono esistere valori di una o più coppia tensioni-frequenza all'interno del range consentito dalla taratura delle protezioni, per cui i generatori erogano (secondo le proprie curve droop) la stessa identica potenza che al medesimo valore di tensione e frequenza viene assorbita dai carichi e dalle perdite. Si può arrivare ad una situazione in cui l'isola si autosostiene e perdura nel tempo sfruttando unicamente la variabilità dei carichi, le curve droop e i controlli PQ della GD.

Molteplici sono le problematiche che un'isola indesiderata e incontrollata crea, tra cui le principali sono le seguenti:

- la sicurezza per i lavoratori delle società elettriche che operano nella distribuzione e che possano rischiare di trovare parti della rete ancora energizzate seppur sconnesse dal resto del sistema;
- il logoramento precoce di alcuni componenti elettrici degli impianti delle varie utenze, a causa delle ampie escursioni raggiunte durante i transitori e il funzionamento continuo a valori molto distanti da quelli nominali;
- la difficoltà a rimettere in servizio la porzione di rete che de-energizzandosi ha provocato l'isola indesiderata. Nel momento in cui si venisse a formare l'isola con tensione e frequenza generalmente diverse, si verrebbe a creare, in caso di richiusura, un parallelo fuori sincronismo e fuori fase con conseguenze catastrofiche per le eventuali macchine rotanti di piccola taglia delle GD.

Questi e molti altri inconvenienti, richiedono di evitare la creazione di isole indesiderate. Tuttavia, al giorno d'oggi, le normali e classiche protezioni di interfaccia della GD e delle reti di distribuzione non sono sufficientemente affidabili a garantire l'impossibilità che un'isola indesiderata venga a formarsi; pertanto si stanno studiando nuove strategie di protezione che traghettino le attuali reti con progressiva penetrazione di GD, verso le reti del futuro dove l'isola non sarà più un problema, bensì un valore aggiunto dell'intero sistema.

Attualmente in Italia è usato il telescatto, utile ad inviare agli impianti di generazione locale il comando di distacco forzato dalla rete di distribuzione, ma con costi di gestione non trascurabili legati agli affitti dei collegamenti telefonici. L'applicazione della comunicazione basata sulle onde convogliate (PLC), prospetta, invece, particolari vantaggi, rendendo questa tecnologia affidabile ed economica. La linea di distribuzione stessa, come veicolo di comunicazione tra i vari punti remoti, consente di definire inequivocabilmente lo stato di isola e di limitare significativamente i costi della comunicazione rispetto al sistema di telescatto.

2.3 Obiettivi

Questo lavoro di tesi è volto a valutare quali siano le condizioni per cui si possa verificare la creazione di un'isola indesiderata e come avvenga il transitorio nel dominio del tempo dal funzionamento a regime permanente pre isola al nuovo regime di funzionamento permanente in isola. Come detto al paragrafo precedente, l'isola indesiderata è un fenomeno che si cerca di evitare in ogni modo; a tal fine, oggi, si sta pensando di porre opportune protezioni *anti-islanding* (come discusso in precedenza), in tutte le reti con presenza massiccia di GD equiparabile in termini di potenza a quella di tutti gli utenti passivi. Tuttavia, essendosi verificati diversi casi di formazione di isole indesiderate, che perdurano anche per diversi secondi su reti di bassa e media tensione, si è proceduto allo studio nel dominio del tempo del passaggio in isola di una porzione di rete. Ciò allo scopo di valutare se le attuali e classiche protezioni utilizzate per l'interfaccia della GD, siano in grado di distinguere l'effettiva formazione di un'isola indesiderata, da un transitorio

legato ad altri fenomeni che provengono dalle rete AT. In tal caso, ci si è interrogati sul motivo per cui in molti casi le protezioni non siano intervenute.

Come si è visto al paragrafo precedente, finora ci si è affidati a segnali di telescatto che disconnettessero le unità di GD di potenza elevate, mentre per le unità di taglia più piccola, tipicamente rappresentate dal fotovoltaico allacciato in BT, ci si è affidati all'intervento delle protezioni di tensione e frequenza con soglie molto stringenti. L'ultimo aggiornamento delle norme di allacciamento, però, ha previsto, come si vedrà al capitolo 2.4, che ogni unità di GD contribuisca alla power quality della rete operando su di un range di valori locali di tensione e frequenza ampi. Questo significa che se avviene un reale passaggio in isola di una porzione di rete dove è presente GD, il cui controllo rispetta l'ultima normativa, e se il transitorio non fa variare con ampiezze elevate i valori di tensione e frequenza, le protezioni non interverranno e interpreteranno il transitorio percepito come transitorio avvenuto in AT, non sconnettendo l'unità dalla rete. Risulta quindi fondamentale valutare l'andamento temporale del valore istantaneo delle grandezze dei nodi dove è allacciata la GD, obiettivo centrale di questa tesi. Il problema della creazione e del mantenimento dell'isola indesiderata, non è mai esistito in passato in quanto la potenza della GD è sempre stata molto inferiore della potenza assorbita dai carichi. Oggi sta diventando un problema soprattutto per piccole porzioni di rete invase dal fotovoltaico e finché non si entrerà completamente nell'era delle "smart grid", in cui ogni dispositivo che si interfaccia alla rete comunica allo stesso tempo in modo attivo con tutti gli altri attraverso una rete dati, diverrà sempre più un rischio a cui le reti in BT ed MT andranno incontro. 3474298206 filippo, 3472733024 thomas

2.3.1 Rete Test

Lo studio è stato condotto su di una rete suburbana, trifase, equilibrata e diramata in BT. Essa viene alimentata da una cabina secondaria tramite trasformatore MT/BT al nodo 1. Ad essa sono allacciati carichi di diversa natura che presentano assorbimenti di potenza in funzione dei parametri di rete del nodo cui sono allacciati (descritti al capitolo 3) e inverter che

nodo	Pot. attiva nom. [kW]	Pot. reattiva nom. [kVar]	tipologia
3	30	4.2	Resid.
4	20	2	Agric.
7	180	30	Indust.
9	20	2.8	Resid.
10	90	9	Indust.
11	40	5.6	Resid.
12	30	3	Agric.

Tabella 2.1: Carichi

nodo di partenza	2	3	5	1	1	10	1	6	6	6
nodo di arrivo	3	4	2	2	10	11	6	7	8	9
resistenza/km	0.249	0.249	0.081	0.081	0.162	0.249	0.162	0.162	0.249	0.249
reattanza/km	0.098	0.098	0.046	0.046	0.092	0.098	0.092	0.092	0.098	0.098
capacità/km	0.35	0.35	0.39	0.39	0.39	0.35	0.39	0.39	0.35	0.35
lunghezza	0.12	0.2	0.06	0.1	0.25	0.2	0.15	0.1	0.05	0.2
sezione	95	95	2x150	2x150	150	95	150	150	95	95

Tabella 2.2: Linee

iniettano potenza prodotta da fotovoltaico allacciati al nodo 5 e 8 (descritti al capitolo 4). Il grafico di Figura 2.1 rappresenta lo schema unifilare della rete considerata. In tabella 2.1 vengono riportati i valori delle potenze assorbite dai carichi dei vari nodi ed infine in tabella 2.2 i valori dei parametri delle varie linee che compongono la rete di Figura 2.1.

2.4 La normativa

Non essendo obiettivo di questo lavoro di tesi trattare la normativa riguardante le regole tecniche di connessione delle utenze attive e passive, se ne riassumono per sommi capi e in forma tabellare e grafica alcuni aspetti funzionali a questo studio. Si rimanda, invece, per una consultazione più precisa

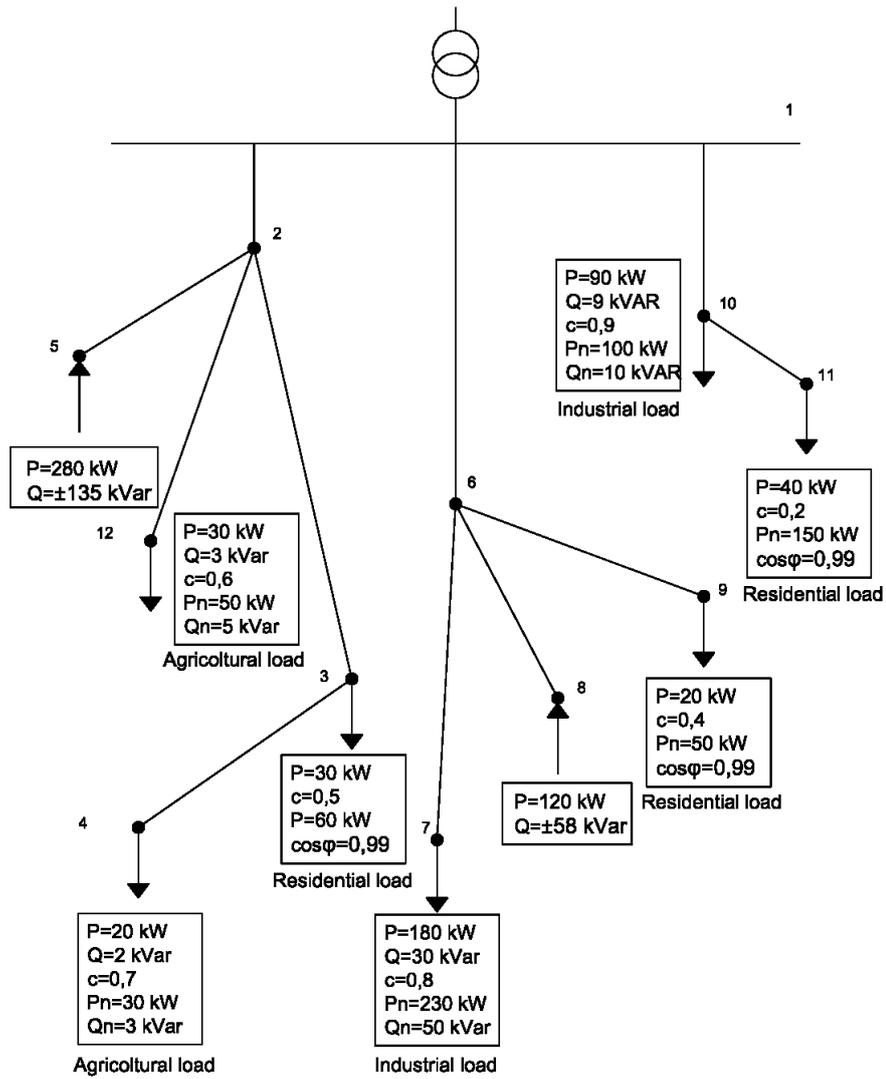


Figura 2.1:

alla sezione allegati, dove verranno riportati alcuni estratti di norma ed in particolare dell'allegato A70 e delle norme CEI 0-21 e CEI 0-16.

Le tarature minime per i dispositivi di interfaccia per GD imposte dal distributore sono riassunte in Figura 2.2.

Gli ultimi aggiornamenti della 0-16 e della 0-21 richiedono che la GD contribuisca a mantenere livelli elevati di power quality. Essa deve partecipare al sostentamento dei transitori di sottofrequenza, pertanto il sistema di protezione generale dovrà attivare la soglia di minima frequenza restrittiva ma non disconnettere l'unità, fintanto che il valore della frequenza non scenda al di sotto dei 47.5 Hz per garantire l'immissione della massima potenza attiva in rete anche durante il transitorio.

Per quanto riguarda i transitori di sovralfrequenza il valore della potenza nominale deve rimanere costante fino all'intervento della protezione di massima frequenza restrittiva (50.3 Hz), dopo di che il valore di potenza immessa dovrà modulare con un grado di statismo pari al 3% fino al valore di sconnessione della GD a 51.5 Hz. 2.3

La normativa prevede inoltre, che la GD regoli la potenza reattiva immessa rispetto alla tensione del nodo a cui è connessa, come si può vedere dalla funzione del grafico. E' utile fare un'ulteriore precisazione per quanto riguarda i valori massimo e minimo di potenza reattiva assorbita. Tali valori sono nulli per unità di generazione di potenza fino a 6 kW connesse in BT, sono invece pari a 0.4843 volte il valore nominale della potenza attiva per le unità di GD connesse alle reti BT e MT con potenze comprese tra 6 e 400kW, le GD di taglia superiore devono erogare valore di potenza reattiva pari a quello di potenza attiva. La Figura 2.3 rappresenta le curva droop potenza attiva-frequenza e la curva droop potenza reattiva-tensione, appena discusse per l'inveter connesso al nodo 8.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento	Tempo di apertura DDI
Massima tensione (59.S1), basata su calcolo valore efficace su 10 min. CEI EN 61000-4-30, par. 4.4-classe A)	1.10 Vn	vedi paragrafo 8.8.8.8.1	Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s
Massima tensione (59.S2)	1.20 Vn	0.20 s	0.27 s
Minima tensione (27.S1)***	0.85 Vn	1.5 s	1.57 s
Minima tensione (27.S2)**	0.4/0.3 Vn	0.20 s	0.27 s
Massima frequenza (81>.S1)-soglia restrittiva	50.3 Hz	0.1 s	0.17 s
Minima frequenza (81<.S1)-soglia restrittiva	49.7 Hz	0.10 s	0.17 s
Massima frequenza (81>.S2)-soglia permissiva	51.5 Hz	1.0 s	1.07 s
Minima frequenza (81<.S2)-soglia permissiva	47.5 Hz	4.0 s	4.07 s
Massima tensione residua (59 V0)	5% Vm	25 s	25.07 s
Massima tensione sequenza diretta (59 V1)	15% Vn/En		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Vn/En		
** Nel caso di generatori rotanti convenzionali, il valore può essere innalzato a 0.7 Vn. *** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici.			

Figura 2.2: Soglie di intervento dei dispositivi di interfaccia

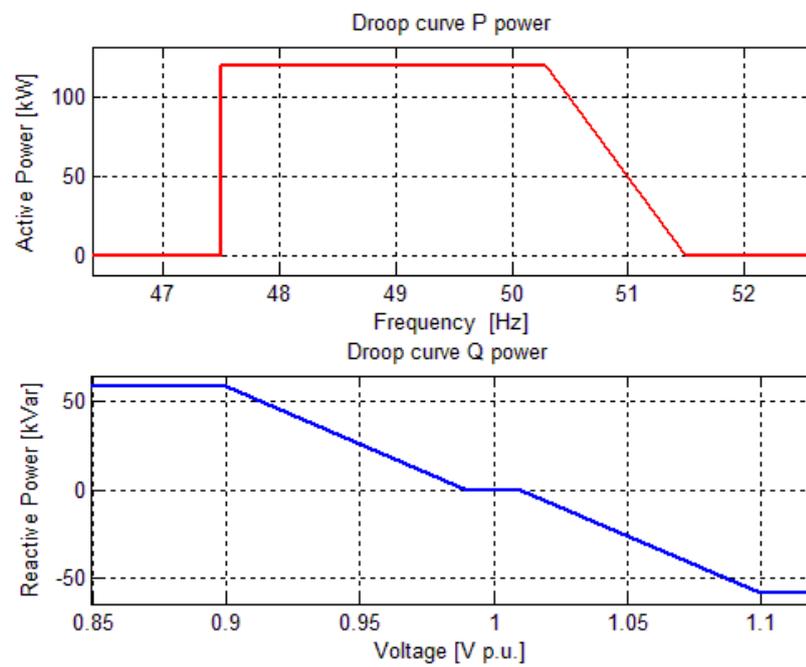


Figura 2.3: Curve droop dell'inverter

Capitolo 3

Il carico

3.1 Il carico dinamico

Nel gergo impiantistico viene definito carico elettrico una qualsiasi apparecchiatura che nel suo funzionamento assorbe potenza elettrica per convertirla in altre forme di energia. Dal punto di vista elettrico un carico è modellizzato come un insieme di parametri: resistenza, induttanza e capacità variamente e opportunamente interconnessi tra loro. Tali parametri sono legati ad aspetti fisico-geometrici dell'apparecchiatura ovvero dalla sua forma dal suo funzionamento e dal materiale da cui è composta. Essi sono generalmente tempo-varianti e dipendenti da condizioni al contorno quali temperatura, umidità, densità dell'aria ecc.; tuttavia tali variazioni, temperatura a parte, sono dal punto di vista impiantistico assolutamente trascurabili trattandosi di alcuni permille. La temperatura, invece, ha effetti considerabili e talvolta molto marcati nel caso di apparecchiature atte a convertire l'energia elettrica in energia termica quali ad esempio i forni a resistenza, ciononostante anche tale variazione non viene considerata poichè nel modello elettrico equivalente dal punto di vista impiantistico l'apparecchiatura si ritiene già a regime termico. Le variazioni temporali dei parametri di induttanza e capacità sono, invece, completamente trascurabili fatta salva una particolare classe di apparecchiature industriali quali i forni ad arco in grado di introdurre variazioni molto significative e rapide dell'induttanza tali da provocare fluttuazioni di

tensione percepibili attraverso l'effetto flicker delle lampade a incandescenza.

Ogni carico elettrico è quindi rappresentabile attraverso un'impedenza-ammettenza equivalente che tiene conto dei parametri elettrici del modello equivalente e delle loro connessioni, ovvero un bipolo nel caso di sistema monofase o un tripolo-quadrupolo nel caso di sistema trifase con connessioni a stella o a triangolo delle tre impedenze equivalenti di fase. Ogni carico assorbe quindi una potenza dalla rete variabile in base alla frequenza e alla tensione del nodo a cui è allacciato e in base ai valori dei parametri del suo circuito equivalente come mostra la seguente formula:

$$Nload = VnodoI^* = Vnodo \frac{Vnodo^*}{Z^*} = \frac{Vnodo^2}{Z^*} = \frac{Vnodo^2}{(R + jX)^*}$$

Tale comportamento spesso viene definito risposta dinamica del carico alle variazioni di tensione e frequenza.

In un impianto, ad esempio di un'abitazione, vi sono più carichi connessi di diversa natura essendo molteplici le apparecchiature e i dispositivi elettrici presenti, ciò equivale a dire comportamenti diversi anche in termini di assorbimento di potenza attiva e reattiva dalla rete da carico a carico.

E' chiaro che se lo scopo è quello di studiare il funzionamento, com'è obbiettivo di questo lavoro, di un sistema più ampio non è più possibile considerare ogni singolo carico connesso alla rete, per ragioni di semplicità e per ragioni di appesantimento computazionale, infatti ad ogni carico corrisponderebbe un nodo e, come sarà discusso in seguito, la relativa equazione da calcolare.

L'unica soluzione per rendere agevole lo studio è analizzare il sistema non considerando più i singoli carichi ma bensì il loro comportamento nel loro insieme, ovvero individuare per ogni tipologia di utilizzo dell'energia, ad esempio: uso residenziale, uso industriale, uso agricolo, una equazione che esprima la potenza attiva e reattiva assorbita dal carico rispetto alla potenza nominale, al variare della tensione e della frequenza del nodo di allacciamento. Una possibile funzione sufficientemente realistica è la seguente:

$$P_{ass} = P_n \left(\frac{V_{nodo}}{V_n} \right)^{K_{vp}} \left(1 + K_{fp} \left(\frac{f - f_n}{f_n} \right) \right) \left(\frac{1 + sT_{p1}}{1 + sT_{p2}} \right) \quad (3.1)$$

$$Q_{ass} = Q_n \left(\frac{V_{nodo}}{V_n} \right)^{K_{vq}} \left(1 + K_{fq} \left(\frac{f - f_n}{f_n} \right) \right) \left(\frac{1 + sT_{q1}}{1 + sT_{q2}} \right) \quad (3.2)$$

$$N_{ass} = P_{ass} + jQ_{ass}$$

dove :

P_{ass}, Q_{ass} : potenza attiva e reattiva assorbite dal carico

V_{nodo}, f : tensione e frequenza all'istante t al nodo di connessione

P_n, Q_n : potenza attiva e reattiva assorbite alla tensione e frequenza nominale

V_n, f_n : tensione e frequenza nominali

$K_{vp}, K_{fp}, K_{vq}, K_{fq}$: coefficienti dipendenti dalla tipologia di carico

$T_{p1}, T_{p2}, T_{q1}, T_{q2}$: costanti di tempo che definiscono il comportamento dinamico

Se si analizzano le due equazioni precedenti si nota immediatamente che il carico non viene più modellizzato come un n-polo con parametri elettrici fissati, nel rispetto di quanto considerato precedentemente, bensì come un n-polo che si presenta come una black-box che assorbe una data e momentanea potenza attiva e reattiva. Si è cioè in una situazione in cui, dal punto di vista elettrico, nell'n-polo deve fluire una corrente di modulo e fase definiti I_{def} in modo che sia verificata la seguente:

$$V_{nodo} I_{def}^* = P_{ass}(f, V_{nodo}) + jQ_{ass}(f, V_{nodo})$$

Il carico dovrà quindi essere modellizzato attraverso un generatore ideale di corrente sinusoidale controllato dalla tensione di nodo e dalla frequenza, Fig3.1. Riprodurre tale comportamento significa, in ambiente SimPowerSystems, creare un modello articolato in tre blocchi concatenati:

-Lo stadio di potenza formato da un sistema trifase connesso a stella con due generatori di corrente pilotati posti ad forzare le due correnti di linea, definendone così anche la terza, da due punti di misura della tensione concatenata utilizzati dal controllo e da un carico trifase anch'esso connesso a stella. La Figura 3.3 rappresenta in modo emblematico quanto detto.

-Il blocco delle misure ed elaborazione del segnale, Fig3.4, dove attraverso un PhaseLoopLock(PLL) viene estratto il valore di frequenza al nodo di interfaccia del carico con la rete e mediante trasformata di Park i valori delle tensioni V_d , V_q in quadratura rispetto ad un sistema sincrono rotante. Dai valori V_d e V_q viene estratta la componente principale del segnale e quindi composta in un numero complesso che rappresenterà su un piano reale-immaginario il fasore della tensione che insiste sul carico, ovviamente il fasore così ottenuto ora avrà pulsazione proporzionale alla frequenza rilevata dal PLL. In questo blocco si rielabora anche il segnale proveniente dal blocco di controllo; infatti, attraverso l'antitrasformata di Park ottenuta sempre nel "domineo" della frequenza rilevata, il segnale di corrente, nel sistema di riferimento sincrono proveniente dal controllo, viene reso fruibile al pilotaggio del generatore di corrente, il quale riproduce un segnale nel domineo del tempo puro in una grandzza fisica (all'interno della simulazione) anch'essa nel domineo del tempo.

-Il blocco di controllo, rappresentato in Fig3.5, implementa l'equazione del tipo 3.1 e 3.2, impostata in ogni carico nella schermata base di Fig3.2. Al suo interno introduce anche un polo e uno zero che permettono di realizzare una banda passante sul valore di potenza assorbita e un ulteriore controllo che permette di trasformare il carico dinamico, in un carico ad impedenza costante qualora la tensione scenda sotto un prefissato valore V_{rif} . Il blocco, una volta valutati tutti questi aspetti, produce un segnale di corrente come numero complesso utilizzando il segnale di tensione proveniente dal blocco misure, quindi lo invia allo stesso.

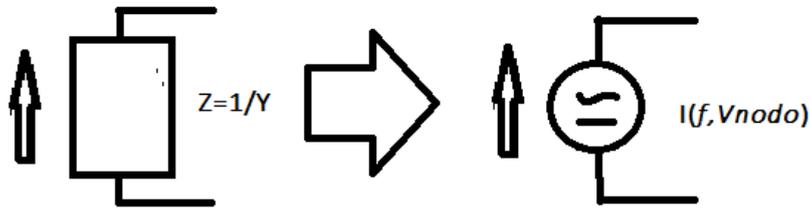


Figura 3.1: Modellizzazione del carico

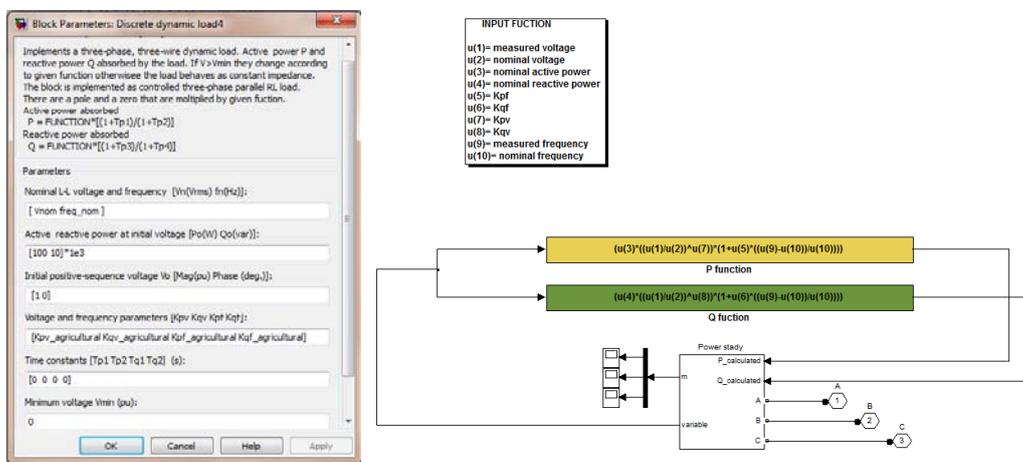


Figura 3.2: Schermata base del carico dinamico

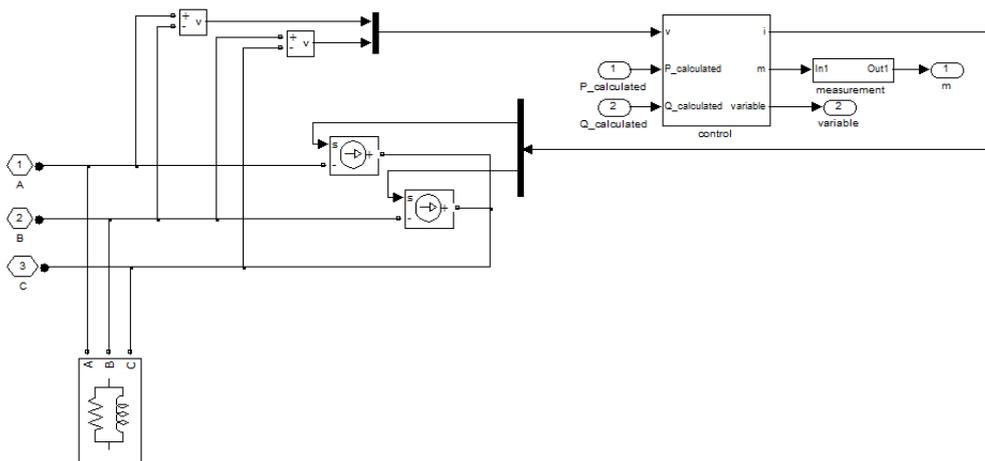


Figura 3.3: Stadio di potenza del carico dinamico

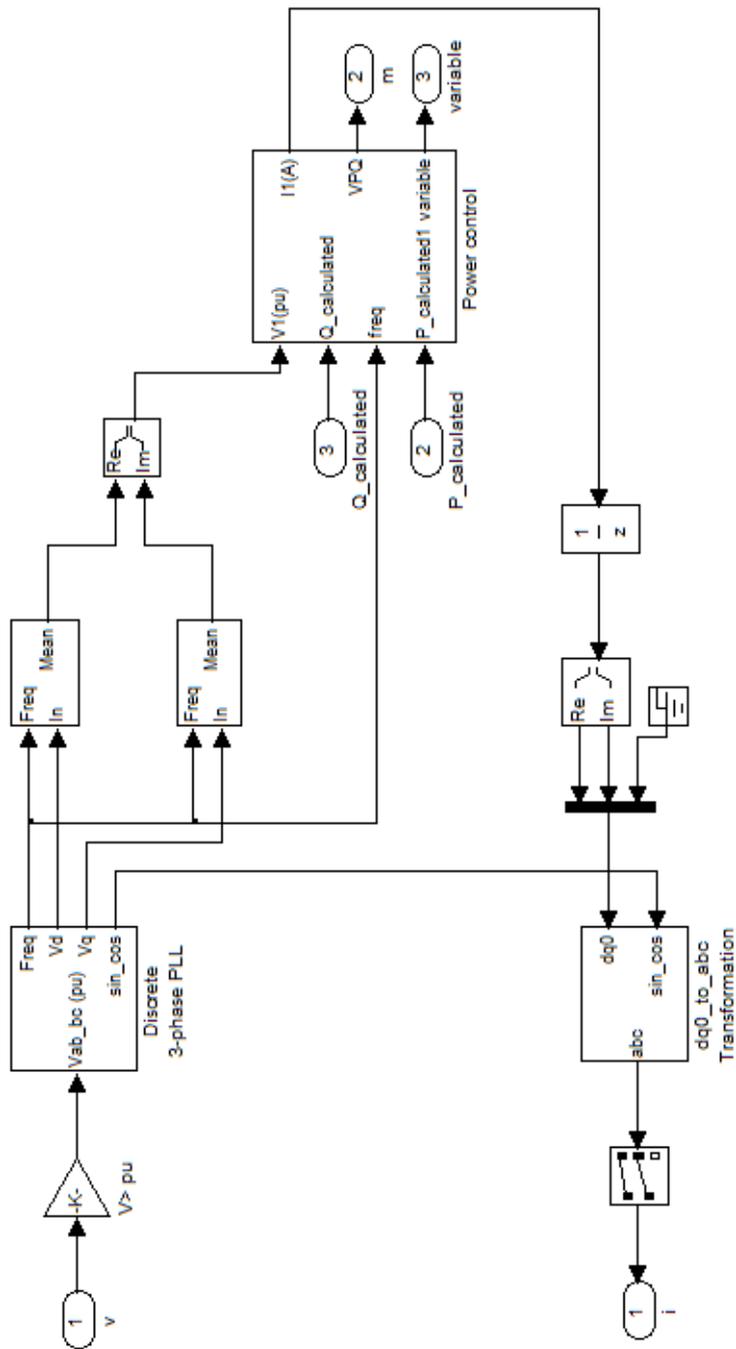


Figura 3.4: Blocco delle misure ed elaborazione del segnale

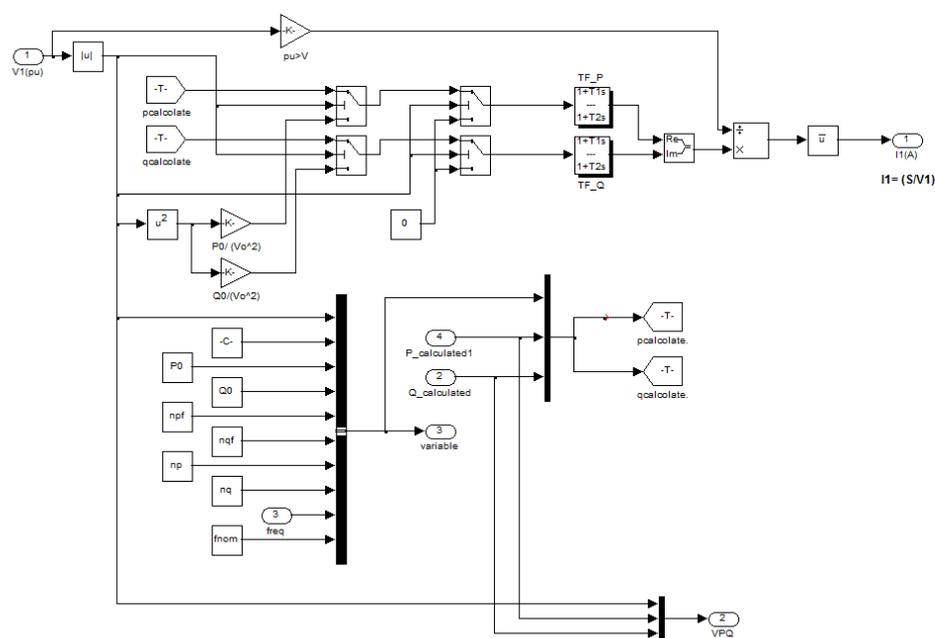


Figura 3.5: Blocco di controllo del carico

3.2 Simulazioni

Nel paragrafo precedente si sono illustrati vari blocchi e la necessità di modellizzare il carico come un generatore ideale di corrente, ragion per cui può sembrare un controsenso la presenza nello stadio di potenza di un blocco rappresentante un carico. Questa soluzione si è resa necessaria per trasformare il generatore ideale di corrente pilotato in un generatore normale di corrente pilotato, premessa fondamentale per integrare l'intero blocco con la rete; poichè viceversa, porre in serie un carico con un modello equivalente di un linea sarebbe risultato impossibile, in quanto equivarebbe a connettere in serie un generatore di corrente e un'induttanza. La soluzione utilizzata, pertanto, opera attribuendo al carico "statico" la potenza nominale dell'intero carico dinamico e affidando al controllo e ai generatori di corrente la compensazione necessaria a rendere il carico dinamico, nel suo insieme, un tripolo che assorbe potenza secondo la 3.1 e 3.2.

Studi di sistema hanno individuato diversi coefficienti da attribuire alla

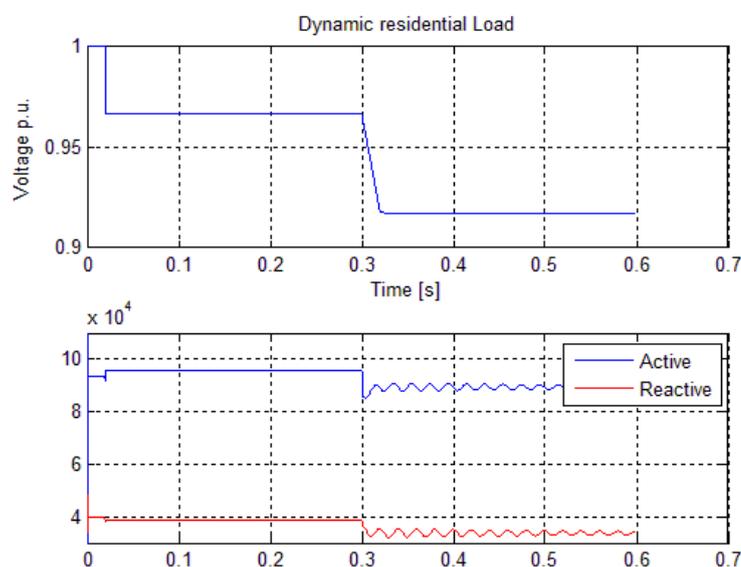


Figura 3.6: Andamento delle potenze assorbite da un carico di tipologia residenziale al variare della tensione

3.1 e alla 3.2 che permettono di rappresentare abbastanza realisticamente la risposta dinamica alle variazioni di tensione e di frequenza di un insieme di carichi appartenenti ad una data tipologia. La tabella seguente ne riporta i valori.

Type	Kvp	Kfp	Kvq	Kfq
Agricultural	1.4	5.6	1.4	4.2
Industrial	0.1	2.6	0.6	1.6
Residential	1.3	0.8	2.7	-2.2

In Figura 3.6 è rappresentato, nel dominio del tempo, l'andamento delle potenze assorbite dal carico dinamico al variare della tensione al nodo di connessione e considerando la frequenza pari al suo valore nominale; si nota come la variazione sia della medesima entità sia per la potenza attiva che reattiva, visti gli eguali valori dei coefficienti di tensione.

Tale rappresentazione non dà un'idea globale delle potenze assorbite dal carico rispetto a valori diversi di frequenza e tensione rilevati al nodo; infor-

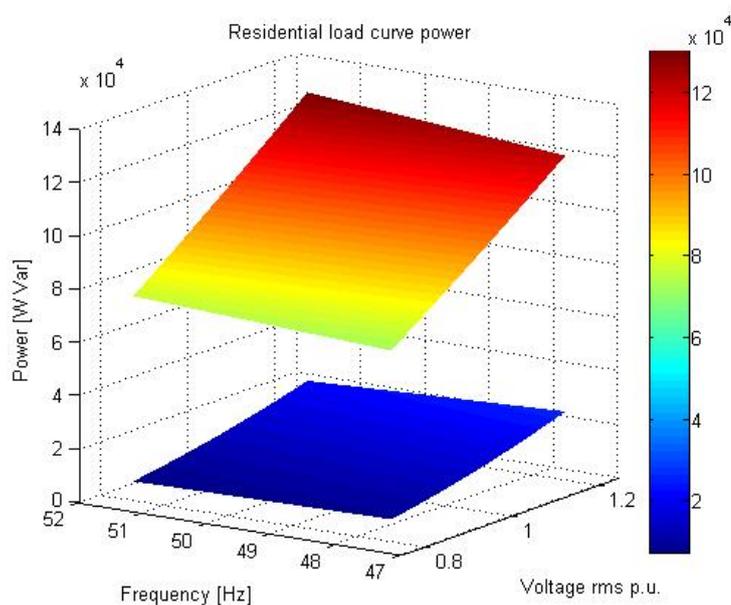


Figura 3.7: Andamento delle potenze assorbite da un carico di tipo residenziale

mazione, quest'ultima, interessante soprattutto negli intervalli di frequenza e tensione previsti dalla norma per il funzionamento degli inverter. Essendo P_{ass} e Q_{ass} funzioni sia di v che di f , l'unico modo per rappresentare i valori delle potenze assorbite, per ogni coppia di variabili, è di utilizzare un grafico tridimensionale come quello di Figura 3.7 dove, però, la lettura dei valori delle potenze risulta particolarmente ostica. Al fine ottenere una visione grafica più chiara degli andamenti delle potenze ed una lettura più agevole dei valori assunti, si può procedere ad una parametrizzazione di una variabile come viene fatto in Figura 3.8.

Ogni carico, quindi, delimiterà, nello spazio v - f - P, Q , una sorta di prisma in cui una delle basi è formata da una specie di lenzuolo, significativo della tipologia a cui il carico stesso appartiene.

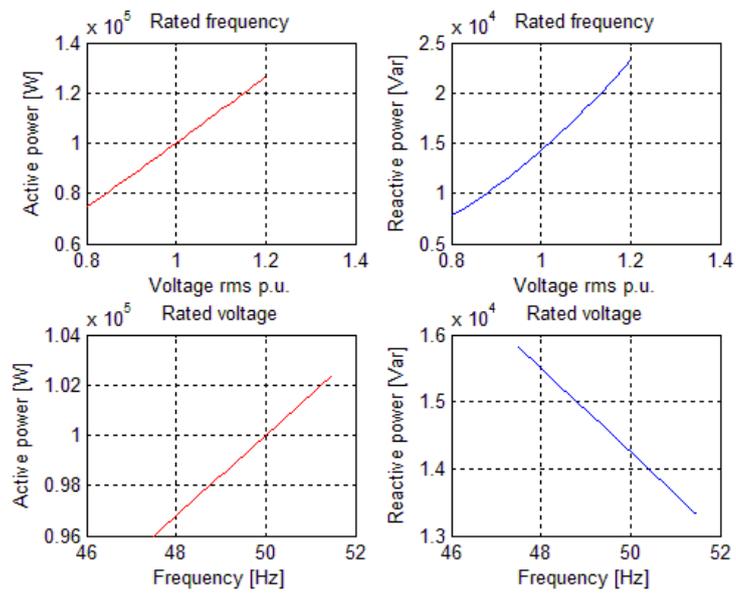


Figura 3.8:

Capitolo 4

L'inverter

4.1 Inverter per fotovoltaico

I convertitori sono dispositivi in grado di controllare in modo attivo o passivo, il fluire della potenza elettrica dal loro ingresso alla loro uscita ed imporre i parametri (tensione, corrente, frequenza e fase) nel modo più adeguato possibile alla finalità di utilizzo dell'energia. Un convertitore è formato da interruttori allo stato solido che, opportunamente aperti o chiusi, realizzano la conversione; essi vengono pilotati o da il segnale d'ingresso/uscita del convertitore, nel caso in cui il convertitore sia definito passivo, ad esempio un ponte a diodi, o da una logica di controllo realizzata attraverso circuiti integrati o microprocessori nel caso in cui il convertitore sia attivo.

Una macro distinzione tra i convertitori viene fatta rispetto alla frequenza delle grandezze in ingresso ed in uscita: convertitori dc-dc detti boost, ac-dc detti raddrizzatori, ac-ac e dc-ac detti inverter. E' chiaro che, nell'ambito del nostro studio, è interessante approfondire il funzionamento di quest'ultimo ed in particolar modo le caratteristiche richieste per il suo utilizzo nel campo fotovoltaico.

Un modulo, una stringa o più in generale un intero impianto fotovoltaico genera energia elettrica come corrente e tensione continua, entrambe dipendenti dalle condizioni di irraggiamento e in modo meno marcato anche dalla temperatura ambiente; il valore di massima potenza erogata, quindi, seguirà

conseguentemente tali variazioni. Al fine di massimizzare il prelievo sarà necessario far lavorare il modulo sempre ai massimi valori di tensione e corrente e ciò si traduce, essendo il suo comportamento equiparabile ad un generatore di corrente, nel caricarlo su di un carico fittizio calibrato.

La ricerca del punto di massima potenza, che equivale a cercare il valore da imporre al carico fittizio, può essere realizzata con diverse tecniche che sono alla base dell'algoritmo che la effettua. Tale algoritmo viene nominato Maximun Power Point Tracker (MPPT) ed è una componente essenziale di un inverter dedicato alla conversione fotovoltaica che non prevede immagazzinamento di energia, in quanto minori sono gli errori di valutazione maggiore sarà il rapporto produzione-producibilità e di conseguenza il beneficio economico.

Una tecnica molto utilizzata è la P&O ovvero Perturb and Observe, che consiste nell'introdurre volontariamente una variazione di modesta entità al valore del carico fittizio ad intervalli di tempo regolari e osservare se la nuova coppia di valori di tensione e correnti permettano o meno di prelevare più potenza dal modulo. Questa tecnica, seppur concettualmente molto semplice e molto accurata (errore molto modesto rispetto al valore ottimale), presenta problematiche qualora i valori di tensione e di corrente subiscano repentine e ampie variazioni, come può accadere con l'oscurazione del sole da parte di una nuvola. Si è notato, infatti, la potenza assorbita si riduce a zero molto rapidamente.

Un'altra tecnica spesso utilizzata, non soggetta ai problemi della precedente, è quella del metodo Constant Voltage (CV). Si tratta di una tecnica che impone una tensione di lavoro nel lato dc dell'inverter su di un dato carico per far passare il massimo della corrente generata dal modulo. Ogni qualvolta vi sia disponibilità di potenza il riferimento viene, quindi, traslato verso valori maggiori, viceversa se la potenza disponibile cala. Questa tecnica garantisce un buon funzionamento dove l'altra falliva, infatti si può pensare di non far scendere il riferimento di tensione al di sotto di un certo livello in modo da garantire una minima circolazione di corrente. Inoltre permette di inseguire più agevolmente grandi variazioni non operando, come la precedente, per piccoli "passi". Il prezzo da pagare è la minore precisione, ragion per

cui si è giunti a tecniche ibride che utilizzano "localmente" la tecnica P&O e più macroscopicamente la CV.

Degna di nota per la sua precisione, ma poco apprezzata perchè poco stabile, almeno nella sua versione "pura", è la tecnica denominata Incremental Conductance (IC) che valutando la derivata della potenza fatta rispetto alla tensione, modifica il valore del carico fittizio per mantenere massimo il prelievo di energia, vale a dire mantenere nullo il valore della derivata della potenza.

L'MPPT risulta essere un prerequisito fondamentale di qualsiasi inverter destinato a interfacciare il fotovoltaico con la rete ed è spesso oggetto di contesa e discussione poichè si vorrebbe che fosse in grado di inseguire, con il minor errore possibile, il punto di massima potenza sia per piccole variazioni che per elevate variazioni della potenza prodotta; ma soprattutto, alla luce delle recenti modifiche introdotte dalla norma, diviene un tassello fondamentale per implementare il controllo della regolazione di frequenza.

In un modello elettrico, un impianto fotovoltaico è rappresentabile da un generatore di corrente connesso in parallelo al carico fittizio realizzato dall'inverter, ovvero da una sorta di generatore normale di corrente a cui è associabile il relativo generatore normale di tensione. Quest'ultimo si può immaginare come l'ingresso virtuale dell'inverter, siamo cioè nella condizione di utilizzare un classico inverter di tipo VSI (Voltage Source Inverter) che preleva energia da una sorgente di tensione dc e la restituisce in ac.

I VSI possono essere generalmente suddivisi in tre categorie: VSI a onda quadra in cui viene controllata la tensione d'ingresso per controllarne quella in uscita e in cui gli interruttori dell'inverter controllano solo la frequenza, i VSI monofasi con cancellazione della tensione in cui è possibile determinare ampiezza e frequenza dell'uscita pur avendo un ingresso costante ed interruttori non controllati con impulsi modulabili, e i VSI a larghezza di impulso, meglio conosciuti come inverter a PWM, che sono in grado di convertire una qualsiasi tensione di ingresso costante in una in uscita con ampiezza e frequenza fissate.

La tecnica PWM consiste nel confrontare un segnale detto di controllo o modulante, copia o uguale a quello desiderato in uscita, con un segnale trian-

golare alla frequenza di commutazione con lo scopo di generare il comando di apertura degli interruttori del ponte. Il segnale di controllo sarà, quindi, caratterizzato da un'ampiezza e una frequenza che prendono il nome di tensione e frequenza modulanti; la tensione e la frequenza, invece, associate all'onda triangolare prendono il nome di tensioni e frequenza portanti. Infine il rapporto tra l'ampiezza della modulante e l'ampiezza della triangolare ed il rapporto tra la frequenza della portante e la frequenza della modulante, vengono denominati rispettivamente rapporto di modulazione d'ampiezza m_a e di frequenza m_f .

Ogni singola fase in uscita dall'inverter, detta ramo, è composta da due interruttori comandati che funzionano sempre in modalità OneOn-OneOff e che connettono la stessa al nodo con potenziale più elevato della sorgente dc quando il valore istantaneo della modulante è maggiore di quello della portante e, viceversa, la connettono al nodo a potenziale più basso quando tale valore è minore.

La tensione in uscita sarà quindi composta da un treno di impulsi di durata variabile e di ampiezza pari alla tensione lato dc dell'inverter che corrispondono alla tensione sinusoidale desiderata con sommate diverse armoniche. L'ampiezza della fondamentale è proporzionale al valore della tensione nel lato dc e al rapporto di modulazione delle ampiezze ed il suo andamento risulta lineare rispetto a tale rapporto, almeno finché il suo valore non raggiunga il valore uno cioè quando l'ampiezza della modulante coincide con quella della portante.

Il continuo commutare degli interruttori, genera oltre alla fondamentale, tutta una serie di armoniche di ampiezza e distribuzione in frequenza dipendenti principalmente dai valori dei due rapporti. Infatti si nota che, se m_a è inferiore ad uno, le armoniche contenute sono rappresentate da valori distribuiti in ordini nell'intorno dei valori di ordine multiplo di m_f ed in particolare, quando il valore di m_f è dispari ed intero, tutte le armoniche di ordine pari scompaiono. Qualora m_a superasse il valore unitario, vi è la comparsa di armoniche con frequenze molto più prossime alla fondamentale, ragion per cui a tutti gli inverter di potenza viene chiesto di lavorare in zona lineare. A tutti gli inverter, inoltre, è sempre associato un filtro che permette

di limitare ancor più la trasmissione delle armoniche al carico o alla rete a cui è connesso.

La PWM, visti gli innumerevoli vantaggi in termini di controllo della tensione di uscita, è considerata la tecnica principe di controllo degli inverter di potenza per il servizio in rete.

Riassumendo, si può affermare, che oggi, ad inverter per applicazioni fotovoltaiche la cui funzione principale è quella di iniettare potenza in rete, viene richiesto di avere un algoritmo di controllo in grado di restare il più "attaccato" possibile al MPP, di sincronizzarsi con la rete, di rilevare eventuali guasti (autodiagnosi), di ricevere elaborare e utilizzare i segnali provenienti dalla rete, soprattutto in visione di una gestione smart della stessa, e ovviamente di implementare le curve droop di reattiva-tensione e attiva-potenza previste dalla norma già discussa precedentemente. Per quanto riguarda lo stadio di potenza viene richiesto che l'inverter sia in grado di lavorare in uno qualsiasi dei quattro quadranti di un piano PQ e che venga individuata la frequenza di commutazione ideale per ottenere il miglior compromesso tra il limitare la presenza di armoniche "vicine" alla frequenza fondamentale e il contenere il più possibile le perdite di commutazione. Si cerca, cioè, di ottenere in uscita una forma d'onda il più sinusoidale possibile, che permetta di estrarre la massima potenza possibile dall'impianto fotovoltaico in accordo con le curve droop.

4.2 Controllo e modellizzazione dell'inverter

4.2.1 Controllo Vf

Il controllo "Vf", generalmente utilizzato sulle grandi centrali di produzione per operare regolazione primaria e secondaria di frequenza e tensione, trova applicazione anche negli inverter realizzati per la modalità stand-alone; un esempio potrebbero essere i gruppi di continuità statici UPS o i fotovoltaici con accumulo o ancora gli inverter che forniscono energia fruibile a piccole imbarcazioni ecc., tutti i casi in cui, cioè, si è sconnessi dalla rete e si preleva energia da una sorgente dc per alimentare un carico in ac.

Nel funzionamento in isola desiderata, per mantenere i parametri di rete quanto più prossimi a quelli nominali, almeno uno dei generatori deve essere in grado di effettuare la regolazione di frequenza e di tensione in modulo e fase, al fine di garantire un riferimento per tutti gli altri. Il controllo preleva la misura di tensione e la misura di frequenza del nodo attraverso un PLL a cui è connesso l'inverter, le due misure vengono confrontate con due riferimenti imposti. Le differenze tra grandezze omologhe misurate ed imposte, prendono il nome di: errore di tensione ed errore di frequenza. Tale errore, a seconda del suo segno, viene ridotto progressivamente dall'azione dell'inverter che provvederà a incrementare o diminuire la potenza attiva e reattiva erogate secondo le seguenti leggi:

$$P = P^* - m_p(f - f^*) - ki_p\left(\frac{1 + t_p s}{s}\right)(f^* - f)$$

$$V = V^* - m_q(Q - Q^*)$$

dove:

P^* e Q^* sono le potenza di riferimento.

V^* e f^* sono la frequenza e la tensione nominale di riferimento e la frequenza e la tensione al nodo di connessione.

m_p m_q ki_p t_p sono i valori delle curve droop e i valori delle costanti del PI.

4.2.2 Controllo PQ

Il controllo "PQ" permette di pilotare un inverter in modo che trasferisca dalla sorgente in continua a quella in alternata una data potenza, attiva e reattiva, indipendentemente dai valori di tensione e corrente presenti al nodo cui è allacciato. I valori di P e Q da erogare, a loro volta, possono essere fissi ed impostati manualmente o possono dipendere da logiche di controllo locali o remote. La quasi totalità degli inverter nati per lavorare in parallelo con la rete e nelle applicazioni per fotovoltaico utilizza questo tipo di controllo e, visto lo scopo di questo lavoro in cui tale controllo assume un ruolo da prota-

gonista, si vuole dare una descrizione più dettagliata del suo funzionamento e della modellizzazione implementata in ambiente `simpowersystems`.

Per rendere più agevole la comprensione si può immaginare di suddividere il modello in tre parti:

- Lo stadio di potenza
- Presetting dei valori di potenza attiva e reattiva
- Elaborazione del segnale di controllo degli interruttori o equivalenti

Lo stadio di potenza è stato modellizzato come un sistema trifase di generatori di tensione connessi a stella, con centro stella a terra, e pilotati con il segnale proveniente dal controllo dell'inverter; ad essi è posta in serie l'induttanza di filtro che li connette alla rete come si può facilmente vedere dalla Figura 4.1. Ovviamente un generatore di tensione non riproduce la forma d'onda che verrebbe originata da un ponte a interruttori, poichè crea una tensione perfettamente sinusoidale di ampiezza e frequenza desiderate, priva di tutte le armoniche ad elevata frequenza caratteristiche della commutazione. Nel nostro studio, teso a individuare effetti macroscopici sulla rete e considerando che gli ordini delle armoniche trascurate sono generalmente molto elevati, si può affermare che sostituire un ponte a diodi con i generatori pilotati non determina alcun effetto degno di nota sul risultato finale.

Per quanto riguarda il settaggio della potenza, esso non risulta più fisso come un tempo, bensì funzione delle frequenza e della tensione in accordo con le curve droop previste dalla norma. Le misure di tensione e frequenza necessarie a valutare tali curve, vengono fatte al morsetto di interconnessione con la rete per quanto riguarda la tensione, e utilizzando il PLL interno al controllo dell'inverter per quanto riguarda la frequenza. In ambiente di simulazione il settaggio delle potenze è stato, inoltre, utilizzato anche come una sorta di interruttore dell'inverter (settaggio pari a zero uguale interruttore aperto), ciò per evitare di dover implementare un ulteriore blocco di controllo per realizzare il sincronismo con la rete che avrebbe determinato solo un

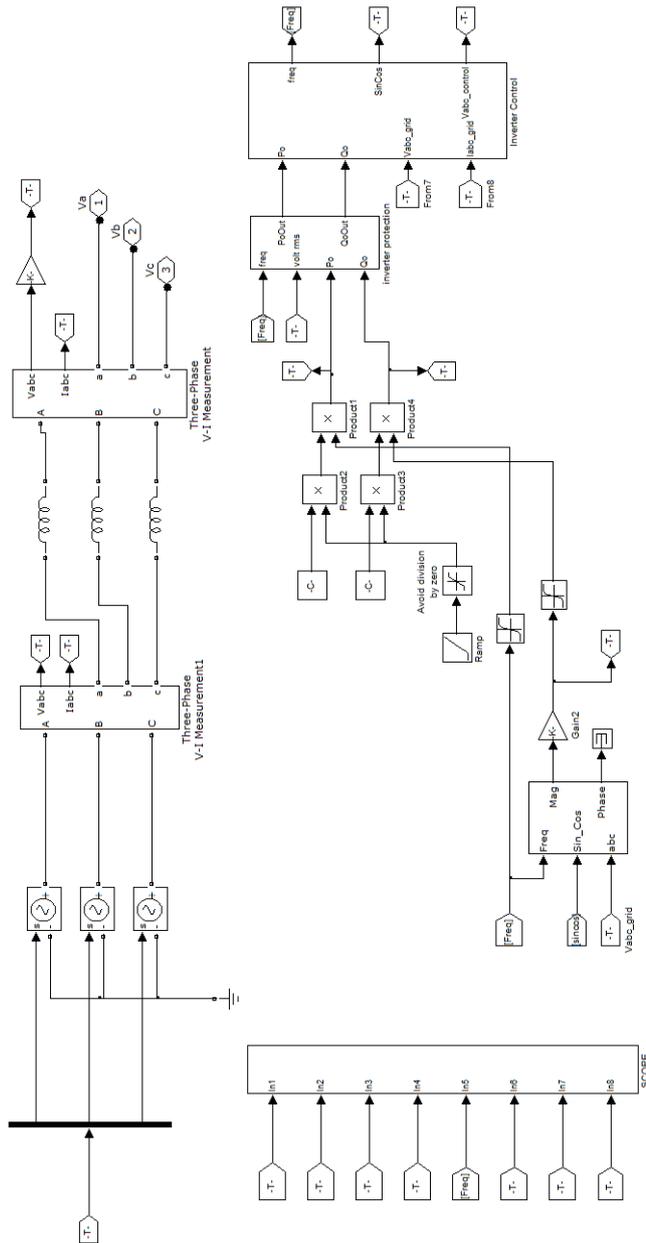


Figura 4.1: Stadio di potenza dell'inverter in SimPowerSystems

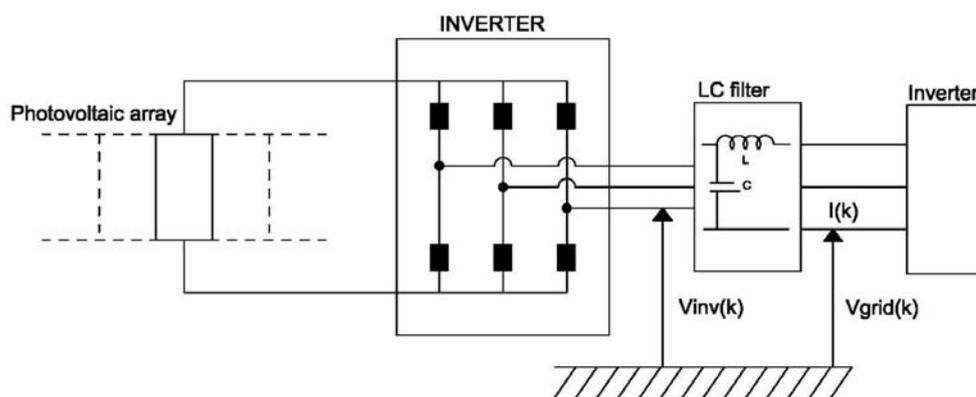


Figura 4.2: Schema a blocchi dell'inverter

appesantimento computazionale. Tale scelta in realtà, va nella stessa direzione della produzione reale; in un futuro di reti smart, si prevede di poter usufruire solo del circuito di comando dell'inverter come unico dispositivo di protezione ed interruzione con la stessa affidabilità, se non addirittura superiore, di un classico interruttore elettromeccanico; soluzione, tra l'altro, già adottata nei grandi impianti di conversione utilizzati per la trasmissione dc.

Il controllo di un inverter in modalità PQ utilizza tecniche di controllo di tipo vettoriale che prevedono il disaccoppiamento tra i canali di potenza attiva e reattiva, permettendone un controllo indipendente. Nella maggior parte dei casi, tale controllo lavora sulle due grandezze disaccoppiate attraverso un anello di corrente chiuso in retroazione.

Se si prende in considerazione la Figura 4.2 e si considera il filtro come una pura induttanza si può scrivere la seguente equazione valida per una qualsiasi delle tre fasi:

$$V_{grid(k)} = V_{inv(k)} - L \frac{di_{grid(k)}}{dt}; k = a, b, c$$

Applicando la trasformata di Park ai tre segnali nel dominio del tempo, con pulsazione pari a quella rilevata dal PLL (ω), cioè uguale a quella di rete, si ottengono:

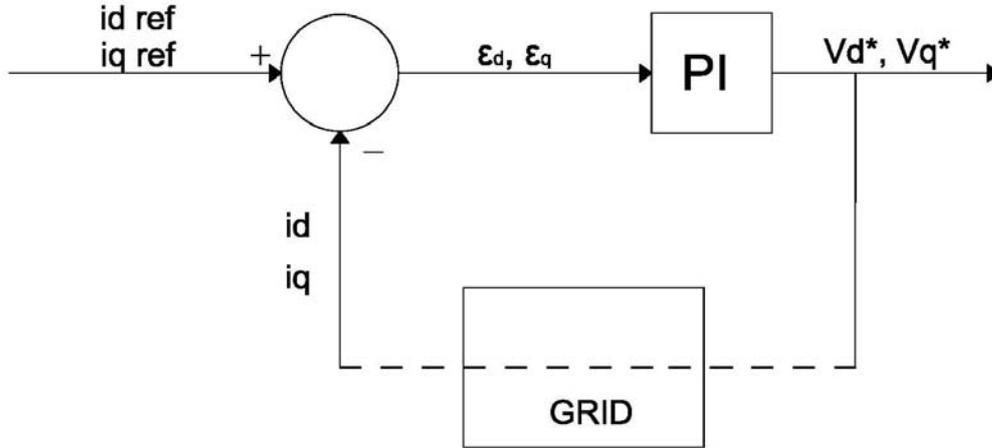


Figura 4.3: Anello di controllo della corrente

$$\begin{cases} Vd_{grid} = Vd_{inv} - L \frac{did_{grid(k)}}{dt} - \omega L i q \\ Vq_{grid} = Vq_{inv} - L \frac{diq_{grid(k)}}{dt} - \omega L i d \end{cases}$$

che sono le tensioni nel sistema trasformato lungo due assi ortogonali d e q solidali con un riferimento rotante con pulsazione (ω).

Se ora si adotta come sistema di riferimento rotante proprio la tensione di rete, la componente lungo l'asse in quadratura nelle equazioni trasformate risulta essere nulla $Vq_{grid} = 0$.

Definendo

$$\begin{cases} Vd^* = Vd_{inv} - Vd_{grid} - \omega L i q \\ Vq^* = Vq_{inv} - \omega L i d \end{cases}$$

si ottiene

$$\begin{cases} Vd^* = L \frac{did_{grid(k)}}{dt} \\ Vq^* = L \frac{diq_{grid(k)}}{dt} \end{cases}$$

che rappresenta la funzione di trasferimento dell'anello di corrente illustrato in Figura 4.3.

In ambiente SimPowerSystems (SPS), i blocchi di conversione da un sistema abc ad un sistema $dq0$, utilizzano le trasformate di Park nella loro forma originale che fa uso di una matrice non ortogonale determinando così

una trasforma passiva a potenza non invariante. In altre parole si può dire che vi è invarianza delle potenze tra le tre fasi del sistema reale e le tre fasi del sistema trasformato e che quindi varranno le seguenti equazioni per determinare il segnale di riferimento:

$$\begin{cases} P_{set} = \frac{3}{2}(Vd_{grid}id_{ref} + Vq_{grid}iq_{ref}) = \frac{3}{2}Vd_{grid}id_{ref} \\ Q_{set} = \frac{3}{2}(Vq_{grid}id_{ref} - Vd_{grid}iq_{ref}) = -\frac{3}{2}Vd_{grid}iq_{ref} \\ \begin{cases} id_{ref} = \frac{2}{3}\frac{P_{set}}{Vd_{grid}} \\ iq_{ref} = -\frac{2}{3}\frac{Q_{set}}{Vd_{grid}} \end{cases} \end{cases}$$

dove P_{set} e Q_{set} rappresentano i valori di set-point delle potenze ed id_{ref} e iq_{ref} i valori di corrente trasformati da utilizzare come riferimento, si veda la Figura 4.3.

Con riferimento allo schema a blocchi di Figura 4.4 che rappresenta il controllo realizzato in SimPowerSystems di Figura 4.5, si può capire come venga realizzato il segnale di pilotaggio dei generatori di tensione equivalenti agli interruttori del ponte di un inverter. I segnali, in ingresso al controllo, della tensione di fase e delle correnti di linea del punto di interfaccia con la rete vengono trasformati, secondo quanto prima discusso, da grandezze reali abc in grandezze fittizie dqo grazie al segnale di pulsazione proveniente dal PLL agganciato a sua volta alla tensione di rete. I riferimenti di potenza, invece, vengono divisi per Vd_{grid} con lo scopo di realizzare i due valori di riferimento di corrente id_{ref} e iq_{ref} che vengono confrontati, in due blocchi sommatori, con i rispettivi valori id e iq ; gli errori così ottenuti, sono mandati in ingresso a due blocchi PI (Proportional-Integral) le cui uscite rappresentano le uscite dell'anello in retroazione di corrente Vd^* e Vq^* . Infine un ulteriore blocco sommatore provvede a realizzare le necessarie "compensazioni" che permettono il disaccoppiamento degli assi e danno in uscita i segnali Vd_{inv} e Vq_{inv} di pilotaggio dell'inverter, antitrasformati, in un ultimo passaggio, in segnali nel dominio del tempo.

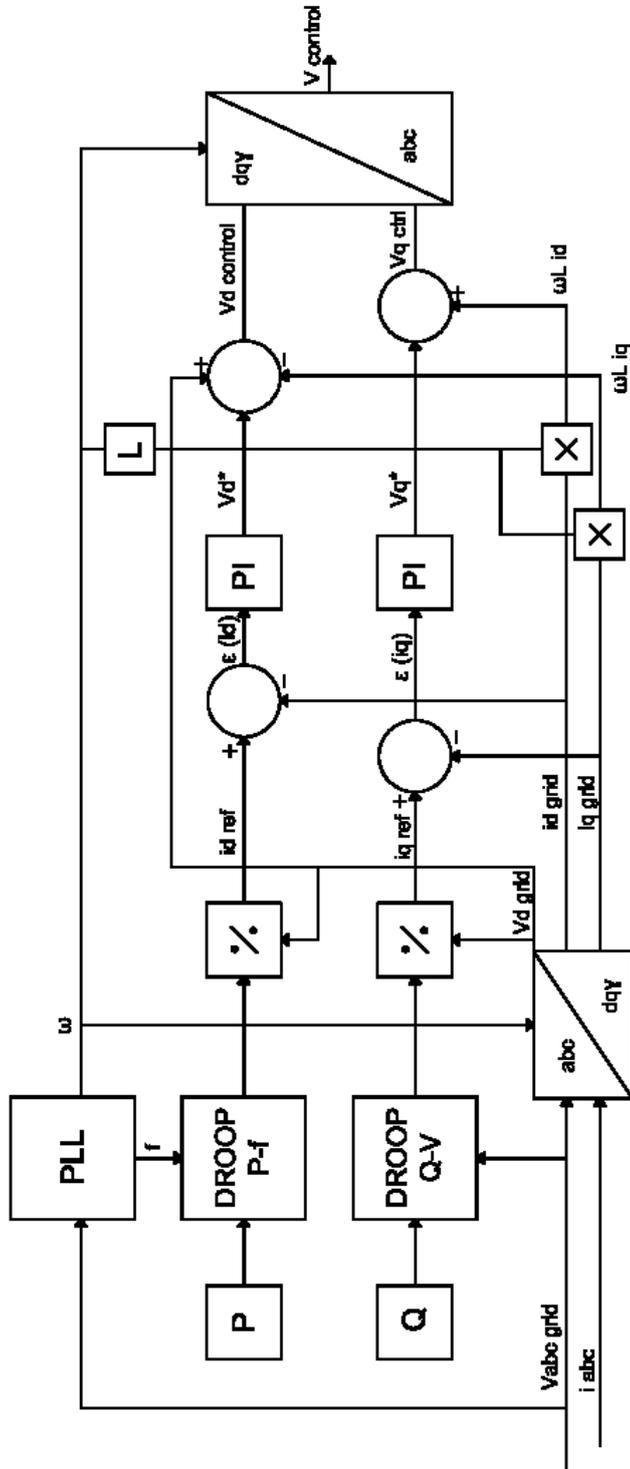


Figura 4.4: Schema a blocchi del controllo dell'inverter

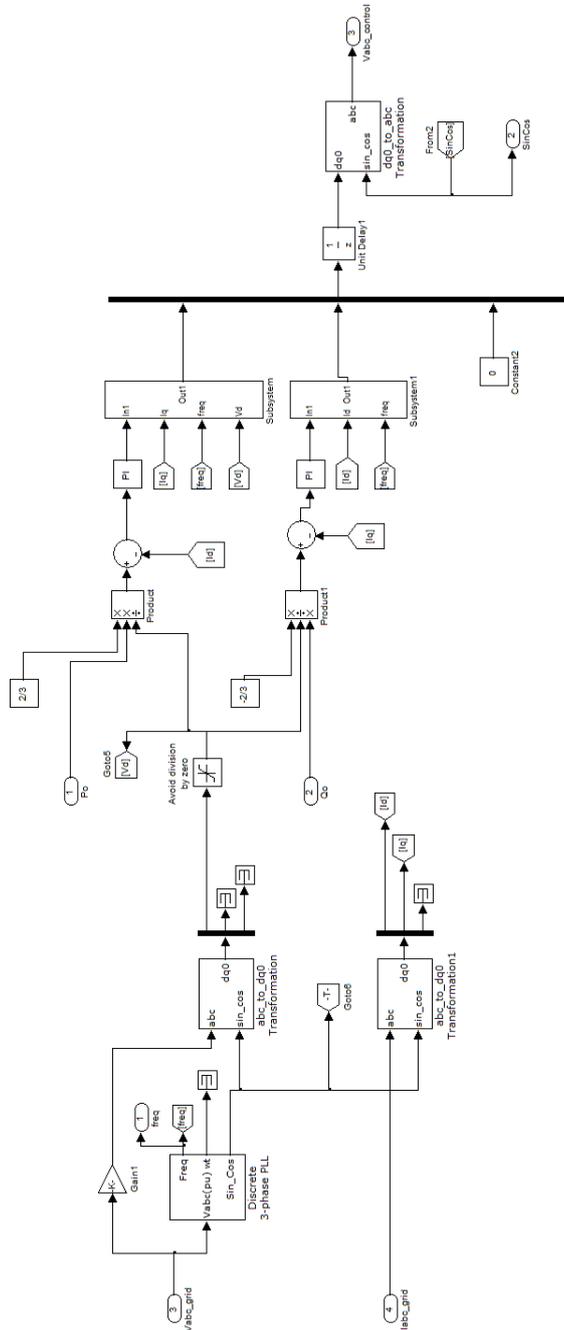


Figura 4.5: Controllo PQ dell'inverter in SimPowerSystems

Capitolo 5

Isola indesiderata nel dominio frequenza

5.1 Flussi di potenza: metodo di calcolo semplificato

La necessità di prevedere il possibile andamento dei parametri di rete, rispetto alle diverse dislocazioni e al diverso utilizzo dell'unità produttrici e dei consumatori, ha reso necessario lo sviluppo di uno studio generale della rete denominato 'calcolo dei flussi di potenza' o meglio conosciuto nella forma inglese come 'load flow'. Essenziale nella gestione e nella valutazione delle grandi reti in AT, assume significato anche nello studio della rete di distribuzione in MT e in BT qualora la penetrazione di GD al loro interno risulti notevole, ciò determina la creazione di una sorta di micro sistema elettrico, come nel caso dei VPP e dei CVPP visti nei primi capitoli, con varie unità microproduttrici e vari carichi.

Studiare i flussi di potenza significa determinare il fasore delle tensioni in modulo e fase ad ogni nodo della rete, operazione che permette di calcolare i valori dei flussi di potenza prodotti dalle unità adibite e transitanti sulle varie linee verso i carichi utilizzatori. Tale studio risolve un sistema di equazioni non lineari in numero doppio rispetto al numero di nodi presenti, attraverso metodi di convergenza numerica. Al fine di semplificarlo, nelle

reti di distribuzione caratterizzate storicamente da un funzionamento di tipo top-down (a flusso monodirezionale di energia dai livelli di tensione maggiore ai carichi), ma soprattutto esercite con strutture diramate al più alimentate alle due estremità, si è introdotta una diversa metodologia di calcolo simile per alcuni aspetti, come la modellizzazione matematica della rete, al classico studio di load flow ma caratterizzata da una soluzione di tipo analitico matriciale anziché numerica. Ad oggi le reti MT e BT di distribuzione, seppur, come già detto, per molti aspetti profondamente mutate, conservano ancora struttura radiale; pertanto risulta interessante l'approccio analitico che verrà descritto in seguito.

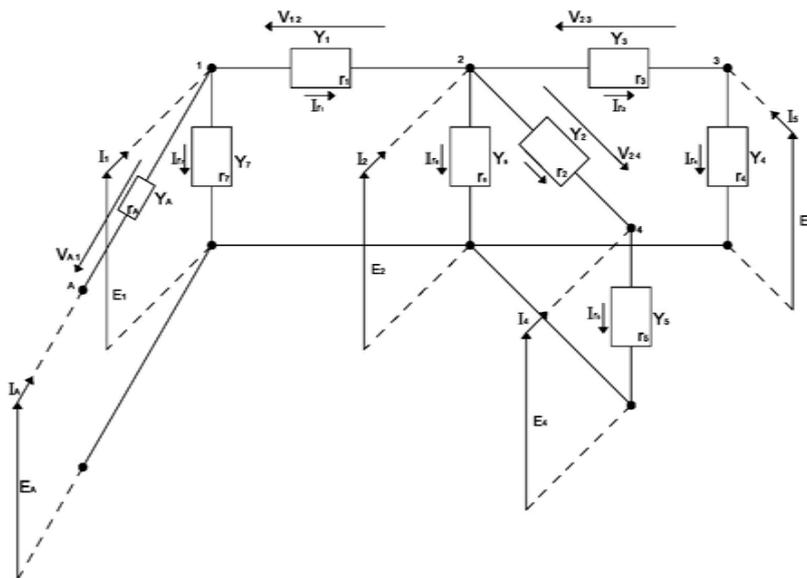
Sotto l'ipotesi che i componenti di una rete trifase abbiano comportamento lineare e considerando, per rendere più agevole il calcolo, ogni elemento simmetrico e funzionante a regime permanente equilibrato, si può condurre l'intero studio su di una rete monofase equivalente sempre funzionante a regime permanente considerando, solo la sequenza diretta.

La modellizzazione matematica della rete passa attraverso la numerazione di ogni nodo ad ognuno dei quali viene associata una porta con convenzione dei generatore e la numerazione progressiva di tutti i rami, identificati dal numero del loro nodo di partenza e dal numero del loro nodo d'arrivo. Tutti gli elementi passivi di rete, ad esclusione dei carichi, vengono modellizzati come doppi bipoli formati da ammettenze con struttura a π , che risolte eventuali connessioni in cascata di due o più di essi, rappresentano l'unico elemento di connessione tra due porte attigue. Ciò significa che ad ogni porta di carico sono presenti e poste in parallelo: l'ammettenza rappresentativa del carico e un ramo derivato di tutti i doppi bipoli degli elementi di interconnessione ad esso afferenti. Un parallelo di ammettenze può naturalmente essere convertito in un unico bipolo con ammettenza pari alla somma di tutte le ammettenze in parallelo. Alla luce di tutte queste considerazioni si può quindi affermare che l'intera rete è trasformabile in una rete formata da diverse porte o nodi da cui viene prelevata o immessa potenza interconnessa a quelli adiacenti e a quello comune di terra da un'unica ammettenza.

La convenzione del generatore imposta ad ogni porta determina il segno negativo della potenza assorbita dal carico pur non essendo in realtà potenza

erogata.

Come si è detto ad ogni nodo ed ad ogni ramo è associato un numero, ad ogni ramo, inoltre, il numero del nodo di "partenza" e di "arrivo"; se si pensa di ordinare questi dati in una matrice *ramiXnodi* in cui all'elemento *ramo-ennesimo*, nodo di partenza del *ramo-ennesimo* si associa il valore +1 e all'elemento ramo-ennesimo, nodo di arrivo del *ramo-ennesimo* si associa il valore -1. Si ottiene una matrice le cui righe sono composte da tutti zeri tranne due valori +1 e -1 e che rappresenta la topologia della rete. Tale matrice viene detta matrice di incidenza, un esempio di determinazione della matrice di incidenza si può vedere nella figura seguente con la relativa matrice C ad essa associata:



$$C = \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & +1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & +1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & +1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & +1 & -1 \\ 0 & 0 & +1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & +1 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

Poniamo ora:

$v_r = [V_{rA}V_{r1}V_{r2}V_{r3}V_{r4}V_{r5}V_{r6}V_{r7}]^T$ vettore delle tensioni di ramo

$i_r = [I_{rA}I_{r1}I_{r2}I_{r3}I_{r4}I_{r5}I_{r6}I_{r7}]^T$ vettore delle correnti di ramo

$e = [E_A E_1 E_2 E_3 E_4]^T$ vettore delle tensioni di nodo

$i = [I_A I_1 I_2 I_3 I_4]^T$ vettore delle correnti di nodo

$e_A = E_A$ tensione al nodo del generatore

$e_n = [E_1 \dots E_6]^T$ tensione ai nodi di carico

$I_A = I_A$ corrente al nodo di carico

$i_n = [I_1 \dots I_6]^T$ corrente al nodo del generatore

C_{rid} matrice ridotta di incidenza equivalente a C privata dell'ultima colonna.

Il nodo contraddistinto con la lettera alfabetica rappresenta il nodo di generazione, mentre quelli con indice numerico i nodi di carico.

L'intera rete così modellizzata può essere vista come un unico n-polo con un numero di porte aventi tutte un morsetto comune e pari al numero di nodi presenti. Le equazioni che ne determinano il comportamento sono le cosiddette equazioni nodali, ottenibili sfruttando l'ipotesi di linearità della rete e applicando il teorema della sovrapposizione degli effetti e la legge di Kirchoff ai nodi. In altre parole per ogni porta, ospiti essa un generatore o un carico, vale la seguente equazione:

$$I_k = Y_{kA}E_A + \dots + Y_{kk}E_k + \dots + Y_{k4}E_4$$

che nel caso di una rete come quella dell'esempio precedente, assume forma matriciale:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{A1} & 0 & 0 & 0 \\ Y_{1A} & Y_{11} & Y_{12} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{21} & Y_{22} & 0 & Y_{23} \\ 0 & 0 & Y_{32} & Y_{33} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{43} & 0 & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_A \\ E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix}$$

dove, con semplici considerazioni di elettrotecnica, si può dire che le autoammettenze tipo Y_{AA} sono date dalla somma di tutte le ammettenze afferenti al nodo e le mutue ammettenze tipo Y_{A1} dall'opposto dell'ammettenza che connette due nodi adiacenti ed, infine, che tutte le autoammettenze di due nodi non adiacenti sono nulle.

Il sistema precedente può essere riscritto in modo più compatto come:

$$i = Y e$$

dove Y viene chiamata matrice delle ammettenze nodali.

Si può quindi operare una scomposizione dell'equazione vettoriale precedente che permetta di separare in due vettori distinti, le correnti di nodo dei generatori dalle correnti di nodo dei carichi:

$$i_A = Y_{AA}e_A + Y_{An}e_n$$

$$i_n = Y_{nA}e_A + Y_{nn}e_n$$

posto quindi che l'equazione caratteristica dei carichi è: $i_n = -Y_{ll}e_n$ con Y_{ll} matrice diagonale dei valori di ammettenza caratteristici dei carichi, si potrà scrivere:

$$-Y_{ll}e_n = Y_{nA}e_A + Y_{nn}e_n$$

quindi:

$$e_n = -[Y_{ll} + Y_{nn}]^{-1} Y_{nA}e_A$$

che è il vettore di tensione ai nodi di carico.

Determinato il valore di tensione ad ogni nodo di rete (a quelli di generazione si ritiene imposta), si può facilmente calcolare il vettore delle correnti nodali i e utilizzando la matrice di incidenza ridotta, le tensioni e le correnti di ramo:

$$v_r = C_{rid} e$$

$$i_r = C_{rid}^T i$$

5.2 Isola indesiderata nel dominio della frequenza

Il lavoro descritto in questo paragrafo nasce dall'esigenza di comprendere il comportamento combinato di uno o più carichi dinamici e delle curve di potenza erogata da uno o più inverter, per poter prevedere quale potrebbe essere un punto di lavoro plausibile di un possibile funzionamento in isola.

Com'è risaputo qualsiasi sistema elettrico può funzionare a regime permanente solo qualora venga raggiunto il bilancio o equilibrio tra la potenza complessa erogata dalla totalità delle unità produttrici e la somma della potenza complessa assorbita dai carichi e perduta nell'intera rete; Deve valere, in altre parole, il principio di conservazione delle potenze complesse per l'*n*-polo rappresentante la rete. Quando ciò non accade il sistema tende a "muoversi", cioè a modificare i propri parametri (frequenza e tensioni ai nodi) per cercare un nuovo punto di lavoro in cui sarà nuovamente verificato il bilancio delle potenze. Se tale punto risulterà stabile, il sistema si porterà a lavorare ad un nuovo e diverso regime di funzionamento permanente, viceversa se il punto è instabile, l'intero sistema andrà rapidamente al collasso. Il transitorio da un regime di funzionamento permanente ad un altro regime di funzionamento permanente, passa attraverso oscillazioni che dipendono unicamente dagli attori in gioco: i carichi, gli inverter e la rete; ma soprattutto dalla risposta dinamica dei controlli dei primi due.

Nel capitolo 3 si è potuto constatare che le funzioni caratteristiche di assorbimento di potenza dei carichi dipendono dalle due variabili tensione e frequenza. Nel capitolo 2.4, invece, si è vista la norma che impone agli inverter un'erogazione di potenza non lineare rispetto alle medesime due variabili. Ricordando quanto appena detto per il bilancio delle potenze complesse, un modo per risolvere un sistema inverter-carico è la soluzione per via grafica.

La soluzione per via grafica imporrà il confronto tra potenze attive (eroga e assorbita) e reattive (erogata e assorbita) e quindi l'individuazione dei parametri di rete per i quali sono verificati i bilanci di entrambe le potenze.

Il dominio dei parametri di rete (tensione e frequenza) entro cui ha senso operare tale confronto, sarà dato dai limiti di funzionamento imposti dalle

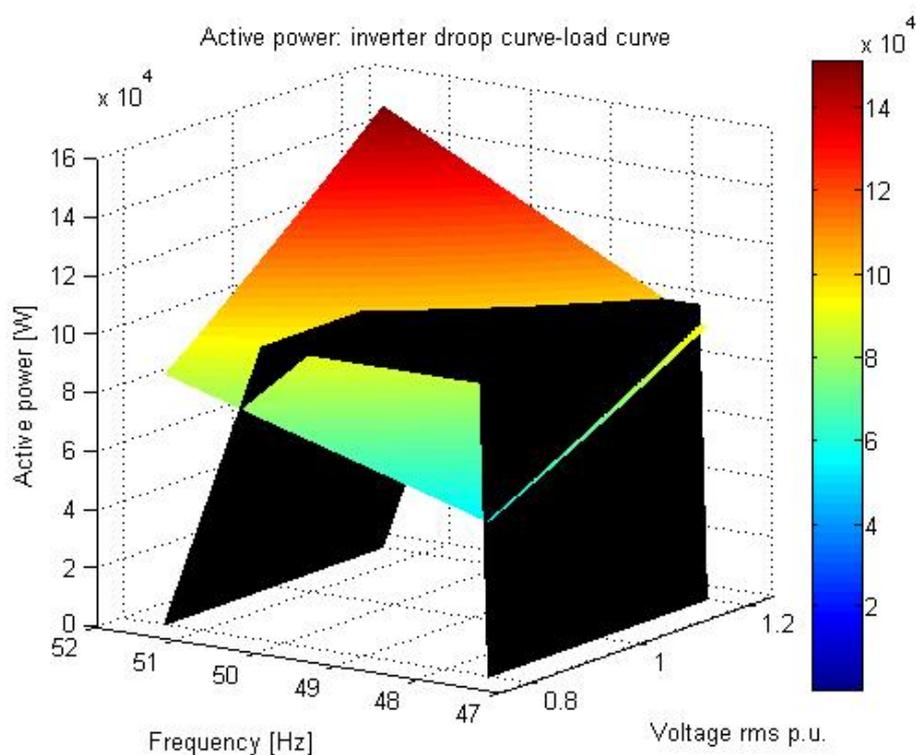
curve droop agli inverter quindi, considerando quanto illustrato in Figura 2.3, tale dominio sarà dato da una superficie sul piano tensione-frequenza individuata da quattro rette di equazione: $v = 0.8$; $v = 1.2$; $f = 47.5$; $f = 51.5$

5.2.1 Il caso semplice di un carico e un generatore

Per prendere dimestichezza con il metodo sopra descritto, si è iniziato a lavorare con un caso semplice rappresentato da un singolo generatore ed un singolo carico di tipo agricolo con valori nominali di potenza riportati nella seguente tabella:

	pot. attiva	pot. reattiva
carico	1 e5	1.5 e5
generatore	1 e5	+ - 1 e5

La figura seguente rappresenta l'andamento delle due potenze attive, in funzione della tensione e della frequenza. Dove la superficie in nero rappresenta i valori di potenza assegnati all'inverter dalla curva droop discussa al capitolo 2.4 e la superficie colorata la potenza assorbita dal carico.



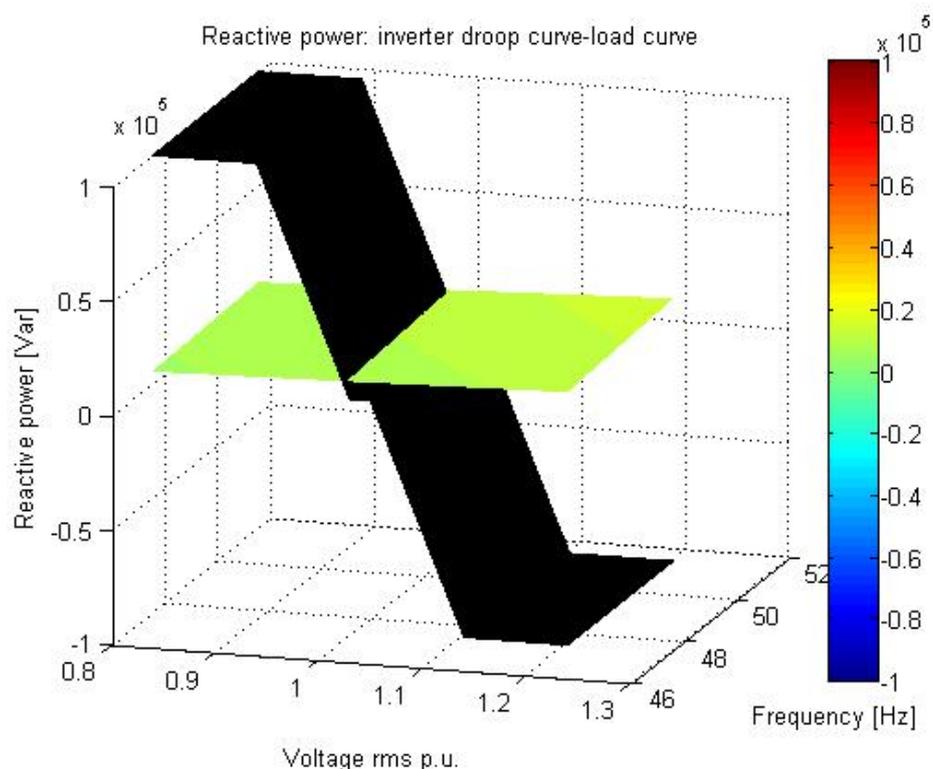
Entrambe le superfici sono state ottenute per punti appoggiati su di una matrice quadrata tensione-frequenza, creata discretizzando il dominio con un numero limitato di copie v-f.

E' ora facilmente intuibile che i punti di intersezione tra le due superfici, rappresentano tutti punti cui è associata una coppia di valori di tensione e frequenza, in cui vi è bilanciamento tra potenza attiva erogata dall'inverter e potenza attiva assorbita dal carico. Tuttavia non tutti questi punti, rappresentano punti di equilibrio stabile per la potenza attiva del sistema. Infatti gli andamenti delle due curve, nell'intorno dei valori di frequenza pari a 47,5 Hz, mostrano come all'aumentare della potenza erogata dall'inverter (frequenze superiori ai 47.5 Hz), aumenti la potenza assorbita dal carico anzichè diminuire, non contribuendo quindi a riportare il punto di lavoro sul punto di equilibrio delle potenze. Viceversa, per valori di frequenza inferiori a 47,5 Hz, la potenza erogata cala molto più rapidamente della potenza assorbita dal carico portando il sistema al collasso.

Particolarmente degni di nota sono anche tutti i punti, in cui il bilancio

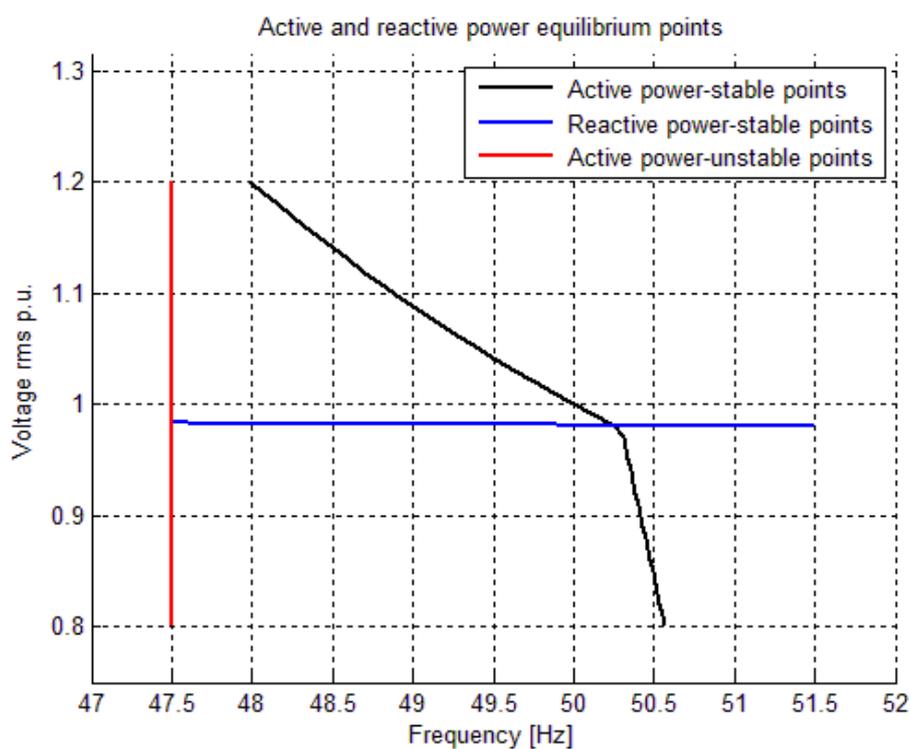
della potenza avviene per valori pari a quella nominale dell'inverter; infatti, per tali valori non è più possibile definire una funzione univoca che associ ad una coppia tensione-frequenza una data potenza. Ciò rappresenta un notevole aiuto nell'evitare la formazione dell'isola, in quanto rende instabile il sistema che può oscillare liberamente tra tutte queste coppie di valori di tensione e frequenza, continuando a mantenere il bilancio della potenza. Significa che se tra i punti di equilibrio, a potenza nominale dell'inverter, ci sono anche punti con una coppia frequenza-tensione in cui la frequenza è prossima ai 47.5 Hz, il sistema risulterà sempre instabile. Come si vedrà in seguito, l'effetto congiunto con quanto avviene nel bilancio della potenza reattiva tende a mitigare tale fenomeno.

Quanto precedentemente detto riguardo le superfici rappresentanti le potenze attive in gioco, mantiene la sua validità anche per le potenze reattive rappresentate nella Figura seguente:



Se si recupera il concetto di bilancio delle potenze complesse, si può comprendere che gli unici punti di lavoro possibili, sono legati alle coppie di valori

di tensione e frequenza in cui vi è bilancio tra potenza sia attiva che reattiva. I valori di queste coppie, su di un piano tensione-frequenza, corrispondono alle coordinate del punto di intersezione di due curve. Tali curve, una per la potenza attiva e l'altra per la potenza reattiva, vengono generate a loro volta dalla proiezione, sul medesimo piano, dell'intersezione delle superfici della potenza erogata ed assorbita. La seguente figura illustra graficamente quanto appena detto.



Dal punto di vista computazionale è stato possibile giungere a questo risultato, linearizzando il comportamento del carico e dell'inverter tra punti di calcolo attigui in modo da ottenere superfici continue e non più discrete. Chiaramente questa operazione, necessaria per identificare tutti i punti di intersezione, introduce degli errori rispetto al reale andamento delle superfici che risultano tanto più contenute quanto più elevato è il numero di coppie tensione-frequenza utilizzate per il calcolo delle potenze stesse.

Si è precedentemente accennato, come le curve droop di potenza degli inverter, potrebbero introdurre instabilità nel sistema soprattutto a causa

delle loro "zone orizzontali" (rispetto al piano V-f); seppur tale argomento verrà trattato più avanti, si può già affermare che queste zone a derivate parziali nulle, introducono comportamenti completamente non lineari rispetto alle variazioni del valore nominale di potenza erogata dall'inverter. In questo caso con valore nominale di potenza, non viene inteso il valore di potenza per cui è stato dimensionato l'inverter, bensì il valore di potenza, pari a quella prodotta al lato dc, che esso eroga a tensione e frequenza nominale.

In Figura 5.1 si trova conferma di quanto appena detto; infatti si può notare come la curva di colore nero, rappresentante i punti di equilibrio delle potenze attive, abbia comportamenti completamente diversi per la medesima variazione della potenza nominale dell'inverter. In particolare, si nota che qualora venga ridotta la potenza nominale dell'inverter del 5%, la superficie rappresentante la potenza assorbita dal carico intersecherà la superficie rappresentante la potenza erogata dall'inverter completamente nella zona orizzontale di quest'ultima. Ciò determina una riduzione del valore della frequenza dei punti di equilibrio, che risulta molto più marcata rispetto a quanto avvenga per la stessa variazione, in termini di valori assoluti, che porta la superficie delle potenze del carico ad intersecare quella dell'inverter interamente nella zona del droop dove è presente un certo grado di statismo.

Un'altra prova di quanto appena detto può venire dal confronto tra la Figura 5.1 e la Figura 5.2. In quest'ultima il valore nominale della potenza erogata dall'inverter è doppio rispetto a quello nominale del carico e le superfici si intersecano nel tratto della curva droop dove è presente il grado di statismo. Ciò garantisce, contrariamente a quanto avveniva precedentemente, un comportamento lineare delle variazioni di frequenza dovute alle variazioni di potenza nominale dell'inverter.

Nelle simulazioni, quanto appena discusso, ha rilevanza relativa in quanto si considera fissa la potenza nominale erogata dall'inverter; al contrario, nel

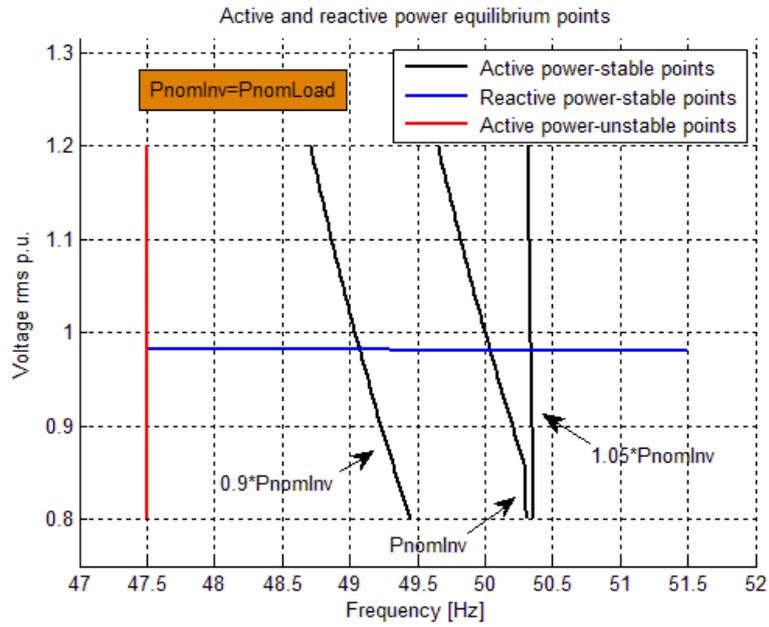


Figura 5.1:

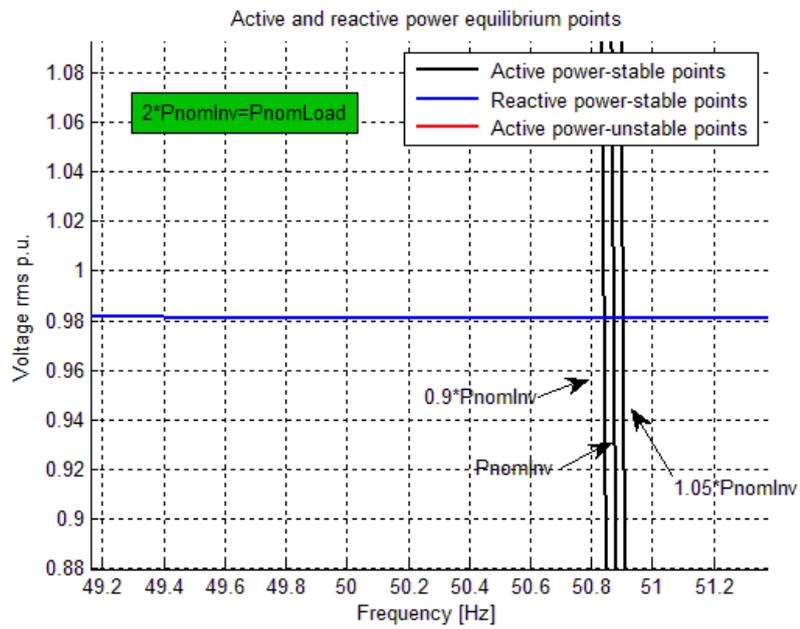


Figura 5.2:

funzionamento reale, il fenomeno appena descritto è un'ulteriore causa di instabilità, poichè piccole variazioni dell'irraggiamento solare che determinano variazioni di potenza nominale erogabile dell'inverter, possono causare ampie variazioni dei valori di tensione e frequenza propri del punto di equilibrio delle potenze complesse.

5.2.2 Studio della Rete Test

Il metodo semplificato per lo studio dei flussi di potenza, visto al paragrafo 5.1 per un rete a cinque nodi, ha validità del tutto generale per reti diramate ad n nodi dei quali k saranno nodi generatori, connessi a generatori ideali di tensione e r saranno nodi di carico, connessi a carichi modellizzati con il loro valore di ammettenza caratteristico.

La microrete oggetto del nostro studio, descritta al paragrafo 2.3.1, pur essendo una rete diramata, presenta unità generatrici: non modellizzabili come generatori ideali di tensione e dipendenti dai parametri di rete; e carichi dinamici che variano la loro ammettenza al variare di tali parametri. Per queste ragioni sembrerebbe inutilizzabile il metodo semplificato per lo studio dei flussi di potenza, tuttavia, facendo alcune considerazioni e introducendo alcuni accorgimenti, è ancora possibile usufruire di tale metodo per risolvere la rete.

Le unità produttrici, non modellizzabili come generatori ideali di tensione, sono naturalmente gli inverter connessi ai nodi 5 e 8 dello schema unifilare di Figura 2.1. Il loro controllo è di tipo PQ, come quello descritto al paragrafo 4.2.2, quindi opererà in modo da far iniettare all'inverter una determinata potenza attiva e reattiva in rete. Ciò significa che se si trascura la dipendenza dei segnali di controllo dalle curve droop, l'inverter è esattamente equiparabile ad un carico avente la componente reale dell'ammettenza caratteristica negativa e la componente immaginaria dell'ammettenza caratteristica positiva o negativa a seconda che stia erogando o assorbendo potenza reattiva.

La prima problematica può essere, quindi, facilmente superabile.

Il problema della dipendenza dei carichi dinamici e dell'inverter-carico dai parametri di rete, può essere risolto introducendo un loop nel calcolo che risolve la rete. Un algoritmo in grado di fare questo, è quello riportato nello schema a blocchi di Figura 5.3. Esso parte dalla lettura dei dati caratterizzanti la topologia della rete, quindi prosegue inizializzando i valori di tensione a tutti i nodi in modo da permettere una prima determinazione di tutte le ammettenze dei carichi/inverter, che si ottiene dividendo il valore di potenza assorbita/erogata a quella determinata tensione per la stessa tensione al quadrato. Fatto ciò il calcolo procede secondo quanto visto al paragrafo 5.1. Ottenuti i risultati, ovvero le "nuove" tensioni ai nodi, viene calcolato l'errore di tensione definito come differenza tra i valori di tensione precedentemente assunti da ogni nodo e quelli calcolati. Se l'errore è al di sotto di una certa tolleranza, l'algoritmo procede con il calcolo delle correnti nodali, delle tensioni e delle correnti di ramo e delle potenze erogate, assorbite e perdute. Viceversa i nuovi valori di tensione calcolati, vengono utilizzati per rivalutare le ammettenze dei nodi di carico e viene risolta nuovamente la rete.

L'utilizzo di metodi iterativi di convergenza, come quello precedentemente descritto, non permette più una soluzione precisa del problema; tuttavia, visto lo scopo di questa fase di lavoro, anche una soluzione lievemente approssimata risulta più che accettabile.

Tornando alla nostra minirete studio, se imponiamo al nodo 1, punto di interfaccia con la rete MT, la tensione nominale e se consideriamo entrambi gli inverter connessi, la soluzione dei calcoli fornisce il valore di tensione ad ogni nodo che viene riportato in p.u. nella figura seguente:

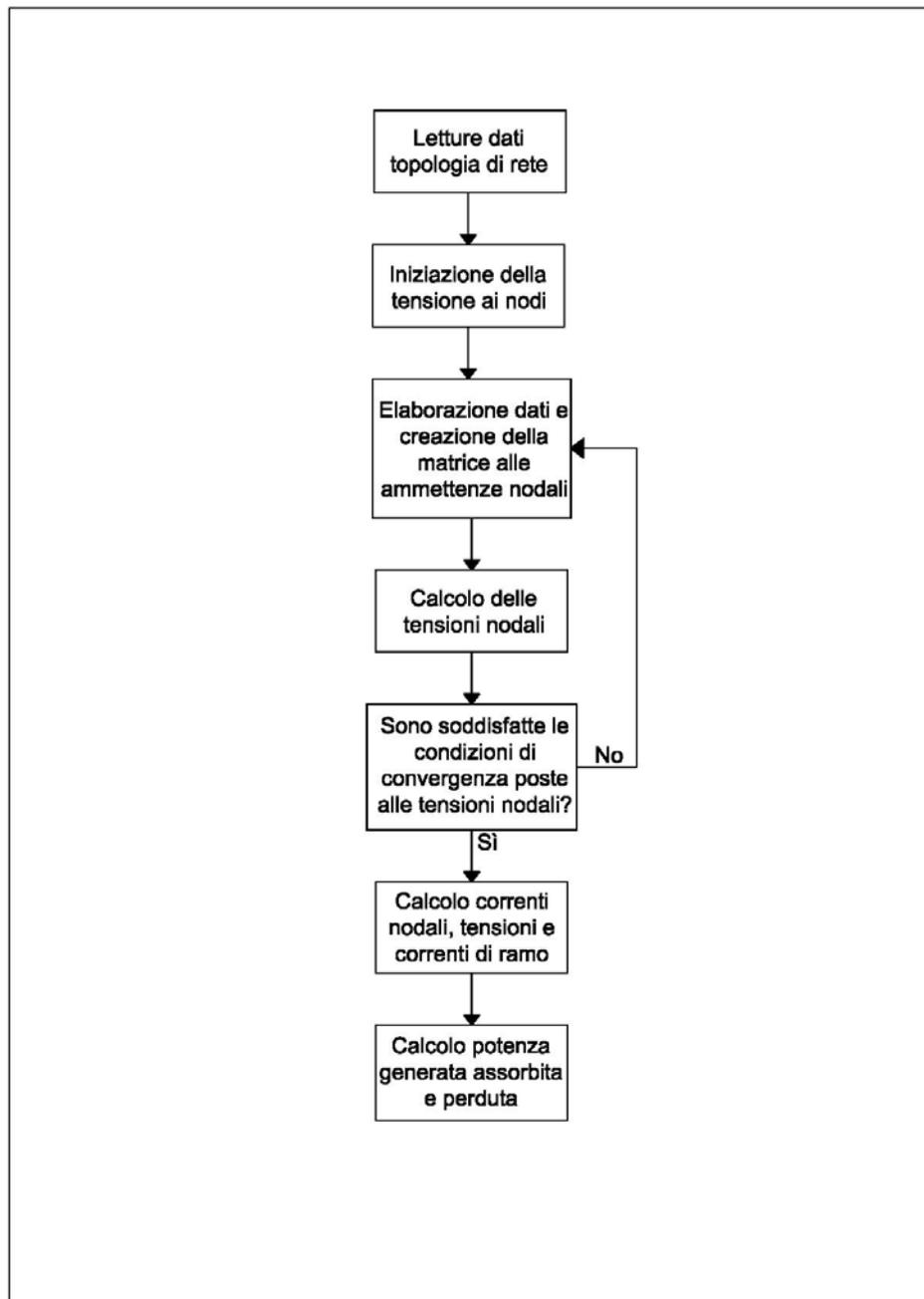
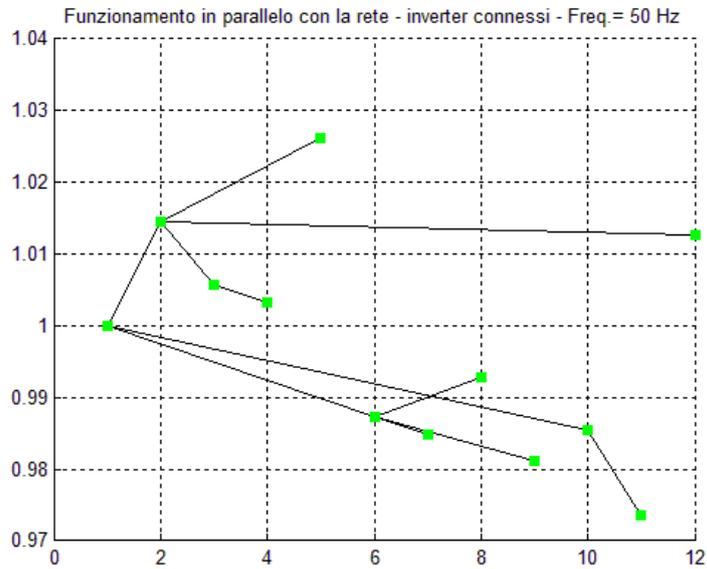
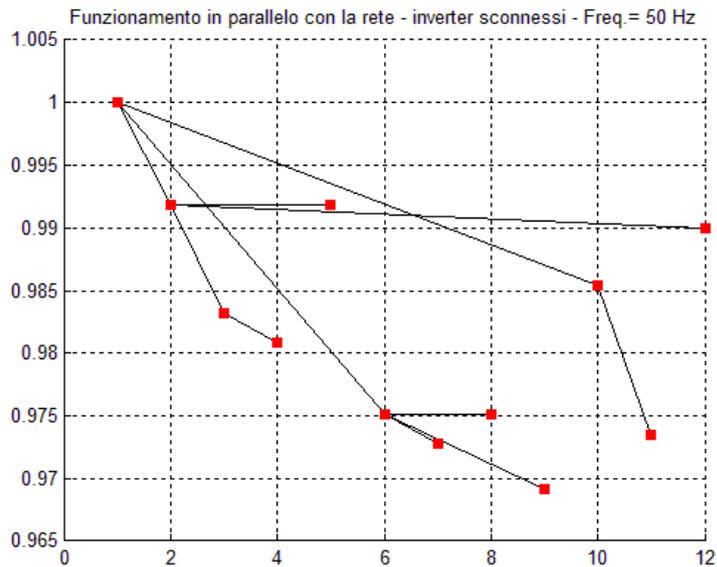


Figura 5.3:

CAPITOLO 5. ISOLA INDESIDERATA NEL DOMINIO FREQUENZA61



Se invece gli inverter risulteranno sconnessi si avrà:



Lo scopo principale per cui è stato introdotto il calcolo di load flow semplificato è di poterlo utilizzare, con opportuni accorgimenti, per determinare le grandezze caratteristiche del funzionamento in isola della microrete oggetto di studio.

In un sistema elettrico, funzionante a regime permanente ad una data frequenza, non è possibile imporre ad ogni sua porta una potenza erogata o assorbita poichè ciò implicherebbe determinare anche le perdite che in realtà dipendono unicamente dalla topologia della rete e dalle caratteristiche degli elementi che la compongono. Deve, pertanto, essere sempre presente un nodo, detto di saldo, che provveda ad erogare una potenza di bilanciamento necessaria a verificare il bilancio delle potenze complesse e che, al contempo, fissi un riferimento di tensione in modulo e fase. In altre parole in ogni rete deve sempre essere presente almeno una porta connesso un generatore ideale di tensione che funga da generatore di saldo.

Realmente, ad un generatore che imprime una determinata tensione ad una determinata frequenza, corrisponde un dispositivo di conversione dell'energia da fonte primaria che adotta un controllo di tipo di V-f come quello visto per gli inverter al paragrafo 4.2.1.

In un funzionamento in isola, però, tutti gli inverter presenti nella micro-rete adottano controllo di tipo PQ e lo scopo principale di questo lavoro è proprio quello di valutare se possa esistere un punto di equilibrio del sistema che permetta un funzionamento a regime permanente dello stesso, ottenuto combinando gli effetti delle curve droop degli inverter e delle curve "dinamiche" di assorbimento dei carichi. Per queste ragioni, è necessario realizzare un algoritmo che permetta di utilizzare ancora il calcolo semplificato di load flow, ma che al contempo valuti quali siano i parametri di funzionamento in isola, frequenza e tensione ai nodi, che simulino al meglio un analogo comportamento con solo generatori controllati in PQ.

Tale algoritmo lavorerà nel seguente modo: si impone come nodo di saldo il nodo 5, dove è connesso l'inverter con potenza nominale maggiore, quindi si valutano i valori di potenza di saldo per tutte le coppie tensione-frequenza del range di funzionamento dell'inverter e infine si confronta tale potenza con i valori forniti dalle curve droop dell'inverter sostituito per il calcolo dal nodo di saldo.

La coppia frequenza-tensione imposta al nodo 5, che genera una differenza nulla tra la potenza di saldo e quella ricavata dai droop, rappresenta la soluzione cercata. Si può, infatti, immaginare di sostituire il generatore

CAPITOLO 5. ISOLA INDESIDERATA NEL DOMINIO FREQUENZA63

ideale di tensione posto al nodo 5, con l'originario inverter controllato in PQ secondo le curve droop, ottenendo un analogo comportamento della rete in isola.

Si è giunti, utilizzando un piccolo stratagemma, a determinare i valori di tutti i parametri della microrete funzionante in isola a regime permanente. La soluzione è approssimata e risulta tanto più accurata quante più coppie di valori frequenza-tensione vengono esplorate.

I risultati numerici ottenuti per la rete considerata sono riportati nella seguente tabella:

Frequenza del sistema in isola	47.5 Hz
Potenza complessa erogata	4.0000e+005 +7.0027e+004i
Potenza complessa perduta	1.2623e+004 +1.2316e+004i
Potenza complessa assorbita	3.8738e+005 +5.7712e+004i
Scarto	62.5521

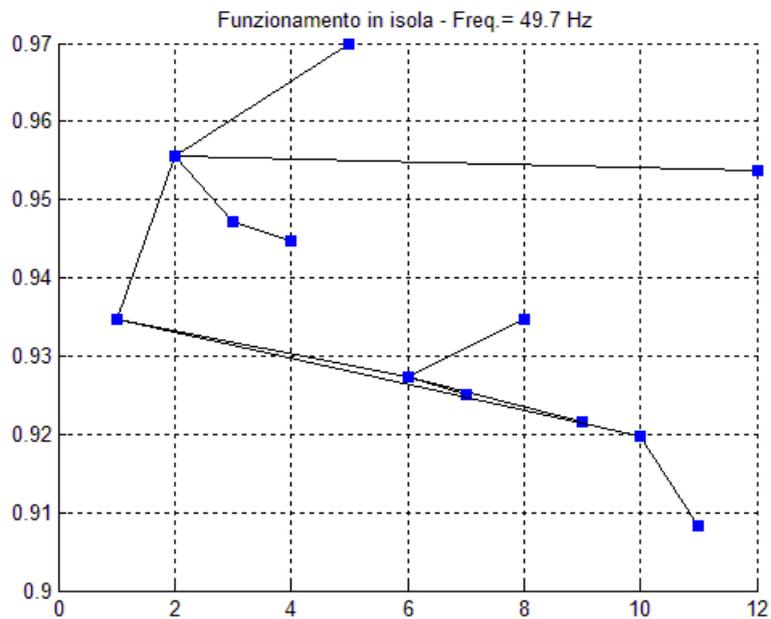
dove lo scarto è definito come:

$$scarto = \sqrt{(\varepsilon P)^2 + (\varepsilon PQ)}$$

ed εP e εQ come differenza, rispettivamente, tra la potenza attiva di saldo e la potenza attiva ricavata dalla curva droop dell'inverter e tra la potenza reattiva di saldo e la potenza reattiva ricavata dalla curva droop dell'inverter.

I risultati dei valori delle tensioni ai nodi, invece, vengono graficati nella figura seguente:

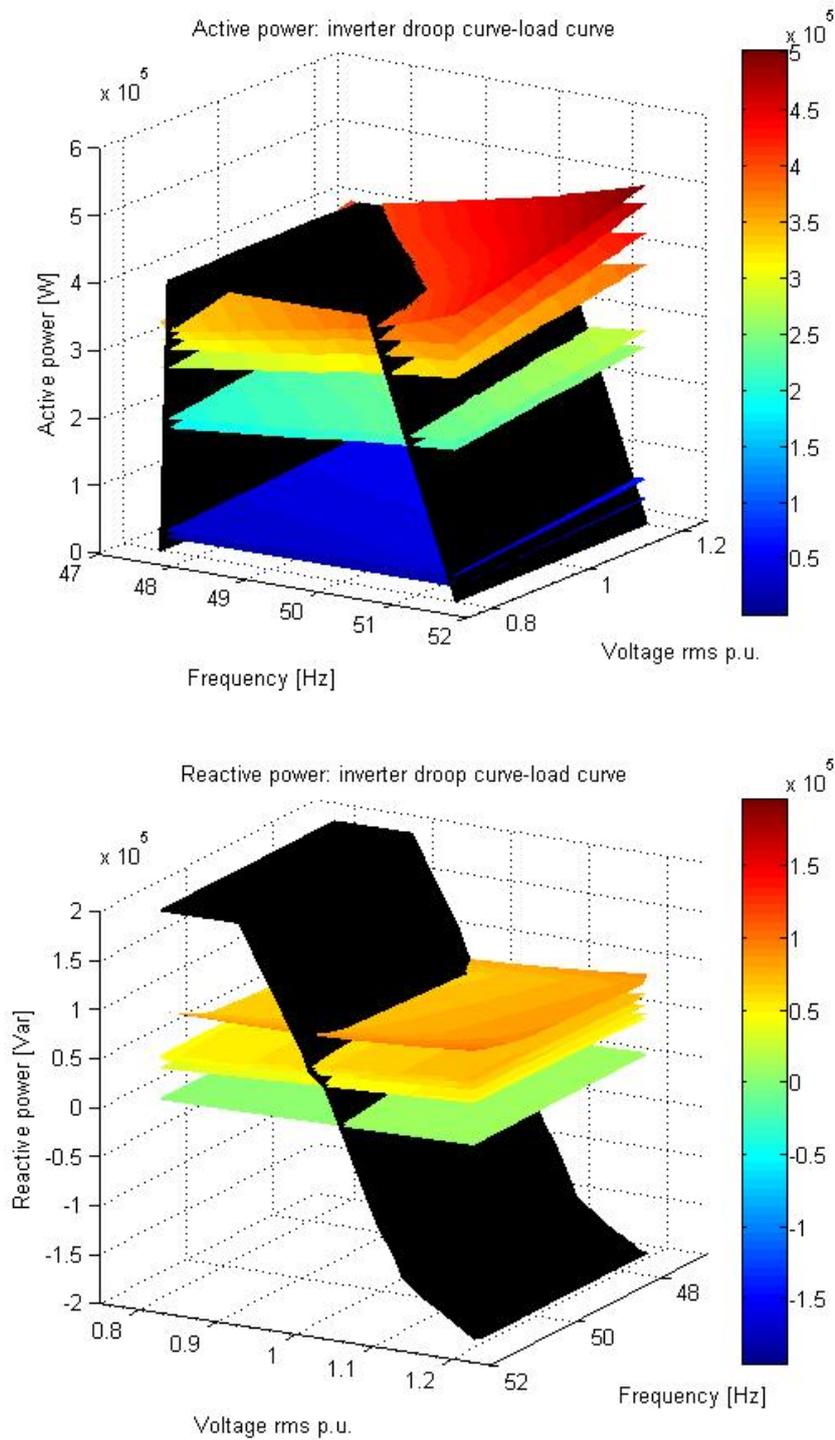
CAPITOLO 5. ISOLA INDESIDERATA NEL DOMINIO FREQUENZA64



Le considerazioni fatte per il caso semplice di un generatore e di un carico, mantengono la loro validità anche in presenza di una rete più ampia funzionante in isola e avente più di un'unità generatrice e più di un carico. In tal caso la potenza erogata dal generatore considerato al paragrafo 5.2.1 va sostituita con la sommatoria delle potenze erogate da tutti i generatori presenti e la potenza assorbita dal carico con la sommatoria delle potenze assorbite da tutti i carichi e dalle potenze assorbite da tutte le perdite.

Le due figure seguenti, riferite alla rete oggetto del nostro studio, sono pertanto leggibili, facendo tesoro di quanto su detto, in modo analogo a quelle descritte al paragrafo 5.2.1.

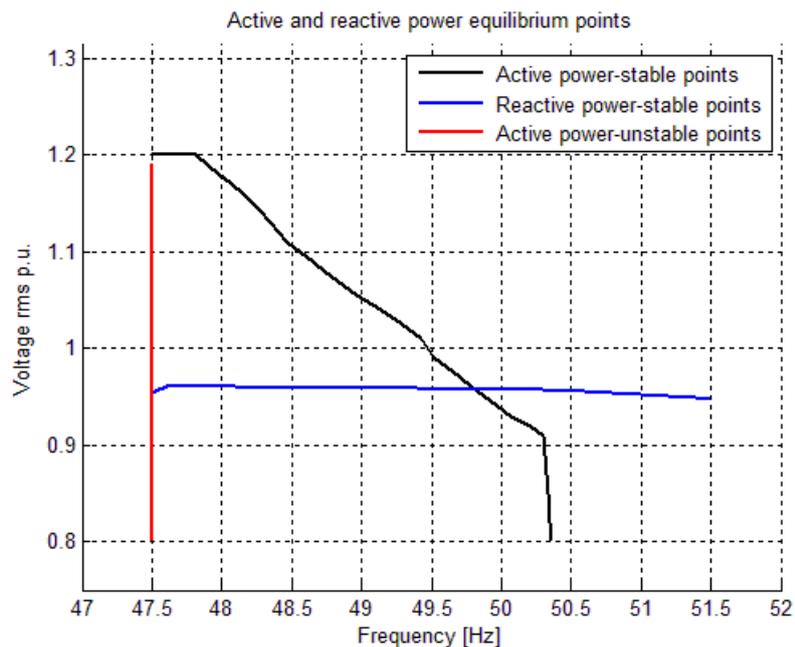
CAPITOLO 5. ISOLA INDESIDERATA NEL DOMINIO FREQUENZA65



Nel paragrafo 5.2.1 si era considerato anche un terzo grafico che rappresentava il valori di tensione e frequenza per cui era verificato il bilancio delle

CAPITOLO 5. ISOLA INDESIDERATA NEL DOMINIO FREQUENZA66

potenze e che permetteva di valutare i valori di tensione e di frequenza del suo funzionamento (coordinate della curva blu e nera); nel caso della rete come quella di nostro interesse, lo stesso grafico assume significato nettamente diverso. Infatti rappresenterà i valori di tensione e frequenza in cui avviene bilanciamento delle potenze che, però, saranno ora riferiti ad un nodo ipotetico che unisce tutte le potenze erogate da una parte, e tutte le potenze assorbite e perse dall'altra. Questo implica che, nel valutare graficamente i valori di tensione e frequenza del funzionamento in isola, l'unico valore attendibile risulti essere quello della frequenza in quanto ogni nodo assumerà tensioni diverse. Pertanto si può ricavare da una lettura grafica il valore di frequenza, già ottenuto con il calcolo analitico, a cui la nostra rete si assesterà in regime permanente nel suo funzionamento in isola.



Capitolo 6

Isola indesiderata analisi nel domineo del tempo

6.1 Soluzioni nel dominio del tempo

Quanto visto nei capitoli precedenti permette di raggiungere all'obiettivo finale di questo lavoro cioè la simulazione nel dominio del tempo del passaggio in isola della rete in esame.

In ambiente SimPowerSystems (SPS) il modello di tale rete viene costruito utilizzando diverse tipologie di blocchi tra cui: il blocco "inverter" realizzato anch'esso in ambiente SPS e descritto al capitolo 4, il blocco "Discrete dynamic load" realizzato anch'esso in ambiente SPS e descritto al capitolo 3, il blocco "T.P. PI Section Line", il blocco "T.P. V-I Measurement", il "PQ block", il blocco "T.P. Breaker", e il blocco "T,P,P. Voltage Source". Sui primi due si è già ampiamente dibattuto mentre è essenziale dare qualche cenno anche su gl'altri. Il "Three Phase PI Section Line" è un modello a π equivalente di una linea reale ed il suo comportamento è sempre simmetrico e lineare. Il "Three Phase V-I Measurement" è un blocco che permette la 'misura' di tensione e corrente in sezione di rete qualsiasi e che permette di trasformare tali grandezza fisiche in segnali adimensionali equivalenti utilizzabili in Simulink. Il "PQ block" è un blocco che calcola la potenza attiva e reattiva associata ai valori di tensione e corrente che riceve in ingresso. Il "Three Phase Brea-

ker” rappresenta il modello di un interruttore reale, tuttavia, nell’ambito di questo studio, viene introdotta una semplificazione in modo che il suo comportamento sia assimilabile ad un interruttore ideale. Infine la ”Three Phase Programmable Source” è una sorgente di tensione trifase ideale simmetrica ed equilibrata.

La topologia della rete reale viene riprodotta in ambiente SPS con opportune connessioni di tipo logico tra blocchi, generando così lo schema di Figura 6.1.

La simulazione viene fatta a tempo discreto con $T_s = 2 * 10^{-6}$ per un intervallo temporale che va da 0 a 600 ms.

Inizialmente gli inverter non erogano potenza e la microrete, essendo alimentata unicamente dal nodo 1, risulta completamente passiva. All’istante $t = 100ms$ si ipotizza che vengono ”chiusi” gli interruttori degli inverter, si passa così da avere una rete passiva ad avere una rete con presenza di generazione distribuita ed in parallelo con la RTN. Successivamente all’istante $t = 300ms$ l’interruttore al nodo 1 apre e inizia il funzionamento in isola della microrete oggetto del nostro studio

Si è scelto di riportare in forma grafica gli andamenti temporali di alcune grandezze significative della rete in esame:

6.2 Considerazioni sulle soluzioni

Lo studio fatto sulla rete al capitolo 5 nel dominio della frequenza, ha permesso di realizzare, grazie a qualche accorgimento, il diagramma delle tensioni dei nodi di rete per diversi funzionamenti della stessa. Nella Figura 6.11 sono rappresentati tutti i valori di tensione per ogni nodo e per ogni tipologia di funzionamento della microrete, cioè: per il funzionamento della microrete in parallelo con la rete MT e con gli inverter sconnessi, per il funzionamento della microrete in parallelo con la rete MT e gli inverter al nodo 5 e 8 connessi e per il funzionamento della microrete in isola.

CAPITOLO 6. ISOLA INDESIDERATA ANALISI NEL DOMINEO DEL TEMPO69

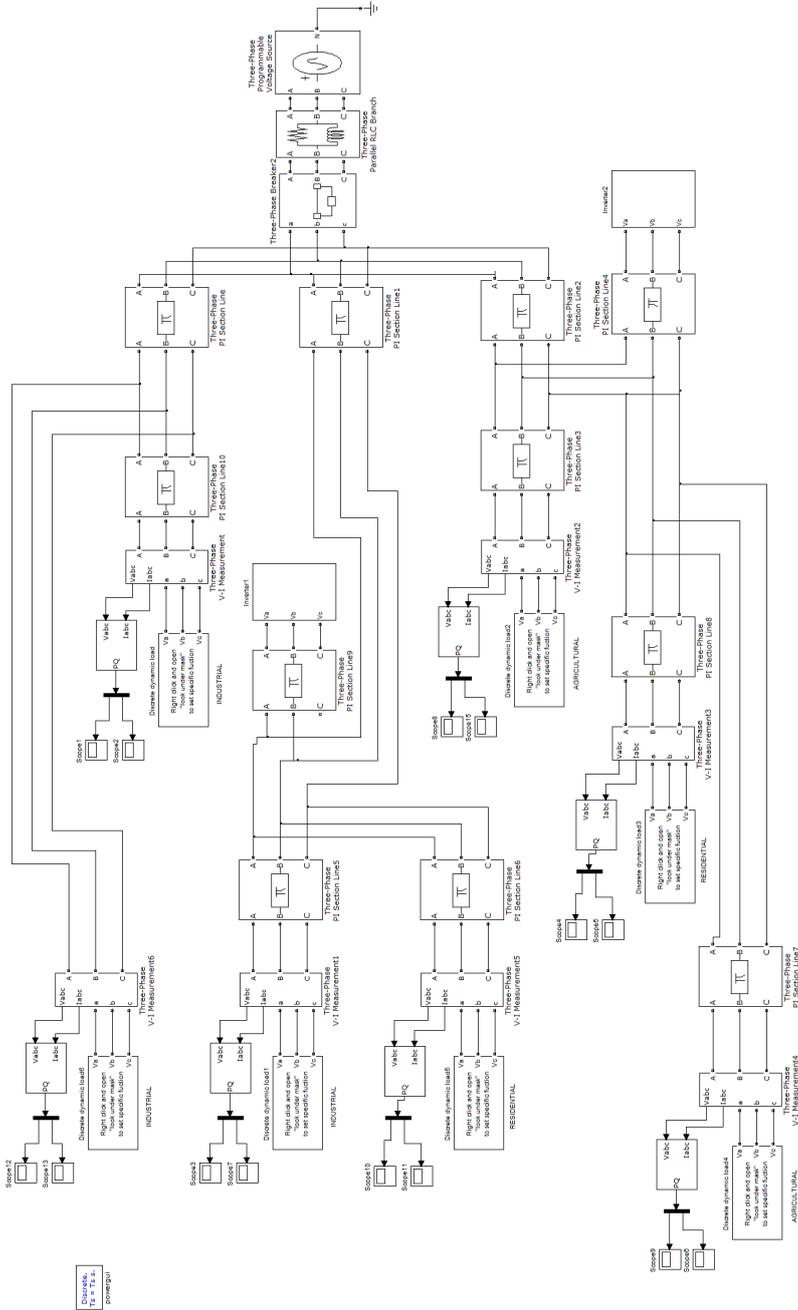


Figura 6.1: Schema della rete studio in ambiente SPS

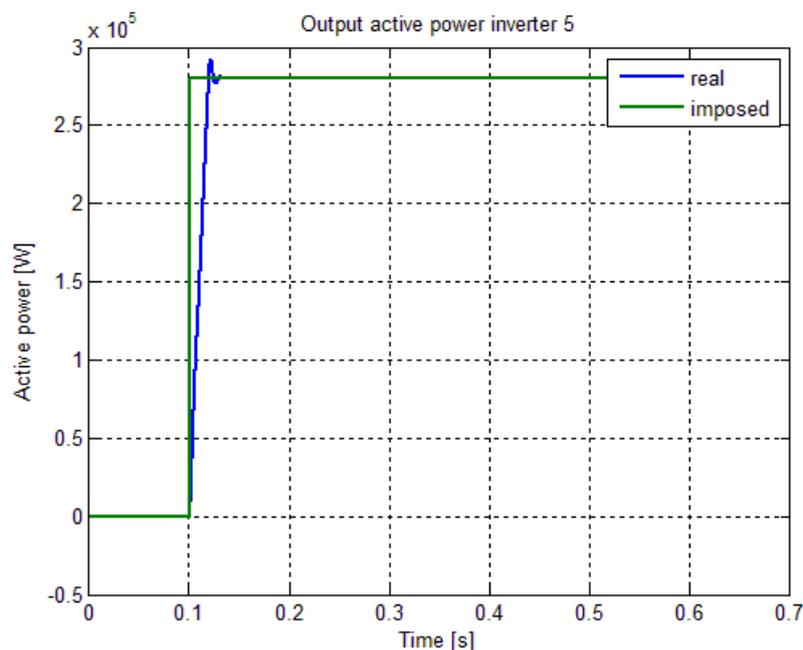


Figura 6.2: Andamento della potenza attiva dell'inverter 5 nel passaggio in isola

Un buon metodo per valutare l'esattezza dei valori ottenuti per le grandezze di interesse, in particolar modo per la tensione, è quello di confrontare i valori ricavati con lo studio nel dominio della frequenza del capitolo 5, con quelli raggiunti a regime permanente dalle stesse grandezze nello studio nel dominio del tempo. Nel caso fossero uguali o con errori relativi modesti, significa che si è giunti al medesimo risultato percorrendo strade diverse. Ciò farebbe supporre che entrambe le percorsi seguiti siano validi e che simulino correttamente il comportamento della rete oggetto di questo studio. Prendendo in considerazione per esempio la tensione al nodo 9, si può verificare che il valore calcolato come al capitolo 5 e leggibile in Figura 6.11 è pari a 0.9216 in p.u. mentre quello leggibile in Figura 6.9 è pari a 0.9291 in p.u. quando il transitorio si è completamente estinto. L'errore assoluto e relativo, inteso come differenza tra i due valori ottenuti, è pari al 0.75% molto modesto da poter essere trascurato. Si può, pertanto, sostenere che entrambi i metodi di studio hanno portato al medesimo risultato. Lo stesso procedimen-

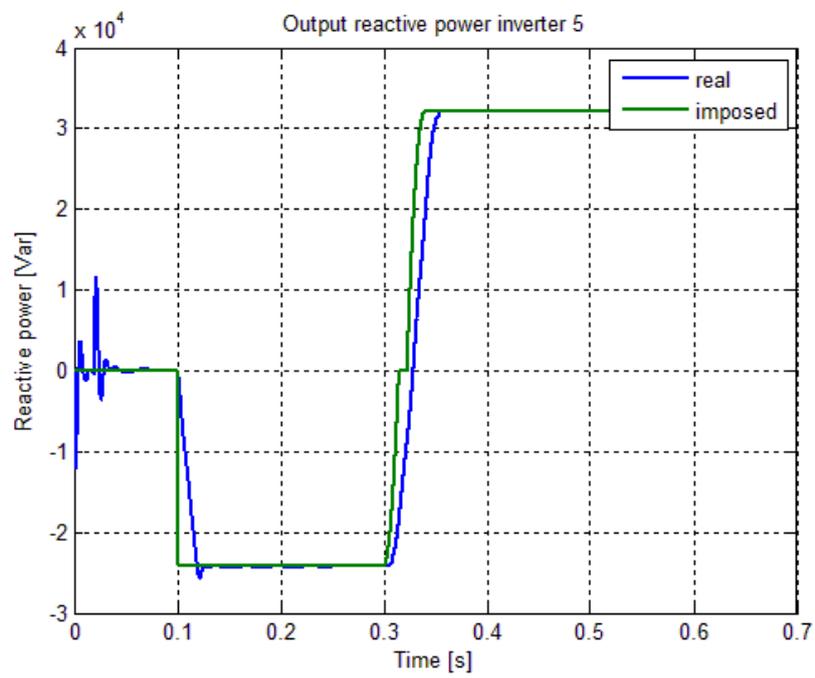


Figura 6.3: Andamento della potenza reattiva dell'inverter 5 nel passaggio in isola

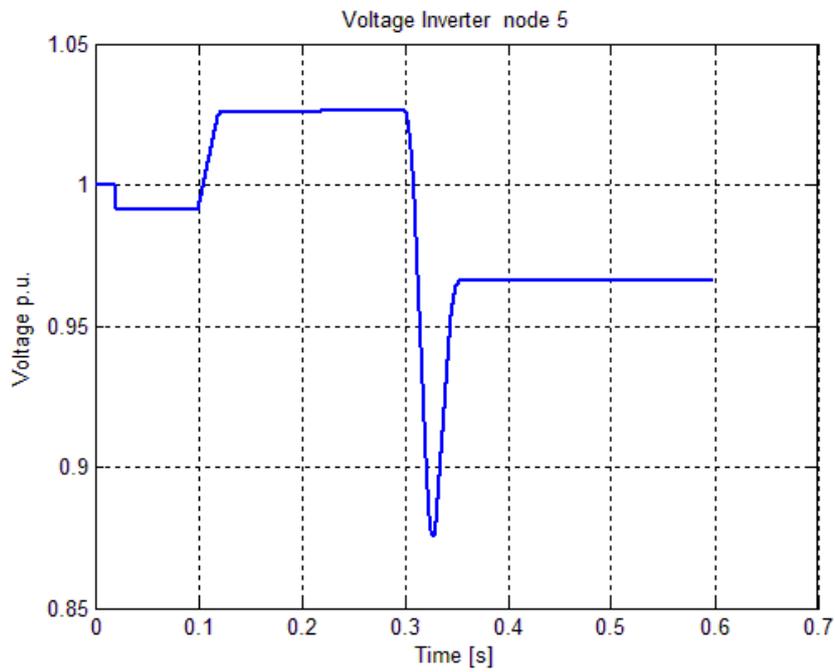


Figura 6.4: Andamento della tensione al nodo 5 nel passaggio in isola

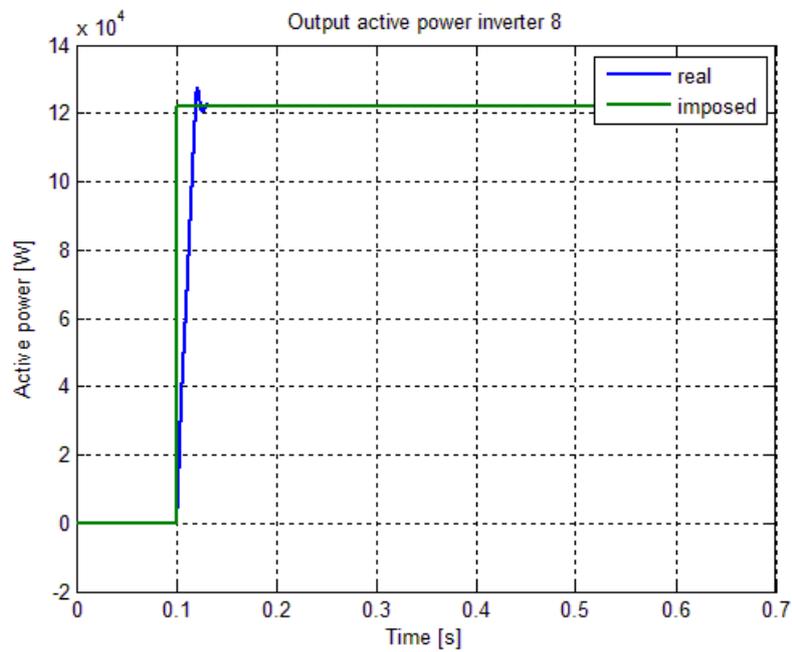


Figura 6.5: Andamento della potenza attiva dell'inverter 8 nel passaggio in isola

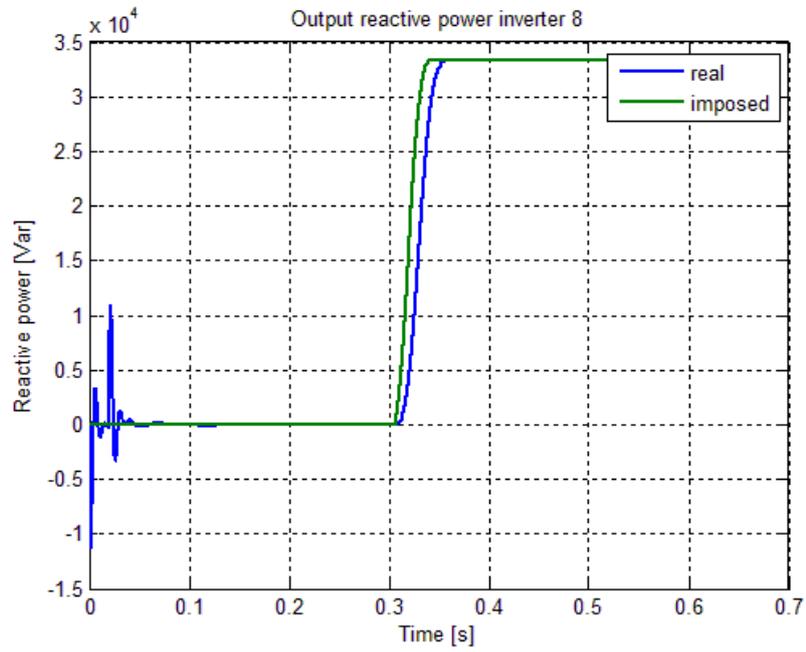


Figura 6.6: Andamento della potenza reattiva dell'inverter 8 nel passaggio in isola

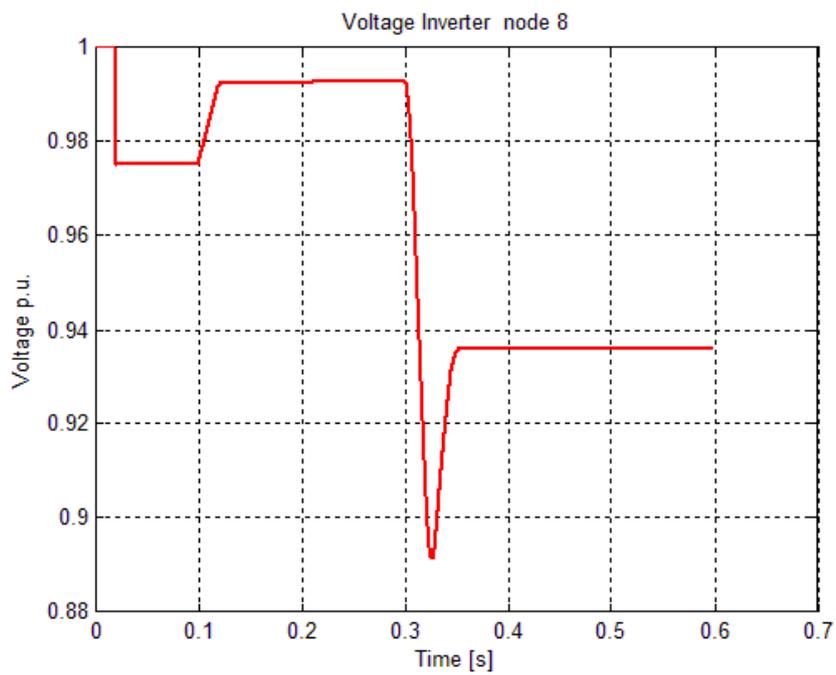


Figura 6.7: Andamento della tensione del nodo 8 nel passaggio in isola

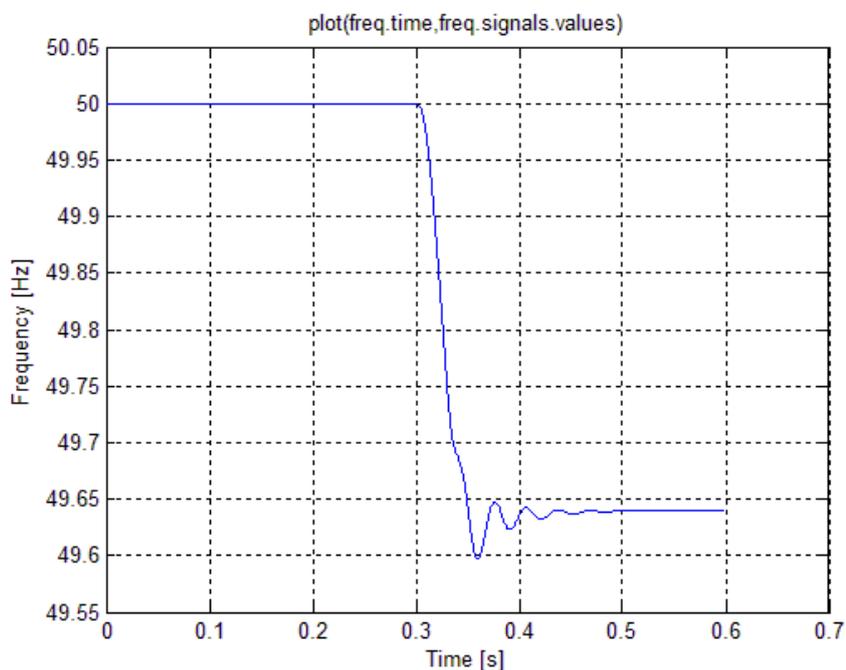


Figura 6.8: Andamento della frequenza nel passaggio in isola

to si può applicare alle grandezze di Figura 6.4, 6.7 e 6.8 con i risultati che sono riportati nella seguente tabella e su quali si possono fare le medesime considerazioni.

	freq. domain	time domain	error %
voltage node 8	0.9347	0.9359	0.12
voltage node 5	0.971	0.9658	0.52
frequency	49.7	49.64	0.12

Particolarmente interessante è l'andamento della potenza reattiva di Figura 6.3 erogata dall'inverter allacciato al nodo 5, che prima dell'istaurarsi dell'isola, opera come condensatore per deprimere la tensione elevata presente al nodo cui è connesso e che lui stesso contribuisce ad elevare per poter iniettare in rete una quantità consistente di potenza attiva. Passati in isola l'inverter torna ad erogare potenza reattiva a causa del crollo delle tensioni determinato dal venir meno della rete MT, che manteneva al nodo 1 il valore costante di tensione pari ad 1 in p.u.

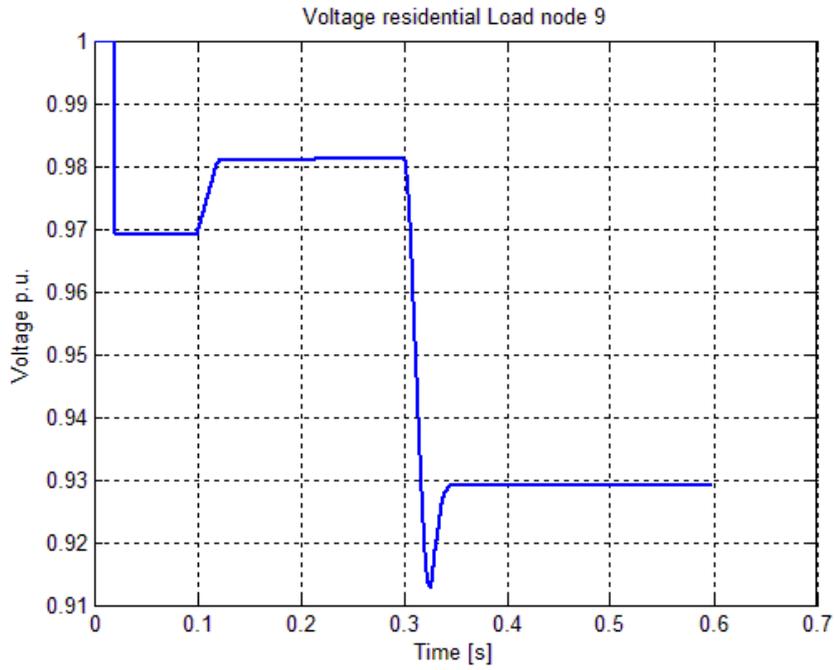


Figura 6.9: Andamento della tensione al nodo 9 di carico nel passaggio in isola

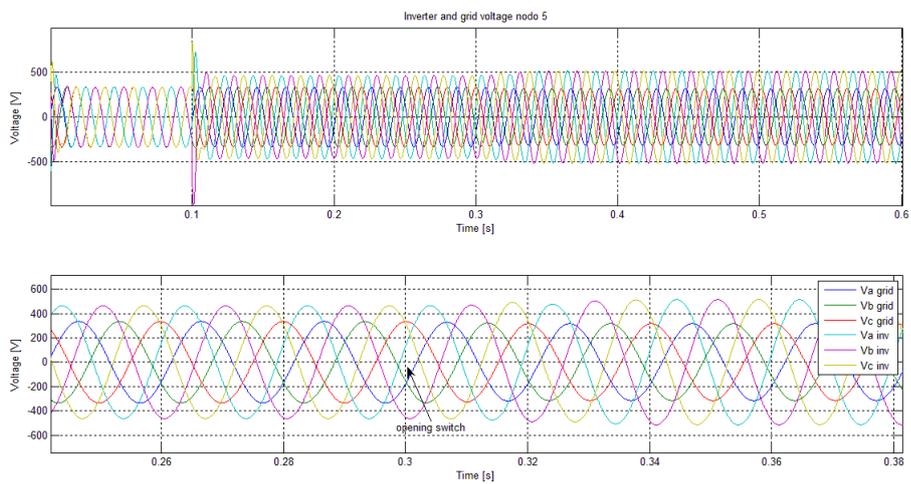


Figura 6.10: Andamento del valore istantaneo della tensione di rete ed interna all'inverter nel passaggio in isola

L'utilizzo di SimPowerSystems pur apparendo ad un primo approccio semplice nella realtà è piuttosto ostico. Il primo problema da affrontare sta nella scelta del solutore, i più efficaci sono quelli che operano nel tempo continuo e che utilizzano un step size variabile, ma spesso, a fronte di una minima variazione della topologia o della tipologia di rete, questi non raggiungono più la convergenza. Per evitare problematiche di questo genere si ricorre allora a simulazioni a tempo discreto con step size fissi, ciò fa aumentare il tempo di simulazione in modo esponenziale, a titolo di cronaca per simulare il funzionamento della rete modellizzata in Figura 6.1 per un intervallo di simulazione di 0.6 s sono serviti più di 75 minuti con un normale notebook.

Tuttavia il maggior problema, che ha aggravato questo lavoro di simulazione, non è stato puramente computazionale bensì "controllistico-computazionale" e ha riguardato principalmente la determinazione dei valori da attribuire alle costanti dei PI interni ai controlli degli inverter e la determinazioni dei valori da attribuire alle costanti dei PLL presenti in ogni singolo carico o generatore. L'aspetto più curioso di tale problematica è che pur testandoli singolarmente, utilizzando per far ciò modelli di rete equivalente, sia il controllo dell'inverter che il controllo del carico risultavano facilmente tarabili attraverso lo studio in frequenza o attraverso le regole di Ziegler-Nichols. Tuttavia, una volta inseriti nella rete, la simulazione divergeva e i controlli divenivano completamente instabili soprattutto quando si tentava il passaggio in isola ovvero quando si perdeva il riferimento di tensione. Cercando di riapplicare Ziegler-Nichols nuovamente ci si è resi conto che tali regole non davano più nessuno aiuto, si è passati quindi ad un altro metodo: provare e osservare i risultati. Infine dopo innumerevoli tentativi di settaggio si è trovata un gamma di valori che ha permesso di simulare la rete e di ricavare i risultati.

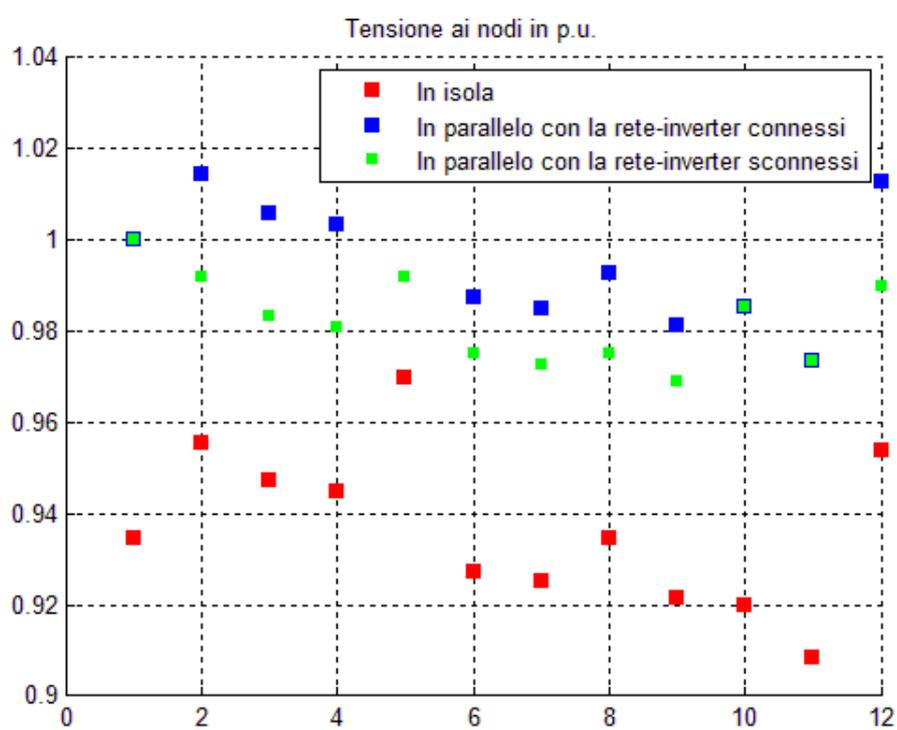


Figura 6.11:

Capitolo 7

Conclusioni

Questo lavoro di tesi è stato inizialmente indirizzato a realizzare dei modelli in ambiente SimPowerSystem; in particolare il modello di un carico dinamico e un modello di un inverter con controllo PQ. Più precisamente, per quanto riguarda il carico dinamico, si è sviluppato un modello in grado di assorbire dalla rete una determinata potenza attiva e reattiva, dipendenti entrambe dalla tensione e dalla frequenza del nodo cui è allacciato il carico, secondo un legge ricavata da studi di settore. Per quanto riguarda l'inverter, invece, si è sviluppato un controllo di tipo PQ che permettesse di erogare in rete potenza attiva e reattiva nelle modalità introdotte dall'ultimo aggiornamento delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

La seconda parte della tesi, si occupa proprio del problema centrale di questo lavoro ovvero simulare nel dominio del tempo, in ambiente SPS, il passaggio ed il funzionamento in isola di una piccola porzione di rete formata da carichi dinamici ed inverter controllati in PQ.

Un primo tentativo di raggiungere tale scopo, risultato del tutto fallimentare, è stato quello di "montare" letteralmente la microgrid con i vari blocchi presenti nelle librerie di SPS e con i blocchi dell'inverter e del carico sviluppati precedentemente.

Visti i risultati poco fruttuosi, lo studio ha focalizzato l'attenzione su cosa provocasse il comportamento combinato degli inverter e dei carichi dinamici. Al capitolo 5 è stata evidenziata una possibile soluzione numerica per

determinare quale potrebbe essere con buona probabilità, il punto di lavoro a regime permanente di una rete funzionante in isola non desiderata. Ciò ha permesso di farsi un'idea di massima di come il sistema si sarebbe potuto spostare dal suo punto di equilibrio antecedente la creazione dell'isola ad il suo punto di equilibrio del funzionamento in isola.

Sfruttando queste informazioni, agendo sulle tarature dei PI e dei PLL dei controlli dei carichi e degli inverter e limitando le risposte troppo veloci ed ampie, è stato possibile simulare il funzionamento della nostra microgrid.

I risultati delle simulazioni, riassunti graficamente al capitolo 6, mostrano che dopo l'apertura dell'interruttore che mantiene il parallelo con la rete MT, la frequenza si assesta ad un valore di 49.64 Hz dopo piccole oscillazioni, le tensioni ai nodi crollano da un valore di 1.02 in p.u. ad un valore di 0.965 p.u. nel caso del nodo 5 e da un valore di 0.98 p.u. ad un valore di 0.92 p.u. per il nodo 9 ove è connesso un carico residenziale. Per quanto riguarda le potenze erogate dagli inverter: quelle attive non vedono il transitorio poiché si consuma all'interno dal range di valori di frequenza in cui la curva droop rimane inerte mentre quelle reattive vengono erogate al loro valore massimo.

Infine, vi è un'ultima considerazione molto importante che riguarda la possibilità o meno che intervengano le protezioni. Nel funzionamento in isola i valori di tensione ai morsetti di entrambi gli inverter non violano le soglie massime e minime d'intervento delle protezioni che pertanto non interverranno. La frequenza, invece, pur non violando le soglie permissive, si assesta a valori inferiori alla soglia restrittiva di minima frequenza. Ciò determinerà una disconnessione dell'unità dalla rete se tale unità è provvista di sblocco voltmetrico o se alla stessa viene inviato un segnale di aperto dall'interruttore generale di BT. Viceversa, se non è prevista la presenza di nessuno di questi due dispositivi, l'isola continuerà a esistere fintantoche non si creerà uno scompensamento elevato tra le potenze assorbite ed erogate che porta la porzione di rete al collasso.

Appendice A

Allegati

PRINCIPALI LISTATI MATLAB:

```
1  %MAIN
2
3  clc
4  clear all;
5  close all;
6  path(path, '..\dbtools')
7
8
9  prec=1e50;
10 Num_Nodi=12;
11
12
13 Poinvmast=225e3;
14 Qoinvmast=0.4843*Poinvmast;
15
16 frequency=47.5:0.1:51.5;
17 voltage=0.8:0.01:1.2;
18 for f=frequency
19     [rovf, fi]=find(frequency==f);
20     vi=0;
21
22     for v=voltage
23         vi=vi+1;
```

```

24
25     Emod(1:1:Num_Nodi,1)=v;
26     deltamax=10;
27     qq=1;
28
29     while deltamax>0.005 && qq<100
30
31         daticata3;
32         leggidat;
33
34         Yaa=G*Yrete*G';
35         Yan=G*Yrete*H';
36         Yna=H*Yrete*G';
37         Ynn=H*Yrete*H';
38         Yuu=H*Ycar*H';
39
40         En=-inv(Yuu+Ynn)*Yna*Ea;
41
42         Ia=Yaa*Ea+Yan*En;
43         In=Yna*Ea+Ynn*En;
44         I=[Ia; In];
45         E=G'*Ea+H'*En;
46
47         Epp=Emod;
48         Emod=abs(E);
49
50         Ir=diag(Yl)*Al*E;
51
52         deltaV=abs(Emod-Epp);
53         deltamax=max(deltaV);
54         qq=qq+1;
55     end
56     NTOTALE=(E.*conj(I))*Nbase;
57     Ngeneratore=(E(1,1)*conj(I(1,1)))*Nbase;
58     Nerditecomplex=sum((Al*E).*conj(Ir))*Nbase;
59     Ncarichi=sum(En.*conj(In))*Nbase;
60     matrici;
61     invertermaster;
62     casobest;

```

```

63
64     end
65 end
66
67 freqok
68 voltok
69 epslP
70 epslQ
71 NGENERATA
72 NPERDITE
73 NCARICHI
74 minscarto
75 V_nodi
76 % Umin
77 % Kmin
78
79
80 %PLOT
81 %plot 3D
82 figure('Name','Active power: inverter droop curve-load curve');
83 INVERTERTOTP=INVERTERMASTP+abs(PPINVERTERSLAVE);
84 PQOO=PPOO;
85 plotall(voltage,frequency,PQOO,INVERTERTOTP,nodicarichi,PPerdite);
86 title('Active power: inverter droop curve-load curve');
87 xlabel('Active power [W]');
88 view(33,16);
89
90 figure('Name','Reactive power: inverter droop curve-load curve');
91 INVERTERTOTQ=INVERTERMASTQ-QQINVERTERSLAVE;
92 PQOO=QQOO;
93 plotall(voltage,frequency,PQOO,INVERTERTOTQ,nodicarichi,QQerdite);
94 title('Reactive power: inverter droop curve-load curve');
95 xlabel('Reactive power [Var]');
96 view(119,18);
97
98 %plot stability points
99 PPINCR=zeros(size(frequency,2),size(voltage,2));
100 for uu=1:1:size(nodicarichi,1)
101     rr=((uu-1)*(size(voltage,2))+1);

```

```

102     yy=(uu*size(voltage,2));
103     PPPOOO=PPOO(:,rr:1:yy);
104     PPINCR=PPINCR+PPPOOO;
105     end
106     PPCARPER=PPerdite+PPINCR;
107     QQINCR=zeros(size(frequency,2),size(voltage,2));
108     for uu=1:1:size(nodicarichi,1)
109         rr=(uu-1)*(size(voltage,2))+1;
110         yy=(uu*size(voltage,2));
111         QQOOOO=QQOO(:,rr:1:yy);
112         QQINCR=QQINCR+QQOOOO;
113     end
114     QQCARPER=QQerdite+QQINCR;
115     plotpoints(voltage, frequency, PPCARPER, QQCARPER, INVERTERTOTP(10,20), INVERTE
116     buche;

```

```

1  %valutazione delle curve droop
2
3  INVERTERMAST=[Poinvmast Qoinvmast];
4  % Active power
5      if f==47.5
6          INVERTERMAST(1,1)=0;
7      else
8          if f>=50.3
9              INVERTERMAST(1,1)=-INVERTERMAST(1,1)*f/1.2+(INVERTERMAST(1,1)*51.5/1.
10             end
11         end
12
13     % Reactive power
14     if Emod(1,1)>=0.9 && Emod(1,1)<=0.99
15         INVERTERMAST(1,2)=- (INVERTERMAST(1,2)*Emod(1,1)/0.09) + (11*INVERTERMAST(1,2)
16     else
17         if Emod(1,1)>0.99 && Emod(1,1)<1.01
18             INVERTERMAST(1,2)=0;
19         else
20             if Emod(1,1)>=1.01 && Emod(1,1)<=1.11
21                 INVERTERMAST(1,2)=-INVERTERMAST(1,2)*Emod(1,1)/0.1 + ((1.01*INVERT
22             else

```

```

23         if Emod(1,1)>1.11
24             INVERTERMAST(1,2)=-INVERTERMAST(1,2);
25         end
26     end
27 end
28 end
29
30 INVERTERMASTP(fi,vi)=INVERTERMAST(1,1);
31 INVERTERMASTQ(fi,vi)=INVERTERMAST(1,2);

```

```

1  % organizza le matrici per creare il 3d
2
3  for qq=1:1:size(nodicarichi,1)
4      wer=(qq-1)*(size(voltage,2));
5      PPOO(fi,(vi+wer))=-real(NTOTALE(nodicarichi(qq,1),1));
6      QQOO(fi,(vi+wer))=-imag(NTOTALE(nodicarichi(qq,1),1));
7  end
8  PPerdite(fi,vi)=real(Nerditecomplex);
9  QQerdite(fi,vi)=imag(Nerditecomplex);
10
11 if exist('INVERTER')==1
12     lop=size(nodicarichi,1)+1;
13     pui=CARICHI(lop,1);
14     PPINVERTERSLAVE(fi,vi)=-real(NTOTALE(pui,1));
15     QQINVERTERSLAVE(fi,vi)=-imag(NTOTALE(pui,1));
16 end

```

```

1  Pgen=real(Ngeneratore);
2  Qgen=imag(Ngeneratore);
3  deltaP=abs(Pgen-INVERTERMAST(1,1));
4  deltaQ=abs(Qgen-INVERTERMAST(1,2));
5  scarto=sqrt(deltaP^2+deltaQ^2);
6  if scarto<=prec
7      freqok=f;
8      voltok=v;
9      epslP=deltaP;
10     epslQ=deltaQ;

```

```

11     NGENERATA=Ngeneratore;
12     NPERDITE=Nerditecomplex;
13     NCARICHI=-Ncarichi;
14     prec=scarto;
15     minscarto=scarto;
16     V_nodi=Emod;
17     %     Kmin=KKKKK;
18     %     Umin=UUUUU;
19     end

```

```

1  % crea i plot 3d della potenza attiva e della potenza reattiva
2
3  function [xi,yi,INVERTERTOT401]=plotall(voltage,frequency,PQOO,INVERTERTOT,nodic
4
5  [x,y]=meshgrid(0.8:0.01:1.2,47.5:0.1:51.5);
6  [xi,yi]=meshgrid(0.8:0.001:1.2,47.5:0.01:51.5);
7  hold on;
8  grid on;
9  INCR=zeros(size(frequency,2),size(voltage,2));
10 INCR401= interp2(x,y,INCR,xi,yi,'linear');
11 for uu=1:1:size(nodicarichi,1)
12     rr=(uu-1)*(size(voltage,2))+1;
13     yy=(uu*size(voltage,2));
14     PPPQQQ=PQOO(:,rr:1:yy);
15     PPPQQQ401= interp2(x,y,PPPQQQ,xi,yi,'linear');
16     INCR401=INCR401+PPPQQQ401;
17     surf(yi,xi,INCR401,'Edgecolor','none');
18 end
19 Perdite401= interp2(x,y,Perdite,xi,yi,'linear');
20 CARPER401=Perdite401+INCR401;
21 surf(yi,xi,CARPER401,'Edgecolor','none');
22 colormap ('jet')
23 INVERTERTOT401= interp2(x,y,INVERTERTOT,xi,yi,'linear');
24 surf(yi,xi,INVERTERTOT401);
25 axis([47 52 0.75 1.25]);
26 ylabel('Voltage rms p.u. ');
27 xlabel('Frequency [Hz] ');
28 colorbar;

```

```
29 hold off;
```

```
1  % crea le curve dei punti di equilibrio
2
3  function plotpoints(v, f, PPOO, QOOO, active_inverter, reactive_inverter)
4
5  TOTQ=zeros(1,2);
6  TOTP=zeros(1,2);
7  fq=f';
8  shift=reactive_inverter;
9  for i=2:1:size(v,2)
10
11  mi=(QOOO(:,i)-QOOO(:,i-1))/(v(1,i)-v(1,i-1));
12  bi=QOOO(:,i)+shift-mi*v(1,i);
13
14  %intersezione 1 tratto
15  v1=(reactive_inverter+shift-bi)./mi;
16  [r1, c1]=find(v1>0.8 & v1<=0.9 & v1<=v(1,i) & v1>v(1,i-1));
17  f1=fq(r1,1);
18  vi1=v1(r1,1);
19
20  %intersezione 2 tratto
21  mc2=-reactive_inverter/0.09;
22  bc2=reactive_inverter*12;
23  v2=(bc2-bi).(mi-mc2);
24  [r2, c2]=find(v2>0.9 & v2<0.99 & v2<=v(1,i) & v2>v(1,i-1));
25  f2=fq(r2,1);
26  vi2=v2(r2,1);
27
28  %intersezione 3 tratto
29  mc3=0;
30  bc3=reactive_inverter;
31  v3=(bc3-bi).(mi-mc3);
32  [r3, c3]=find(v3>=0.99 & v3<=1.01 & v3<=v(1,i) & v3>v(1,i-1));
33  f3=fq(r3,1);
34  vi3=v3(r3,1);
35
36  %intersezione 4 tratto
```

```

37 mc4=-reactive_inverter/0.09;
38 bc4=reactive_inverter*1.1/0.09;
39 v4=(bc4-bi)./(mi-mc4);
40 [r4, c4]=find(v4>1.01 & v4<1.11 & v4<=v(1,i) & v4>v(1,i-1) );
41 f4=fq(r4,1);
42 vi4=v4(r4,1);
43
44 %intersezione 5 tratto
45 v5=-bi./mi;
46 [r5, c5]=find(v5>=1.11 & v5<=1.2 & v5<=v(1,i) & v5>v(1,i-1));
47 f5=fq(r5,1);
48 vi5=v5(r5,1);
49
50 ftot=[f1;f2;f3;f4;f5];
51 vitot=[vi1;vi2;vi3;vi4;vi5];
52 totqi=[ftot,vitot];
53 TOTQ=[TOTQ;totqi];
54 end
55 TOTFVQ=TOTQ(2:1:size(TOTQ,1),:);
56 [ord ordin]=sort(TOTFVQ);
57 TOTFVQ(:,1)=ord(:,1);
58 apreactiv=TOTFVQ(:,2);
59 ordinvolt=apreactiv(ordin(:,1));
60 TOTFVQ(:,2)=ordinvolt;
61
62
63 for i=2:1:size(f,2)
64
65 mip=(PPOO(i,:)-PPOO(i-1,:))/((f(1,i)-f(1,i-1)));
66 bip=PPOO(i,:)-mip*f(1,i);
67
68 %intersezione 1 tratto
69 flp=(active_inverter-bip)./mip;
70 [rlp, clp]=find(flp>47.5 & flp<=50.3 & flp<=f(1,i) & flp>f(1,i-1));
71 vlp=v(1,clp);
72 filp=flp(1,clp);
73
74 %intersezione 2 tratto
75 mc2p=-active_inverter/1.2;

```

```

76 bc2p=active_inverter*51.5/1.2;
77 f2p=(bc2p-bip)./(mip-mc2p);
78 [r2p, c2p]=find(f2p>50.3 & f2p<=51.5 & f2p<=f(1,i) & f2p>f(1,i-1));
79 v2p=v(1,c2p);
80 fi2p=f2p(1,c2p);
81
82 vptot=[v1p';v2p'];
83 fiptot=[fi1p';fi2p'];
84 totpi=[fiptot,vptot];
85 TOTP=[TOTP;totpi];
86
87 end
88 mip47=(PPOO(2,:)-PPOO(1,:))/((f(1,2)-f(1,1)));
89 bip47=PPOO(2,:)-mip47*f(1,2);
90 yyy=mip47*f(1,1)+bip47;
91 [r47 c47]=find(yyy<=active_inverter);
92 instabfreq(1:1:size(c47,2),1)=f(1,1);
93 instabvolt(:,1)=v(1,c47);
94
95 TOTFVP=TOTP(2:1:size(TOTP,1),:);
96 [ord ordin]=sort(TOTFVP);
97 TOTFVP(:,1)=ord(:,1);
98 apactiv=TOTFVP(:,2);
99 ordinvolt=apactiv(ordin(:,1));
100 TOTFVP(:,2)=ordinvolt;
101
102 figure('Name','Active and reactive power equilibrium points')
103 hold on;
104 grid on;
105 plot(TOTFVP(:,1),TOTFVP(:,2),'Color','black','LineWidth',2);
106 plot(TOTFVQ(:,1),TOTFVQ(:,2),'Color','blue','LineWidth',2);
107 plot(instabfreq,instabvolt,'Color','red','LineWidth',2);
108 axis([47 52 0.75 1.315]);
109 ylabel('Voltage rms p.u.');
```

xlabel('Frequency [Hz]');

```

110 title('Active and reactive power equilibrium points');
111 h=legend(' Active power-stable points',' Reactive power-stable points', ' Active
112 set(h,'Location','NorthEast');
113 hold off;
```

```
1
2
3 [x,y]=meshgrid(0.8:0.01:1.2,47.5:0.1:51.5);
4 [xi,yi]=meshgrid(0.8:0.0001:1.2,47.5:0.001:51.5);
5 PPOO4001= interp2(x,y,PPINCR,xi,yi,'linear');
6 fgh4001= interp2(x,y,INVERTERTOTP,xi,yi,'linear');
7 figure('Name','Active power: inverter droop curve-load curve');
8 axis([0.75 1.25 47 52]);
9 xlabel('Voltage rms p.u. ');
10 ylabel('Frequency [Hz]');
11 zlabel('log(\DeltaP+\DeltaQ+1)');
12 hold on;
13 grid on;
14 view(-56,14);
15 colorbar;
16 poi=abs(PPOO4001-fgh4001);
17 bnm4001=interp2(x,y,INVERTERTOTQ,xi,yi,'linear');
18 QOOO4001=interp2(x,y,QQINCR,xi,yi,'linear');
19 iuy=abs(QOOO4001-bnm4001);
20 dkl=iuy+poi;
21 dkl=log10(dkl+1);
22 surfc(xi,yi,dkl,'Edgecolor','none');
```



Allegato E (normativo)

Partecipazione delle unità GD al controllo della tensione

E.1 Generalità

Il presente allegato contiene le logiche di controllo locali, nonché i segnali di regolazione da remoto, necessari alla partecipazione delle unità GD al controllo della tensione.

Attualmente le logiche descritte ed i valori indicati per la tensione e la potenza reattiva si riferiscono al funzionamento richiesto ai generatori statici indicati nel paragrafo 8.4.4.2 e verificati mediante le prove di cui in B.1.2.1.

Per i generatori tradizionali, analoghe prescrizioni sono allo studio.

Tali logiche saranno attivate a richiesta del Distributore.

E.2 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\varphi=f(P)$

Secondo quanto stabilito in 8.4.4.2 ed in 8.5.2, tutti gli impianti di generazione di potenza complessiva superiore a 3 kW, connessi alla rete tramite uno o più inverter, devono partecipare al controllo della tensione tramite assorbimento di potenza reattiva.

L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva.

In questi casi il tipo ed i valori nominali della regolazione della potenza reattiva dipendono dalle caratteristiche di rete e possono quindi essere prescritti individualmente dal Distributore, purché all'interno dei limiti della capability "triangolare" dei convertitori, come schematicamente rappresentato in 8.4.4.2 tramite la Figura 38 (zona tratteggiata).

Tuttavia, soprattutto per gli impianti di piccola taglia, è opportuno stabilire meccanismi di controllo della potenza reattiva che, sulla base di una logica locale, integrata nel controllo degli inverter, consentano di limitare la tensione ai morsetti di uscita agendo in modo automatico sulla base di una curva di regolazione pre-impostata e definita all'interno della capability triangolare.

Seguendo questo criterio, gli inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a 3 kW devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale secondo uno dei seguenti metodi:

Secondo una curva caratteristica del fattore di potenza/della potenza attiva = $f(P)$ (curva di tipo a) in Figura 38) oppure

Ad un fattore di potenza $\cos\varphi$ fisso ed impostabile fino al limite massimo di capability pari a 0,9 (0,95 per impianti di potenza complessiva fino a 6 kW) (curva di tipo b) in Figura 38).

Al fine di garantire un comportamento omogeneo di tutti i generatori distribuiti sulle reti di bassa tensione è stato stabilito quanto segue:



- Tutti i convertitori devono integrare come impostazione di default la curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$ riportata in Figura 38 (tipo a) definita univocamente dalla interpolazione lineare di tre punti, rispettivamente A, B e C, impostati come segue:
 - A: $P = 0,2 P_n$; $\cos\phi = 1$
 - B: $P = 0,5 P_n$; $\cos\phi = 1$
 - C: $P = P_n$; $\cos\phi = \cos\phi_{max}$

— Ove $\cos\phi_{max}$ è pari rispettivamente a 0,95 (induttivo) per macchine fino a 6kW e 0,90 (induttivo) per convertitori di taglia superiore a 6 kW.

La curva caratteristica standard di tipo b) è definita dai punti C e D, impostati come segue

- C: $P = P_n$; $\cos\phi = \cos\phi_{max}$
 - D: $P = 0,05 P_n$; $\cos\phi = \cos\phi_{max}$
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore al produttore contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento.
 - Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica "standard" di tipo a), previa richiesta del distributore, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purché eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
 - Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito.
 - Il Distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard di tipo a) in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Nell'esempio tratteggiato in Figura 38 la variante della curva di tipo a) rispetto allo standard consiste in una modifica del livello di potenza attiva in cui inizia la regolazione in assorbimento di potenza reattiva (punto A con $P = 0,05 P_n$).

Le modalità a) e b) sono entrambe abilitate in funzione di una tensione di lock-in (per esempio pari a $1,05 V_n$), il cui valore è comunicato dal Distributore nel regolamento di esercizio.

Il valore di lock-in deve essere regolabile tra V_n e $1,1 V_n$ con intervalli di 0,01.

Il valore di lock-out (ad esempio pari a $0,98 V_n$) deve essere regolabile tra $0,9 V_n$ e V_n con intervalli di 0,01.

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s (si veda a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.3).

L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.

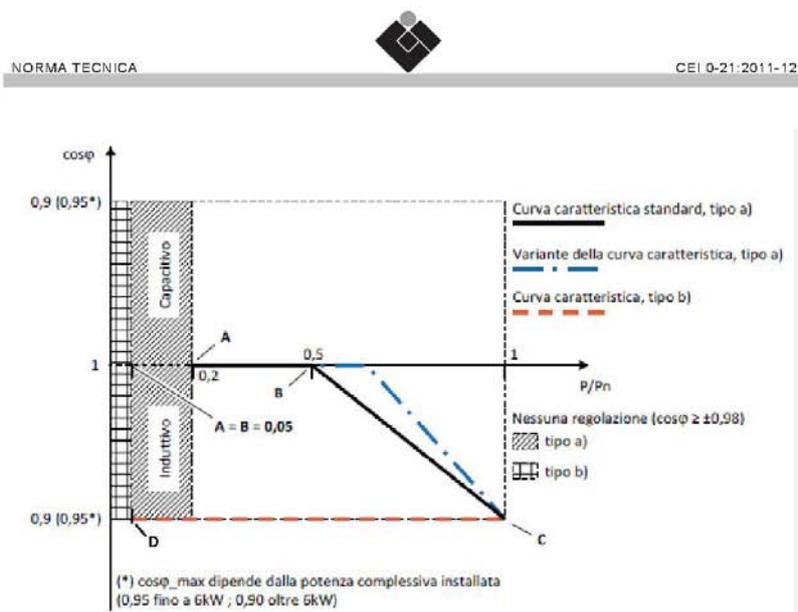


Figura 38 - Curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$ e varianti, definite su tre punti

Modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$, rispettivamente tipo a) e b):

- Al superamento del punto di lavoro $P/P_n = 0,5$ (curva tipo a)), ovvero $P/P_n = 0,05$ (curva tipo b)), l'inverter verifica se la tensione ai suoi morsetti è superiore al valore "critico" per il Lock-In (per esempio pari a $1,05 V_n$, comunque un valore inferiore al limite di funzionamento stabile secondo CEI EN 50160).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Figura 38 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a $\cos\phi$ unitario fino a che la tensione misurata ai morsetti rispetta il limite $V < 1,05 V_n$.
- Per livelli di potenza superiori a $0,5 P_n$ (curva tipo a)), ovvero a $0,05 P_n$ (curva tipo b)), qualora la tensione (verificata almeno ogni secondo) superi il valore critico, il convertitore attiverà la regolazione di reattivo (lock-in), posizionando il punto di lavoro P-Q sulla curva caratteristica standard in base al livello attuale della potenza attiva entro 10 s.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa SOLO quando:
 - la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50 % di P_n (curva tipo a)) ovvero sotto il 5 % di P_n (curva tipo b)) lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti), oppure
 - la tensione rientri sotto il valore di lock-out di tensione, per esempio pari a $1,00 V_n$.

NOTA Il controllo della potenza reattiva comporta una maggiore dissipazione nella rete di bassa tensione. Come stabilito nel presente paragrafo, tale dissipazione può essere ridotta al minimo attivando la regolazione automatica della potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\phi = f(P)$ solo al superamento di un livello critico della tensione rilevata ai morsetti di uscita del convertitore. L'impianto di produzione opera quindi in assorbimento di reattivo SOLO se eroga potenza attiva e SOLO quando la tensione misurata ai morsetti di uscita è prossima ai limiti stabiliti.



E.2.1 Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$

Limiti di applicabilità: inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6kW.

In aggiunta a quanto previsto nel par. E.2, gli inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW devono consentire anche la 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 la curva caratteristica $Q = f(V)$ di Figura 39 - curve caratteristiche standard $Q = f(V)$.

Questo tipo di regolazione è tale da richiedere, potenzialmente, un funzionamento del generatore in punti esterni alla capability "triangolare" ($\cos\phi$ istantaneo inferiore a 0,9) e fino al limite stabilito per la capability "rettangolare", secondo quanto specificato al paragrafo 8.4.4.2 (vedi anche Figura 38). Nella figura, la convenzione utilizzata per lo scambio di Potenza reattiva è la seguente:

- Potenza reattiva positiva: il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in ritardo rispetto alla tensione
- Potenza reattiva negativa: il generatore eroga potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione

Pertanto, in base a quanto stabilito in 8.4.4.2, ai fini della applicazione di questi metodi di regolazione "in tensione", vale quanto segue:

- Le curve di regolazione automatica di potenza reattiva in funzione della tensione ai morsetti di uscita, sono applicabili solo ad inverter installati in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW (impianti di cui alla lettera e) di 8.4.4.2).
- L'erogazione o assorbimento di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$ si intende convenzionalmente finalizzata alla prestazione da parte dell'Utente Attivo di un servizio di rete richiesto dal Distributore. Pertanto questa modalità di funzionamento sarà attivata solo su richiesta del distributore e secondo una regolamentazione e le condizioni economiche che verranno stabilite dalla AEEG.

Seguendo questo criterio, gli inverter utilizzati in impianti di potenza superiore a 6 kW devono poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale:

- secondo un valore funzione della tensione rilevata ai morsetti del generatore ed al massimo pari a 0,4843 della potenza nominale dell'impianto, in base alla curva "standard, $Q = f(V)$ " di Figura 39. In particolare, facendo riferimento alla caratteristica di tipo b), il valore potenza reattiva di funzionamento del generatore è variabile (funzione del $\cos\phi$) in modo da avere la Q_r di figura.

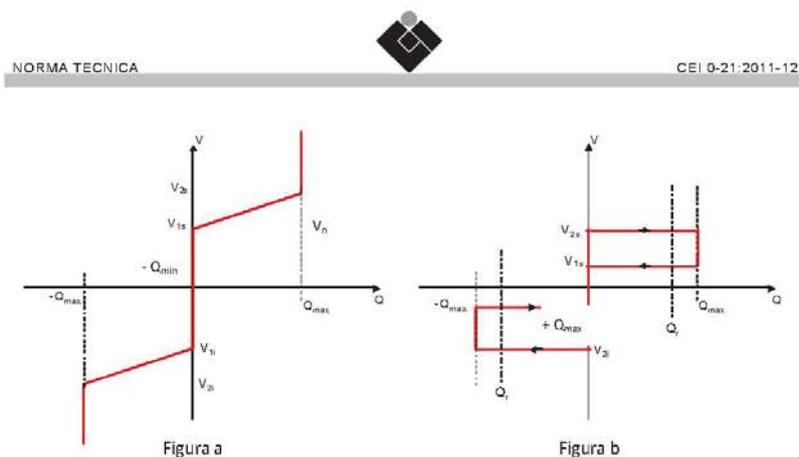


Figura 39 - Curve caratteristiche standard $Q=f(V)$.⁶⁴⁾

La curva caratteristica $Q = f(V)$ è definita univocamente dai seguenti parametri:

- I valori di V_1 e V_2 , definiti dal Distributore, purchè entro i limiti di:
- $V_n < V_{1s}, V_{2s} < V_{max}; V_n > V_{1l}, V_{2l} > V_{min}$;
- $V_{min} \geq 27.S1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9 V_n$)
- $V_{max} \leq 59.S1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1 V_n$)
- $-Q_{min}$ e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di capability "rettangolare" stabiliti in 8.4.4.2 e verificati mediante le prove di cui in B.1.2.1 (comunque non inferiori in modulo al 48,43 % di P_n).
- La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore all'Utente Attivo contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento, in presenza di una regolamentazione emessa da parte di AEEG.
- Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica "standard" $Q = f(V)$, previa richiesta del distributore, dovrà essere abilitato tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore (la modalità di abilitazione, purchè eseguibile in loco dal cliente/produttore o da un installatore qualificato, è a discrezione del costruttore).
- Eventuali modifiche alla prescrizione o alla procedura apportate dal gestore di rete devono essere implementate dal proprietario dell'impianto nei limiti riportati di seguito.
- Il Distributore, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse, purchè riconducibili a quella riportata a titolo esemplificativo in Figura 39 tramite impostazione dei parametri $V_{1l}, V_{2l}, V_{1s}, V_{2s}$, secondo i criteri e limiti suesposti.

La modalità di funzionamento in regolazione automatica di reattivo secondo la curva $Q = f(V)$ (Figura 39), 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.

Il valore di lock-in di potenza deve essere regolabile tra $0,1 P_n$ e P_n ad intervalli di $0,1 P_n$.

⁶⁴⁾ Ulteriori informazioni sono contenute in "Voltage Regulation Issues For Smart Grid"; Gabriele Monfredini, Maurizio Delfanti, Marco Merlo, Alberto Cerretti, Ettore De Berardinis; Cigré International Symposium; Bologna, 13-15 September 2011.



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 $0,05 P_n$).

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s (si veda a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in B.1.2.4).

L'implementazione dei requisiti di potenza reattiva avviene sui morsetti di uscita del convertitore.

Modalità di funzionamento della regolazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $Q = f(V)$:

- Per la curva di Figura 39/Figura a: al superamento del punto di lavoro $V > V_{1s}$, oppure $V < V_{1i}$, l'inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-In (per esempio pari a $0,2 P_n$).
- Per la curva di Figura 39/Figura b: al superamento del punto di lavoro $V > V_{2s}$, oppure $V < V_{2i}$, l'inverter verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-In (per esempio pari a $0,2 P_n$).
- Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo (lock-in) secondo il profilo riportato in Figura 39 entro 10 s, altrimenti la macchina continua ad erogare a $\cos\phi$ unitario fino a che la potenza erogata permane al di sotto del limite di lock-in $P < 0,2 P_n$.
- La condizione di regolazione attivata viene rimossa SOLO quando:
 - la potenza attiva P erogata scende stabilmente sotto il 5 % di P_n , lock-out in potenza, indipendente dalla tensione rilevata ai morsetti, oppure
 - la tensione misurata è all'interno del range di V_{1s} , V_{1i} .

E.3 Regolazione centralizzata

In presenza di una regolazione centralizzata, sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza reattiva da erogare da parte dell'unità GD nei limiti della capability rettangolare. La capacità di erogare potenza reattiva secondo un set-point definito a mezzo di un segnale esterno è richiesta per tutti gli inverter in impianti di taglia complessiva superiore a 6 kW.



Allegato F (normativo)

Limitazione della potenza attiva delle unità GD

F.1 Generalità

Il presente allegato contiene le logiche di controllo locali, nonché i segnali di regolazione da remoto, necessari alla limitazione della erogazione di potenza attiva delle unità GD.

F.2 Limitazione in logica locale

La limitazione in logica locale, essendo alternativa alla disconnessione dalla rete, deve essere attivabile dall'Utente attivo e, qualora attivata, può operare secondo una funzione scelta dal costruttore, pur di non prevedere gradini nell'erogazione della potenza attiva.

A tutela dell'utente attivo è necessario che sia l'attivazione sia l'intervento della funzione di limitazione della potenza attiva in logica locale siano opportunamente segnalate dall'inverter, secondo modalità scelte dal costruttore.

F.3 Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione

In presenza di transitori di frequenza sulla rete di trasmissione, l'immissione di potenza attiva sarà regolata secondo la legge di controllo di seguito riportata.

Nel range di frequenza compreso tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, gli impianti di produzione regolabili dotati di convertitori statici devono erogare il massimo della potenza attiva da questi producibile.

Nel range di frequenza compreso tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, tutti gli impianti di produzione regolabili dotati di convertitori statici devono poter ridurre, in caso di aumento di frequenza, la potenza attiva momentaneamente generata con uno statismo variabile tra 2% e 5% con un valore di default pari al 2,4 % (che corrisponde ad un gradiente di potenza pari all'83,3 %/Hz). Per il valore della potenza istantanea al momento del superamento dei 50,3 Hz, viene utilizzato come riferimento P_{imax} .

La riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza deve avvenire in modo lineare con tempi inferiori a 2 s. La precisione della misurazione di frequenza essere di almeno 10 mHz. La banda morta deve essere di valore non superiore a 50 mHz.

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, l'impianto dovrà non aumentare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di ascesa della frequenza a meno che la stessa non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore $\leq 0,05$ Hz. Al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l'aumento della produzione deve avvenire comunque in maniera graduale con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza erogata dall'impianto prima dell'aumento della frequenza (valore memorizzato).

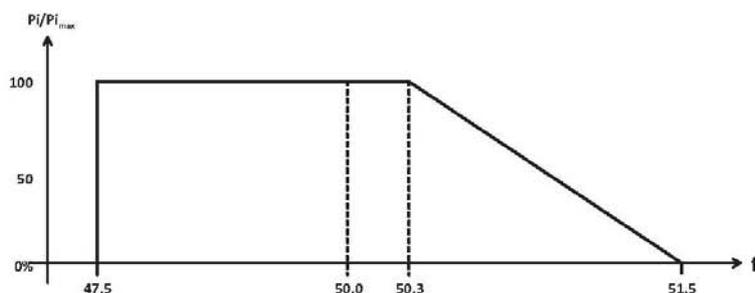


Figura 40 – Curva di riduzione della potenza attiva in sovrافrequenza

F.4 Limitazione per effetto di una logica centralizzata

In presenza di una regolazione centralizzata, sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza attiva da limitare da parte dell'unità GD. Tale modalità dovrà essere attivabile solo in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW. I possibili valori dei set-point inviati dal gestore di rete saranno espressi come percentuale della potenza nominale degli inverter, in gradini di ampiezza massima pari al 10 % P_n . Potranno quindi verificarsi 10 possibilità di riduzione rispetto alla potenza nominale. Se l'inverter si troverà già a un livello di potenza più basso rispetto a quello richiesto, non dovrà ridurre ulteriormente la potenza stessa. Il livello di potenza richiesto dal set-point dovrà essere raggiunto entro 1 minuto dalla ricezione del segnale, e con una tolleranza pari al $\pm 2,5$ % P_n . Nel caso di set-point pari a 10 % P_n , la tolleranza sarà compresa tra il 12,5 % P_n e 0 % P_n , e l'inverter avrà quindi facoltà di disconnettersi.

Ringraziamenti

Giunto al termine di questo lavoro e del mio corso di studi desidero ringraziare tutti coloro che mi hanno aiutato e sostenuto, in particolar modo:

- il Professor Roberto, che mi ha fornito, anche quando le mie richieste pervenivano nei momenti meno adatti, utili consigli nell'organizzare tutto il lavoro svolto; provvedendo infine ad una attenta correzione dell'intero elaborato.
- la mia fidanzata Francesca, per il sorriso e l'amore che mi dona ogni giorno
- i miei genitori e mia sorella cui va un'immensa gratitudine per avermi sempre sostenuto anche nei momenti peggiori
- Tutti i miei amici e compagni di corso
- Massimiliano, Antonello e Riccardo del laboratorio di sistemi elettrici per avermi sopportato e aiutato in molte occasioni

Bibliografia

- [1] W. Sinsukthavorn, E. Ortjohann, A. Mohd, N. Hamsic, D. Morton *Control Strategy for Three-/Four-Wire-Inverter-Based Distributed Generation* IEEE VOL. 59, NO. 10, October 2012
- [2] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira *Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation* IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 2, MAY 2006
- [3] M. Ciobotaru, T. Kerekes... *PV inverter simulation using MATLAB/-Simulink graphical environment and PLECS blockset*
- [4] F. Bignucolo *Il controllo delle reti attive di distribuzione* Tesi di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Industriale Ciclo XXI
- [5] I. H. Altas¹ and A.M. Sharaf *A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment*
- [6] Rapporto CESI n A4524032 con oggetto *Partecipazione della GD al controllo della potenza reattiva e della tensione in reti di distribuzione MT nell'ipotesi di larga diffusione di GD.*
- [7] Rapporto CESI n A5053351 con oggetto *Controllo della rete MT per il funzionamento in isola accidentale o intenzionale*
- [8] Rapporto CESI n A4505504 con oggetto *Sviluppo di modelli e simulazioni dinamiche su reti di bassa tensione con generazione Distribuita*

- [9] J. J. Vague Cardona, J. C. Alfonso Gil *Improved Control of Current Controlled Grid Connected Inverters in Adjustable Speed Power Energies* Universidad Politecnica de Valencia
- [10] R. Caldon, F. Rossetto, and R. Turri, *Analysis of dynamic performance of dispersed generation connected through inverters to distribution networks* in Proc. 17th Int. Conf. Electricity Distribution, Barcelona, Spain, May 12–15, 2003.
- [11] R. H. Lasseter and P. Piagi, *Microgrid: A conceptual solution* in Proc. 35th PESC, vol. 6, Aachen, Germany, Jun. 2004
- [12] M. Y. El-Sharkh, A. Rahman, M. S. Alam, A. A. Sakla, P. C. Byrne, and T. Thomas, *Analysis of active and reactive power control of a standalone pem fuel cell power plant* IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 4, Nov. 2004.
- [13] A. Engler, *Applicability of droops in low voltage grids* Int. J. Distrib. Energy Res., vol. 1, no. 1, Jan.-Mar. 2005.
- [14] Norma CEI 0-21
- [15] Norma CEI 0-16
- [16] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc
- [17] Antonio Paolucci. *Lezioni di impianti elettrici*. Cleup Editore
- [18] Matlab and Simulink, The Mathworks, Inc. as of September 2006, <http://www.mathworks.com>.