

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**GESTIONE EVOLUTA DELLE PROTEZIONI DI
INTERFACCIA PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA
ELETTRICO**

Relatore: Prof. Maurizio Delfanti

Correlatore: Ing. Gabriele Monfredini

Tesi di Laurea di:
Lorenzo Caldera
Matr. 764139

Anno Accademico 2011-2012

SOMMARIO

SOMMARIO	3
INTRODUZIONE	6
1. Generazione Diffusa.....	8
1.1 Introduzione.....	8
1.2 Analisi della diffusione della generazione distribuita	10
1.3 Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione.....	16
1.3.1 Vincoli di transito	17
1.3.2 Incremento delle correnti di cortocircuito	19
1.3.3 Variazioni lente di tensione	21
1.3.4 Variazioni rapide di tensione.....	24
1.3.5 Inversione dei flussi di potenza	25
1.3.6 Analisi complessiva.....	26
1.4 Bibliografia.....	31
2. L'isola indesiderata	32
2.1 Introduzione.....	32
2.2 Come può verificarsi un'isola indesiderata	33
2.3 Problematiche dovute alla formazione dell'isola indesiderata	41
2.4 Protezioni anti-islanding.....	42
2.4.1 Metodi passivi	44
2.4.2 Metodi attivi	49
2.4.3 Metodi basati sui sistemi di comunicazione	52
2.5 Bibliografia.....	54
3. Quadro normativo e regolatorio	54
3.1 Norma CEI 0-21- connessione utenti attivi alla rete BT	56
3.1.1 Dispositivo Generale (DG).....	56
3.1.2 Dispositivo Di Interfaccia (DDI) e Sistema di Protezione Interfaccia (SPI).....	57
3.1.3 Dispositivo Di Generatore (DGG).....	59
3.1.4 Insensibilità agli abbassamenti di tensione.....	60
3.2 Norma CEI 0-16 connessione utenti attivi alla rete MT.....	61
3.2.1 Schemi di collegamento	63
3.3 Allegato A70 del codice di rete	66
3.4 Quadro normativo Europeo	70
3.5 Conclusioni.....	73
3.6 Bibliografia.....	74

4.	Guasti in Alta Tensione.....	75
4.1.	Introduzione.....	75
4.2.	Rete.....	76
4.3.	Analisi di cortocircuito.....	78
4.4.	Conclusioni.....	88
4.5.	Bibliografia.....	89
5.	Modelli delle simulazioni.....	90
5.1	Introduzione.....	90
5.2	Generatori rotanti.....	91
5.3	Regolatore di tensione.....	94
5.4	Generatori statici.....	97
5.5	Trasformatori.....	100
5.6	Linee.....	103
5.7	Carichi.....	104
5.8	Sistemi di protezione.....	107
5.9	Bibliografia.....	109
6.	Simulazioni Media Tensione.....	110
6.1	Introduzione.....	110
6.2	La rete.....	111
6.2.1	Linee.....	111
6.2.2	Rete di trasmissione e cabina primaria.....	112
6.2.3	Unità GD.....	113
6.2.4	Carichi.....	114
6.2.5	Protezioni.....	115
6.3	Simulazioni.....	116
6.3.1	Guasto trifase posizione 3 feeder 11.....	118
6.3.2	Guasto trifase in posizione 1 feeder 11.....	122
6.3.3	Guasto monofase posizione 3 feeder 11.....	126
6.3.4	Guasto monofase posizione 2 feeder 4.....	130
6.3.5	Guasto bifase isolato posizione 2 feeder 11.....	132
6.3.6	Guasto bifase isolato posizione 1 feeder 11.....	134
6.4	Non Detective Zone (NDZ).....	138
6.5	Conclusioni.....	141
6.6	Bibliografia.....	145
7.	Simulazioni Bassa Tensione.....	146
7.1	Introduzione.....	146

7.2	La rete.....	147
7.3	Simulazioni.....	148
7.3.1	Guasto trifase.....	149
7.3.2	Guasto bifase isolato.....	150
7.3.3	Guasto monofase	151
7.3.4	Guasto esterno	155
7.4	Conclusioni.....	156
7.5	Bibliografia.....	158
8.	Conclusioni e sviluppi futuri	159

INTRODUZIONE

La tesi prende spunto dalla pubblicazione della norma CEI 0-21 nel dicembre 2011 e dell'allegato A70 del codice di rete di Terna (prima emissione marzo 2012) in cui vengono definite le nuove regole per la connessione degli utenti attivi alla rete di distribuzione, proponendo in particolare un innovativo sistema di protezione di interfaccia volto a mettere in sicurezza il sistema elettrico e ad individuare ed eliminare il funzionamento in isola indesiderata.

Tale norma e regola tecnica sono nate in risposta al forte aumento della Generazione Diffusa (GD) nel sistema elettrico, in particolare nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, come analizzato nel Capitolo 1. Questa evoluzione delle reti di distribuzione impone un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione di tali reti, che sono passate da sistemi "passivi" a sistemi "attivi"; le problematiche introdotte dalla crescente diffusione di unità GD, in particolare la formazione dell'isola indesiderata e gli attuali sistemi di protezione anti-islanding, sono trattati nel Capitolo 2.

L'allegato A70 descrive le caratteristiche del nuovo Sistema di Protezione Interfaccia (SPI) costituito da relè di frequenza a soglie commutabili mediante un sistema di sblocco voltmetrico, la cui taratura è attualmente in fase di studio; tale protezione viene descritta nel Capitolo 3.

Lo sviluppo di questo SPI è stato dettato dalla velocità con cui il sistema elettrico sta cambiando, è nato dall'esigenza di individuare la formazione dell'isola indesiderata in modo più affidabile rispetto ai sistemi di protezione anti-islanding tradizionali e conciliare nel contempo la salvaguardia dell'esercizio della rete di distribuzione con la sicurezza del sistema elettrico.

In questo contesto l'obiettivo del lavoro sviluppato è stato quello, mediante simulazioni numeriche, di verificare l'efficacia di tale sistema di protezione e successivamente, sfruttando i risultati ottenuti, di ricercare modalità di taratura delle soglie a cui tarare lo sblocco voltmetrico, tali da definire dei valori di riferimento per le diverse topologie di reti.

Il lavoro svolto può essere suddiviso in due parti: la prima parte è volta ad analizzare l'effetto che i guasti sulla rete di trasmissione in AT hanno sul sistema di distribuzione MT; la seconda parte è volta ad analizzare gli effetti che i guasti sul livello di distribuzione in MT hanno sullo stesso livello di tensione e sul livello BT, al fine di analizzare così gli eventi che il SPI deve essere in grado di gestire: il guasto locale e le perturbazioni di sistema. In particolare i SPI devono:

- effettuare il distacco selettivo della GD soltanto per guasti locali;
- distinguere, per la MT, tra guasti su feeder attivo e guasti su feeder adiacenti (selettività tra guasti locali);
- mantenere in servizio la GD per perturbazioni di sistema.

Il SPI deve quindi garantire l'affidabilità di intervento in caso di isola indesiderata, evitando allo stesso tempo gli scatti intempestivi in caso di perturbazione di sistema; in questo modo si vuole migliorare la stabilità del sistema elettrico in condizioni di guasto.

Per quanto riguarda le perturbazioni di sistema si è svolta un'analisi partendo da dati forniti dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano ottenuti dalle simulazioni di guasti trifase sulla rete di trasmissione della regione Sicilia. Da tali dati si è individuato l'effetto che le perturbazioni possono avere sulla tensione del sistema di distribuzione osservando la tensione minima a cui si sono portate le cabine primarie, da cui è stato fatto un primo bilancio (Capitolo 4).

Successivamente è stato realizzato il modello molto accurato di una rete reale di distribuzione attraverso l'impiego del software *Powerfactory DigSilent* (Capitolo 5). Su tale modello sono state eseguite simulazioni di differenti tipologie di guasto in diversi punti del sistema di distribuzione. Si è quindi analizzato l'effetto, in termini di variazione di tensione e frequenza ai capi della GD, di tali guasti sulla rete MT (Capitolo 6) e successivamente sulla rete BT sottesa. (Capitolo 7), al fine di studiare le prestazioni del SPI innovativo proposto.

1. Generazione Diffusa

1.1 *Introduzione*

Uno dei più grandi cambiamenti avvenuti al sistema elettrico di distribuzione è stata l'espansione della generazione diffusa; fenomeno completamente nuovo nato come risposta per poter diversificare l'efficienza dei processi energetici, incrementare l'uso delle energie rinnovabili e ridurre le emissioni di gas dannosi al clima.

Con il termine Generazione Diffusa (GD), d'ora in poi, si definisce l'insieme di impianti con potenza nominale inferiore a 10 MW connessi alla rete di distribuzione, sia in media tensione MT che in bassa tensione BT, caratterizzati da una natura non prevedibile e con una dislocazione spaziale e temporale delle immissioni di potenza sulla rete elettrica non prestabilita. Mentre con il termine Piccola Generazione (PG) si intende l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore ad 1 MW (è quindi un sottoinsieme della GD).

La diffusione di impianti GD, a livello europeo, è nata sotto la spinta del raggiungimento dell'obiettivo 20-20-20 del 2020 che si propone di:

- raggiungere una quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici dell' UE;
- ridurre i consumi energetici dell'UE del 20% rispetto alle proiezioni del 2020;
- ridurre le emissioni dei gas serra del 20% rispetto alle emissioni del 1990.

Alcuni di tali traguardi sono raggiungibili con l'uso della generazione distribuita, ma nei vari paesi (non solo europei) data la novità del fenomeno non c'era una definizione rigorosa di generazione distribuita, come è riportato da un'indagine condotta dal CIRED nel 1999 [1]:

Domanda: qual è la vostra definizione di generazione distribuita?	
Paese	Risposta
Australia	connessa alla rete di distribuzione (fino a 132 kV) che è capace di alimentare direttamente i carichi degli utenti
Austria	solitamente fino a 10MW, connessa alle rete MV
Belgio	non inclusa nel coordinamento della produzione nazionale
Repubblica Ceca	connessa alla rete di distribuzione (fino a 110 kV) e con un range di potenza limitato
Danimarca	non sottoposta ai centri regionali di dispacciamento
Finlandia	dal livello di tensione (20 kV e 0,4 kV)
Francia	connessa alla rete di distribuzione, capace di alimentare direttamente i carichi degli utenti. Solitamente è connessa al livello di tensione di: 0,4 kV, 15 kV e 20 kV
Germania	Non esiste una definizione rigorosa, soprattutto sole, vento e piccole centrali idroelettriche (connessione fino a 20 kV, 110 kV per parchi eolici)
Grecia	connesse al sistema di distribuzione, non pianificate centralmente o dispacciate
India	nuove fonti di energia rinnovabili connesse fino a 11 kV
Italia	connesse alla rete di distribuzione (da 0,4 kV fino a 150 kV)
Olanda	Di proprietà delle utilities, dell'industria o la combinazione delle due ma non hanno un ruolo attivo nella ottimizzazione della produzione nazionale (tensione fino a 150 kV)
Polonia	non dispacciabile e connessa a tensioni fino a 110 kV
Spagna	Limite di potenza di 10 MW, connesse ad ogni livello di tensione
Gran Bretagna	connesse alla rete di distribuzione (fino a 132 kV), possono dispacciare

In seguito la Generazione Diffusa ha avuto un'ampia diffusione fino ad arrivare alla situazione attuale in cui il forte aumento di impianti GD nel sistema elettrico, in particolare nelle reti di distribuzione, porta ad un'evoluzione delle reti da "passive" ad "attive" imponendo un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione delle reti stesse.

1.2 *Analisi della diffusione della generazione distribuita*

È possibile conoscere il grado di penetrazione della generazione diffusa nel sistema elettrico italiano analizzando i dati raccolti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; in questo contesto l'Autorità effettua annualmente un'analisi della diffusione di questi impianti in Italia con particolare riferimento alle implicazioni che il loro sviluppo ha in termini di diversificazione del mix energetico, di sviluppo sostenibile, di utilizzo delle fonti marginali e di impatto sulla rete elettrica.

Di seguito è riportato quanto emerso dall'ultimo monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2010 pubblicato nel 2012 [2].

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD nel 2010, in Italia, è stata pari a 19,8 TWh (circa il 6,6% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento, rispetto al 2009, di 3,4 TWh; si può quindi notare che la produzione di energia elettrica da impianti di GD è aumentata negli ultimi anni ed è aumentata anche l'incidenza di tale produzione sul totale della produzione lorda nazionale di energia elettrica. A tale produzione di energia elettrica corrispondono 159.876 impianti di GD per una potenza efficiente lorda pari a 8.225 MW (circa il 7,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale), mentre nel 2009 gli impianti installati erano 74.188 con una potenza efficiente lorda corrispondente pari a 5.644 MW (circa il 5,4% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale); l'evidente aumento del numero di impianti GD installati è da imputare principalmente agli impianti alimentati da fonte solare (nello specifico impianti fotovoltaici che sono passati da 71.258 nel 2009 a 155.977 nel 2010), mentre per i rimanenti impianti GD si è passati da 1.904 impianti idroelettrici nel 2009 a 2.385 nel 2010, da 902 impianti termoelettrici nel 2009 a 1.224 nel 2010 e da 124 impianti eolici nel 2009 a 290 nel 2010.

Nel 2010 risultavano installati 2.299 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 9,4 TWh (47,3% della produzione da GD), 2.191 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 7,8 TWh (39,5% della produzione da GD), 458 MW da impianti eolici che hanno prodotto 0,8 TWh (3,9% della produzione da GD) e 3.277 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 1,9 TWh (9,3% della produzione da GD).

Nella tabella vengono riportati, per ogni tipologia di impianti di produzione di energia elettrica, il numero di impianti, la potenza efficiente lorda installata, la produzione lorda di energia elettrica e la produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.385	2.299	9.373.781	451.680	8.778.973
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	551	620	2.461.220	233.360	2.122.978
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	38	130	492.906	84.296	366.685
<i>Fonti non rinnovabili</i>	616	1.391	4.750.082	3.185.521	1.415.321
<i>Ibridi</i>	19	49	131.144	68.577	54.167
Totale termoelettrici	1.224	2.191	7.835.352	3.571.753	3.959.151
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	290	458	774.938	129	766.039
Fotovoltaici	155.977	3.277	1.852.975	704.650	1.116.960
TOTALE	159.876	8.225	19.837.046	4.728.212	14.621.124

Tabella 1.1: Dati di impianti GD in Italia

Da tale tabella si può osservare il numero ridotto di impianti idroelettrici e termoelettrici rispetto al numero di impianti fotovoltaici; ma la loro produzione di energia è molto superiore ciò è dovuto al fatto che sono impianti caratterizzati da una potenza nominale più elevata; invece il fotovoltaico è caratterizzato da impianti di piccola potenza. Inoltre gli impianti termoelettrici sono caratterizzati dalla certezza della fornitura dell'energia primaria che gli permette di avere ore di funzionamento alla potenza nominale maggiori rispetto a quelle che si hanno per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da unità GD che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare, si nota che nel 2010 il 74,6% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile (Figura 1.1) e tra le fonti rinnovabili la principale, come rilevato anche negli anni precedenti, è la fonte idrica per una produzione pari al 47,4% dell'intera produzione da GD. Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (Figura 1.2) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di GD; infatti, il 74,6% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) è da fonti non rinnovabili e tra le fonti rinnovabili la fonte più utilizzata è quella idrica con incidenza pari al 16,9%. Questa differenza è dovuta proprio al tipo di energia primaria che è utilizzata nella conversione in energia elettrica, infatti la scarsa densità energetica delle fonti rinnovabili non permette il loro impiego in impianti da elevata potenza ma è sfruttata dai piccoli impianti GD diffusi sul territorio, mentre le fonti non rinnovabili permettono di ottenere rendimenti migliori in impianti di grossa potenza.

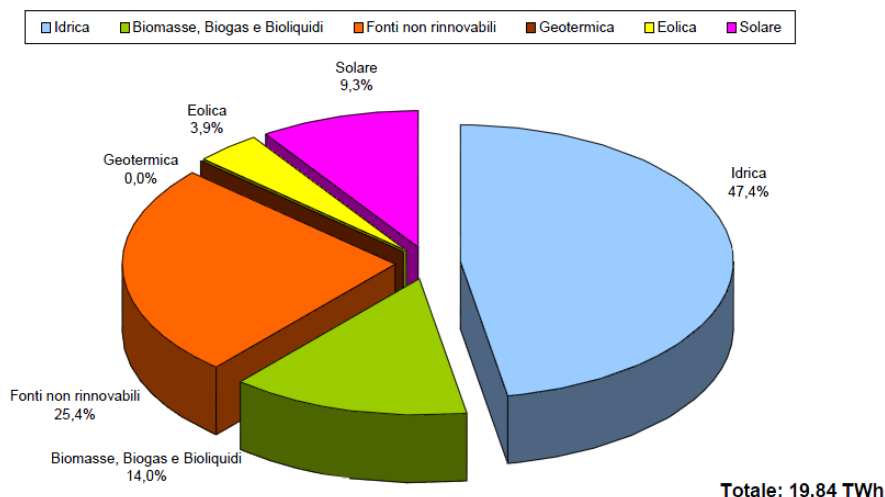


Figura 1.1 Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della DG

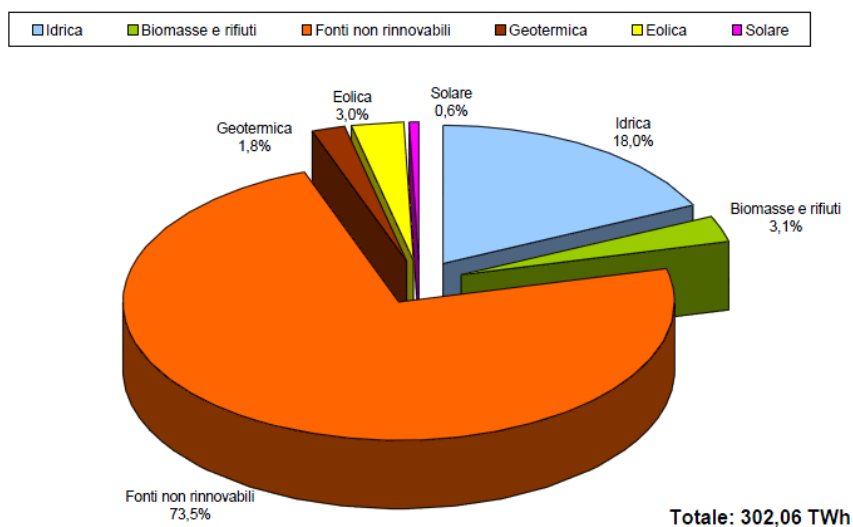


Figura 1.2 Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Un altro aspetto di rilievo è l'analisi del livello di tensione a cui viene immessa l'energia prodotta da impianti GD; nei grafici seguenti si fa riferimento al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione di GD, distinguendo tra numero di sezioni (è il numero degli impianti, le sezioni si riferiscono agli impianti termoelettrici che possono presentare sezioni connesse a differenti livelli di tensione) (*Figura 1.3*) e potenza connessa (*Figura 1.4*), mentre nel grafico di *Figura 1.5* si riporta la quantità di energia elettrica immessa in funzione del livello di tensione a cui viene immessa.

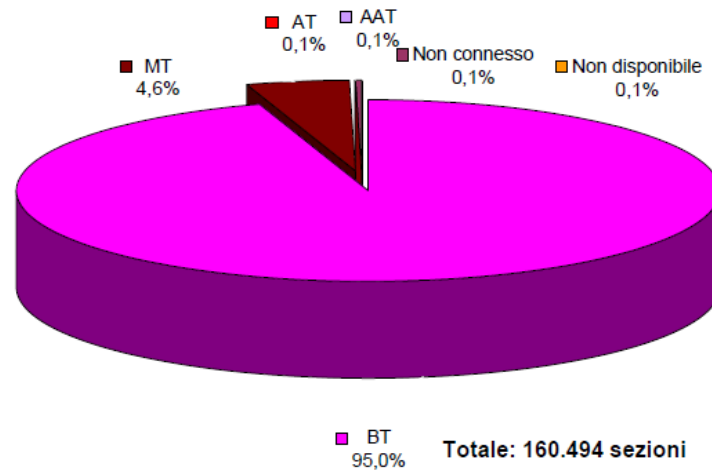


Figura 1.3 Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione di GD

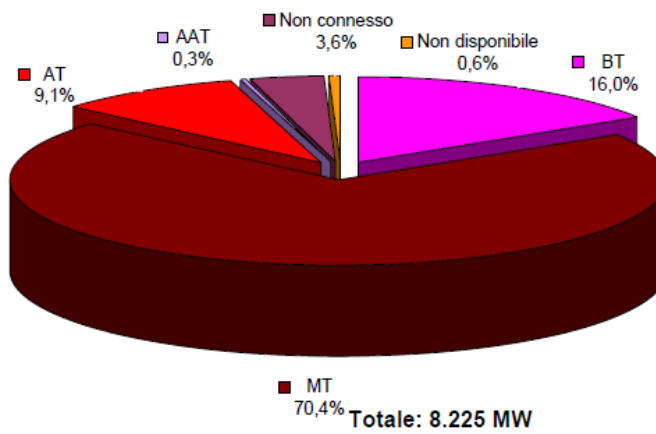


Figura 1.4 Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione di GD

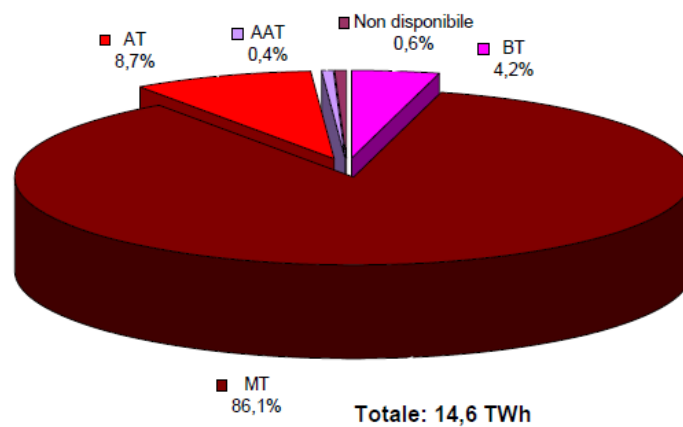


Figura 1.5 Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione di GD

Dall'analisi dei grafici si può evidenziare l'elevato numero di impianti fotovoltaici di piccola taglia installati sulla rete di bassa tensione (*Figura 1.3*). Confrontando i dati relativi al numero di sezioni connesse per livello di tensione con i dati relativi alla potenza installata per livello di tensione e all'energia elettrica immessa ai medesimi livelli di tensione, si nota che nonostante il numero di impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica in BT è elevatissimo, il contributo in termini di potenza installata ma soprattutto in termini di energia elettrica prodotta è molto limitato, in ragione del fatto che il numero di ore equivalenti di produzione di un impianto fotovoltaico è molto inferiore alle altre tipologie di impianti di produzione.

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD evidenzia una crescita esponenziale del numero di impianti fotovoltaici installati nel 2010, pari a più del doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, passando dai 71.258 impianti in esercizio nel 2009 ai 155.977 nel 2010; in maniera più proporzionale è aumentata sia la potenza installata (da 1.143 MW nel 2009 a 3.277 MW nel 2010) che l'energia elettrica prodotta (da 676 GWh nel 2009 a 1.853 GWh nel 2010). Si evidenzia inoltre che nel 2011 (dati di preconsuntivo) erano installati 325.081 impianti fotovoltaici per una potenza pari a 12.685 MW che hanno prodotto circa 10,9 TWh di energia elettrica; nel 2012 si prevede che il numero degli impianti fotovoltaici superi quota 400.000, per una potenza installata pari a circa 16.800 MW e una relativa produzione di energia elettrica pari a circa 18,5 TWh.

Nella *Figura 1.6* viene riportato, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2010, l'andamento del numero totale di impianti installati in GD e delle relative potenze e produzioni lorde.

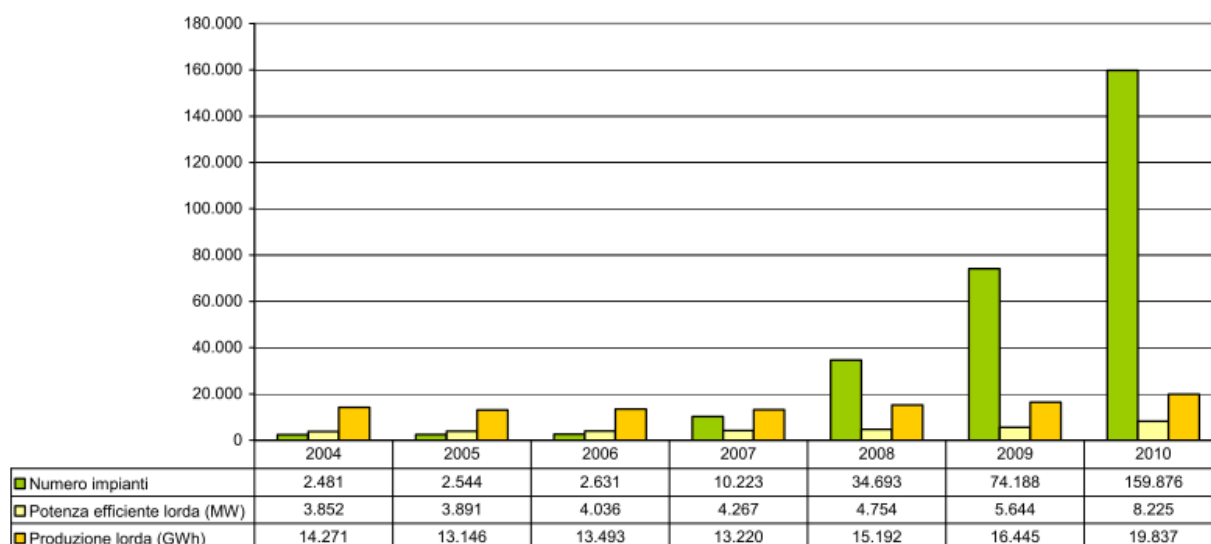


Figura 1.6 Numero di impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2010

Dalla figura sopra riportata, appare evidente il notevole sviluppo negli ultimi anni degli impianti di impianti fotovoltaici; ciò ha fatto sì che il rapporto tra la potenza complessivamente installata in GD e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 1,53 MW/impianto nel 2006 a 0,14 MW/impianto nel 2008, fino a 0,05 MW/impianto nel 2010. Il rapporto tra la produzione di energia

elettrica lorda da impianti di GD ed il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 5,13 GWh/impianto nel 2006 a 0,44 GWh/impianto nel 2008, fino a 0,12 GWh/impianto nel 2010. Tali rapporti sono destinati a ridursi ulteriormente nel 2011-2012 per effetto del notevole sviluppo degli impianti fotovoltaici. Ciò evidenzia la transizione in corso in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta.

1.3 *Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*

La penetrazione di unità GD nel sistema elettrico non è esente da una serie di problematiche infatti tradizionalmente la generazione è effettuata in grandi siti connessi alla rete di trasmissione, oggi invece si stanno connettendo impianti di taglia medio-piccola alle reti di distribuzione in prossimità degli utenti.

La rete di trasmissione AT è magliata ed in essa può essere iniettata potenza in ogni nodo, viene perciò considerata come rete attiva; non vi è una distribuzione dei flussi di potenza preordinata e possiede una struttura ed una gestione in grado di ospitare generazione senza incombere in vincoli tecnici. Invece le reti di distribuzione MT e BT sono nate come reti passive ed hanno una struttura radiale, ciò porta, in uno scenario puramente passivo, ad una chiara e ben definita distribuzione dei flussi di potenza nella rete e ad una facilità di esercizio con individuazione rapida dei guasti.

Le problematiche legate all'uso della GD nascono proprio nell'inserire capacità di produzione in reti nate per essere gestite come passive, ovvero nate senza considerare la possibilità che l'utente possa immettere potenza alla rete oltre che a prelevarla; ed in cui è sempre rispettata l'unidirezionalità dei flussi di potenza.

La limitazione alla penetrazione di unità GD è dovuta, oltre che alla struttura delle reti, anche all'incremento delle correnti di guasto, legate alla presenza di utenze attive e ad un più complicato coordinamento delle protezioni tra il sistema elettrico e i singoli utenti.

La potenza massima installabile degli impianti GD sulla rete di distribuzione, definita come *hosting capacity*, è limitata da una serie di vincoli tecnici che tengono in considerazione le attuali strategie di gestione di rete e l'attuale situazione normativa affinché non si debba incorrere nella modifica dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie.

I vincoli tecnici da considerare nell'installazione di GD sono di seguito elencati:

- limiti di transito per vincoli termici sulle linee e sul trasformatore di cabina;
- variazioni lente di tensioni: variazione del profilo di tensione a regime;
- variazioni rapide di tensione: variazioni del profilo di tensione a seguito di distacco repentino del generatore;
- incremento della corrente di cortocircuito: tale corrente potrebbe superare il valore di tenuta delle apparecchiature, oppure interferire con il corretto funzionamento dei sistemi di protezione della rete;
- inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT, ovvero l'inversione della potenza che normalmente fluisce dalla rete AT verso la rete MT/BT.

Su tale problematica l'autorità ha promosso una serie di studi; in particolare di seguito si fa riferimento a due analisi effettuate dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, riguardanti la quantificazione del limite massimo di generazione diffusa installabile sulle reti di distribuzione, date le attuali configurazioni e caratteristiche mediamente rilevabili sulle reti di distribuzione di energia elettrica con particolare riferimento alle reti MT e BT.[3][4]

Di seguito vengono descritti i vincoli tecnici sopraelencati indicando anche un valore di hosting capacity, distinguendo tra reti di distribuzione in MT ed in BT.

1.3.1 Vincoli di transito

Media Tensione

Al fine di contestualizzare la problematica, è necessario dare una veloce panoramica dei sistemi di protezione sulle reti di media tensione. Concentrando l'attenzione sulle protezioni da sovracorrente di fase, si considerano essenzialmente le protezioni di massima corrente, poste all'inizio di ciascuna linea di media tensione, ovvero immediatamente a valle delle sbarre di cabina primaria.

La modalità di gestione e le strategie di protezione sono semplici: infatti ciascuna linea di media tensione è equipaggiata con un relè di massima corrente a più soglie, finalizzato all'eliminazione, più rapida possibile, dei cortocircuiti che si verificano sulla linea medesima.

A titolo esemplificativo si riportano le regolazioni più comunemente diffuse di queste protezioni di massima corrente di fase. Nel caso più semplice, esiste una prima soglia regolata con ritardo (0,5 s), nonché una seconda soglia istantanea. La prima soglia (ritardata) è destinata alla protezione di massima corrente per sovraccarico del cavo, ossia destinata al rispetto del limite termico "a regime" delle varie dorsali della rete di distribuzione; la seconda soglia ha invece il ruolo di protezione dal cortocircuito.

Un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di una eventuale revisione, o adeguamento, del sistema di protezione e delle relative regolazioni utilizzate nelle cabine primarie: tali apparati non sono infatti in grado di distinguere il verso della corrente che le medesime rilevano al fine della loro attivazione.

La GD può dar luogo a inversioni di flusso lungo tratti di linea MT; in tal caso occorre garantire che, in nessun tratto della linea, il valore di corrente sia superiore alla portata di regime dei conduttori; a tale valore sono anche legate le soglie a cui sono regolate le protezioni di massima corrente nei feeder. Nello studio preso in esame si è considerato come limite unico dei conduttori 250 A; anche se ogni limite dipende da caratteristiche proprie del cavo quali sezione, tipo di isolante etc.

La potenza installabile per limiti di transito su una linea è la quantità di generazione connettabile tale da non eccedere le sollecitazioni termiche ammissibili dai conduttori. Se le correnti superassero la portata dei conduttori, ne causerebbero un precoce degrado.

La corrente assorbita o immessa da una generica utenza è pari a:

$$I = \frac{|P + jQ|}{U}$$

Dove:

I è la corrente assorbita nel nodo considerato,

P e Q sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva assorbita dal nodo considerato,

U è la tensione di alimentazione del nodo considerato,

All'aumentare della potenza assorbita da un'utenza, la generazione installabile in tale nodo aumenta, in quanto per avere infrazione dei limiti di transito la GD installata deve causare inversione di flusso lungo la linea.

All'aumentare della potenza assorbita nel nodo in esame vi è quindi anche l'incremento della potenza installabile necessaria al fine di compensare l'assorbimento delle utenze, ed in seguito a invertire il flusso lungo la linea. In accordo con quanto appena affermato la criticità dei limiti di transito è maggiormente avvertita a carico minimo. Il tratto di linea maggiormente sollecitato è quello immediatamente a monte del punto di installazione della GD.

Lo studio ha mostrato che tale vincolo porta ad una quantità di GD connettibile elevata, compresa tra i 6,5 e 10 MW.

In particolare la potenza massima che è possibile installare in un nodo è fortemente dipendente dalla tensione nominale della rete, in quanto, a pari potenza erogata dalla GD, i transiti maggiori di correnti si hanno nei casi a minori tensioni nominali: per esempio nello studio emerge che per i nodi della rete a 15 kV si ha un limite di poco superiore a 6 MW, che sale fino a circa 9 MW per i nodi a 20 kV.

Bassa Tensione

La norma CEI 0-21 indica il valore massimo di potenza connettibile alle reti di distribuzione BT degli utenti attivi a 200 kW (tra i 100 e i 200 kW la scelta di connettere un utente attivo alla rete BT o MT è affidata al Distributore, tenendo in considerazione le condizioni della rete).

La modalità di gestione e le strategie di protezione delle reti BT sono assai semplici: ciascuna linea è equipaggiata con una protezione finalizzata all'eliminazione, più rapida possibile, del cortocircuito che si dovesse verificare sulla linea medesima.

Come già detto per le reti MT, anche sulle reti BT un elevato livello di penetrazione della GD potrebbe comportare la necessità di una eventuale revisione, o adeguamento, del sistema di protezione e delle relative regolazioni utilizzate nelle Cabine Secondarie: tali apparati non sono infatti in grado di distinguere il verso della corrente rilevata.

La potenza installabile, in relazione ai limiti di transito su una linea, è determinata come la quantità di generazione connettibile in un nodo della rete in accordo ai vincoli relativi alle sollecitazioni termiche nei conduttori e nel trasformatore. Difatti, qualora le correnti eccedano le portate di tali componenti, ne causano un precoce degrado tale da comprometterne l'affidabilità. In particolare, la massima corrente che può circolare in ciascun tratto di rete è valutata in funzione della sezione, della posa, e conseguentemente

della portata di ciascun conduttore, nonché delle soglie di regolazione delle protezioni termiche di Cabina Secondaria a cui le linee afferiscono.

In particolare, le capacità di trasporto dei tronchi di linea del campione si attestano nell'intervallo dei 100÷250 A.

Lo studio effettuato evidenzia che la GD installabile in accordo ai limiti di transito assume valori generalmente elevati e pienamente compatibili con le disposizioni fornite dalla normativa vigente, in riferimento alla potenza degli impianti di GD da connettere, lungo linea, alle reti in bassa tensione.

Nella maggior parte dei casi, la quantità di generazione connettabile risulta compresa tra i 50 e i 200 kW, a cavallo quindi del valore di 100 kW, limite per la connessione dell'impianto di generazione in BT.

I generatori di potenza pari a 100 kW sono installabili in una percentuale piuttosto elevata di nodi del campione (circa il 78%); impianti invece da 30 kW sono connettabili lungo linea nella totalità dei nodi del campione.

Al di sopra dei 100 kW l'installabilità di GD in accordo ai limiti di transito decresce poi rapidamente all'aumentare della potenza considerata, quasi annullandosi nell'intorno dei 200 kW (solo l'1,7% dei nodi del campione ammette generatori di questa taglia). Le cause di una distribuzione della potenza installabile sono da ricercarsi, in prima analisi, nella portata dei conduttori che costituiscono le reti del campione analizzato e, in seconda istanza, nella taglia dei trasformatori MT/BT a cui esse afferiscono (il trasformatore rappresenta un effettivo vincolo solo qualora sia di potenza nominale ridotta).

1.3.2 Incremento delle correnti di cortocircuito

Media Tensione

Sui livelli di tensione MT maggiormente diffusi sulla rete nazionale, i trasformatori portano a correnti di cortocircuito che non superano mai la decina di kA. A questo valore di corrente di cortocircuito corrisponde un predeterminato livello di tenuta elettromeccanica, che è una caratteristica peculiare delle infrastrutture, ovvero della rete e delle apparecchiature connesse alla rete medesima. L'avvenuta standardizzazione dei livelli di tenuta elettromeccanica (tipicamente 12,5 kA) è tale da dover considerare questo limite come un vincolo strutturale delle reti di media tensione in Italia.

La presenza di impianti di produzione connessi alla rete MT, in particolare di impianti collegati alla rete senza l'interposizione di convertitori statici, determina un innalzamento delle correnti di cortocircuito, rispetto al caso di rete puramente passiva. Il limite alla potenza connettabile alle reti risulta quindi dato dal margine esistente tra i livelli attuali di cortocircuito sulle reti ed il livello di tenuta di 12,5 kA.

In generale, con riferimento alla problematica relativa all'incremento della corrente di cortocircuito, la massima potenza di generazione che è possibile connettere è maggiore per quei nodi della rete distanti dalla cabina primaria e, soprattutto, in caso di connessione su linee aeree (le linee in cavo infatti hanno una impedenza più bassa delle linee aeree). La situazione più critica si ha invece nel caso di connessione di impianti di produzione direttamente alla sbarra MT di cabina primaria.

L'analisi effettuata ha portato ad evidenziare che, nel caso più sfavorevole, corrispondente alle CP dotate di trasformatori AT/MT con potenza nominale elevata (ad esempio 40 MVA, ciò comporta una bassa impedenza) e tensione nominale di 15 kV, si è ottenuta una GD installabile, compatibilmente con il limite di tenuta delle attuali apparecchiature, pari a circa 7,5 MVA in caso di generatori connessi con convertitori statici, e a 5,2 MVA in caso di generatori rotanti.

Per le limitazioni dovute all'incremento delle correnti di cortocircuito in presenza di GD sull'intera rete, vi è un secondo effetto da considerare, legato alle protezioni di massima corrente installate in cabina primaria, in corrispondenza della partenza di ogni singola linea. Tali protezioni saranno evidentemente influenzate dalla sola GD sottesa a quella singola linea. È quindi necessario verificare che il contributo di corrente sulle linee fornito dalla GD non sia tale da provocare l'intervento intempestivo delle protezioni di massima corrente poste sulle partenze delle linee medesime; come illustrato in *Figura 1.7*.

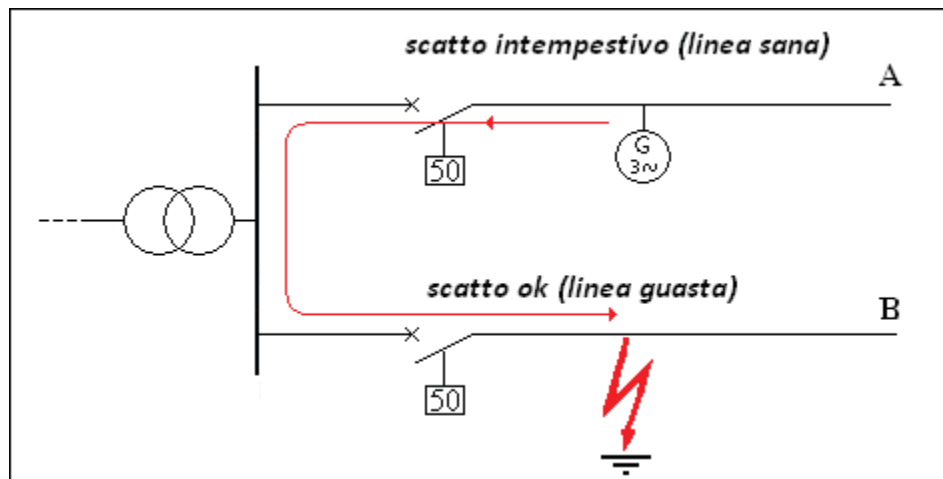


Figura 1.7: Esempio di scatto intempestivo

E' opportuno chiarire che le limitazioni da corrente di regime (direttamente legate alle sezioni dei conduttori, e ai relativi isolanti) sono strutturali e non facilmente superabili, se non con interventi molto invasivi (sostituzione della linea interessata); mentre le limitazioni dettate dalle correnti di cortocircuito (legate alla tipologia di relè installati) sono potenzialmente superabili. E' infatti possibile provvedere, con interventi limitati, alla progressiva sostituzione degli attuali relè di protezione in CP con analoghi relè sensibili al verso della corrente di guasto (relè direzionali di massima corrente di fase).

Bassa Tensione

Le correnti dovute all'immissione di potenza da parte di impianti GD non devono superare la soglia di intervento delle protezioni da sovracorrente (in particolare, da sovraccarico); tale soglia di intervento (regolazione) è direttamente correlata con la portata dei conduttori, che fissa un limite all'utilizzo dei conduttori medesimi.

Un altro effetto da considerare per le limitazioni dovute all'incremento delle correnti di cortocircuito in presenza di GD è legato alla protezione di massima corrente installata in CS, in corrispondenza della partenza di ogni singola linea. L'intervento selettivo di tale protezione sarà evidentemente influenzato dalla sola GD sottesa alla linea suddetta.

È evidente che il vincolo di massima corrente di regime sia più stringente del vincolo indotto dalle soglie di cortocircuito; i valori di potenza installabile risultano superiori a 40 kW.

1.3.3 Variazioni lente di tensione

Media Tensione

La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla norma CEI EN 50160 "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%). Nello studio svolto, si considera la tensione accettabile solo se il suo valore è compreso tra il 96% ed il 110% della tensione nominale, in modo tale da lasciare un margine di caduta di tensione del 6% sulla rete BT (trasformatore MT/BT, a prese fisse, e linee BT sottese).

Le difficoltà a mantenere la tensione di alimentazione entro un certo range possono essere dovute, in assenza di GD, a due situazioni tra loro opposte:

- a carichi alti, l'elevato flusso di potenza (e quindi di corrente) che attraversa le dorsali determina in genere una forte caduta di tensione su di esse, facendo sì che la tensione di alimentazione sia inferiore alla nominale;
- a carichi bassi, invece, l'effetto delle capacità parassite, combinato con una ridotta potenza richiesta dai carichi, potrebbe dare luogo a cadute di tensione molto modeste e, talvolta, a tensioni più elevate rispetto al range consentito.

Tra queste due condizioni, nelle reti di distribuzione esercite in modo passivo, quella che risulta particolarmente problematica è la prima, per la quale è necessario attuare un meccanismo automatico di regolazione, che garantisca sempre il rispetto del limite inferiore del range contrattuale di tensione.

Nella configurazione passiva della rete di distribuzione, la logica di regolazione della tensione prevede quindi di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in cabina primaria (ricorrendo alla regolazione del Variatore Sotto Carico o VSC), così da bilanciare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della norma CEI EN 50160 anche nei punti di consegna a fondo linea. Utilizzando tale logica, il mantenimento di un setpoint di tensione costante sulla sbarra MT disaccoppia di fatto il profilo di tensione del feeder attivo dai profili di tensione dei rimanenti feeder, pur connessi alla medesima sbarra.

Come noto, in una modalità di esercizio passiva le tensioni hanno sempre un andamento decrescente, per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione lungo ogni collegamento.

La presenza di GD potrebbe invece determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: gli impianti di generazione, installati lungo le dorsali, potrebbero infatti invertire, in modo più o meno circoscritto, i flussi di potenza, dando luogo a cadute di tensione negative che, in genere, fanno sì che i profili di tensione perdano il loro andamento monotono decrescente; ciò potrebbe dare luogo a significativi innalzamenti del regime di tensione, anche ben al di sopra dei valori tollerabili.

Una valutazione di carattere qualitativo di come la presenza di un impianto di generazione alteri il regime di tensione sul nodo d'installazione, può essere effettuata prendendo in considerazione la formula della caduta di tensione industriale:

$$\Delta U = R_{cc}P + X_{cc}Q$$

dove:

R_{cc} è la resistenza di cortocircuito vista dal nodo in esame;

X_{cc} è la reattanza di cortocircuito vista dal nodo in esame;

P è la potenza attiva assorbita dal nodo in esame e dai nodi a valle di esso,

Q è la potenza reattiva assorbita dal nodo in esame e dai nodi a valle di esso.

Dall'equazione è possibile dedurre che, installando nel nodo in esame un generatore operante a $\cos\phi$ unitario, P si riduce all'aumentare della potenza attiva iniettata in rete dal generatore stesso, determinando una diminuzione di ΔU e quindi un innalzamento del regime di tensione sul nodo stesso, rispetto a quello che si avrebbe in assenza di generazione. Se la potenza attiva generata nel nodo esaminato supera quella richiesta dall'eventuale carico afferente al nodo stesso e da tutta la parte di feeder situata a valle di questo (carichi e perdite attive), avviene l'inversione del flusso di potenza attiva su un certo tratto di dorsale a monte del nodo d'installazione dell'unità GD, in cui il profilo di tensione risulta ora crescente.

La quantità di potenza installabile dipende da una serie di fattori: al diminuire della resistenza di cortocircuito del nodo d'installazione (R_{cc}), a parità di potenza attiva P , si ottiene la conseguente riduzione di ΔU (e quindi anche l'aumento della tensione sul nodo considerato). Essendo la R_{cc} direttamente legata alla parte attiva (resistiva) della distanza elettrica tra il nodo e le sbarre MT, è quindi possibile affermare che, al diminuire di questo parametro, cresce la potenza installabile per variazioni lente di tensione; la GD viene implementata a $\cos\phi$ unitario, pertanto la taglia del generatore non influenza la potenza reattiva Q richiesta nel punto d'installazione e nella parte di feeder a valle; di conseguenza, a parità di P , il valore della reattanza di cortocircuito (X_{cc}) non incide sulla tensione assunta dal nodo considerato, comunque all'aumentare di X_{cc} , si verifica un lieve aumento della potenza installabile.

Le analisi hanno mostrato come la quantità di generazione installabile, compatibile con le variazioni lente di tensione sia ripartita sull'intervallo di potenza tra 0,5 MW e 10 MW, quindi in un range molto ampio; si precisa tuttavia che tale vincolo risulta poco limitante per potenze installate fino a 4-5 MW.

Bassa Tensione

Il controllo dei profili di tensione implementato attualmente nelle reti in bassa tensione è meno sofisticato di quello applicato alle reti di distribuzione in media tensione, in quanto basato unicamente sulla possibilità di regolare il rapporto di trasformazione del trasformatore MT/BT posto in Cabina Secondaria. Tale regolazione, a differenza di quella che ha luogo sulle reti MT, che è affidata al Variatore Sotto Carico (VSC) agente sul trasformatore di cabina primaria che è automatizzata, deve essere svolta solo fuori linea, manualmente, da un operatore. Impostato il rapporto di trasformazione del trasformatore MT/BT al valore desiderato, esso rimane costante, almeno fintanto che emerga la necessità (che potrebbe manifestarsi, per esempio, a seguito di sviluppi o riconfigurazioni della rete) di effettuare un ulteriore aggiustamento.

Emerge perciò un'importante differenza nelle strategie di regolazione delle reti BT rispetto a quanto accade per le reti MT: la tensione al secondario del trasformatore non è mantenuta a un valore costante, bensì è libera di variare in funzione dell'entità dei flussi di potenza che in un dato istante hanno luogo sulla rete di distribuzione. Inoltre, il valore a cui deve essere fissato il rapporto di trasformazione in CS deve essere tale da garantire il rispetto dei vincoli di tensione (superiore ed inferiore) sia in condizioni di massimo che di minimo carico, bilanciando le cadute di tensione sulle linee in modo da non avere infrazione dei limiti di tensione in tutti i nodi della rete e, in particolare, a fondo linea, nonché, in presenza di GD, in situazione di contro-flusso verso la rete MT.

In accordo a quanto indicato dalla norma CEI EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve essere mantenuta entro un intervallo pari al $\pm 10\%$ del valore nominale per il 95% del tempo.

Gli utenti attivi possono causare un incremento a regime della tensione; l'incremento di tensione risulta essere tanto più marcato quanto maggiori sono le iniezioni di potenza da parte della GD (rispetto al carico) e quanto più quest'ultima è situata verso il fondo della linea. L'insorgenza di tale fenomeno comporta, nella specificità di ogni singola linea, un livello massimo di generazione che è possibile connettere.

Dallo studio si è osservato come il campione di reti considerato ammetta valori di potenza installabile in accordo alle variazioni lente di tensione piuttosto vari, che spaziano da 10 a oltre 300 kW; inoltre quasi il 24% dei nodi è in grado di accogliere valori di potenza superiori a 300 kW senza violare i vincoli sulle variazioni lente di tensione.

1.3.4 Variazioni rapide di tensione

Media Tensione

L'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione di tensione in quel nodo e lungo la linea. Lo studio dei limiti alla potenza installabile dovuti alle variazioni rapide di tensione ha come scopo la determinazione della massima generazione connettibile ad un nodo della rete, in modo da causare una variazione rapida di tensione nel nodo stesso non superiore a un valore definito. In particolare come limite di riferimento si è assunto un valore del 4-6% come contenuto nella norma EN 50160.

Il valore della variazione rapida di tensione è stato determinato come differenza della tensione nel punto in esame della rete dopo l'insorgere del disturbo (U_{post}) e la tensione nel punto della rete in esame prima dell'insorgere del disturbo (U_{pre}):

$$\Delta U_{rapida} = U_{post} - U_{pre}$$

per valutare entrambi i valori di tensione sono stati effettuati calcoli di load flow sull'intera rete di distribuzione MT presa in esame da questo studio.

Un nodo della rete è in grado di tollerare la presenza di impianti GD di potenza tanto più elevata, per rispettare i limiti della variazioni rapide di tensione, quanto maggiore è la potenza di cortocircuito al nodo medesimo. In particolare la massima GD installabile è funzione principalmente della resistenza a monte del nodo di connessione, mentre è solo in via trascurabile influenzata dal carico installato in rete, dal riferimento di tensione impostato sul trasformatore CP e dalla reattanza di cortocircuito (la sua influenza cresce però al crescere della potenza reattiva che inietta la GD). La criticità di tale vincolo è inoltre maggiormente rilevante a fondo linea, cresce al crescere della distanza elettrica dalla sbarra della CP.

A titolo di esempio, considerando le variazioni rapide di tensione limitate al 4% è osservabile che per le sbarre poste in prossimità della cabina primaria (ridotta distanza elettrica) è possibile installare potenze superiori a 10 MW. I nodi distribuiti lungo i vari feeder presentano invece dei limiti di potenza installabile ripartiti sull'arco di potenze tra 0,5 e 10 MW, con una maggiore densità in prossimità delle taglie da 2 a 2,5 MW.

Bassa Tensione

Per quanto riguarda la bassa tensione rispetto le rapide variazioni del profilo di tensione la normativa attuale non pone un limite vincolante, ma si limita a darne indicazione fornendo un valore massimo orientativo pari al 5% del valore di tensione nominale.

Lo studio ha determinate la massima generazione connettibile in un nodo della rete compatibilmente con le prescrizioni normative sopraccitate. In particolare, la quantità di GD connettibile in rete sarà quella tale

da non provocare, in caso di improvvisa connessione/disconnessione, una perturbazione della tensione nel nodo stesso superiore a un determinato valore limite.

Si è osservato che la potenza installabile in accordo con le variazioni rapide di tensione pari al 5% della tensione nominale, in approssimativamente l'11% dei nodi del campione presenta una quantità di GD connettibile (compatibilmente con questo vincolo specifico) molto elevata (superiore a 300 kW). Tali nodi corrispondono, nel campione in analisi, ai nodi della rete posti in prossimità della Cabina Secondaria (aventi potenza di cortocircuito più elevata e quindi meno suscettibili a subire perturbazione di tensione). I nodi distribuiti lungo i vari feeder presentano invece dei limiti di potenza installabile ripartiti sull'intero arco di potenze tra 10 e 300 kW, con una maggiore densità per valori di GD compresi tra 10 e 150 kW.

1.3.5 Inversione dei flussi di potenza

Media Tensione

Un'altra problematica che si può manifestare in presenza di GD è l'inversione del flusso di potenza all'interfaccia AT/MT. Per inversione di flusso si intende la situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione MT verso la rete AT. In una situazione di questo tipo la rete di distribuzione diventa quindi, a tutti gli effetti, una parte attiva del sistema elettrico; si rende perciò necessaria l'installazione di dispositivi di protezione in cabina AT/MT idonei ad operare con rete a valle attiva. In pratica, è necessario adottare tutti quei provvedimenti impiantistici atti a fronteggiare la possibilità di funzionamento in isola indesiderata di un'intera CP (sbarre AT; trasformatori AT/MT; rete MT sottesa).

La determinazione della GD installabile nella rete di distribuzione, al fine di evitare l'inversione di flusso verso la rete AT, si basa sullo studio del diagramma di carico delle diverse utenze ad essa connesse. L'inversione è difatti determinata in massima parte dall'assorbimento di potenza da parte delle utenze stesse; ovvero quando la potenza attiva prelevata dai carichi equivale o è inferiore rispetto a quella iniettata dalla GD.

Secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16 il limite di tempo per cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito nel 5% del totale tempo annuo.

Le analisi eseguite considerando tale limite temporale hanno mostrato, in riferimento al vincolo relativo all'inversione di flusso nel trasformatore AT/MT, come la massima GD installabile su ciascuna rete sia distribuita sull'intero intervallo di potenza da 0,5 a 10 MW, con una maggiore concentrazione tra 1 e 6 MW.

Il vincolo appena mostrato dipende in modo sensibile dalle ipotesi relative alla determinazione della curva di carico sulla rete e dall'ipotesi di profilo costante della GD.

Tale vincolo, analogamente a quello relativo alle protezioni da sovracorrente in caso di cortocircuito, non può essere definito propriamente come "limite": il suo superamento è tecnicamente possibile

ogniqualevolta il sistema sia disponibile a coprire i costi necessari a coprire gli adeguamenti richiesti, come per alcuni sistemi di protezione automazione della parte AT delle CP che è possibile aggiornare in modo progressivo e mirato.

Bassa Tensione

Nelle reti BT, data la mancanza di sistemi di automazione evoluta (in particolare non è prevista nessuna richiusura automatica sulle linee BT), l'inversione di flusso non crea problemi diretti sul funzionamento e sulla gestione del sistema né sull'eventuale formazione di isole indesiderate.

Una crescente penetrazione della GD installata sulle reti BT può però portare ad un aumento della complessiva potenza da unità GD circolante sulle rete MT, rendendo più marcato il fenomeno di inversione del flusso di potenza all'interfaccia sul livello di tensione MT, con tutti i conseguenti problemi già discussi nella parte in MT, come l'inadeguatezza dei sistemi di protezioni poste in CP. Risulta pertanto di interesse, affinché la potenza effettivamente messa in gioco sulle reti BT non costituisca in futuro un reale problema, accelerare l'implementazione sulle reti elettriche MT di tecnologie innovative che consentano una gestione attiva della rete MT stessa, con riflessi positivi (e possibili sviluppi) per la BT sottesa.

1.3.6 Analisi complessiva

Media Tensione

Di seguito si riassumono i risultati dell'analisi, differenziando tra i vincoli relativi alla quantità di GD installabile in ciascun nodo e quelli inerenti alla potenza installabile in ciascuna rete vista nel suo complesso. Tale distinzione è motivata dai differenti tipi di analisi condotte in relazione al vincolo tecnico da studiare: in particolare i risultati ottenuti con approccio nodale (variazioni rapide e lente di tensione, limiti di transito) non sono confrontabili con quelli relativi allo studio delle reti nel loro complesso (corrente di cortocircuito, numero massimo di ore in cui si verifica l'inversione di flusso sul trasformatore AT/MT).

Dopo aver analizzato l'effetto separato dei tre vincoli tecnici studiati con analisi di tipo nodale, si considera ora la quantità massima di GD compatibile con i suddetti vincoli considerati contemporaneamente. A tal proposito la *Figura 1.8* mostra, in grigio, l'istogramma cumulato relativo all'involuppo dei tre vincoli, da cui si osserva che, nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi del campione la potenza tecnicamente installabile è piuttosto elevata (circa l'75% circa dei nodi analizzati risulta compatibile con una quantità di GD entro i 3 MW, percentuale che scende a circa il 50% per una potenza pari a 6 MW). Nel medesimo diagramma è inoltre fornita, in corrispondenza di ogni ascissa, un'indicazione relativa al vincolo più stringente per quei nodi che presentino una violazione dei

criteri considerati; tale informazione traspare dalla colorazione assunta dal complementare, rispetto al 100%, delle barre grigie.

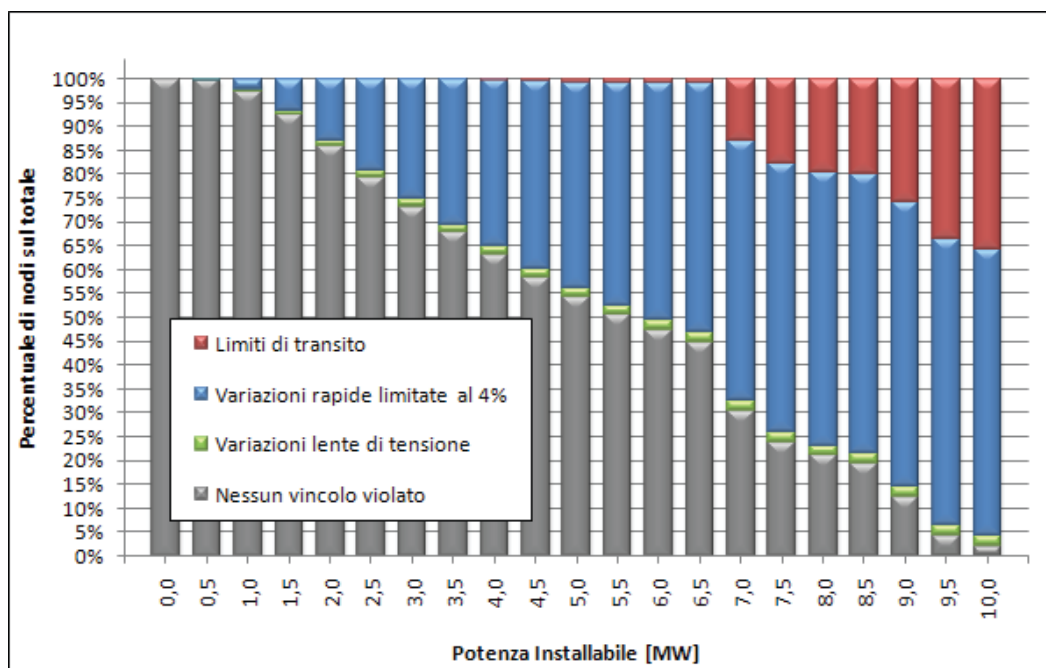


Figura 1.8 : Istogramma cumulato della percentuale di nodi MT con GD installabile pari al valore indicato in ascissa

La figura evidenzia come i vincoli maggiormente limitanti siano quelli posti dalle variazioni rapide di tensione e dai limiti di transito sulle linee: il primo comporta una limitazione di potenza installabile molto incidente (anche al di sotto di 1 MW) ai nodi che si trovano ad un'elevata distanza elettrica dal trasformatore (nodi a fondo linea), mentre il secondo tende a limitare la quantità di GD installabile a valori compresi tra 6,5 MW e 10 MW; e risulta essere il più stringente per i nodi collocati in prossimità della sbarra MT. Per quanto concerne il vincolo sulle variazioni lente di tensione, invece, si osserva come esso sia quello meno critico.

Il grafico in *Figura 1.9* mostra la percentuale dei nodi del campione per i quali ogni singolo vincolo tecnico risulta essere il più stringente dei tre considerati.

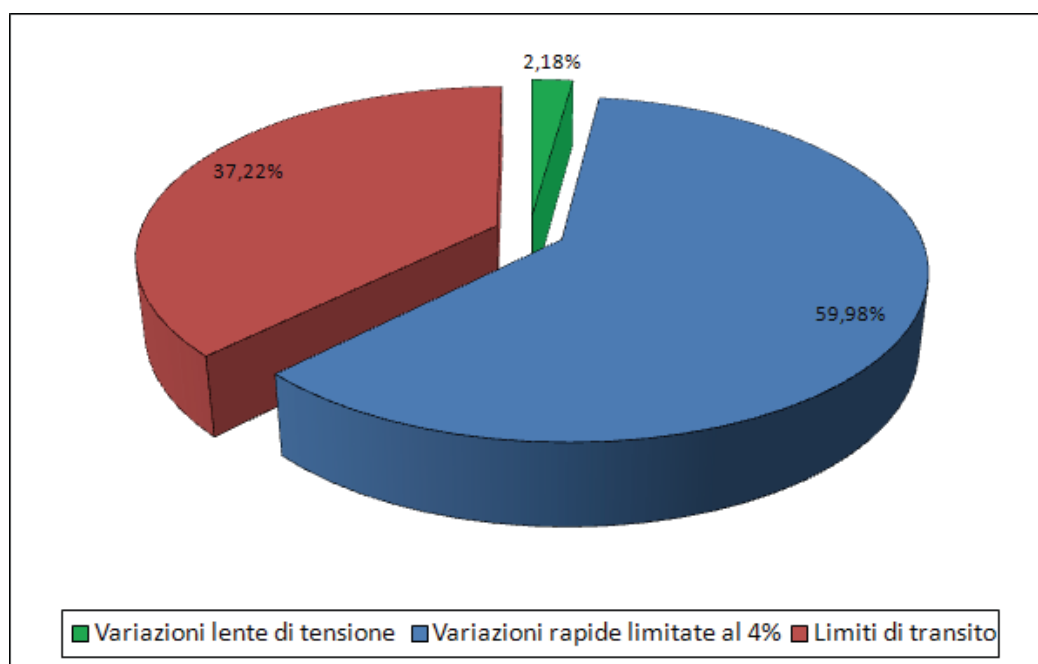


Figura 1.9: Distribuzione percentuale dei nodi MT in funzione del vincolo tecnico più stringente

Si osserva che il limite relativo alle variazioni rapide di tensione risulta essere il più restrittivo, tanto in termini di numerosità di nodi su cui esso interviene (circa il 60% dei nodi del campione), quanto in termini di quantità massima di GD connettabile (circa il 25% dei nodi ha una potenza massima installabile limitata a 3 MW, per effetto del vincolo sulle variazioni rapide di tensione).

I vincoli che sono stati valutati considerando insiemi di nodi riguardano l'inversione di flusso sul trasformatore AT/MT ed il limite massimo della corrente di cortocircuito. I vincoli sulle correnti di cortocircuito non costituiscono un limite significativo all'installazione di GD, infatti anche nei casi più sfavorevoli in cui la taglia del trasformatore è elevata (40MVA), la rete ha una tensione nominale di 15 kV e i generatori rotanti sono collegati alla rete senza l'interposizione dei convertitori statici, la potenza massima installabile è risultata elevata, pari a circa 5 MVA.

Infine la condizione di inversione del flusso di potenza sul trasformatore AT/MT comporta un limite al valore massimo di GD installabile che talvolta può essere piuttosto restrittivo.

Bassa Tensione

Dopo aver analizzato l'effetto separato dei tre vincoli tecnici di tipo nodale (variazioni rapide e lente di tensione, limiti di transito), si considera ora la quantità massima di GD compatibile con i suddetti vincoli considerati contemporaneamente. La Figura 1.10 mostra, in grigio, l'istogramma cumulato relativo all'involuppo dei tre vincoli, da cui si osserva che, nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi del campione la potenza tecnicamente installabile è piuttosto elevata (l'83% circa dei nodi analizzati risulta compatibile con una quantità di GD entro i 30 kW, percentuale che scende a circa il 25% per una potenza pari a 100 kW).

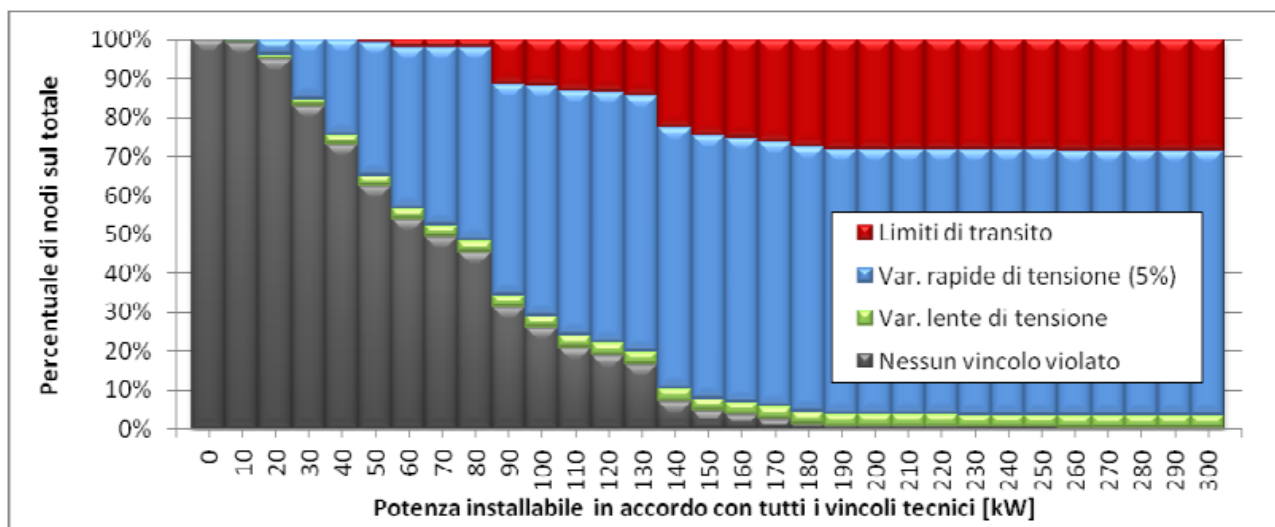


Figura 1.10 : Istogramma cumulato della percentuale di nodi BT con GD installabile pari al valore indicato in ascissa

La Figura 1.10 evidenzia come il vincolo maggiormente critico sia quello posto dalle variazioni rapide di tensione; esso comporta infatti una limitazione della GD installabile molto incidente, anche per valori di potenza piuttosto ridotti (un numero consistente di nodi subisce tale limitazione già a 30 kW). I limiti relativi alle variazioni lente di tensione e ai transiti nelle linee sono invece decisamente meno critici. È inoltre possibile notare come i primi riguardano un numero molto ridotto di nodi praticamente su tutti i valori di potenza riportati nel grafico (nel caso peggiore comunque le variazioni lente non rappresentano un effettivo vincolo per neppure il 4% di nodi del campione), i secondi costituiscono invece un reale vincolo alla penetrazione di GD in rete solo per impianti di potenza superiore a 90-100 kW (che, in accordo alla normativa attuale, il Distributore ha facoltà di connettere a livello MT).

In Figura 1.11 è invece rappresentato il grafico in cui viene indicata la percentuale di nodi del campione per i quali ogni singolo vincolo tecnico risulta essere il più stringente dei tre considerati. Dall'analisi congiunta del suddetto grafico, e del già discusso istogramma di Figura 1.10, si osserva che il limite relativo alle variazioni rapide di tensione risulta essere il più restrittivo, tanto in termini di numerosità di nodi su cui esso interviene (circa il 68% dei nodi del campione), quanto in termini di quantità massima di GD connettabile (in circa il 15% dei casi si ha una potenza massima installabile limitata a 30 kW).

Il vincolo relativo ai transiti di corrente è invece il più critico per 29% dei nodi analizzati, ma si manifesta per valori di GD piuttosto alti (oltre i 90 kW); quello inerente alle variazioni lente di tensione, infine, è il più restrittivo solo nel 3% dei nodi ed incide in egual modo sull'installabilità di GD in rete a tutti i valori di potenza.

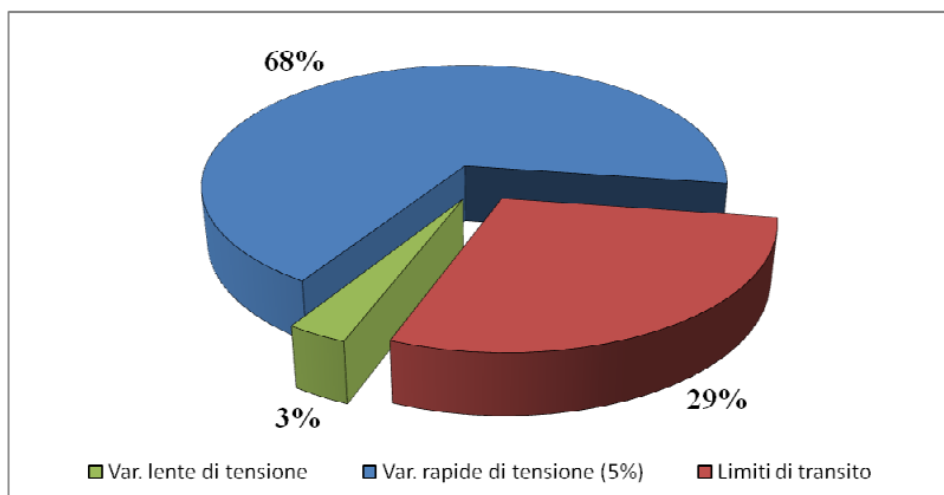


Figura 1.11 : Distribuzione percentuale dei nodi BT in funzione del vincolo tecnico più stringente

I vincoli valutati a livello di ciascuna rete BT sono legati all'incremento della corrente di cortocircuito per la presenza di GD. Questi vincoli sono stati quantificati in funzione della tenuta elettromeccanica degli apparecchi di manovra attualmente installati sulle reti BT ed alla reattanza dei trasformatori di CS, nonché con riferimento al corretto funzionamento delle protezioni di linea (intervento intempestivo della soglia istantanea). È utile sottolineare che il vincolo relativo alla corrente di cortocircuito è da ascrivere alla complessiva rete. In altre parole, la limitazione è da intendersi alla totale GD che è possibile sottendere a ciascun trasformatore MT/BT, senza ulteriori vincoli sulla posizione specifica in cui i vari generatori possano trovarsi. Le analisi eseguite hanno evidenziato dei limiti poco vincolanti, dimostrando come, soprattutto per CS equipaggiate con macchine di piccola taglia, sia più stringente il limite legato alla potenza nominale del trasformatore (limite di carico in contro-flusso che, in ogni caso, è superiore a 50 kVA) piuttosto che all'incremento delle correnti di guasto, in relazione al quale è sempre possibile installare una quantità di GD superiore a 400 kVA.

L'incremento delle correnti di cortocircuito causato dalla GD è poi stato valutato anche rispetto alla limitazione posta dalle protezioni di rete. Tale vincolo, diversamente dal precedente, si applica alla quantità massima di GD installata sulla singola linea BT ed è valutato relativamente alle soglie di cortocircuito e di sovraccarico. L'analisi relativa alle criticità indotte dalla presenza della GD sulle protezioni di linea BT in relazione alle soglie di cortocircuito mostra come i limiti di installabilità risultano elevati e compresi tra 200 kVA e 1 MVA.

Le regolazioni delle protezioni da sovraccarico rappresentano un fattore limitante all'installazione di generazione: i valori di GD installabile sono compresi tra 50 e 200 kVA, in funzione del tipo di linea. È quindi possibile affermare che il vincolo posto dalla protezione di linea è più stringente di quello relativo ai limiti di tenuta elettromeccanica delle apparecchiature ed è molto vicino al limite legato alla potenza nominale del trasformatore di CS.

1.4 Bibliografia

[1] *Report of CIRED Working Group No 4 on Dispersed Generation. Appendix A - Replies to questionnaires.*

[2] *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2010*; l'Autorità per l'energia elettrica e il gas; 2012

[3] *Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione; Relazione del progetto commissionato da: Autorità per l'energia elettrica e il gas*, Maurizio Delfanti, Marco Merlo, Andrea Silvestri, Massimo Gallanti; Gennaio 2009

[4] *Impatto della Generazione Diffusa sulle reti di distribuzione BT: esiti delle analisi su un campione ridotto; Relazione del progetto commissionato da: Autorità per l'energia elettrica e il gas*; Maurizio Delfanti, Marco Merlo, Andrea Silvestri, Massimo Gallanti; Novembre 2010

2. L'isola indesiderata

2.1 Introduzione

Per comprendere il fenomeno dell'islanding (in letteratura tecnica anche chiamato isola indesiderata o loss of main) bisogna innanzitutto distinguere l'isola indesiderata dall'isola intenzionale. Un sistema elettrico è composto da tre parti principali: la generazione, il carico e una connessione che trasmette la potenza; l'isola intenzionale è un sistema di potenza in grado di trasferire potenza in modo affidabile da una sorgente ad un carico con livelli di frequenza e tensione accettabili. Secondo questa definizione ogni sistema di potenza può essere considerato un'isola indipendentemente dalla dimensione; infatti può essere ad esempio considerata un'isola intenzionale:

- la batteria e l'alternatore che alimentano il circuito a 12 V di un'automobile;
- un generatore diesel ed il carico che alimenta;
- le centrali elettriche che alimentano i carichi dell'isola di Creta;
- le varie centrali elettriche che alimentano il Regno Unito separato dal resto della rete europea.

Un'importante condizione che però deve essere rispettata è che la potenza generata e quella assorbita siano sempre bilanciate. Uno sbilanciamento di potenza attiva comporta variazioni di tensione in un sistema in corrente continua (DC) e variazioni di frequenza e tensione in un sistema in corrente alternata (AC); inoltre in sistemi AC, per via della presenza di componenti induttivi e capacitivi, deve essere sempre bilanciata anche la potenza reattiva in modo da avere valori stabili di tensione.

Con il termine isola indesiderata si intende una parte di rete elettrica (in particolare di distribuzione), comprendente uno o più unità di generazione diffusa, disconnessa dal resto del sistema elettrico. Si ha così un funzionamento indipendente non voluto di tale porzione di rete ed in questo modo la potenza non è più trasmessa in modo sicuro e con livelli di tensione e frequenza accettabili.

2.2 Come può verificarsi un'isola indesiderata

L'isola indesiderata si verifica quando una parte di rete si disconnette dal restante sistema elettrico ma rimane energizzata dalla generazione diffusa. Durante questo periodo di disconnessione, la generazione diffusa continua a sostenere la rete con valori di tensione e frequenza ragionevolmente vicini al valore nominale, ciò si verifica se la potenza iniettata dalla generazione diffusa uguaglia il carico locale; si parlerà quindi di islanding permanente (durata superiore a qualche secondo) ma è un evento piuttosto raro. Si parla invece di islanding temporanea quando i generatori non sono in grado di sostenere l'isola ma si ha comunque un transitorio di frequenza e tensione prima del collasso dell'isola.

L'isola può verificarsi in molte zone, includendo uno o più feeders e sottostazioni, ed ha ripercussioni sulle prestazioni e sicurezza del sistema. Per questo è quindi necessario evitare il funzionamento in isola.

La condizione base per un'isola indesiderata che si autosostiene è che la domanda e la produzione di potenza del feeder disconnesso (ad esempio per uno scatto della protezione) siano coincidenti. Quindi l'islanding è un fenomeno che si verifica solo nelle reti di distribuzione con un'alta penetrazione di generazione diffusa e non nelle reti tradizionali dove i flussi di potenza sono unidirezionali.

I sistemi di distribuzione tradizionali (*Figura 2.1*) sono progettati per trasmettere l'energia dai livelli a tensione più alta a quelli a tensione più bassa e non sono pensati per consentire un funzionamento sicuro ed affidabile di parti della rete che lavorano isolate dalla rete principale.

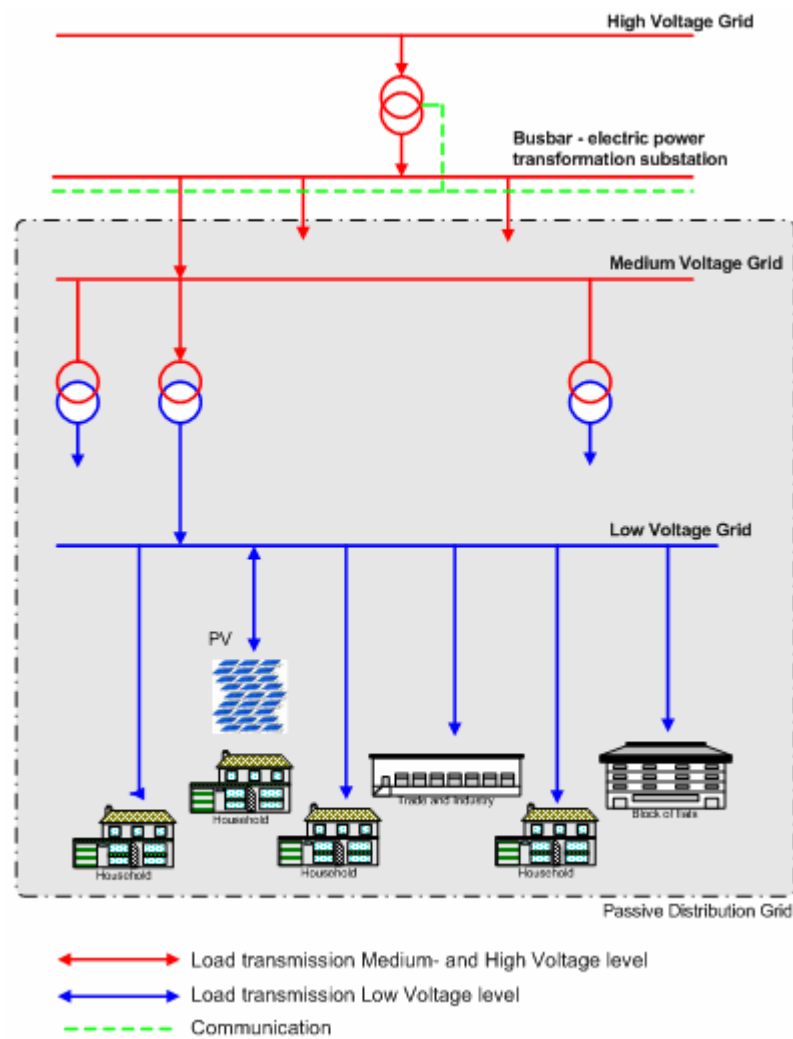


Figura 2.1: Rete passiva "tradizionale"

Negli ultimi anni la quantità di generazione diffusa è incrementata (vedi capitolo 1) cambiando la conformazione della elettrica di distribuzione, come schematicamente mostrato in *Figura 2.2*.

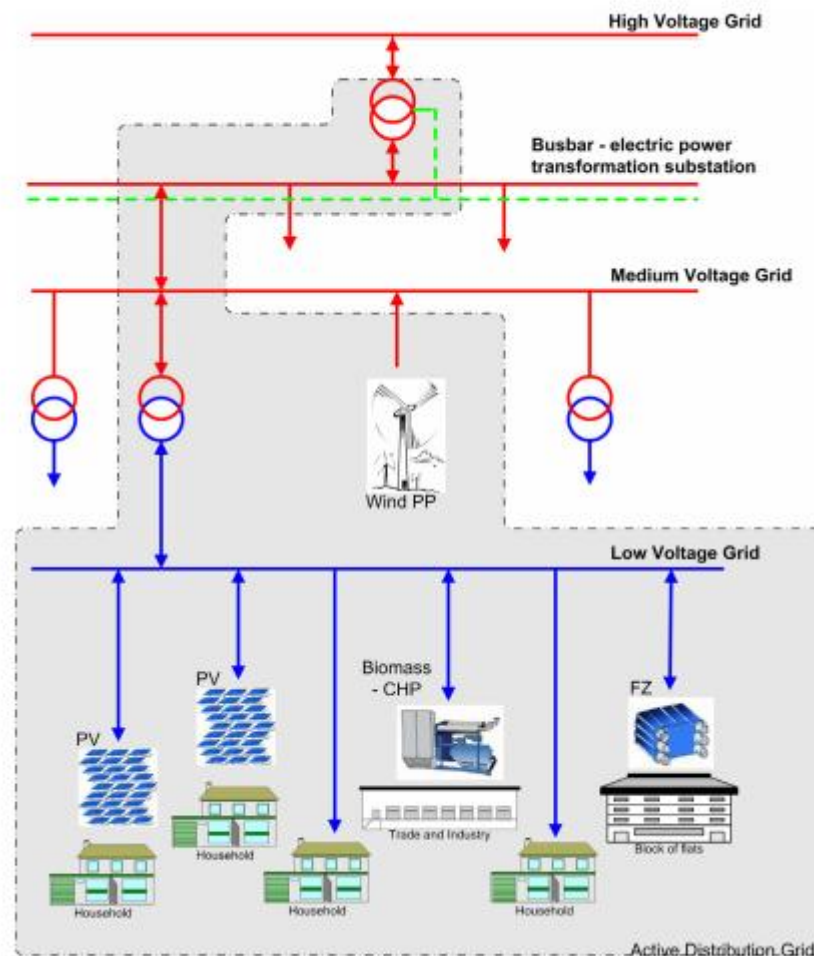


Figura 2.2: Rete in presenza di generazione distribuita

In questa nuova configurazione, la generazione ed il carico sono geograficamente vicini; tale struttura comporta una riduzione delle perdite dovute alla trasmissione ma anche un aumento della probabilità di sostenere un'isola. Inoltre tale morfologia provoca problemi sulla sicurezza e sulla stabilità dovuti a flussi di potenza non più ben definiti.[1]

Nel complesso del sistema i sistemi di regolazione e controllo garantiscono che la potenza attiva e reattiva sia sempre bilanciata, mantenendo il sistema in uno stato stazionario; in caso di guasto o perturbazione l'equilibrio del sistema è disturbato ed intervengono i dispositivi di protezione che disconnettono i feeder in cui è presente la perturbazione dalla rete. Tali interventi possono provocare la formazione di un'isola indesiderata. Le condizioni che possono portare alla disconnessione di feeder o porzioni di rete dal resto del sistema sono:

- apertura di interruttori per guasti permanenti;
- l'isola può verificarsi temporaneamente nell'intervallo di tempo tra l'apertura della protezione e la successiva richiusura automatica;
- disconnessione intenzionale per effettuare manutenzioni in linea;

- errore umano che porta alla disconnessione non voluta di porzioni di rete;
- eventi naturali come tempeste o terremoti che possono danneggiare le apparecchiature lasciando disconnessi feeders.

In caso di guasto polifase la protezione di massima corrente del feeder interviene formando una rete indipendente non più alimentata ed il guasto si estingue; la presenza di generazione diffusa può però sostenere il guasto mettendo in crisi il sistema di protezione (*Figura 2.3*).

In caso di guasto monofase a terra la protezione di massima corrente disconnette la porzione guasta dalla rete, estinguendo così la corrente di guasto anche in presenza di generazione diffusa se non è connessa a terra, infatti viene interrotta la via di richiusura a terra del guasto; l'analisi di tale fenomeno deve però considerare anche la presenza di capacità parassite (di valore non trascurabile se la rete è costituita da linee in cavo), che offrono un'ulteriore via di richiusura della corrente di guasto.

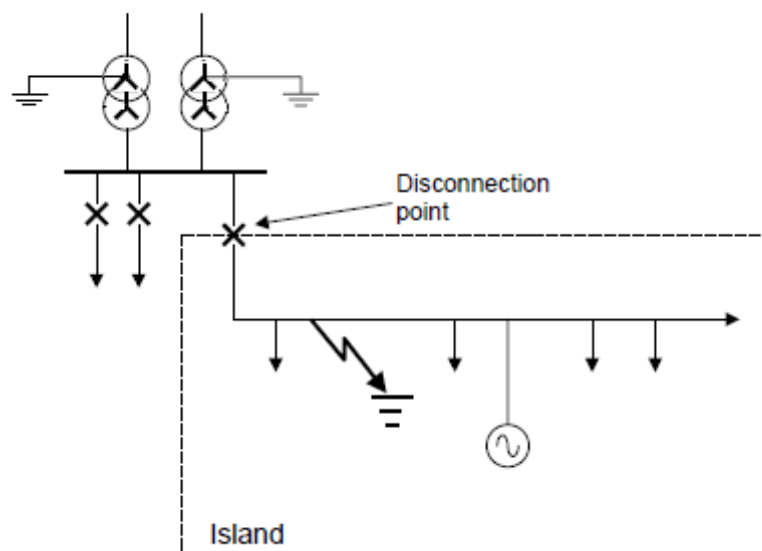


Figura 2.3: Formazione dell'isola a seguito di un guasto

Immediatamente dopo che si verifica la disconnessione della porzione di rete di distribuzione dal restante sistema elettrico, le unità GD rotanti o connesse tramite convertitori statici cercano di bilanciare la potenza attiva e reattiva richiesta dal carico.

La probabilità che si formi un'isola in un feeder in cui la richiesta di potenza da parte dei carichi è di molto superiore alla potenza generata dalla GD è praticamente nulla; questo era il caso delle reti di pochi anni fa (in cui non vi era un'elevata diffusione di unità GD). La crescita della generazione diffusa ha portato ad un incremento della probabilità di instaurare un equilibrio tra la potenza assorbita dai carichi e quella prodotta dalla generazione diffusa, rendendo quindi possibile la formazione di un'isola instabile o non.

In *Figura 2.4* sono mostrati l'andamento della tensione e della frequenza in risposta alla formazione di un'isola.

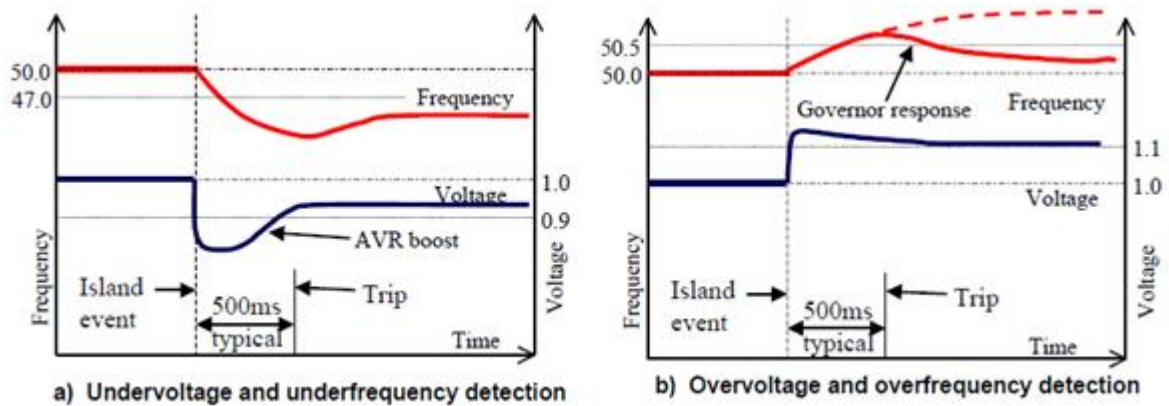


Figura 2.4: Andamento delle grandezze di rete a seguito di un evento che ha causato l'isola

Nella *Figura 2.4.a*) è rappresentato lo scenario in cui la potenza richiesta dalla porzione di rete isolata supera la capacità di generazione; i deficit di potenza attiva e reattiva provocano una diminuzione della frequenza e della tensione. La variazione della frequenza, per via delle inerzie del sistema, è molto più lenta della variazione di tensione. In risposta alla variazione di tensione il regolatore automatico di tensione (AVR) del generatore innalza la tensione e la regolazione primaria di frequenza risponde all'abbassamento della frequenza. Questa risposta porta ad un nuovo stato stazionario in cui nel nuovo punto di funzionamento la tensione è ripristinata nei limiti nominali ma la frequenza è al di sotto della soglia di sottofrequenza.

La *Figura 2.4.b*) rappresenta invece la situazione in cui la potenza attiva e reattiva richiesta dalla rete è minore di quella generata; la risposta del sistema è analoga a quella del caso precedente e si raggiunge ad una nuova condizione di equilibrio dove la frequenza è riportata all'interno dei limiti ma la tensione è al di sopra dei limiti di sovratensione.

Se la potenza del carico e della generazione della porzione di rete disconnessa è molto simile, non si verificheranno variazioni di tensione o frequenza ai morsetti del generatore sufficienti ad attivare le protezioni anti-islanding basate rispettivamente su relè di sovra e sotto tensione e sovra e sotto frequenza (come si vedrà più avanti). Questo porta alla formazione di un'isola indesiderata la cui durata dipenderà dalla risposta dinamica del sistema delle protezioni, è quindi interessante approfondire gli effetti dello squilibrio di potenza.

Se l'interruttore di *Figura 2.5* è chiuso, e la rete è connessa, la potenza complessa $A_{GD} = P_{GD} + jQ_{GD}$ fluisce dalla GD fino al punto di connessione (PCC) e poi al carico. La potenza attiva e reattiva fornita al carico dalla rete è pari a :

$$\Delta P = P_{load} - P_{GD}$$

$$\Delta Q = Q_{load} - Q_{GD}$$

Il comportamento del sistema durante la disconnessione dalla rete dipende dallo sbilanciamento tra la potenza attiva e reattiva (equivalente a quanto si sta importando/esportando dalla rete) all'istante prima che l'interruttore abbia aperto e formato l'isola. Una variazione significativa di P o Q è rilevata da protezioni che si basano sul rilevamento di sovra/sotto tensione e frequenza (o altri metodi). Se ΔP o ΔQ sono prossimi allo zero, la potenza del generatore e del carico sono simili e la rilevazione dell'isola con metodi locali è più difficoltosa.

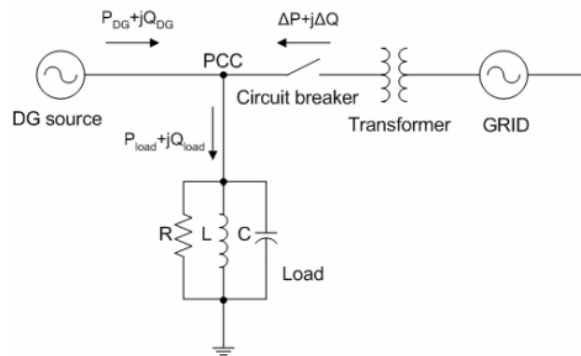


Figura 2.5: Rappresentazione schematica di un sistema in cui sono mostrati i transittivi di potenza attiva e reattiva

A seconda dei flussi di potenza è utile distinguere i seguenti casi:

- sovraccarico di attivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di equilibrio di potenza attiva con carico attivo prevalente ($P_{load} > P_{DG}$, $\Delta P > 0$), in questa condizione la porzione di rete importa potenza attiva;
- sovraccarico di reattivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di equilibrio di potenza reattiva con carico reattivo prevalente ($Q_{load} > Q_{DG}$, $\Delta Q > 0$), in questa condizione la porzione di rete importa potenza reattiva;
- sovragegenerazione di attivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di equilibrio di potenza attiva con generazione prevalente ($P_{load} < P_{DG}$, $\Delta P < 0$), in questa condizione la porzione di rete esporta potenza attiva;
- sovragegenerazione di reattivo: situazione nella quale la porzione di rete si trova in una condizione di equilibrio di potenza reattiva con generazione prevalente ($Q_{load} < Q_{DG}$, $\Delta Q < 0$), in questa condizione la porzione di rete importa potenza reattiva.

Da ognuna delle seguenti condizioni dei flussi di potenza è possibile dedurre il comportamento della rete una volta formatasi l'isola.

Comportamento in presenza di macchine rotanti direttamente connesse

Se la porzione di rete disconnessa è sostenuta da macchine rotanti (in particolare generatori sincroni) la variazione di potenza attiva ΔP è bilanciata dall'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti delle macchine connesse al sistema con una conseguente variazione della velocità, e quindi della frequenza di rete; in particolare se la rete è deficitaria di potenza ($\Delta P > 0$) si verificherà una diminuzione di frequenza,

mentre se la rete è a credito di potenza ($\Delta P < 0$) si verificherà un aumento della frequenza. La variazione di potenza reattiva ΔQ comporta una variazione di reattivo erogato o assorbito dai generatori sincroni con conseguente variazione della tensione ai morsetti; in particolare un deficit di potenza reattiva ($\Delta Q > 0$) viene principalmente bilanciato da un aumento di produzione di reattivo dai generatori portando ad una riduzione di tensione. Il transitorio descritto dipende anche dall'azione regolante del sistema di controllo del generatore; i regolatori di frequenza e tensione agiscono stabilizzando il sistema modificando rispettivamente la potenza del motore primo e la corrente di eccitazione. Se il sistema di regolazione è sufficientemente prestante, in accordo con l'entità dello squilibrio di potenza, si raggiunge un nuovo regime caratterizzato da un nuovo equilibrio di potenza attiva e reattiva e di nuovi valori di frequenza e tensione.[8]

Comportamento in presenza di inverter - convertitori statici

Se l'isola è sostenuta da inverter, una variazione di potenza va a modificare l'energia accumulata nelle capacità del convertitore statico e quindi modifica i livelli di tensione del collegamento in continua (DC link).

In questo caso una variazione di potenza attiva ($\Delta P \neq 0$) al punto di connessione comporta una variazione dell'ampiezza della tensione in uscita dall'inverter, e può essere rilevata da un relè di sovra/sotto tensione; mentre una variazione di potenza reattiva ($\Delta Q \neq 0$) porta ad una variazione di fase della tensione ed ad una variazione di frequenza che può essere rilevata da un relè di sovra/sotto frequenza.[5]

Nello studio condotto dal CESI nel 2001 su inverter connessi alla rete elettrica intitolato "Comportamento in isola dei sistemi multi-inverter di impianti fotovoltaici distribuiti sulla rete" è emersa la mancata entrata in isola dei convertitori statici, anche in presenza di fattori in grado di favorirne l'insorgenza, quali l'equivalenza tra potenza generata e potenza assorbita e la presenza di motori elettrici frammisti ai carichi alimentati. Questo ha permesso di confermare che l'entrata in isola dei convertitori statici connessi alla rete costituisce un evento estremamente difficile da riprodurre al di fuori delle condizioni di laboratorio.

Ciò si spiega col fatto che gli inverter connessi alla rete elettrica si comportano come generatori di corrente ed hanno bisogno, per poter erogare potenza, di un riferimento di tensione; tensione che in assenza di rete viene a mancare. Tale tipologia di funzionamento è denominata *grid following*. Gli inverter possono anche funzionare in isola intenzionale o alimentare carichi privilegiati di un impianto non in parallelo con la rete, ma la loro logica di controllo è realizzata per effettuare un comportamento da generatore di tensione, tale tipo di funzionamento viene anche detto *grid forming*. Le norme vietano il funzionamento in parallelo alla rete di inverter tramite il controllo *grid forming*, ciò è verificato tramite il rispetto delle prove da eseguire sugli inverter descritte negli allegati A e B alla norma CEI 0-21.

La generazione diffusa connessa alla rete tramite inverter (nel seguito **GD statica**) può anch'essa partecipare alla formazione di un'isola indesiderata se si è in presenza, nella porzione di rete separata dal

resto del sistema, anche di generazione diffusa composta da macchine rotanti direttamente connesse alla rete (nel seguito **GD rotante**). Infatti la GD rotante è in grado di sostenere la tensione e fornire quindi un riferimento ai convertitori statici.

Tale fatto è stato riprodotto anche nelle simulazioni (descritte in seguito); infatti se in un feeder è presente soltanto GD statica, quando interviene la protezione di massima corrente posta ad inizio feeder a seguito di un guasto, la tensione scende a zero e quindi la potenza in uscita dalla GD di tale tipo si annulla, in quanto non è più presente un riferimento di tensione.

Se in un feeder si è in presenza sia di GD statica che di GD rotante, allora la tensione dopo l'apertura dell'interruttore ad inizio feeder a seguito del guasto è sostenuta dalla GD rotante e di conseguenza anche la GD statica eroga potenza contribuendo a sostenere la frequenza.

Ulteriori analisi sono effettuate nel capitolo dedicato alle simulazioni infatti vi è da specificare il comportamento per vari tipologie e posizioni del punto di guasto ovvero se un guasto trifase si interpone fra la GD rotante e quella statica; in questo caso il guasto separa le due unità di generazione distribuita, e la GD statica non eroga potenza in quanto non è più presente un riferimento di tensione.

2.3 *Problematiche dovute alla formazione dell'isola indesiderata*

L'isola indesiderata presenta una serie di problematiche dovute principalmente al fatto che le reti di trasmissione e distribuzione non sono state progettate per essere esercite come attive, quindi non sono in grado di gestire tale funzionamento.

Di seguito sono elencate le principali problematiche legate alla formazione di un'isola.

- La tensione e la frequenza subiscono variazioni che possono deteriorare la qualità del servizio offerto all'utente finale.
- Provoca rischi per gli operatori che effettuano manutenzione sulle linee scollegate dalla rete e quindi considerate disalimentate, ma che possono essere energizzate dalla generazione diffusa.
- Inefficacia nell'utilizzo di sistemi di automazione di rete per la ricerca e selezione dei guasti.
- La riconnessione dell'isola attraverso una richiusura automatica può portare al danneggiamento delle apparecchiature dovuto alla richiusura in parallelo di due porzioni di rete non in fase tra di loro.
- A fronte di un guasto, le protezioni separano il feeder guasto dal resto della rete; ma il guasto continua ad essere alimentato ed il feeder è tenuto in tensione dalla GD, mandando così in crisi le procedure di ricerca guasto.

In particolare la GD rende inefficaci le protezioni contro i guasti temporanei; tali tipi di guasti sono frequenti sulle reti MT aeree; ad esempio si verificano archi verso terra quando, a causa di forti venti, dei rami d'albero vengono a contatto con le linee, o a causa di una catena di isolatori sporca. Una soluzione comune al fine di estinguere i guasti temporanei è l'utilizzo di dispositivi di richiusura automatica; essi consistono nel richiudere, solitamente dopo un centinaio di millisecondi, l'interruttore che si è aperto a seguito del guasto e rilanciare la tensione; in questo modo i guasti di origine transitoria vengono estinti e si limita il disservizio.

Normalmente, in un sistema di tipo radiale in assenza di GD, è sufficiente un'unica apertura dell'interruttore in testa al feeder; ciò è dovuto al fatto che il guasto è alimentato dalla rete a potenza prevalente posta a monte. Se invece è presente generazione diffusa lungo la linea, i guasti vengono alimentati anche dalla GD, l'apertura del solo interruttore in testa al feeder non garantisce più l'eliminazione del guasto in quanto il guasto è anche alimentato dalla generazione diffusa lungo la linea. In tali condizioni è pertanto necessario che tutta la GD presente sul feeder guasto sia disconnessa al fine di assicurare la possibile estinzione del guasto. Infatti, qualora ciò non accadesse, ci sarebbe il pericolo che i guasti, per loro natura transitori, potrebbero rimanere alimentati e diventare quindi permanenti. È importante inoltre notare che l'operazione di disconnessione della GD deve essere conclusa prima che avvenga la prima richiusura automatica; potrebbe verificarsi infatti che la richiusura dell'interruttore avvenga quando l'alimentazione della porzione di rete funzionante in isola non si trovi in fase rispetto alla rete principale; la richiusura fuori fase causa gravi danni ai generatori ed ai componenti della rete.[4]

2.4 Protezioni anti-islanding

La formazione di un'isola indesiderata deve essere rilevata dalle protezioni di tutti i generatori distribuiti connessi alla rete per garantire la sicurezza del sistema e la qualità del servizio offerta all'utente.

Rilevare l'isola è una operazione difficile da realizzare; le possibilità di una rilevazione affidabile dipendono dalle circostanze sotto le quali si verifica l'isola. Nei casi più frequenti, la presenza di un guasto provoca la separazione della porzione di rete guasta dal restante sistema elettrico, in tali circostanze la GD non è in grado di sostenere la parte di rete isolata e guasta, pertanto la tensione e la frequenza collassano, tale situazione è perciò facilmente individuabile.

Caso meno frequente è la formazione di isola senza guasto, come già anticipato in precedenza, se il carico presente sulla parte di rete isolata coincide con la generazione delle unità GD, la tensione e la frequenza non subiscono grosse variazioni rendendo difficile l'individuazione dell'isola.

Esistono una gran varietà di metodi sviluppati nel corso degli ultimi anni, più o meno complessi, per rilevare l'islanding. I metodi di protezione anti-islanding possono essere suddivisi in due gruppi: quelli che basano il rilevamento dell'isola su informazioni ottenute da misure locali o quelle che rilevano l'isola da misure comunicate da remoto tramite dei canali di comunicazione. Le protezioni anti-islanding che si basano su misure locali possono essere a loro volta suddivise in passive ed attive. La *Figura 2.6* rappresenta un riassunto dei vari metodi di protezione anti-islanding più diffusi, nei paragrafi successivi ne sarà effettuata una breve descrizione.

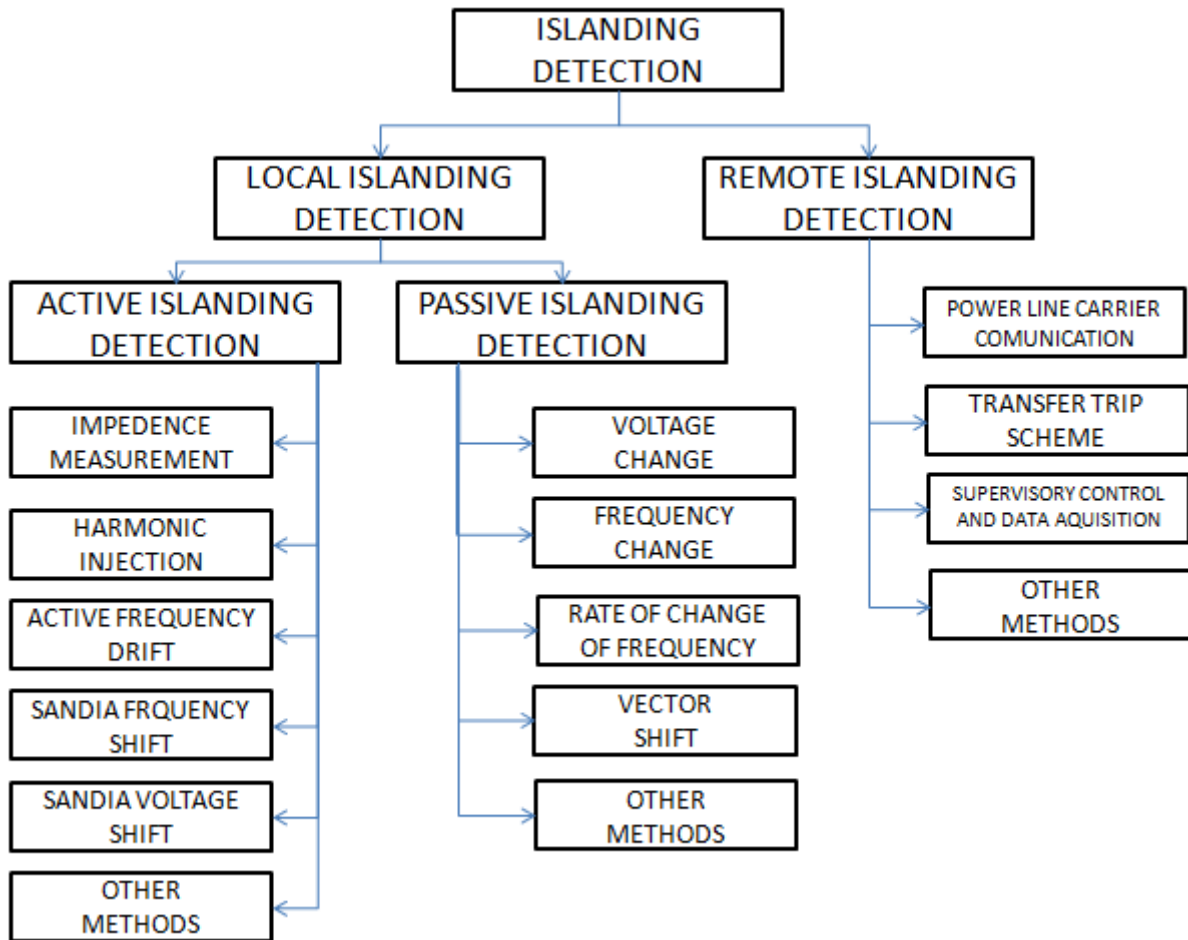


Figura 2.6: Metodi anti-islanding più diffusi

Le protezioni classiche per rilevare l'islanding si basano su relè di tensione e frequenza, ma un problema significativo di queste protezioni ma anche di tutte le altre è la presenza della Non Detectable Zone (NDZ) o zona di non intervento, ovvero quando le variazioni di tensione o frequenza (monitorate dalla protezione anti-islanding ai capi della GD) sono più piccole dei valori di taratura della protezione si ha quindi il mancato intervento della protezione (Figura 2.7).[2][9]

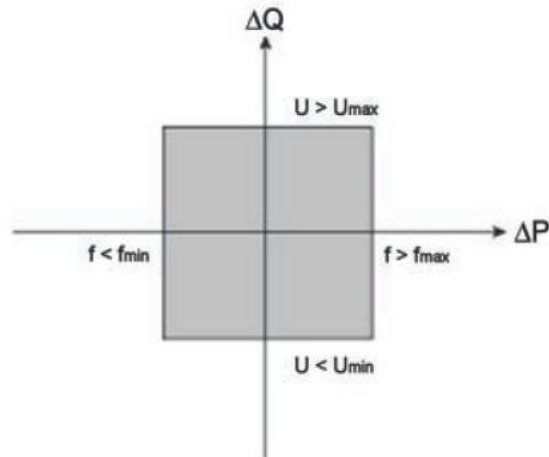


Figura 2.7: Rappresentazione della Non Detectable Zone di una tipica protezione tensione-frequenza

2.4.1 Metodi passivi

Misurare le grandezze elettriche ai capi della generazione distribuita è tipicamente il metodo meno costoso delle protezioni anti-islanding. Tali dispositivi sono solitamente chiamati passivi poiché si limitano a misurare le grandezze di rete senza modificarle. Tali tipi di protezioni includono apparecchi di misura, una logica per confrontare le soglie con i valori misurati ed un interruttore. Implementare una protezione passiva richiede un costo minimo in quanto la GD già dispone dell'apparecchiatura hardware che monitora la tensione ai suoi capi.

Protezioni di frequenza e tensione

Sono richiesti dei limiti alla tensione ed alla frequenza in uscita di tutta la generazione diffusa (e non) quando essa è connessa alla rete; ciò garantisce una protezione alle apparecchiature dell'utente da pericolose variazioni di frequenza e tensione, ma tali grandezze possono anche essere usate per rilevare l'isola. Nelle condizioni di normale esercizio la tensione e la frequenza sono costanti perché sono sostenute dall'intera rete; invece quando si verifica un'isola e c'è disuguaglianza tra la potenza (attiva e reattiva) in uscita dalla GD e la potenza assorbita dal carico locale, la frequenza e la tensione si allontanano dai loro valori nominali. Se la tensione o la frequenza variano oltre una determinata soglia la protezione rileva l'isola e sconnette la GD.

Questo metodo perde efficacia nel rilevare l'isola se il carico locale eguaglia la produzione della generazione distribuita; la variazione di frequenza e tensione non è sufficiente per oltrepassare le soglie della protezione così i relè di sovra/sotto tensione/frequenza non intervengono. È importante scegliere con cura le soglie di intervento in modo da intervenire quando è necessario ed evitare che le normali fluttuazioni di frequenza e tensione facciano intervenire la protezione causandone lo scatto intempestivo. Quindi se lo squilibrio risulta di piccola entità l'isola permane, ciò comporta una zona di non intervento

(non detective zone NDZ), che nel caso dei relè di sopra/sotto tensione/frequenza è piuttosto ampia. Come altri metodi di rilevamento passivi non è possibile effettuare un rilevamento totale dell'islanding, e spesso tale metodo è usato combinato con altri metodi anti-islanding.[1]

Un metodo più evoluto è il relè di sopra/sotto frequenza a sblocco voltmetrico, in cui in caso di variazioni di tensione dovute a guasti, si restringe la soglia di intervento di frequenza; in questo modo è come se si lavorasse con due caratteristiche di intervento e si evita lo scatto intempestivo per fluttuazioni di frequenza dovuti ad altri eventi.

Il suo funzionamento e le soglie sono analizzate più nel dettaglio nel capitolo successivo.

Derivata di frequenza (rate of change of frequency ROCOF)

Quando un generatore sincrono lavora in parallelo con la rete; la frequenza, e quindi la velocità di rotazione, è impostata dalla rete stessa. Se viene meno la connessione con la rete, la macchina che si trova così a funzionare in isola è libera di accelerare o decelerare a seconda delle nuove condizioni di carico e della risposta dei regolatori.

La derivata della frequenza dipende dalla variazione di potenza secondo l'equazione:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f}{2 \cdot T \cdot P_n}$$

Dove con:

ΔP = squilibrio di potenza tra il funzionamento in isola e quello con la rete;

T = costante di inerzia del gruppo;

P_n = potenza nominale del gruppo.

Questa semplice equazione presuppone che la macchina è in funzione alla frequenza nominale e che gli intervalli di tempo siano sufficientemente brevi da poter trascurare la dinamica dell'AVR (regolatore di tensione) e del regolatore di frequenza. Da questa espressione emerge chiaramente che la variazione di frequenza dipende proporzionalmente dalla variazione di potenza tra le due condizioni .

Anche una piccola variazione di carico tra la condizione di sincronismo e quella in isola provoca una veloce variazione della derivata di frequenza che può essere facilmente rilevata; ciò però ha anche un aspetto negativo, infatti in caso di variazioni di frequenza non dovute alla perdita di rete ma a normali fluttuazioni di potenza del carico o generazione, l'elevata sensibilità può portare a scatti intempestivi.

Basare la protezione anti-islanding sulla lettura della derivata di frequenza che non sulla frequenza rende più veloce la protezione in quanto il valore massimo della derivata di frequenza si ha generalmente nei primi istanti di squilibrio, come rappresentato dalla *Figura 2.8*.

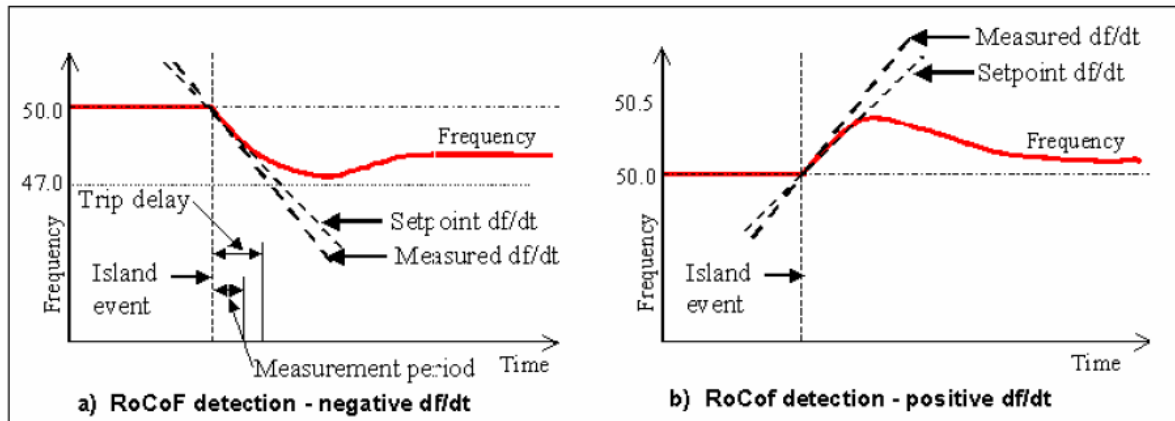


Figura 2.8: Rilevamento della derivata di frequenza

Nella Figura 2.8.a) è rappresentato lo scenario in cui la potenza richiesta dalla rete isolata supera la capacità di generazione ma lo sbilanciamento è piccolo e vi è una piccola variazione di frequenza al nuovo equilibrio. La derivata di frequenza ha valori elevati nei primi istanti per poi decrescere fino a diventare nulla se la frequenza raggiunge un nuovo equilibrio.[1][7]

Protezioni basate sullo spostamento del fasore di tensione o salto di fase (voltage vector shift VS)

A causa della perdita del contributo della rete, il generatore è chiamato a variare la propria potenza erogata al fine di soddisfare il bilancio energetico; la variazione della potenza erogata dal generatore provoca lo spostamento del fasore della tensione. Il generatore, quando viene aperto l'interruttore, alimenta un'isola con un carico maggiore (o minore); di conseguenza il generatore comincia a decelerare (o accelerare) e lo sfasamento tra il fasore E_f e V_t diminuisce (o aumenta) e quindi il fasore V_t cambia direzione come in Figura 2.9.

L'espressione di una forma d'onda sinusoidale è generalmente la seguente:

$$V(t) = V_p \sin \omega t \text{ oppure } V(t) = V_p \sin \theta(t)$$

Dove:

$$\theta(t) = \omega t = 2\pi f t$$

Se la frequenza varia in modo costante R_f da una frequenza f_0 ; allora la variazione dell'angolo $\theta(t)$ è data da:

$$\theta(t) = 2\pi \int f dt$$

Che risolto diventa:

$$\theta(t) = 2\pi(f_0 t + t^2 R_f / 2)$$

E

$$V(t) = \sin[2\pi(f_0 t + tR_f/2)t]$$

Quindi la variazione dell'angolo $\Delta\theta(t)$ dopo un tempo t risulta essere:

$$\Delta\theta(t) = \pi R_f t^2$$

La protezione voltage vector shift si basa sulla misura del periodo dell'onda di tensione, il quale viene comparato con la misura precedente. In condizioni di funzionamento in isola, la durata del periodo, che risulta proporzionale alla variazione della fase (secondo l'equazione scritta sopra), varia in ragione dello squilibrio tra generazione e carico presente prima dell'apertura.

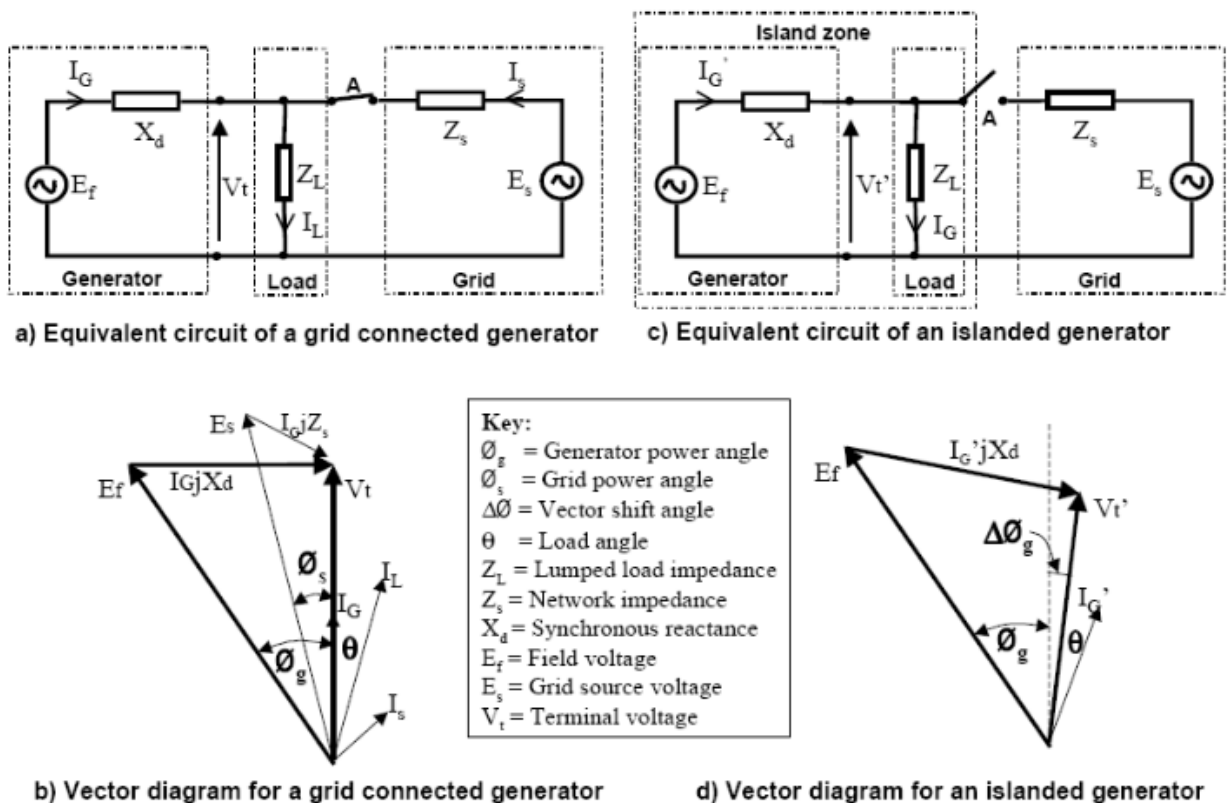


Figura 2.9: Variazione del fasore di tensione a seguito della formazione dell'isola

Nel caso si consideri un inverter invece di una macchina rotante; il controllo dell'inverter regola la corrente in modo da mantenere una piccola differenza di fase tra la tensione e la corrente (solitamente si lavora a fattore di potenza unitario). Nel caso in cui sia presente la rete, il regolatore interno sincronizza l'uscita di corrente dell'inverter al passaggio dello zero della tensione al PCC (tale tipo di controllo è chiamato *phase lock loop* o *PLL* e la protezione è possibile implementarla direttamente in questo tipo di

controllo) come I_g e V_t rappresentati nella *Figura 2.9* (la stessa figura può essere usata sia per una macchina rotante che per un generatore statico).

In caso di disconnessione dalla rete, la tensione al PCC non è più forzata dalla rete. Il controllore dell'inverter sincronizza l'uscita di corrente con il rilevamento del passaggio dallo zero della tensione; in questo modo la frequenza rimane invariata e la corrente in uscita dell'inverter è improvvisamente condizionata da un riferimento di fase fisso. Anche l'angolo di fase del carico rimane invariato, il quale sposta la tensione al PCC istantaneamente ad un nuovo angolo di fase come illustrato *Figura 2.9.d*). Al successivo passaggio dallo zero della tensione ai capi dell'inverter l'errore di fase tra la tensione prima dell'isola e la corrente in uscita dall'inverter è usato per rilevare l'isola

Il relè a salto di fase può essere paragonato al relè di frequenza, in quanto la misura dello spostamento del fasore rappresenta indicativamente una misura della frequenza. La differenza sostanziale è che i normali relè di frequenza usano un valore di riferimento fisso (50 Hz), mentre questo metodo usa un riferimento che viene aggiornato ad ogni ciclo; esso difatti è rappresentato dalla durata dell'ultimo ciclo.

La NDZ è piccola se confrontata con i relè di tensione e frequenza ma non è possibile individuare l'isola per tutte le condizioni di carico; questo metodo può fallire per condizioni di carico adattate. Si possono avere scatti intempestivi dovuti alle fluttuazioni di potenza ad esempio causate da repentine connessioni o disconnessioni di carico dalla rete (come per l'avviamento dei motori), normali variazioni di carico possono essere confuse con un'isola indesiderata.[1][7]

Protezioni basate sulla variazione di potenza in uscita

Con questo tipo di protezione viene misurata la variazione di potenza in uscita dalla GD; infatti la perdita di rete provoca solitamente una variazione di carico vista dal generatore, modificandone la potenza erogata.

Tale protezione può essere usata come ricalzo ai metodi anti-islanding standard; la protezione interviene anche in caso di parallelo fuori sincronismo.[8]

Protezioni basate sulla misura delle armoniche

Accanto ai metodi tradizionali basati sulla misura della frequenza e della tensione, il rilevamento della presenza di armoniche nelle correnti e tensioni di linea può fornire l'indicazione dell'insorgere dell'isola indesiderata quando si è in presenza di generazione diffusa connessa alla rete tramite inverter o generatori statici.

Il parametro monitorato da questo tipo di protezione è la totale distorsione armonica (THD) della tensione ai capi dell'inverter; e se la THD supera una certa soglia l'inverter si sconnette dalla rete.

Nelle condizioni ordinarie la rete mantiene sotto soglie molto basse la distorsione della tensione ai terminali dell'inverter (solitamente THD è circa zero); comunque le piccole correnti armoniche prodotte dall'inverter (tutta l'elettronica di potenza produce armoniche) interagiscono con la bassa impedenza della rete che provoca solo una piccola distorsione della tensione vista anche ai capi dell'inverter stesso.

Solitamente quando un inverter è connesso alla rete la THD della tensione al PCC è al di sotto del valore di rilevamento.

In caso di isola ci sono due fenomeni che possono provocare l'incremento delle armoniche di tensione nel PCC. Quando si verifica l'isola l'impedenza vista dall'inverter aumenta perché dopo la disconnessione della rete (con la sua bassa impedenza equivalente) rimane solo il carico locale. Quindi, le armoniche di corrente generate dall'inverter interagiscono con l'impedenza elevata del carico locale portando ad un incremento delle armoniche di tensione ai capi della GD. I convertitori statici che producono correnti armoniche alla frequenza di risonanza del sistema possono causare un significativo THD.

L'incremento della THD può essere rilevato dal controllo interno dell'inverter (in particolare dalla funzione di analisi di Fourier FFT) e rilevare l'isola.

In caso di disconnessione della rete, l'aumento delle armoniche di tensione al PCC della GD è dovuto sia per via della presenza dell'inverter ma anche per la risposta dei trasformatori. Se l'interruttore che separa l'isola dal resto della rete si trova al lato primario del trasformatore allora il lato secondario del trasformatore è alimentato dalle correnti della GD. Per via delle proprietà del trasformatore (isteresi magnetica, non linearità...) la sua risposta di tensione è fortemente distorta e provoca un incremento di THD ai capi della GD.[1]

La scelta di una soglia di intervento è resa complicata a causa delle diverse condizioni di rete e dell'inverter; i livelli di THD per cui effettuare la disconnessione vanno scelti con cura in modo da fornire una buona protezione contro l'isola ed evitare scatti intempestivi. Comunque le soglie devono essere più alte della THD che ci si può aspettare dal funzionamento ordinario della rete e più basse della THD che si può formare in condizioni d'isola da uno dei due eventi sopra descritti.

Questo metodo può non rilevare l'isola nel caso in cui l'inverter abbia un'uscita con basse distorsioni armoniche o se si ha una bassa risposta armonica grazie all'alta qualità del carico.

2.4.2 *Metodi attivi*

I metodi anti-islanding denominati attivi si basano, come quelli passivi, su misure locali ai capi della GD ma modificano attivamente la quantità misurata iniettando piccoli disturbi in rete, facendo così variare l'uscita della GD. Quando la GD opera in parallelo con la rete, le piccole variazioni introdotte non sono sufficienti a creare effetti tali da far intervenire il relè; ma in caso di perdita di rete, questi disturbi provocano la destabilizzazione dell'isola diventando significativi e rendendo così semplice l'individuazione dell'isola anche in caso di carico adattato, riducendo od addirittura eliminando la NDZ. Tali metodi introducendo in modo continuo dei disturbi degradano la qualità delle grandezze di rete; non è perciò permesso l'utilizzo in molte reti, come la rete Italiana.

Altro svantaggio è che tali metodi si possono applicare principalmente alla GD connessa alla rete tramite inverter; è grazie al controllo dell'inverter che è possibile, in modo semplice ed economico, forzare particolari grandezze.

Misura dell'impedenza

Le tecniche basate sulla misura dell'impedenza cercano di rilevare le variazioni di impedenza viste ai capi della GD prodotte quando parte della rete (che solitamente ha una bassa impedenza) in cui è installata la GD si disconnette dal resto del sistema. Solitamente si aggiunge un disturbo alla corrente in uscita dall'inverter; ciò produce variazioni della tensione quando la rete è disconnessa. Queste variazioni sono monitorate dal calcolo della dv/di ; che rappresenta la variazione dell'impedenza di rete vista dall'inverter. Il principale vantaggio della misura dell'impedenza è la ridotta NDZ; ma presenta anche delle criticità. Come prima cosa l'efficacia di questo metodo si riduce all'aumentare del numero degli inverter connessi alla rete a meno che tutti gli inverter che usano questo metodo siano tra loro sincronizzati. Inoltre è necessario stabilire una soglia di impedenza entro la quale la GD rimane connessa; ciò richiede la conoscenza dell'esatto valore dell'impedenza di rete, parametro che inizialmente è sconosciuto.[2]

Iniezione di armoniche

Questo metodo consiste nell'iniezione intenzionale di una specifica corrente armonica al PCC. Quando la rete è connessa, se l'impedenza di rete è più piccola dell'impedenza del carico alla frequenza dell'armonica iniettata, allora la corrente armonica fluirà nella rete. Le dimensioni del disturbo che apparirà nell'ampiezza della tensione dipenderà dal valore dell'impedenza della rete. Se la rete si disconnette, le armoniche di corrente fluiranno nel carico producendo una tensione ad una determinata armonica, facilmente individuabile ma proporzionale all'impedenza del carico alla frequenza dell'armonica di corrente.

Il vantaggio di tale metodo è che la sua efficacia non varia se vi sono più inverter, è comunque sensibile ai disturbi di rete che rendono complicato stabilire la soglia per il rilevamento dell'isola. Comunque gli svantaggi della presenza di armoniche in rete possono essere superati iniettando disturbi subarmonici invece che armoniche di ordine elevato.[2]

Active frequency drift AFD

Il principio di base del metodo AFD è di variare la frequenza della corrente di uscita per mezzo di un feedback positivo.

Il metodo si basa sulla iniezione di una corrente nel PCC leggermente deformata in frequenza, come mostrato nella *Figura 2.10*.

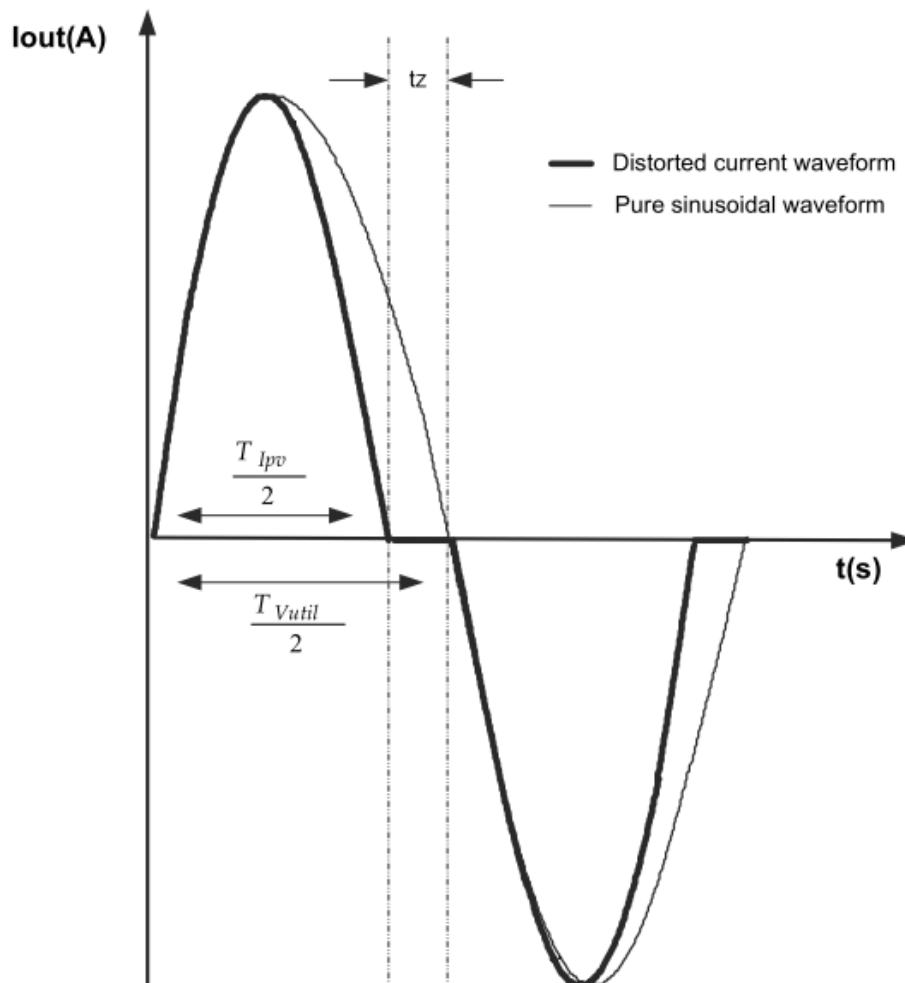


Figura 2.10 forma d'onda distorta della corrente dell'inverter utilizzando il metodo AFD

Quando avviene la disconnessione della rete, si verifica un errore di fase tra la corrente dell'inverter e la tensione al PCC; l'inverter rileva questo errore e tenta di compensarlo aumentando la frequenza della corrente generata. Questo processo continua fino a quando la frequenza supera i limiti e viene rilevata dai relè di sovra/sotto frequenza. Il rapporto tra t_z (Figura 2.10) ed il mezzo periodo della tensione è chiamato chopping factor:

$$cf = \frac{2 \cdot t_z}{T_{vutil}}$$

Questo metodo può essere facilmente implementato in sistemi multinverter; comunque il metodo AFD comporta una piccola degradazione della qualità dell'uscita della GD e si ha una NDZ che dipende dal chopping factor.

Ci sono tecniche simili che permettono di ottenere risultati migliori cambiando il chopping factor con una significativa riduzione della NDZ, come ad esempio i metodi denominati Active Frequency Drift with Positive Feedback (AFDPF), AFD con Pulsation of Chopping Fraction (AFDPCF).[1][2]

Sandia frequency shift (SFS) e Sandia voltage shift (SVS)

Il metodo sandia frequency shift (SFS) è una versione accelerata dell' active frequency drift (AFD) ed è uno dei metodi di feedback positivo utilizzati per impedire il funzionamento in isola. Il metodo rileva e tenta di amplificare piccole variazioni di frequenza della rete a cui è connesso, ma la presenza della rete di trasmissione evita tale variazioni. Quando la rete è scollegata, i cambi di frequenza producono un errore di fase ed il feedback positivo, in un processo iterativo, porta la frequenza oltre le soglie.

Similmente il metodo sandia voltage shift (SVS) misura l'ampiezza della tensione al PCC; se essa decresce, l'inverter riduce l'uscita di corrente e di potenza aumentando la variazione e portandola oltre i limiti dei relè sovra/sotto tensione. Per evitare potenziali danneggiamenti alle apparecchiature connesse, si preferisce far decrescere la tensione piuttosto che aumentarla.

Il metodo SVS è facilmente implementabile negli inverter ed è particolarmente efficace tra i metodi che usano feedback positivo; solitamente sono implementati contemporaneamente i metodi SFS e SVS aumentando l'efficacia della protezione.[2]

2.4.3 Metodi basati sui sistemi di comunicazione

Questi metodi si basano sulla comunicazione tra la rete, in particolare tra la cabina primaria od un centro di controllo, e le unità GD. Le informazioni comunicate dalla CP possono essere semplici richieste di disconnessione della GD oppure di taratura differente della protezione di interfaccia. Tali metodi sono molto più efficaci dei metodi che si basano sulle misure locali e non presentano NDZ; ma richiedendo un sistema di comunicazione efficace e capillare. Sono metodi molto più costosi e di difficile realizzazione rispetto a quelli analizzati in precedenza.

Power line carrier communications (PLCC)

Questo metodo si basa sull'utilizzo della linea di potenza come canale di comunicazione; viene trasmesso in modo continuo un segnale a bassa potenza tra un trasmettitore (posizionato in cabina primaria) ed un ricevitore (situato ai capi della GD). Quando la comunicazione è interrotta il ricevitore invia un segnale di blocco alla GD disconnettendola dalla rete o attivando una protezione di backup. È un sistema di comunicazione molto semplice che utilizza come canale di comunicazione le infrastrutture già esistenti e tra i vari vantaggi di questo metodo si ha la possibilità di operare in aree con un'alta densità di DG; inoltre è completamente assente la NDZ e non si ha nessun deterioramento della qualità delle grandezze di rete come nei metodi attivi. Le debolezze di questo metodo sono principalmente i costi dei ricevitori e del trasmettitore (anche se basta un solo trasmettitore per feeder).[2]

Altri metodi

Esistono altri metodi simili al metodo PLCC ma che differiscono nella tipologia del canale di comunicazione utilizzato, ad esempio è possibile trasmettere i segnali di comando alle unità GD tramite segnali radio, doppino telefonico, fibra ottica, wireless etc... Studi recenti volti ad identificare il canale di

comunicazione più efficace si stanno rivolgendo verso protocolli IEC 61850 tramite canali di comunicazione LTE o 4G.

Dal punto di vista della gestione dell'energia, questi metodi hanno il vantaggio aggiuntivo di supervisione e controllo sia della GD che della rete tramite informazioni sullo stato delle unità in aggiunta alla semplice comunicazione dello stato dell'interruttore.

I metodi basati su sistemi di comunicazione presentano il grande svantaggio dei costi elevati di implementazione; che possono aumentare al crescere della GD connessa, ad esempio se il sistema di comunicazione è realizzato tramite doppino telefonico il cablaggio di comunicazione deve essere aumentato all'aumentare della GD. Questo problema potrebbe essere risolto con l'uso di canali di comunicazione via onde radio in cui il canale non subisce modifiche al crescere del numero della GD ma per coprire grandi distanze sono necessari ripetitori.

2.5 Bibliografia

- [1] *Deliverable 2.2 State of art solution and new concepts for islanding protection*, D. Nestle ISET, R. Belhomme, C. Duvauchelle EDF, D. Lefebvre VERGNET, 2006
- [2] *Local and Remote Techniques for Islanding Detection in Distributed Generators*; C. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, G. Garcerá, 2010
- [3] *Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection*, 2001
- [4] *Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing*, L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, IEEE 2004
- [5] *Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters*, A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs,, IEEE 2003
- [6] *Performance Comparison of Frequency Based Loss of Grid Protection Schemes*, N.Hutiri, S.Chowdhury, S.P.Chowdhury, IEEE 2011
- [7] *Protection of distributed generation interconnection*, P.Naisani, D.Tholomier, T.Yip, G. Lloyd, 2010
- [8] *Analisi dinamica della generazione diffusa su reti MT: limiti e prospettive delle protezioni anti-islanding*, tesi di laurea 2009, G.Monfredini
- Problems related to Islanding Protection of Distributed Generation in Distribution Network*, K. Mäki, A. Kulmala, S. Repo, P Järventausta, IEE 2007

3. Quadro normativo e regolatorio

La necessità di connettere un elevato numero di impianti di produzione a reti di media e bassa tensione, ha implicato una revisione dei criteri e delle modalità di esercizio delle reti di distribuzione che diventeranno sempre più attive. L'esigenza di armonizzare le strategie di protezione dedicate alla rete di distribuzione rispetto alle esigenze del complessivo sistema elettrico nazionale è alla base dell'allegato A70 al codice di rete di Terna, approvato dall'Autorità nel marzo 2012. Le regole tecniche di connessione, i criteri tecnici ed i requisiti che gli utenti attivi devono rispettare per connettersi alle reti di

media e bassa tensione sono trattati rispettivamente dalla norma CEI 0-16 pubblicata nel febbraio 2008 (la nuova versione è ora in fase di consultazione) e dalla norma CEI 0-21 pubblicata ad inizio 2012.

La norma CEI 0-16 definisce la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione, tali valori sono riassunti nella *Tabella 3.1*[1]; sono valori indicativi infatti si sono trascurate le caratteristiche della rete limitrofa e gli aspetti di qualità e continuità del servizio che potrebbero spingere il distributore ad indicare un livello di tensione differente rispetto alla taglia dell'impianto.

Potenza MVA	Livello di tensione della rete
<0,1	BT
0,1 - 0,2	BT
	MT
0,2 - 3	MT
3 - 10	MT
	AT
10-200	AT

Tabella 3.2.1: Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti

Per le richieste comprese tra 100 kW e 200 kW è facoltà del distributore proporre il livello di tensione; lo stesso per potenze comprese tra 3 e 10 MW. Per quanto riguarda la media tensione l'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'utente nella rete è condotta dal distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie.

3.1 Norma CEI 0-21- connessione utenti attivi alla rete BT

Si analizza nel seguito le regole tecniche di connessione degli utenti attivi alle reti BT. La stessa norma enuncia tra i suoi scopi di evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del distributore. Lo schema generale per la connessione degli impianti di produzione alla rete BT del distributore è indicato nella *Figura 3*.

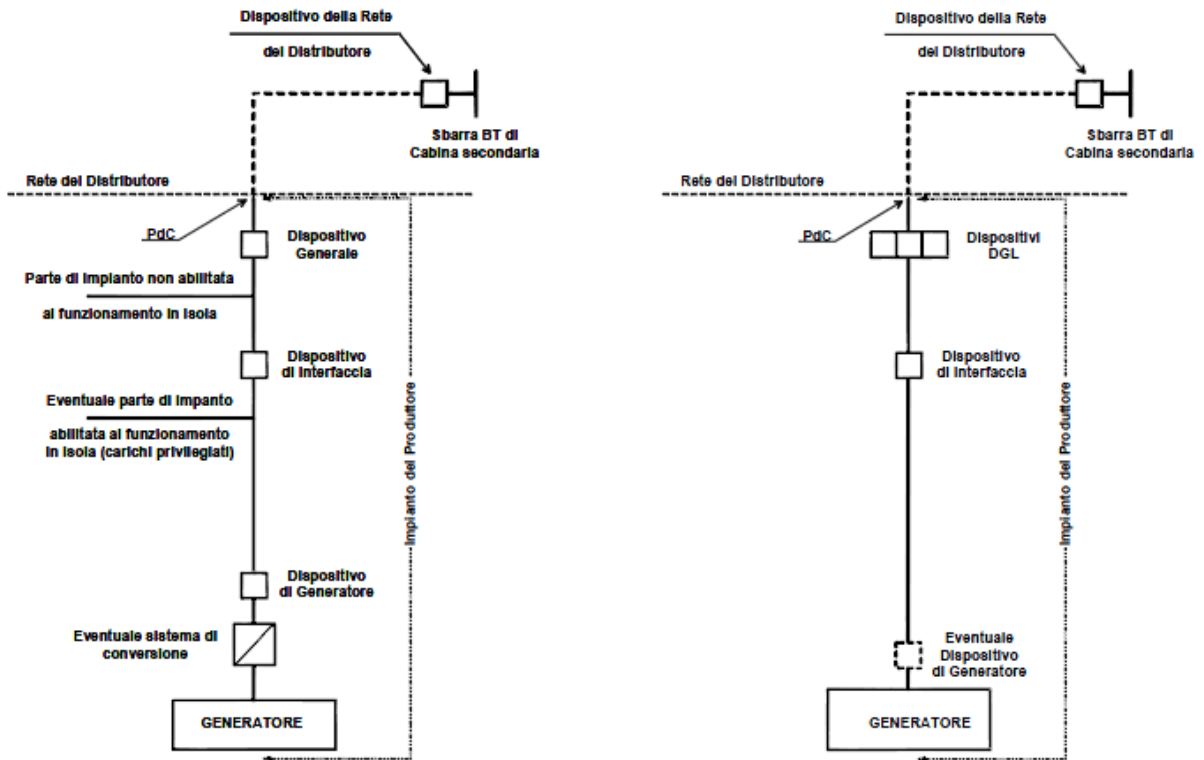


Figura 3.1: Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del distributore

Si nota che l'intero sistema di protezione è suddiviso in tre parti, è presente il Dispositivo Generale per proteggere la rete da guasti interni all'utente, il Dispositivo Di Interfaccia che è attivato da guasti esterni all'utente ed il Dispositivo Di Generatore che serve a separare il generatore dal resto dell'impianto in caso di avaria dello stesso. Da notare inoltre che il Dispositivo Di Interfaccia separa la porzione di impianto dell'utente abilitata a funzionare in isola con la parte di impianto abilitata al solo funzionamento in parallelo con la rete.

3.1.1 Dispositivo Generale (DG)

Il Dispositivo Generale (unico o costituito da più Dispositivi Generali di Linea o DGL) separa l'intero impianto utente dalla rete BT del distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno); deve aprirsi per valori di cortocircuito che superino il valore comunicato dal distributore. Esso quindi non deve intervenire per guasti a monte dell'impianto utente.

Il Dispositivo Generale è costituito da un interruttore onnipolare con un potere di interruzione non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito stabiliti dal tipo di fornitura ed è situato immediatamente a valle del punto di connessione (e dell'eventuale cavo di collegamento). Per la media tensione come è esposto più avanti deve essere realizzato con un numero superiore di protezioni

3.1.2 Dispositivo Di Interfaccia (DDI) e Sistema di Protezione Interfaccia (SPI)

Il Dispositivo Di Interfaccia separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione; ha lo scopo di evitare che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT a cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- in caso di richiuse automatiche/manuali di interruttori sulla rete del distributore (le richiuse automatiche sono effettuate tipicamente sulla rete MT), il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento.

Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati come in *Figura 3.b*. Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico Sistema Protezione Interfaccia SPI; è anche ammesso l'impiego di più SPI, purché l'anomalia rilevata da ciascun SPI provochi lo sgancio di tutti i DDI.

Il Dispositivo Di Interfaccia è costituito da un interruttore di manovra-sezionatore, o da un interruttore automatico idoneo al sezionamento oppure da un contattore onnipolare anch'esso idoneo al sezionamento. Sia l'interruttore che il contattore devono essere asserviti in apertura al Sistema Di protezione Interfaccia. Inoltre per le potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rinalzo.

Il funzionamento in parallelo con la rete deve interrompersi senza ritardo intenzionale ed automaticamente agendo sul DDI tramite il SPI:

- in assenza di alimentazione della rete di distribuzione;
- in caso di guasto al sistema di protezione di interfaccia;
- qualora i valori di tensione e frequenza della rete non siano compresi entro i valori di regolazione riportati nella
- *Tabella 3.2*

Il Sistema Protezione Interfaccia (SPI), agendo sul DDI esegue le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;

- capacità di ricevere segnali esterni (per esempio per abilitare soglie di frequenza o comando di tele scatto).

Il sistema di protezione interfaccia è realizzato tramite un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW oppure da un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica (o anche un dispositivo dedicato) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW.

Nella seguente

Tabella 3.2 sono riportati i campi di regolazione dell'SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1 misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2)	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2)	51,5 Hz	0,1 s - 5 s
Minima frequenza (81<.S2)	47,5 Hz	0,1 s - 5 s

Tabella 3.2: Regolazioni del SPI

Limitatamente ai soli generatori statici (inverter), il SPI prevede la possibilità di disabilitare, su comando locale e anche in assenza di segnale di comunicazione le soglie 81>S1 e 81<S1 (soglie strette o restrittive), consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47,5 Hz (81< S2) e 51,5 Hz (81>S2) (soglie larghe o permissive). Tale disabilitazione può avere un impatto sulla qualità del servizio fornita dalla rete del distributore poiché può comportare una minore probabilità di successo delle procedure di richiusura automatica nonché di selezione automatica del tronco guasto nei casi di significativa presenza di utenti attivi connessi alla rete. Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI, illustrato nella *Figura 3.2*.

Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco e di segnali di comunicazione. La funzione del comando locale e la sua implementazione è approfondito dall'allegato A70 del codice di rete di Terna che verrà analizzato nel seguito. Queste funzioni hanno lo scopo di effettuare il passaggio da un funzionamento da soglie permissive o larghe ad un funzionamento a soglie restrittive o strette.

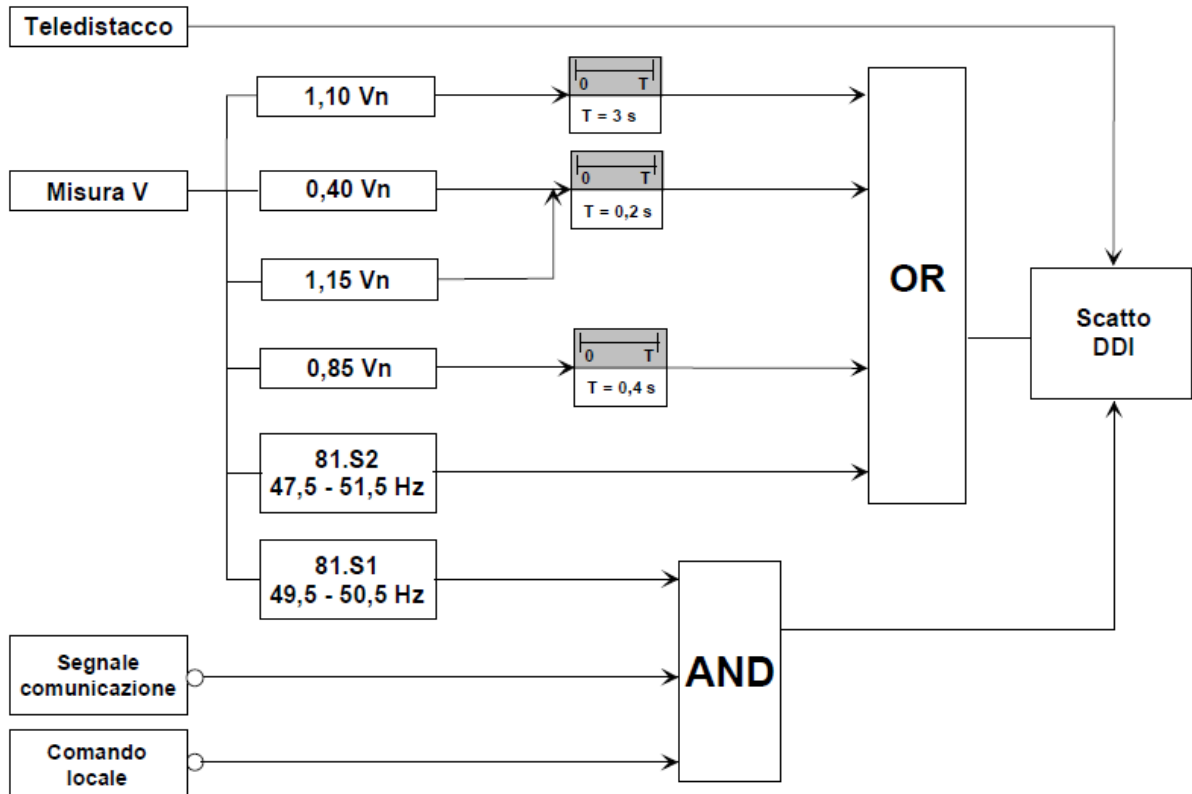


Figura 3.2: Schema logico di funzionale del SPI

3.1.3 Dispositivo Di Generatore (DGG)

Il Dispositivo Di Generatore costituito da un interruttore automatico separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione del generatore, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del Dispositivo Del Generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati, qualora presenti, per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
- l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del distributore. In particolare, in questi casi, il dispositivo di generatore può intervenire come ricalzo del dispositivo di interfaccia (per generatori connessi alla rete tramite convertitori statici) o per salvaguardare l'integrità del generatore (per generatori direttamente connessi alla rete).

Il DDG deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso.

3.1.4 Insensibilità agli abbassamenti di tensione

Nella norma viene anche trattata l'insensibilità degli utenti attivi alle variazioni di tensione. essi devono essere in grado di non disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente a un qualsiasi tipo di cortocircuito esterno, monofase o polifase (con e senza terra). In particolare gli impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW devono essere in grado di soddisfare opportuni requisiti funzionali, rappresentati dalla curva Low Voltage Fault Ride Through (LVFRT) (Figura 3.11).

Deve essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V - t) indicata in Figura 3.11, dove la tensione V è la tensione ai morsetti dell'impianto di produzione.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione (zona tratteggiata) l'impianto dovrà rimanere connesso alla rete, anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto; nella zona grigia il generatore può scollegarsi dalla rete. Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, in un tempo non superiore a 200 ms (zona di colore azzurro).

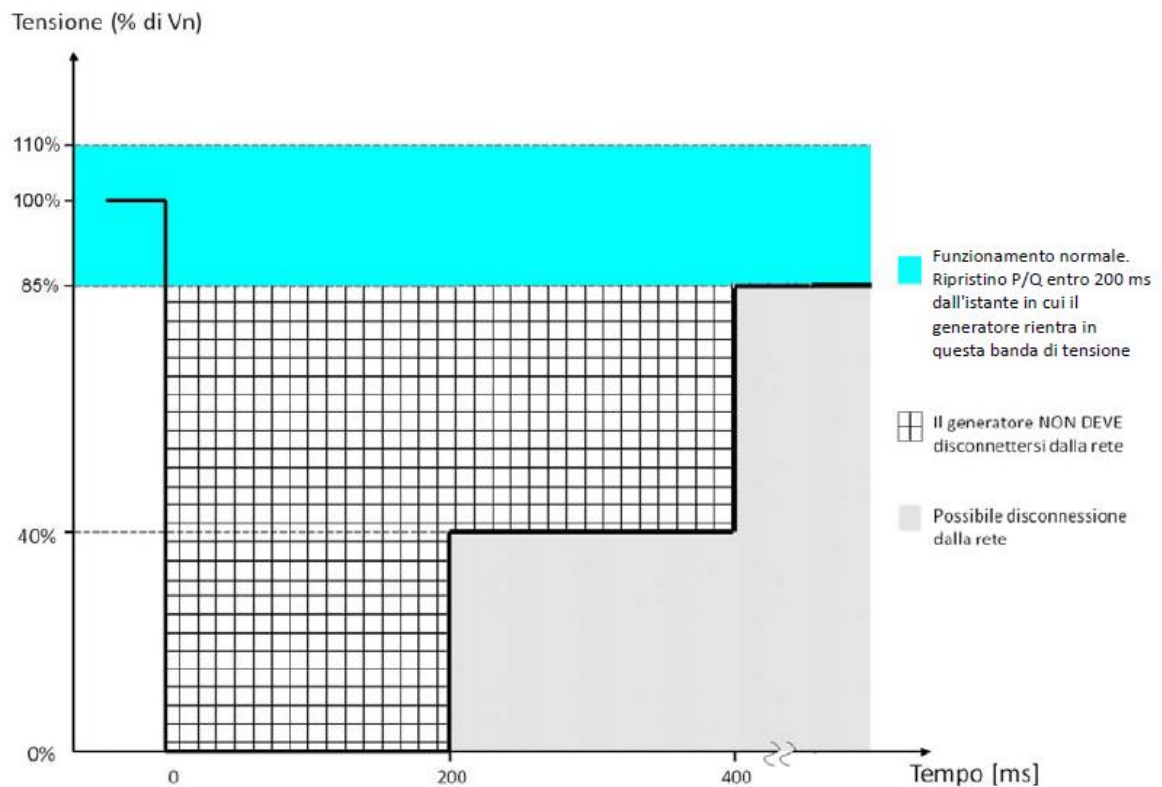


Figura 3.11: Requisiti per LVFRT

3.2 Norma CEI 0-16 connessione utenti attivi alla rete MT

La norma prende in considerazione i limiti della complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT. Infatti la totale potenza di generazione che è possibile connettere alla rete MT sottesa a ciascuna interfaccia AT/MT (CP) senza introdurre modifiche strutturali alla medesima interfaccia è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza, rispetto al naturale funzionamento che prevede un transito di potenza dall'alta alla media tensione.

Qualora le situazioni di funzionamento, in cui il transito risulti invertito (cioè si abbia un transito di potenza dalla MT verso la AT), superino una percentuale significativa del complessivo tempo annuo di funzionamento (5%), è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con opportuni dispositivi di protezione e controllo che consentano un sicuro esercizio della rete stessa quale rete "attiva". Il distributore deve quindi indicare i dispositivi necessari a tale scopo (ad es. regolatori di tensione modificati, dispositivi per il controllo di parallelo, dispositivi di protezione per la rilevazione dei guasti di sbarra AT, ecc).

Lo schema tipico di connessione di un utente attivo è rappresentato in *Figura 3.12*.

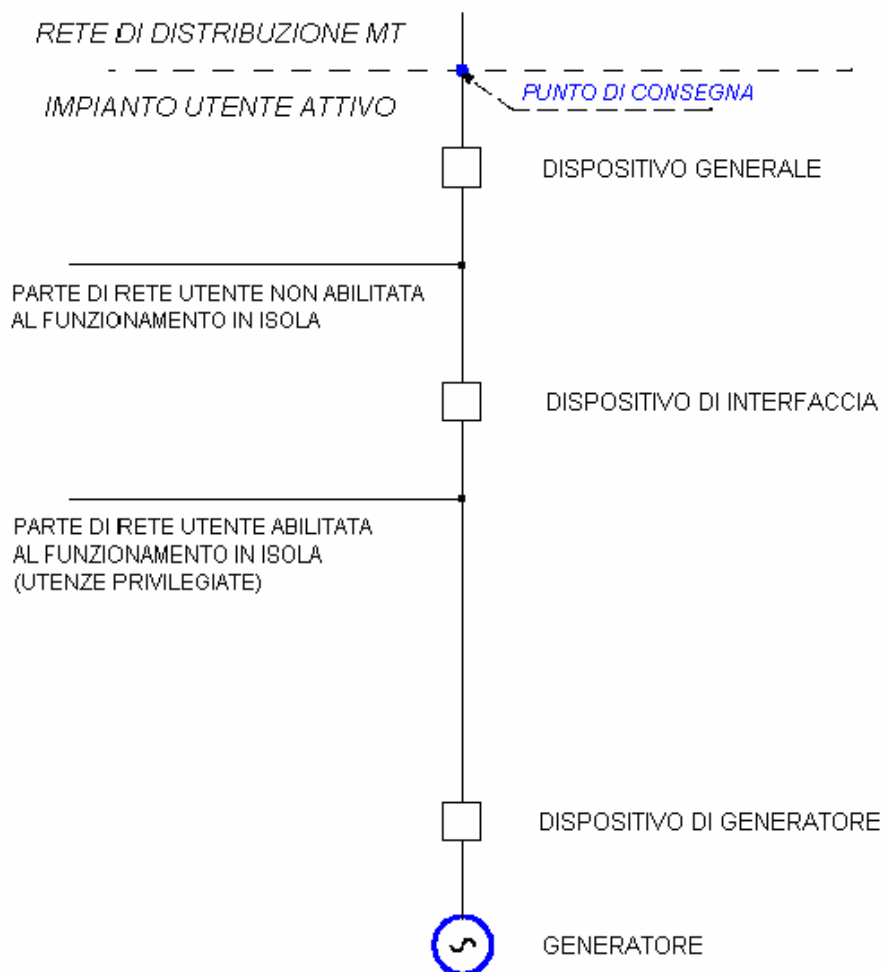


Figura 3.12: Schema di principio della connessione di un impianto di produzione

La descrizione dettagliata dei vari dispositivi è già stata effettuata nel paragrafo precedente. In particolare si ricorda che il Dispositivo Di Interfaccia comandato dal Sistema di Protezione di Interfaccia separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione; Il DDI può essere installato sia sul lato MT che sul lato BT. Nel caso in cui venisse installato sul lato MT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È possibile, per necessità impiantistiche, installare più protezioni di interfaccia, una per ogni generatore, in questo caso per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di intervento di ogni protezione deve agire su tutti i DDI presenti nell'impianto. Questo permetterà la disconnessione di tutti i generatori della rete in caso si verifichi un'anomalia dovuta anche da un solo SPI (Sistema di Protezione d'Interfaccia).

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare.

Devono essere previste le seguenti protezioni:

- massima tensione (senza ritardo intenzionale), 59.S1, 59.S.2;
- minima tensione (ritardo tipico: 300 ms), 27.S1, 27.S.2;
- massima frequenza (senza ritardo intenzionale), 81>S1, 81>S2;
- minima frequenza (senza ritardo intenzionale), 81<S1, 81<S2;
- massima tensione omopolare V_0 lato MT (ritardata), 59Vo;
- protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il distributore e l'utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione, è approfondito nell'allegato A70 al codice di rete tratto nel seguito).

La protezione di massima tensione omopolare (59Vo) è prevista solo nel caso in cui l'impianto sia in grado di sostenere la tensione di rete, tramite generatori di tensione con potenze complessive ≥ 400 kVA. In caso di impianto fotovoltaico, anche con potenze ≥ 400 kVA, dove gli inverter hanno la funzione di generatori di corrente non è necessaria la protezione di massima tensione omopolare (59Vo).

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni auto eccitati, inverter funzionanti

come generatori di tensione), per potenze superiori a 400 kVA è necessario provvedere un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il ricalzo consiste nel riportare il comando di intervento, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, che agisce a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul dispositivo di generatore, con ritardo ≤ 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di intervento della protezione di interfaccia.

Il dispositivo generale (DG) è definito dalla CEI 0-16 come apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete. Il DG è composto da un sezionatore generale immediatamente a valle del punto di consegna e da un interruttore generale posto immediatamente a valle del sezionatore oppure da un interruttore in esecuzione estraibile in grado di escludere dall'impianto di rete la connessione dell'intero impianto di utenza. Il Dispositivo generale deve provvedere alle seguenti protezioni:

- sovraccarico $I >$, 51;
- cortocircuito polifase (ritardata), $I \gg$, 51;
- cortocircuito polifase (istantanea), $I \gg \gg$, 50;
- guasto monofase a terra $I_{o >}$ (51N);
- doppio guasto monofase a terra, $I_{o \gg}$, 50N;
- direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

Anche il Dispositivo Di Generatore come per il DDI può essere installato sia sul lato MT che sul lato BT; può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, nel caso in cui ne abbia le caratteristiche. È sempre necessario avere tra la generazione e la rete di distribuzione, due interruttori in serie tra loro oppure un interruttore ed un contattore.

Almeno uno dei dispositivi DG, DDI e DDG deve essere equipaggiato con dispositivo di controllo dell'interruttore stesso che verifichi le condizioni per il parallelo immediatamente a monte ed a valle dell'organo di manovra. Se uno dei detti dispositivi (DG, DDI, DDG) non è equipaggiato con controllo di parallelo, lo stesso deve essere munito di automatismo che ne impedisca la chiusura in caso di presenza tensione immediatamente a valle.

3.2.1 Schemi di collegamento

Nel seguito si riportano i principali schemi di collegamento del Dispositivo Di Interfaccia e del SPI, relativi all'allacciamento di impianti attivi alla rete MT, con presenza di trasformazione MT/BT. Gli

schemi rappresentano esempi di soluzioni impiantistiche conformi ai criteri ENEL di allacciamento alla propria rete di distribuzione.

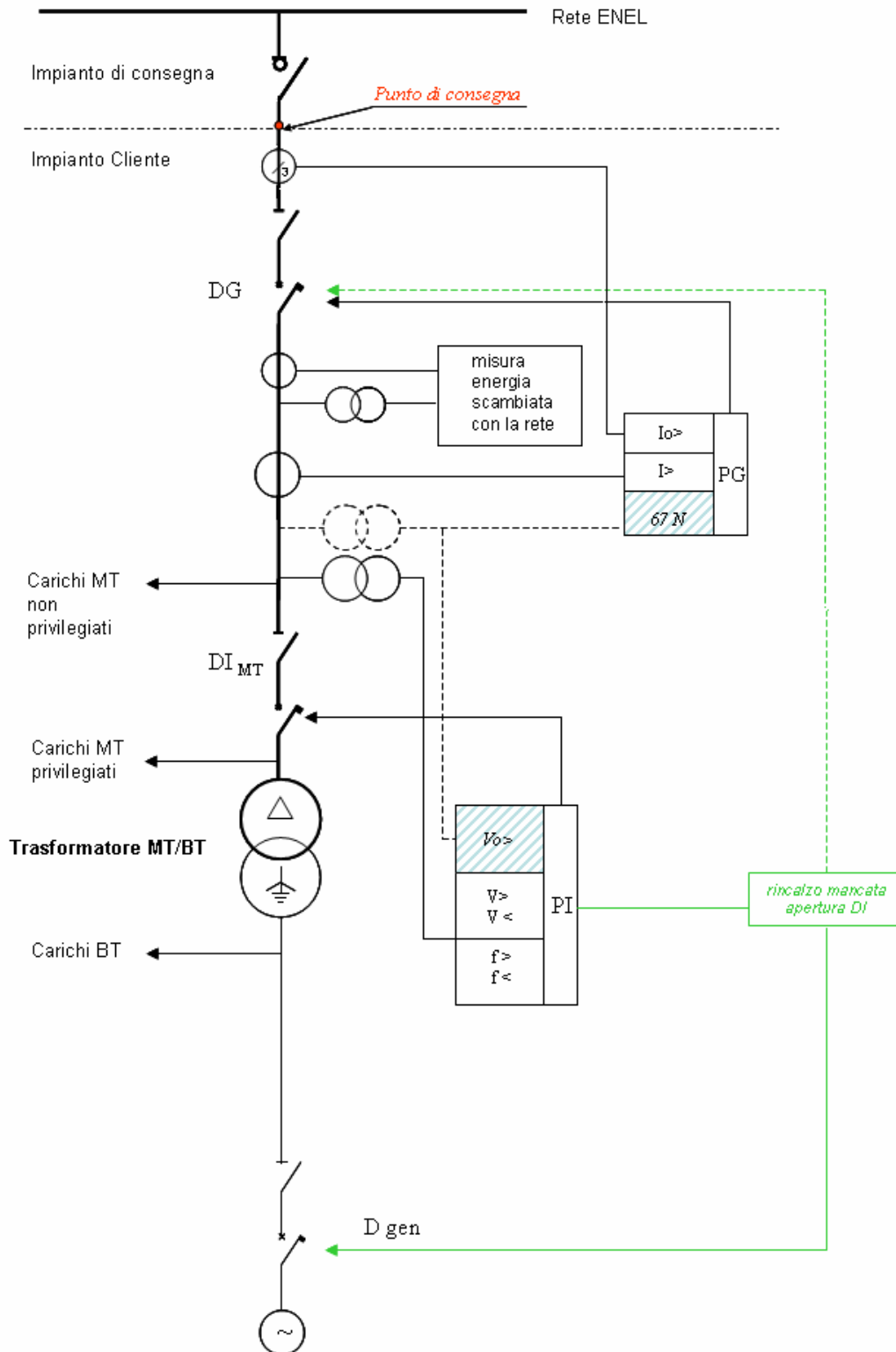


Figura 3.13 Schema tipico di collegamento di impianti di produzione alla rete MT ENEL (con carichi privilegiati in MT)

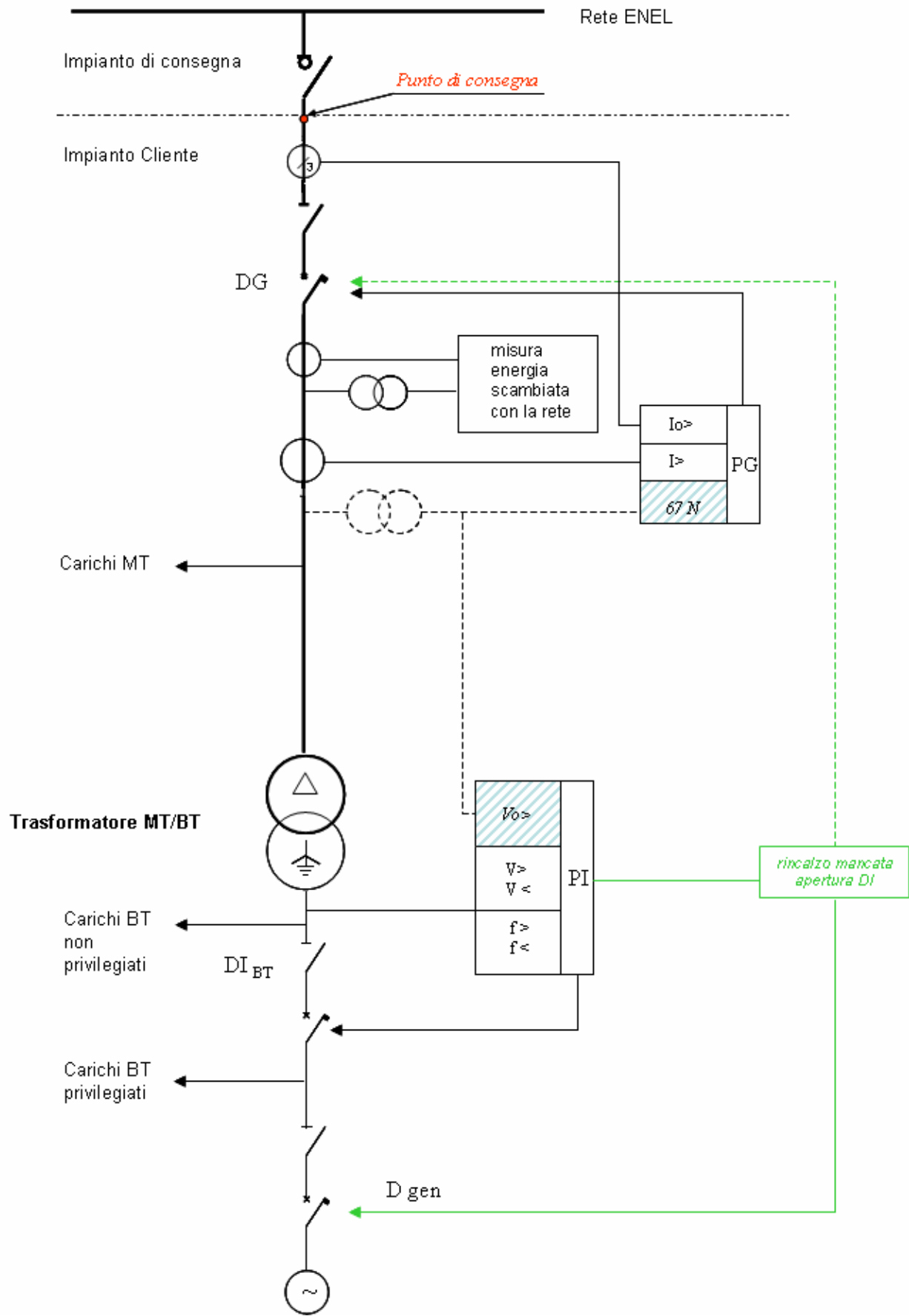


Figura 3.14 Schema tipico di collegamento di impianti di produzione alla rete MT ENEL (senza carichi privilegiati in MT)

3.3 *Allegato A70 del codice di rete*

A seguito della pubblicazione delle norme CEI che regolano la connessione di impianti di produzione alla bassa e media tensione, Terna ha pubblicato l'allegato al proprio codice di rete per disciplinare la connessione di tali impianti ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, l'allegato A70 ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente a:

- campi di funzionamento in tensione e frequenza;
- controllo;
- esigenze di sistema per le protezioni;
- regolazioni.

Terna stabilisce che tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo di $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$. Inoltre i valori di tensione tra il 110% e il 115% devono essere tollerabili dagli impianti di produzione per un tempo limitato (come è indicato dalla norma CEI).

Riguardo all'esercizio in parallelo con le reti MT e BT in funzione del valore di frequenza di rete, l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nell'intervallo di $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

Per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del sistema elettrico nazionale, le esigenze delle imprese di distribuzione, le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione) e dei clienti finali (qualità del servizio) è necessario adottare logiche di funzionamento in grado di selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza sulla base di due diversi tipi di evento:

- guasto locale
- perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Le protezioni devono essere in grado quindi di effettuare il distacco selettivo della GD soltanto per guasti sulle reti MT e/o BT, mentre devono mantenere in servizio il generatore per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse dovranno essere regolate come indicato dalle norme CEI ovvero:

- una soglia restrittiva a 50,3 Hz (con tempo di intervento 0,1 s)
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo di intervento 4,0 s)

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza, esse dovranno essere regolate come:

- una soglia restrittiva a 49,7 Hz (con tempo di intervento 0,1 s)
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo di intervento 1 s)

La presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto tramite segnali di comunicazione, sono sufficienti affinché la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema.

Infatti, una perturbazione di sistema (transitorio in sottofrequenza o sovra frequenza che interessa una vasta porzione di rete con carico o produzione eccedente) è un fenomeno normalmente caratterizzato da una variazione relativamente lenta del parametro frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico. Se il fenomeno si presenta con queste caratteristiche la finestra restrittiva di frequenza (49,7 – 50,3 Hz) dovrà rimanere inattiva ed il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5 – 51,5 Hz).

Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto o apertura dell'interruttore di CP), il distributore è in grado di comandare tramite segnali di comunicazione da remoto l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza della disponibilità dei segnali di commutazione da remoto (situazione delle attuali reti di distribuzione), viene meno la commutazione tra soglie strette e soglie larghe; è necessario quindi che gli utenti attivi abbiano un sistema di protezione basato su informazioni locali, in grado di attivare le soglie opportune e di conseguenza discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella della rete di distribuzione.

A tale scopo l'allegato A70 propone di abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 – 50,3 Hz) tramite una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59N);
- massima tensione di sequenza inversa (59INV);
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR).

La logica di questo sistema di protezione con relè di frequenza a sblocco voltmetrico è esposta in *Figura 3.15*. In base ad essa il sistema di protezione installato nell'impianto di produzione è in grado di riconoscere variazioni di frequenza conseguenti all'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria oppure all'apertura di IMS lungo linea in presenza di un guasto nella linea di connessione e di separarsi da essa in

tempo breve, prima della eventuale manovra di richiusura rapida automatica, in modo da evitare un parallelo con la rete con sfasamenti angolari troppo ampi.

Come esposto in precedenza è possibile affiancare alle misure locali delle tensioni, segnali provenienti da remoto i quali possono abilitare le soglie strette o comandare direttamente il sistema protezione interfaccia, rendendo possibile effettuare diverse modalità di funzionamento.

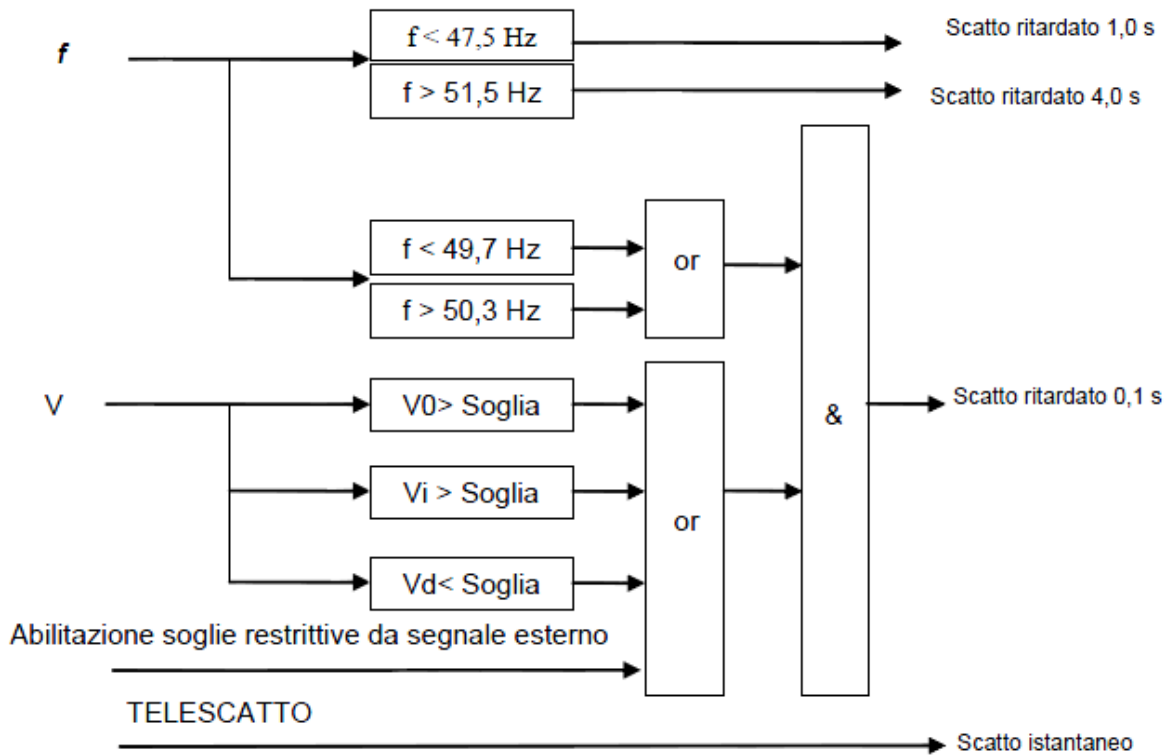


Figura 3.15 : Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relè di frequenza a sblocco voltmetrico, con tele scatto e abilitazione da remoto

Per quanto riguarda le reti BT è necessario svolgere ulteriori considerazioni infatti nelle reti BT il collegamento del neutro francamente a terra comporta l'impossibilità di vedere, da questo livello di tensione, la tensione omopolare. Questo aspetto rende problematico, con il solo ausilio di protezioni locali, il distacco della GD connessa alla rete BT in caso di guasto a terra nella linea di connessione in MT.

In generale, nella maggior parte dei casi, lo sbilanciamento tra potenza generata e potenza assorbita nel livello di tensione MT conseguente allo scatto della GD connessa a questo livello di tensione ad opera delle protezioni di frequenza e di tensione modifica, dopo l'apertura dell'interruttore di linea MT in CP, la frequenza in tutta la rete isolata provocando l'intervento dei relè di frequenza a soglia permissiva (47,5 – 51,5 Hz) di tutta la GD in BT. La logica di scatto sequenziale descritta si basa essenzialmente sull'azione di distacco degli impianti di produzione connessi alle reti MT trattata precedentemente. Per conferire

maggior efficacia all'azione di distacco della GD in BT possono essere adottati segnali di comunicazione provenienti dal livello di tensione superiore

I valori delle soglie per effettuare lo sblocco voltmetrico sono comunicate dal distributore ai propri utenti attivi, di seguito si riportano alcuni esempi di soglie adottate:

Enel Distribuzione prevede l'utilizzo dei seguenti valori [6]:

Soglia $V_0 >$	5% V_n
Soglia $V_i >$	20% V_n
Soglia $V_d <$	70% V_n

Deval, DSO della valle d'Aosta prevede l'utilizzo dei seguenti valori [7]:

Soglia $V_0 >$	5-10% V_n
Soglia $V_i >$	10-15% V_n
Soglia $V_d <$	70-80% V_n

3.4 Quadro normativo Europeo

La diffusione della generazione diffusa e l'evoluzione delle reti di distribuzione da passive in attive non è un fenomeno solo nazionale ma che coinvolge l'intera Europa. A livello europeo la crescente penetrazione di GD ha imposto un ripensamento delle regole di connessione di tali impianti; la ricerca di una soluzione è stata intrapresa attraverso la stesura di un nuovo codice di rete europeo a cura di ENTSO-E.

ENTSO-E ha pubblicato ad aprile 2012 una bozza del codice di rete per la sicurezza operativa, poi nel giugno 2012 è stata pubblicata la versione definitiva intitolata: *“Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators”*

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), nata nel 2008, è l'associazione degli operatori dei sistemi di trasmissione (TSO) dei vari paesi dell'Unione Europea. ENTSO-E è suddivisa in cinque gruppi regionali od aree sincrone (*Figura 3.16*), che derivano dallo scenario storico dei vari operatori che la compongono.

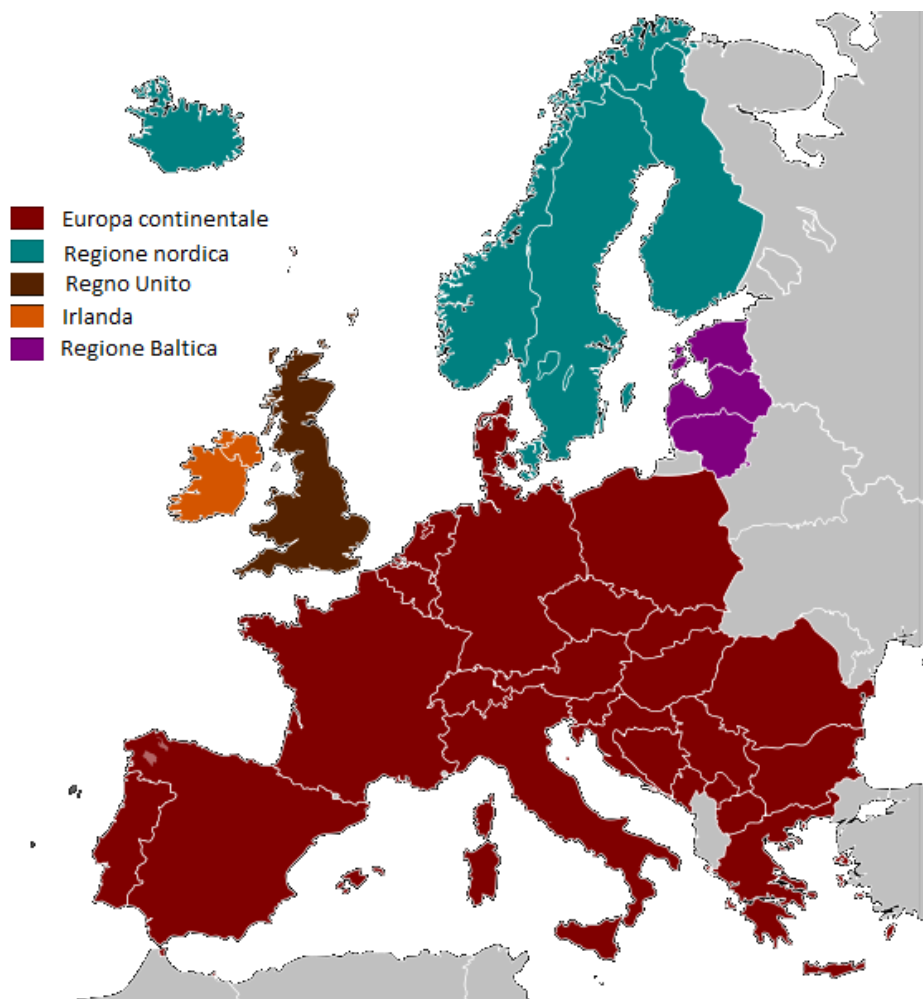


Figura 3.16: Struttura europea delle aree sincrone secondo ENTSO-E

La stesura di tale codice di rete è nata sotto la spinta dei mercati dell'energia europei in modo da poter effettuare la liberalizzazione a livello europeo del mercato elettrico integrandola in maniera coerente con le necessità di un funzionamento sicuro delle reti elettriche.

Il codice di rete definisce un quadro comune di requisiti di connessione alla rete per gli impianti di generazione di energia, inclusi generatori sincroni, power park e generazione offshore. Definisce inoltre un quadro comune di obblighi per gli operatori di rete così che vi sia un uso delle unità di generazione e della capacità delle strutture trasparente e non discriminatorio, garantendo parità di condizioni in tutta l'Unione europea.

I principali obiettivi del codice di rete consistono nel:

- definire i requisiti operativi di sicurezza per garantire un'azione coordinata tra le reti di trasmissione interconnesse e gli impianti di produzione, sia in condizioni di funzionamento normali, di allerta o critiche;
- raggiungere e mantenere requisiti di sicurezza per un uso efficiente dei sistemi di produzione e delle risorse, includendo la gestione delle congestioni e del bilanciamento;
- nel caso in cui il sistema non lavori nelle condizioni normali, evitare il deterioramento della sicurezza.

Per quanto riguarda i livelli di frequenza; ENTSO-E stabilisce il periodo di tempo minimo per il quale l'unità di generazione deve continuare a fornire potenza senza disconnettersi in caso di scostamento della frequenza di rete dal suo valore nominale; i valori di frequenza sono riassunti nella *Tabella 3.3*:

area sincrona	range di frequenza	periodo di tempo minimo di funzionamento
Europa continentale	47.5 Hz - 48.5 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore ai 30 minuti
	48.5 Hz - 49.0 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore al periodo di tempo per 47.5 Hz - 48.5 Hz
	49.0 Hz - 51.0 Hz	illimitato
	51.0 Hz - 51.5 Hz	30 minuti
Regione nordica	47.5 Hz - 48.5 Hz	30 minuti
	48.5 Hz - 49.0 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore ai 30 minuti
	49.0 Hz - 51.0 Hz	illimitato
	51.0 Hz - 51.5 Hz	30 minuti
Gran Bretagna	47.0 Hz - 47.5 Hz	20 secondi
	47.5 Hz - 48.5 Hz	90 minuti
	48.5 Hz - 49.0 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore ai 90 minuti
	49.0 Hz - 51.0 Hz	illimitato
	51.0 Hz - 51.5 Hz	90 minuti
	51.5 Hz - 52.0 Hz	15 minuti
Irlanda	47.5 Hz - 48.5 Hz	90 minuti
	48.5 Hz - 49.0 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore ai 90 minuti
	49.0 Hz - 51.0 Hz	illimitato
	51.0 Hz - 51.5 Hz	90 minuti
Regione baltica	47.5 Hz - 48.5 Hz	90 minuti
	48.5 Hz - 49.0 Hz	deciso da ogni TSO, ma non inferiore ai 90 minuti
	49.0 Hz - 51.0 Hz	illimitato
	51.0 Hz - 51.5 Hz	90 minuti

Tabella 3.3 : Valori di frequenza minimi e massimi suddivisi in zone

Si può notare come la frequenza delle soglie larghe (o permissive) stabilita dalla norma Italiana per cui la GD deve rimanere connessa è compatibile con i valori Europei.

Per quanto riguarda le protezioni che devono rilevare il passaggio dal funzionamento interconnesso al funzionamento in isola non viene descritta nessuna soluzione ma è lasciata a discrezione dei TSO rilevanti.

3.5 Conclusioni

Le maggiori novità, rispetto a quanto precedentemente previsto dal codice di rete, sono che tutti gli impianti GD devono essere realizzati ed eserciti per rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. Ciò significa che l'esercizio in parallelo alla rete deve essere garantito per valori di tensione compresi nell'intervallo $85\% U_n \leq U \leq 110\% U_n$ e per valori di frequenza compresi nell'intervallo $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$. Per garantire il corretto funzionamento degli impianti GD sia rispetto alla sicurezza del sistema elettrico nazionale, sia rispetto alla sicurezza, affidabilità e continuità del servizio delle reti di distribuzione, si sono adottate logiche di funzionamento in grado di selezionare soglie di intervento dei relè di frequenza sulla base di due diversi tipi di evento: guasto locale e perturbazione di sistema.

In presenza di un sistema di comunicazione, l'intervento si effettua con l'invio di un segnale (telescatto) che solo in caso di apertura dell'interruttore di linea, o di un qualsiasi organo di manovra lungo la linea di media tensione, comandi l'apertura del dispositivo di interfaccia delle unità GD collegate alla linea medesima o poste a valle dell'organo di manovra che apre.

Fino a quando non sia disponibile il sistema di comunicazione è necessario implementare un'opportuna regolazione delle soglie di frequenza. Devono essere attivate le soglie permissive (47,5 - 51,5 Hz) durante il normale funzionamento del sistema di distribuzione, mentre, in caso di fenomeni locali, sarà possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 – 50,3 Hz) correlandone l'attivazione con un relè a sblocco voltmetrico.

3.6 *Bibliografia*

[1] CEI 0-16, 2008

[2] CEI 0-21, Dicembre 2011

[3] *Guida tecnica: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, Allegato A70 al codice di rete TERNA, 2012

[4] *Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators*, ENTSO-E, Gennaio 2012

[5] *Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators*, ENTSO-E, Giugno 2012

[6] http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/produttori_delibera_84_2012/

[7] *Applicazione dell'art. 6.6 Del. 84/2012/R/eel*, DEVAL

4. Guasti in Alta Tensione

4.1. *Introduzione*

Le logiche di funzionamento delle protezioni di interfaccia previste nel capitolo precedente servono per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del sistema elettrico nazionale, le esigenze delle imprese di distribuzione, nonché le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione e minimizzazione della mancata produzione) e dei clienti finali (qualità del servizio). È necessario quindi tarare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza a sblocco voltmetrico in grado di identificare due diversi tipi di evento:

- guasto locale, in cui la GD deve prontamente disconnettersi per evitare pericolosi fenomeni d'isola;
- perturbazione di sistema in cui la GD deve rimanere insensibile.

A salvaguardia del sistema elettrico nazionale al fine di evitare perdite incontrollate di generazione distribuita in concomitanza con guasti sulla rete AAT e AT, che causano abbassamenti di tensione su aree di differente estensione, il sistema di protezione interfaccia deve mantenere connessa l'impianto GD in un intervallo di funzionamento compreso tra l'85% (0,4 s) ed il 110% (3 s) della tensione nominale ed una frequenza compresa tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

È quindi interessante quantificare l'effetto che provocano sul sistema elettrico i guasti sulla rete AT in termini di buco di tensione ed effettuare un'analisi quantitativa atta a stimare il numero di cabine in cui la tensione scende sotto il limite minimo di attivazione delle soglie strette dei Sistemi di Protezione Interfaccia della GD.

4.2. Rete

La rete su cui sono state eseguite le analisi è la rete di trasmissione della regione Sicilia; tutti i dati del modello sono stati messi a disposizione dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano[1].

La scelta di tale rete non è casuale, ma rappresenta un ottimo scenario in cui testare le prescrizioni dell'allegato A70, infatti tale regione non solo risulta una delle aree d'Italia più ventose e soleggiate, fornendo quindi le risorse naturali necessarie per sostenere una grande diffusione di GD da fonte eolica e fotovoltaica, ma anche per le caratteristiche della rete stessa.

La rete della regione Sicilia risulta infatti debolmente connessa alla restante rete elettrica italiana; questa caratteristica rende la rete poco stabile a perturbazioni. La connessione alla restante rete elettrica italiana è garantita dalla linea Sorgente – Rizziconi 400kV. La rete della regione Sicilia risulta inoltre interessante al fine dello studio perché presenta aree caratterizzate, in alcuni casi, da zone urbane molto magliate (come la costa ionica) e altre meno magliate (come la parte ovest della regione). Per questi motivi la Sicilia diventa uno dei casi più interessanti da studiare al fine di capire come un evento imprevisto, quale un guasto, possa influire sulla rete e sull'elevata penetrazione di GD; e su come si giustificano le scelte fatte dal gestore di rete per cautelarsi rispetto al rischio di perdita, a seguito di guasto, di capacità di GD.

Un episodio simile si è verificato proprio in Sicilia il 18 maggio 2011, quando, in condizioni di rete isolata dal continente, la perdita di un'unità di produzione da 150 MW ha provocato un lieve calo di frequenza che a sua volta ha indotto la perdita di 80 MW di produzione da generazione distribuita, per lo più fotovoltaica, rendendo necessario l'intervento degli alleggeritori di carico per evitare il black-out dell'intera isola.[3]

Oggi con la nuova prescrizione di far lavorare la GD con soglie larghe di frequenza ($47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$) si propone di risolvere questo problema rendendo la GD insensibile a fluttuazioni di frequenza di piccola entità, il problema potrebbe permanere se tale fluttuazione è accompagnata da buchi di tensione sufficienti a provocare lo sblocco delle soglie strette.

La rete in analisi rappresenta il sistema di trasmissione e sub trasmissione, ossia i livelli di tensione 380, 220 e 150 kV. Il modello da cui si sono ricavati i dati è rappresentativo di tutti i componenti che prendono parte ai fenomeni in analisi. Per la creazione del modello è stato elaborato un sistema di raccolta dati che classifica le informazioni della rete in un foglio excel suddiviso in quattro gruppi: bus (informazioni sui nodi), linee, trasformatori, generatori [1].

Sono stati costruiti due scenari diversi per poter verificare la risposta del sistema e per studiarne il comportamento: uno scenario a pieno carico e uno a carico minimo sulla base dei consumi orari. Entrambi gli scenari si riferiscono al database di rete, disponibile grazie ai dati forniti dal gruppo di ricerca del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Il modello conta 374 nodi di cui 356 nodi

di tipo carico PQ¹ (comprendenti i nodi a cui è connessa GD), 27 nodi di tipo generatore PE² e 1 nodo di saldo (nodo di Sorgente, collegato con il resto dell'Italia). Sono state implementate 335 linee, 125 trasformatori e le centrali previste dal modello sono 92.

I dati relativi al valore della tensione residua in seguito ad un cortocircuito trifase franco sono stati ottenuti da uno studio di tipo statico, in cui i generatori sono stati modellizzati in relazione al fatto che (volendo studiare un fenomeno dinamico quale il cortocircuito), nel transitorio in analisi, il valore della reattanza equivalente della macchina varia nel tempo. Nella dinamica di cortocircuito in una macchina rotante, si distinguono le seguenti condizioni: reattanza subtransitoria X_g'' , che interessa i primissimi istanti della dinamica della macchina; reattanza transitoria X_g' , che interessa il periodo di estinzione del transitorio; reattanza sincrona, valore di reattanza della macchina nelle condizioni del nuovo regime. In questo studio si è utilizzato il valore di reattanza subtransitoria, con tale approssimazione non ci si discosta dal caso reale.

Dalle simulazioni sono stati raccolti i valori di tensione in ogni singolo nodo della rete provocati dal cortocircuito. Tali informazioni sono state processate nell'ambito del lavoro analizzandole con quanto prescritto dall'allegato A70 del codice di rete.

¹ Per nodi PQ si intendono quei nodi in cui è imposta la potenza attiva e reattiva.

² I nodi PE sono quei nodi in cui sono impostate la potenza attiva ed il modulo della tensione.

4.3. Analisi di cortocircuito

Come già detto in precedenza sono state considerate due diverse configurazioni, quelle diurne e quelle notturne. Sarà effettuata dapprima un'analisi del modello nelle ore a pieno carico e successivamente è analizzato il modello a minimo carico.

Di seguito sono riportate le informazioni più significative emerse dalla seguente analisi suddivise per livello di tensione, considerando gli effetti che i guasti hanno sulla rete esercita allo stesso livello di tensione in cui avviene il guasto e su tutta la rete completa.

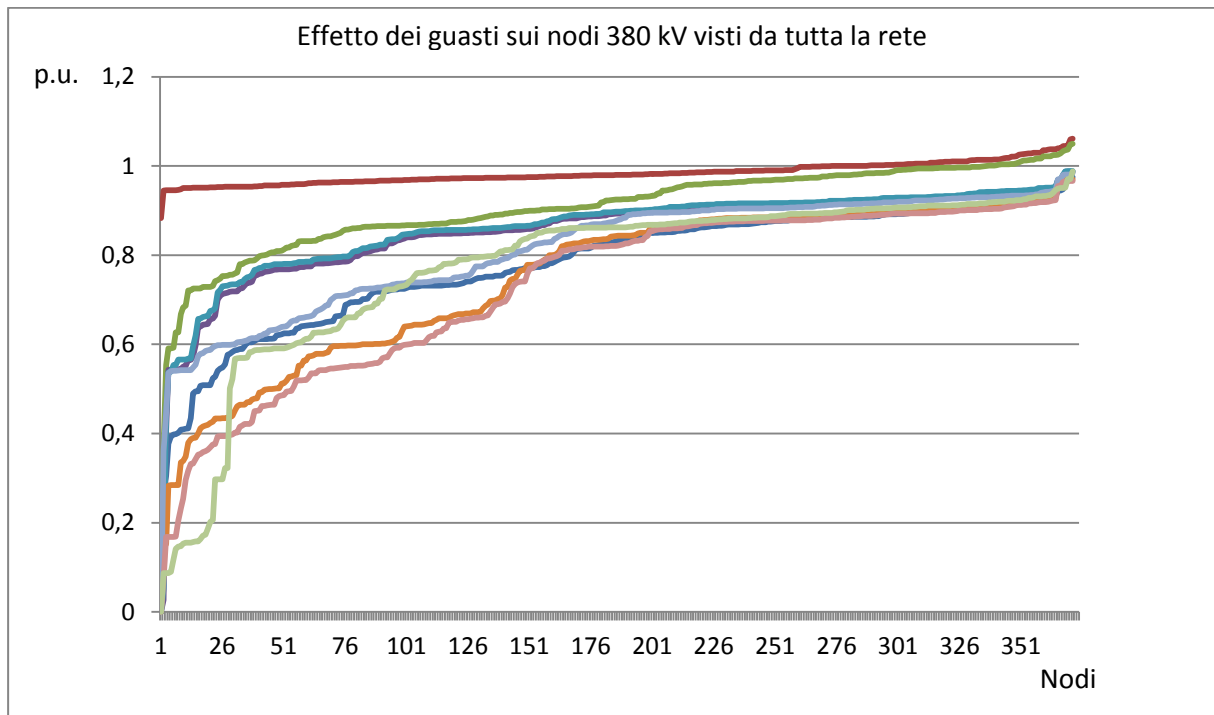


Figura 4.1: Effetto dei guasti sui nodi 380 kV visti da tutta la rete

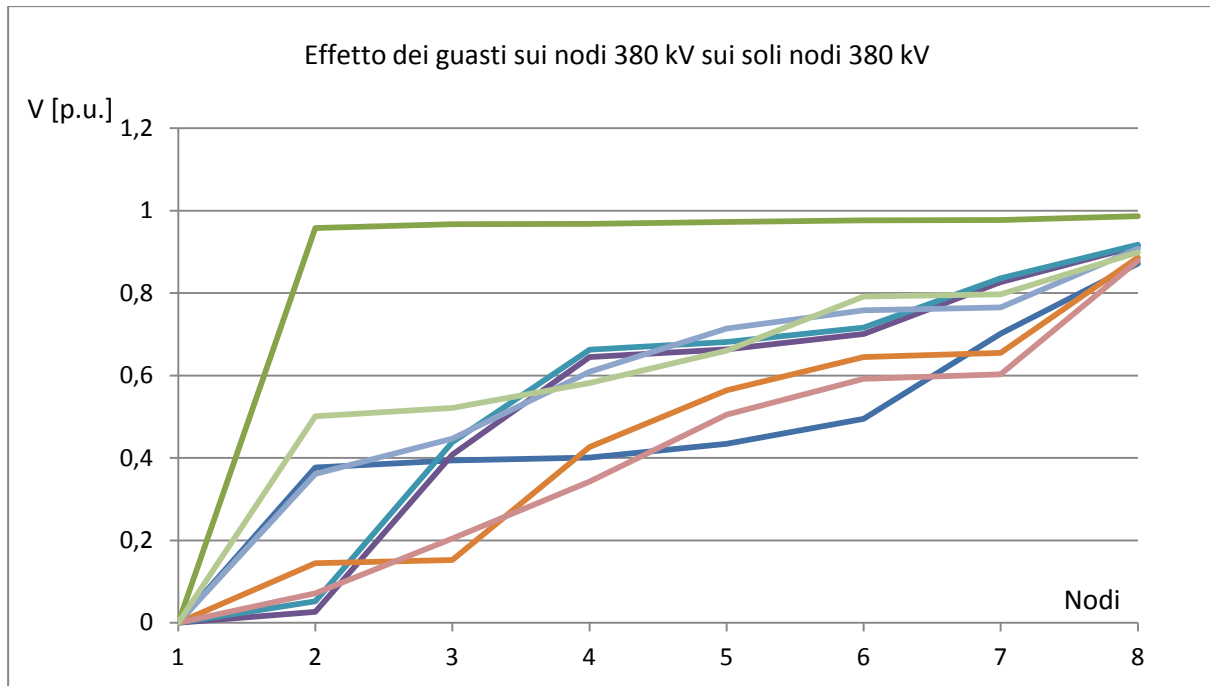


Figura 4.2: Tensioni sui nodi 380 kV per effetto dei guasti sui nodi 380 kV

Nelle figure si riportano i valori delle tensioni in p.u. assunte dai nodi di tutta la rete e dai nodi a 380 kV (rispettivamente *Figura 4.1* e *Figura 4.2*) a seguito di cortocircuiti nei nodi a 380 kV della rete siciliana. I nodi sono rappresentati sull'asse delle ascisse in ordine crescente di tensione, per ogni singolo evento di guasto mentre sull'asse delle ordinate è rappresentato il valore di tensione a cui si porta quel determinato nodo.

Ogni punto fa quindi riferimento ad un nodo, mentre ogni colore è inerente ad uno specifico evento (guasto). I punti di ogni cortocircuito sono significativi del profilo delle tensioni per quel cortocircuito. Ne consegue che, per esempio, il valore in ascissa pari a 126 (in *Figura 4.1*) non fa riferimento sempre allo stesso nodo, ma al nodo che presenta il 126-esimo valore di tensione in p.u. rispetto all'ordinamento crescente corrispondente ad ogni singolo guasto; di conseguenza il nodo 1 è il nodo in cui avviene il guasto.

Per quanto riguarda i guasti sul livello 220 kV si ottengono i grafici riportati in seguito; da notare che, rispetto al caso 380kV, sono aumentati i nodi su cui si è eseguito il cortocircuito (i nodi a 220 kV nella rete siciliana sono più numerosi dei nodi 380 kV).

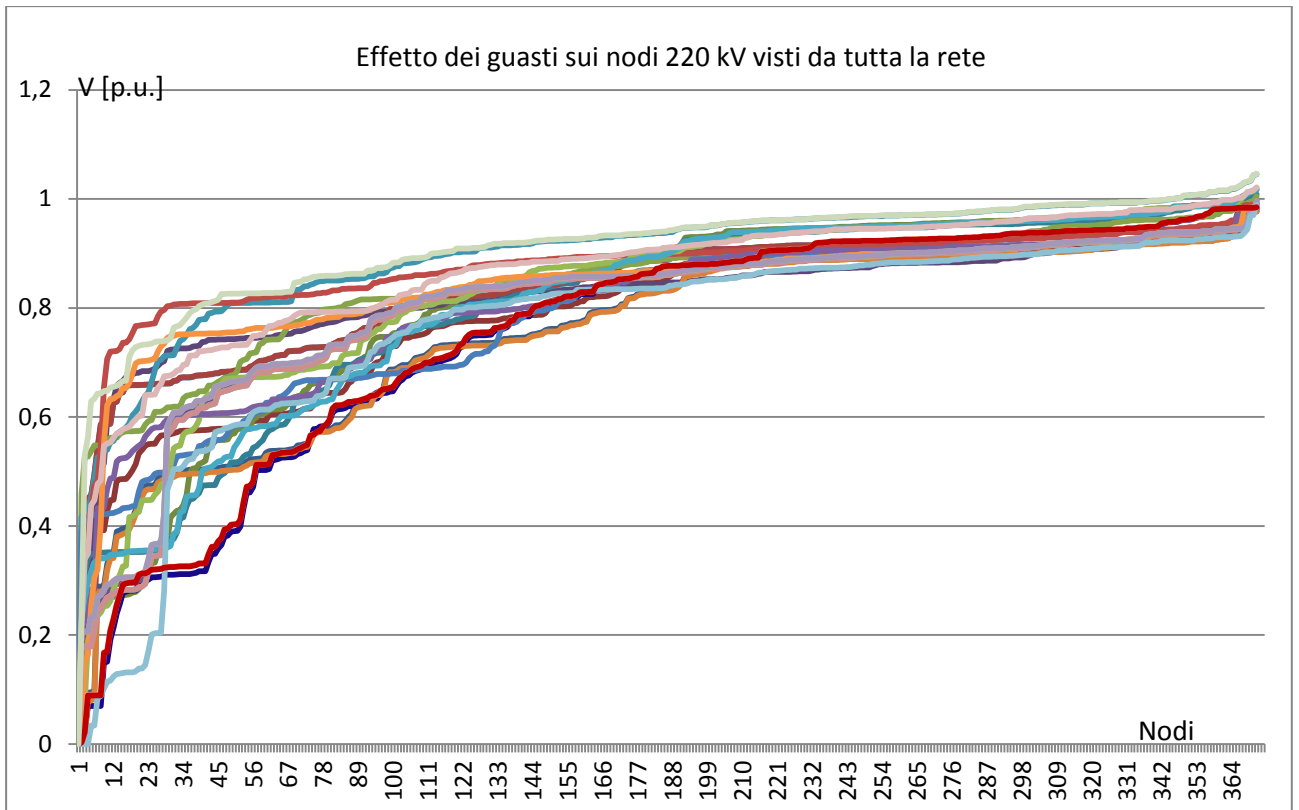


Figura 4.3: Effetto dei guasti sui nodi 220 kV visti da tutta la rete

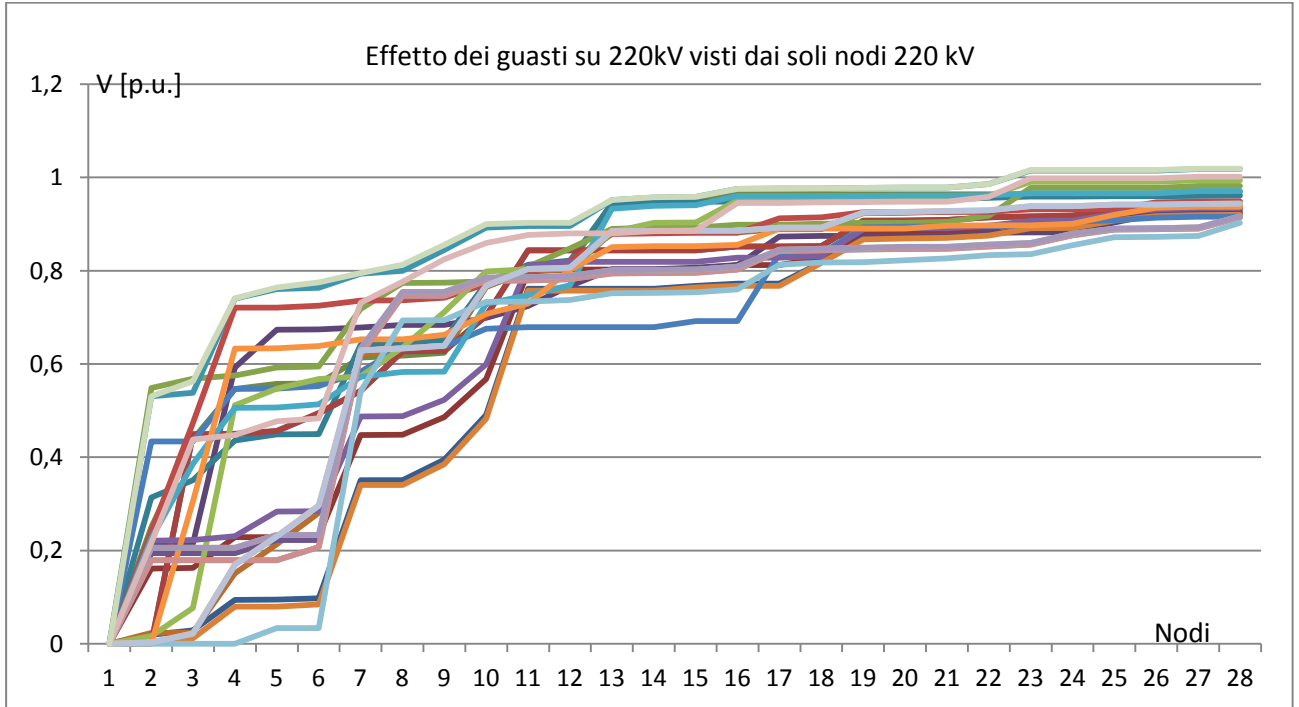


Figura 4.4: Effetto dei guasti su 220kV visti dai soli nodi 220 kV

In figura si riportano i valori delle tensioni in p.u. dei nodi a 150 kV e di tutta la rete (rispettivamente *Figura 4.3* e *Figura 4.4*) a seguito di cortocircuiti dei nodi a 150 kV nella rete siciliana, ordinati, per valori crescenti di tensione, per ogni singolo evento di guasto.

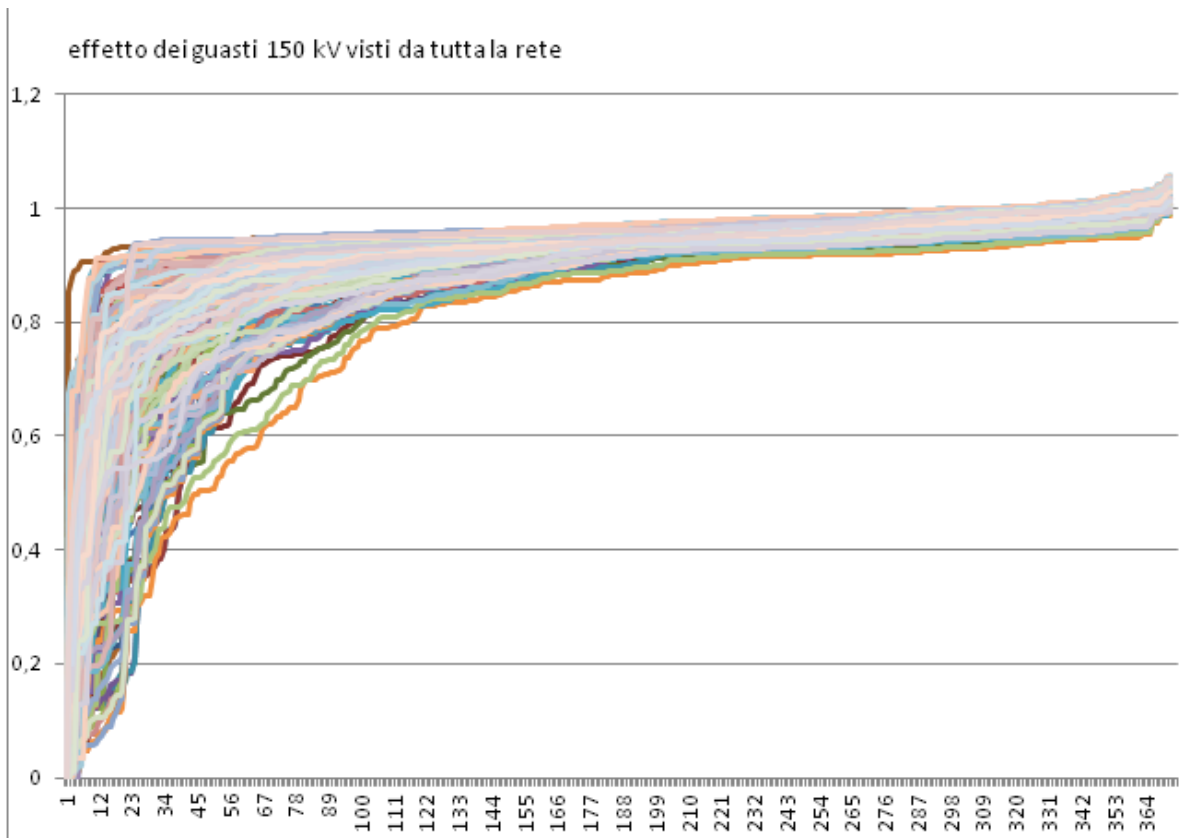


Figura 4.5: effetto dei guasti su 150 kV visti da tutta la rete

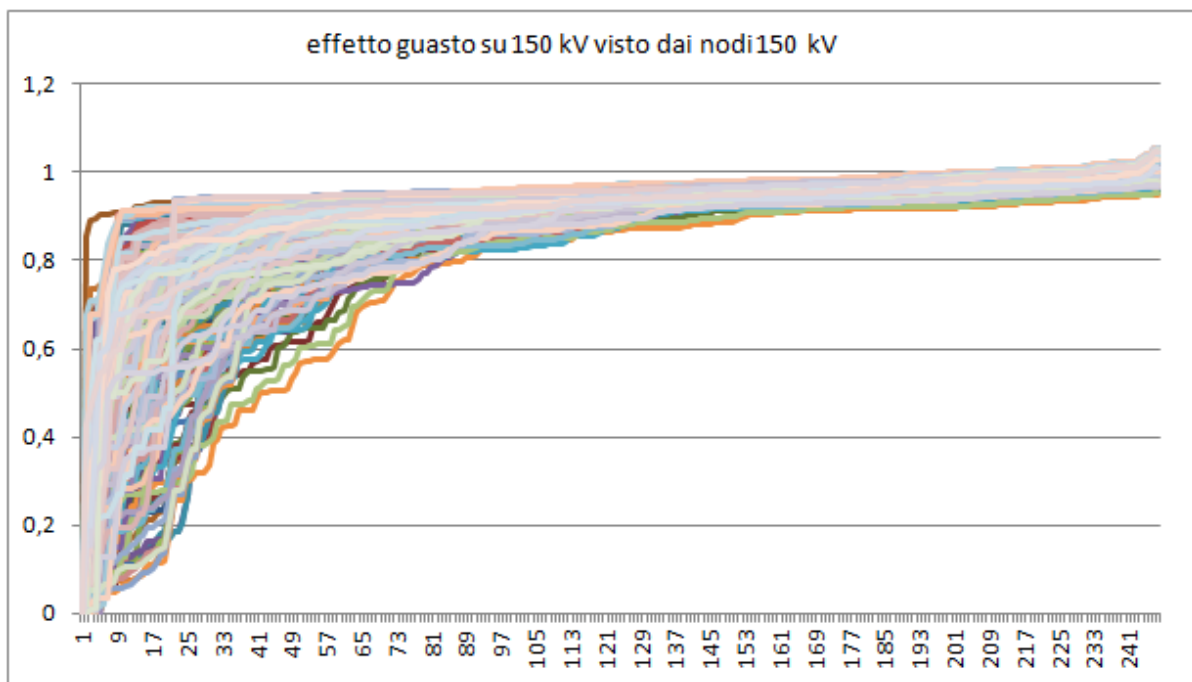


Figura 4.6: effetto dei guasti su 150 kV visti dai nodi 150 kV

Da tali curve è possibile rilevare l'effetto che guasti in precisi nodi hanno sulla rete siciliana, ad esempio se si considerino i guasti in *Figura 4.3* rappresentati dalle linee rosso e blu scuro, emerge che i guasti in quei nodi sono particolarmente critici poiché provocano l'abbassamento di tensione in un numero molto elevato di nodi; nel modello della rete rappresentano i due nodi a 220 kV a cui è connessa la centrale di Termini Imerese.

In questo lavoro sarà eseguita un'analisi più generale che non si focalizza sull'effetto del singolo guasto ma sulla totalità dei guasti per valutare l'entità e gli abbassamenti di tensione al fine di coordinare le tarature dei relè di sblocco voltmetrico.

Vediamo ora nel dettaglio i risultati della simulazione eseguite sulla rete AT della Sicilia, ipotizzando per il relè di sblocco 27Vd diversi valori di soglia per effettuare lo sblocco voltmetrico di minima tensione diretta. L'ipotesi alla base delle simulazioni è che la tensione residua registrata in un nodo di trasmissione durante un guasto, si ripercuota, con la stessa entità, sui nodi della rete di distribuzione sottesi. Questo è vero, in prima approssimazione, se si considera la tensione diretta per guasti simmetrici.

Soglia 0,8 p.u.

Se si considera una soglia di 0,8 p.u. della tensione nominale, i nodi coinvolti da un abbassamento di tensione minore od uguale a tale soglia risultano pari a 171 nel peggior caso di guasto. La *Tabella 4.1* riporta in quanti nodi AT si avrebbe una riduzione di tensione al di sotto dello 0,8 p.u. nel peggior caso di guasto e sulla media dei guasti.

Tale tabella è inoltre divisa a seconda di dove si è osservato l'effetto del guasto ovvero sullo stesso livello di tensione o tutta la rete.

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	8	tutta la rete (372)	167 su 372	121
380 kV	8	380 kV (8)	7 su 8	6
220 kV	27	tutta la rete (372)	171 su 372	111
220 kV	27	220 kV (27)	17 su 27	11
150 kV	248	tutta la rete (372)	116 su 372	41
150 kV	248	150 kV (248)	88 su 248	33
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	129 su 248	39

Tabella 4.1: Effetto guasti caso diurno con soglia 0,8 p.u.

Il caso di guasto peggiore è quindi un guasto sulla rete a 220 kV che coinvolge un gran numero di nodi a tensioni inferiori, mentre l'effetto di guasti al livello di tensione inferiore risultano essere più confinati e coinvolgono un minor numero di nodi del sistema. La serie di guasti più critica è invece quella che si verifica sul sistema a 380 kV che coinvolge mediamente 121 nodi.

Dato che si vuole considerare l'effetto del cortocircuito ai capi della GD è doveroso eseguire un'analisi particolare dell'effetto che i guasti sui vari livelli di tensione hanno sul sistema a 150 kV, infatti è da tale livello di tensione che si suppone siano presenti le cabine primarie da cui si dirama la rete di distribuzione a cui è connessa la GD.

A livello di cabine primarie (150 kV) un guasto trifase in un qualsiasi punto della rete provoca un buco di tensione inferiore a 0,8 p.u., nel peggiore dei casi, in 129 nodi (che in questo caso possono rappresentare all'incirca anche il numero di cabine primarie) e mediamente in 39 nodi.

Se si considera che in Sicilia sono attivi 2751,8 MW di impianti FER [2] ed inoltre risultano essere distribuiti in modo più o meno uniforme tra le varie provincie siciliane, è una buona approssimazione suddividere tale potenza sul numero di cabine primarie (nodi a 150 kV); risulta quindi che in ogni nodo 150 kV afferiscono circa 11,09 MW di potenza prodotta da generazione diffusa. Ciò è utile per poter eseguire una stima e quantificare in termini di potenza l'effetto di un cortocircuito e del conseguente buco di tensione.

Nel caso di evento peggiore, si verifica un buco di tensione inferiore a 0,8 p.u. che provoca lo sblocco del SPI della GD sottesa a 129 nodi equivalente circa ad una potenza di 1430,6 MW pari al 52% della totale potenza proveniente da GD (o per le ipotesi fatte di distribuire in modo uniforme la potenza delle unità GD sui nodi, tale percentuale risulta anche pari alla percentuale dei nodi 150 kV coinvolti dal buco di tensione). Mediamente invece si verifica lo sblocco della GD sottesa a 39 nodi, interessando la produzione di circa 432,5 MW pari al 15% della totale potenza di generazione distribuita.

Soglia 0,7 p.u.

Se si considera a 0,7 p.u. il livello di tensione, i nodi coinvolti da tale abbassamento di tensione risulterebbero pari a 141 nel peggior caso di guasto. La *Tabella 4.2* riporta quanti nodi nel peggior caso di guasto e sulla media dei guasti avrebbero una tensione inferiore al 70% della tensione nominale.

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	8	tutta la rete (372)	141 su 372	72
380 kV	8	380 kV (8)	7 su 8	5
220 kV	27	tutta la rete (372)	123 su 372	73
220 kV	27	220 kV (27)	16 su 27	8
150 kV	248	tutta la rete (372)	83 su 372	26
150 kV	248	150 kV (248)	69 su 248	22
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	115 su 248	26

Tabella 4.2: Effetto guasti caso diurno con soglia 0,7 p.u.

Il caso di guasto peggiore è quindi un guasto sulla rete a 380 kV che coinvolge un gran numero di nodi a tensioni inferiori, mentre l'effetto di guasti a livelli di tensione inferiore risultano essere più confinato e

coinvolgono un minor numero di nodi del sistema. La serie di guasti più critica è invece quella che si verifica sul sistema a 220 kV che coinvolge mediamente 73 nodi.

Per quanto riguarda il livello di tensione a 150 kV, i guasti provocano un buco di tensione inferiore allo 0,7 p.u., nel peggiore dei casi, in 115 nodi (che in questo caso possono rappresentare grossomodo anche il numero di cabine primarie) e mediamente in 26 nodi.

Nel caso di evento peggiore, si verifica un buco di tensione inferiore a 0,7 p.u. che provoca lo sblocco del SPI della GD sottesa a 115 nodi equivalente circa ad una potenza di 1275,35 MW pari al 46,3 % della potenza totale. Mediamente invece si verifica lo sblocco della GD sottesa a 26 nodi, interessando la produzione di 288,34 MW pari al 10,4 % della potenza totale.

Soglia 0,5 p.u.

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	8	tutta la rete (372)	54 su 372	20
380 kV	8	380 kV (8)	6 su 8	3
220 kV	27	tutta la rete (372)	56 su 372	25
220 kV	27	220 kV (27)	10 su 27	5
150 kV	248	tutta la rete (372)	45 su 372	13
150 kV	248	150 kV (248)	43 su 248	12
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	49 su 248	12

Tabella 4.3 : Effetto guasti caso diurno con soglia 0,5 p.u.

Osservando l'effetto degli stessi eventi ma con dei livelli di tensione inferiori a 0,5 p.u. si osserva la diminuzione dei nodi coinvolti da tale fenomeno; in particolare il caso di guasto peggiore è quello che avviene sulla rete a 220 kV e coinvolge 56 nodi della rete. La serie di guasti più critica si verifica anch'essa sul sistema a 220 kV che coinvolge mediamente 25 nodi. L'effetto dei guasti sulla rete 150 kV provoca in media l'abbassamento di tensione oltre lo 0,5 p.u. in 12 nodi, se il SPI fosse tarato su tale soglia, si verificherebbe lo sblocco di circa 133,08 MW; mentre nel caso di guasto peggiore i nodi coinvolti dal buco di tensione inferiore a 0,5 p.u. sono 49 provocando lo sblocco di GD per una potenza pari a circa 543,41 MW.

Soglia 0,2 p.u.

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	8	tutta la rete (372)	7 su 372	5
380 kV	8	380 kV (8)	3 su 8	2
220 kV	27	tutta la rete (372)	23 su 372	4
220 kV	27	220 kV (27)	6 su 27	3
150 kV	248	tutta la rete (372)	23 su 372	5
150 kV	248	150 kV (248)	23 su 248	5
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	23 su 248	4

Tabella 4.4: Effetto guasti caso diurno con soglia 0,2 p.u.

Un buco di tensione oltre il valore di 0,2 p.u. rimane confinato all'area del guasto ed ha un effetto su un numero limitato di nodi; i guasti peggiori coinvolgono un totale di 23 nodi ed in media vengono coinvolti 5 nodi. Sul livello di tensione a 150 kV vengono coinvolti nel caso peggiore 23 nodi, ciò causerebbe lo sblocco del SPI con la soglia 27Vd tarata a 0,2 p.u. di circa 255,07 MW di GD e mediamente tale buco di tensione coinvolge 4 nodi, interessando 44,36 MW. Si osserva che per tale soglia i nodi coinvolti dal buco di tensione sono molto pochi, ma come si evincerà dal capitolo successivo un SPI tarato con tale soglia risulterebbe insensibile allo sblocco per tensione diretta rendendo problematica l'individuazione di guasti interni.

La potenziale generazione coinvolta dal buco di tensione è riassunta nella tabella successiva; si osserva che più la soglia di sblocco voltmetrico 27Vd è tarata su bassi livelli meno sistemi di protezione interfaccia sono coinvolti dalle perturbazioni di sistema, ma, come si vedrà in seguito, rimangono anche insensibili all'attivazione delle soglie strette di frequenza per guasti interni. Si tratterà quindi di tarare la protezione con soglie che siano il giusto compromesso tra questi due fattori.

Soglia	MW di GD coinvolta nel caso peggiore	% di potenza coinvolta nel caso peggiore	MW coinvolti mediamente	% della potenza coinvolta mediamente
0,8	1430,61	51,98 %	432,51	15,71 %
0,7	1275,35	46,34 %	288,34	10,47 %
0,5	543,41	19,74 %	133,08	4,83 %
0,2	255,07	9,26 %	44,36	1,61 %

Tabella 4.5: Riassunto potenze coinvolte per guasto nel caso a pieno carico

Risultati analoghi si ottengono anche per i guasti effettuati considerando la rete in uno scenario di carico minimo.

Soglia 0,8 p.u. carico minimo

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	9	tutta la rete (375)	229 su 375	115
380 kV	9	380 kV (9)	9 su 9	7
220 kV	27	tutta la rete (375)	173 su 375	104
220 kV	27	220 kV (27)	17 su 27	11
150 kV	248	tutta la rete (375)	108 su 375	35
150 kV	248	150 kV (248)	82 su 248	29
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	185 su 248	35

Tabella 4.6: Effetto guasti caso notturno con soglia 0,8 p.u.

Soglia 0,7 p.u. carico minimo

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	9	tutta la rete (375)	144 su 375	69
380 kV	9	380 kV (9)	9 su 9	6
220 kV	27	tutta la rete (375)	120 su 375	66
220 kV	27	220 kV (27)	16 su 27	8
150 kV	248	tutta la rete (375)	81 su 375	23
150 kV	248	150 kV (248)	64 su 248	20
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	117 su 248	24

Tabella 4.7: Effetto guasti caso notturno con soglia 0,7 p.u.

Soglia 0,5 p.u. carico minimo

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	9	tutta la rete (375)	52 su 375	18
380 kV	9	380 kV (9)	8 su 9	3
220 kV	27	tutta la rete (375)	55 su 375	24
220 kV	27	220 kV (27)	9 su 27	5
150 kV	248	tutta la rete (375)	43 su 375	12
150 kV	248	150 kV (248)	43 su 248	11
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	49 su 248	12

Tabella 4.8: Effetto guasti caso notturno con soglia 0,5 p.u.

Soglia 0,2 p.u. carico minimo

posizione guasto	numero guasti	nodi considerati	nodi massimi coinvolti dal buco di tensione	nodi mediamente coinvolti dal buco di tensione
380 kV	9	tutta la rete (375)	22 su 375	5
380 kV	9	380 kV (9)	3 su 9	2
220 kV	27	tutta la rete (375)	27 su 375	4
220 kV	27	220 kV (27)	6 su 27	2
150 kV	248	tutta la rete (375)	23 su 375	4
150 kV	248	150 kV (248)	23 su 248	4
380 kV-220 kV - 150 kV	284	150 kV (248)	23 su 248	4

Tabella 4.9: Effetto guasti caso notturno con soglia 0,2 p.u.

Anche per il caso di carico minimo si può arrivare a conclusioni analoghe; nella tabella sottostante sono riassunti i MW e le percentuali delle potenze di unità GD coinvolte dallo sblocco del SPI. Le percentuali possono anche essere lette come nodi coinvolti dal buco di tensione per una determinata soglia di tensione.

Soglia	MW di GD coinvolta nel caso peggiore	% di potenza coinvolta nel caso peggiore	MW coinvolti mediamente	% della potenza coinvolta mediamente
0,8	2051,65	74,55 %	388,15	14,10 %
0,7	1297,53	47,15 %	266,16	9,67 %
0,5	543,41	19,74 %	133,08	4,83 %
0,2	255,07	9,26 %	44,36	1,61 %

Tabella 4.10: Tabella 4.11: Riassunto potenze coinvolte per guasto nel caso a pieno carico

4.4. Conclusioni

Si sono analizzati i dati relativi ai profili di tensione in caso di guasto sulla rete AT in un'ottica complessiva: si è osservato l'effetto sui sistemi di protezione interfaccia posti in MT e quindi sulla GD potenzialmente messa a rischio, mentre non si è indagato sull'effetto del particolare guasto sul determinato nodo e della sua collocazione topologica.

Inoltre si sono considerati vari livelli di tensione per cui è possibile tarare la soglia di sblocco voltmetrico 27Vd del SPI. Si è valutato lo sblocco voltmetrico del SPI (non l'intervento), poiché quando è attivato lo sblocco, la protezione lavora nell'intervallo di frequenza a soglie strette vanificando le intenzioni prescritte dall'Allegato A70 di evitare scatti intempestivi per perturbazioni di sistema ovvero rendendo la GD vulnerabile ai transitori di frequenza dovuti a eventi esterni. Partendo dai risultati ottenuti dalla seguente analisi e confrontandoli con le simulazioni eseguite in media e bassa tensione espone successivamente, è possibile indagare su valori di soglie che permettano il giusto compromesso nel discriminare guasti locali da perturbazioni del sistema.

Come primo risultato parziale è possibile comunque affermare che più la soglia di tensione diretta è tarata ad un livello basso più il SPI risulta essere insensibile alle perturbazioni sulla rete di trasmissione; ma potrebbe non attivarsi la soglia in caso di guasto trifase locale.

I dati disponibili non valutano eventi dissimmetrici quali guasti monofase e bifase; anche per la soglia di tensione inversa, sussiste lo stesso problema di coordinamento tra guasti locali e perturbazioni di sistema. Per quanto riguarda la soglia di massima tensione omopolare essa risulta ininfluente al fine dell'attivazione delle soglie strette del SPI per quanto riguarda le perturbazioni di rete. Infatti qualsiasi tensione omopolare presente nel livello alta od altissima tensione (dovuta ad un guasto monofase) non compare al livello in media tensione per via della presenza dei trasformatori di cabina primaria che hanno un collegamento stella terra-stella (YNy) oppure stella-stella (Yy) e non permettono il passaggio di correnti omopolari (a meno della presenza di non idealità come piccole impedenze di magnetizzazione ma che comunque sono trascurabili).

4.5. *Bibliografia*

[1] *Analisi statica dei vincoli di rete associati alla generazione eolica: indagine sulla regione Sicilia*, Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano Tesi Galazzi, 2008

[2] *Statistiche di impianti di generazione*, Terna, 2011

[3] *Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2012*, Terna, 2012, pag 42

5. Modelli delle simulazioni

5.1 Introduzione

Nel capitolo precedente si è analizzato l'effetto di eventi globali, ora si analizza l'effetto di eventi locali quali variazioni di frequenza e tensione attraverso simulazioni dinamiche di tipo RMS di cortocircuiti di vario tipo, ed in seguito si è analizzato il loro effetto sulle protezioni basate sullo sblocco voltmetrico

Sono state effettuate simulazioni RMS di una rete di distribuzione a struttura radiale, realizzandola dai dati di una rete reale rurale del centro Italia forniti dal dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. Lo studio ha portato a ricercare accurate informazioni ed ad effettuare una scrupolosa modellizzazione di:

- unità di generazione rotante e dei loro sistemi di regolazione,
- unità di generazione statica,
- trasformatori,
- linee,
- carichi,
- sistemi di protezione.

Le simulazioni RMS sono delle simulazioni dinamiche in cui si considerano esauriti i transitori elettromagnetici e si considerano solo le dinamiche della parte elettromeccanica e termica dei componenti e la dinamica dei sistemi di regolazione. La simulazione si avvia con il calcolo delle condizioni iniziali e successivamente ad ogni istante di tempo si calcola la diversa condizione di regime attraverso equazioni algebriche (nel dominio dei fasori) della parte elettrica del modello e non con equazioni di tipo integro-differenziale nel dominio del tempo, si passa così da una condizione di regime ad un'altra. Ad ogni istante di tempo corrisponde una diversa condizione di regime alternato sinusoidale permanente della rete elettrica; a ogni istante temporale corrisponde quindi una frequenza ed un diagramma fasoriale.

Tale tipo di simulazione è utile per osservare come variano le grandezze di rete ed inoltre, in prima approssimazione, utile anche per stimare il comportamento delle protezioni in quanto il loro funzionamento si fonda sui valori efficaci delle grandezze controllate.

Le simulazioni sono state effettuate attraverso l'uso del software *PowerFactory* della *DigSilent*; di seguito sono riportati i vari modelli dei componenti utilizzati per la simulazione.

5.2 Generatori rotanti

Esistono principalmente due tipi di macchina sincrona:

- macchina a rotore liscio o isotropa o turboalternatore,
- macchina a poli salienti o anisotropa,

I generatori a rotore liscio sono tipicamente impiegati per velocità di rotazione elevate (1500 o 3000 giri/min) come ad esempio in impianti termici; mentre i generatori a poli salienti hanno velocità di rotazione più basse (dai 60 a 750 giri/min) e sono utilizzati per impianti idroelettrici o diesel.

La *Figura 5.1* mostra entrambi i tipi di macchina ed indica l'orientamento dell'asse d (asse diretto) e dell'asse q (asse in quadratura)[1].

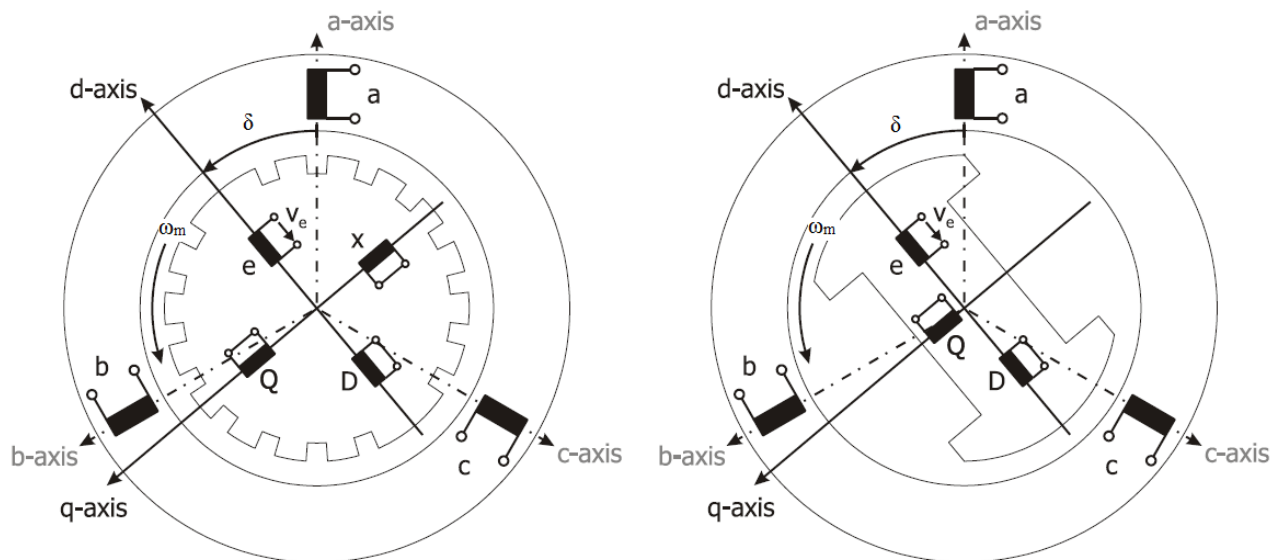


Figura 5.1: Struttura schematica della macchina sincrona isotropa ed anisotropa

In *Figura 5.1* sono mostrati i tre avvolgimenti di statore; l'avvolgimento di eccitazione e , alimentato dal sistema di eccitazione V_e che agisce lungo l'asse diretto; le gabbie smorzatrici schematizzate attraverso due avvolgimenti in cortocircuito; la velocità di rotazione del rotore ω_m e l'angolo δ tra l'asse d e il campo statorico.

Per descrivere le equazioni della macchina sincrona è pratica comune non utilizzare il modello delle variabili di fase che porterebbe ad un problema a tre dimensioni ma utilizzare la trasformata di Park su assi rotanti alla velocità ω_m e solidali con il rotore.

Equazioni del modello

Il modello della macchina ed è generale e valido sia per una macchina isotropa che per una macchina anisotropa; tutte le grandezze sono in p.u. rispetto alle grandezze nominali.

Equazioni di statore convenzione degli utilizzatori:

Si indica con:

ω_n : pulsazione nominale;

ω_m : velocità meccanica in radianti elettrici;

$$n = \frac{\omega_m}{\omega_n}$$

ψ_d, ψ_q flussi statorici di asse diretto ed asse in quadratura;

i_d, i_q correnti statoriche di asse diretto ed asse in quadratura;

Le tensioni di asse diretto, asse in quadratura ed omopolare sono date da:

$$u_d = r_s i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - n\psi_q$$

$$u_q = r_s i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} + n\psi_d$$

$$u_0 = r_s i_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt}$$

Equazioni di rotore:

ψ_D, ψ_Q flussi rotorici di asse diretto ed asse in quadratura;

i_D, i_Q correnti rotoriche di asse diretto ed asse in quadratura;

ψ_e flusso di eccitazione;

i_e corrente di eccitazione;

$$u_r = r_e i_e + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_e}{dt}$$

$$0 = r_D i_D + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_D}{dt}$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_Q}{dt}$$

La coppia elettromagnetica in p.u. è data da

$$C_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d$$

Questa è la coppia della macchina sincrona assunta accelerante, nel verso delle velocità positive. La coppia accelerante è data dalla somma tra la coppia meccanica e la coppia elettromagnetica della macchina considerate con gli opportuni segni.

Le equazioni meccaniche che completano il modello sono:

$$C_e + C_m = T_a \frac{dn}{dt}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_n \cdot n - \omega$$

Si intende con:

ω : velocità del campo statorico;

pp : numero di paia poli

$\Omega_n = \frac{\omega_n}{pp}$: velocità meccanica nominale

$T_a = \frac{j\Omega_n^2}{P_n}$: tempo di avviamento del gruppo

Modello della macchina sincrona nelle correnti di statore e flussi di rotore

Flussi sub-transitori o flussi di rotore concatenati con lo statore:

$$\psi_d'' = k_e \psi_e + k_D \psi_D$$

$$\psi_q'' = \psi_Q$$

I parametri k sono funzioni dei coefficienti di auto e mutua induttanza degli avvolgimenti della macchina.

Flussi di asse diretto ed inverso:

$$\psi_d = l_d'' i_d + \psi_d''$$

$$\psi_q = l_q'' i_q + \psi_q''$$

l'' sono le reattanze subtransitorie in p.u. .

Introducendo le forze elettromotrici subtransitorie:

$$u_d'' = \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d''}{dt} - n\psi_q''$$

$$u_q'' = \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q''}{dt} + n\psi_d''$$

si possono scrivere le equazioni storiche in funzione delle correnti statoriche e delle e delle forze elettromotrici subtransitorie:

$$u_d = r_s i_d + \frac{l_d''}{\omega_n} \frac{di_d}{dt} - nl_q'' i_q + u_d''$$

$$u_q = r_s i_q + \frac{l_q''}{\omega_n} \frac{di_q}{dt} + nl_d'' i_d + u_q''$$

$$u_0 = r_s i_0 + \frac{l_0}{\omega_n} \frac{di_0}{dt}$$

La u'' rappresenta la forza elettromotrice a monte della reattanza subtransitoria.

Semplificazioni per le simulazioni RMS

Nelle simulazioni RMS vengono trascurati tutti i transitori elettromagnetici; nelle equazioni del modello completo si trascurano le derivate.

$$u_d = r_s i_d - nl_q'' i_q + u_d''$$

$$u_q = r_s i_q + nl_d'' i_d + u_q''$$

$$u_0 = r_s i_0$$

Dove::

$$u_d'' = -n\psi_q''$$

$$u_q'' = n\psi_d''$$

5.3 *Regolatore di tensione*

Ogni generatore sincrono ha associato un regolatore di tensione che agisce sul circuito di eccitazione.

Il controllo dell'eccitazione permette a regime di:

- mantenere costante la tensione di macchina od in altri punti della rete (per esempio la barra di centrale o un altro punto della rete);
- controllare la potenza reattiva e stabilirne la ripartizioni fra i gruppi della centrale
- controllare che il punto di funzionamento sia entro le curve di capability
- sostenere la tensione di rete a favore della sicurezza e dell'economia di esercizio.

In regime dinamico permette di:

- garantire il corretto funzionamento a fronte di piccole e grandi perturbazioni (per esempio un cortocircuito o un distacco di carico);
- migliorare la stabilità della trasmissione;
- garantire lo smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche.

I principali componenti di un sistema di eccitazione sono di seguito elencati.

- **Trasduttore:** consiste in TV, raddrizzatori, filtri.
- **Amplificatore:** può essere di tipo elettromeccanico (amplidina) o statico; ha in ingresso l'errore di tensione ed eventualmente sommato ad altri segnali di controllo, in uscita fornisce la tensione di regolazione che alimenta direttamente l'eccitatrice.
- **Retrazione transitoria:** migliora il comportamento dinamico del sistema di eccitazione, tale segnale è nullo a regime.
- **Sistemi di limitazione e protezione:** assicurano un gran numero di funzioni sul punto di funzionamento dell'alternatore, includendo i limiti di capability, i limiti di sovra e sottoeccitazione e di massimo flusso.
- **Power system stabilizer:** produce un segnale che aumenta lo smorzamento riducendo così le oscillazioni; ha come ingresso la variazione di velocità, la potenza accelerante e lo scarto di frequenza. A regime il segnale è nullo.
- **Compound e statismo o compensazione del carico:** ha lo scopo di regolare, con un segnale proporzionale al carico, la tensione a valle dei morsetti del generatore (ad esempio all'interno dell'avvolgimento del trasformatore) attuando il compaund, o all'interno del generatore stesso (ad esempio creando un'impedenza artificiosa collegata alle stesse sbarre che consente di ripartire la produzione di potenza attiva) attuando lo statismo.
- **Eccitrici:** si possono classificare in eccitrici rotanti e statiche, a sua volta le eccitrici rotanti si dividono in corrente continua e corrente alternata.

Nelle simulazioni data la varietà di generatori presenti si sono utilizzate le eccitrici rotanti in continua, le eccitrici rotanti in corrente alternata e le eccitrici statiche.[10]

Eccitatrice rotante in continua:

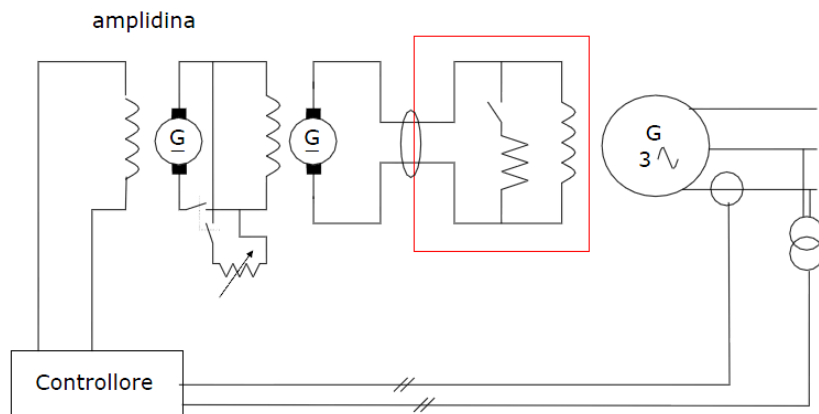


Figura 5.2 eccitatrice rotante DC

È il tipo di eccitatrice più antico in cui si sfrutta un'amplidina e una dinamo.

Eccitatrice AC con ponte controllato:

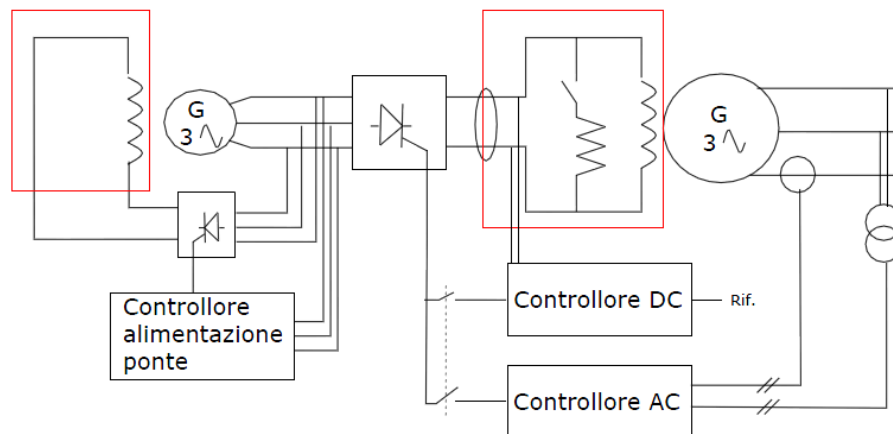


Figura 5.3: Eccitatrice rotante AC

Caratteristiche di tali sistemi:

- velocità di risposta;
- modularità;
- sicurezza della fonte di alimentazione;
- niente spazzole;
- non è possibile effettuare la controeccitazione;

Eccitatrice statica:

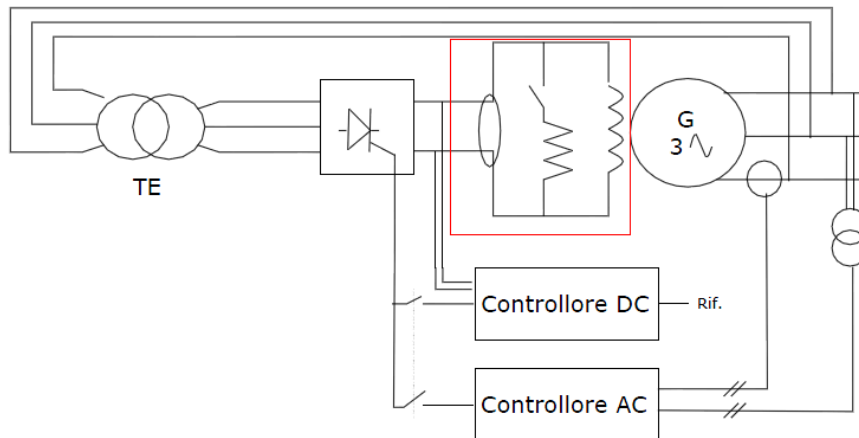


Figura 5.4: Eccitatrice statica

Caratteristiche di questi sistemi:

- velocità di risposta;
- modularità;
- assenza di spazzole;
- inversione della tensione di eccitazione;
- ridotta manutenzione;
- non è consentita la controeccitazione a meno che il convertitore sia bidirezionale.

Come esempio si inserisce uno degli schemi a blocchi utilizzato da *PowerFactory* per modellare l'eccitatrice DC.

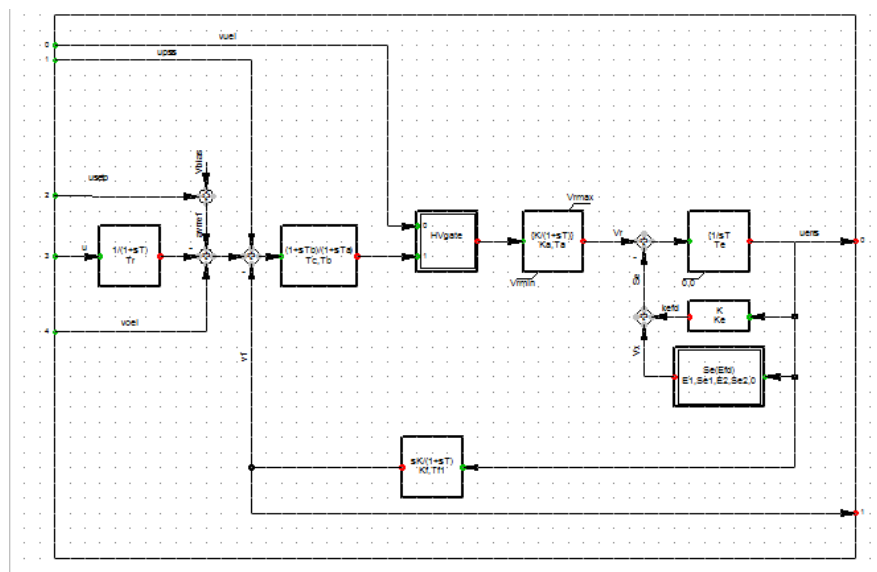


Figura 5.5 Composite model di un'eccitatrice DC

5.4 Generatori statici

Nella rete sono presenti impianti fotovoltaici rappresentati mediante generatori statici.

È possibile rappresentare la cella fotovoltaica con il seguente circuito equivalente [10]:

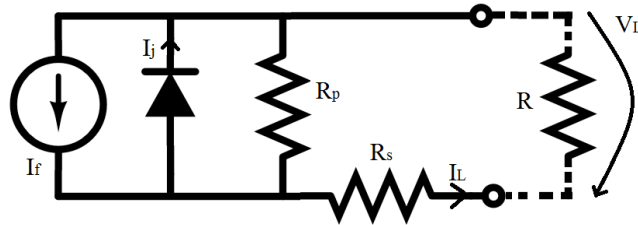


Figura 5.6: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Dove:

- I_f è la corrente foto generata;
- I_j è la corrente di giunzione;
- I_L è la corrente che esce dalla cella, è quindi l'effetto utile;
- R_s rappresenta le perdite per effetto Joule;
- R_p rappresenta eventuali correnti drenate per effetto del potenziale, ma dato il suo valore elevato sarà trascurata.

È possibile scrivere:

$$I_L = I_f - I_j$$

$$I_L = I_f - I_0(e^{A(V_L + R_S I_L)} - 1)$$

Dove con:

$$A = \frac{q}{k_1 k_2 T}$$

q : carica dell'elettrone;

k_1 : costante di Boltzman;

k_2 : costante dipendente dal tipo di cella (solitamente 1-2) ;

T : temperatura assoluta di lavoro;

I_0 : corrente inversa di saturazione o corrente di buio

$$\frac{I_f - I_L + I_0}{I_0} = e^{A(V_L + R_S I_L)}$$

$$\ln \left(\frac{I_f - I_L + I_0}{I_0} \right) = A(V_L + R_S I_L)$$

$$V_L = \frac{1}{A} \cdot \ln \left(\frac{I_f - I_L + I_0}{I_0} \right) - R_S I_L$$

Si ottiene così il legame non lineare tra V_L e I_L .

Powerfactory rappresenta il sistema fotovoltaico attraverso un unico modello completo che raccoglie i modelli dei controlli, delle celle fotovoltaiche, delle misure nonché del generatore statico. Il modello completo è rappresentato dallo schema a blocchi di *Figura 5.3* [3].

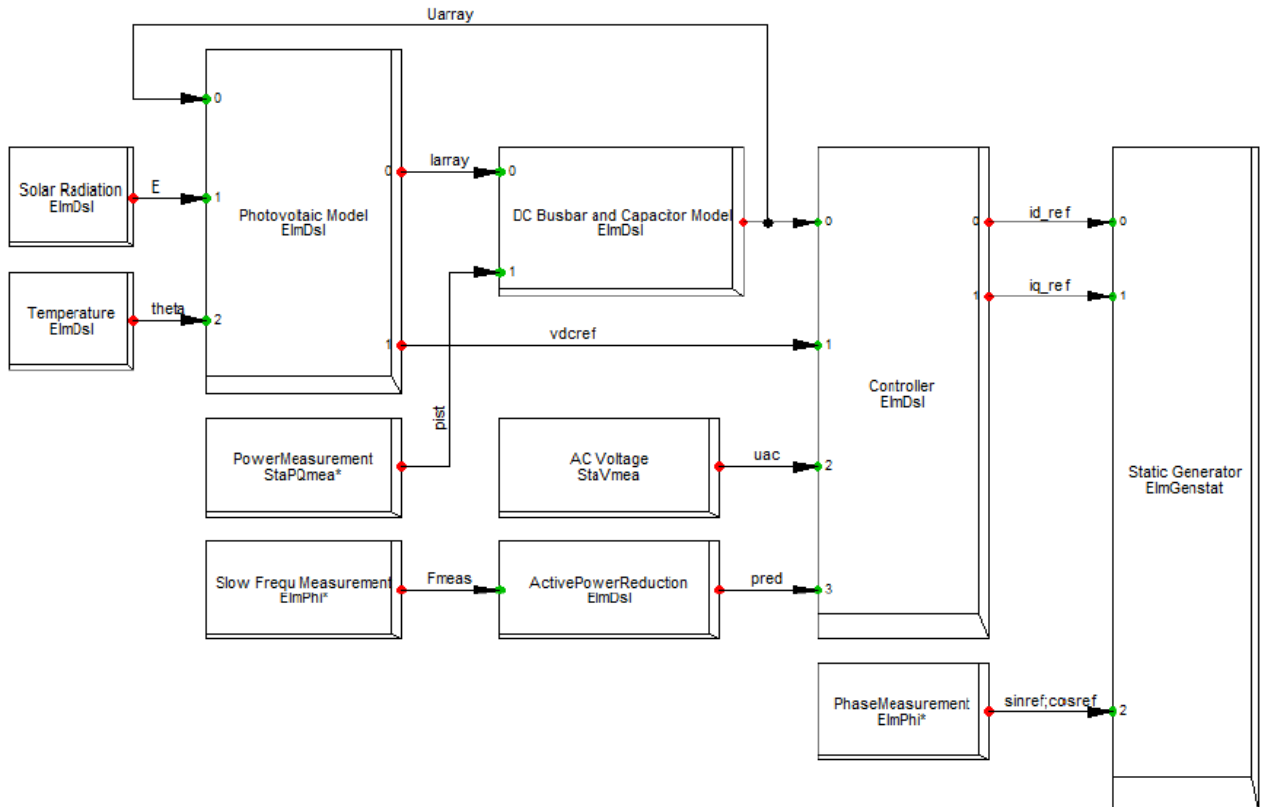


Figura 5.7: Composit model di un sistema fotovoltaico

Dove i vari blocchi presenti riproducono da sinistra a destra :

- *Solar radiation*: rappresenta l'irradiazione solare;
- *Temperature*: rappresenta la temperatura dell'ambiente;
- *Photovoltaic model*: rappresenta l'insieme delle celle che compongono il pannello fotovoltaico;
- *Power measurement*: rappresenta il sistema di misura della potenza;
- *Slow freq meaasurement*: misura la frequenza;
- *DC Busbar and capacitor model*: rappresentata il DC link del sistema;
- *AC voltage*: rappresenta il dispositivo per la misura di tensione in alternata;
- *Active power reduction*: modello che contiene la logica di riduzione della potenza in caso di sovra frequenza;
- *Controller*: rappresenta l'unità di controllo che regola la tensione in continua e la potenza reattiva in uscita dall'inverter;
- *Phase measurement*: rappresenta il sistema per la fase della tensione lato AC dell'inverter;
- *Static generetor*: rappresenta l'inverter;

Il modello dello *static generetor* può rappresentare una sorgente di tensione o corrente. In questo modello si è rappresentato come sorgente di corrente. Come mostra la *Figura 5.7* e poi la *Figura 5.8* gli ingressi del

blocchetto che rappresenta il generatore statico sono i riferimenti di corrente e d'angolo. Le equazioni utilizzate sono le seguenti [2]:

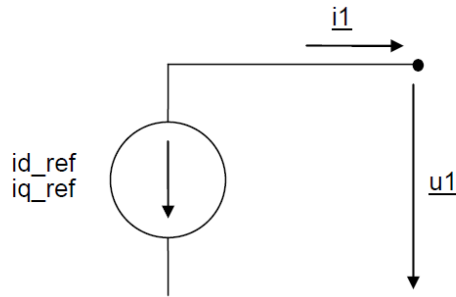


Figura 5.8: Modello di una sorgente di corrente

$$\underline{i1} = (i_{d_{ref}} \cos u - i_{q_{ref}} \sin u) + j \cdot (i_{d_{ref}} \sin u - i_{q_{ref}} \cos u)$$

Se sono presenti i segnali *sinref* e *cosref* allora:

$$\cos u = \text{cosref} \text{ e } \sin u = \text{sinref}$$

Altrimenti le seguenti grandezze sono calcolate a partire dalla tensione alla sequenza diretta misurata ai capi del generatore:

$$\cos u = \frac{\text{Re}(u1)}{|u1|} \text{ e } \sin u = \frac{\text{Im}(u1)}{|u1|}$$

La corrente alla sequenza zero ed inversa è considerata di default nulla.

Da notare che negli schemi dei circuiti equivalenti (Figura 5.8 e figure successive) si usano le convenzioni dei generatori invece che degli utilizzatori, ciò è dovuto al fatto che il software impiegato è realizzato in Germania dove si adotta tale convenzione.

5.5 Trasformatori

Il modello alla sequenza diretta ed inversa del trasformatore è rappresentato dal circuito equivalente di *Figura 5.9*. Esso contiene le resistenze di avvolgimento (R_{Cu}) e le reattanze di dispersione (X_{σ}) (dovute all'accoppiamento imperfetto degli avvolgimenti in cui le linee di flusso che abbandonano il nucleo per richiudersi attraverso percorsi in aria) lato AT e lato BT, la reattanza di magnetizzazione (X_M) e la conduttanza relativa alle perdite nel ferro (R_{Fe}) (legate a correnti per isteresi e per correnti parassite).

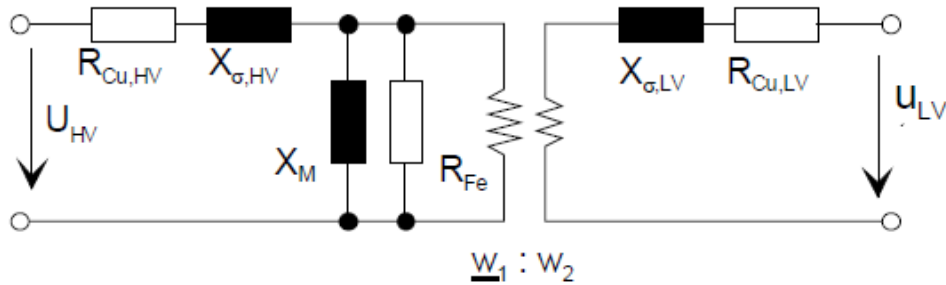


Figura 5.9: Circuito equivalente di un trasformatore alla sequenza diretta ed inversa

Il rapporto tra i parametri matematici del trasformatore ed i parametri degli elementi del modello sono descritti come segue:

$$Z_{n,HV} = \frac{U_{n,HV}^2}{S_n} ;$$

$$Z_{n,LV} = \frac{U_{n,LV}^2}{S_n} ;$$

$$Z_{sc} = \frac{u_{sc}}{100} ;$$

$$r_{sc} = \frac{P_{cu}/1000}{S_n} ;$$

$$x_{sc} = \sqrt{Z_{sc}^2 - r_{sc}^2} ;$$

$$r_{Cu,HV} = \gamma_{R,HV} \cdot r_{sc} ;$$

$$r_{Cu,LV} = (1 - \gamma_{R,HV}) \cdot r_{sc} ;$$

$$x_{\sigma,HV} = \gamma_{X,HV} \cdot x_{sc} ;$$

$$x_{\sigma,LV} = (1 - \gamma_{X,HV}) \cdot x_{sc} ;$$

$$Z_M = \frac{1}{i_0/100} ;$$

$$r_{Fe} = \frac{S_n}{P_{Fe}/1000} ;$$

$$x_M = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{Z_M^2} - \frac{1}{r_{Fe}^2}}} .$$

+

Dove:

$Z_{n,HV}$	Impedenza nominale lato AT	Ω
$Z_{n,LV}$	Impedenza nominale lato BT	Ω
$U_{n,HV}, U_{n,LV}$	Tensione nominale AT,BT	kV
S_n	Potenza nominale	MVA
P_{Cu}	Perdite nel rame	kW
u_{sc}	Tensione di cortocircuito	p.u.
Z_{sc}	Impedenza di cortocircuito	p.u.
$\gamma_{R,HV}$	Quota della resistenza di cortocircuito del trasformatore al lato AT alla sequenza positiva	p.u.
$\gamma_{X,HV}$	Quota della reattanza di cortocircuito del trasformatore al lato AT alla sequenza positiva	p.u.
$r_{Cu,HV}, r_{Cu,LV}$	Resistenza lato AT,BT	p.u.
$x_{\sigma,HV}, x_{\sigma,LV}$	Reattanza di dispersione lato AT,BT	p.u.
i_0	Corrente a vuoto	%
P_{Fe}	Perdite a vuoto	kV
x_M	Impedenza di magnetizzazione	p.u.

Il modello permette inoltre di rappresentare una caratteristica di saturazione del circuito magnetico del trasformatore, utile per rappresentare fenomeni non lineari come i transitori elettromagnetici; dato che le simulazioni sono di tipo RMS (che considerano esauriti i transitori elettromeccanici) non sarà approfondito tale aspetto.

Il circuito equivalente alla sequenza zero di un trasformatore YNyn è rappresentato in *Figura 5.10*; il circuito equivalente di un trasformatore a centro stella isolato può essere facilmente derivato dal seguente circuito assumendo infinita l'impedenza di terra.

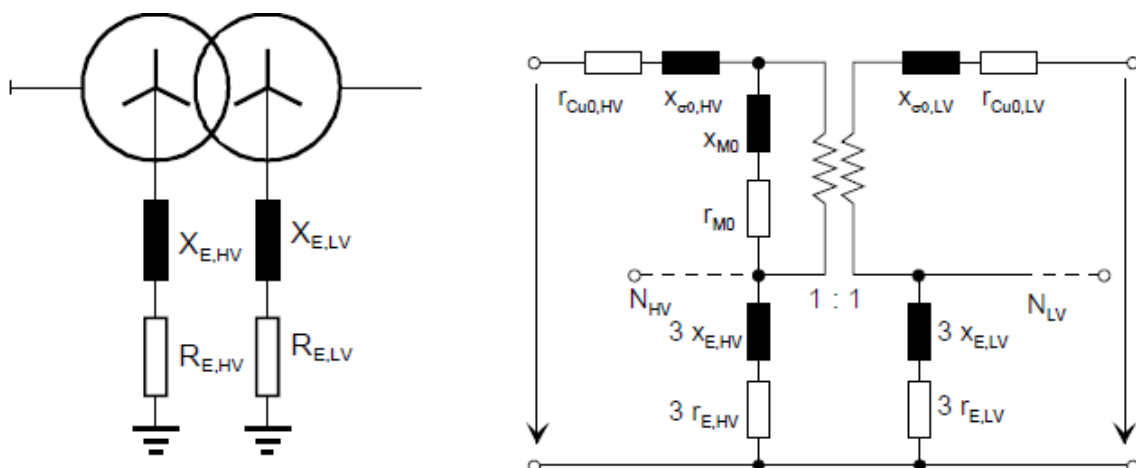


Figura 5.10: Circuito equivalente di un trasformatore YNyn alla sequenza zero

Il rapporto dell'impedenza di magnetizzazione omopolare dipende fortemente dalla costruzione del circuito magnetico del trasformatore. Valori tipici sono:

- Trasformatore a tre colonne: $\frac{Z_{M0}}{z_{sc0}} \cong 3 \div 10$
- Trasformatore a 4/5 colonne (o banchi di tre unità monofasi): $\frac{Z_{M0}}{z_{sc0}} \cong 10 \div 100$

Il circuito equivalente alla sequenza zero di un trasformatore YN Δ è rappresentato in *Figura 5.11*. [4]

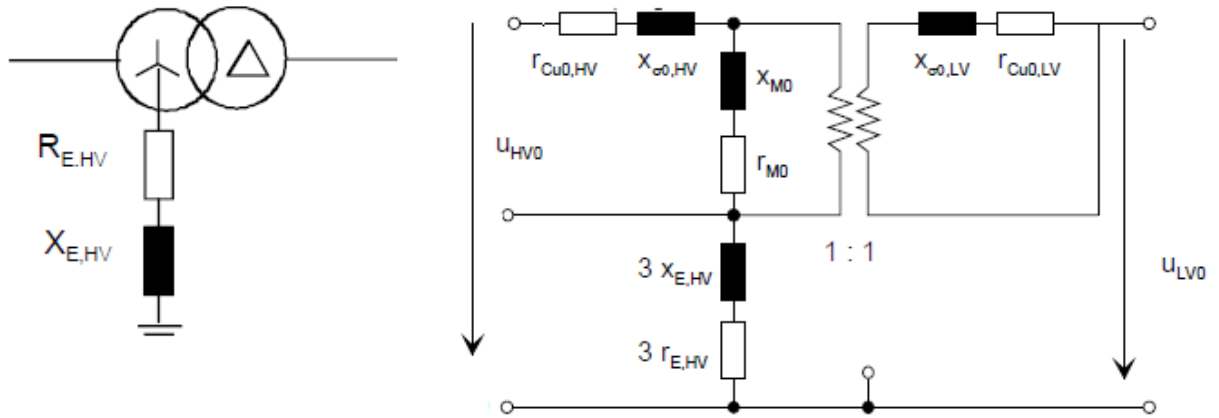


Figura 5.11: Circuito equivalente di un trasformatore YNd alla sequenza zero

Particolari considerazioni vanno eseguite sull'impedenza di magnetizzazione omopolare ($r_{M0} + x_{M0}$) il cui valore influisce il comportamento del circuito per guasto monofase rendendo possibile un transito di corrente omopolare anche al secondario di un trasformatore YNy.

5.6 Linee

Per quanto riguarda le linee si è scelto di utilizzare un modello che non consideri i parametri dipendenti dalla frequenza; la linea è caratterizzata dai parametri espressi in unità della lunghezza alla frequenza del sistema.

Se la frequenza si discosta dal valore nominale, il programma aggiusta le reattanze e le suscettanze di linee in accordo alla nuova frequenza. Le induttanze e capacità rimangono comunque invariate, lo stesso vale per la resistenza, trascurando così l'effetto pelle.

Dato che non si considerano linee lunghe si utilizza un modello a parametri concentrati il cui circuito equivalente a pi-greco è rappresentato in *Figura 5.12*. [5][6]

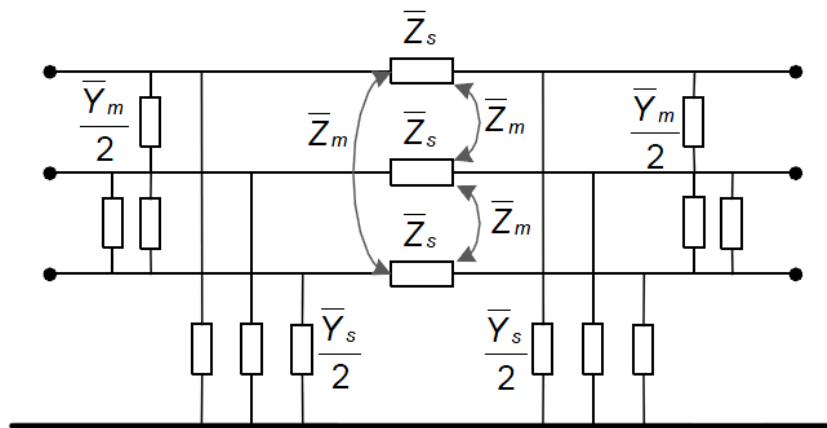


Figura 5.12: Circuito equivalente di una linea trifase

5.7 Carichi

Nei sistemi di potenza il modello del carico elettrico rappresenta un gran numero di apparecchiature elettriche molto differenti tra loro, inoltre non rappresenta solo i carichi direttamente connessi alla rete ma può anche comprendere cabine secondarie, linee di distribuzione ed altri componenti connessi alla rete.

Il modello del carico nelle simulazioni dinamiche deve essere in grado di descrivere come la potenza attiva e reattiva variano in funzione della tensione e della frequenza.

Il modello del carico può essere statico o dinamico:

- **Modello statico:** modello che esprime la potenza attiva e reattiva ad ogni istante come funzione del modulo della tensione e della frequenza allo stesso istante. Questo modello può essere utilizzato appunto per carichi di tipo statico come i carichi resistivi ma anche come approssimazione per carichi dinamici. Alcuni esempi di modello statico sono il modello a corrente costante, il modello a potenza costante ed il modello ad impedenza costante.
- **Modello dinamico:** modello che esprime la potenza attiva e reattiva ad ogni istante come funzione del modulo della tensione e della frequenza anche ad istanti precedenti.

Il carico nelle simulazioni è modellizzato con una percentuale ad impedenza costante ed un'altra con un modello di tipo dinamico (e a sua volta può essere lineare o non lineare) come rappresentato in *Figura 5.13* [7].

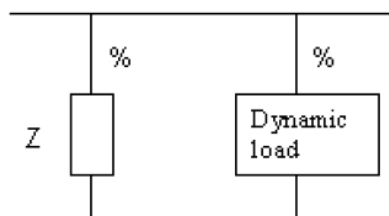


Figura 5.13: Modello del carico elettrico

La parte statica è modellizzata ad impedenza costante ed è rappresentata dalle equazioni [8] :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kpu} \cdot \left(1 + k_{pf} \cdot \frac{\Delta f}{f_0} \right)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kqu} \cdot \left(1 + k_{qf} \cdot \frac{\Delta f}{f_0} \right)$$

Specificando i valori degli esponenti si può modellare il comportamento del carico; se i coefficienti assumono valore 0 significa che non c'è variazione di potenza al variare della tensione, il carico è perciò rappresentato con un modello a potenza costante. Se i coefficienti assumono valore 1 e 2, il carico assume rispettivamente il comportamento a corrente costante ed ad impedenza costante.

Il modello utilizzato da software per approssimare il comportamento di un carico dinamico non lineare è rappresentato dal seguente schema a blocchi (Figura 5.14):

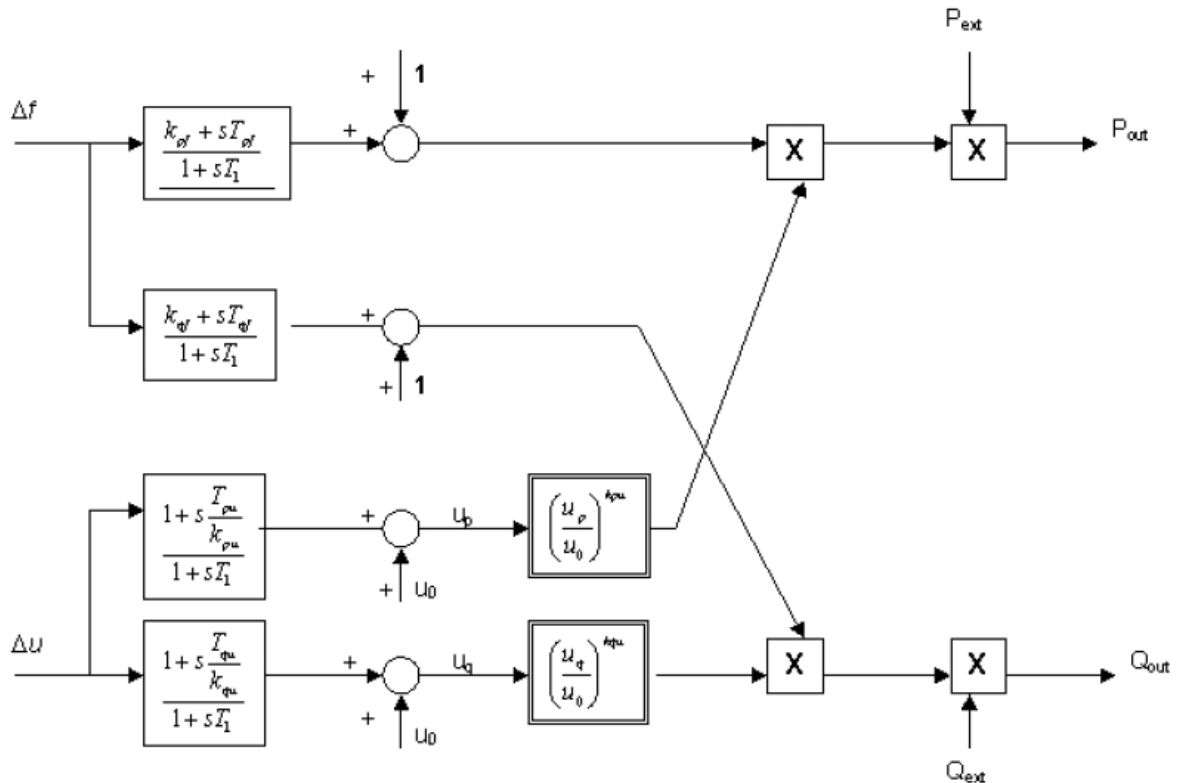


Figura 5.14: Modello utilizzato per approssimare un comportamento non lineare di carichi dinamici

In cui :

$$P_{out} = P_{ext} \left\{ \left[\Delta f \left(\frac{K_{pf} + sT_{pf}}{1 + sT_1} \right) + 1 \right] \left(\frac{u_p}{u_0} \right)^{k_{pu}} \right\}$$

$$u_p = \left[\Delta u \left(\frac{1 + s \frac{T_{pu}}{K_{pu}}}{1 + sT_1} \right) + u_0 \right]$$

$$Q_{out} = Q_{ext} \left\{ \left[\Delta f \left(\frac{K_{qf} + sT_{qf}}{1 + sT_1} \right) + 1 \right] \left(\frac{u_q}{u_0} \right)^{k_{qu}} \right\}$$

$$u_q = \left[\Delta u \left(\frac{1 + s \frac{T_{qu}}{K_{qu}}}{1 + sT_1} \right) + u_0 \right]$$

Dove si indica con:

P_{ext} , Q_{ext} , u_0 : condizioni iniziali;

Δf : variazione della frequenza del carico rispetto al valore iniziale in p.u.

Δu : variazione della tensione alle sbarre del carico rispetto al valore iniziale in p.u.

I parametri che è possibile modificare in questo modello sono i coefficienti k di dipendenza della potenza attiva e reattiva dalla tensione e dalla frequenza e le costanti di tempo T .

Tale modello è valido in un limitato range di tensione definito dalle variabili u_{min} e u_{max} ; fuori da tale intervallo la potenza è modificata secondo quanto mostrato in *Figura 5.15*:

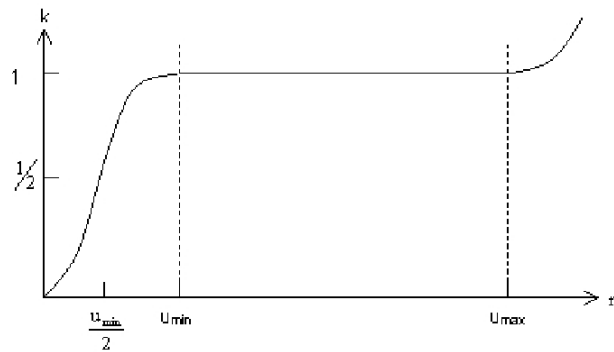


Figura 5.15: Approssimazione per tensioni superiori od inferiori al modello del carico dinamico

Riferendosi a quanto illustrato dallo schema a blocchi e dalla *Figura 5.15* è possibile esprimere le equazioni del carico per l'intero range di tensione come:

$$P = kP_{out}$$

$$Q = kQ_{out}$$

$$k = 1 \quad : \quad u_{min} < u < u_{max}$$

$$k = \frac{2|u|^2}{u_{min}^2} \quad : \quad 0 < u < \frac{u_{min}}{2}$$

$$k = 1 - 2 \left(\frac{|u| - u_{min}}{u_{min}} \right)^2 \quad : \quad \frac{u_{min}}{2} < u < u_{min}$$

$$k = 1 + (u - u_{max})^2 \quad : \quad u > u_{max}$$

È importante la modellizzazione del tipo di carico in quanto un modello ad impedenza costante è stabilizzante poiché quando la tensione varia, per via di uno squilibrio di potenza, il carico modifica il suo assorbimento aiutando a smorzare le oscillazioni di frequenza e tensione; viceversa un modello a potenza costante mantiene costante l'assorbimento di potenza al variare della frequenza e della tensione senza avere nessun effetto smorzate sui transitori.

5.8 Sistemi di protezione

Sono disponibile nella libreria del software *Powerfactory* differenti tipi di protezione; ogni protezione è caratterizzata da un trasformatore di misura, un equipaggio di misura, uno o più relè ed una logica che genera il segnale di scatto.

Trasformatori di misura

Il trasformatore di misura, TA oppure TV, è associato ad ogni protezione e misura rispettivamente la corrente o la tensione.

In particolare l'uscita della tensione alla sequenza diretta di un TV date le tre tensioni di fase u_a, u_b, u_c è:

$$u = \frac{1}{3} \cdot \left(u_a + \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot u_b + \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot u_c \right)$$

Mentre per un TA le correnti alla sequenza diretta sono calcolate come:

$$i = \frac{1}{3} \cdot \left(i_a + \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot i_b + \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot i_c \right)$$

L'equipaggio di misura

L'equipaggio di misura è lo stadio in ingresso dei relè: riceve il segnale del trasformatore di misura, lo campiona e fornisce a ciascun relè la propria grandezza.

I parametri fondamentali sono:

- tensione nominale;
- tempo di misura della frequenza;
- tensione misurata;
- valore minimo di tensione.

Relè

Il relè confronta la grandezza misurata (in uscita dall'equipaggio di misura) con un valore di soglia.

I parametri del relè sono di seguito elencati:

- Soglia: se la grandezza è minore o maggiore (dipende se il relè è di minimo o di massimo) di questo valore limite, si attiva il segnale di starting;
- Time delay: intervallo di tempo durante il quale deve perdurare la violazione per avere il segnale di tripping. Questo va in ingresso alla logica che a sua volta genererà il segnale di intervento della protezione.

- Reset time: se i segnali di starting e tripping sono alti e la grandezza monitorata rientra nella finestra di non intervento per un intervallo di tempo pari al reset time, questi si resettano.

Logica

Ciascuno dei segnali di tripping dei vari relè che costituiscono la protezione non implicano direttamente l'intervento della protezione; i vari segnali vengono elaborati da una logica che poi genera il segnale di apertura.

Nella rete utilizzata nella simulazione si sono usate principalmente protezioni di massima corrente poste in testa di ogni feeder MT in partenza dalla cabina primaria.

5.9 Bibliografia

- [1] *DIgSILENT Technical Documentation: Synchronous Generator*
- [2] *DIgSILENT Technical Documentation: Static Generator*
- [3] *DIgSILENT Technical Documentation: Photovoltaic System*
- [4] *DIgSILENT Technical Documentation: Two-Winding Transformer (3-Phase)*
- [5] *DIgSILENT Technical Documentation: Overhead line models*
- [6] *DIgSILENT Technical Documentation: Cable System*
- [7] *DIgSILENT Technical Documentation: General Load Model*
- [8] *DIgSILENT Technical Documentation: Complex Load Model*
- [9] *DIgSILENT Technical Documentation: Current Measurement*
- [10] appunti dei corsi di impianti di produzione, modellistica delle macchine e sistemi elettrici per l'energia

6. Simulazioni Media Tensione

6.1 Introduzione

Sono state effettuate simulazioni dinamiche di tipo RMS di una rete reale di distribuzione a struttura radiale, al fine di studiare in modo approfondito la dinamica delle grandezze di rete, in particolare frequenza e tensione, osservando entro che limiti variano a seguito di cortocircuiti. I risultati ottenuti sono stati confrontati con quanto prescritto dall'allegato A70 del codice di rete con l'obiettivo di verificare l'effettiva efficacia del SPI ovvero che vi sia l'attivazione delle soglie strette in frequenza e la successiva disconnessione della GD dal feeder guasto per evitare così la possibile insorgenza dell'isola.

In particolare le simulazioni hanno previsto la simulazione di guasti polifase e monofase in vari punti della rete monitorando il comportamento del SPI per:

- Guasti interni: si è indagata la tensione diretta, inversa ed omopolare oltre che la frequenza ai capi della GD presente sul feeder guasto con lo scopo di osservare un'eventuale funzionamento in isola indesiderata e verificarne l'individuazione da parte delle protezioni,
- Guasti esterni: si sono monitorate le tensioni diretta, inversa ed omopolare oltre che la frequenza ai capi della GD posizionata su altri feeders rispetto a quello in cui si è simulato il guasto con lo scopo di osservare come variano le grandezze di rete ed il comportamento del SPI.

Inoltre con tale studio, confrontato con quello del capitolo dell'analisi in AT (*capitolo 4*), si cercherà di introdurre le basi per poter identificare dei valori ottimali per le soglie di sblocco voltmetrico.

6.2 La rete

Le simulazioni sono effettuate su una rete reale di tipo rurale del centro Italia. I dati utili per realizzare il modello della rete sono stati forniti dal dipartimento di Energia del Politecnico di Milano.

La cabina della rete in analisi è composta da una sbarra MT a tensione nominale 10 kV, collegata alla rete AT tramite due trasformatori in parallelo (Figura 6.1). Da tale sbarra si diramano 8 feeders e si attesta inoltre una sbarra a 6,4 kV collegata tramite due trasformatori da cui si diramano altri 3 feeders. In totale la rete si estende per 159,4 km di cui 42,5 km in cavo (26,7%) ad essa sono collegati carichi per una potenza totale di circa 22 MW ed è connessa generazione diffusa per 15 MVA.

Nel seguito si descrivono i componenti che costituiscono il modello di rete.

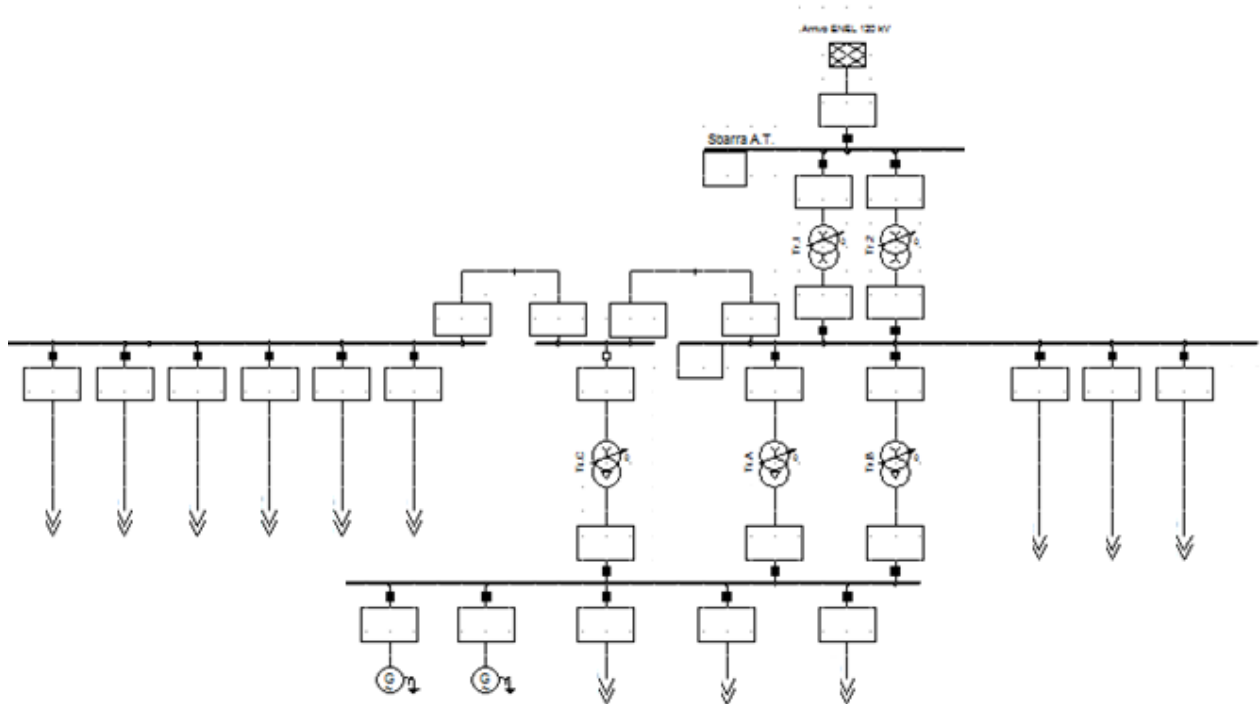


Figura 6.1: Schema della cabina primaria

6.2.1 Linee

Le linee utilizzate sono 448, e sono state caratterizzate a seconda del tipo (aerea o in cavo), sezione e materiale attraverso dei modelli realizzati nella libreria del software *DigSilent*. Di seguito (Tabella 6.1) sono elencati i vari tipi di linee utilizzati con i loro parametri.

Line Type	Tipo	Corrente nominale[kA]	Rd -Ri [Ohm/km]	Xd- Xi[Ohm/km]	R0 [Ohm/km]	X0[Ohm/km]
AEREA Acc Al 3X110	aerea	0,270	0,487	0,346	0,620	1,600
AEREA Al 3X240	aerea	0,533	0,165	0,312	0,165	0,936
AEREA Al 3X35	aerea	0,140	1,130	0,414	1,130	1,244
AEREA CU 3X16	aerea	0,100	1,150	0,439	1,295	1,609
AEREA CU 3X25	aerea	0,140	0,727	0,425	0,872	1,595
AEREA CU 3X35	aerea	0,175	0,524	0,415	0,669	1,584
AEREA CU 3X50	aerea	0,225	0,410	0,398	0,555	1,567
AEREA CU 3X70	aerea	0,280	0,268	0,389	0,413	1,558
AEREA CU 3X95	aerea	0,350	0,1983	0,377	0,258	1,547
RG7H1R_3X150	cavo	0,330	0,1786	0,078	1,015	0,467
RG7H1R_3X25	cavo	0,120	0,925	0,160	3,500	0,800
RG7H1R_3X50	cavo	0,180	0,670	0,145	3,500	0,800
RG7H1R_3X95	cavo	0,260	0,250	0,115	2,045	0,650

Tabella 6.1: Dati delle linee

6.2.2 Rete di trasmissione e cabina primaria

La rete di trasmissione in alta tensione è rappresentata dal nodo di saldo che impone una tensione $V=1$ p.u. con angolo $\delta=0$. In caso di transitori la rete viene simulata come un generatore sincrono di inerzia molto elevata le cui caratteristiche sono sintetizzate in *Tabella 6.2*.

V_n [kV]	120
T_s [s]	99
S_k [MVA]	1060
I_k [kA]	5,1
R/X	0,04

Tabella 6.2: Dati della rete a potenza prevalente

La rete di distribuzione è connessa alla rete di trasmissioni tramite due trasformatori AT/MT, le cui caratteristiche sono riassunte in *Tabella 6.3*:

A_n [MVA]	16
V_{nAT} [kV]	127
V_{nBT} [kV]	10
Gruppo orario	YnY
Vcc% [p.u.]	12,14
P_o [kW]	18
P_{cc} [kW]	88
I_{nAT} [A]	73
I_{nBT} [A]	924
X/R	22,05

Tabella 6.3: Dati trasformatore CP

È inoltre presente in CP una sbarra 6,4 kV collegata alla sbarra 10 kV tramite due trasformatori in parallelo da 4 MVA più un terzo trasformatore di riserva. In *Tabella 6.4* sono citate le caratteristiche principali.

A_n [MVA]	4
V_{nAT} [kV]	10
V_{nBT} [kV]	6,4
Gruppo orario	Yd11
$V_{cc\%}$ [p.u.]	5,15
P_o [kW]	1,5
P_{cc} [kW]	15
I_{nAT} [A]	231
I_{nBT} [A]	361
X/R	13,69

Tabella 6.4: Dati trasformatore sbarra 10/6,4 kV

6.2.3 Unità GD

Sono presenti diverse unità di generazione distribuita nella rete:

- sulla sbarra a 6,4 kV è connessa una centrale idroelettrica caratterizzata da due generatori sincroni trifase da 3500 kVA e tensione nominale 6,4 kV (quindi non vi è interposto nessun trasformatore di centrale) (GD_CP_1 e GD_CP_2);
- sul feeder 4 è presente un impianto fotovoltaico da 1400 kVA (GD_4_1);
- sul feeder 5 è presente un turbogas realizzato con un generatore sincrono trifase di potenza 560 kVA e tensione nominale di 6,3 kV connesso alla rete di distribuzione a 10 kV tramite un trasformatore da 5500 kVA 6,3/10 kV (GD_5_1);
- sul feeder 7 è presente una centrale idroelettrica costituita da un generatore sincrono trifase da 2400 kVA e 6,4 kV connesso alla rete di distribuzione tramite un trasformatore da 3 MVA 6,4/10 kV (GD_7_1);
- lungo il feeder 10 è connesso un impianto fotovoltaico da 520 kVA (GD_10_2) ed una centrale idroelettrica composta da un generatore sincrono trifase di 1185 kVA e 690 V connesso alla rete di distribuzione tramite un trasformatore da 1600 kVA 0,69/10 kV (GD_10_1);
- sul feeder 11 sono presenti un impianto fotovoltaico da 500 kVA (GD_11_2) e l'impianto di un autoproduttore da biomassa costituito da due generatori sincroni trifase da 500 kVA di cui uno di riserva ed un generatore sincrono trifase da 450 kVA connessi alla rete di distribuzione tramite due trasformatori in parallelo da 800 kVA 0,4/10 kV (GD_11_1).

I generatori sincroni trifase sono dotati di regolatore della tensione; per gli impianti idroelettrici è costituito da un regolatore di tensione rotante in continua, mentre per gli altri impianti è stato utilizzato un regolatore statico.

Nelle simulazioni non si considera il regolatore di frequenza-potenza in quanto si presume che, nell'intervallo di simulazione considerato (i primi 600-700 ms dopo l'insorgere del guasto), questo non intervenga a causa delle dinamiche lente del gruppo.

Durante l'analisi si userà il termine GD rotante e GD statica; con GD rotante si definiscono impianti costituiti da macchine rotanti direttamente connessi alla rete di distribuzione mentre con GD statica si definiscono gli impianti di generazione diffusa connessi alla rete di distribuzione tramite un convertitore statico.

6.2.4 Carichi

I carichi sono di tipo Z (ad impedenza costante) ovvero al diminuire della tensione diminuisce la potenza assorbita secondo una legge quadratica: $A = \frac{V^2}{Z}$; come mostrato nella *Figura 6.2*, in cui si nota che la diminuzione di tensione provoca una diminuzione della potenza assorbita del carico.

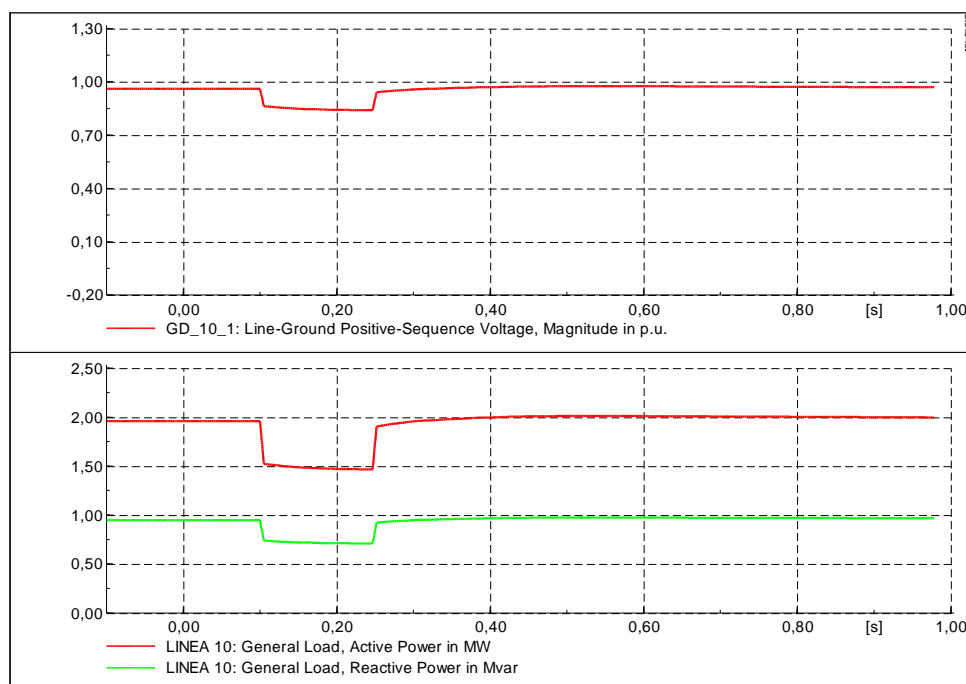


Figura 6.2: a) variazione della tensione; b) P e Q del carico

I carichi sono distribuiti lungo i feeder e rappresentano i prelievi di potenza delle utenze MT o delle cabine secondarie. La potenza nominale di tali carichi è stata opportunamente scalata per rendere la simulazione più realistica considerando fattori di contemporaneità ed utilizzo.[1]

Nella *Tabella 6.5* sono riassunte le grandezze che caratterizzano la rete:

	Tensione [kV]	P carico[MW]	Q carico[Mvar]	A generatori [MVA]	Lunghezza [Km]	% cavo
Feeder 1	6,4	2,416	0,253	-	16,095	31,90
Feeder 2	6,4	2,892	1,401	-	18,737	36,21
Feeder 3	10	0,514	0,249	-	36,646	3,92
Feeder 4	10 /6,4	3,334	0,491	1,4	6,834	88,29
Feeder 5	10	1,331	0,644	5,6	0,160	100
Feeder6	10	2,271	1,100	-	5,530	38,97
Feeder 7	10	1,931	0,935	2,4	14,330	24,67
Feeder 8	6,4	1,324	0,641	-	12,522	39,36
Feeder 9	10	1,288	0,624	-	5,371	36,77
Feeder 10	10	2,742	1,328	1,705	36,660	23,12
Feeder 11	10	2,024	0,98	3,95	6,507	29,80
TOT		22,067	8,646	15,055	159,3902	26,70

Tabella 6.5: riassunto potenza carichi e generatori distribuite sui vari feeders

6.2.5 Protezioni

Ogni feeder in partenza dalla CP è dotato di una protezione di massima corrente. Le soglie con cui sono state tarate le protezioni sono quelle realmente adottate dal DSO per questa porzione di rete di distribuzione; tali soglie sono riassunte nella *Tabella 6.6*:

FEEDER	I> t1	I>> t2	I>>> t3	I0> t01	I0>> t02
Feeder 1 (6,4 kV)	384 A 1,5 s	798 A 0,15 s	1800 A 0,02 s	0,5 A 5,0 s	4,0A 0,5 s
Feeder 2 (6,4 kV)	402 A 1,5 s	798 A 0,15 s	1800 A 0,02 s	0,4 A 5,0 s	4,0A 0,5 s
Feeder 3	150 A 1,0 s	450 A 0,10 s	-	1,6 A 0,5 s	-
Feeder 4	300 A 1,0 s	1500 A 0,10 s	-	1,7 A 0,5 s	-
Feeder 5	405 A 1,0 s	1800 A 0,10 s	-	1,9 A 0,5 s	-
Feeder6	300 A 1,0 s	900 A 0,10 s	-	1,6 A 0,5 s	-
Feeder7	300 A 1,0 s	900 A 0,10 s	-	1,7 A 0,5 s	-
Feeder 8 (6,4 kV)	240 A 1,5 s	500 A 0,15 s	900 A 0,05 s	0,5 A 5,0 s	4,0A 0,5 s
Feeder 9	300 A 1,0 s	900 A 0,10 s	-	1,9 A 0,5 s	18,5 s 0,3 s
Feeder 10	420 A 1,0 s	900 A 0,10 s	-	1,5 A 0,6s	15,1 s 0,3 s
Feeder 11	420 A 1,0 s	900 A 0,10 s	-	1,7 A 0,5s	17,3s 0,3 s

Tabella 6.6: Soglie delle protezioni di massima corrente poste ad inizio feeder

6.3 Simulazioni

Sono stati simulati guasti trifase, monofase e bifase isolati in tre punti significativi dei feeders con presenza di GD (*Figura 6.3*):

- posizione 1: guasto in prossimità della cabina primaria,
- posizione 2: guasto circa a metà del feeder,
- posizione 3: guasto alla fine del feeder.

Tali simulazioni hanno l'obiettivo di valutare l'andamento della frequenza e del modulo della tensione al punto di connessione delle unità GD, in particolare si vuole osservare se le oscillazioni superano le soglie di blocco voltmetrico di taratura del SPI. Le oscillazioni sono dovute al guasto ed alla successiva apertura della protezione di massima corrente posta ad inizio feeder, queste oscillazioni sono monitorate dal SPI che dovrà in questo caso fungere da protezione anti-islanding. Un'altra grandezza monitorata è il tempo in cui il SPI disconnette la GD, in caso di apertura dell'interruttore di massima corrente in cabina primaria, in modo da evitare l'effetto di pericolose richiusure automatiche.

Il SPI è realizzato secondo quanto prescritto dall'allegato A70 del codice di rete ed in particolare le soglie sono state tarate con i seguenti valori:

-sblocco voltmetrico di massima **tensione omopolare**: valore della soglia **5%**

- sblocco voltmetrico di massima **tensione inversa**: valore della soglia **15%**

- sblocco voltmetrico di minima **tensione diretta**: valore della soglia: **70%**

Tali soglie provocano lo sblocco **istantaneo** e si ha il passaggio dalle soglie larghe di frequenza (**47,5 Hz e 51,5 Hz**) alle soglie strette (**49,7 Hz e 50,3 Hz**).

Oltre a questi valori di tensione sono presenti anche soglie di tensione ritardate che provocano la disconnessione diretta della GD (vedi capitolo 3)

Si precisa che non viene simulato l'intervento di relè di questo tipo, vengono monitorate le grandezze ed osservato l'eventuale sconfinamento nella zona di intervento.

Inoltre si è osservato il comportamento del SPI in un'ottica più allargata rispetto a quanto previsto dall'allegato A70: il ruolo dell'SPI consiste nel sconnettere la GD evitando l'islanding e mantenendo la selettività rispetto a eventi sulla rete di trasmissione al fine di mantenere un adeguato grado di sicurezza del sistema. In questo studio oltre a verificare tale fatto, si è analizzata la selettività dell'SPI per guasti in media tensione, ossia mantenere connessa la GD sui feeders MT sani a fronte di un guasto su un feeder MT adiacente. Questo aspetto non è considerato dall'allegato A70 in quanto si occupa principalmente della sicurezza del sistema e secondariamente di eventuali scatti "intempestivi" sulla MT, ciò ha però valore per i proprietari di GD che rimanendo insensibili anche a perturbazioni in media tensione continuano ad immettere potenza in rete e quindi ad essere remunerati.

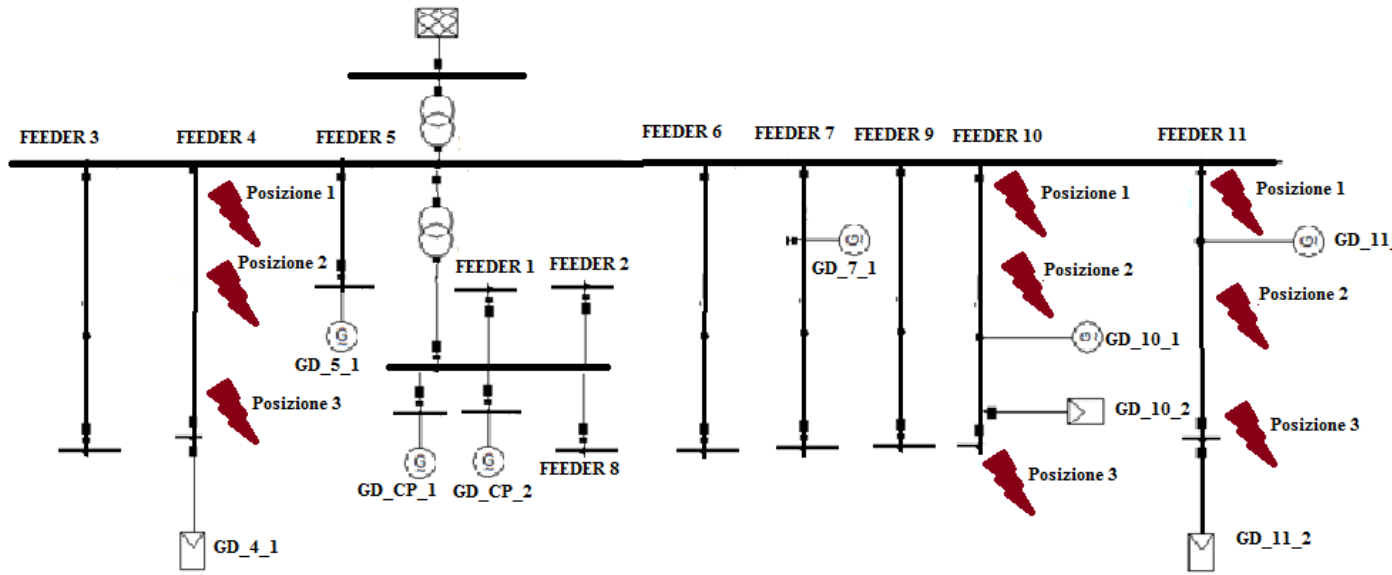


Figura 6.3: Schema riassuntivo.

Dato il gran numero di guasti simulati (27) e di grandezze che sono state monitorate ai capi di ogni GD presente nella rete (9 impianti GD); verrà dato il dettaglio pochi casi significati; tutti i risultati delle simulazioni saranno poi riassunti in forma tabellare.

In *Tabella 6.7* sono elencate le simulazione eseguite, i casi evidenziati sono quelli trattati nel dettaglio nel seguito:

Feeder 4	Guasto trifase	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3
	Guasto bifase isolato	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3
Guasto monofase	posizione 1	
	posizione 2	
	posizione 3	
Feeder 10	Guasto trifase	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3
	Guasto bifase isolato	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3
Guasto monofase	posizione 1	
	posizione 2	
	posizione 3	
Feeder 11	Guasto trifase	posizione 1

		posizione 2
		posizione 3
	Guasto bifase isolato	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3
	Guasto monofase	posizione 1
		posizione 2
		posizione 3

Tabella 6.7: Elenco delle simulazioni eseguite

Per ogni guasto si è monitorato l'andamento della tensione e della frequenza ai capi di tutti gli impianti GD. Da tali risultati è possibile quantificare l'ampiezza delle variazioni di tensione e di frequenza in tutta la rete MT, con particolare attenzione al feeder guasto ed osservare la formazione di un'isola indesiderata transitoria e indagare sul corretto funzionamento dei sistemi di protezione interfaccia basati sullo sblocco voltmetrico.

6.3.1 Guasto trifase posizione 3 feeder 11

Si è simulato un guasto trifase all'istante 0,1 s a fondo feeder 11, in *Figura 6.4* e *Figura 6.5* sono rappresentati gli andamenti della tensione diretta e frequenza ai capi della GD connessa al feeder guasto. Non viene riportato l'andamento della tensione inversa ed omopolare poiché il loro valore risulta nullo, ciò è dovuto al fatto che il guasto simulato è di natura simmetrica.

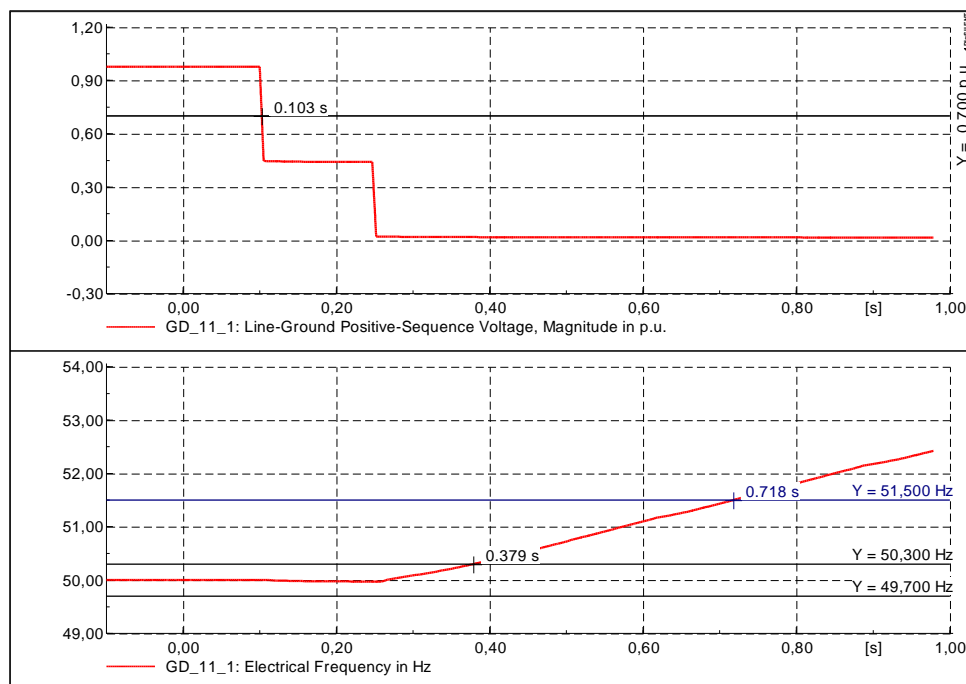


Figura 6.4: a) Tensione diretta e b) frequenza ai capi della GD_11_1

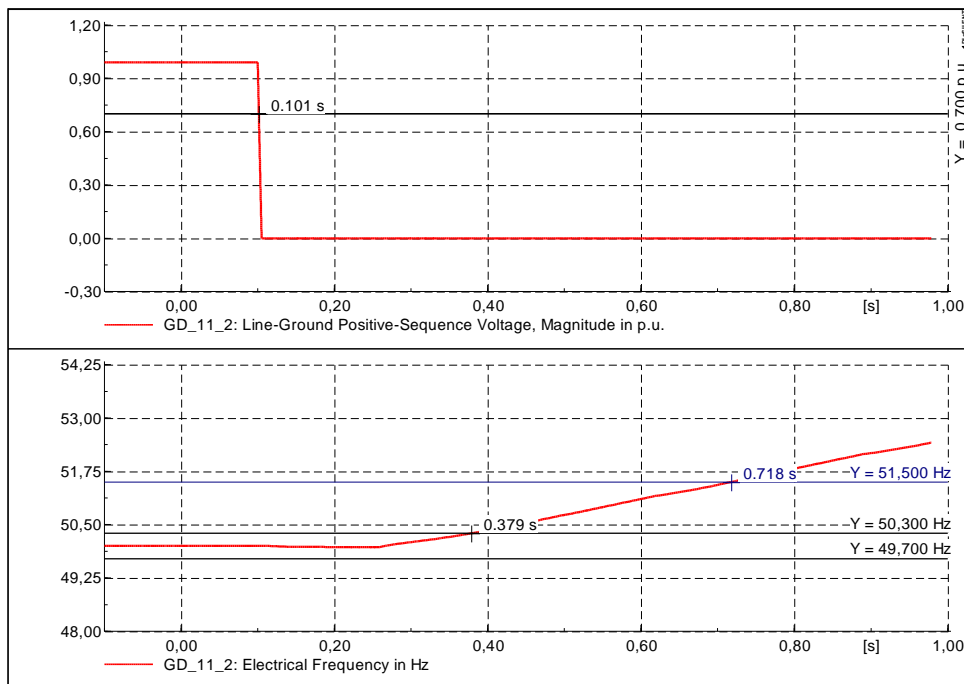


Figura 6.5: a) Tensione diretta e b) frequenza ai capi della GD_11_2

Dalle figure si nota il guasto in 0,1 s e la conseguente diminuzione della tensione diretta, che è in parte sostenuta dalla GD rotante (GD_11_1) oltre che dalla rete, mentre la tensione diretta della GD statica (GD_11_2) diminuisce immediatamente a zero. Ciò è dovuto al fatto che il guasto trifase si frappone tra le due unità GD dividendo di fatto in due tronchi il feeder, nella parte a valle del guasto è presente solo l'unità statica che non è in grado di sostenere la tensione. In *Figura 6.4* si osserva poi il successivo crollo a zero della tensione dovuto all'apertura dell'interruttore ad inizio feeder in 0,246 s, dopo 0,146 dall'insorgere del guasto (la protezione è tarata ad intervenire in 100 ms dall'insorgere del cortocircuito ma si è modellizzato anche un ritardo intrinseco nella protezione) questo giustifica il fatto che la tensione residua successiva al guasto era sostenuta prevalentemente dalla rete esterna. Per quanto riguarda la frequenza si nota che dopo l'intervento della protezione vi è una continua crescita monotona. Tale aumento di frequenza è dovuta al fatto che avendo nel modello carichi di tipo Z, il loro assorbimento di potenza si è ridotto con il diminuire della tensione, la GD si trova perciò a funzionare in un'isola con prevalenza di generazione ed in cui i regolatori di tensione non sono in grado di sostenere la tensione; la potenza fornita dal motore primo va così ad incrementare l'energia cinetica del generatore sincrono determinando l'aumento di frequenza.

In uno scenario di isola guasta la GD in è in grado di sostenere la tensione, la frequenza in questo caso è solo il risultato del modello matematico, nella realtà, con la tensione tendendo a zero, la frequenza non esiste, non ha perciò molto senso parlare di frequenza e squilibri di potenza.

Si osserva che il guasto provoca lo sblocco voltmetrico che attivata le soglie strette di frequenza ed il superamento della soglia stretta avviene in 0,379 s. Se si fosse considerato il superamento della soglia larga di frequenza la disconnessione della GD sarebbe avvenuta in 0,718 s; avverrebbe quindi in un tempo troppo lungo che avrebbe causato problemi durante la richiusura automatica; vi è da precisare però che la disconnessione sarebbe avvenuta anche per l'intervento del relè di minima tensione solitamente tarato ad intervenire in 300 ms.

Di seguito sono riportanti gli andamenti della tensione diretta e della frequenza osservate ai capi dei generatori GD posti in altri feeders della rete.

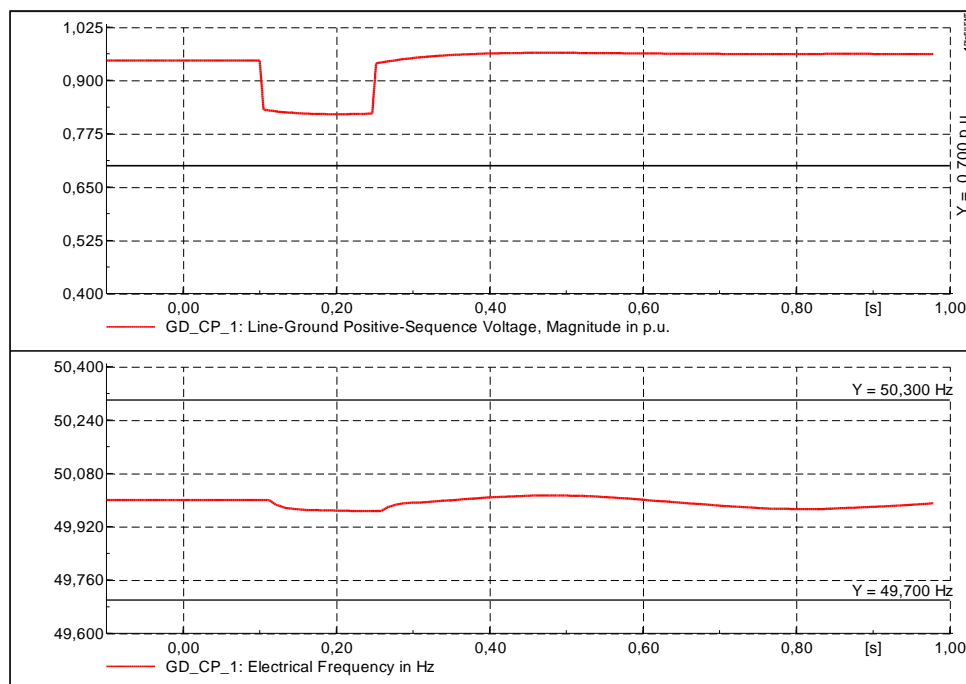


Figura 6.6: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_CP_1

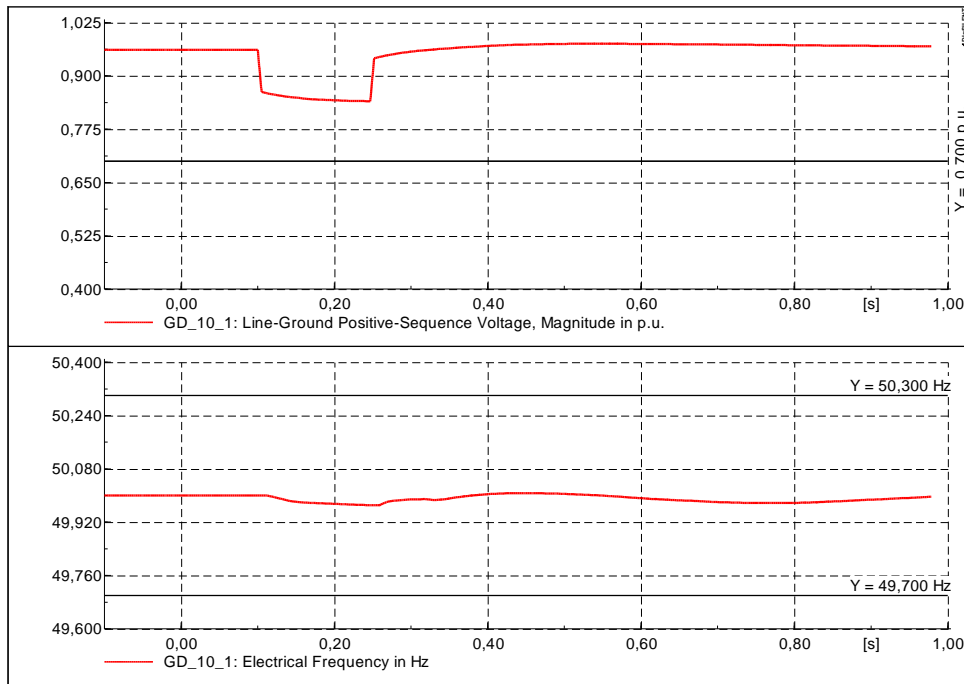


Figura 6.7: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_10_1

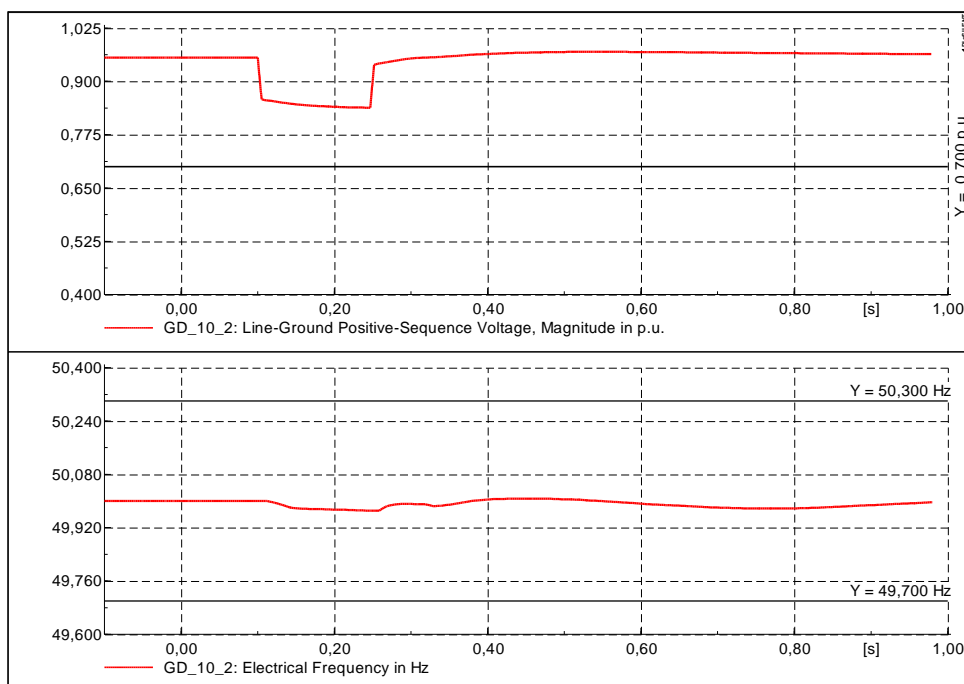


Figura 6.8: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_10_2

Per quanto riguarda il resto della rete si può osservare che il guasto provoca un buco di tensione contenuto; successivamente la tensione ritorna ai valori nominali (dopo una leggera sovralongazione dovuta ai regolatori di tensione) quando interviene la protezione di massima corrente del feeder guasto. La diminuzione della tensione diretta non è tale da superare la soglia per attivare lo sblocco voltmetrico.

La frequenza subisce delle variazioni durante il guasto e dopo l'eliminazione dalla rete del feeder guasto, ma tale variazione è molto contenuta, rientrando all'interno delle soglie larghe di frequenza senza provocare lo scatto intempestivo delle protezioni.

Le conseguenze del guasto trifase hanno effetti più evidenti per la rete man mano che esso avviene vicino alla cabina primaria; la variazione di tensione e frequenza provocata risultano superiori come mostrato nel successivo paragrafo.

6.3.2 Guasto trifase in posizione 1 feeder 11

In questo caso viene simulato un guasto trifase ad inizio feeder 11, immediatamente a valle della sbarra di cabina primaria. Le grandezze variano in modo molto simile nei vari feeder a seconda che il guasto venga simulato su un feeder piuttosto che un'altro, fatto dovuto alla vicinanza del punto di guasto alla CP. Questo tipo di guasto provoca grandi variazioni a tutte le grandezze e causa lo sblocco a soglie strette di tutte le unità GD sottese alla cabina primaria e la variazione di frequenza ne provoca la disconnessione nella maggior parte dei casi, come si può osservare dai grafici ottenuti simulando il guasto trifase sulla feeder 11.

Nei grafici non si riporta il profilo della tensione inversa ed omopolare in quanto il loro profilo risulta piatto, ciò è dovuto al fatto che il guasto simulato è di natura simmetrica.

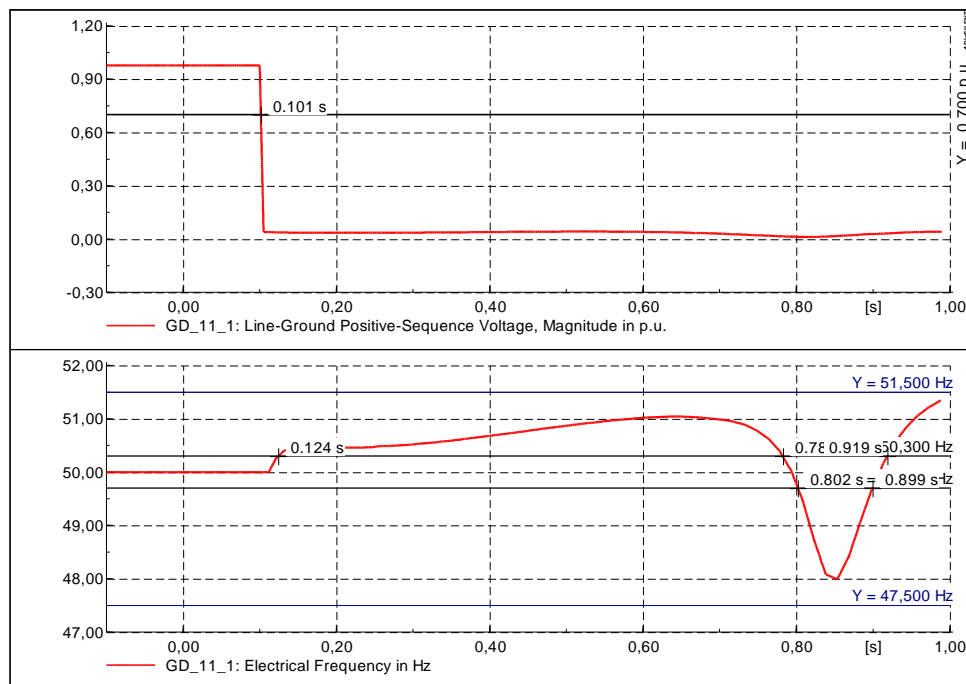


Figura 6.9: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi di GD_11_1

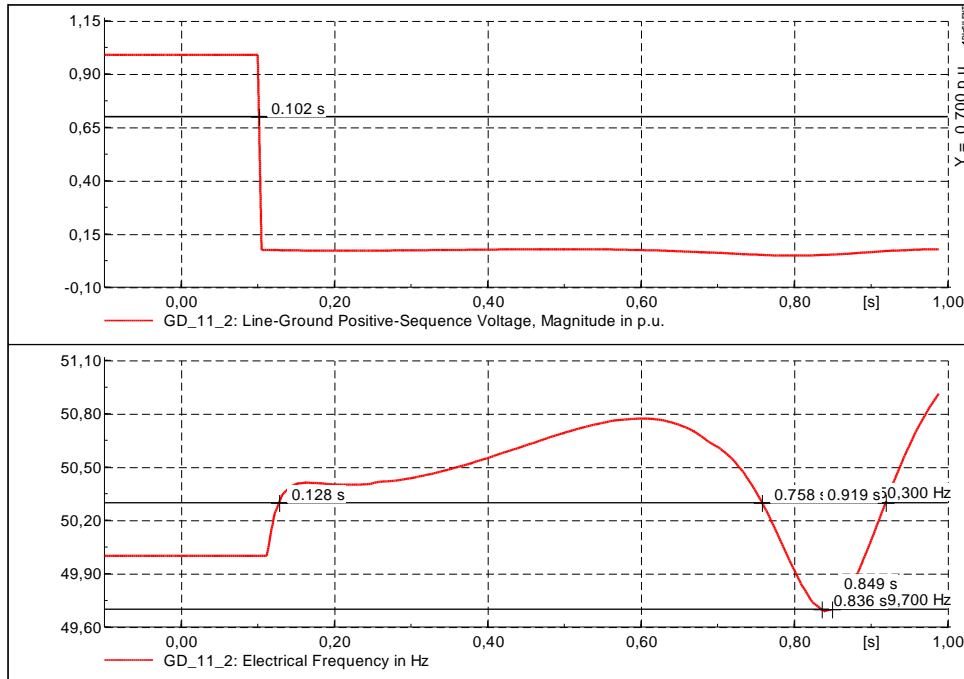


Figura 6.10: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi di GD_11_2

È possibile distinguere in 0,1 s l'insorgere del guasto; il guasto trifase porta quasi a zero la tensione (è solamente sostenuta dalla GD) di tutto il feeder innescando lo sblocco voltmetrico del SPI e il surplus di potenza attiva (dovuto alla riduzione della potenza assorbita dai carichi) provoca un immediato aumento della frequenza che porta alla disconnessione della GD in 0,124 s per quanto riguarda la GD_11_1 e in 0,128 s per quanto riguarda la GD_11_2. La disconnessione della GD sul feeder guasto avviene ancor prima che venga aperto l'interruttore di massima corrente ad inizio feeder in 0,251 s, tale apertura è ben visibile dagli andamenti di tensione delle figure successive. Si nota poi che la frequenza oscilla, ciò è dovuto al fatto che il generatore sincrono non è in grado di lavorare su un feeder guasto e perderebbe il passo.

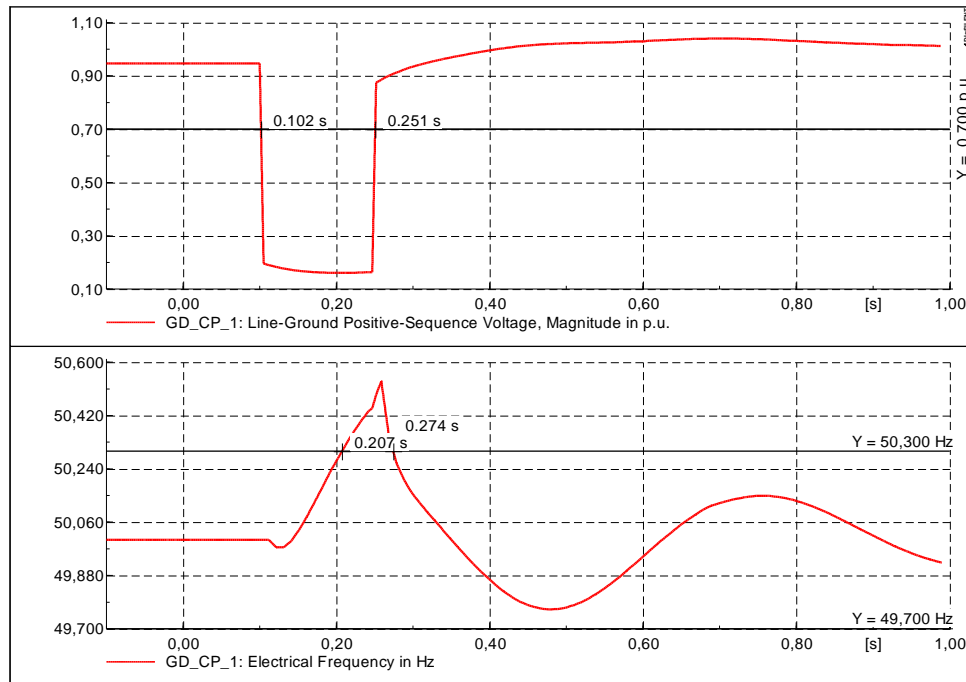


Figura 6.11: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_CP_1

In Figura 6.11 si osserva che il guasto provoca, ai capi della GD_CP_1, un buco di tensione che, data la vicinanza del punto di guasto, risulta molto profondo. Si attivano così le soglie strette di frequenza e la successiva variazione di frequenza provoca la disconnessione della GD_CP_1, anche se essa non risulta posizionata sul feeder guasto, ma l'intensa perturbazione provocata dal guasto ne causa la disconnessione. Ciò avviene anche per altri impianti (GD_10_1; GD_10_2) come mostrato Figura 6.12, Figura 6.13. Si nota che la frequenza sui feeder non guasti aumenta poiché la tensione diminuendo fa diminuire la potenza richiesta dai carichi (modello di tipo Z).

È da sottolineare che il buco di tensione dura fino a 0,251 s; infatti in quell'istante di tempo interviene la protezione di massima corrente del feeder 11 guasto e si isola il guasto dalla rete, riportando la tensione ai valori pre guasto, da notare inoltre l'andamento della tensione dopo il guasto dovuta al sistema di eccitazione.

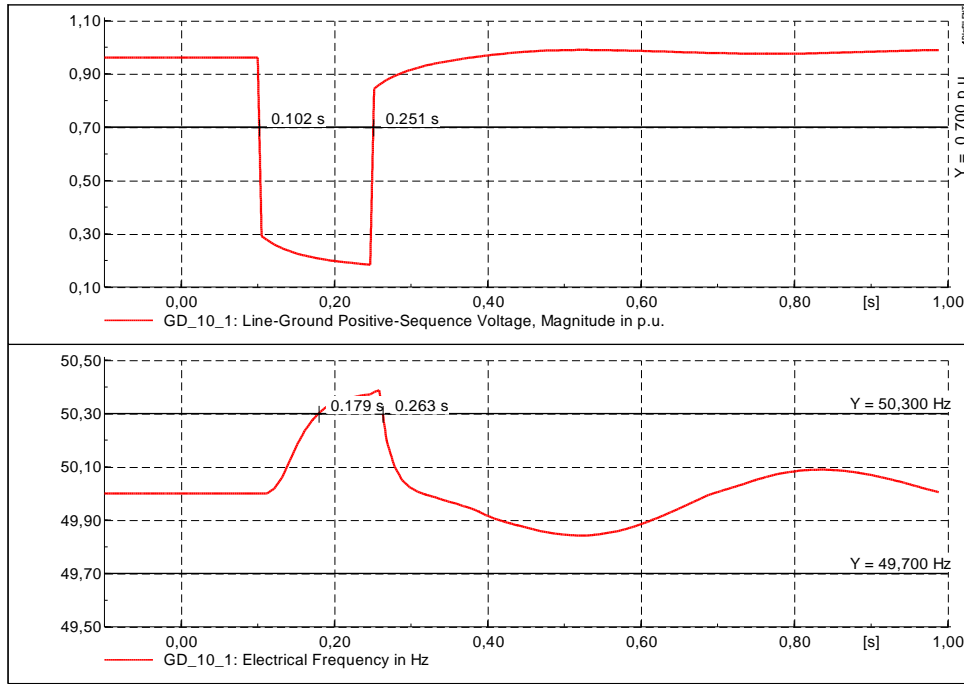


Figura 6.12 : a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_10_1

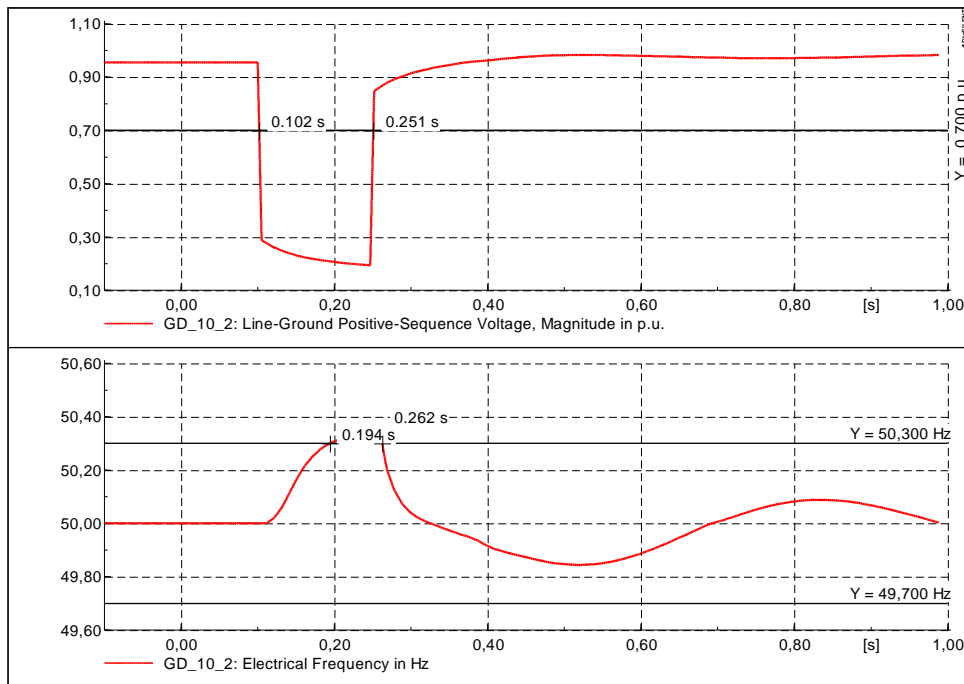


Figura 6.13: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_10_2

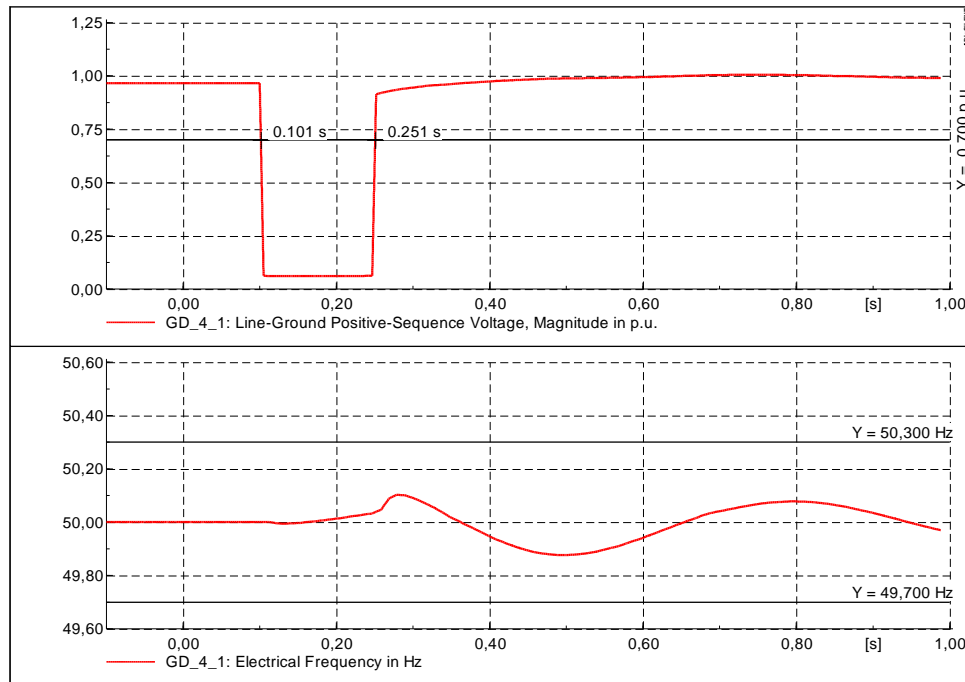


Figura 6.14: a) Tensione diretta b) frequenza ai capi della GD_4_1

Nelle altre GD connesse ad esempio GD_4_1 (Figura 6.14) il buco di tensione è tale da attivare le soglie strette ma la frequenza non varia a sufficienza per superare il limite di disconnessione.

Concludendo, si è osservato che guasti trifase in prossimità della cabina sono eventi traumatici per il sistema, e provocano un profondo buco di tensione che attiva lo sblocco delle soglie strette di tutta la GD connessa alla rete; tale buco di tensione permane sul feeder guasto provocando una variazione di frequenza tale da superare facilmente i limiti, oppure in altri casi oltrepassare le soglie di minima tensione, proteggendo così in modo efficace il sistema dalla formazione dell'isola.

Concludendo quanto osservato per un guasto esterno trifase, non è possibile stabile a priori se la variazione di tensione e la successiva variazione di frequenza provochino l'intervento delle protezioni anti-islanding delle unità GD poste sui feeder sani infatti tale fatto dipende da molteplici fattori quali la distanza del guasto alla cabina primaria, la quantità ed il tipo di unità GD presenti sui feeder sani e le prestazioni del loro sistema di regolazione.

6.3.3 Guasto monofase posizione 3 feeder 11

La principale grandezza che caratterizza il guasto monofase è la tensione omopolare ed il suo andamento dipende fortemente dallo stato del neutro. In questo caso la rete è esercita a neutro isolato; ciò comporta la presenza, in caso di guasto monofase, di una tensione omopolare il cui valore non varia significativamente al variare del punto di guasto. Questo si spiega col fatto che, essendo la rete a neutro isolato, il circuito di sequenza omopolare è costituito unicamente dalle capacità della rete verso terra: dato che la rete è composta in buona parte da conduttori in cavo, il valore delle capacità risulta significativo a

tal punto da rendere trascurabili le cadute di tensione omopolare sugli elementi induttivi della rete. Si manifesterà perciò una tensione omopolare di significativa entità su tutti gli elementi della rete.

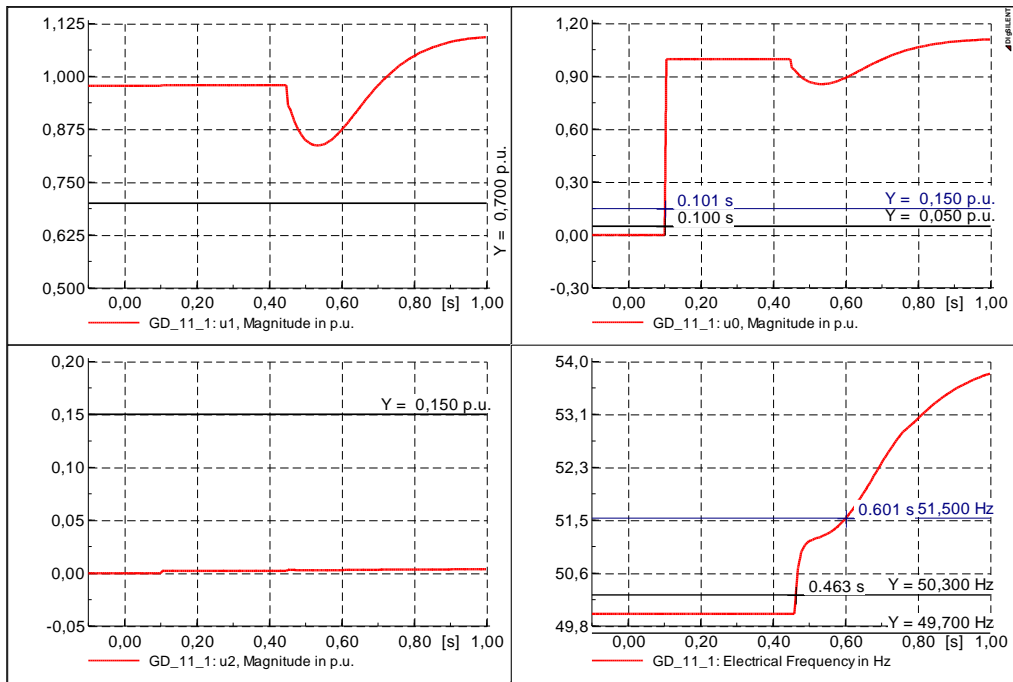


Figura 6.15: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_11_1

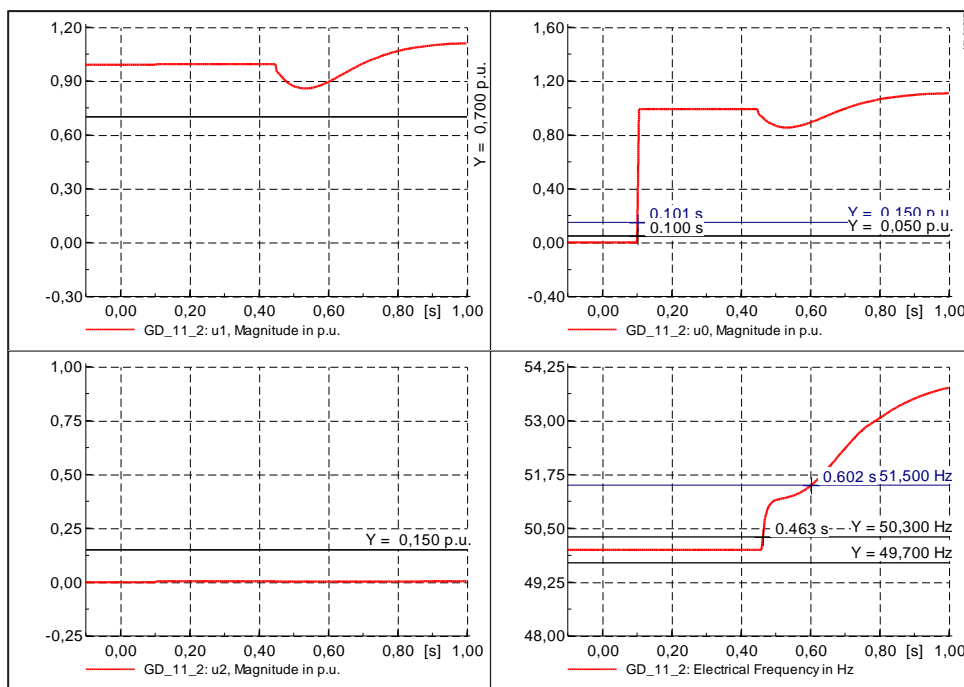


Figura 6.16: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_11_2

Di seguito si analizza il guasto monofase simulato in posizione 3 (a fondo feeder) sul feeder 11; si osservano, oltre alla frequenza, come variano le tensioni di sequenza diretta, inversa ed omopolare sulla

generazione distribuita posizionata sul feeder guasto GD_11_1 e GD_11_2, come mostrato dalla *Figura 6.15* e *Figura 6.16*.

Il guasto avviene in 0,1 s ma come si può notare dai grafici ciò non comporta variazioni significative di tensione diretta e frequenza in quanto la corrente di guasto risulta ridotta poiché limitata dalle capacità parassite dei cavi mentre la potenza continua a transitare sulle altre due fasi sane, quindi non si verificano grossi squilibri di potenza. Quello che si nota è invece un incremento della tensione omopolare che nell'istante di guasto assume immediatamente valori che superano di molto la soglia di sblocco voltmetrico. La protezione di massima corrente posta ad inizio feeder rileva la presenza di una corrente omopolare ed interviene in 0,446 s, dopo circa 0,3 s dall'insorgere del guasto. Avvenuta l'apertura della protezione di massima corrente il feeder guasto si trova a funzionare in una condizione di isola indesiderata, si nota la variazione della frequenza, della tensione omopolare e in minor misura della tensione diretta che però è sostenuta dal sistema di eccitazione e non crolla a zero dopo che la protezione ad inizio feeder ha separato il feeder dal resto della rete.

Nel feeder 11, come è possibile osservare dai dati, la potenza totale della GD installata sul feeder (2,65 MW) è superiore alla potenza totale dei carichi presenti sullo stesso feeder (2.02 MW) quindi il surplus di potenza attiva provoca l'incremento della frequenza (*Figura 6.16 f*).

Se si eliminasse un impianto di produzione ad esempio quello statico, si avrebbe un deficit di potenza attiva e la frequenza decresce, come mostrato nella *Figura 6.17*.

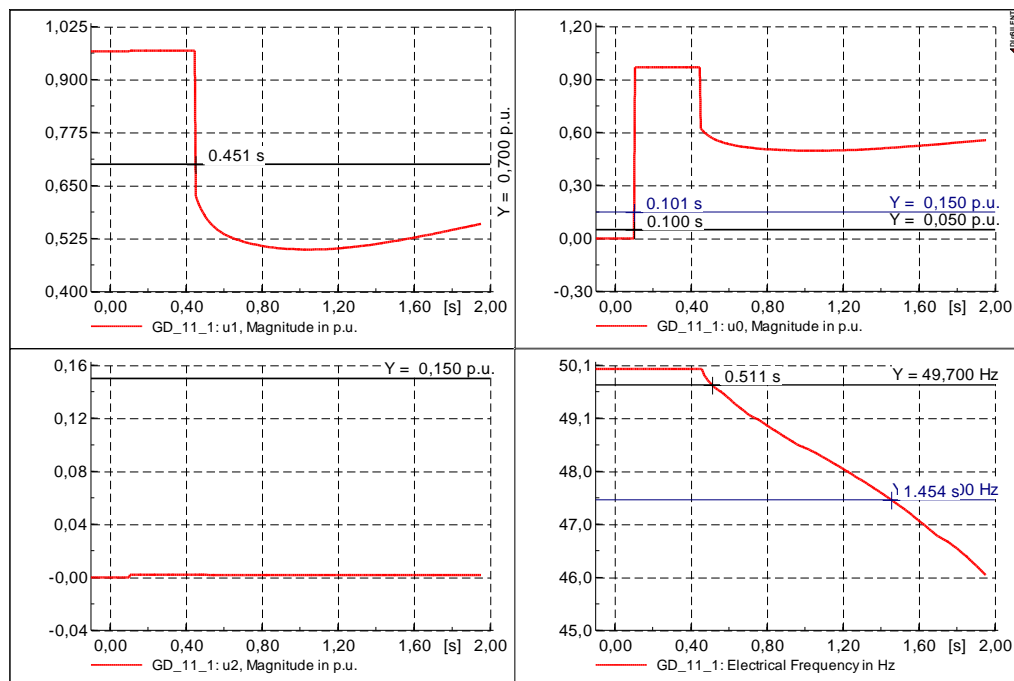


Figura 6.17: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_11_1 in assenza della GD_11_2

Il valore che assume la tensione omopolare è lo stesso che assumono anche gli altri feeder di tutta la rete come si può osservare, dalla *Figura 6.18* e *Figura 6.19*.

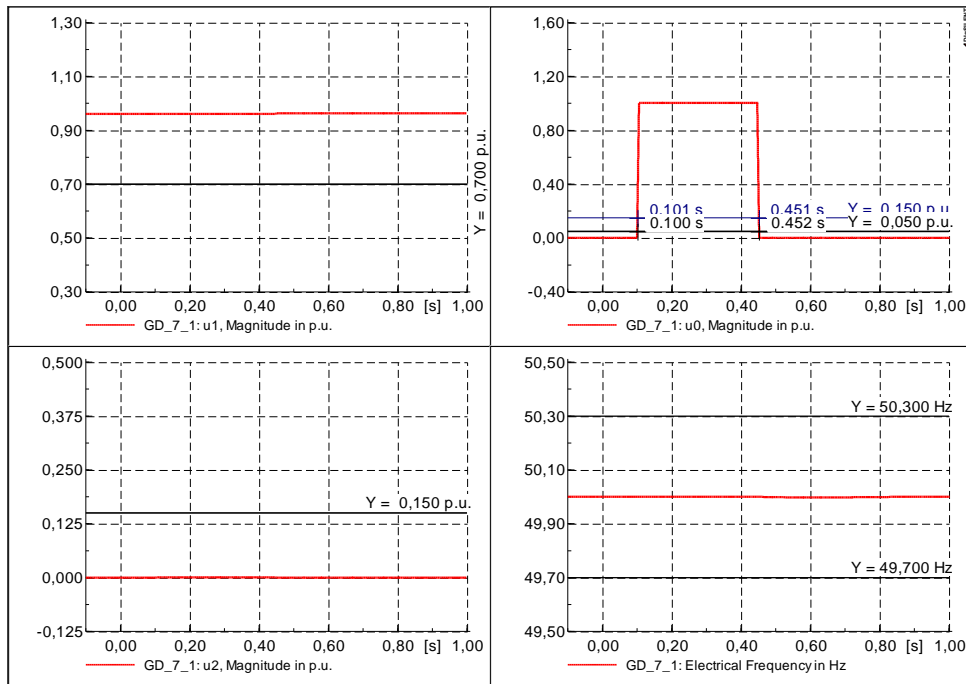


Figura 6.18: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_7_1

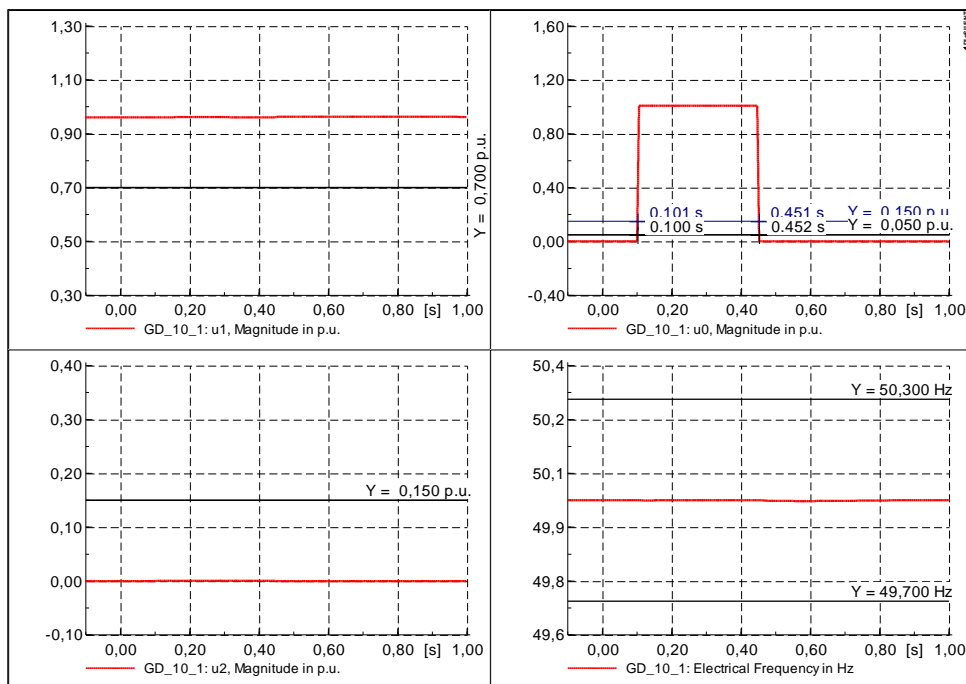


Figura 6.19: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_10_1

Si osserva che le grandezze non subiscono variazioni evidenti a parte la tensione omopolare che ritorna ad essere nulla quando la protezione isola il feeder guasto dal resto della rete.

L'andamento della tensione omopolare a seguito del guasto provoca lo sblocco voltmetrico e la conseguente attivazione delle soglie restrittive di frequenza di tutte le unità GD connesse alla rete, oltre a quelle presenti sul feeder guasto. Il funzionamento con le soglie restrittive non comporta però la

disconnessione delle unità GD in quanto la frequenza, per tale tipo di guasto, si mantiene costante sulla porzione di rete sana senza oltrepassare le soglie (*Figura 6.18 f e Figura 6.19 f*)

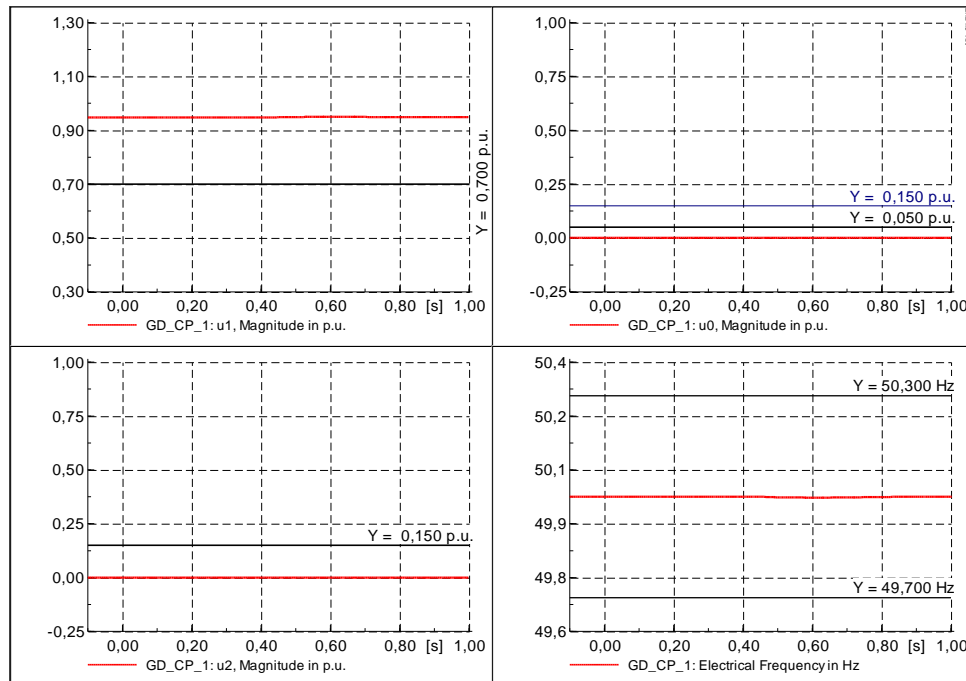


Figura 6.20: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa d) frequenza ai capo della GD_CP_1

Le soglie strette di frequenza non si attivano solamente nella GD connessa alla sbarra 6,4 kV direttamente afferente alla cabina primaria come mostrato in *Figura 6.20 b*, ciò è dovuto alla presenza del trasformatore 6,4/10 kV che collega le due sbarre a tensioni differenti che è realizzato tramite un collegamento stella-triangolo.

6.3.4 Guasto monofase posizione 2 feeder 4

Si esegue la simulazione del guasto monofase in posizione 2 sul feeder 4; tale feeder caratterizzato dalla presenza di una sola unità di generazione distribuita di tipo statico (GD_4_1). Gli andamenti ottenuti sono esposti in *Figura 6.21*.

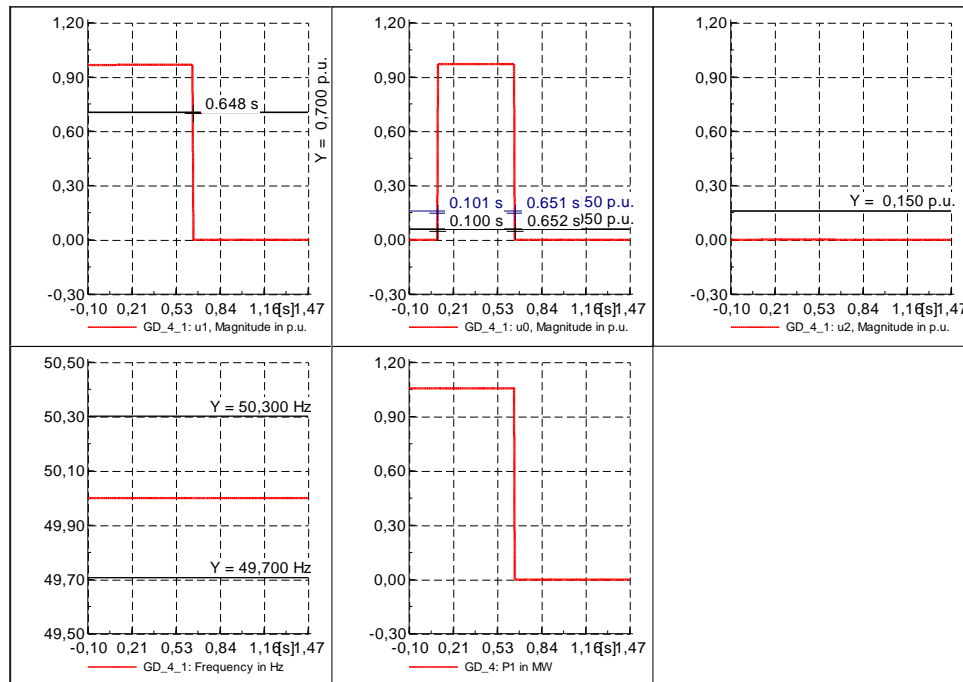


Figura 6.21: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza, e) potenza in uscita dall'inverter della GD_4_1

Il guasto, simulato in 0,1 s, provoca una tensione omopolare che superando le soglie, attiva lo sblocco e una tensione inversa trascurabile; anche le variazioni di tensione diretta può essere trascurata (Figura 6.21 a b, c). Dopo 0,5 s interviene la protezione posta ad inizio feeder attivata dalla corrente omopolare che separa il feeder guasto dal resto della rete; si nota il crollo della tensione poiché l'inverter non è in grado di sostenere la tensione in assenza di rete, in quanto necessita di acquisire la tensione (in particolare la fase) di rete come riferimento. La potenza in uscita dall'inverter quindi si annulla e l'inverter si disconnette dal feeder, inoltre essendo crollata a zero la tensione il carico non assorbe più potenza. Il bilancio di potenza sul feeder risulta essere soddisfatto (potenza richiesta dal carico nulla e potenza immessa dalla GD nulla) basandosi su ciò il software restituisce un valore costante di frequenza pari a quello precedente al raggiungimento di questo equilibrio limite anche se in questo caso non ha più senso parlare di frequenza.

Per quanto riguarda gli altri feeder si hanno comportamenti simili al caso analizzato nel paragrafo 6.3.3.

Riassumendo si evince che è di rilevante importanza osservare la tensione omopolare per riconoscere se la perturbazione che interessa un feeder è dovuta ad un guasto monofase oppure da un evento globale. Risulta però impossibile con reti esercite a neutro isolato o compensato tramite bobina di Petersen individuare attraverso misure locali ai capi della GD se il guasto è avvenuto sul feeder su cui è connessa la GD o un altro situato sulla stessa sbarra di CP, prima che la protezione di massima corrente sia intervenuta. Però tale fatto non provoca scatti intempestivi infatti in caso di guasto monofase si attivano per tutta la GD connessa sui vari feeder le soglie strette di frequenza ma la frequenza varia oltre il limite solo nel feeder guasto e dopo che la protezione di massima corrente ad inizio feeder interviene; si

disconnette perciò la sola GD che potrebbe potenzialmente sostenere un'isola mentre si lasciano in funzione tutte le altre GD.

6.3.5 Guasto bifase isolato posizione 2 feeder 11

Di seguito si analizza il guasto bifase isolato simulato in posizione 2 del feeder 11; si osservano, oltre alla frequenza, come variano le tensioni di sequenza diretta, inversa ed omopolare sulla generazione distribuita posizionata sul feeder guasto GD_11_1 e GD_11_2, come mostrato dalla *Figura 6.22* e *Figura 6.23*.

Per quanto riguarda i guasti bifase isolato si nota una diminuzione di tensione diretta ma soprattutto la comparsa della tensione inversa che è responsabile dell'attivazione della soglia stretta di frequenza.

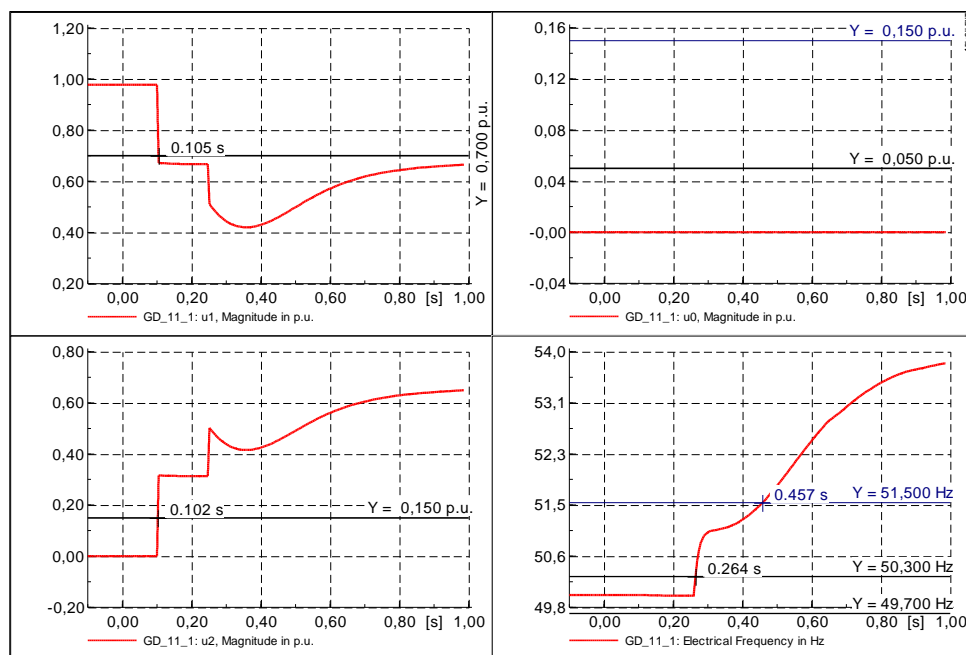


Figura 6.22: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_11_1

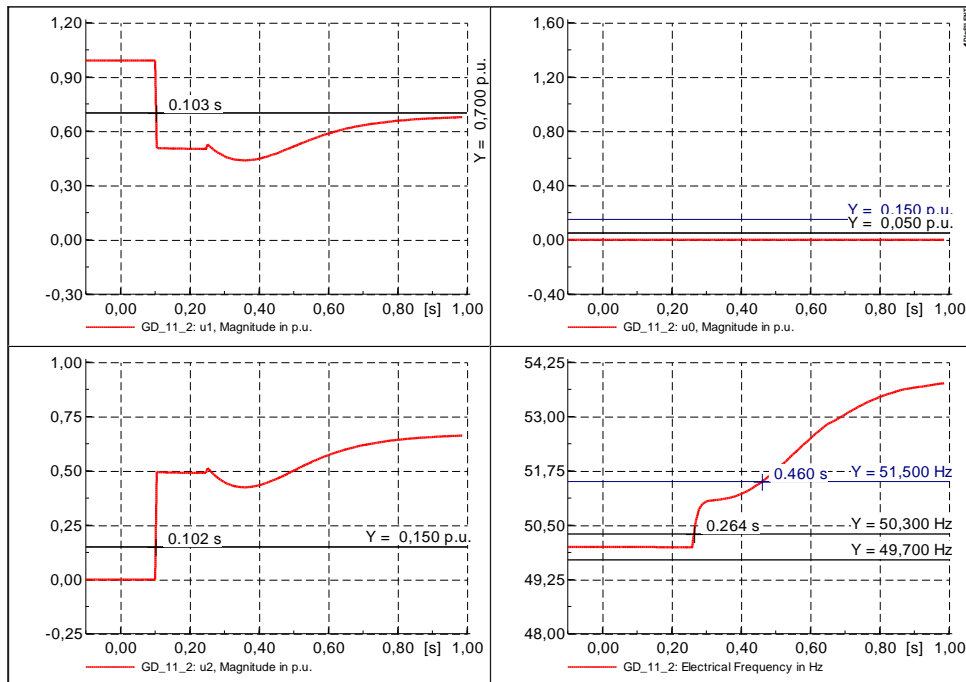


Figura 6.23: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_11_2

la diminuzione della tensione diretta sul feeder e la comparsa della tensione inversa attivano entrambe le soglie strette di frequenza; la tensione omopolare rimane ovviamente nulla. La frequenza invece cresce monotonamente all'apertura della protezione posta ad inizio feeder, che avviene in 0,246 s, ed in 0,264 s supera la soglia innescando lo scatto del SPI.

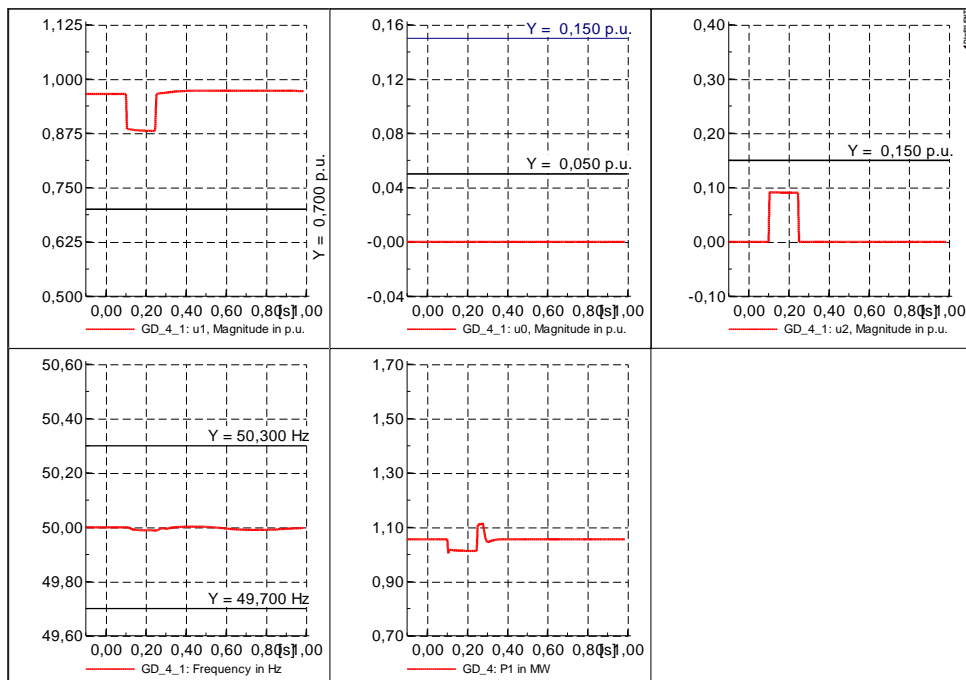


Figura 6.24: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza, e) potenza in uscita dall'inverter della GD_4_1

Negli altri feeders le variazioni di tensione diretta ed inversa non sono sufficienti ad attivare le soglie strette come mostrato in Figura 6.24 e Figura 6.25, è possibile inoltre osservare il ristabilirsi delle condizioni iniziali della tensione dopo che il feeder guasto è stato isolato dal resto della rete.

Da notare la potenza in uscita dall'inverter: una diminuzione di tensione ai suoi morsetti comporta una diminuzione della potenza erogata, mentre un incremento di tensione comporta un aumento di potenza.

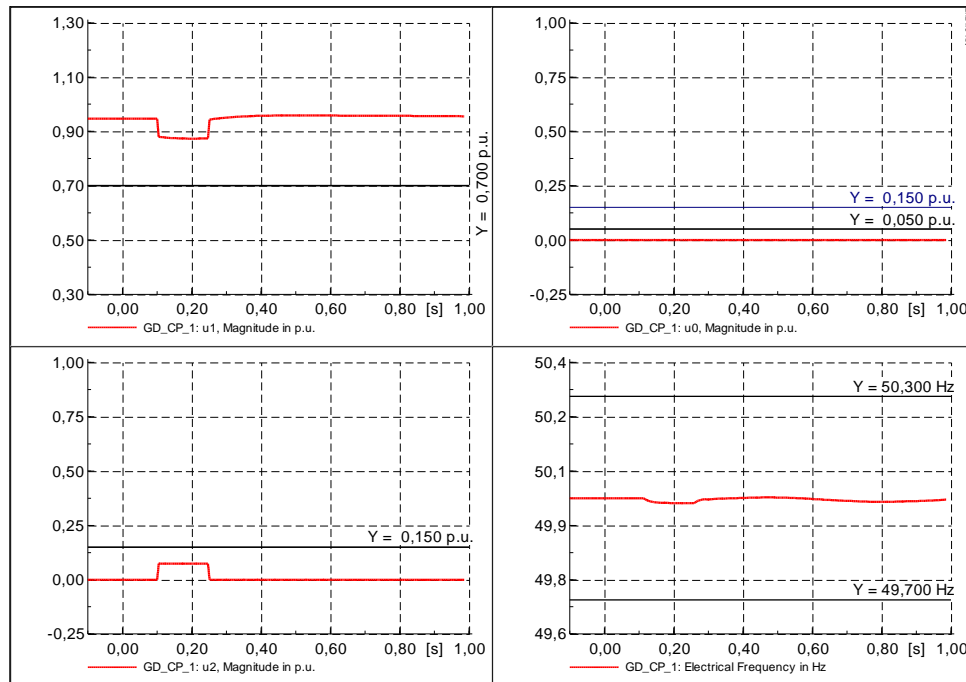


Figura 6.25: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_CP_1

Si conclude quindi che, per questa condizione di guasto bifase isolato, si verifica il corretto funzionamento dei sistemi di protezione interfaccia, ovvero ha luogo lo sblocco voltmetrico e la successiva disconnessione per superamento delle soglie restrittive di frequenza delle unità GD situate sui feeders guasti; mentre non si verifica in nessun caso lo sblocco intempestivo dei SPI posti a protezione della GD situata su feeders adiacenti a quello guasto.

6.3.6 Guasto bifase isolato posizione 1 feeder 11

Eseguendo un guasto in posizione 1 del feeder 11, ovvero in prossimità della cabina primaria, si ha un effetto marcato in termini di variazione di tensione e frequenza su tutti i feeder connessi alla cabina primaria.

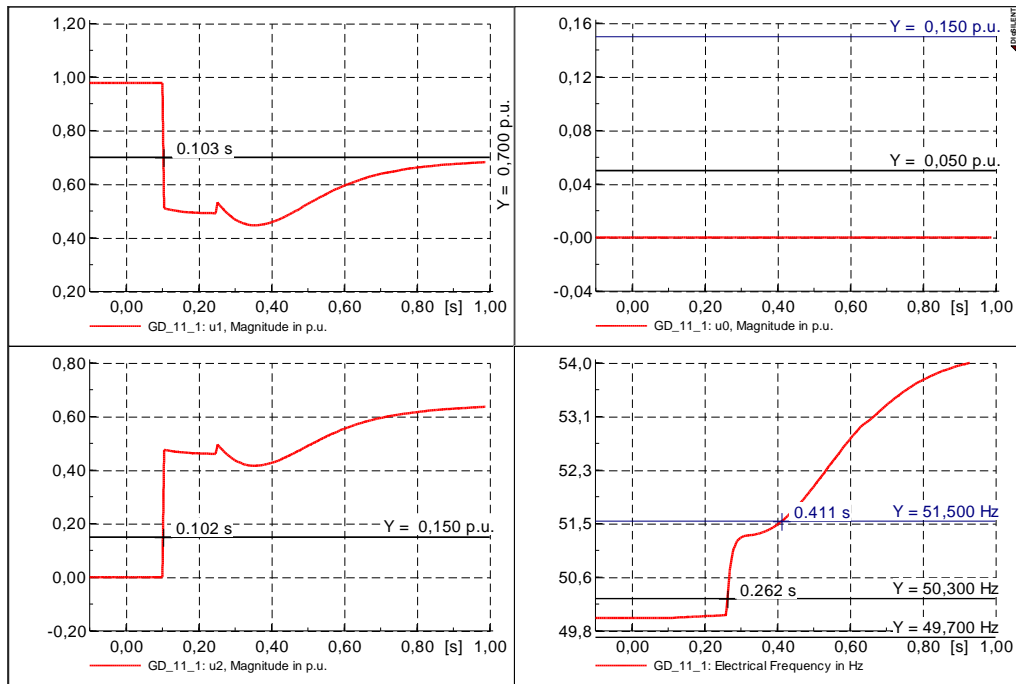


Figura 6.26: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_11_1

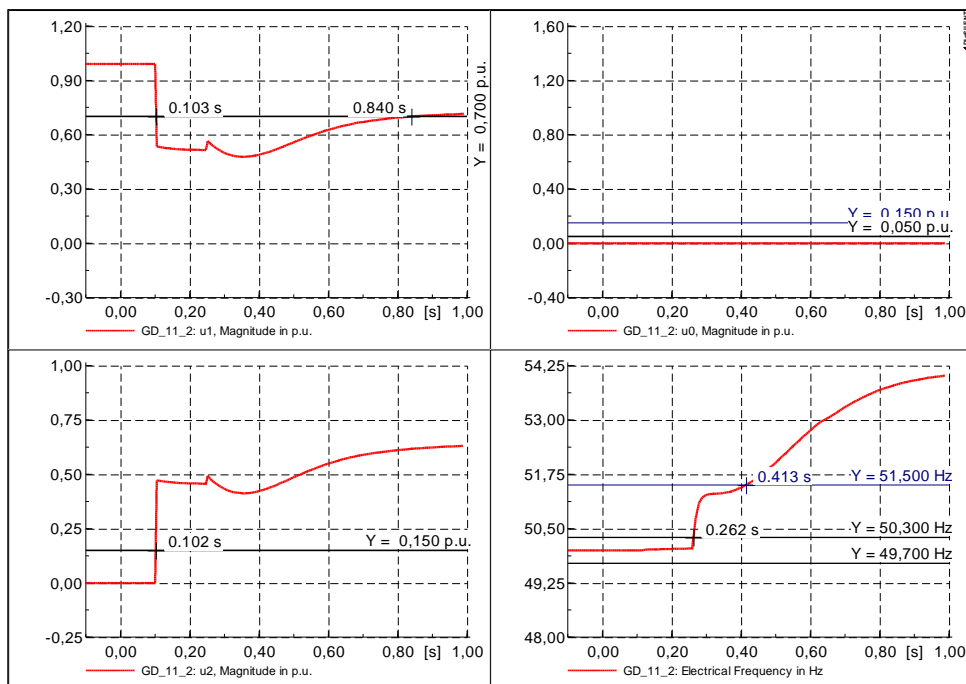


Figura 6.27: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_11_2

L'andamento delle grandezze sul feeder guasto è molto simile al guasto del caso del paragrafo precedente 6.3.5; in cui le soglie strette sono attivate sia dalla tensione diretta che inversa.

Le grandezze monitorate variano molto sugli altri feeder, come si può osservare dalla Figura 6.28 e Figura 6.29, provocando l'attivazione delle soglie strette di frequenza. Il SPI non sconnette però la GD in quanto la frequenza non oltrepassa tali soglie.

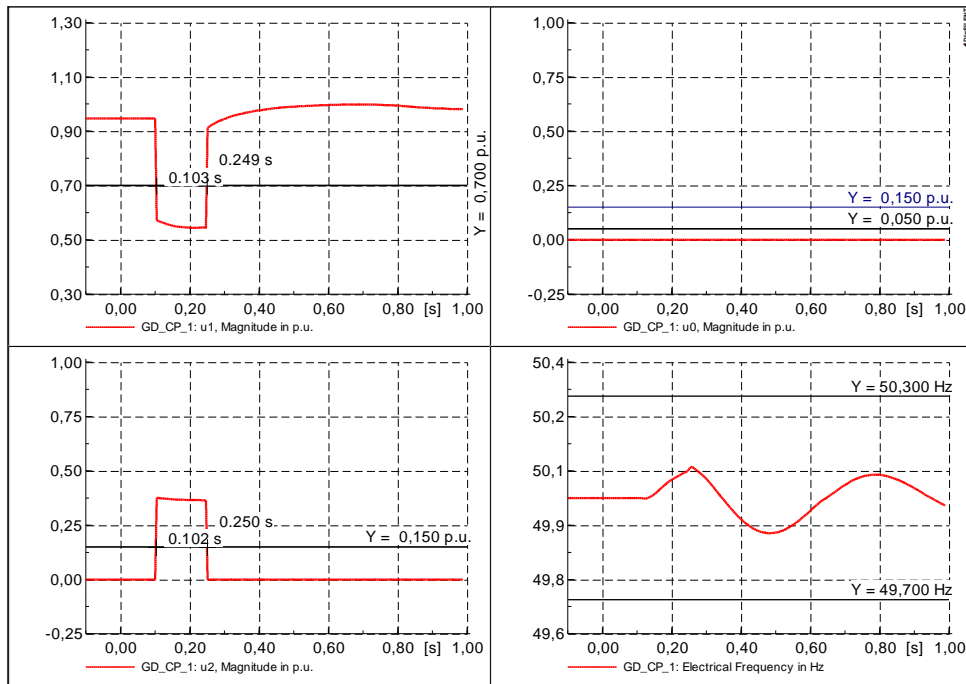


Figura 6.28: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_CP_1

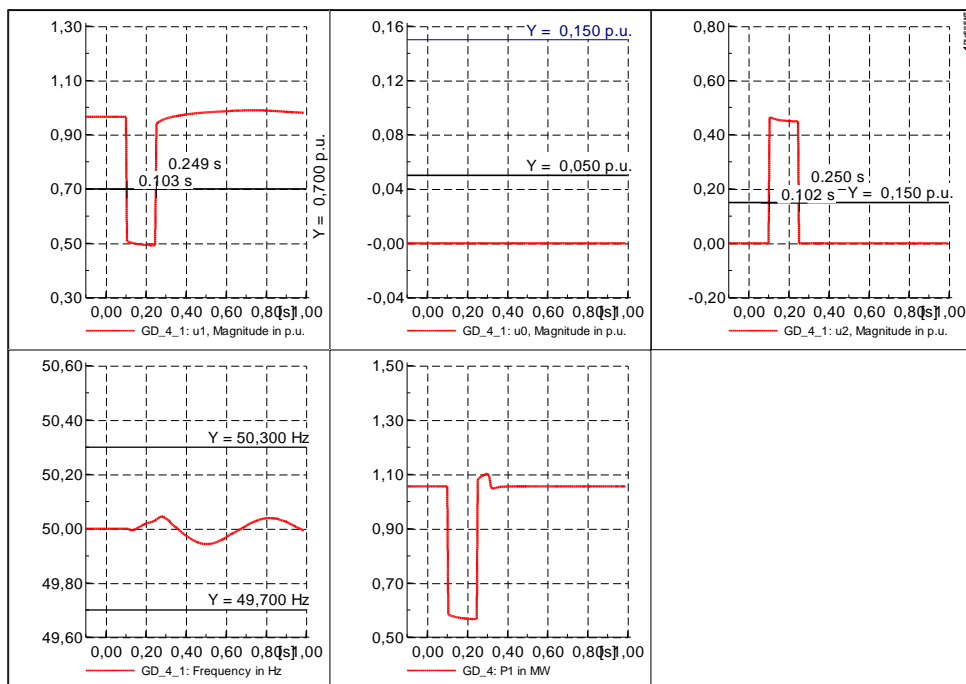


Figura 6.29: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza, e) potenza in uscita dall'inverter della GD_4_1

Riassumendo il comportamento del sistema di protezione interfaccia è possibile concludere:

- Guasto trifase: si è osservata la corretta attivazione delle soglie restrittive di frequenza per l'intervento de relè di sblocco 27Vd per le unità GD posizionate sul feeder guasto, successivamente è avvenuta la loro disconnessione per il superamento di tali soglie o per minima tensione. Si sono inoltre osservati sblocchi intempestivi per unità GD posizionate su altri feeders

rispetto a quello guasto; se il guasto risulta situato in posizione 1, ovvero in prossimità della cabina primaria.

- Guasto monofase: si è osservata l'attivazione delle soglie restrittive di frequenza causate dal relè di sblocco 59V0 per tutte le unità GD connesse alla cabina primaria, sia per quelle posizionate sul feeder guasto che per quelle posizionate sui feeders sani. La disconnessione delle GD è avvenuta solo nel caso di quelle situate sui feeder guasti, mentre sulle restanti si è ripristinato il funzionamento delle soglie permissive di frequenza una volta separata la porzione guasta.
- Guasto bifase isolato: si è osservata l'attivazione delle soglie restrittive di frequenza causate dal relè di sblocco 59Vi e 27Vd e la successiva disconnessione per guasto locale. In pochi casi si è osservata l'attivazione intempestiva delle soglie restrittive nel caso in cui il guasto sia simulato in posizione 1 ovvero vicino alla cabina primaria.

6.4 Non Detective Zone (NDZ)

Una problematica delle protezioni anti-islanding è l'area di non operatività o Non Detective Zone (NDZ), che provoca il mancato intervento del SPI. Si verifica quando in condizioni di isola la variazione di frequenza e/o tensione non superano le soglie di intervento, ciò è dovuto ad una condizione di equilibrio tra la potenza assorbita dal carico e quella generata dalle unità GD.

Dal capitolo precedente 6.3, si è osservato che per guasti polifasi si verificano elevate variazioni tensione soprattutto quando apre la protezione di massima corrente in testa al feeder, la rete in isola presenta tensioni prossime allo zero.

La tipologia di guasto che presenta variazioni di tensione contenute è il caso di guasto monofase; questa tipologia di guasto non compromette la funzionalità del sistema in quanto anche dopo l'apertura della protezione di massima corrente posta ad inizio feeder, la potenza è libera di transitare sulle altre due fasi sane.

Si osserva ora l'effetto che il guasto monofase provoca sul feeder 10 caratterizzata da due unità di generazione:

- un sincro con potenza nominale di 1,185 MVA (GD_10_1)
- un PV con potenza nominale di 0,4 MW (GD_10_2)

e da un assorbimento da parte dei carichi di una potenza totale pari a $P = 1,959$ MW, $Q = 0,949$ MVar.

Il feeder è perciò caratterizzato da un squilibrio di potenza a prevalenza di carico (la frequenza deve quindi diminuire), ma transitoriamente questo squilibrio cambia segno (e provoca un aumento di frequenza) per via della riduzione di tensione che provoca una riduzione dell'assorbimento dei carichi di tipo Z. *Figura 6.30*

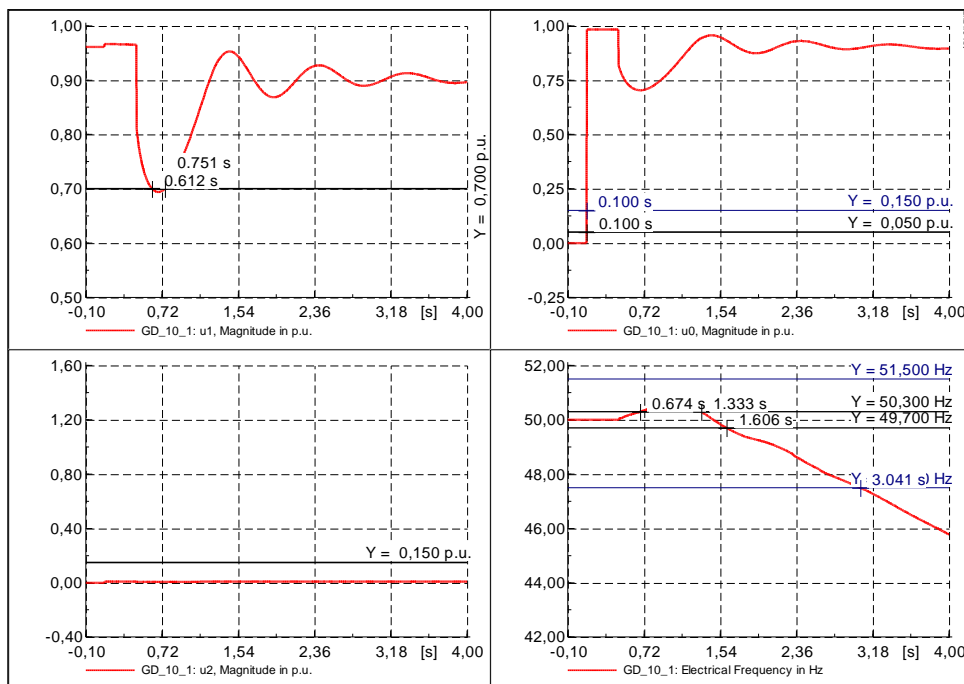


Figura 6.30: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_10_1

Si osserva poi che la tensione si ristabilisce dopo la separazione del feeder dal resto della rete, grazie ai sistemi di regolazione implementati sulle unità GD ed all'effetto autoregolante del carico, lo squilibrio di potenza si inverte e la frequenza diminuisce, in quanto il carico è superiore alla generazione, come mostrato nella *Figura 6.31*.

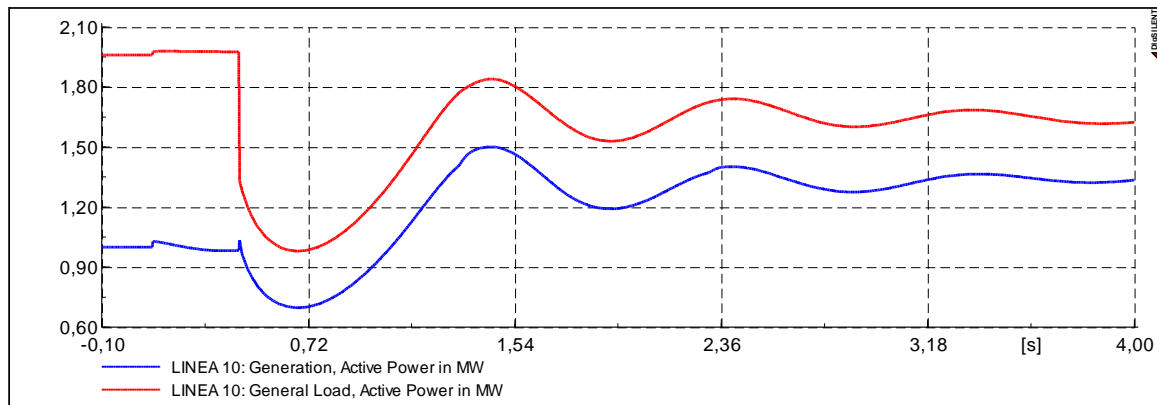


Figura 6.31: In rosso è rappresentata la potenza attiva dei carichi ed in blu quella della generazione totale sul feeder 10.

Lo squilibrio transitorio di potenza porta ad un incremento di frequenza che provoca il corretto intervento del SPI, ma se non fosse stato presente tale squilibrio il sistema di protezione antislinding avrebbe funzionato ugualmente o siamo in presenza di un non intervento per NDZ?

Per verificare ciò si è di nuovo simulato il guasto monofase sullo stesso feeder ma spegnendo il generatore fotovoltaico (GD_10_2) in modo da ridurre lo squilibrio iniziale di potenza (eccesso di generazione) che era responsabile dello scatto del SPI, nella Figura 6.32 sono riportati gli andamenti delle grandezze monitorate.

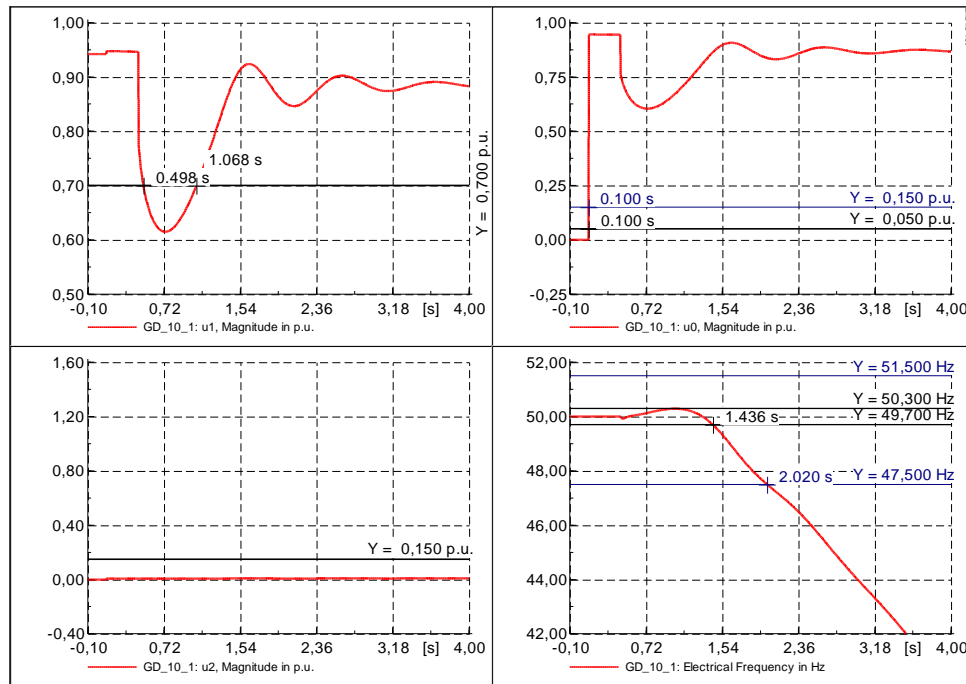


Figura 6.32 a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa, d) frequenza ai capi della GD_10_1 in assenza di GD_10_2

Si nota che eliminando il PV (GD_10_2) dal feeder e lasciando in funzione solo la GD rotante si verifica, a seguito dell'apertura dell'interruttore ad inizio feeder in 0,446 s causata dal guasto monofase, un buco di tensione più profondo e lungo; ma la riduzione di generazione provoca anche un minor squilibrio di potenza e quindi una sovralongazione di frequenza meno marcata che non supera le soglie strette di frequenza, la frequenza provoca l'intervento del SPI in 1,436 quasi un secondo dopo l'apertura della protezione ad inizio feeder. in questo intervallo di tempo si osserva perciò il funzionamento in isola del feeder guasto fino a che la protezione di frequenza interviene (in quanto si è considerata costante la potenza del motore primo). L'intervento del SPI in questo caso interviene in ritardo rispetto alla chiusura automatica compromettendo la sicurezza del sistema.

Da notare quindi che il modello di carico Z è peggiorativo rispetto ad un modello di carico a P costante infatti la frequenza (strettamente correlata alla potenza) si mantiene nelle soglie per un lungo periodo di tempo invece che decrescere al verificarsi dell'apertura dell'interruttore di cabina primaria.

Si è individuato che in un caso particolare di una rete reale può emergere la NDZ di tale tipo di protezione. Osservando i risultati delle varie simulazioni è possibile rendere lo scatto del SPI più efficace, esso dovrebbe anche essere basato su un relè di tensione omopolare (il SPI prevede già questa soluzione ma l'intervento per presenza tensione omopolare è ritardato).

6.5 Conclusioni

Nella seguenti tabelle sono riassunti i risultati delle simulazioni effettuate nei vari feederas. Si è indicato con:

- XX: attivazione delle soglie strette di frequenza per via dello sblocco voltmetrico e disconnessione della GD a seguito della variazione di frequenza;
- X: attivazione delle soglie strette di frequenza dovuto allo sblocco voltmetrico;
- 0: nessun intervento

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
guasto trifase posizione 1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	XX	XX	XX
guasto trifase posizione2 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0
guasto trifase posizione3 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0
guasto bifase isolato posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	X
guasto bifase isolato posizione2 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0
guasto bifase isolato posizione3 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0
<i>NEUTRO ISOLATO Yy</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0

Tabella 6.8: Riassunto eventi per guasti sul feeder 11

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
guasto trifase posizione 1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	X
guasto trifase posizione2 feeder 4	0	0	XX	0	X	X	0	0
guasto trifase posizione3 feeder 4	0	0	XX	0	0	0	0	0
guasto bifase isolato posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	X
guasto bifase isolato posizione2 feeder 4	X	X	XX	X	X	0	0	0
guasto bifase isolato posizione3 feeder 4	0	0	XX	0	0	0	0	0
<i>NEUTRO ISOLATO Yy</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0

Tabella 6.9: Riassunto eventi per guasti sul feeder 4

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
guasto trifase posizione 1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	X
guasto trifase posizione2 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0
guasto trifase posizione3 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0
guasto bifase isolato posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	X
guasto bifase isolato posizione2 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0
guasto bifase isolato posizione3 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0
<i>NEUTRO ISOLATO Yy</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione2 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione3 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0

Tabella 6.10: Riassunto eventi per guasti sul feeder 10

Per quanto riguarda il guasto monofase, risultati simili si ottengono se si considera il neutro della rete MT esercito a neutro compensato attraverso bobina di Petersen.

Sono state eseguite anche simulazioni al solo scopo speculativo modificando lo stato del neutro della rete ed analizzando vari casi possibili (neutro compensato, connesso francamente a terra etc...), i risultati delle simulazioni sono riassunti nella *Tabella 6.11*, *Tabella 6.12* e *Tabella 6.13* anche se essi non hanno nessun valore pratico in quanto nessuna rete in Italia è gestita con il neutro connesso a terra; ma ho ritenuto interessante osservare come variano le grandezze analizzate anche in questi casi.

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
<i>NEUTRO COMPENSATO Yy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
<i>Yyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
<i>YNy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
<i>YNyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 11	XX	XX	X	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0
guasto monofase posizione3 feeder 11	XX	XX	0	0	0	0	0	0

Tabella 6.11: Riassunto eventi per guasti monofasi sul feeder 11

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
<i>NEUTRO COMPENSATO Yy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
<i>Yyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
<i>YNy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione3 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
<i>YNyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 4	X	X	XX	X	X	X	X	0
guasto monofase posizione2 feeder 4	0	0	XX	0	0	0	0	0
guasto monofase posizione3 feeder 4	0	0	XX	0	0	0	0	0

Tabella 6.12: Riassunto eventi per guasti monofasi sul feeder 4

	GD_11_1	GD_11_2	GD_4_1	GD_5_1	GD_7_1	GD_10_1	GD_10_2	GD_CP_1
<i>NEUTRO COMPENSATO Yy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione2 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione3 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
<i>Yyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione2 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione3 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
<i>YNy R=300 X=30</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione2 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione3 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
<i>YNyn</i>								
guasto monofase posizione1 feeder 10	X	X	X	X	X	XX	XX	0
guasto monofase posizione2 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0
guasto monofase posizione3 feeder 10	0	0	0	0	0	XX	XX	0

Tabella 6.13 Riassunto eventi per guasti monofasi sul feeder 10

Riassumendo i risultati delle simulazioni effettuate si è osservato sempre (tranne in un caso creato artificialmente) il corretto intervento della protezione infatti il SPI ha disconnesso la GD nel feeder guasto attraverso il superamento delle soglie strette di frequenza attivate dallo sblocco voltmetrico. Ciò tutela quindi il gestore di rete che ha la certezza che non siano presenti parti di rete esercite in isola e gli stessi proprietari di GD in quanto essa sconnettendosi in tempo evita l'effetto dannoso di richiusure automatiche.

Si è osservata l'attivazione delle soglie strette di frequenza anche se la GD non è situata sul feeder guasto (guasto esterno in MT), senza causare però l'intervento del SPI nel disconnettere la GD in quanto la frequenza non ha oltrepassato i limiti. Questo fatto si è riscontrato principalmente per i guasti monofase: la tensione omopolare di tutta la cabina primaria e dei feeder ad essa connessi si porta allo stesso valore ma la frequenza varia oltre le soglie solo nel feeder guasto dopo che si è aperto l'interruttore ad inizio feeder comandato dalla protezione di massima corrente.

Solo in un caso si è riscontrato che è avvenuta la disconnessione della GD oltre che sul feeder guasto anche su feeder sani attigui; questo è il caso in cui si verifica un guasto trifase in prossimità della CP; evento quindi particolarmente traumatico per il sistema. C'è però da ricordare che tale sistema di protezione ha l'obiettivo principale di disconnettere la GD a fronte di un evento locale, e non di eseguire la selettività tra guasti locali sull'intera rete MT. Il comportamento emerso va comunque a favore della sicurezza, in quanto la GD è stata disconnessa.

È stato quindi possibile, attraverso delle misure locali ai capi della GD, comprendere la comparsa di un evento locale o globale e scollegare la GD dal sistema nel primo caso o lasciarla connessa nel secondo.

È possibile affermare che le prescrizioni dell'allegato A70 allo stato attuale rappresentano una buona soluzione come protezione anti-islanding. Esso inoltre prevede che il SPI sia in grado di comunicare direttamente con la cabina primaria e ricevere direttamente il segnale di scatto o sblocco; ciò sarà possibile in un futuro in cui le attuali reti evolveranno verso "Smart Grid" in cui sarà presente una diffusa rete di comunicazione che in linea di principio permette di conoscere e comunicare in tempo reale lo stato di ogni elemento delle rete. La protezione anti-islanding basata sullo sblocco voltmetrico, data la sua versatilità ed efficacia, si inserisce anche in contesto di Smart Grid, infatti qualora venisse meno la comunicazione, il sistema verrebbe ugualmente esercito in sicurezza se tale tipo di protezione è implementata come protezione ridondata.

6.6 *Bibliografia*

[1] *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2006 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale*; Delibera ARG/elt 25/09

7. Simulazioni Bassa Tensione

7.1 Introduzione

La rete in media tensione, oggetto delle simulazioni del capitolo precedente, è stata ampliata con l'aggiunta di una cabina secondaria da cui si dirama una porzione di rete in bassa tensione con presenza di GD. Sono state effettuate simulazioni RMS di corto circuiti sulla rete MT e si sono monitorate le variazioni delle grandezze di interesse (tensione e frequenza). Lo scopo di tali simulazioni è verificare che il SPI posto sulla rete BT soddisfi le esigenze di sicurezza del sistema elettrico, di continuità di alimentazione e di difesa del macchinario, già verificate nel capitolo precedente per le reti in MT. Nelle reti BT oltre al carattere semplificato degli apparati impiegati (esempio tipico è l'assenza di protezioni di interfaccia esterne realizzate mediante un apposito relè ed il ricorso alle protezioni di interfaccia interne degli inverter per gli impianti con una potenza fino a 6 kW) vanno considerati altri aspetti specifici di tali reti come il collegamento del neutro francamente a terra e la mancata presenza, a questo livello di tensione, di tensione alla sequenza omopolare provocata da guasti a terra nella rete soprastante in MT (sia essa esercita a neutro isolato o compensato). In particolare questo ultimo aspetto rende problematico, con il solo ausilio di protezioni locali, il distacco della GD connessa alla rete BT in caso di guasto a terra nella linea soprastante in MT.

Nelle simulazioni si è inoltre analizzato anche quanto enunciato nell'allegato A70 del codice di rete rispetto alle reti in BT, ovvero che: "in generale, nella maggior parte dei casi, lo sbilanciamento tra potenza generata e potenza assorbita nel livello di tensione MT conseguente allo scatto della GD connessa a questo livello di tensione ad opera delle protezioni di frequenza e di tensione modifica, dopo l'apertura dell'interruttore di linea MT in CP, la frequenza in tutta la rete isolata provocando l'intervento della protezione base di frequenza della GD in BT regolata sui valori: 47,5 Hz 4 s – 51,5 Hz, 1 s." [1]

Quindi con la seguente indagine si osserverà se a seguito di guasti in MT le variazioni di tensione attivano le soglie strette di frequenza degli SPI posti in BT e se si verifica la successiva disconnessione della GD oppure (in particolare per il guasto monofase) è sufficiente il solo squilibrio di potenza per innescare lo scatto del SPI pur lavorando a soglie larghe di frequenza.

7.2 La rete

La rete BT utilizzata per ampliare la rete delle simulazioni è anch'essa una rete reale le cui caratteristiche sono state fornite dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano.

La cabina secondaria (CS) è composta da un trasformatore da 0,25 MVA i cui dati sono riassunti nella tabella seguente.

A [MVA]	0,25
V_{nAT} [kV]	10
V_{nBT} [kV]	0,4
Gruppo orario	0
Vcc% [p.u.]	4
P_o [kW]	0,65
P_{cc} [kW]	3,25
I_{nAT} [A]	16
I_{nBT} [A]	404
X/R	2,9

Tabella 7.1: Dati trasformatore CS

Le linee utilizzate per creare la rete di bassa tensione sono 42, e sono state caratterizzate a secondo della sezione e materiale attraverso dei modelli realizzati nella libreria del software *PowerFactory DigSilent*

In totale la rete BT è composta da linee in cavo con un'estensione di 4,6 Km

Sono presenti tre unità di generazione da fonte fotovoltaica con una potenza nominale di 10 kW ciascuno.

I carichi sono distribuiti lungo la linea BT; la loro potenza nominale totale è pari a 0,272 MW e 0,131MVar. Il valore di potenza dei carichi è stato reso più realistico utilizzando un fattore di scala che considerano la contemporaneità di utilizzo, in particolare si è usato un fattore di 0,158; la potenza effettivamente assorbita dal carico risulta perciò essere pari a 43 kW.

7.3 Simulazioni

Sono stati simulati uno alla volta guasti trifase, bifase isolato e monofase in tre punti della linea MT a cui è sottesa la porzione di rete BT (*Figura 7.1*) e si è valutato l'andamento della frequenza e del modulo della tensione al punto di connessione delle unità GD in BT, in particolare si vuole osservare se l'oscillazione di tali grandezze supera le soglie del SPI. Le oscillazioni sono dovute al guasto ed alla successiva apertura della protezione di massima corrente posta in cabina primaria, queste variazioni delle grandezze sono monitorate dal SPI che dovrà in questo caso fungere da protezione anti-islanding. Altra grandezza che è stata monitorata è il tempo in cui il SPI disconnette la GD in modo da evitare l'effetto di pericolose richiusure automatiche.

Si sono inoltre simulati dei guasti su un feeder MT adiacente a quello in cui è presente la rete BT in modo da valutare l'effetto di eventi esterni.

È da specificare che non si è simulata la disconnessione della GD posta in media tensione. Si è considerato l'effetto che provoca la disconnessione della GD posta in MT a seguito di un guasto solo in alcuni casi particolari.

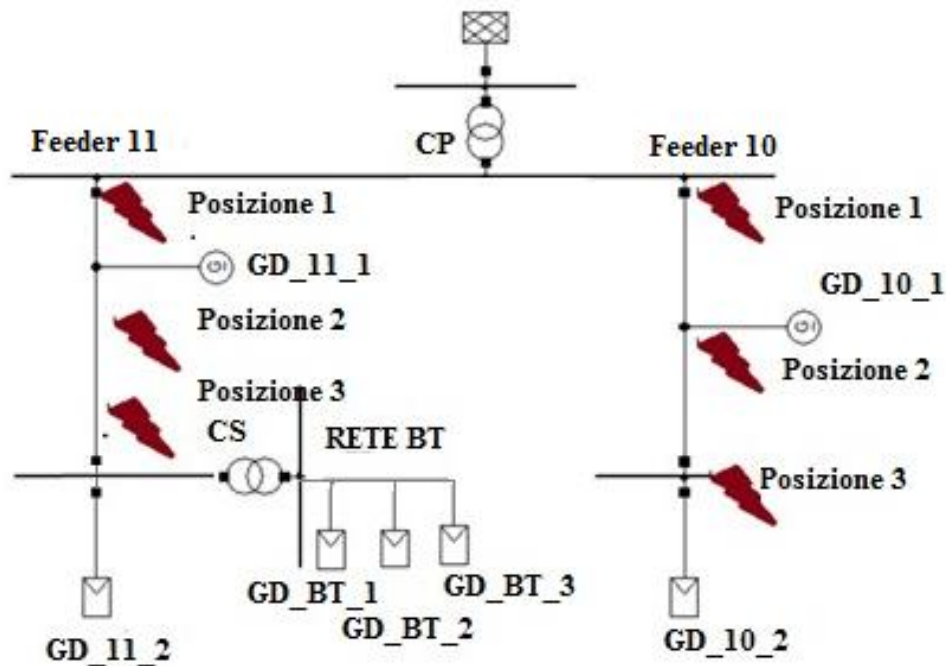


Figura 7.1: Schema riassuntivo della topologia della rete e dei guasti simulati

7.3.1 Guasto trifase

A seguito di un guasto trifase il comportamento della GD situata in MT è ovviamente lo stesso di quello descritto e mostrato nel *Capitolo 6*. In BT, a seguito del guasto trifase e della successiva apertura dell'interruttore in CP, si verifica un buco di tensione diretta come mostrato nella *Figura 7.2* riguardante un guasto trifase nel tratto finale (posizione 3) del feeder 11 *Figura 7.2*.

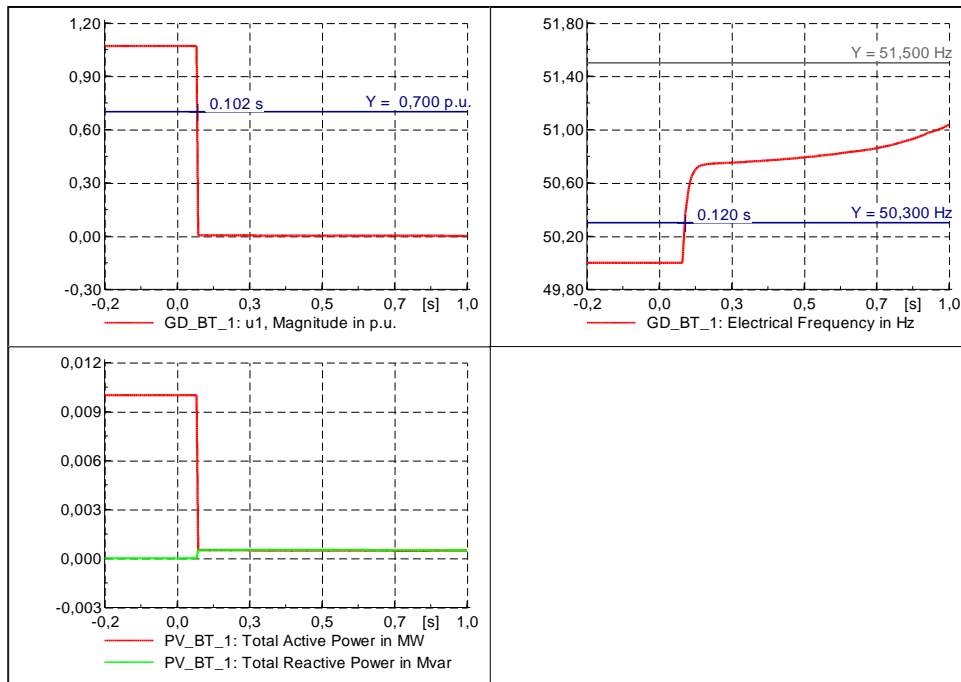


Figura 7.2; a) Tensione diretta, b) frequenza c) potenza attiva-reattiva ai capi di GD_BT_1 a seguito di un guasto sul feeder 11

Da notare che il crollo della tensione provoca l'attivazione delle soglie strette di frequenza ed la riduzione della potenza assorbita dai carichi; causando la rapida crescita della frequenza, analogamente a quanto avviene in MT.

In tutti i casi di guasto trifase si è osservato il corretto intervento del SPI più che per intervento del relè di massima frequenza, l'intervento avviene per il relè di minima tensione.

7.3.2 Guasto bifase isolato

Anche per guasti bifase isolato si osserva il corretto funzionamento del SPI posto a protezione della GD situata in BT. In particolare come mostrato dalla *Figura 7.3* si osserva che la tensione inversa provoca lo sblocco delle soglie strette in frequenza, la tensione diretta diminuisce durante il guasto e poi tende a ristabilirsi. L'andamento della frequenza varia come in media tensione e si verifica lo scatto del SPI.

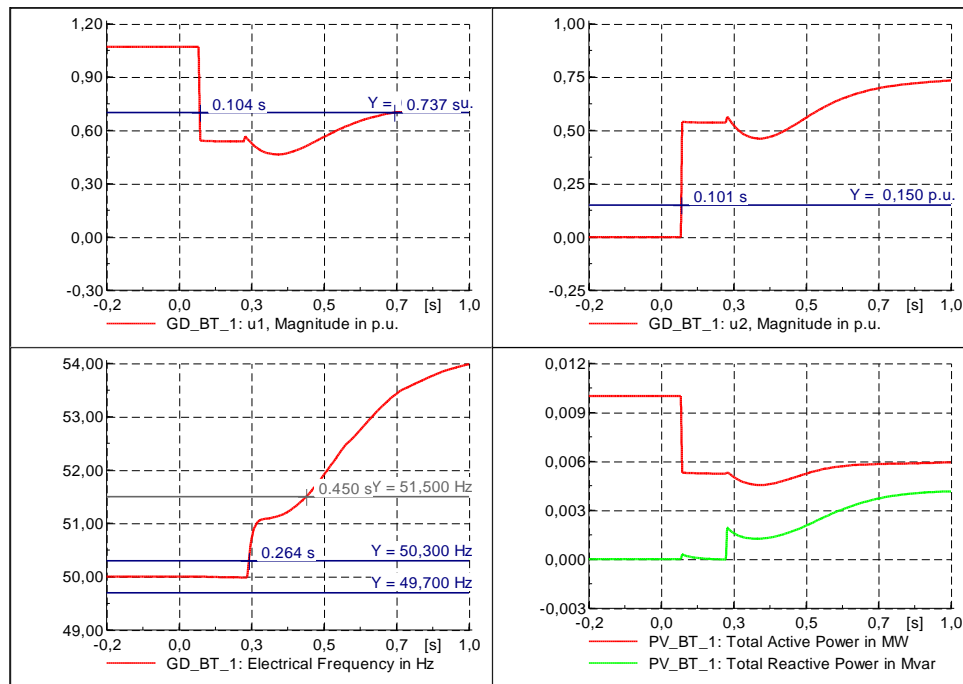


Figura 7.3: a) Tensione diretta, b) inversa, c) frequenza d) potenza attiva-reattiva del GD_BT_1 a seguito di un guasto sul feeder
11

Per guasto bifase si attivano quindi le soglie restrittive di frequenza grazie alla componente di sequenza inversa della tensione, e la disconnessione avviene o per minima tensione oppure per superamento delle soglie strette di frequenza.

7.3.3 Guasto monofase

Il guasto monofase è la tipologia di guasto di più difficile identificazione da parte di tali sistemi di protezione interfaccia in quanto non si verifica lo sblocco voltmetrico, per via della differente gestione dello stato del neutro tra i due livelli di tensioni, non è presente la componente di tensione omopolare in BT.

In *Figura 7.4* sono riportati gli andamenti a seguito di un guasto monofase sul feeder 11

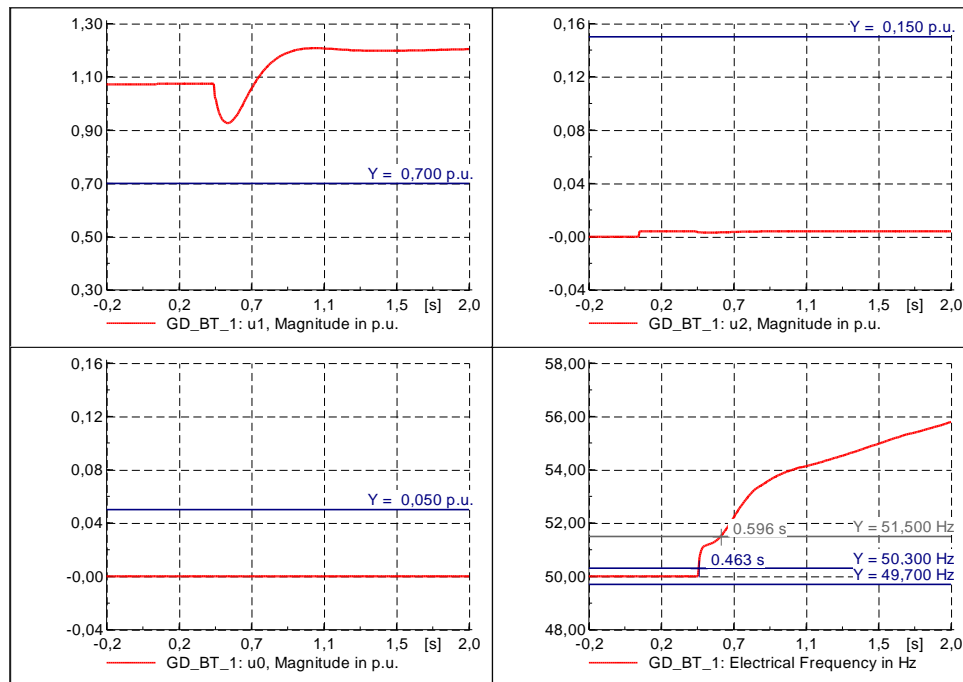


Figura 7.4: a) Tensione diretta, b) inversa, c) omopolare, d) frequenza ai capi di GD_BT_1 per guasto monofase sul feeder 11

Nel caso di guasto monofase sul feeder 11 avviene la corretta disconnessione della GD posta in BT e precisamente si disconnette in 0,6 s (in 0,46 s apre l'interruttore di CP) per superamento della frequenza delle soglie larghe. In questo caso sono sufficienti le soglie larghe poiché vi sono forti variazioni di frequenza causate dal fatto che in questo particolare feeder vi è uno squilibrio tra la potenza erogata dalla GD e quella assorbita dal carico (in particolare $P_{GD} > P_{load}$).

Guasti su linea MT in assenza di sbilancio di potenza

Nel caso precedente si è osservato il superamento delle soglie larghe di frequenza, ma tale fatto è fortemente correlato alla potenza erogata dalla generazione distribuita e quella assorbita dai carichi del feeder. È perciò interessante osservare il comportamento in un feeder in cui lo sbilancio di potenza risulti minimo per verificare se siano sufficienti le soglie larghe di frequenza per disconnettere in tempo la GD.

Per far ciò si è modificato il modello spostando la rete BT dalla feeder 11 al feeder 10 caratterizzata da un ridotto squilibrio tra la potenza erogata dalle unità GD di quel feeder (un sincro da 1,185 MVA ed un

PV da 0,4 MW) e la potenza assorbita dai carichi (potenza complessiva $P = 1,959$ MW, $Q = 0,949$ MVar).

Per quanto riguarda i guasti polifase il comportamento è simile (nel guasto bifase avviene l'intervento per sottofrequenza) e si ha il corretto intervento del SPI.

Richiede invece un'analisi più approfondita il guasto monofase. In *Figura 7.5* sono riportati gli andamenti delle principali grandezze ai capi della GD_BT_1.

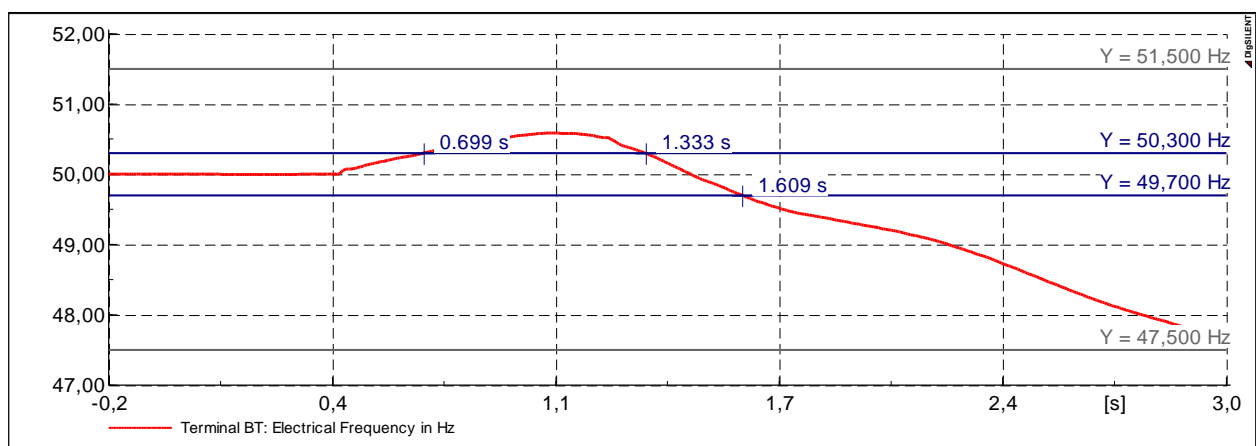
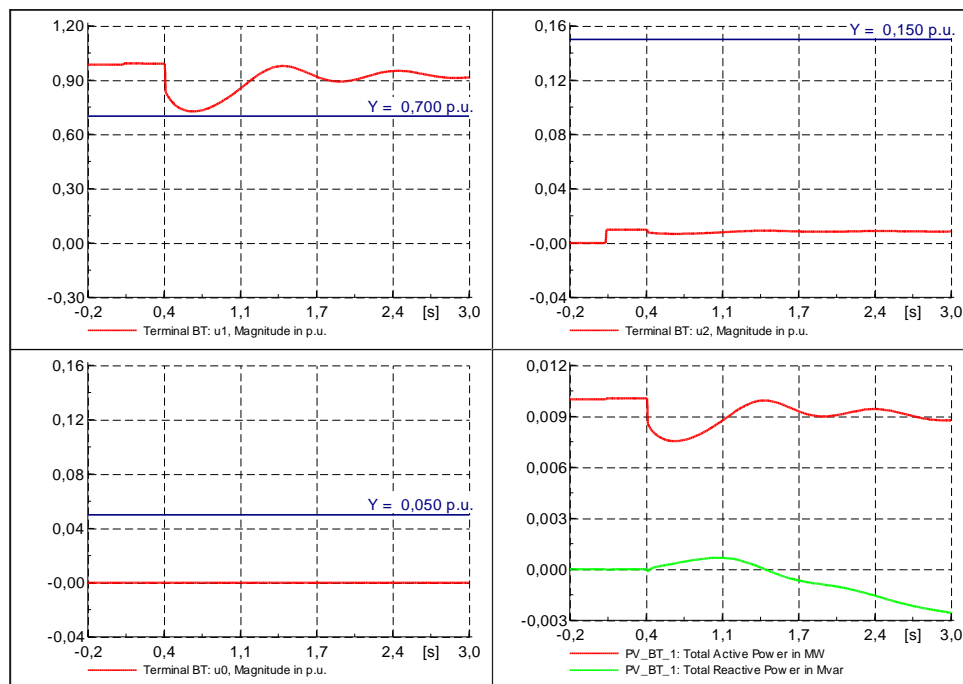


Figura 7.5: a) Tensione diretta, b) inversa, c) omopolare, d) potenza attiva-reattiva e) frequenza di GD_BT_1_10 a seguito di un guasto monofase sul feeder 10

Si osserva che non avviene lo sblocco voltmetrico, come negli altri casi di guasto monofase, il sistema di protezione interfaccia continua a lavorare sulle soglie larghe di frequenza; la frequenza a seguito del guasto e dell'apertura della protezione in CP non varia a sufficienza per far intervenire in tempo il SPI.

Nella simulazione precedente si è solo osservato l'andamento delle grandezze di rete a seguito del guasto, se ora però si considera che la GD posta in MT si disconnette grazie al proprio SPI si osserva un

comportamento descritto dalla *Figura 7.6* e *Figura 7.7* in cui sconnettendosi la GD il feeder diviene passivo poiché la sola GD posta in BT non è in grado di sostenere la tensione di tutta la porzione di rete. Si osserva poi in *Figura 7.8* il corretto intervento della protezione delle unità GD e la loro disconnessione.

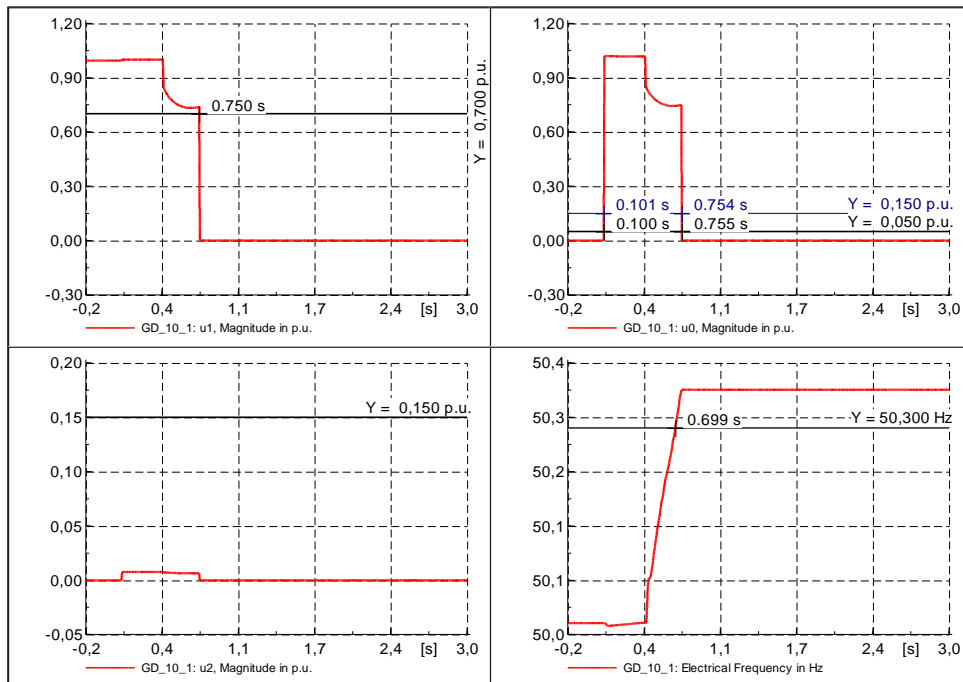


Figura 7.6: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa ed) frequenza ai capi della GD_10_1 a seguito di un guasto monofase sul feeder 10

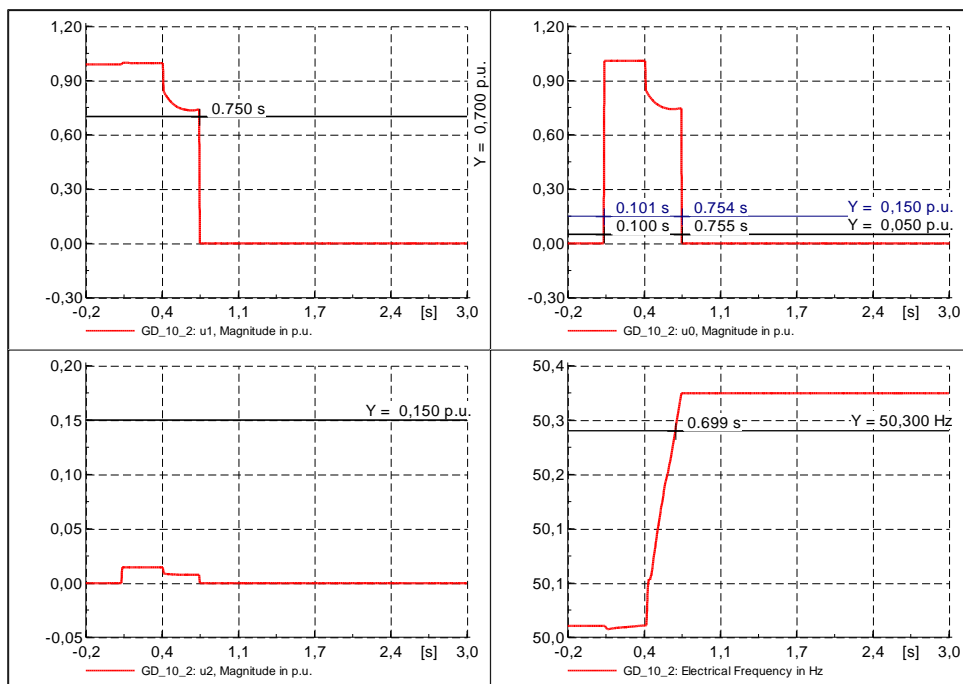


Figura 7.7: a) Tensione diretta, b) omopolare, c) inversa ed) frequenza ai capi della GD_10_2 a seguito di un guasto monofase sul feeder 10

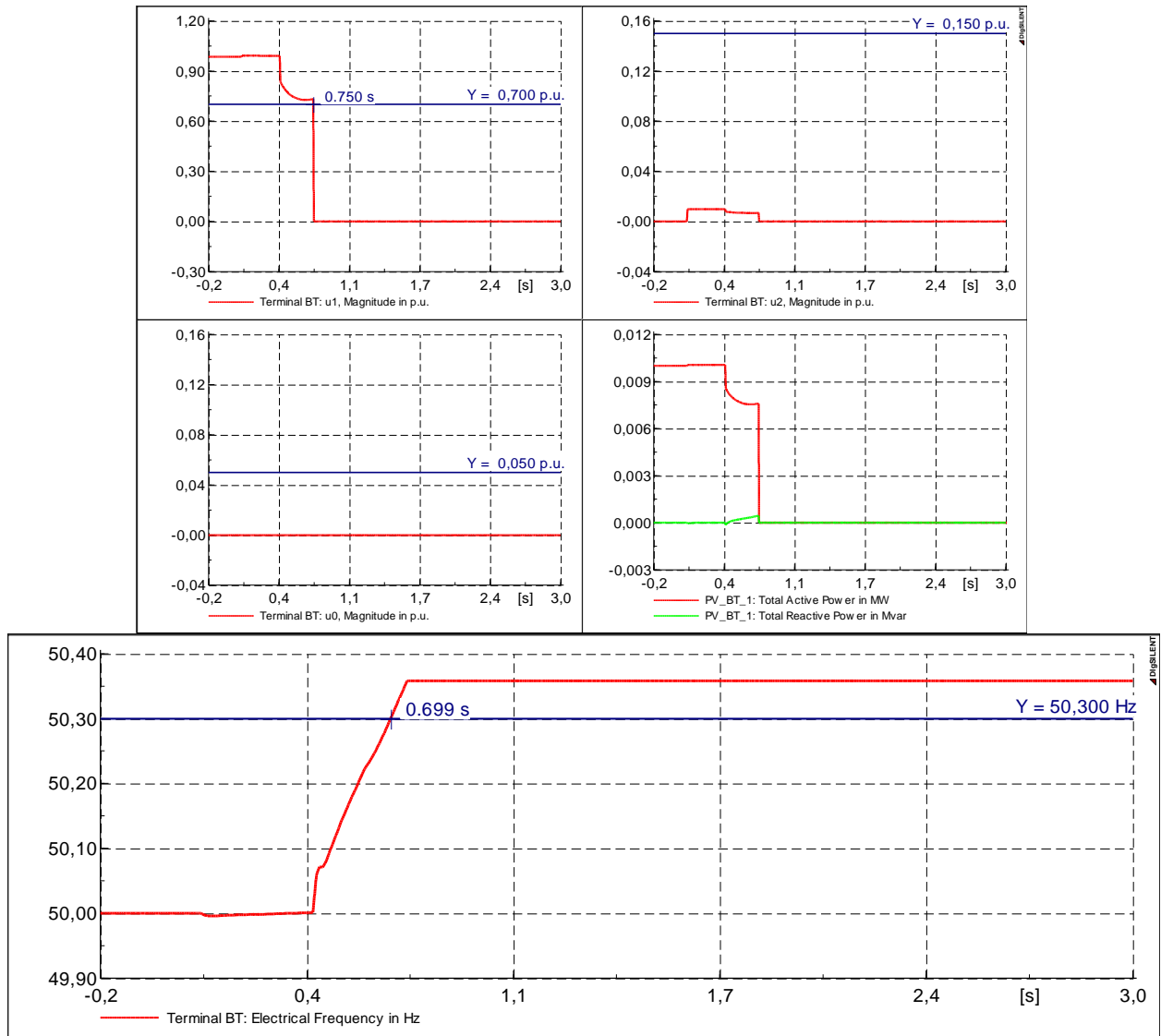


Figura 7.8: a) Tensione diretta, b) inversa, c) omopolare, d) potenza attiva-reattiva e) frequenza ai capi di GD_BT_1_10 a seguito di un guasto monofase sul feeder 10

Riassumendo la successione degli eventi mostrata nelle figure è la seguente:

- In 0,1 s avviene il guasto monofase, esso non provoca variazioni significative delle grandezze tranne la comparsa della tensione omopolare in MT che attiva lo sblocco delle soglie strette di frequenza degli SPI posti in media tensione.
- In 0,446 s interviene la protezione posta in CP che separa il feeder 10 guasto dal resto della rete, è in questo intervallo che comincia la variazione di frequenza sul feeder 10 e provoca l'intervento del SPI della GD posta in MT
- In 0,750 s la GD situata in media tensione si disconnette; le unità GD presenti in bassa tensione osservano la tensione ai loro capi crollare a zero ed avviene la disconnessione per minima tensione.

In questo caso particolare si è verificato quanto ipotizzato dall'allegato A70 ma più che la variazione della frequenza che causa la disconnessione della GD in BT è l'assenza della tensione, una volta disconnessa la GD in MT la rete è come se diventasse passiva, la sola GD in BT non è in grado di sostenere tutta la rete di distribuzione BT ed MT evitando così la possibilità che insorga l'isola.

La presenza di macchine statiche connesse in bassa tensione, non consente il funzionamento in isola, per lo meno senza la presenza di macchine rotanti che sostengono la tensione.

7.3.4 Guasto esterno

Per completezza è stato osservato l'effetto ai capi della GD posta in BT provocato da guasti in altri feeder. In particolare per guasti bifase e trifase si osservano piccole variazioni di frequenza e tensione, tutte contenute entro le soglie.

Per quanto riguarda il caso monofase vi è un miglioramento rispetto alle unità poste in media tensione poiché non si verifica lo sblocco per tensione omopolare in quanto la differente gestione del neutro ne evita la comparsa.

7.4 Conclusioni

Nella seguente tabella sono riassunti i risultati delle simulazioni effettuate; dove si è indicato con:

- XX: attivazione delle soglie strette di frequenza per via dello sblocco voltmetrico e disconnessione della GD a seguito della variazione di frequenza o per minima tensione;
- ??: non è possibile dire a priori come si comporteranno le grandezze di rete
- 0: nessun intervento

	PV_BT_1	PV_BT_2	PV_BT_3
Guasti interni			
guasto trifase vicino	XX	XX	XX
guasto trifase medio	XX	XX	XX
guasto trifase lontano	XX	XX	XX
guasto bifase isolato vicino	XX	XX	XX
guasto bifase isolato medio	XX	XX	XX
guasto bifase isolato lontano	XX	XX	XX
guasto monofase vicino	??	??	??
guasto monofase medio	??	??	??
guasto monofase lontano	??	??	??
Guasti esterni			
guasto trifase	0	0	0
guasto bifase isolato	0	0	0
guasto monofase	0	0	0

Tabella 7.2: Riassunto del comportamento del SPI di unità GD poste in BT per guasti in MT

È possibile riassumere il comportamento delle unità GD connesse alla rete di distribuzione in bassa tensione come segue:

- A seguito di un guasto trifase e della conseguente apertura dell'interruttore in CP si osserva un buco di tensione diretta e l'immediata variazione di frequenza. Si verifica quindi in tutti i casi il corretto intervento del SPI.
- A seguito di guasto bifase si osserva il corretto funzionamento del SPI. In particolare si osserva che la comparsa della tensione inversa provoca lo sblocco delle soglie strette in frequenza. L'andamento della frequenza varia come in media tensione e si verifica lo scatto del SPI in tutti i casi.
- Il guasto monofase è la tipologia di guasto di più difficile identificazione dai SPI; in quanto non si verifica lo sblocco voltmetrico, infatti data la differente gestione dello stato del neutro tra i due livelli di tensioni, non è presente la componente di tensione omopolare in BT.

Se si osserva semplicemente come variano le grandezze a seguito del guasto e dell'apertura della protezione di massima corrente posta in CP, senza considerare la disconnessione della GD posta in media tensione, non è possibile stabilire a priori se siano sufficienti le soglie larghe di frequenza per far intervenire il SPI, dipende dall'entità dello squilibrio di potenza. Se si effettuano anche simulazioni considerando la disconnessione della GD posta in media tensione allora si verifica quanto previsto dall'allegato A70 ovvero che una volta disconnessa la GD in media si verificano variazioni di frequenza tali da provocare lo scatto degli SPI posti in bassa tensione anche se lavorano su soglie larghe. Però più che la variazione della frequenza è l'assenza della tensione che causa la disconnessione della GD in BT: in presenza di generazione connessa tramite convertitori statici, una volta disconnessa la GD in MT la rete perde il riferimento in tensione e gli impianti vengono disconnessi dalle proprie protezioni, formando così una rete di tipo passivo.

- Per guasti simulati su altri feeder MT, rispetto a quello in cui si è inserita la rete MT (guasti esterni) si osserva il corretto funzionamento dei SPI, ovvero le protezioni rimangono insensibili alle piccole fluttuazioni di tensione-frequenza.

7.5 Bibliografia

[1] *Guida tecnica: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, Allegato A70 al codice di rete TERNA, 2012

8. Conclusioni e sviluppi futuri

È stato analizzato il comportamento della rete di distribuzione in caso di perturbazione sul sistema in AT e di guasto locale in MT; in particolare il guasto locale è stato dettagliato andando a prevedere differenti tipologie di guasti sul feeder in cui è connessa la GD (guasti interni) piuttosto che in feeders adiacenti (guasto esterno).

Per quanto riguarda la rete in media tensione si è osservato il corretto intervento della protezione di interfaccia basata sullo sblocco voltmetrico: il SPI ha disconnesso le unità GD presenti sul feeder guasto attraverso il superamento delle soglie strette di frequenza attivate dallo sblocco voltmetrico (o attraverso il relè di minima tensione diretta).

Oltre al corretto intervento del sistema di protezione di interfaccia nel disconnettere la GD per un guasto locale, vi è da considerare anche la sua insensibilità alle perturbazioni di sistema. Se la perturbazione di sistema è causata da un guasto monofase AT e la grandezza di rete maggiormente coinvolta è la tensione omopolare (tipologia di guasto più probabile in reti di trasmissione), il SPI risulta efficace. Data la differente gestione del neutro tra le reti di distribuzione e di trasmissione, lo sblocco di tensione omopolare non attiva le soglie strette in frequenza e l'uso delle soglie larghe riduce la perdita di generazione diffusa per transitori di sistema.

Per quanto riguarda invece perturbazioni di rete che interessano variazioni di tensione diretta vi è la possibilità di perdere unità di GD nel caso in cui l'oscillazione di sottotensione violi i limiti della soglia di sblocco. Dalle analisi effettuate sulla rete siciliana, è emerso come adottando una soglia di sblocco voltmetrico di regolazione diretta a 0,7 p.u. comporti l'attivazione delle soglie strette di frequenza di mediamente il 10,47% della GD sottesa, percentuale che scende al 4,83% se si considera la soglia 27Vd a 0,5 p.u.

L'analisi si è spinta oltre a quanto prescritto dall'allegato A70 del codice di rete osservando il comportamento della protezione per perturbazioni causate da guasti situati su feeder posti sulla stessa rete di distribuzione (guasto esterno in MT). Si è riscontrata l'attivazione delle soglie strette di frequenza per guasti esterni, ma la ridotta oscillazione di frequenza non ha provocato l'intervento del SPI. Questo comportamento si è riscontrato principalmente per i guasti monofase, in cui la tensione omopolare di tutta la cabina primaria e dei feeder ad essa connessi si porta allo stesso valore attivando le soglie strette di frequenza di tutti i SPI, ma la frequenza supera le soglie strette solo a seguito dell'apertura dell'interruttore posto ad inizio feeder.

Solo in pochi casi si è riscontrata l'avvenuta disconnessione della GD oltre che sul feeder guasto anche su feeders sani attigui; questo è il caso in cui avvenga un guasto trifase in prossimità della CP, evento quindi particolarmente traumatico per il sistema. C'è però da ricordare che tale sistema di protezione ha come obiettivo principale la disconnessione della GD a fronte di un evento locale evitando così l'insorgere dell'isola, e solo secondariamente eseguire la selettività tra guasti locali. Il comportamento

osservato rispetta questo fatto, la disconnessione di alcune unità GD sottese alla stessa cabina primaria non compromette l'estinzione dell'isola o il funzionamento del sistema.

La scelta della soglia di minima tensione diretta (27Vd) è estremamente importante in quanto un valore troppo elevato renderebbe il sistema di protezione di interfaccia eccessivamente sensibile alle perturbazioni di rete, mentre un valore troppo basso porterebbe al mancato intervento per guasti interni.

Valori indicativi, emersi dalle simulazioni, che permettono di mitigare tale effetto sono compresi tra 0,5 e 0,7 p.u.. Tali soglie non comprometterebbero l'individuazione del guasto trifase locale in quanto il guasto in sé e la successiva apertura della protezione di massima corrente posta ad inizio feeder provocano un forte abbassamento di tensione (oltre lo 0,5 p.u.) difficilmente sostenuto dai regolatori di tensione della GD presente sul feeder guasto. Inoltre soglie basse del relè 27Vd andrebbero a ridurre eventuali scatti intempestivi per perturbazioni di rete.

Lo studio ha previsto simulazioni del caso critico in cui si abbia un bilancio di potenza fra produzione e consumo; è emerso essere significativo il caso di guasto monofase in cui la frequenza non oltrepassa le soglie restrittive di frequenza in tempo per disconnettere la GD prima della richiusura automatica.

Per risolvere tale limite è necessario ricorrere al relè di massima tensione omopolare (59V0) tuttavia la norma ne stabilisce tempi di intervento molto lunghi, si propone quindi di ridurre i tempi di intervento della protezione di massima tensione omopolare (59V0) in modo da disconnettere la GD prima di eventuali richiusure automatiche.

Per quanto riguarda la bassa tensione, a seguito di guasti trifase o bifase simulati in media tensione, si osserva sempre il corretto intervento della protezione. Il guasto monofase è la tipologia di guasto di più difficile identificazione dai SPI. infatti non si verifica lo sblocco voltmetrico poiché non è presente la componente di tensione omopolare in bassa tensione, data la differente gestione dello stato del neutro tra i due livelli di tensioni. Se si osserva come variano le grandezze a seguito del guasto e della successiva apertura della protezione posta in CP, senza considerare la disconnessione della GD posta in media non è possibile stabilire a priori se siano sufficienti le soglie permissive di frequenza: dipende dall'entità dello squilibrio tra la potenza generata ed assorbita.

L'analisi ha mostrato, che considerando la disconnessione della GD posta in media tensione, si verifica quanto ipotizzato dall'allegato A70 del codice di rete, ovvero che la disconnessione della GD situata in media tensione provoca variazioni di frequenza tali da provocare lo scatto degli SPI connessi in bassa tensione anche se operano con le soglie permissive. In questi casi più che la variazione della frequenza, è la perdita della rete a potenza prevalente e della tensione che causa la disconnessione della GD.

Per guasti esterni si osserva il corretto funzionamento dei SPI.

L'utilizzo di tale protezione tutela quindi:

- il gestore di rete (TSO), in quanto ha la certezza che comportamenti inadeguati della generazione diffusa (disconnessione in caso di transitori di frequenza) non aggravino situazioni di emergenza per la

rete di trasmissione ma anzi, vengono poste le basi per un esercizio indirizzato a sostenere il sistema elettrico in condizioni critiche;

- il distributore (DSO), in quanto ha la certezza che non si formino porzioni di rete di distribuzione esercite in isola e che non venga compromessa la funzionalità degli automatismi di ricerca guasti;
- gli stessi proprietari di impianti di GD, in quanto la disconnessione in caso di feeder guasto evita l'effetto di richiusure automatiche fuori fase che potrebbe danneggiare irreversibilmente l'impianto ed inoltre hanno la certezza di operare in parallelo alla rete (e quindi immettere potenza remunerata in rete) in caso di eventi straordinari esterni al feeder a cui sono connessi.

Il sistema di protezione di interfaccia, basato su soglie di frequenza attivabili tramite sblocco voltmetrico, presuppone per il suo corretto funzionamento, l'insorgere di un evento che provochi una variazione di tensione. Se non si verifica nessun tipo di evento ma il feeder si trova separato dal resto della rete, ad esempio perché un operatore ha aperto manualmente un interruttore od altro organo di manovra, le soglie permissive di frequenza (81 S2) non potrebbero essere sufficienti nel sconnettere la GD in tempi brevi, in particolare se vi è nel feeder equilibrio tra potenza assorbita dai carichi e quella generata dalle unità GD.

In conclusione è emerso che le prescrizioni dell'allegato A70, allo stato attuale, rappresentano una ottima soluzione di protezione anti-islanding di tipo passivo, infatti è stato possibile comprendere l'insorgere di un evento locale o globale attraverso le misure locali ai capi della GD.

L'allegato A70 al codice di rete inoltre prevede che il SPI sia in grado di comunicare con la cabina primaria e ricevere direttamente il segnale di intervento o sblocco. Ciò sarà possibile in uno scenario in cui le attuali reti di distribuzione evolveranno in assetto "Smart Grid" con un'ampia infrastruttura di comunicazione a livello di rete di distribuzione; sarà possibile conoscere e comunicare in tempo reale lo stato di ogni elemento delle rete, risolvendo ogni problema di affidabilità dell' SPI.

La protezione anti-islanding basata sullo sblocco voltmetrico, data la sua versatilità ed efficacia, si inserisce anche in un contesto di Smart Grid come funzione di back-up qualora venisse meno la comunicazione, il sistema sarebbe ugualmente esercito in sicurezza.