

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**Analisi delle interazioni dinamiche tra
generatori sincroni connessi in BT e reti
di distribuzione. Possibilità di
formazione di isole indesiderate.**

RELATORE: Prof. Roberto Turri

LAUREANDA: Matteo Novella

ANNO ACCADEMICO: 2014/2015

Sommario

Questo lavoro di tesi ha come obiettivo lo studio delle interazioni tra generatori sincroni per bassa tensione e rete di distribuzione in alcuni casi specifici, definiti dalla norma italiana CEI 0-21, intitolata “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”. In particolare, si è voluto studiare l’effetto dell’applicazione ai generatori sincroni alcune prescrizioni, che allo stato attuale sono previste solo per generatori statici, sebbene la norma stessa specifichi che prescrizioni simili sono allo studio anche per generatori rotanti.

Le prescrizioni adottate nello specifico trattano la fornitura di servizi di rete, da una parte con una gestione della potenza reattiva (Allegato E), dall’altra con una limitazione nell’erogazione di potenza attiva (Allegato F).

In primo luogo si è proceduto realizzando i modelli logici per il controllo del generatore, e verificandone il funzionamento in modalità *grid-connected*.

In secondo luogo si è indagato l’effetto di tali logiche di controllo in regime di guasto. Nello specifico si è posto particolare attenzione all’influenza che tali logiche hanno sui principali parametri della rete in esame, al fine di verificare se le protezioni degli impianti GD mantengono la loro efficienza nel rilevare correttamente il regime di guasto, evitando la formazione di isole indesiderate.

Gran parte del lavoro di modellizzazione e di simulazione è stato eseguito all’interno dell’ambiente fornito dal software “DIGSILENT PowerFactory”, utilizzato nella versione 14.1.3.

Indice

1	Generazione Distribuita	9
1.1	Generalità sulla Generazione distribuita	9
1.1.1	Analisi dei dati della generazione distribuita e della piccola generazione	10
1.2	Norma italiana CEI 0-21	15
1.2.1	Generalità.....	15
1.2.2	Sistemi di protezione secondo CEI 0-21.....	16
2	Il problema dell'isola indesiderata	19
2.1	Generalità sul concetto di isola.....	19
2.1.1	Isola intenzionale	19
2.1.2	Isola indesiderata	21
2.1.3	Isola temporanea	22
3	Partecipazione delle unità GD alla fornitura di servizi di rete	23
3.1	Partecipazione delle unità GD al controllo di tensione.....	23
3.1.1	Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva	23
3.2	Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una caratteristica $\cos(\varphi) = f(P)$	25
3.2.1	Modalità di funzionamento della regolazione automatica di potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos(\varphi) = f(P)$	26
3.2.2	Implementazione nel software di simulazione	27
3.3	Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$	32
3.3.1	Modalità di funzionamento della regolazione automatica di potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $Q = f(V)$	33
3.3.2	Implementazione nel software di simulazione	34
3.4	Limitazione della potenza attiva delle unità GD	38
3.4.1	Limitazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione	38
3.4.2	Modalità di funzionamento della logica di limitazione della potenza attiva .	38
3.4.3	Implementazione nel software di simulazione	40
4	Configurazione dell'ambiente di simulazione	45
4.1	Introduzione.....	45

4.2	Caratterizzazione degli elementi di rete	46
5	Simulazioni dinamiche	57
5.1	Introduzione	57
5.1.1	Influenza dei flussi di potenza sui parametri di rete	58
5.2	Sovraccarico di potenza attiva	62
5.2.1	Logica $P=f(f)$	67
5.2.2	Logica $Q = f(V)$	72
5.2.3	Logica $\cos(\varphi) = f(P)$	74
5.3	Sovragerazione di potenza attiva	84
5.3.1	Logica $P = f(f)$	88
5.3.2	Logica $Q = f(V)$	92
5.3.3	Logica $\cos(\varphi) = f(P)$	100
5.4	Sovraccarico di potenza reattiva	106
5.4.1	Logica $P = f(f)$	110
5.4.2	Logica $Q = f(V)$	111
5.4.3	Logica $\cos(\varphi) = f(P)$	112
5.5	Sovragerazione di potenza attiva e potenza reattiva.....	114
5.5.1	Logica $P = f(f)$	116
5.5.2	Logiche $Q= f(V)$ e $\cos(\varphi) = f(P)$	119
5.6	Estensione dell'ambiente di simulazione	122
5.6.1	Schema unifilare	122
5.7	Simulazioni	124
5.7.1	Sovraccarico di potenza attiva.....	125
5.7.2	Sovragerazione di potenza attiva	128
5.7.3	Sovragerazione di potenza attiva e reattiva.....	133
5.8	Riassunto dei risultati ottenuti	136
6	Conclusioni	137
7	Bibliografia	139

*Alla mia famiglia,
con grandissima riconoscenza*

1 Generazione Distribuita

1.1 Generalità sulla Generazione distribuita

Da una decina d'anni, sull'onda della recente e prorompente espansione della generazione da fonti rinnovabili non tradizionali, ha iniziato a diffondersi il concetto di generazione distribuita. Tale termine spesso viene utilizzato in modo approssimativo, per indicare piuttosto genericamente gli impianti di generazione che si basano su fonti rinnovabili a bassa densità energetica, tipicamente fotovoltaico ed eolico. In realtà con generazione distribuita si intende, oltre ciò, una filosofia di gestione del sistema elettrico in antitesi con la tradizionale struttura dell'impresa monopolista verticalmente integrata, retaggio della regolamentazione pre-liberalizzazioni, soprattutto dal punto di vista commerciale e tecnico-normativo.

Una prima definizione organica del concetto di generazione distribuita è stata fatta, in Italia, nel 2006 da parte dell'AEEG con la direttiva 106/06. Attualmente sono valide le seguenti definizioni:

- **Generazione Distribuita (GD):** insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA

Più in dettaglio vengono altresì definiti:

- Impianti di piccola generazione: impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW.
- Impianto di microgenerazione: impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità massima inferiore a 50 kWe.

Più recentemente, una direttiva europea (2009/72/CE) ha definito la "generazione distribuita" come "*l'insieme degli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione*", indipendentemente quindi dalla potenza nominale dell'impianto. Nel prosieguo di questo elaborato si ritiene fare riferimento alla direttiva 2009/72/CE, anche al fine di presentare dei dati armonizzati col sistema elettrico degli altri paesi europei, salvo riportare dati con riferimento alla normativa italiana qualora occorra evidenziare particolari specificità riguardanti il sistema elettrico italiano. Sono quindi adottate le seguenti definizioni:

- **Generazione Distribuita (GD):** insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione.
- **Piccola generazione (PG):** insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW, indipendentemente dal livello di tensione a cui sono connessi.
- **Microgenerazione (MG):** insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della PG, ma non è strettamente un sottoinsieme della GD).
- **GD-10 MVA:** Impianti di generazione distribuita secondo direttiva 106/06 AEEG.

1.1.1 Analisi dei dati della generazione distribuita e della piccola generazione

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono forniti e in gran parte elaborati da Terna il cui Ufficio Statistiche, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della normativa vigente. A tal fine Terna in forza alla deliberazione n. 106/06, ha avviato l'integrazione dei propri archivi con i database del GSE al fine di condividere i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti.

Laddove non specificato, per "potenza" e per "potenza installata" si intende la **potenza efficiente** lorda dell'impianto (o della sezione di generazione). Per potenza efficiente di un impianto di generazione si intende la massima potenza elettrica ottenibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso di impianti termoelettrici). La potenza efficiente è **lorda** se riferita ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se riferita all'uscita dello stesso, dedotta cioè della potenza dei servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale.

Laddove non specificato per "produzione" si intende la **produzione lorda dell'impianto** o della sezione. Essa è la quantità di energia elettrica prodotta e misurabile ai morsetti dei generatori elettrici.

Nel caso in cui la misura dell'energia elettrica prodotta sia effettuata all'uscita dell'impianto, deducendo cioè la quantità di energia destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale), si parla di **produzione netta**. La produzione netta è suddivisa tra produzione consumata in loco e produzione immessa in rete.

Vediamo i dati relativi alla GD e GD-10 MVA per l'anno 2012:

GD	
Potenza efficiente lorda:	30.374 MW
Produzione lorda:	57,1 TWh
Percentuale sull'intera produzione nazionale:	19,1%

GD-10 MVA	
Potenza efficiente lorda:	23.507 MW
Produzione lorda:	39,7 TWh
Percentuale sull'intera produzione nazionale:	13,3%

Tabella 1.1: Dati relativi alla consistenza della GD sul territorio italiano – anno 2012

Appare evidente la differenza tra i dati afferenti alla GD e quelli afferenti alla GD-10 MVA. Nella prima definizione infatti rientrano infatti tutti gli impianti connessi alla rete di distribuzione, anche quelli con potenza maggiore di 10 MVA.

Si evince quindi che sulla rete di distribuzione sono presenti impianti di generazione di dimensioni relativamente rilevanti per una potenza installata di almeno 6.867 MW (considerando che nella definizione di GD-10 MVA rientrano anche piccoli impianti connessi però alla rete di trasmissione).

Questi dati evidenziano come la quantità e l'impatto degli impianti di generazione nella rete di distribuzione non sono più trascurabili, ma meritano di essere studiati per verificare come incidano sulla qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Nelle tabelle successive riportiamo più in dettaglio i dati.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.628	3.754	10.949.559	443.128	10.342.369
Biomasse, biogas e bioliquidi	2.051	1.911	5.934.870	332.024	5.180.787
Rifiuti solidi urbani	55	344	1.469.926	226.974	1.136.271
Fonti non rinnovabili	1.023	6.325	17.036.617	6.460.273	10.084.785
Ibridi	37	75	205.907	100.956	95.050
Totale termoelettrici	3.166	8.655	24.647.320	7.120.227	16.496.893
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	841	2.283	3.720.109	110	3.695.700
Fotovoltaici	478.277	15.682	17.763.756	15.312.939	2.248.086
TOTALE	484.912	30.374	57.080.744	22.876.403	32.783.048

Tabella 1.2: Dettaglio relativo agli impianti classificati GD

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.638	2.708	8.568.141	348.425	8.079.852
Biomasse, biogas e bioliquidi	2.071	1.765	5.382.788	313.014	4.703.315
Rifiuti solidi urbani	44	165	646.689	112.104	464.310
Fonti non rinnovabili	1.101	1.792	6.024.981	4.041.067	1.793.835
Ibridi	43	83	183.404	81.949	90.167
Totale termoelettrici	3.259	3.805	12.237.862	4.548.134	7.051.627
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	805	574	860.782	110	852.033
Fotovoltaici	478.302	16.420	18.075.888	15.534.368	2.332.547
TOTALE	485.004	23.507	39.742.673	20.431.036	18.316.058

Tabella 1.3: Dettaglio relativo agli impianti classificati GD-10 MVA

Risulta utile differenziare i dati sulla produzione lorda di energia elettrica con riferimento alle diverse fonti, infatti tale studio ci permetterà di trarre qualche ipotesi sulla natura degli impianti stessi, pur in mancanza di un censimento ufficiale.

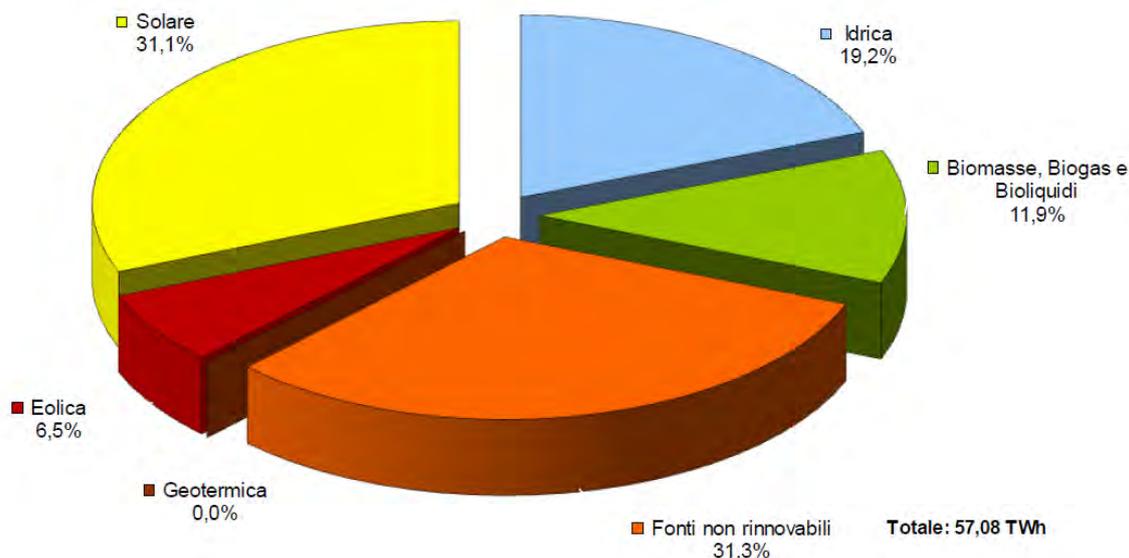


Figura 1.1: Classificazione degli impianti GD per fonte

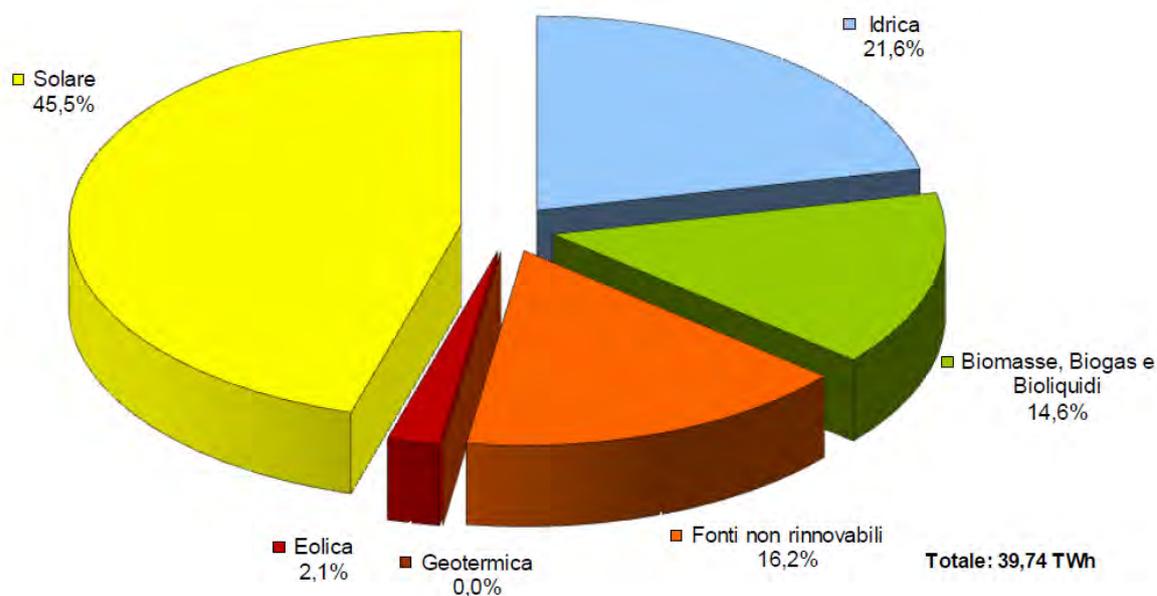


Figura 1.2: Classificazione degli impianti GD-10 MVA per fonte

Non esiste una classificazione precisa, per tecnologia produttiva utilizzata, del tipo di impianti installati, ma dai dati presentati è ragionevole supporre che, per quanto riguarda la GD, circa la metà degli impianti sia interfacciata alla rete tramite inverter (sicuramente tutti quelli alimentati da fonte solare, e presumibilmente eolica).

Per la parte di impianti alimentati da fonti non rinnovabili e idriche invece è ragionevole supporre che l'interfacciamento con la rete avvenga con macchine rotanti, oggetto di questa tesi.

Al fine di valutare l'impatto che hanno gli impianti di generazione distribuita sulla rete di distribuzione è utile riportare, sempre secondo i dati AEEG, la ripartizione tra la quota dell'energia elettrica consumata in loco e la quota immessa in rete.

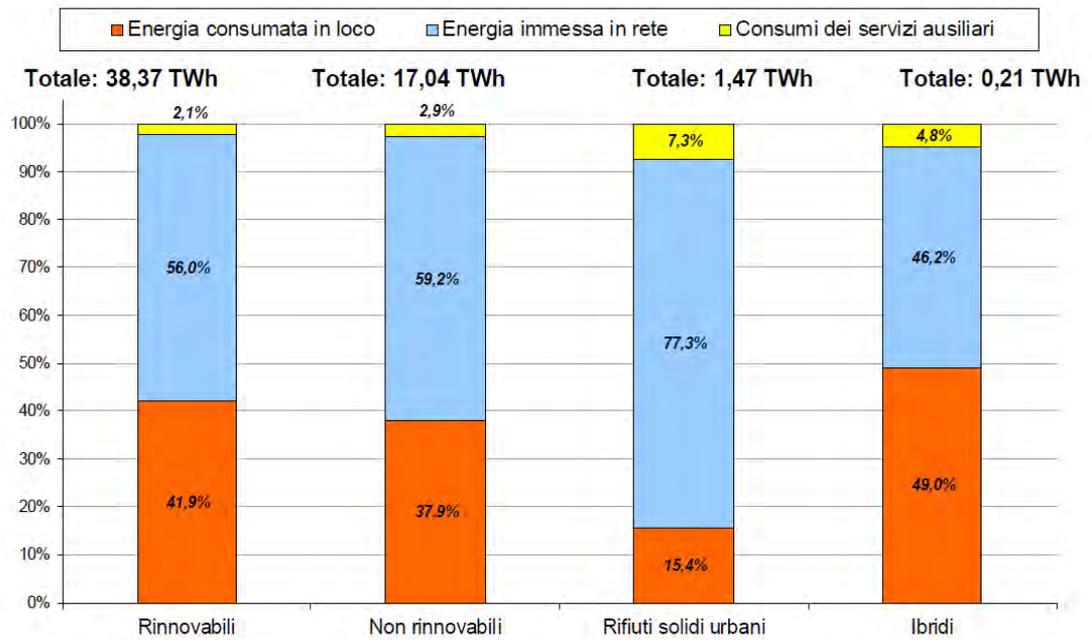


Figura 1.3: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia consumata in loco

Parallelamente si possono considerare gli impianti classificati per il livello di tensione cui sono connessi.

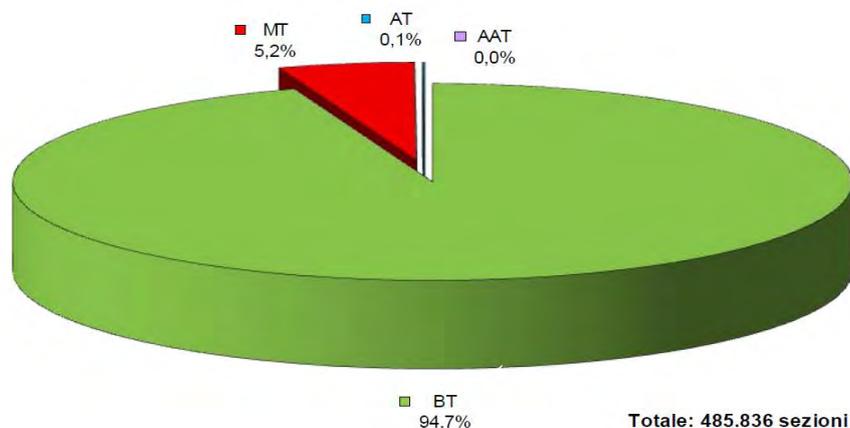


Figura 1.4: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

Come evidenziato dall'Autorità, appare evidente che all'interno della GD rientrano impianti connessi alle reti di distribuzione, anche di potenza superiore a 10 MVA, la cui produzione elettrica è ben superiore a quella necessaria per il solo soddisfacimento dei fabbisogni delle realtà industriali presso cui sono installati. Si nota altresì che il 94.7% degli impianti di GD risultano connessi in bassa tensione.

1.2 Norma italiana CEI 0-21

1.2.1 Generalità

La norma si intitola: **“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”** ed ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata fino ad 1 kV compreso. Inoltre per gli Utenti Attivi deve:

- Definire l’avviamento, l’esercizio ed il distacco dell’impianto di produzione
- Evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di rete BT del distributore
- Definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del produttore

La norma fornisce altresì le caratteristiche degli utenti e la loro classificazione, secondo la quale gli utenti direttamente connessi alla rete BT sono soggetti esercenti:

- Impianti di utilizzazione dell’energia (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di prelievo)
- Impianti di produzione (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di immissione, anche qualora parte della potenza prodotta sia destinata al soddisfacimento di qualsiasi carico sotteso che abbia esclusivamente funzione ausiliaria rispetto al processo di produzione dell’energia elettrica)
- Impianti di produzione e utilizzazione (assimilati, dal punto di vista della misura, a punti di prelievo)
- Reti di distribuzione (nell’ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione)

La CEI 0-21 tratta tutti gli aspetti tecnici relativi alla connessione in bassa tensione degli utenti, tra i quali:

- Caratteristiche delle reti BT dei distributori
- Criteri per la scelta del punto di connessione
- Schemi di connessione alla rete
- Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi
- Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica
- Sistemi di misura dell’energia elettrica

Ai fini dell’argomento trattato in questa tesi risulta utile approfondire le prescrizioni fornite dalla norma in merito ai sistemi di protezione.

1.2.2 Sistemi di protezione secondo CEI 0-21

In questa sezione della norma viene descritto il sistema di protezione che gli utenti attivi devono adottare per interfacciarsi alla rete BT.

Sistema di protezione generale

Il sistema di protezione generale deve essere quello adottato per gli utenti passivi, riportato schematicamente di seguito:

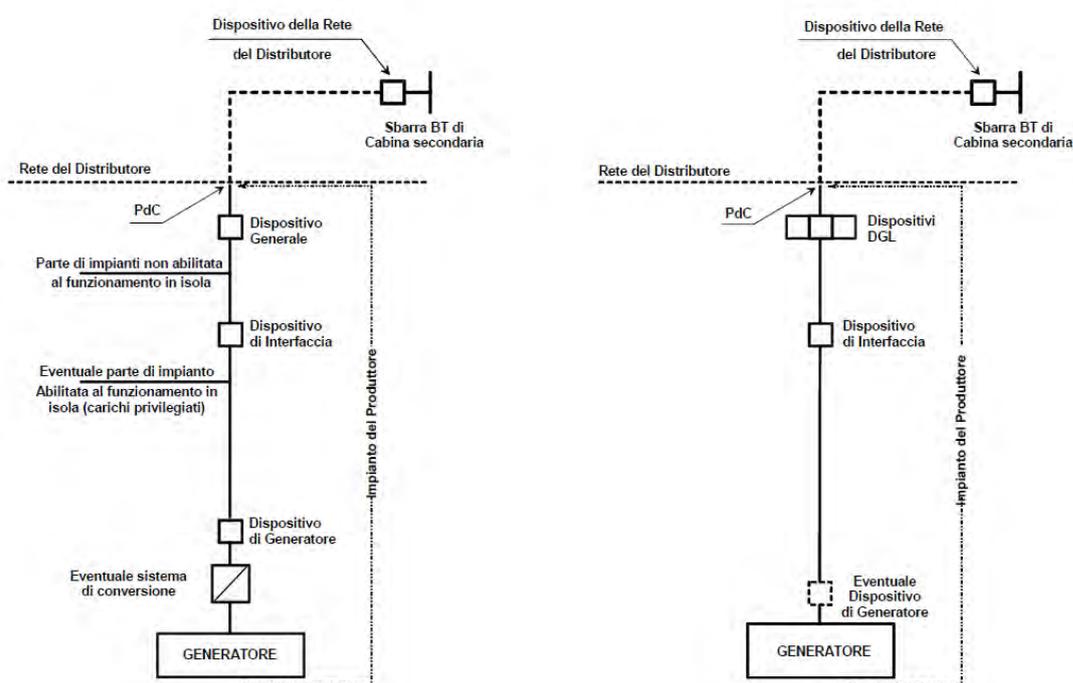


Figura 1.5: Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del distributore

Sistema di protezione di interfaccia

Il sistema di protezione di interfaccio (SPI) agisce sul DDI (Dispositivo di interfaccia) che è l'organo addetto al distacco dell'utente dalla rete. Prevede le seguenti funzioni:

- Protezione di massima/minima frequenza
- Protezione di massima/minima tensione
- Capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati a
 - Presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza)
 - Comando di tele scatto

Per i sistemi trifase, le protezioni:

- Di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate
- Di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- Un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza superiore a 6 kW
- Un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW

Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia

Le regolazioni del SPI sono riportate nella seguente tabella:

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 oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
<p>(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.</p> <p>** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.</p> <p>*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW.</p> <p>◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p> <p>§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 15.</p>		

Tabella 1.4: Regolazione di default del Sistema di Protezione d'Interfaccia

Le soglie di intervento ed i tempi di intervento devono essere modificabili a richiesta del distributore, pertanto il SPI dovrà essere programmato di default con le soglie ed i tempi di intervento previsti dalla Tabella 1.4, ma deve essere sempre possibile modificare soglie e tempi di intervento, con gradini di ampiezza fornita dalla norma per ogni categoria di protezione.

Il distributore prevede un regolamento di esercizio la cui stipula è immediatamente precedente alla connessione alla rete di distribuzione, contenente almeno:

- Condizioni generali del collegamento dell'utente
- Verifiche preliminari alla connessione ed alla messa in esercizio
- Modalità di esercizio del collegamento dell'utente
- Verifiche e manutenzione in esercizio
- Eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'utente
- Disposizioni operative per la sicurezza elettrica
- Riferimenti operativi

2 Il problema dell'isola indesiderata

2.1 Generalità sul concetto di isola

Un fenomeno di isola può occorrere quando una porzione di rete attiva si trova ad essere isolata elettricamente dalla rete elettrica principale, e le protezioni delle unità DG presenti, non rilevando la condizione di isola originatasi, continuano ad alimentare i carichi locali, con serio pericolo per cose e persone.

La formazione di un'isola può essere dovuta ad una varietà di cause che hanno come conseguenza l'apertura dell'interruttore in cabina; come un guasto sulla rete di alta o media tensione, disturbi nella forma d'onda della tensione, o ancora eventi intenzionali, ad esempio per la manutenzione.

Le norme italiane CEI-016 e CEI 0-21 recentemente rilasciate prescrivono le regole tecniche di connessione per gli utenti attivi in media tensione e bassa tensione rispettivamente, e contengono degli accorgimenti da applicare agli inverter per limitare il rischio che si formi un'isola indesiderata.

In questo capitolo si vuole verificare se tali accorgimenti, in particolare gli allegati E ed F della CEI 0-21, sono efficaci se adottati, oltre che per gli inverter, anche per i generatori sincroni che si trovano nelle stesse condizioni di connessione.

Qualora si formi un fenomeno di isola indesiderata si possono verificare diversi scenari, a seconda della situazione dei flussi di potenza prima del distacco. Per capire perché questa condizione di funzionamento è da evitare è utile prima esporre il concetto di isola intenzionale.

2.1.1 Isola intenzionale

Si parla di isola intenzionale quando una porzione di rete BT che resta isolata dal sistema elettrico globale resta in tensione, ma con l'accortezza di mantenere i parametri di rete (tensione e frequenza) ai valori nominali. Un'isola intenzionale può anche funzionare in modo permanentemente isolato dalla rete principale, come nel caso di aree rurali con poche utenze, alimentate da piccoli impianti in loco, ad esempio malghe e alpeggi.

Si configurano quindi due modalità, in linea di massima, di funzionamento dell'isola intenzionale. Piccole utenze rurali, geograficamente remote, per le quali i concetti di Power Quality hanno valenza relativa, e reti di dimensione e composizione arbitraria che per varie ragioni possono o devono funzionare in isola, come ad esempio distretti industriali con lavorazioni particolarmente pregiate, strutture sanitarie, grandi navi da crociera, eccetera.

Il secondo caso, quello di interesse e impiego notevolmente maggiori, presenta considerevoli complicazioni, in quanto non è sufficiente che gli impianti di produzione rimangano connessi.

Generalmente infatti un'isola, pur se alimentata, si porterà a funzionare ad un livello di tensione diverso da quello nominale della rete, ed a una frequenza diversa. Il mantenimento dei parametri di rete all'interno degli standard richiesti non è banale, ma essenziale, considerando che al giorno d'oggi i carichi sono sempre più sensibili ai disturbi. Si deve poter controllare in modo completo la Power Quality in termini di:

- Buchi di tensione
- Interruzioni di tensione
- Variazioni del modulo della tensione
- Sovratensioni
- Distorsioni armoniche
- Squilibri tra le fasi
- Variazioni di frequenza



Figura 2.1: Alpeggio in quota funzionante in isola

Tutto dipende dal bilancio dei flussi di potenza tra generazione e carichi nell'isola. Inoltre nella maggior parte dei casi i carichi sono dinamici, e quindi variano il proprio assorbimento in funzione della tensione e della frequenza stesse, le quali vengono a loro volta influenzate dalle variazioni di assorbimento dei carichi.

Considerando oltre a ciò la variabilità della curva di domanda, non è possibile (o irragionevolmente complicato) conoscere il comportamento di una porzione di rete una volta che sia passata in isola.

Risulta allora evidente che i generatori deputati al sostegno dell'isola devono avere determinati requisiti:

- Capacità produttiva sufficiente a sostenere l'assorbimento dei carichi
- Un sistema di coordinamento con la rete MT, per identificare la condizione di isola
- Un sistema per la sincronizzazione della porzione della rete in isola con la rete elettrica principale, per la riconnessione
- Un sistema di regolazione primaria e secondaria

Quest'ultimo punto è particolarmente importante, in quanto non essendoci più il sincronismo con la rete deve esserci un impianto di produzione, facente parte dell'isola, deputato a svolgere la funzione di *master*, cioè a fungere da riferimento per l'intera isola, mentre gli altri impianti devono funzionare da *slave*.

Ci deve essere quindi un coordinamento tra tutti gli impianti presenti nella porzione di rete di interesse. Inoltre non è detto che nella rete siano presenti impianti di dimensione tale da garantire un'effettiva capacità regolante. La formazione di isole intenzionali quindi è possibile solo in porzioni di rete appositamente predisposte.

2.1.2 Isola indesiderata

Una volta esposto il concetto di isola intenzionale risulta immediatamente più chiaro cosa si intende per isola indesiderata. Rappresenta una condizione di funzionamento in primo luogo non voluta, ed in secondo luogo potenzialmente pericolosa.

Istintivamente non è chiaro perché il fenomeno sia dannoso, in quanto verrebbe da pensare che se una certa porzione di rete dovesse rimanere isolata dalla rete principale, ad esempio per l'apertura dell'interruttore in cabina, eventuali unità di generazione distribuita rappresentino un elemento favorevole quanto meno dal punto di vista, certamente importante, di garantire la continuità del servizio. Vediamo perché non è così.

L'isola indesiderata viene evitata per i seguenti motivi:

- Impossibilità di garantire alle utenze andamenti di tensione e frequenza all'interno degli intervalli di variazione ammessi a livello normativo o contrattuale, in quanto gli impianti locali di produzione non sono attualmente direttamente controllabili dal gestore della rete di distribuzione, se non per operazioni di distacco forzato. Le possibili ampie escursioni delle grandezze elettriche a causa di un'impossibilità di controllo di frequenza e tensione all'interno dell'isola potrebbero danneggiare pesantemente gli apparati agganciati, e i componenti della rete stessa.

- Il fenomeno dell'isola indesiderata potrebbe interferire con le normali procedure di ripristino del servizio. Tali procedure avviate a seguito di un guasto, siano esse automatiche o manuali, potrebbero fallire o generare comportamenti anomali nella rete. Ad esempio, la richiusura dell'interruttore di linea posto in cabina su un'isola sostenuta da GD può provocare la riapertura della linea stessa e il danneggiamento dei componenti qualora tale richiusura fosse eseguita fuori sincronismo o fuori fase.
- La formazione di un'isola indesiderata potrebbe provocare un rischio per la sicurezza qualora si dovesse intervenire in linee che si ritengono fuori servizio, ma che in realtà continuano ad essere energizzate dalla generazione locale

Le condizioni che possono portare alla disconnessione di una porzione di rete possono essere le seguenti:

- Intervento degli interruttori per guasti permanenti
- Black out della rete di trasmissione
- Guasto al trasformatore in cabina (primaria o secondaria)
- Disconnessione intenzionale per manutenzione
- L'isola può verificarsi temporaneamente nell'intervallo di tempo tra l'apertura della protezione e la successiva richiusura automatica

Per tutte queste ragioni è opportuno che qualora venisse a mancare la rete, tutti gli impianti connessi in BT si disconnettano. Attualmente gli interruttori locali degli impianti possono essere asserviti all'interruttore in cabina con sistemi di tele scatto, ma si tratta di un sistema costoso ed eterogeneo in quanto il segnale viaggia su mezzi indipendenti dalla rete elettrica (doppino telefonico). Risulta più utile uno studio dei generatori BT e delle relative protezioni affinché queste possano riconoscere lo stato di isola e quindi disconnetterli.

2.1.3 Isola temporanea

Una volta definito cosa si intende per isola indesiderata si vuole introdurre un ulteriore concetto di una certa importanza. Può accadere che una porzione di rete, nelle condizioni esposte precedentemente, dia origine ad un'isola, ma che questa non permanga stabilmente. Quindi la rete in questo caso non resterebbe stabilmente energizzata, in quanto le protezioni di macchina interverrebbero dopo un certo tempo.

Un'isola temporanea costituisce un fenomeno comunque indesiderato perché occorre in una porzione di rete che si richiede venga de-energizzata immediatamente. Nelle simulazioni eseguite più avanti in questo studio l'isola temporanea ricorre spesso. Non essendoci una definizione ufficiale che caratterizza il fenomeno, si è arbitrariamente inteso che qualora la rete sia completamente de-energizzata in un tempo superiore ad un secondo, deve considerarsi in isola temporanea.

Risulta superfluo dire che si tratta anche in questo caso di una condizione di funzionamento non corretto, formando di fatto un caso specifico che rientra come problematiche e gestione nel caso dell'isola indesiderata.

3 Partecipazione delle unità GD alla fornitura di servizi di rete

3.1 Partecipazione delle unità GD al controllo di tensione

In questo capitolo si parla di controllo della tensione da parte delle unità di generazione distribuita. Tale concetto è relativamente nuovo in quanto la gestione della rete elettrica tradizionalmente ha sempre seguito la filosofia dell'impresa verticalmente integrata, che prevede una netta separazione (anche geografica) tra grossi centri di produzione e carichi.

Fino ad alcuni anni fa erano pochi i generatori presenti sulla rete di distribuzione, e potevano essere gestiti come dei carichi negativi, ma a causa della prorompente espansione della GD occorsa di recente oggi sono chiamati a compiere anche un servizio di rete.

3.1.1 Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva

Secondo la normativa il funzionamento in parallelo alla rete BT del distributore è consentito agli impianti di produzione, trifase e/o monofase, realizzati con una o più delle seguenti tipologie:

- a) Macchina rotante asincrona non autoeccitata fino a 6 kW, macchina rotante sincrona fino a 6 kW, purché funzionino con fattore di potenza istantaneo non inferiore a $\cos(\varphi) = 0,9$ in assorbimento di reattivo.
- b) Macchina rotante sincrona di potenza superiore a 6 kW, purché in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra $\cos(\varphi) = 0,98$ in assorbimento e $\cos(\varphi) = 0,9$ in erogazione di reattivo.
- c) Macchina rotante asincrona non autoeccitata di potenza superiore a 6 kW, purché in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo compreso tra $\cos(\varphi) = 0,95$ in assorbimento di reattivo e $\cos(\varphi) = 0,95$ in erogazione di reattivo.
- d) Inverter in impianti di potenza complessiva fino a 3 kW, purché in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo compreso tra $\cos(\varphi) = 0,98$ in assorbimento di reattivo e $\cos(\varphi) = 0,98$ in erogazione di reattivo.
- e) Inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 3 kW e fino a 6 kW, purché in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra $\cos(\varphi) = 0,95$ in assorbimento e $\cos(\varphi) = 0,95$ in erogazione di reattivo.
- f) Inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW, purché in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra $\cos(\varphi) = 0,90$ in assorbimento di reattivo e $\cos(\varphi) = 0,90$ in erogazione di reattivo.

Nella figura seguente sono esplicitate una capability triangolare ed una rettangolare, valide per impianti di potenza superiore a 6 kW:

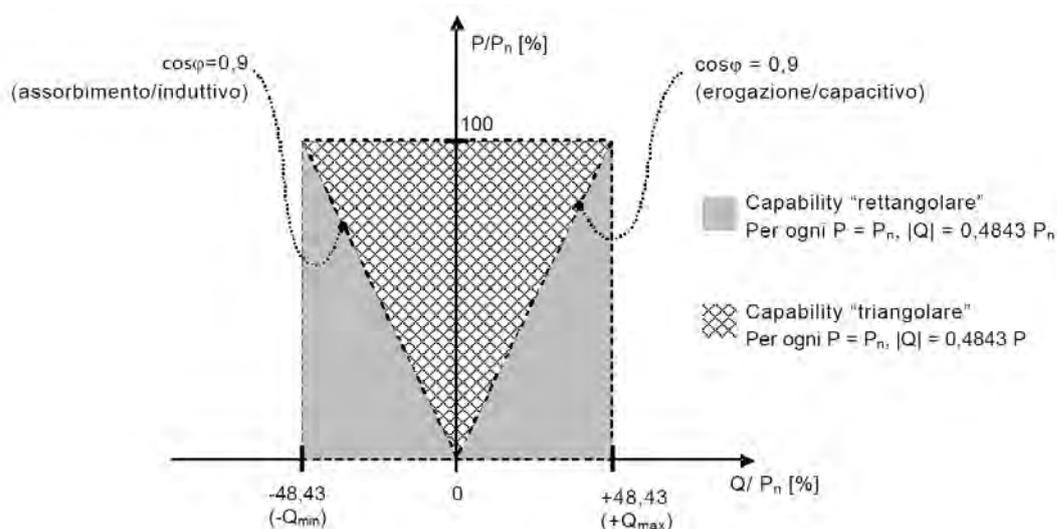


Figura 3.1: Curve di capability standard per impianti di potenza superiore a 6 kW

Nei punti di funzionamento compresi tra la capability triangolare e quella rettangolare, si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva ai fini di fornire un servizio di rete. La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ($\cos(\varphi)$ unitario), mentre il funzionamento con fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal distributore qualora esigenze di esercizio lo richiedessero, e deve essere realizzato con logiche e leggi di controllo sia locali che da remoto (queste ultime solo per impianti con potenza complessiva superiore a 6 kW).

L'allegato E contiene le logiche di controllo locali necessari alla partecipazione delle unità GD al controllo della tensione. Attualmente le logiche descritte ed i valori indicati per la tensione e la potenza reattiva si riferiscono al funzionamento richiesto ai generatori statici. Per i generatori tradizionali sono allo studio analoghe prescrizioni. In questo elaborato si è voluto comunque studiare il comportamento delle logiche descritte per i generatori statici anche applicate alle macchine rotanti.

3.2 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una caratteristica $\cos(\varphi) = f(P)$

L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito dell'immissione di potenza attiva. In questi casi il tipo e le soglie nominali della regolazione della potenza reattiva dipendono dalle caratteristiche di rete e possono quindi essere prescritti individualmente dal distributore, purché all'interno del limite di capability triangolare.

Soprattutto per gli impianti di piccola taglia è utile tuttavia prevedere delle logiche di funzionamento locali integrate in un sistema di controllo dell'impianto che consentano di limitare la tensione ai morsetti in uscita agendo in modo automatico su una curva di regolazione pre-impostata e definita all'interno della capability triangolare. Secondo questo criterio gli impianti devono poter erogare potenza reattiva in logica locale secondo uno dei seguenti metodi:

- Secondo una curva caratteristica del fattore di potenza sulla potenza attiva – curva a)
- Ad un fattore di potenza fisso ed impostabile fino al limite massimo di capability pari a 0,95 per impianti di potenza complessiva fino a 6 kW, altrimenti fino a 0,9 – curva b)

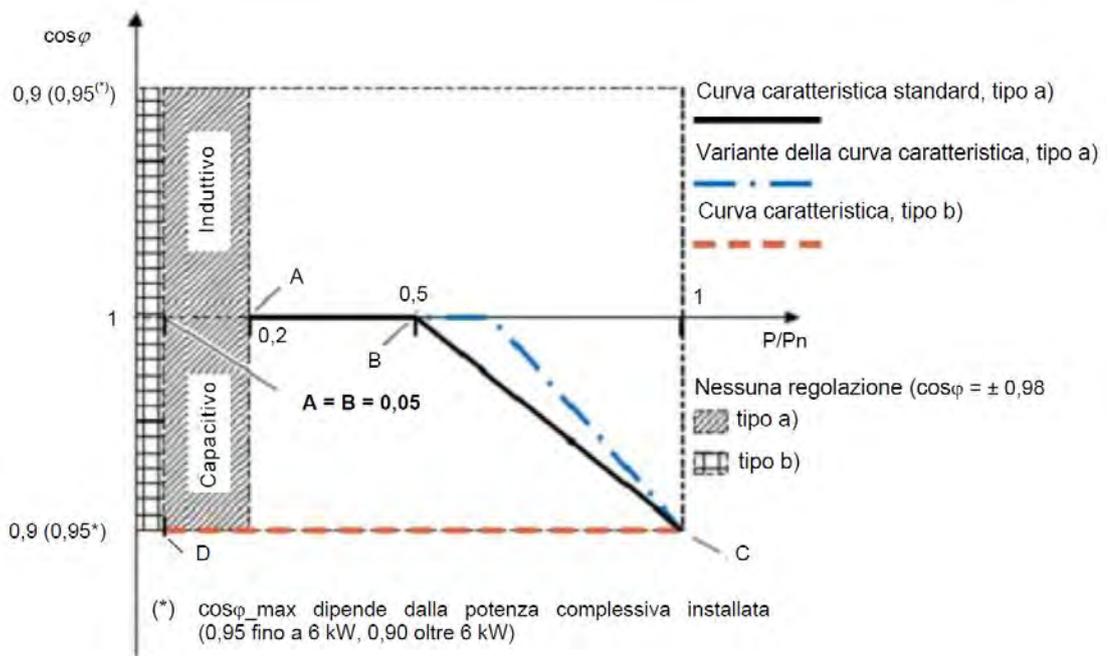


Figura 3.2: Curve caratteristiche standard $\cos(\varphi) = f(P)$

Al fine di ottenere un comportamento omogeneo di tutti i generatori l'allegato E stabilisce criteri univoci per la determinazione delle curve caratteristiche. In particolare la curva di tipo a) è definita dall'interpolazione dei 3 punti:

- A: $P = 0,2 P_n; \cos(\varphi) = 1$
- B: $P = 0,5 P_n; \cos(\varphi) = 1$
- C: $P = P_n; \cos(\varphi) = \cos(\varphi)_{\max}$

Dove con $\cos(\varphi)_{\max}$ si intende 0,95 induttivo per macchine fino a 6 kW e 0,9 induttivo per le taglie superiori.

La curva caratteristica standard di tipo b) è definita dai punti:

- C: $P = P_n; \cos(\varphi) = \cos(\varphi)_{\max}$
- D: $P = 0,05 P_n; \cos(\varphi) = \cos(\varphi)_{\max}$

Il distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quelle suggerite in base alla rete, al carico ed alla potenza immessa. Nella figura 3.2 è riportato a titolo di esempio una variante della curva di tipo a) che consiste in una modifica del livello di potenza attiva in cui inizia la regolazione in assorbimento di potenza reattiva. Entrambe le modalità sono abilitate in funzione di una tensione di Lock-in (ad esempio pari a $1,05 V_n$), il cui valore è comunicato dal distributore nel regolamento d'esercizio. Il valore di Lock-in deve essere regolabile tra $0,9 V_n$ e V_n con intervalli di 0,01.

3.2.1 Modalità di funzionamento della regolazione automatica di potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos(\varphi) = f(P)$

1. Al superamento del punto di lavoro $P/P_n = 0,5$ (curva a) o $P/P_n = 0,05$ (curva b) si verifica se la tensione ai morsetti del generatore supera la soglia di Lock-in.
2. Se la verifica è positiva, viene attivata la regolazione di reattivo secondo il profilo scelto entro 10 s. Se la verifica è negativa, l'impianto continua a erogare a fattore di potenza unitario
3. La condizione di regolazione attivata viene rimossa esclusivamente quando:
 - a. La potenza attiva erogata rientra sotto il 50% della nominale, ovvero sotto il 5% della nominale, a seconda della curva scelta, indipendentemente dalla tensione rilevata ai morsetti
 - b. La tensione rientra sotto il valore di Lock-out di tensione, ad esempio pari a V_n

Il controllo della potenza reattiva comporta una maggiore dissipazione nella rete di bassa tensione. Come visto precedentemente tale dissipazione può essere ridotta attivando la regolazione solo al superamento di un certo livello critico di tensione e solo se sta erogando potenza attiva ad un livello tale da incidere significativamente sulla rete.

3.2.2 Implementazione nel software di simulazione

Viene di seguito esposta la procedura utilizzata per implementare le logiche di controllo che saranno utilizzate all'interno del software di simulazione utilizzato per lo studio, cioè DlgSILENT PowerFactory.

Verrà ora descritto lo schema di funzionamento su cui si basa il modello DSL del controllo. Di seguito è presentato lo schema a blocchi del livello più esterno del modello, detto anche composite model, che ci dice come interagiscono tra loro i componenti che formano il sistema. In questo caso il composite è formato da due blocchi, uno rappresentativo del generatore e uno rappresentativo del sistema di controllo che contiene al suo interno la logica da implementare.

Si tratta quindi da una parte di un blocco che rappresenta un qualcosa di materiale (generatore), dall'altra qualcosa di puramente logico (regolatore). Si tiene a precisare che non è una rappresentazione fedelissima della realtà in quanto anche alla parte logica corrisponde qualcosa di fisico, come minimo un PLC e un convertitore per il circuito di campo, ma questi aspetti possono essere trascurati per quanto riguarda gli argomenti trattati in questo studio.

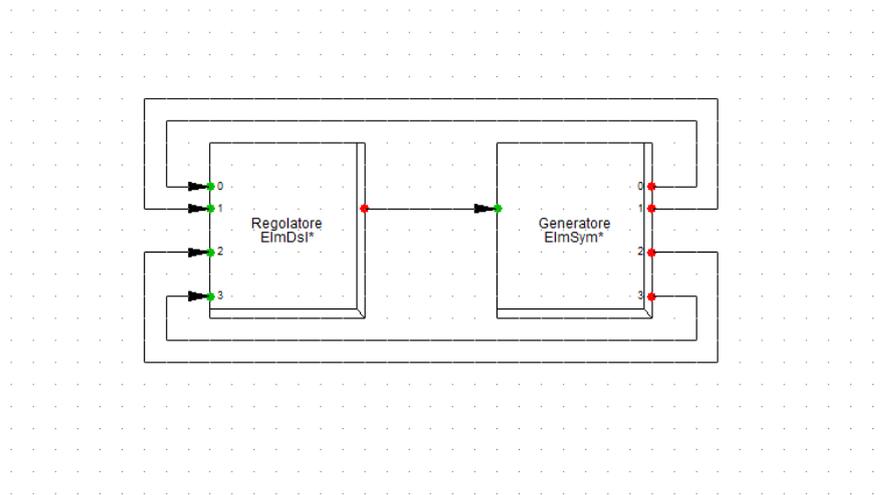


Figura 3.3: Schema a blocchi del composite model per la caratteristica $\cos(\varphi) = f(P)$

Al blocco generatore è collegato appunto un generatore per bassa tensione, il cui modello matematico, ed i parametri, saranno caratterizzati successivamente. Per il momento ci si vuole concentrare sull'oggetto chiamato Regolatore.

Il livello più interno del blocco Regolatore, seppure possa essere espresso come un sistema di equazioni in linguaggio DSL, viene presentato come un altro schema a blocchi più complesso, rappresentante della logica che si vuole implementare.

Risulta utile evidenziare quali siano le entrate e le uscite di tale schema:

Ingressi

- 0 -> potenza attiva erogata [p.u.]
- 1 -> tensione ai morsetti di uscita del generatore [p.u.]
- 2 -> potenza attiva erogata [MW]
- 3 -> potenza reattiva erogata [MVAR]

Uscite

- 0 -> tensione di alimentazione del circuito di campo del generatore [p.u.]

Ricordiamo che tali ingressi/uscite costituiscono dei segnali logici che lo stesso software mette a disposizione nei suoi modelli. Ad esempio dal generatore sarà possibile prelevare un segnale rappresentativo della potenza attiva erogata in per unità o in MW o entrambi (come viene fatto qui) senza che sia necessario modellizzare dei particolari dispositivi di misura.

Similmente il segnale di uscita è un segnale logico, non una tensione. Quando tale segnale viene ricevuto in ingresso dal modello del generatore questo compie un'approssimazione, in quanto nella realtà dovrebbe esserci un convertitore che alimenta la macchina in tensione, prendendo come riferimento il segnale logico sopracitato. Vediamo quindi lo schema a blocchi del Regolatore.

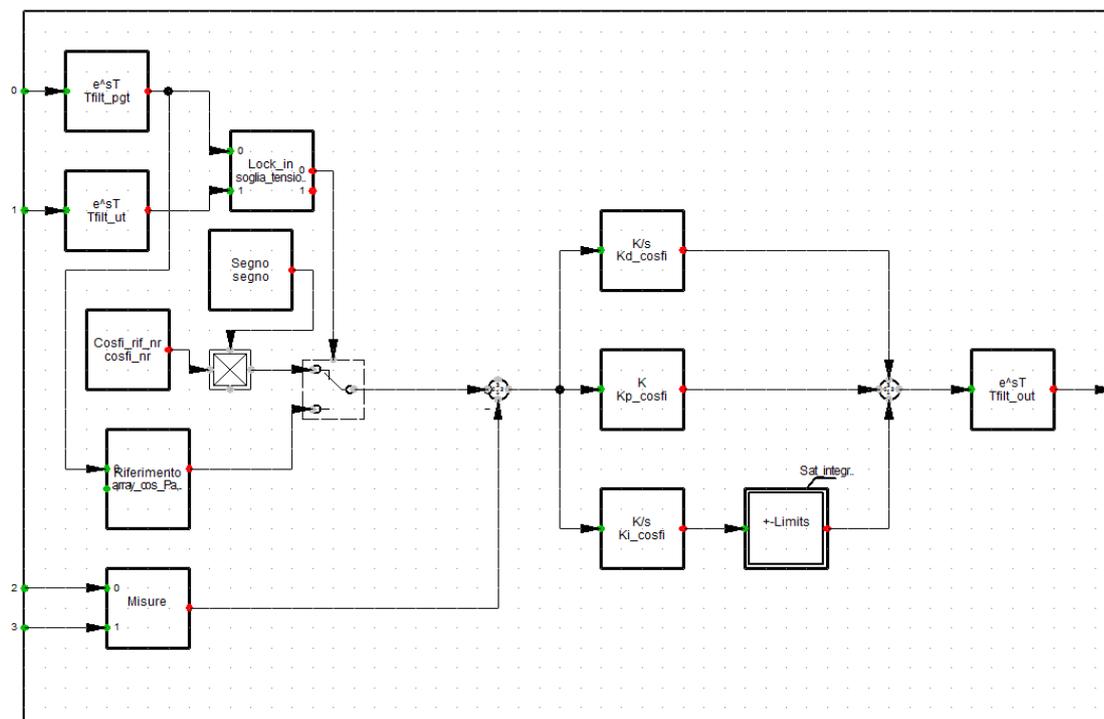


Figura 3.4: Modello matematico del blocco regolatore per la caratteristica $\cos(\varphi) = f(P)$

Il funzionamento è il seguente: in ingresso si ricevono le misure della potenza attiva (in per unità rispetto alla nominale) e della tensione rilevata ai morsetti, che in questo caso è resa disponibile direttamente nel modello del generatore, ma idealmente si può pensare ricavata da un TV. Nello schema a blocchi tali segnali incontrano un elemento che corrisponde ad un ritardo, che può essere impostabile tramite interfaccia, e il cui utilizzo può essere fatto a scopo funzionale oppure per simulare uno strumento di misura.

Il blocco Lock-in ha il compito di verificare che la potenza attiva che sta erogando il generatore sia maggiore di quella richiesta per abilitare eventualmente la regolazione di reattivo. Verificata la condizione sulla potenza lo stesso blocco ha il compito di verificare se la tensione rilevata ai morsetti supera la soglia di Lock-in di tensione. Se anche questa verifica è positiva il segnale di Lock-in in uscita viene portato allo stato logico 1, causando lo switch del riferimento al valore fornito dalla caratteristica, valore che viene fornito in ingresso ad un regolatore PID che agisce sulla tensione di eccitazione della macchina.

Il modello in realtà non effettua una regolazione sul $\cos(\varphi)$, bensì sul $\sin(\varphi)$, in quanto questo fornisce anche l'indicazione sul segno della potenza reattiva. L'acquisizione del $\sin(\varphi)$ avviene tramite una misura della potenza attiva e reattiva, da parte del blocco Misure, e viene calcolato come $\sin(\varphi) = \sin(\arctan(Q/P))$.

Il modello verifica continuamente la permanenza della condizione sulla potenza attiva erogata, e confronta la tensione con il valore di Lock-out, per eventualmente disabilitare la regolazione qualora si verificassero le condizioni descritte precedentemente. Di seguito vediamo le interfacce per caratterizzare il modello coi parametri scelti.

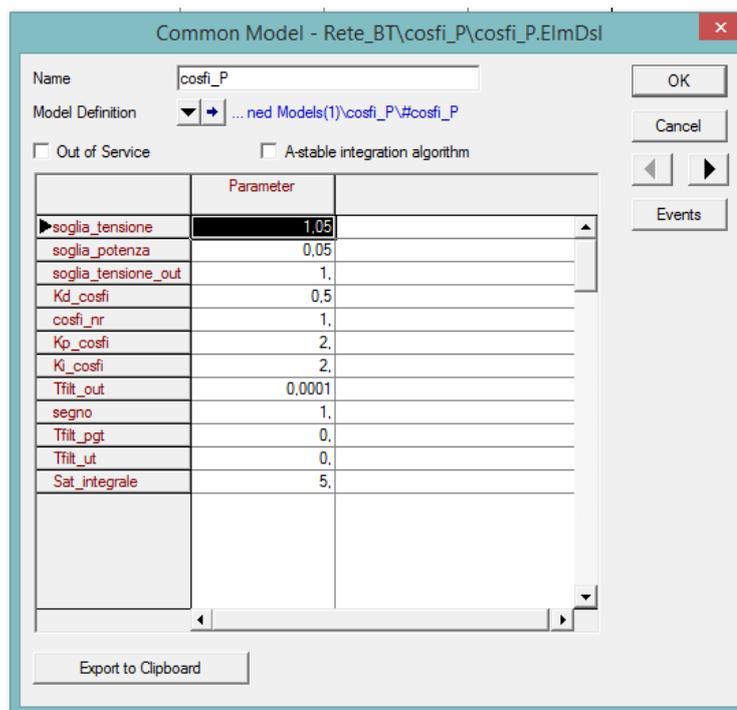


Figura 3.5: Interfaccia per l'inserimento delle soglie di regolazione e dei parametri del regolatore $\cos(\varphi) = f(P)$

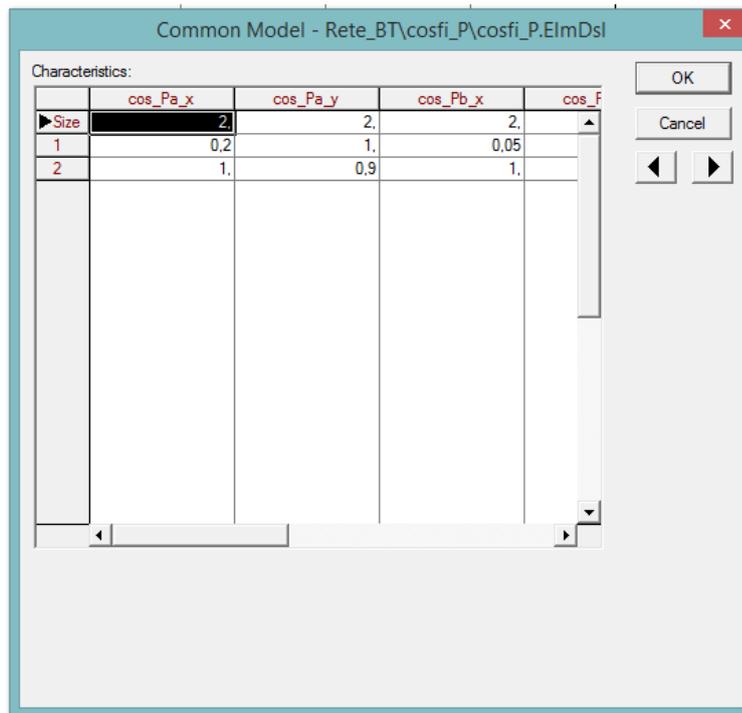


Figura 3.6: Interfaccia per l'inserimento della funzione matematica della caratteristica scelta

Qui di seguito si è voluto verificare il funzionamento della regolazione con un test fatto ad-hoc nel software DlgSILENT PowerFactory. Un generico generatore è stato equipaggiato col regolatore descritto in precedenza; in questo caso è stata scelta la curva caratteristica di tipo a). Ai morsetti del generatore è stata imposto un profilo di tensione arbitrariamente definito dall'utente, e quindi misurando la potenza attiva e reattiva erogate si è verificato che il complesso generatore + regolatore funzionasse nel modo atteso. Si è scelto di fissare la soglia di tensione a 1,05 p.u. mentre il generatore sta erogando 50 kW.

Nel grafico in figura 3.7 si può apprezzare come il generatore eroghi a $\cos(\varphi)$ unitario fino a che la tensione resta al di sotto del livello scelto, dopo di che si verifica il Lock-in, il cui istante è evidenziato in fucsia. In questo istante il riferimento cambia e si può apprezzare in verde come il regolatore fornisca un $\cos(\varphi)$ da inseguire calcolato istante per istante sulla potenza attiva erogata in quel preciso momento. Si nota come il riferimento sia oscillante, il che è normale perché le oscillazioni che si verificano nella tensione influenzano anche la potenza attiva erogata.

La macchina regola la sua eccitazione per seguire il riferimento, il che avviene nel giro di pochi secondi. Nei grafici successivi si può apprezzare come dopo il transitorio dovuto alla transizione del riferimento e all'inizio della regolazione il fattore di potenza si attesti stabilmente al valore di 0,965. In particolare il secondo grafico mostra l'erogazione di potenza attiva e reattiva in MW e MVAR, offrendo la possibilità di verificare che il risultato ottenuto combaci, infatti si trova che: $\cos(\arctan(0,005/0,051)) = 0,97$.

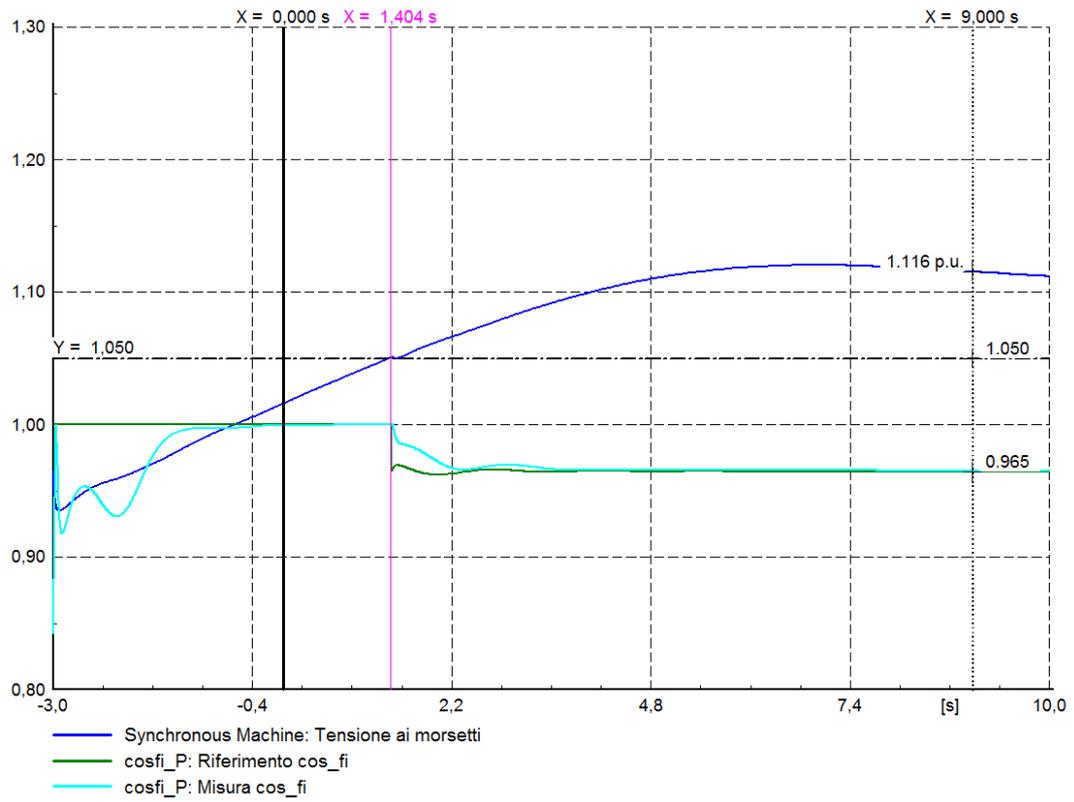


Figura 3.7: Regolazione del fattore di potenza a seguito di un transitorio di sovratensione

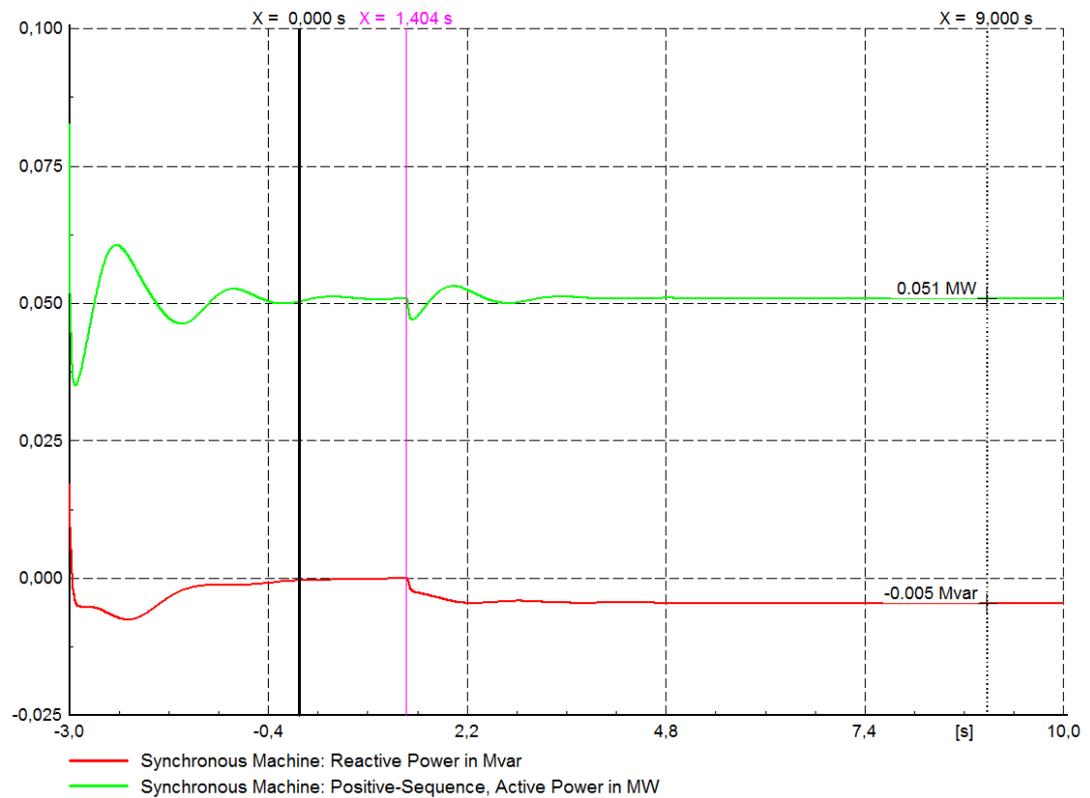


Figura 3.8: Erogazione di potenza attiva e reattiva in modalità regolante

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

In aggiunta a quanto visto in precedenza gli impianti di potenza superiore a 6 kW devono consentire anche la erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione il logica locale basate sul valore della tensione ai morsetti di uscita, secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$. Questo tipo di regolazione è tale da richiedere potenzialmente che l'impianto si posizioni in un punto di lavoro esterno alla capability triangolare e invece compreso nella capability rettangolare.

L'erogazione/assorbimento di potenza reattiva si intende convenzionalmente finalizzata alla prestazione de parte dell'utente di un servizio di rete, che deve essere prestato in modo automatico secondo una logica di controllo locale, secondo una funzione della tensione rilevata ai morsetti del generatore, come mostrato nella figura:

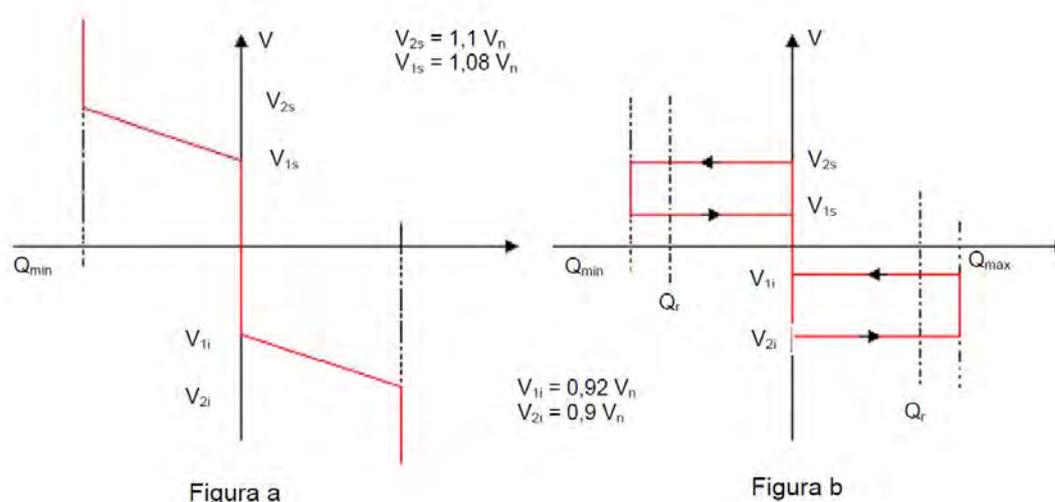


Figura 3.9: Curve caratteristiche standard $Q = f(V)$

Tali curve sono definite univocamente dai seguenti parametri, tenuto conto che i valori V_{\min} e V_{\max} sono definiti in funzione delle soglie di taratura delle protezioni di massima/minima tensione. In particolare la normativa richiede che sia $V_{\min} \geq 27.S1$ (valore di default = $0,9 V_n$) e $V_{\max} \leq 59.S1$ (valore di default = $1,1 V_n$)

- $V_n < V_{1s}$ e $V_{2s} < V_{\max}$
- $V_n > V_{1i}$ e $V_{2i} > V_{\min}$
- $-Q_{\min}$ e $+Q_{\max}$ corrispondono ai limiti di capability rettangolare, e comunque non devono essere inferiori in modulo a $0,4843 P_n$

Nella figura la convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è quella dei generatori, cioè:

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

Il distributore in base alla tipologia di rete, al carico ed alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse da quelle suggerite nella normativa, purché riconducibili a quella riportata a titolo di esempio, impostando i parametri V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} , V_{2s} secondo i criteri ed i limiti esposti.

L'erogazione di reattivo in modalità automatica viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima (valore di Lock-in) la cui entità viene comunicata dal distributore nel regolamento d'esercizio. Il valore di Lock-in di potenza deve essere regolabile tra $0,1 P_n$ e P_n ad intervalli di $0,1 P_n$. Qualora venga attivata la regolazione secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'impianto entro 10 s.

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

1. Al superamento dei punti di lavoro definiti come segue:

- $V > V_{1s}$ oppure $V < V_{1i}$ per la figura 3.9a)
- $V > V_{2s}$ oppure $V < V_{2i}$ per la figura 3.9b)

L'impianto verifica se la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia di Lock-in, ad esempio pari a $0,2 P_n$.

2. Se la verifica è positiva viene attivata la regolazione di reattivo secondo il profilo riportato in figura, altrimenti la macchina continua ad erogare a fattore di potenza unitario, fino a che la potenza attiva erogata rimane al di sotto del valore di Lock-in.

3. La condizione di regolazione attivata viene rimossa esclusivamente quando:

- La potenza attiva erogata scende stabilmente sotto il 5% di P_n , valore di Lock-out di potenza, indipendentemente dalla tensione rilevata ai morsetti.
- La tensione misurata è all'interno del range definito da V_{1s} e V_{1i} .

3.3.2 Implementazione nel software di simulazione

Il composite più esterno ha la stessa struttura mostrata precedentemente, nel senso che può essere rappresentata come un blocco che contiene la logica del regolatore che agisce su un altro blocco che contiene il modello del generatore. Non ci soffermeremo quindi oltre sul generatore, vedendo invece la struttura del regolatore. Richiamiamo nuovamente gli ingressi e le uscite:

Ingressi

- 0-> tensione ai morsetti di uscita del generatore [p.u.]
- 1-> potenza attiva erogata [p.u.]
- 2-> potenza reattiva erogata [MVAR]

Uscite

- 0-> tensione di alimentazione del circuito di campo del generatore [p.u.]

Vediamo lo schema a blocchi del regolatore:

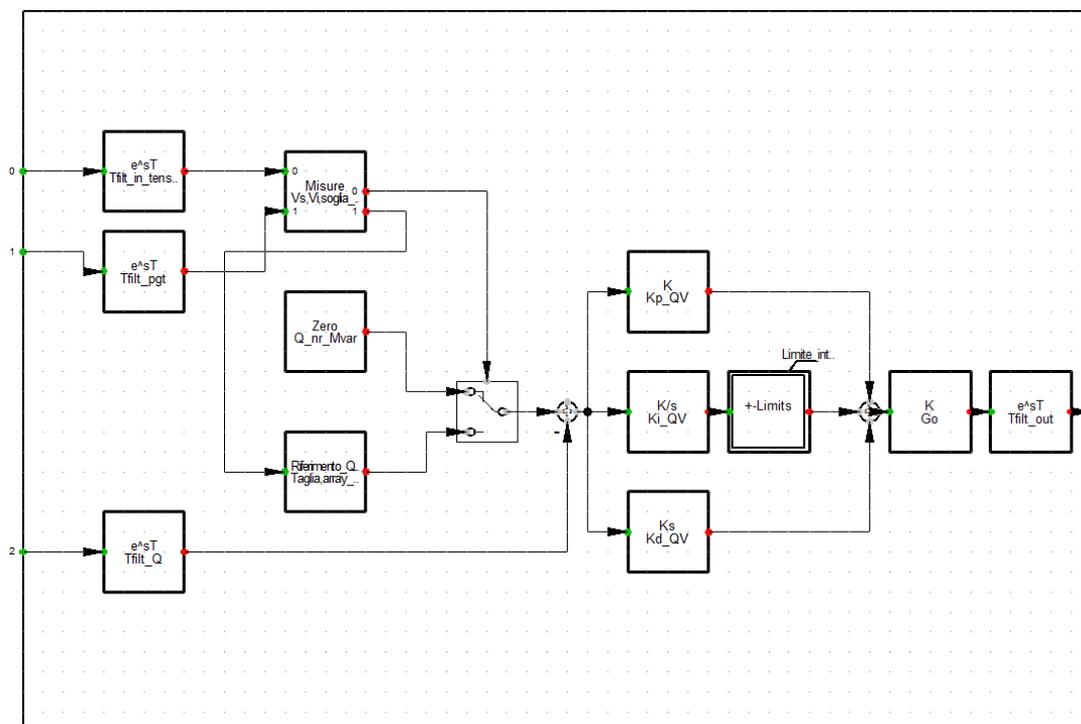


Figura 3.10: Modello matematico del blocco regolatore per la caratteristica $Q = f(V)$

Il modello DSL acquisisce tramite il blocco misure la potenza attiva erogata, e tramite un TV idealmente collegato ai morsetti del generatore la tensione.

La prima verifica che viene fatta è sulla potenza attiva, che deve essere maggiore di una certa soglia perché si possa attivare la regolazione. Lo stesso blocco procede col verificare che la tensione rilevata sia all'interno di un range definibile tramite apposita interfaccia, tramite la quale si impongono anche le caratteristiche $Q = f(V)$ desiderate.

Se la tensione è all'esterno di un certo range di funzionamento impostato, e la potenza attiva erogata è superiore al valore di soglia, il segnale di Lock-in viene abilitato. Viene fornito in ingresso ad un regolatore PID, che agisce sulla tensione di eccitazione, il riferimento di potenza reattiva calcolato istantaneamente in funzione della tensione.

Il generatore deve portarsi al punto di lavoro stabilito dalla caratteristica entro 10 s dall'attivazione della regolazione. Il blocco misure verifica anche che permangano le condizioni necessarie perché sia attivata la regolazione, che verrebbe disattivata qualora suddette condizioni non sussistessero più.

Di seguito l'interfaccia per inserire tutti i parametri del modello, quella analoga per inserire la funzione matematica descrittiva della caratteristica, e come fatto precedentemente la risposta del regolatore simulando un transitorio di sovratensione, in figura 3.13.

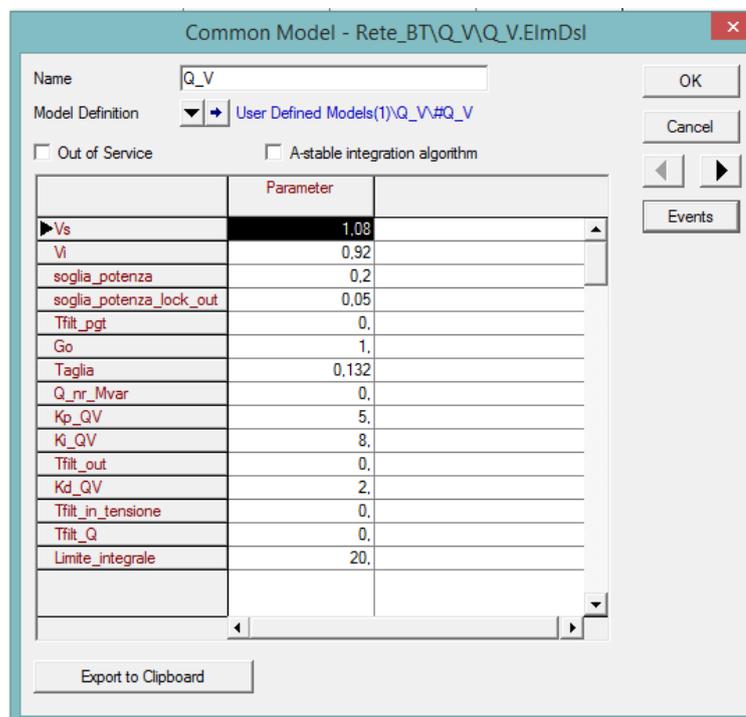


Figura 3.11: Interfaccia per l'inserimento delle soglie di regolazione e dei parametri del regolatore $Q = f(V)$

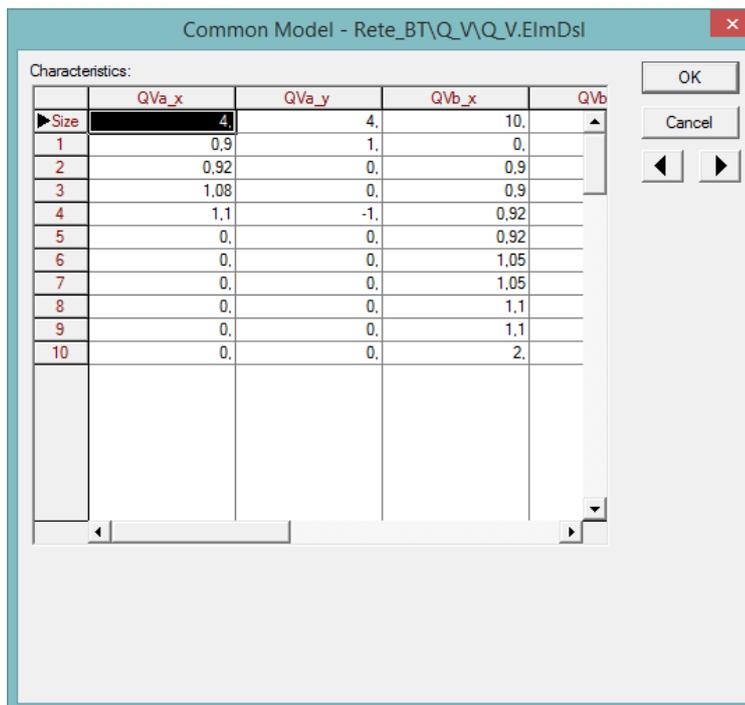


Figura 3.12: Interfaccia per l'inserimento della funzione matematica della caratteristica scelta

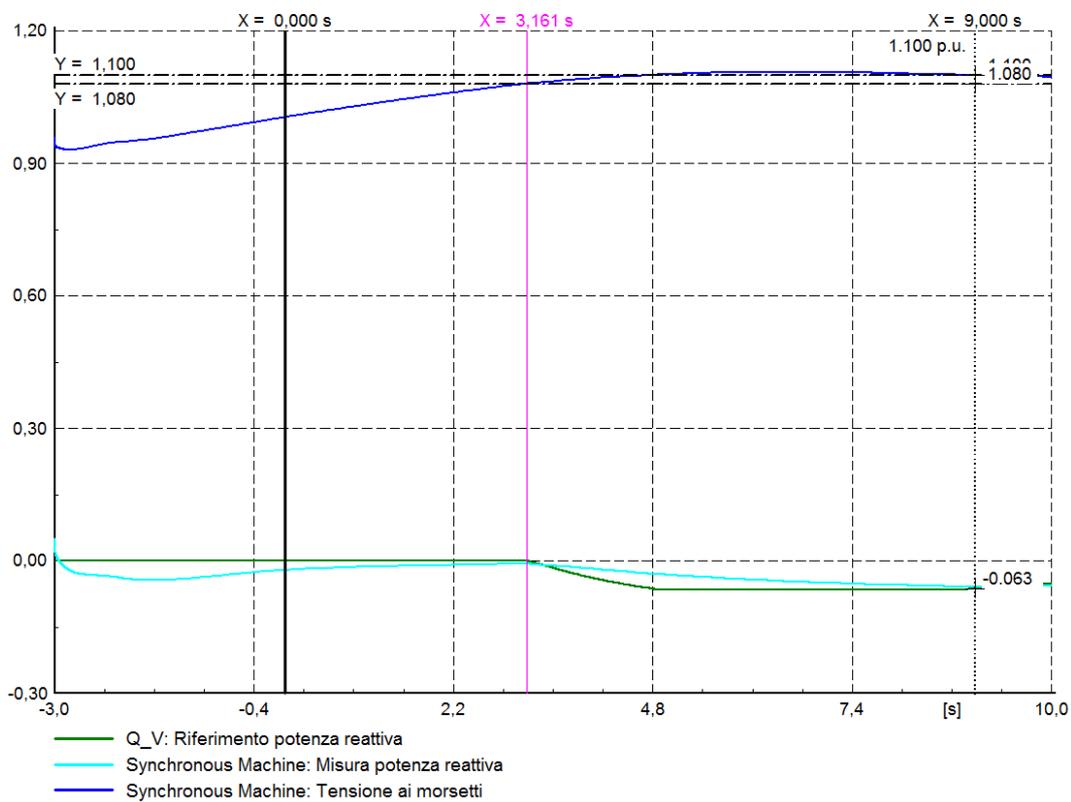


Figura 3.13: Regolazione della potenza reattiva in un transitorio di sovratensione

Vediamo in figura 3.14 cosa succede nel caso di un transitorio di sotto tensione, ricordando che la caratteristica in oggetto consente anche l'erogazione di potenza reattiva positiva, rendendosi in ciò assimilabile ad un condensatore.

In entrambi i casi quando la tensione rilevata supera le soglie impostate si verifica il Lock-in, che nei grafici è evidenziato in fucsia, e questo causa lo switch del riferimento al valore calcolato sulla caratteristica, rappresentato in verde. Si nota come la potenza reattiva effettivamente erogata dalla macchina, dopo un ritardo di alcuni secondi segua il riferimento adeguandosi al valore prescritto.

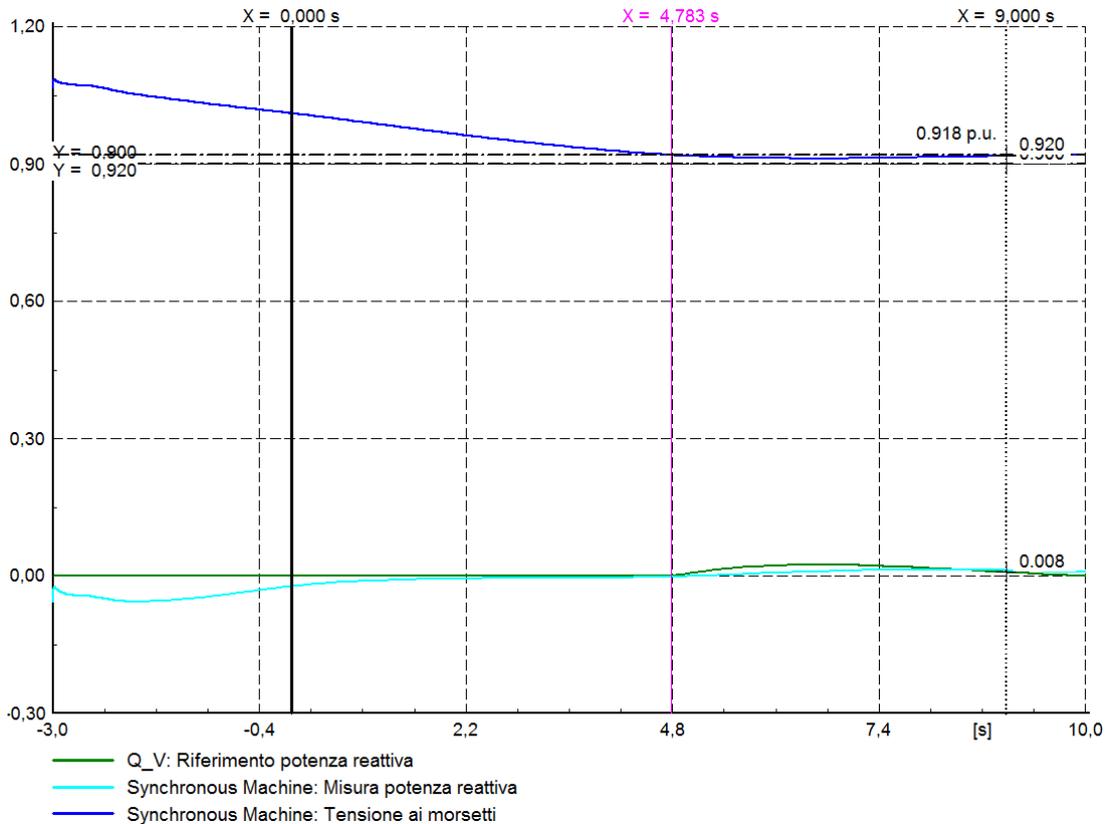


Figura 3.14: Regolazione della potenza reattiva in un transitorio di sotto tensione

3.4 Limitazione della potenza attiva delle unità GD

3.4.1 Limitazione della potenza attiva in presenza di transitori sulla rete di trasmissione

L'Allegato F alla norma CEI 0-21 contiene le logiche di controllo locali, nonché i segnali di regolazione da remoto, necessari alla limitazione dell'erogazione di potenza attiva da parte delle unità GD. La limitazione in logica locale, essendo alternativa alla disconnessione dalla rete, deve essere attivabile dall'utente attivo e, qualora attivata, può operare secondo una funzione scelta dal costruttore, pur di non prevedere gradini nell'erogazione della potenza attiva.

3.4.2 Modalità di funzionamento della logica di limitazione della potenza attiva

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

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

Vengono fornite delle definizioni:

- **P_{imax}** : potenza attiva erogata all'istante di superamento della soglia di 50,3 Hz.
- **P_{imin}** : potenza minima raggiunta durante il transitorio di sovrافrequenza, definita univocamente dalla potenza P_{imax} erogata al superamento dei 50,3 Hz, dallo statismo s impostato e dall'entità della sovrافrequenza, misurata rispetto ai 50,3 Hz.
- **P_{nom}** : potenza nominale del sistema di generazione.
- **Statismo s** : variazione di frequenza, espressa come percentuale della frequenza nominale, che produce una variazione di potenza pari al 100% della potenza istantanea.

Lo statismo s deve essere regolabile tra il 2% e il 5%, con un valore di default pari al 2,4% (corrispondente ad un gradiente di potenza pari all'83,3%/Hz). La soglia di attivazione deve essere regolabile tra 50 Hz e 52 Hz, con un valore di default pari a 50,3 Hz.

Al superamento dei 50,3 Hz tutti gli impianti di produzione GD devono ridurre la potenza immessa P_{imax} secondo lo statismo s in funzione dello scarto di frequenza positivo, secondo una curva caratteristica $P = f(f)$ come quella riportata a titolo di esempio in figura 3.15.

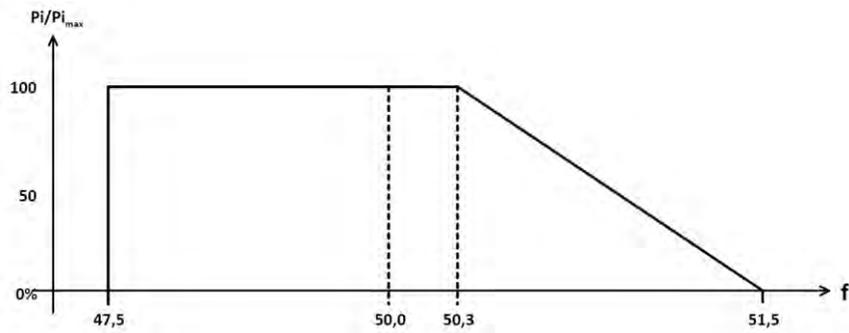


Figura 3.15: Curva di riduzione della potenza attiva in sovra frequenza

La riduzione della potenza immessa in rete al valore definito dall'entità della sovralfrequenza deve avvenire in modo lineare, con tempi in genere inferiori ad 1s e comunque non superiori a 2 s. La precisione di misurazione della frequenza deve essere di almeno 10 mHz.

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, si dovrà limitare la potenza erogata al valore minimo raggiunto durante il transitorio di sovralfrequenza, fino a che la frequenza non si attesti stabilmente nella banda di $50 \pm 0,1$ Hz per un tempo minimo continuativo di 300 secondi (isteresi).

Trascorsi i 300 secondi si potrà riportare il limite della potenza erogabile al valore memorizzato in precedenza P_{imax} secondo una rampa lineare con pendenza di $0,2 P_{imax}$ al minuto, e comunque non inferiore a $0,05 P_{nom}$ al minuto. Una volta raggiunto il limite della potenza erogata prima del transitorio, qualora la potenza disponibile dalla sorgente primaria sia superiore a P_{imax} , si potrà adeguare l'erogazione al nuovo livello di potenza disponibile con il gradiente massimo di $0,2 P_n$ al minuto. Il grafico seguente è riassuntivo.

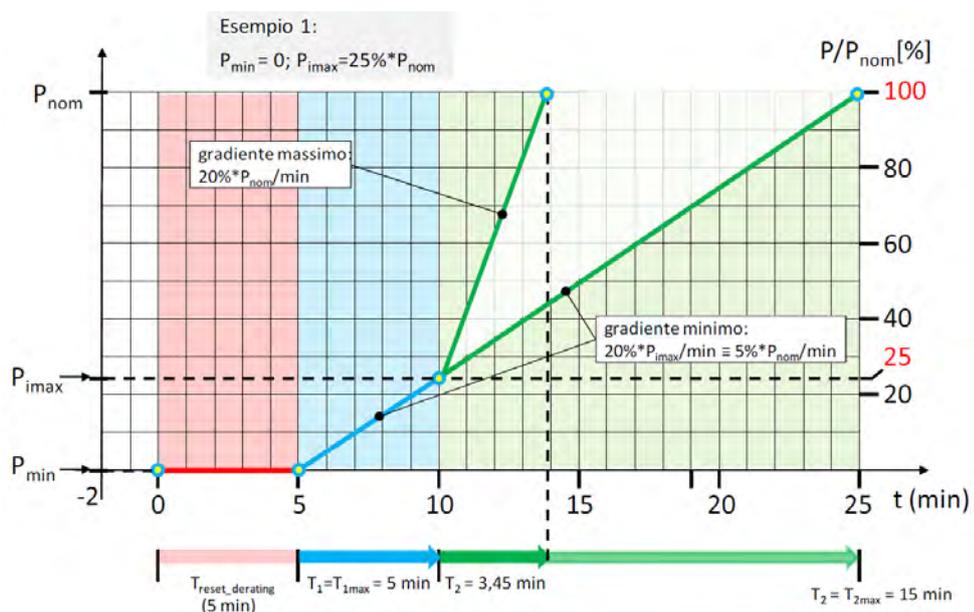


Figura 3.16: Ripristino dell'erogazione di potenza a valle di un transitorio di sovra frequenza

3.4.3 Implementazione nel software di simulazione

La struttura generale è analoga a quella degli altri regolatori, riportiamo in questo caso anche lo schema del composite più esterno. Vediamo che questa volta i blocchi sono 3, e uno rappresenta un PLL, che viene usato per misurare la frequenza.

La misura della frequenza, che viene fatta in media mobile su cinque periodi di rete, riveste particolare importanza, in quanto il tipo di controllo in oggetto richiede anche che la potenza attiva non sia erogata solamente in funzione della frequenza in condizione di regolazione attivata, ma prescrive anche una certa isteresi.

Se dopo un transitorio di sovralfrequenza questa ridiscende, il regolatore non deve adeguare il riferimento di potenza attiva al valore calcolato sulla caratteristica, ma deve fornire il valore minimo raggiunto nel transitorio. Ciò vuol dire che ha particolare importanza determinare in modo preciso quando la derivata della frequenza cambia segno, e tale comportamento dovrà abilitare un segnale che innesca l'isteresi.

Vediamo comunque lo schema generale:

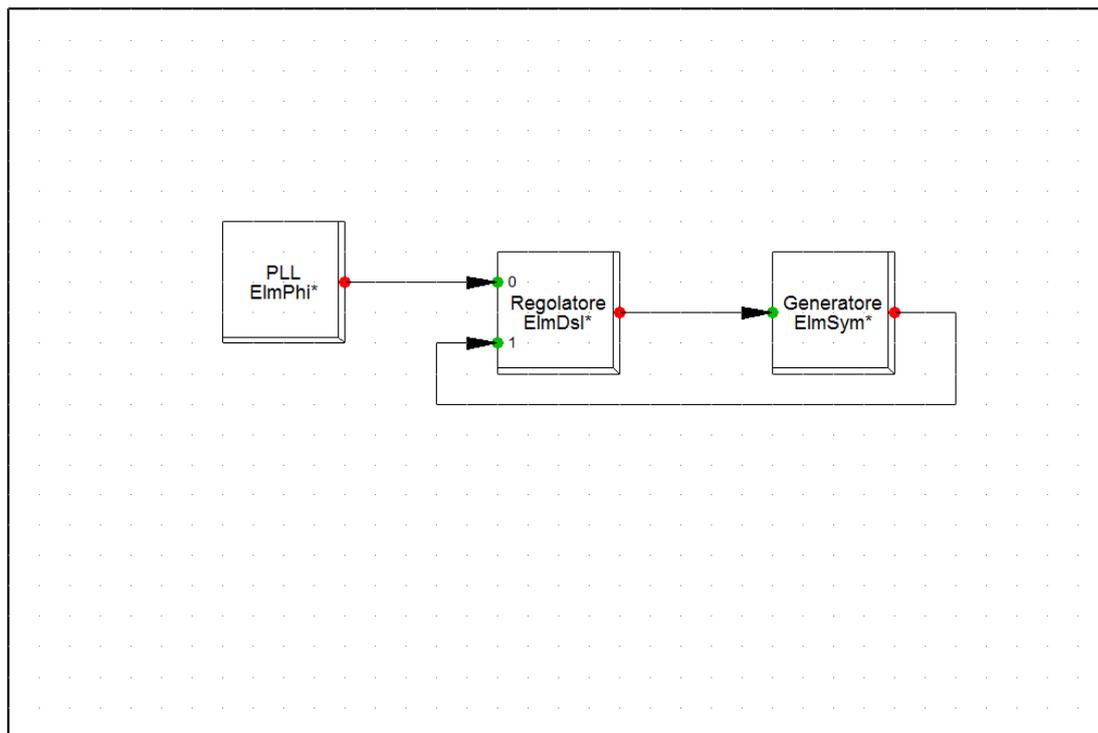


Figura 3.17: Schema a blocchi del composite model per la caratteristica $P=f(f)$

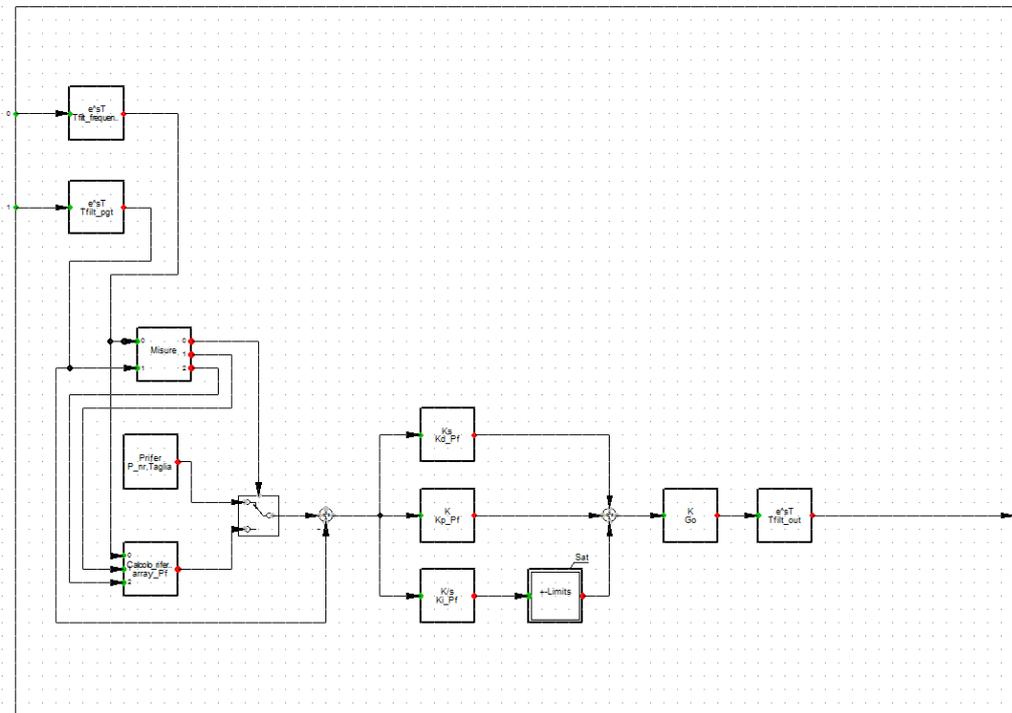


Figura 3.18: Modello matematico del blocco regolatore per la caratteristica $P = f(f)$

Ricordiamo quali sono gli ingressi e le uscite dello schema a blocchi:

Ingressi:

- 0-> frequenza alla sbarra del generatore [Hz]
- 1-> potenza attiva generata [p.u.]

Uscite:

- 0-> potenza meccanica in turbina

L'uscita in questo caso è un segnale logico correlato alla potenza meccanica resa disponibile dal motore primo, di qualunque tipo esso sia. Nel modello adottato si è supposto che il motore primo potesse fornire in modo indiscriminato i valori di potenza meccanica necessari alla regolazione.

Il blocco più significativo è il blocco Misure, che ha il compito di misurare la potenza attiva e verificare che la macchina stia erogando un volume tale da giustificare un'eventuale intervento della regolazione, misurare la frequenza alla sbarra del generatore in media mobile, verificare l'eventuale condizione di sovralfrequenza e abilitare/disabilitare il segnale di Lock-in. Inoltre tale blocco verifica anche la derivata della frequenza per attivare eventualmente un altro segnale logico che abilita l'isteresi. Vediamo l'interfaccia per settare soglie di regolazione e parametri.

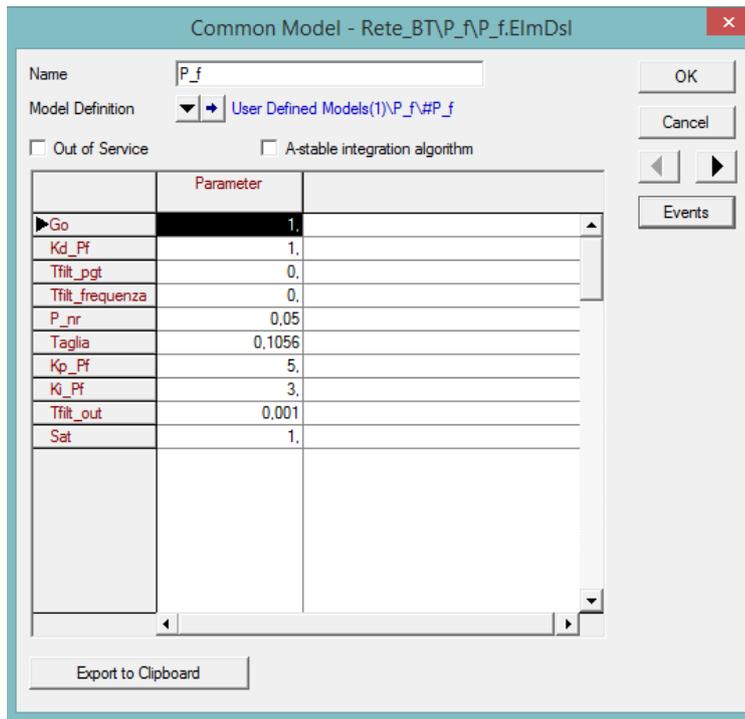


Figura 3.19: Interfaccia per l'inserimento di soglie e parametri di regolazione per la limitazione della potenza attiva

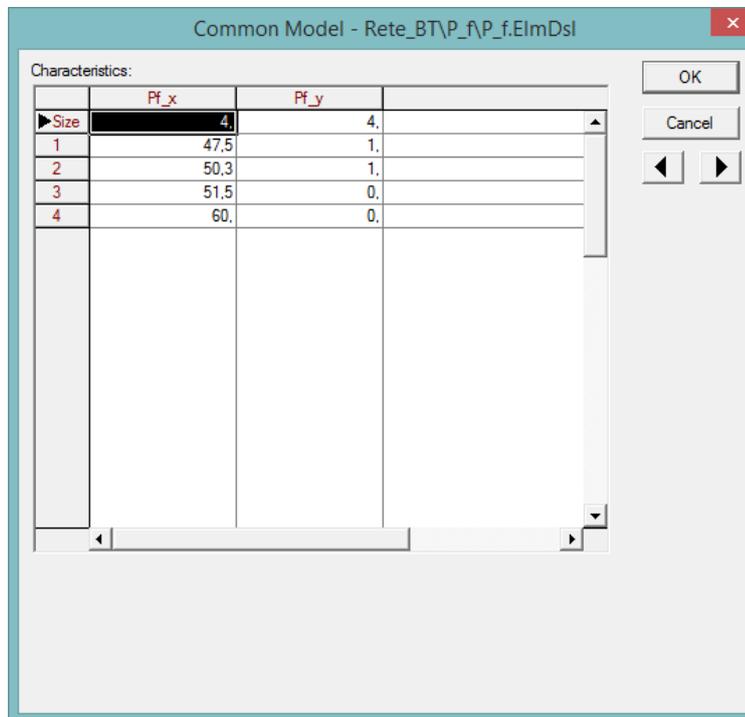


Figura 3.20: Interfaccia per l'inserimento della funzione matematica descrittiva della caratteristica scelta

Purtroppo per far risaltare sufficientemente bene nello stesso grafico sia il comportamento del generatore in erogazione di potenza attiva, sia l'andamento della frequenza e le relative soglie, è stato necessario esprimere la frequenza in per unità. Si vede quindi come al crescere della frequenza, quando questa supera la soglia delle 1,006 p. u. (50,3 Hz) viene abilitato il segnale di Lock-in, evidenziato in fucsia. La caratteristica implementata fornisce quindi il riferimento che viene seguito dalla macchina in erogazione di potenza attiva.

Ad un certo istante, anche se non è semplice leggerlo dal grafico, la frequenza raggiunge il suo massimo e comincia a ridiscendere. Tale istante è evidenziato dal segnale Isteresi, che comporta che il riferimento fornito in ingresso al regolatore PID non sia più calcolato sulla caratteristica in funzione della frequenza, ma sia invece fisso e pari al valore di potenza attiva erogata all'istante di abilitazione del segnale di Isteresi.

Vediamo in figura 3.21 ora come si comporta il controllo in risposta ad una condizione di sovralfrequenza.

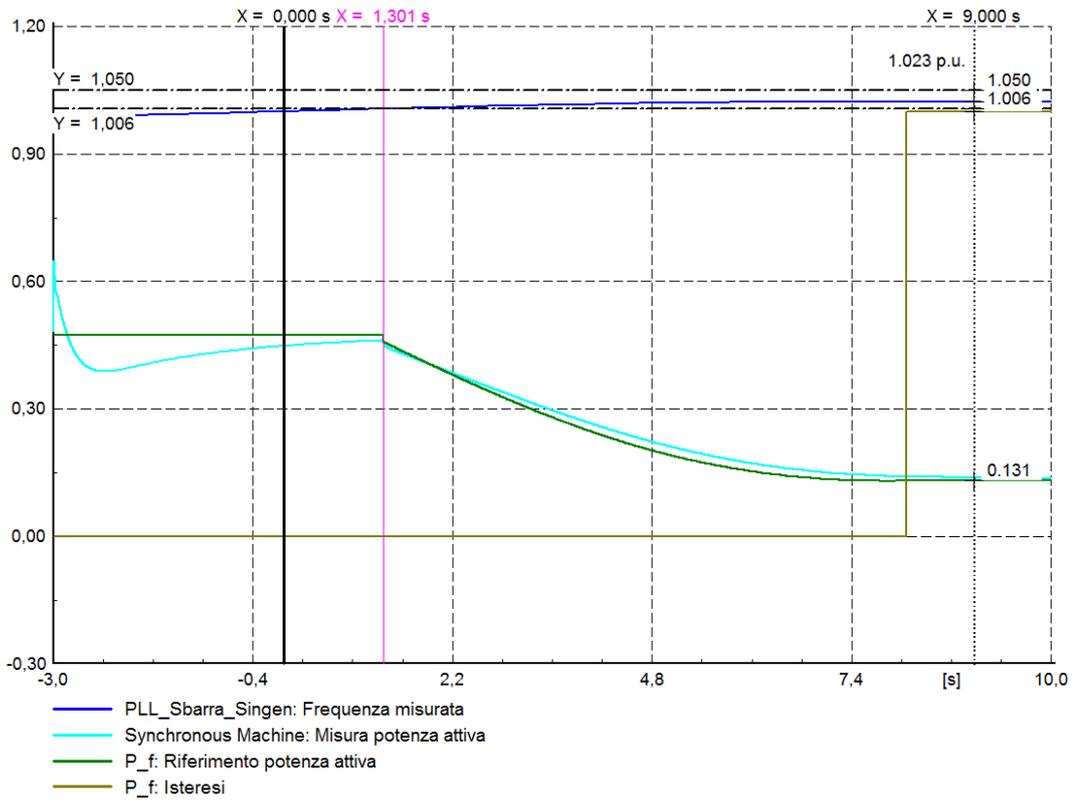


Figura 3.21: Limitazione della potenza attiva in transitorio di sovralfrequenza

4 Configurazione dell'ambiente di simulazione

4.1 Introduzione

Il lavoro svolto in questa tesi è iniziato sulla base di uno studio analogo effettuato presso il dipartimento di ingegneria elettrica, focalizzato però sui convertitori statici, come per altro prescrive la norma CEI 0-21. Si è ritenuto tuttavia interessante adottare criteri simili per i generatori rotanti, sebbene attualmente non vi sia una normativa in proposito. In questo capitolo si vogliono illustrare le simulazioni effettuate grazie al software DigSILENT PowerFactory, e descrivere il modello di rete utilizzato. Si tratta della porzione BT di una rete di distribuzione radiale, alimentata a sbalzo, con tre utenti passivi che si presentano come dei carichi di vario tipo e un utente attivo equipaggiato con un generatore rotante sincrono. Ovviamente si tratta di un modello semplificato; oltre ad essere molto più complesse, ad esempio, è molto raro che porzioni di rete BT non siano contro alimentate nella realtà. Tuttavia per le finalità di interesse in questo lavoro tale approssimazione risulta sufficiente a investigare le interazioni tra generatore e rete in condizioni particolari che dipendono limitatamente dalla struttura della rete. Vediamo quindi come è strutturata la rete di prova.

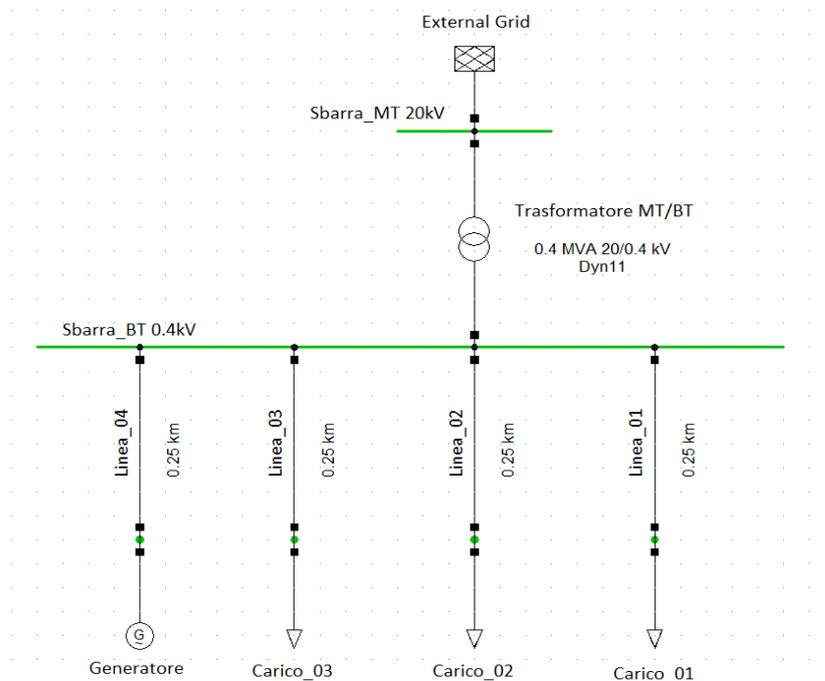


Figura 4.1: Schema unifilare della rete usata per le simulazioni

4.2 Caratterizzazione degli elementi di rete

External grid

Come suggerisce il nome questo elemento rappresenta genericamente una rete; si tratta di un elemento disponibile in modo nativo nel software. Nel caso scelto si è impostata la rete esterna come *slack*, il che significa che essa si comporta come una rete ideale con potenza di cortocircuito infinita. Scambia potenza attiva e reattiva in qualsiasi volume senza introdurre perturbazioni, e mantiene la sua tensione fissa a 1 p.u. Tuttavia è anche possibile modellizzare la rete con i parametri caratteristici di una rete di trasmissione, qualora fosse necessario riprodurre un comportamento più realistico.

Trasformatore MT/BT

Si tratta di un classico trasformatore per cabina primaria, di cui riportiamo i dati di targa.

Potenza nominale	0,4 MVA
Rapporto di conversione	20/0,4 kV
Tipo di collegamento tra le fasi	Dyn11
Tensione di corto circuito	6%
Perdite a vuoto	1,65 kW

Tabella 4.1: Dati di targa del trasformatore MT/BT

Linee

Per semplicità per realizzare le linee, che sono tutte in cavo, si è utilizzato lo stesso modello, oltre che la stessa lunghezza per tutti i collegamenti. Anche se nello schema unifilare non sembra, il trasformatore viene immaginato come direttamente collegato alla sbarra di bassa tensione. Le linee sono presenti solo tra la sbarra e i carichi e tra la sbarra e il generatore. Vediamo quindi i parametri caratteristici del cavo che si è utilizzato:

Designazione	NA2XRY
Tensione nominale	0,6/1 kV
Conduttore	Alluminio
Isolante	XLPE
Guaina interna	PVC
Schermo	Acciaio
Guaina esterna	PVC
Resistenza chilometrica	0,164 Ohm/km
Reattanza chilometrica	0,069911 Ohm/km
Capacità chilometrica	0,3308 uF/km
Suscettanza chilometrica	185,354 uS/km
Lunghezza	0,25 km

Tabella 4.2: Parametri caratteristici delle linee in cavo utilizzate

Carichi

La modellizzazione dei carichi è un argomento abbastanza complicato, in quanto il tipo di carico può influenzare il comportamento della rete anche in modo profondo, soprattutto se si tratta di carichi non lineari come avviene nella maggior parte dei casi. Nel caso in esame si è scelto di adottare dei modelli di carico sufficientemente completi, trascurando un'analisi puntuale delle interazioni carico-generatore e preferendo un approccio macroscopico che salvaguarda l'attendibilità dei risultati. Il tipo di carico utilizzato è presente in DigSILENT e si basa sul seguente modello.

$$P = scale \cdot P_0 \left(aP \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-aP}} + bP \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-bP}} + (1 - aP - bP) \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-cP}} \right)$$

$$Q = scale \cdot Q_0 \left(aQ \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-aQ}} + bQ \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-bQ}} + (1 - aQ - bQ) \cdot \left(\frac{v}{v_0} \right)^{e_{-cQ}} \right)$$

Equazione 4.1: Modello matematico dei carichi

La potenza nominale del carico si specifica tramite interfaccia, e corrisponde ai parametri P_0 per la attiva e Q_0 per la reattiva. Tramite i coefficienti si può impostare il comportamento del carico, ma in ogni caso valgono i vincoli: $1 - aP - bP = cP$ e similmente $1 - aQ - bQ = cQ$.

Dato che nelle simulazioni fatte si è sempre scelto di impostare cP e cQ pari a uno, l'equazione si semplifica notevolmente. Tramite la scelta degli esponenti inoltre è possibile definire quanto ampia sarà la risposta del carico ad una variazione di tensione in termini di assorbimento di potenza attiva e reattiva, il che è legato al tipo di carico rappresentato (residenziale, industriale, agricolo).

Nel nostro caso l'unico esponente significativo è quello legato al terzo termine, vediamo i valori scelti.

	Potenza nominale	Fattore di potenza nominale	e_{-cP}	e_{-cQ}
Carico 1	30 kW	0,95	1,3	2,7
Carico 2	10 kW	0,92	1,49	5,55
Carico 3	10 kW	0,9	1,39	5,88

Tabella 4.3: Parametri caratteristici dei carichi

Inoltre ogni carico è impostato per avere un comportamento in parte statico ed in parte dinamico.

In particolare tutti i carichi utilizzati richiedono per il 40% la potenza nominale in qualsiasi condizione di funzionamento, e per il 60% la richiesta di potenza è funzione della tensione secondo le equazioni esposte precedentemente.

Generatore

Il modello del generatore è la parte più rilevante della rete. Ovviamente nel software sono inclusi vari modelli di generatore, che risultano completi ed efficienti. Si è scelto di utilizzare il modello Synchronous Generator, che si basa sulle seguenti equazioni.

Equazioni elettriche di statore:

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

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

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

Equazione 4.2: Equazioni elettriche di statore

Equazioni elettriche di rotore – asse d

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

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

Equazione 4.3: Equazioni elettriche di rotore per l'asse d

Equazioni elettriche di rotore – asse q

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

Equazione 4.4: Equazioni elettriche di rotore per l'asse q

Si ricorda che oltre a scegliere il modello matematico occorre anche caratterizzarlo con dei parametri sufficientemente realistici che indichino esattamente il tipo di macchina. In questo caso si è scelto di caratterizzare il generatore con i parametri di un generatore realmente esistente prodotto dall'azienda Marelli Motori, di cui riportiamo la scheda tecnica.

Tutti i parametri sono stati fedelmente inseriti nel software, al fine di ottenere una simulazione che rispecchiasse il più possibile il comportamento reale della macchina in esame.

		THREE PHASE SYNCHRONOUS GENERATOR MJB 225 LA4											
		4 poles 50 Hz - 1500 rpm / 60 Hz - 1800 rpm											
CONTINUOUS DUTY		AMBIENT TEMPERATURE 40°C TEMPERATURE RISE H INSULATION CLASS H POWER FACTOR 0,8		WINDING DATA					Winding code Number of leads Winding pitch			M0 12 2/3	
FREQUENCY		Hz		50 Hz					60 Hz				
VOLTAGE		V		380	400	415	440	380	416	440	460	480	
Connections		Star series Star parallel		190	200	208	220	190	208	220	230	240	
RATING POWER		kVA		127	132	132	132	137	148	153	158	158	
		kW		102	106	106	106	110	118	122	126	126	
EFFICIENCY [%] @ 0,8 p.f.		4/4		91,9	92,2	91,8	91,7	91,7	92,1	92,5	92,7	93,0	
		3/4		92,5	92,6	92,4	92,3	92,7	93,0	93,1	93,3	93,3	
		2/4		92,7	92,7	92,6	92,5	93,0	93,2	93,3	93,4	93,3	
EFFICIENCY [%] @ 1 p.f.		4/4		93,5	93,8	93,4	93,4	93,4	93,8	94,0	94,2	94,4	
		3/4		94,0	94,1	94,0	93,9	94,2	94,4	94,5	94,6	94,7	
		2/4		94,2	94,2	94,1	94,0	94,4	94,6	94,7	94,8	94,7	
SHORT CIRCUIT RATIO		SCR		0,39	0,42	0,45	0,51	0,30	0,34	0,37	0,39	0,42	
REACTANCES [%]													
Direct axis synchronous		Xd		283	265	246	219	264	330	305	288	264	
Quadrature axis synchronous		Xq		155	145	135	120	200	180	167	157	145	
Direct axis transient		X'd		20,6	19,3	17,9	16,0	26,6	24,0	22,2	21,0	19,3	
Direct axis subtransient		X''d		10,1	9,5	8,8	7,9	13,1	11,8	10,9	10,3	9,5	
Quadrature axis subtransient		X''q		11,3	10,6	9,8	8,8	14,6	13,2	12,2	11,5	10,6	
Negative sequence		X ₂		10,8	10,1	9,4	8,3	13,9	12,6	11,6	11,0	10,1	
Zero sequence		X ₀		2,3	2,2	2,0	1,8	3,0	2,7	2,5	2,4	2,2	
TIME CONSTANTS [s]													
Open circuit		T'do							1,08				
Transient		T'd							0,087				
Subtransient		T''d							0,006				
Armature		T _a							0,007				
MECHANICAL CHARACTERISTICS													
D-end bearing/Lubrication		6215 2RS C3 / Prelubricated											
N-end bearing/Lubrication		6311 2RS C3 / Prelubricated											
Overspeed [r.p.m.]		2250											
Inertia (J) [kgm ²]		Refer to B34 construction		0,924									
Weight [kg]		Refer to B34 construction		420									
Method of cooling		IC01											
Cooling air required [m ³ /s] @ 50/60 Hz		0,31 / 0,39											
Degree of protection		IP23											
Types of construction available		B2 (SAE) - IM B34											
Direction of rotation (Standard)		CW											
OTHER DATA													
Phase resistance [Ω] @ 20 °C - Star series		0,045											
Overloads		10% for 1 hour every 12 hours											
3-phase short circuit sustained current		≥ 300 % (3 In) with auxiliary winding											
Voltage regulation accuracy		± 0,5 % In steady state condition											
Radio interference		EN 55011 - Class B Group 1											
Wave form THF		< 2%											
Total harmonic content		< 2% - At no load											

Figura 4.2: Scheda tecnica relativa al generatore utilizzato

Protezioni

Le protezioni sono una componente importante della rete utilizzata per i test in quanto saranno i componenti tramite i quali effettivamente verificheremo se in alcune situazioni ci sarà la possibilità dell'instaurarsi di fenomeni di isola indesiderata.

Nel software PowerFactory sono disponibili un'ampia gamma di protezioni direttamente implementabili, come ad esempio:

- Fusibili
- Protezioni magnetotermiche
- Frequenza
- Direzionali
- Distanziometriche
- Frequenza e sotto tensioni a step
- Protezioni standard IEC
- Modelli di protezioni di alcuni produttori noti

Tuttavia la gestione delle protezioni fatta dal programma è piuttosto macchinosa, e indirizzata ad un'ottica di gestione dei flussi di potenza. In particolare si è cercato di automatizzare molto la gestione delle protezioni lasciando poca configurabilità all'utente. Per lo studio fatto in questo lavoro infatti si richiede un sistema di protezione molto semplice, e soprattutto facilmente configurabile al fine di valutare l'efficacia di valori e soglie di taratura prescritte dalla normativa CEI 0-21. Quindi i sistemi di protezione sono stati modellizzati *ex-novo*, come descritto di seguito. Nell'ambito del software utilizzato, tutti gli elementi costituenti la topologia delle rete sono collegati ai nodi della rete stessa tramite un oggetto virtuale chiamato cubicle. Tali cubicle costituiscono una sorta di indice della topologia della rete stessa. Ogni cubicle prevede la presenza di uno o più interruttori, normalmente chiusi. In condizioni di funzionamento normali la presenza di uno switch viene completamente trascurata dal programma, ma qualora intervenga una protezione sia che rientri tra quelle disponibili in libreria, sia che sia stata creata dall'utente, essa agisce sull'interruttore del cubicle corrispondente all'oggetto cui è stata equipaggiata. Nel nostro caso quindi le protezioni sono dei modelli DSL classici che agiscono su questi switch.

Minima/massima tensione - 27/59

Riportiamo lo schema a blocchi del composite più esterno

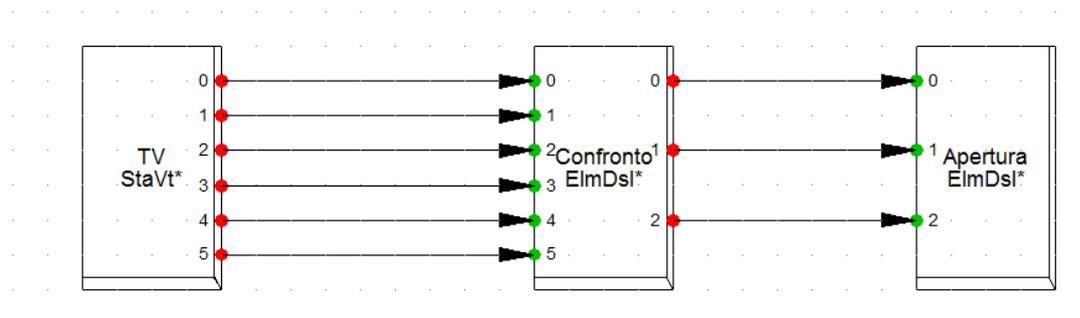


Figura 4.3: Schema a blocchi del livello più esterno per la protezione di minima/massima tensione

Come si vede è composto da tre blocchi principali. Al primo blocco è associato un trasformatore di tensione, un TV, che deve essere installato in corrispondenza del punto di misura. Di questo elemento ci occuperemo più avanti.

Notiamo solo le numerose uscite presenti, che corrispondono a tutte e tre le tensioni di fase, in parte reale e immaginaria. Queste tensioni vengono fornite in ingresso al blocco confronto, che rappresenta il blocco più importante.

Questo blocco esegue varie operazioni che riporteremo puntualmente, ancorché si voglia sottolineare che tale blocco è stato scritto unicamente in codice DSL, non esiste quindi una rappresentazione grafica della logica di intervento, ma qualora necessario si riporteranno parti di codice particolarmente esplicative.

La prima operazione eseguita è la conversione delle 3 tensioni in parti reale ed immaginaria in 3 tensioni di fase.

```
UA=sqrt (sqr (U2r_A)+sqr (U2i_A))
UB=sqrt (sqr (U2r_B)+sqr (U2i_B))
UC=sqrt (sqr (U2r_C)+sqr (U2i_C))
```

Equazione 4.5: Codice DSL per acquisire la misura di tensione

Successivamente queste tre tensioni vengono confrontate con la soglia che deve essere stata precedentemente inserita tramite interfaccia. Il confronto viene fatto in modo che se una delle tre tensioni di rete finisce fuori range un apposito segnale viene abilitato. Inoltre perché ciò avvenga la tensione deve restare nella zona di intervento per un certo tempo, detto tempo di rilevamento, anche questo impostabile da interfaccia.

Tale tempo rappresenta il ritardo che la protezione ha nel vedere il guasto e può essere impostato arbitrariamente al valore più efficace per garantire un intervento sicuro in caso di guasto, ed evitare in altre situazioni interventi intempestivi.

La verifica sulla tensione viene fatta per due volte, per la soglia inferiore e per la soglia superiore. Se ad esempio si verifica una sovratensione, e se questa persiste per un tempo almeno lungo quanto il tempo di rilevamento, sarà un segnale apposito corrispondente alla sovratensione ad abilitarsi, viceversa se la condizione anomala corrisponde ad un calo di tensione.

Il codice che esegue tale verifica è il seguente.

```
over=picdro(UA>Vmax .or. UB>Vmax .or. UC>Vmax,T_rilevamento,T_rilevam
under=picdro(UA<Vmin .or. UB<Vmin .or. UC<Vmin,T_rilevamento,T_rileva
open=select(over>0.5 .or. under>0.5,1,0)
```

Equazione 4.6: Codice DSL per il confronto con le soglie impostate

Tale porzione di codice attiva effettivamente anche il segnale che comanda l'apertura.

Come si vede anche dallo schema a blocchi precedentemente esposto sono tre i segnali che escono dal blocco confronto; in caso di intervento è sempre una coppia di segnali che viene abilitata, il segnale che comanda effettivamente l'apertura, e il segnale che comunica se si tratta di una sovratensione o una sotto tensione.

Il terzo e ultimo blocco ha una funzione puramente logica, e serve ad agire sull'interruttore designato qualora il segnale di apertura venisse abilitato. Si sottolinea che tale blocco non modella qualcosa di reale, ma puramente un ruolo funzionale a livello del software.

Tuttavia si è voluto inserire in questa operazione delle caratteristiche che possono essere utili a rappresentare meglio il sistema reale, in particolare si è scelto di implementare un ritardo che rappresenta il tempo di apertura delle protezioni, e un altro parametro che rappresenta un eventuale ritardo intenzionale, il quale può essere inserito oppure no. Vediamo come è realizzato.

```
event (under>0.5, open>0.5, 'name=AperturaSwitch_tensione dtime=(Trit_und  
event (over>0.5, open>0.5, 'name=AperturaSwitch_tensione dtime=(Trit_ove:
```

Equazione 4.7: Codice DSL che comanda l'apertura dell'interruttore

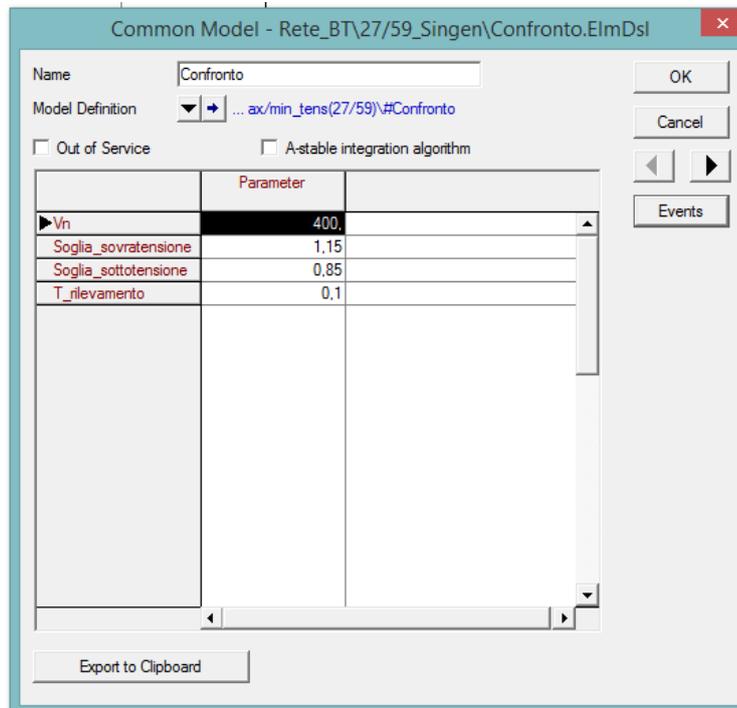


Figura 4.4: Interfaccia per l'inserimento di soglie di taratura

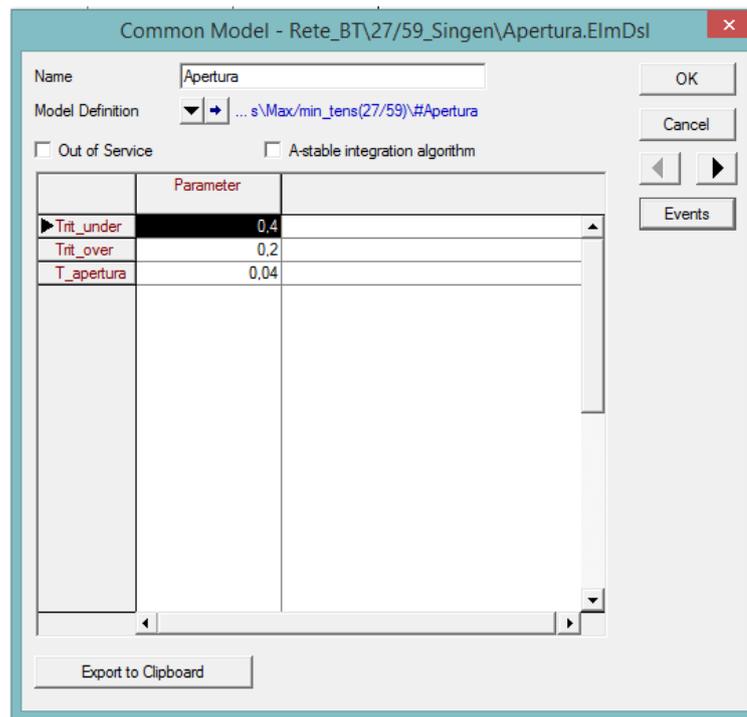


Figura 4.5: Interfaccia per l'inserimento dei ritardi

Minima/massima frequenza - 81

Vediamo ora lo schema per la protezione di frequenza, che sarà molto simile a quello esposto precedentemente.

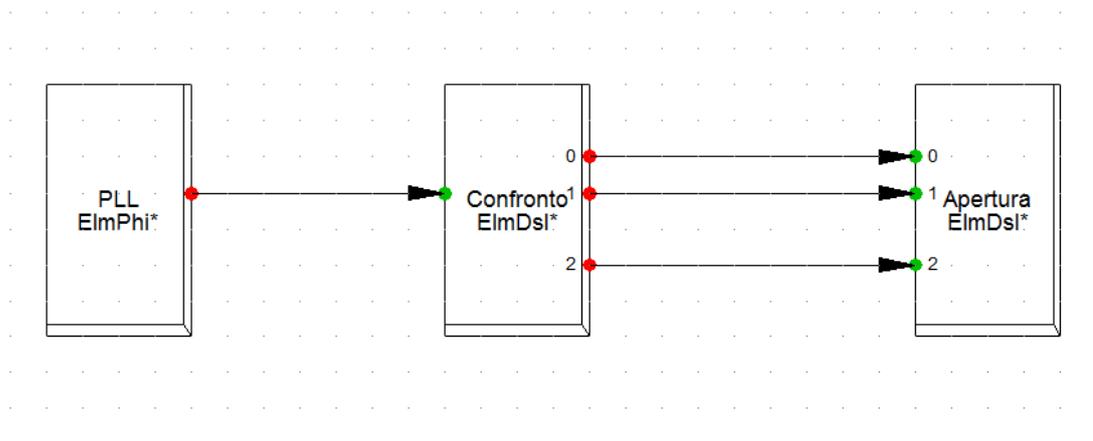


Figura 4.6: Schema a blocchi del livello più esterno per la protezione di minima/massima frequenza

Al posto di esserci un TV c'è un PLL, che si occupa di fornire in uscita il valore delle frequenza corrispondente al punto della rete in cui è installato.

A questo punto i blocchi confronto e apertura sono del tutto simili a quelli esposti precedentemente, il funzionamento è identico. Riportiamo le interfacce di inserimento dei parametri per evidenziare soglie e ritardi:

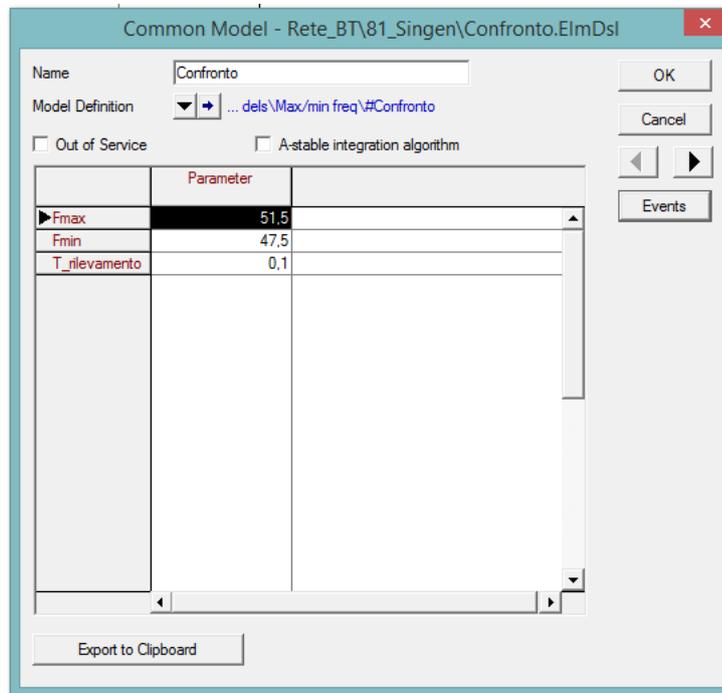


Figura 4.7: Interfaccia per l'inserimento dei parametri del blocco confronto nella protezione di frequenza

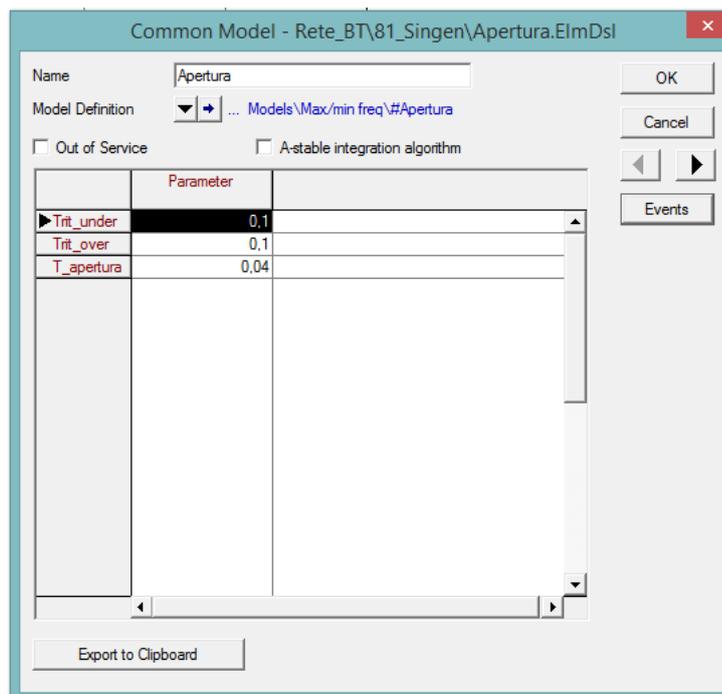


Figura 4.8: Interfaccia per l'inserimento dei parametri del blocco apertura della protezione di frequenza

Strumenti di misura

Sulla rete test sono stati installati diversi strumenti di misura, che non appaiono sullo schema unifilare. Tali strumenti sono trasformatori di tensione e corrente, e dei PLL. Sono tutti strumenti resi disponibili nativamente dal software, e praticamente non richiedono configurazione. Basta indicare nell'apposita interfaccia in che punto della rete si vuole effettuare la misura. Tuttavia questi strumenti permettono anche un certo grado di realismo nella loro modellizzazione software. Ad esempio è possibile impostare un ritardo nella misura, o decidere di amplificare il segnale impostando un guadagno maggiore. La scelta di questi parametri influenza la risposta in frequenza del componente, e può essere fatta in modo tale da evidenziare problemi connessi alla fedeltà dei sistemi di misura in casi particolari. Non è il nostro interesse, in questo studio si sono mantenuti i parametri standard, cercando di fare in modo che i sistemi di misura influenzassero la rete il meno possibile. Ad esempio per i TV si è tenuto un rapporto di trasformazione di 1:1. Riportiamo a titolo di esempio le interfacce di configurazione di tali strumenti.

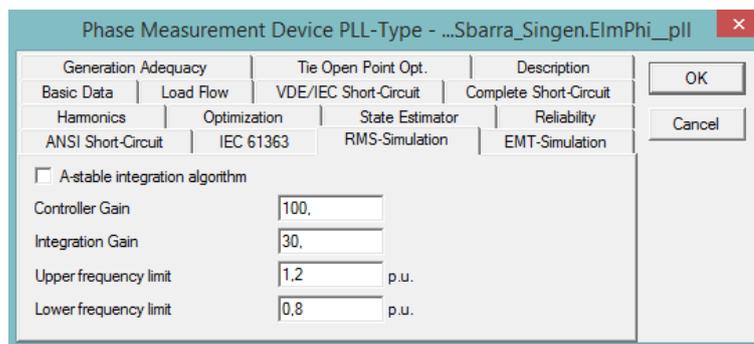


Figura 4.9: Interfaccia di configurazione di un PLL

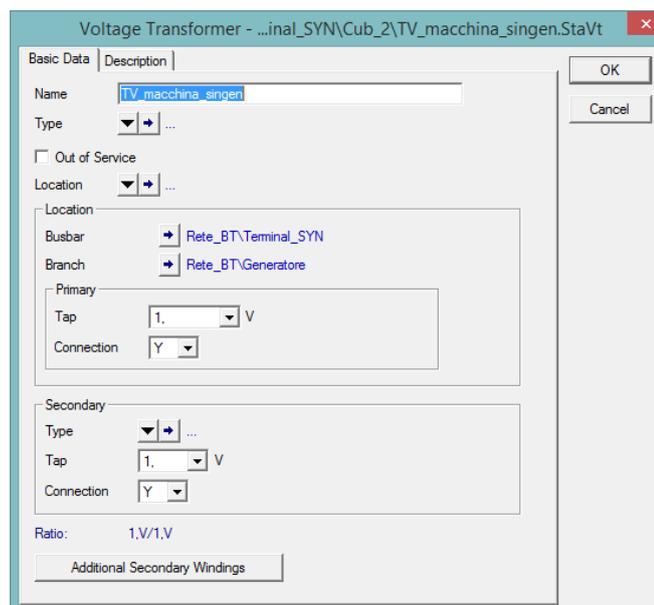


Figura 4.10: Interfaccia di configurazione per un TV di macchina

5 Simulazioni dinamiche

5.1 Introduzione

La porzione di rete modellizzata, della quale richiamiamo sotto lo schema unifilare, è stata sottoposta a diverse simulazioni all'interno dell'ambiente Power Factory. Le simulazioni sono state effettuate in funzione della quota di produzione relativa alla generazione distribuita, in modo da vagliare diversi scenari relativamente allo sbilanciamento dei flussi di potenza.

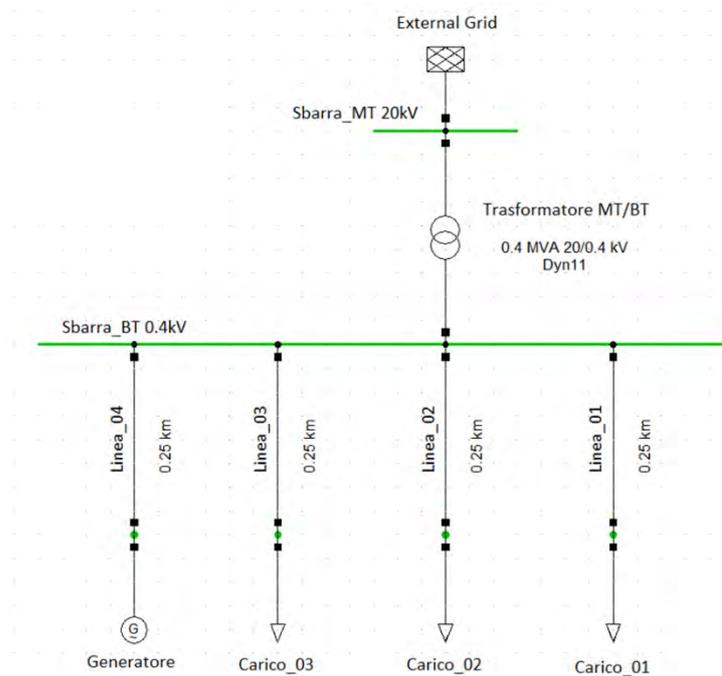


Figura 11: Topologia della rete utilizzata per le simulazioni dinamiche

Per ogni scenario si è proceduto innanzi tutto con una simulazione di distacco dalla rete MT senza che sul generatore rotante fosse applicata alcuna logica di regolazione, per verificare il comportamento che si avrebbe in condizioni normali, al fine di ottenere un set di risultati di controllo, con il quale paragonare i risultati ottenuti applicando le varie logiche.

Successivamente si è proceduto con i test relativi all'implementazione dei vari modelli, evidenziando eventuali criticità utili per comprendere in quali occasioni l'implementazione di tali logiche di controllo risulta utile ai fini della sicurezza nell'erogazione del servizio elettrico, e in quali viceversa risulta dannosa.

5.1.1 Influenza dei flussi di potenza sui parametri di rete

Per illustrare come dipendono tensione e frequenza di rete dai flussi di potenza attiva e reattiva consideriamo una rete molto semplificata, ed immaginiamo che non alimenti nessun carico, sia cioè a vuoto.

Tale rete può essere, nella forma monofase equivalente, rappresentata dal seguente schema

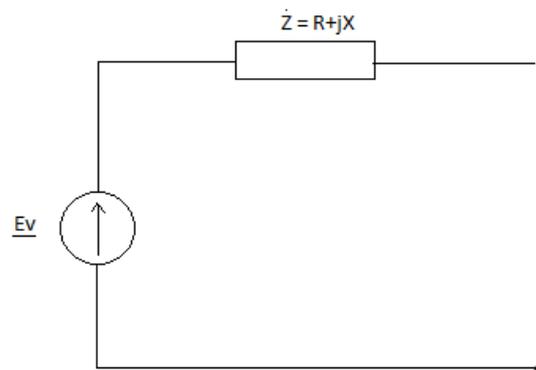


Figura 5.2: Schema monofase equivalente di una rete a vuoto

Dove l'impedenza Z rappresenta quella della linea. Chiudiamo ora la rete su un carico rappresentato da un'impedenza Y . In questo caso sul carico non si trova la tensione E_v ma una diversa dovuta alla caduta di tensione da vuoto a carico. Vediamo la situazione nello schema sotto.

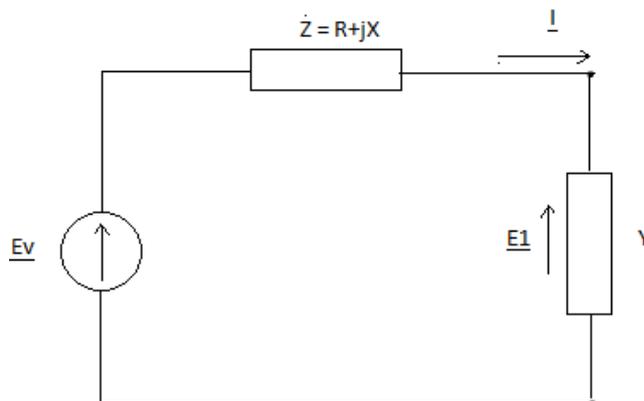


Figura 5.3: Schema monofase equivalente di una rete chiusa su un carico

A carico quindi si trova che:

$$E_1 = E_v - \Delta E$$

Dove:

$$\Delta E = R I \cos(\varphi) + X I \sin(\varphi)$$

Quindi:

$$3 E_1 \Delta E = 3 (E_v - \Delta E) \Delta E = R 3 E_1 I \cos(\varphi) + X 3 E_1 I \sin(\varphi)$$

$$3(E_v \Delta E - \Delta E^2) = M = RP + XQ$$

M è crescente con ΔE fintanto che vale $\Delta E < 0,5 E_v$, condizione generalmente verificata. Assumendo la tensione costante sul carico. Cioè $\Delta E = \text{costante}$, l'equazione $M = \text{costante}$ rappresenta nel piano PQ una retta che taglia l'asse Q nel punto M/X e con coefficiente angolare pari a $-R/X$, come si vede nel grafico sotto.

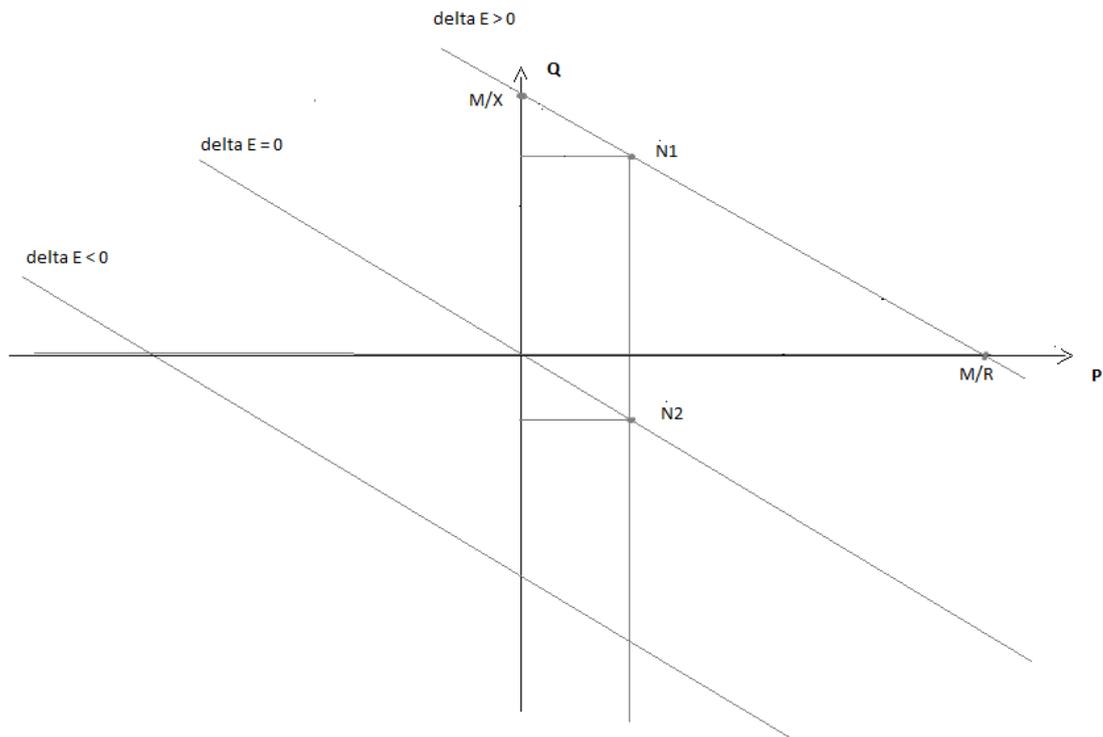


Figura 12: Rette a M costante nel piano PQ per una rete chiusa su un carico

Se ai morsetti è inserito un carico che assorbe la potenza $N_1 = P_1 + jQ_1$ dando luogo ad una $\Delta E > 0$ è possibile ricondursi a lavorare con una ΔE arbitraria derivando agli stessi morsetti un ulteriore carico Q^* puramente reattivo tale che la potenza complessivamente impegnata risulti $N_2 = P_1 + jQ_1 + jQ_1^* = P_1 + jQ_2$

Dal diagramma circolare della potenza in arrivo si nota che una riduzione di potenza attiva ΔP comporta una grande variazione dell'angolo di rete ϑ ma una piccola variazione nell'ampiezza della caduta di tensione.

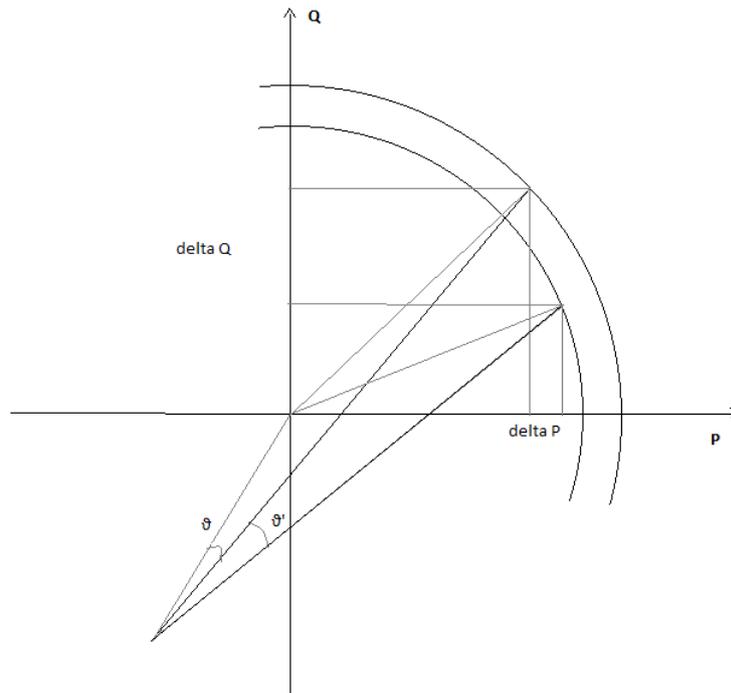


Figura 5.513: Diagramma circolare della potenza in arrivo

Una variazione di potenza reattiva ΔQ invece influisce molto di più sulla caduta di tensione piuttosto che sull'angolo.

Ipotizziamo il bipolo completamente induttivo. Vediamo le relazioni tra potenza attiva e reattiva. Ricordando che l'equazione che esprime la potenza in arrivo, nel caso della rete in esame, è:

$$p_a = (v_p v_a \sin \vartheta) / x \approx (v_p v_a \vartheta) / x \quad \rightarrow \quad \vartheta = f(p_a)$$

$$q_a = (v_a v_p \cos \vartheta) / x - v_a^2 / x = (v_p \cos \vartheta - v_a) (v_a / x) \approx (v_p - v_a) (v_a / x) = (\Delta v v_a) / x$$

$$\rightarrow q_a / (v_a^2 / x) = \Delta v / v_a \quad \rightarrow \quad \Delta v / v_a = Q_a / N_{cc} \quad \rightarrow \quad \Delta v = f(q_a)$$

Quindi in sostanza in una rete le variazioni di potenza attiva interessano la frequenza, mentre le variazioni di potenza reattiva influenzano la tensione.

Si possono utilizzare dei generatori sincroni in completa erogazione di reattivo al solo fine di controllo della tensione.

Vediamo alcune situazioni che si possono verificare, distinguendo i seguenti casi

- Sovraccarico di potenza attiva ($P_{load} > P_{GD}$): in questa condizione la potenza assorbita dai carichi è maggiore della potenza prodotta dai generatori distribuiti, cioè la rete sta importando potenza attiva. A seguito di un distacco, la formazione di un'isola è praticamente impossibile. Si assiste ad una progressiva diminuzione della frequenza che comporta l'intervento delle protezioni di minima frequenza.
- Sovraccarico di potenza reattiva ($Q_{load} > Q_{GD}$): in questa condizione la potenza reattiva assorbita dai carichi è maggiore di quella erogata dai generatori. Tale situazione è frequente in quanto i generatori GD, non essendo deputati normalmente al controllo della tensione, possono funzionare spesso a fattore di potenza unitario. Un deficit di potenza reattiva viene principalmente bilanciato da un aumento di produzione di reattivo dai generatori, portando ad una riduzione di tensione, ma a seconda della consistenza del deficit non è certo che si raggiungano le soglie di intervento delle protezioni.
- Sovra generazione di potenza attiva ($P_{load} < P_{GD}$): la porzione di rete interessata sta esportando potenza attiva. Si tratta di una situazione critica, in quanto è probabile la formazione di un'isola. Un'eventuale distacco comporterebbe un surplus di potenza attiva, con un transitorio di sovra frequenza, che a sua volta induce i regolatori a diminuire il livello di produzione dei generatori. In particolari condizioni la frequenza di rete nel transitorio non supera mai i valori di massima/minima frequenza, quindi le protezioni non aprono.
- Sovra generazione di potenza reattiva ($Q_{load} < Q_{GD}$): la porzione di rete di interesse sta esportando potenza reattiva. A seguito di un distacco si assiste ad un innalzamento della tensione, situazione poco frequente ma pericolosa, in quanto se la differenza di reattiva non è troppo grande i regolatori locali sono in grado di diminuire la produzione di reattivo, contenendo il transitorio all'interno delle soglie di non intervento.

5.2 Sovraccarico di potenza attiva

Questa condizione di funzionamento si ritiene essere la più comune, in quanto ipotizza che la generazione distribuita su una data porzione di rete sia rilevante ma comunque largamente insufficiente a coprire il fabbisogno dei carichi.

Da una prima simulazione effettuata senza simulare l'apertura dell'interruttore in cabina, otteniamo i dati sperimentali relativi alla generazione locale e allo sbilanciamento tra i flussi di potenza. Le misure dello sbilanciamento sono state effettuate direttamente dall'ambiente di simulazione con uno strumento integrato; sebbene nella realtà ciò non sia possibile, è un accorgimento che ragionevolmente ha importanza secondaria.

Più importante è invece specificare come la misura sia stata effettuata alla sbarra di bassa tensione, che corrisponde al punto immediatamente a valle della cabina di trasformazione MT/BT.

Ricordiamo infatti che nel modello della rete utilizzato il trafo risulta direttamente connesso alla sbarra. Altresì utile è specificare che per tale misura si è adottata la convenzione dei generatori, in altre parole una ΔP o una ΔQ positive sono indicative di un deficit della rete locale, e corrispondono quindi ad una importazione di potenza dalla rete di media tensione, e viceversa se tali grandezze fossero negative.

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Fattore di potenza	ΔP	ΔQ
30 kW	0 kVAR	1	20,432 kW	19,095 kVAR

Tabella 5.1: Flussi di potenza a regime

Come abbiamo detto i carichi sono non lineari, quindi il loro assorbimento varia al variare dell'ampiezza della tensione, e della frequenza di rete.

Non è ragionevolmente semplice predire il comportamento dei carichi, quindi in qualità di ausilio allo studio degli sbilanciamenti nei flussi di potenza, riportiamo anche l'assorbimento dei carichi in tutta la durata della simulazione.

A titolo di esempio vediamo nella figura sotto come in condizioni di funzionamento normali, cioè con i parametri di rete ai valori nominali, i carichi presentino anch'essi un assorbimento di potenza nominale.

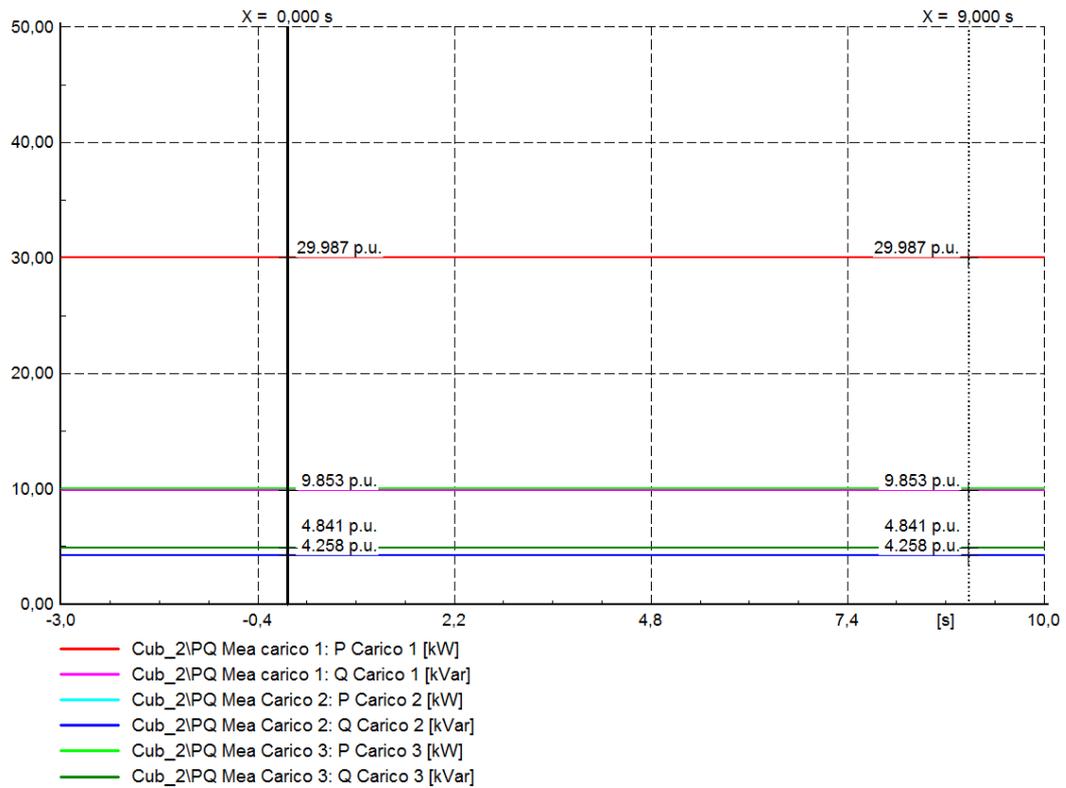


Figura 5.6: Assorbimento di potenza attiva e reattiva dei carichi, in condizioni nominali

Nella prossima simulazione sarà evidenziato come si comporta il sistema a seguito di un distacco dalla rete, che supponiamo possa avvenire ad esempio a causa di un guasto sulla rete MT, che comporta l'apertura dell'interruttore in cabina.

Per quanto riguarda la rete BT, oggetto dello studio attuale, non è prevista la sequenza di richiusura automatica in cabina secondaria. L'evento è stato simulato quindi tramite il programma di simulazione come una semplice apertura dello switch in cabina.

Ricordiamo che in questo caso non è stata implementata nessuna delle logiche di controllo sviluppate, al fine di ottenere un caso-esempio di riferimento col quale confrontare i dati successivi.

L'evento di apertura è stato impostato per occorrere all'istante $t = 0$ della simulazione. Nel grafico sottostante, in figura 5.7, vediamo l'andamento della potenza attiva e reattiva erogate dal generatore, che ricordiamo parte da una situazione iniziale in cui sta producendo 30 kW a fattore di potenza unitario.

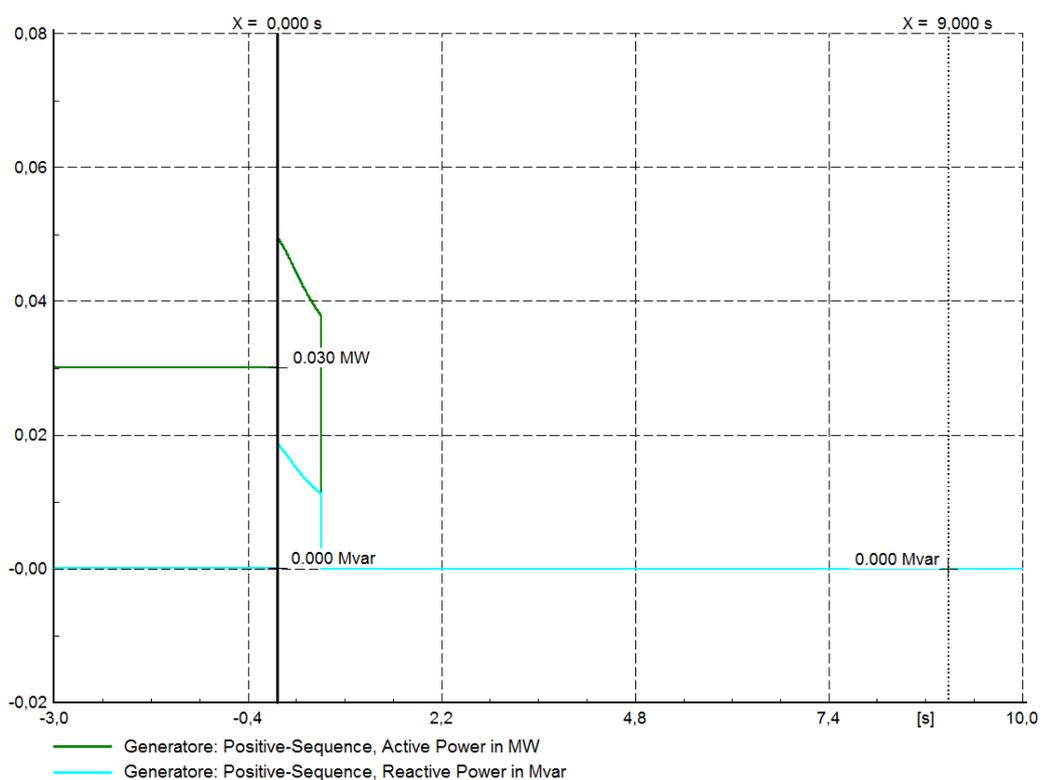


Figura 5.7: Dinamica del generatore dopo l'apertura dell'interruttore in cabina

Osservando i risultati si nota come negli istanti dopo l'apertura sia la potenza attiva che la potenza reattiva subiscono un transitorio. Prima dell'evento il generatore produce 30 kW a fattore di potenza unitario. Al distacco della rete la produzione del generatore cambia bruscamente, portandosi a circa 50 kW, che corrisponde all'assorbimento dei carichi in quell'istante. Si nota anche che il generatore produce potenza reattiva, portandosi quindi ad un funzionamento a fattore di potenza non unitario.

Ciò accade perché una volta che la porzione di rete interessata è stata distaccata dalla rete principale, resta solo il generatore a garantire la fornitura di potenza attiva e reattiva, che deve adeguarsi all'assorbimento del carico. È importante sottolineare come nei risultati presentati l'adeguamento del generatore alle nuove condizioni di produzione sembri istantaneo. In realtà non è così, in quanto non è immaginabile un adeguamento di potenza in pochi millesimi di secondo.

Ciò si verifica perché in questo studio interessa l'analisi della stabilità del sistema, ed è stato fatto utilizzando il modello di simulazione RMS fornito dall'ambiente Power Factory, che trascura appositamente i transitori elettromagnetici. Uno studio degli istanti relativi al transitorio durante l'apertura dello switch potrebbe essere fatto utilizzando una tecnica di simulazione progettata per evidenziare questo tipo di fenomeni, detta EMT (Electromagnetic Transients), ma come abbiamo detto le finalità di queste simulazioni sono diverse.

Continuiamo quindi ad analizzare il comportamento del generatore. Dopo l'istante iniziale la produzione di potenza, sia attiva che reattiva, diminuisce fino all'istante in cui intervengono le protezioni, che distaccano il generatore.

Come abbiamo ricordato più volte il carichi sono dinamici quindi il loro assorbimento è funzione di tensione e frequenza di alimentazione, la conseguenza è che dopo il distacco dalla rete, essendoci una diminuzione della tensione alla sbarra, e un transitorio di frequenza, l'assorbimento tende in questo caso a diminuire, fino all'intervento delle protezioni.

L'istante in cui il generatore è distaccato può essere evidenziato nel grafico seguente che riporta l'andamento dei segnali logici abilitanti l'apertura dell'interruttore.

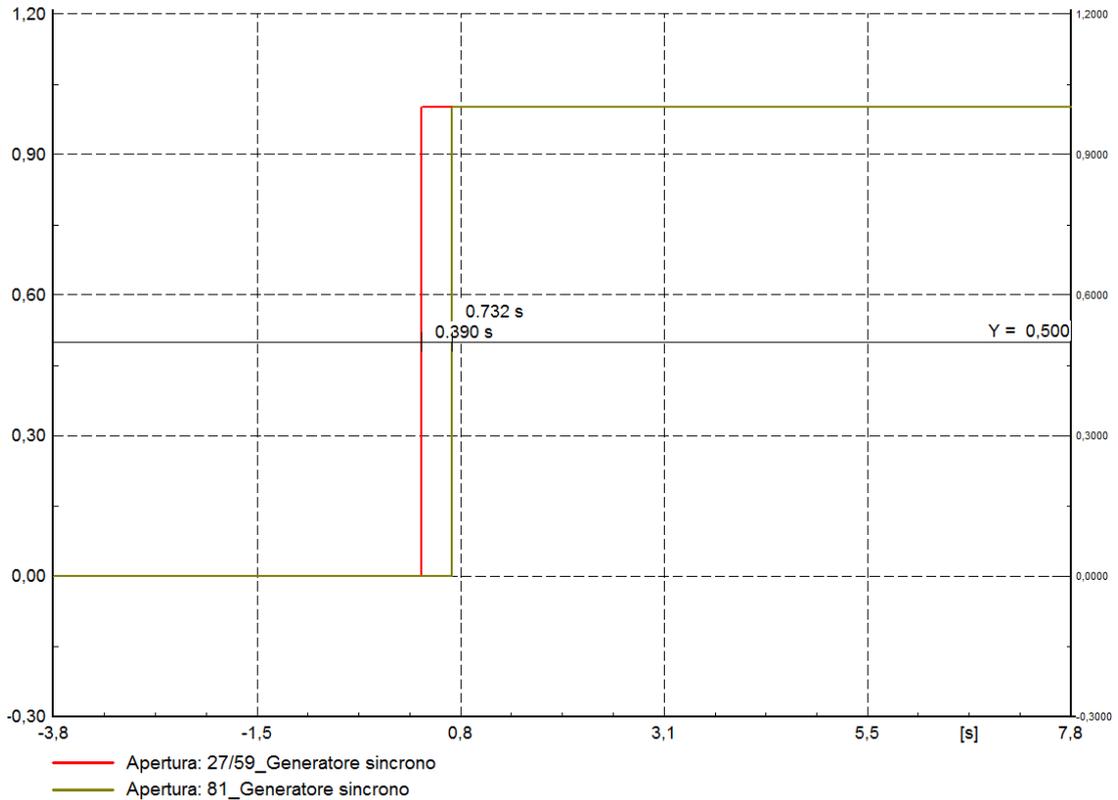


Figura 5.8: Istanti di intervento delle protezioni 27/59 e 81

Naturalmente la protezione che interviene è la 27/59, ma specifichiamo che la misura della grandezze nel modello delle protezioni viene fatta ai morsetti del generatore, e l'azione di apertura comporta solo il distacco del generatore, senza prevedere procedure per il suo spegnimento, in quanto a noi interessa il comportamento dal punto di vista della rete BT.

Quindi il software vede il generatore come ancora in funzione, e non essendo collegato ad alcun carico, ai morsetti (sempre a livello di simulazione) la frequenza aumenta fino a far intervenire anche la protezione 81. Tali dati sono da ignorare.

Ricaviamo quindi l'informazione che ci indica come le protezioni di macchina siano intervenute dopo un tempo pari a 0,587 secondi dal guasto. Confronteremo questa informazione con i risultati raccolti successivamente. Vediamo nei grafici successivi l'andamento di tensione e frequenza alla sbarra di bassa tensione.

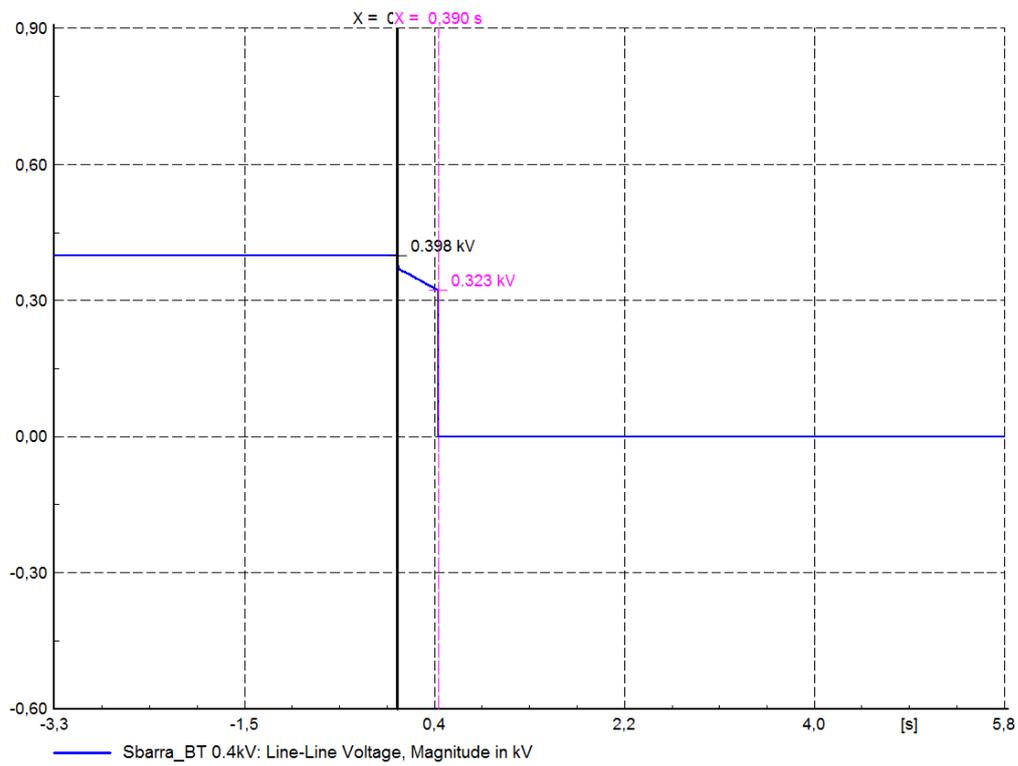


Figura 5.9: Dinamica della tensione alla sbarra BT

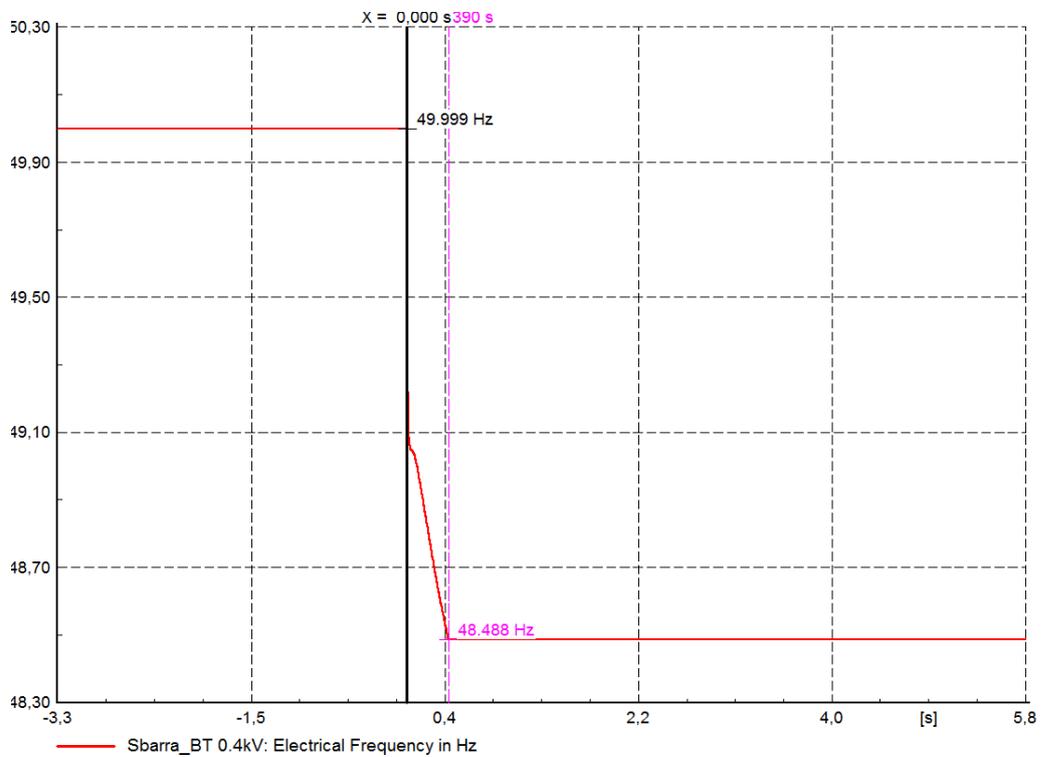


Figura 5.10: Dinamica della frequenza alla sbarra BT

Anche in questo caso i dati rilevanti sono quelli fino al momento dell'intervento delle protezioni, in quanto successivamente la sbarra sulla quale viene fatta la misura ad esempio di frequenza risulta completamente disalimentata, situazione non gestita dal software di simulazione, che mantiene quindi i valori ottenuti all'ultima iterazione valida.

A completamento dell'analisi presentiamo i dati relativi all'assorbimento di potenza attiva e reattiva dei carichi, dai quali si può verificare come l'andamento nell'erogazione di potenza attiva e reattiva del generatore sia conseguente all'andamento nell'assorbimento dei carichi.

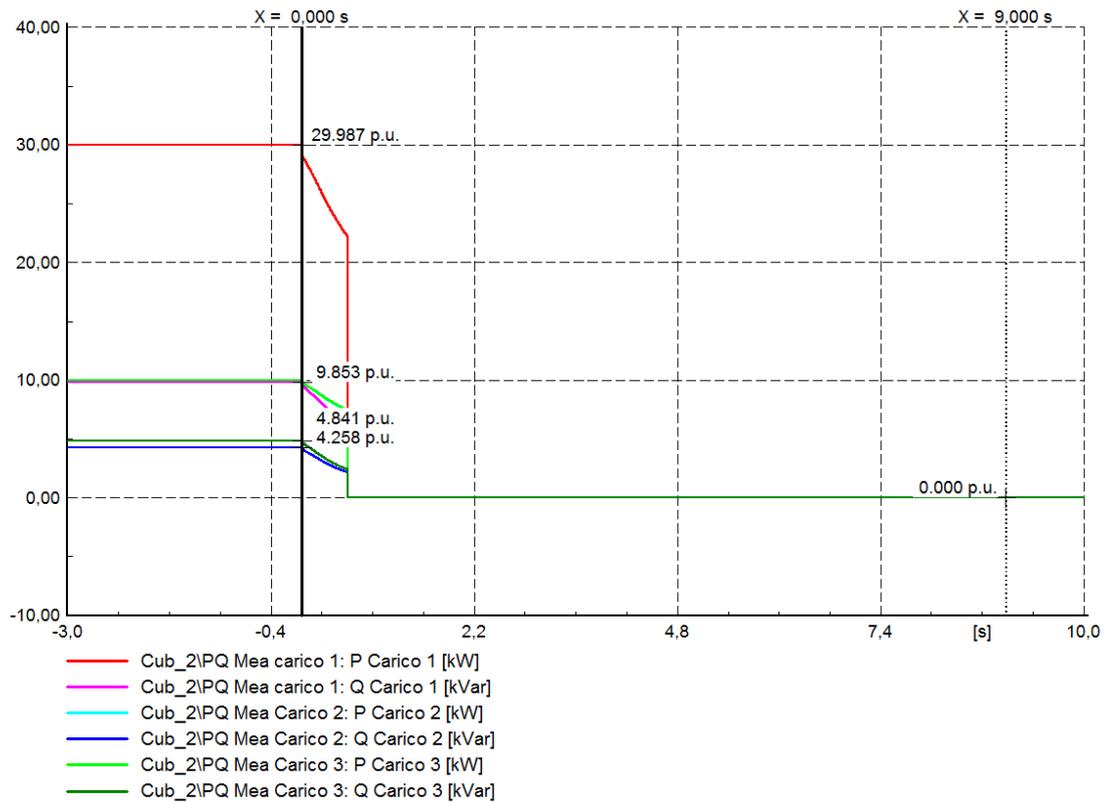


Figura 14: Assorbimento dei carichi a seguito dell'apertura dell'interruttore in cabina

5.2.1 Logica $P=f(f)$

In questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di limitazione nell'erogazione di potenza attiva in funzione della frequenza. Il sistema è nelle stesse condizioni iniziali presentate precedentemente, con lo stesso sbilanciamento tra i flussi di potenza.

Eventuali differenze nelle situazioni iniziali sono dovute alla tecnica di simulazione. Per rendere operative tali logiche si è scritto un modello in codice DSL il cuore è un regolatore di tipo PID che agisce sulla potenza immessa in turbina. Tale modello DSL controllo quindi in toto il comportamento del generatore, e agli atti pratici, anche quando il sistema lavora all'interno dei range di funzionamento nominali (Lock-in disabilitato) il controllo avviene

sempre attraverso il regolatore PID. Ad esempio si può osservare come, impostando una certa potenza da produrre per ricreare una “situazione tipo” antecedente al distacco della rete, è solo il riferimento fornito in ingresso che cambia, essendo fisso invece che calcolato in tempo reale.

Questo vuol dire che il comportamento del generatore è sempre influenzato dalle costanti di tempo dell’anello di controllo, che non sono studiate per ottimizzare il funzionamento in steady-state. Come già accennato precedentemente i regolatori sono in molte situazioni disegnati per inseguire in modo dolce un certo riferimento; in altre parole il tempo di reazione del sistema non è sempre veloce, e non è sempre desiderabile che sia così.

La simulazione è stata fatta partire diversi secondi prima del distacco, in modo che le grandezze di interesse avessero il tempo di stabilizzarsi sui valori di regime dopo l’inevitabile transitorio iniziale, in quanto tali valori (ad esempio potenza attiva prodotta) non corrispondono alle condizioni iniziali ma devono essere raggiunti attraverso il meccanismo di regolazione, derivante dall’implementazione del controllo PID. Vediamo quindi l’andamento nell’erogazione di potenza attiva e reattiva da parte del generatore in figura 5.12

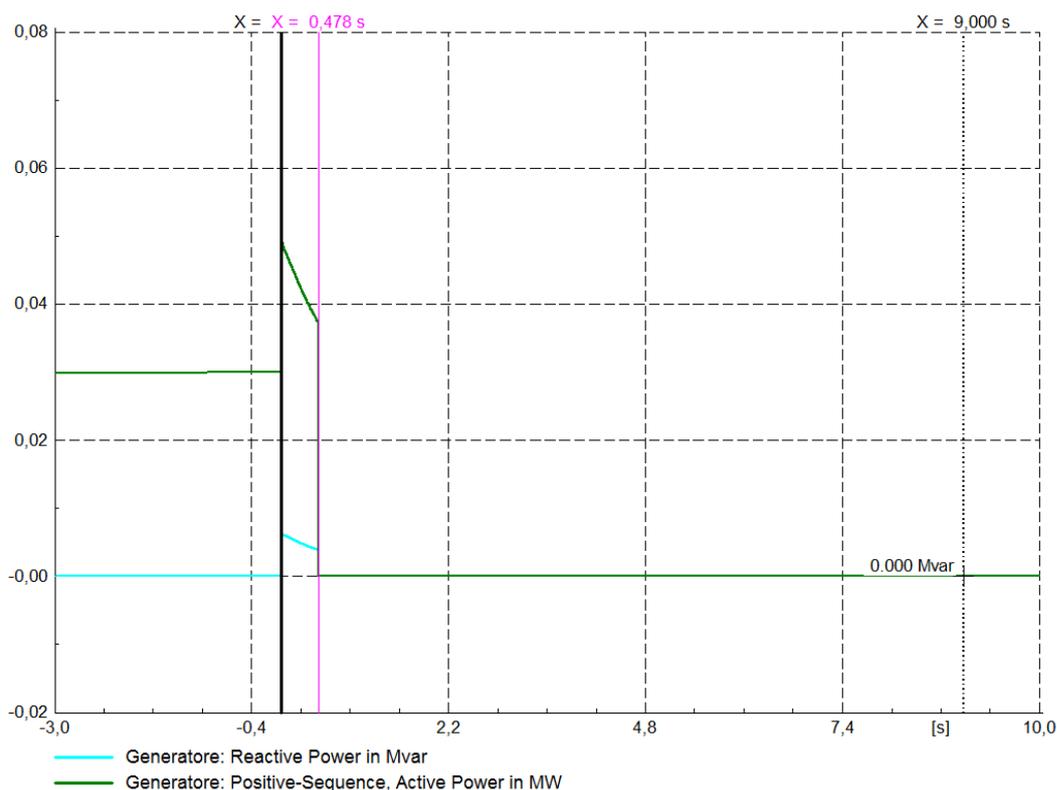


Figura 5.12: Dinamica del generatore dopo l’apertura dell’interruttore in cabina

Nel grafico si è voluto evidenziare in fucsia l’istante in cui si aprono le protezioni. Si osserva come il comportamento sia molto simile al caso precedente.

Anche qui dopo il distacco c'è un transitorio, che evidenzia come, essendo il sistema in deficit, il generatore è l'unico che può fornire la potenza richiesta dai carichi. Notiamo che l'intervento delle protezioni avviene con gli stessi tempi, se non più rapidamente.

Ma che effetto ha avuto la logica di diminuzione della potenza attiva? Vediamola nel dettaglio in questo grafico, che riporta l'andamento della frequenza misurata ai morsetti del generatore, raffrontandola con le soglie impostate per l'attivazione del Lock-in.

Ricordiamo che il sistema comincia a diminuire il riferimento quando la frequenza supera i 50,3 Hz per arrivare a zero se è quando la frequenza raggiunge i 51,5 Hz. Inoltre si è voluto evidenziare anche il segnale correlato all'attivazione della condizione di isteresi, che nella simulazione in oggetto non occorre mai, in quanto per le caratteristiche della prova la frequenza non ritorna mai sotto la soglia dei 51,5 Hz.

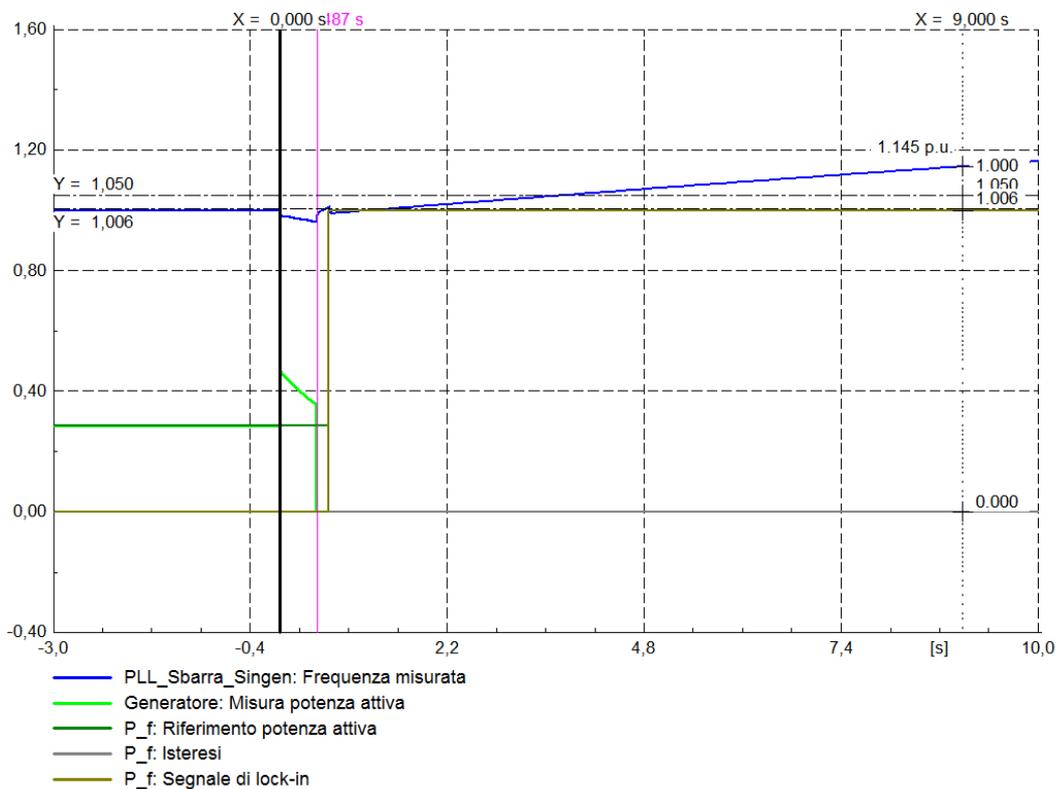


Figura 5.13: Dettaglio sull'azione della logica di limitazione della potenza attiva

Si evince che le protezioni rilevano il guasto in maniera efficace. Anzi il Lock-in a livello logico occorre, ma quando il generatore è già stato distaccato dalla rete, e solo perché la misura della frequenza viene effettuata ai morsetti del generatore, causando quindi una rilevazione faziosa (il generatore non sta alimentando niente, ma non è spento, quindi virtualmente la sua frequenza ai morsetti tende all'infinito). Dalla figura 5.14 seguente abbiamo la conferma che ad intervenire è stata la protezione 27/59, per minima tensione. Riportiamo anche l'andamento della tensione alla sbarra BT.

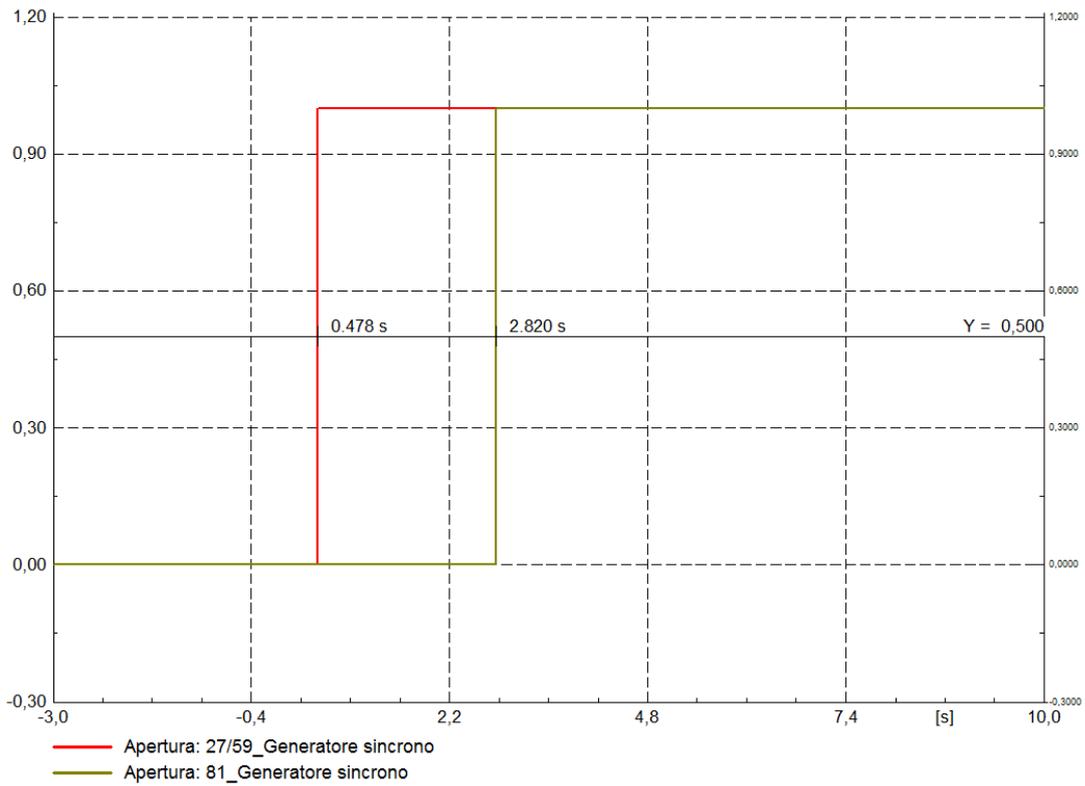


Figura 5.14: Istanti di intervento delle protezioni

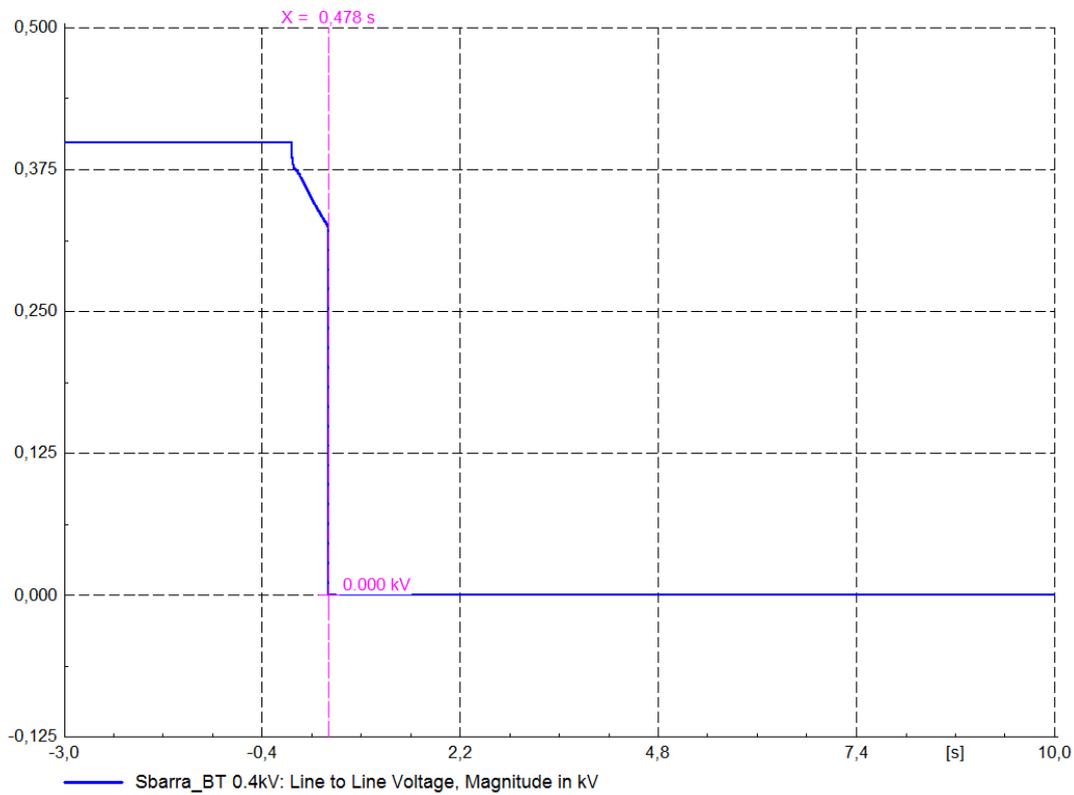


Figura 5.15: Dinamica della tensione dopo l'apertura dell'interruttore in cabina

Si verifica che in questo particolare scenario l'implementazione della logica di controllo in esame non influisce sulla sicurezza dell'esercizio. Ricordiamo che tali logiche sono sviluppate per funzionare in modalità *grid-connected*, e qui si vuole verificare se l'interazione con il normale esercizio di rete può indurre situazioni critiche. In questo caso le protezioni rilevano correttamente il guasto e agiscono di conseguenza. Questo perché con gli sbilanciamenti tra i flussi di potenza presenti, la limitazione della potenza attiva non interviene affatto, o più correttamente interviene dopo le protezioni stesse rendendosi ininfluenza. Si può affermare che il sistema di protezione standard con le relative tarature è adeguato. Ovviamente valgono tutte le limitazioni esposte precedentemente riguardo l'ambiente di simulazione.

Riportiamo nell'immagine seguente, per completezza e per giustificare l'andamento nell'erogazione di potenza da parte dei generatori, l'assorbimento dei carichi fino al momento del distacco.

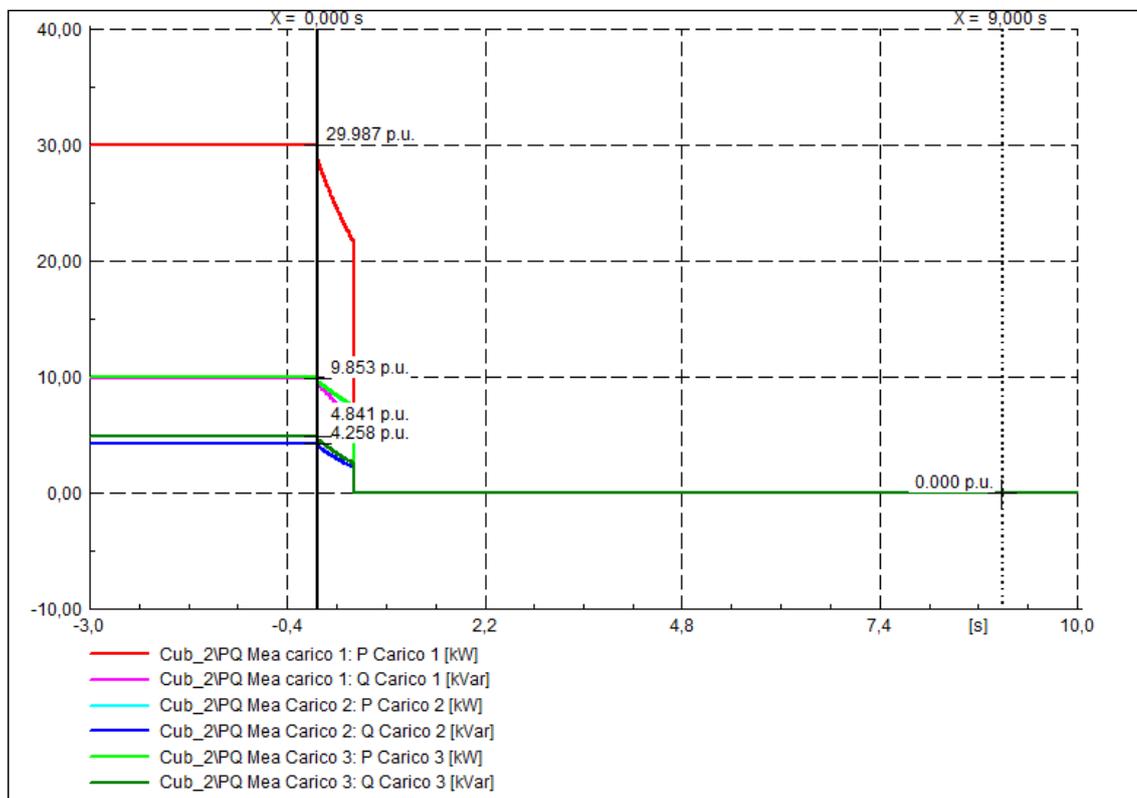


Figura 5.16: Assorbimento dei carichi a seguito dell'evento

5.2.2 Logica $Q = f(V)$

In questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di limitazione nell'erogazione di potenza reattiva in funzione della tensione ai morsetti.

Il sistema è nelle stesse condizioni iniziali presentate precedentemente, con lo stesso sbilanciamento tra i flussi di potenza. Eventuali differenze nelle situazioni iniziali sono dovute alla tecnica di simulazione.

Per rendere operative tali logiche si è scritto un modello in codice DSL il cui cuore è un regolatore di tipo PID che agisce sulla tensione di eccitazione della macchina. Tale modello DSL controlla quindi in toto l'erogazione di potenza reattiva, e agli atti pratici anche quando il sistema è all'interno dei range di funzionamento nominali (Lock-in disabilitato) il controllo avviene sempre attraverso il regolatore PID.

Questo vuol dire che il comportamento del generatore è sempre influenzato dalle costanti di tempo dell'anello di controllo, che non sono studiate per ottimizzare il funzionamento in steady-state. Inoltre occorre specificare che nel sistema ricreato nell'ambiente di simulazione non è considerato il contributo dell'eccitatrice, in quanto non è indispensabile per studiare la stabilità, e viene trascurato anche nell'oggetto relativo al generatore sincrono presente nelle librerie del programma.

Tale simulazione è quindi necessariamente un'approssimazione, infatti è come se il regolatore PID agisse direttamente sulla tensione di eccitazione, mentre nella realtà dovrebbe essere presente almeno un'eccitatrice, come ad esempio un convertitore statico. Il contributo dell'eccitatrice può essere considerato facendo leva sui ritardi intenzionali che la struttura del regolatore permette di inserire, sebbene non sia rilevante per lo studio in oggetto. Tali ritardi servono principalmente a regolare la costante di tempo del sistema per ottenere il migliore compromesso tra prestazione nel funzionamento *grid-connected* e sicurezza nell'erogazione del servizio, infatti come già accennato precedentemente i regolatori sono in molte situazioni disegnati per inseguire in modo dolce un certo riferimento; in altre parole il tempo di reazione del sistema non è sempre veloce, e non è sempre desiderabile che sia così.

Si vuole introdurre una piccola chiave di lettura, valida in generale, per i risultati riportati. In molti casi sono presenti delle anomalie, ad esempio il fatto che al momento del distacco la generazione si adegui istantaneamente alle richieste dei carichi. L'anomalia è sempre riconducibile al tipo di simulazione scelta. La simulazione RMS non considera i transitori elettromagnetici, quindi dopo il distacco è come se il sistema ricalcolasse le condizioni iniziali conformemente alla nuova condizione topologica. Si deduce che tale comportamento è riconducibile ai limiti di simulazione del programma, o meglio per ottenere una rappresentazione realistica occorrerebbe che negli istanti nell'intorno del momento del distacco la simulazione fosse EMT.

Vediamo cosa accade in questa situazione riportando l'andamento delle principali grandezze di rete nel corso della simulazione. Come ci si aspetta i risultati sono confortanti. La dinamica nell'erogazione del generatore è molto simile a quella presentata in precedenza. Ci si limita quindi a tensione e frequenza.

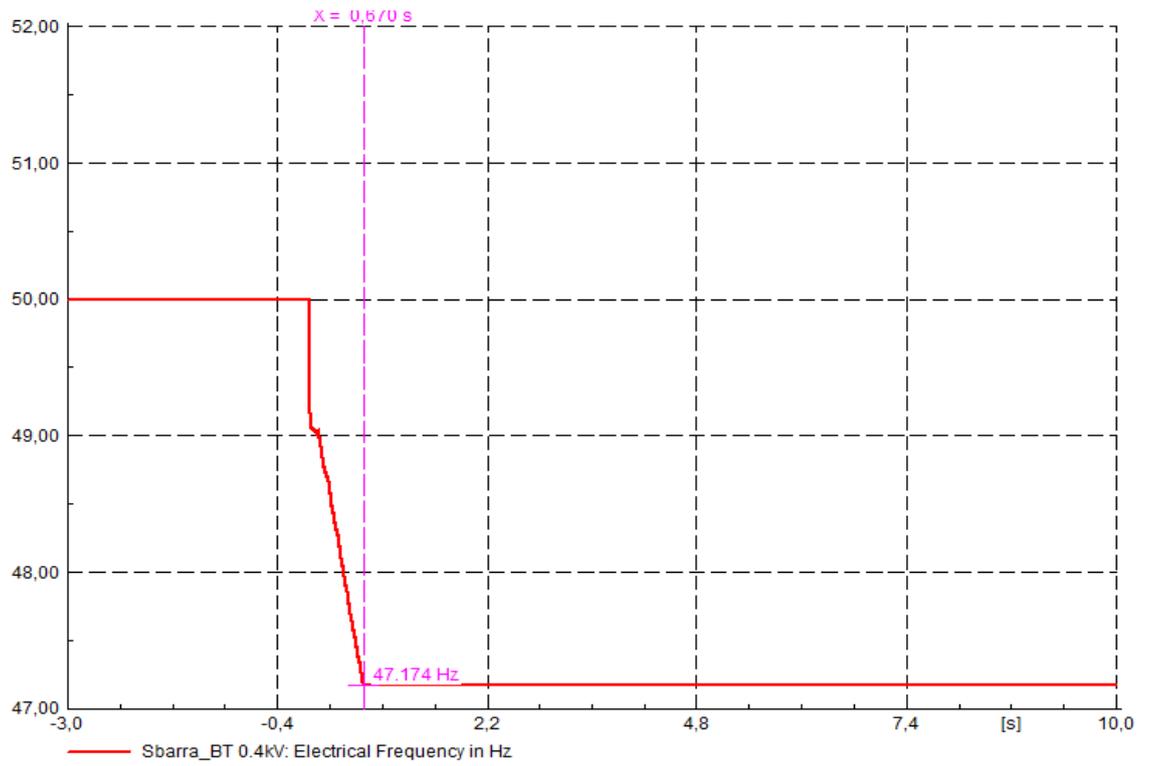


Figura 5.17: Dinamica della frequenza alla sbarra BT

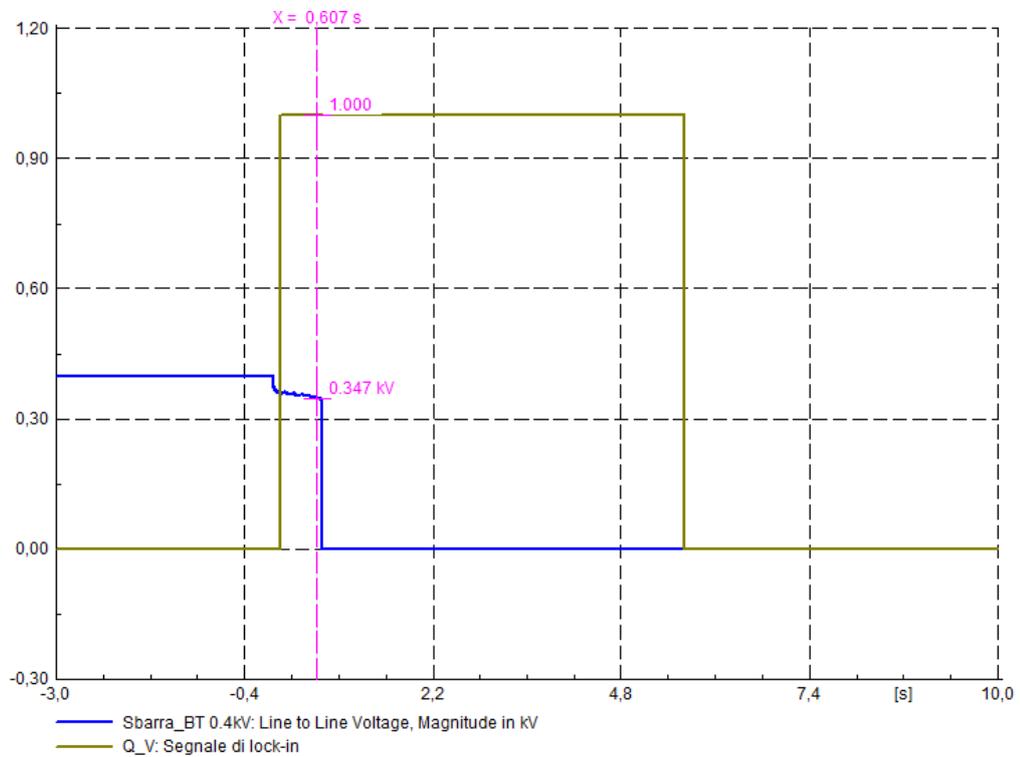


Figura 5.18: Dinamica della tensione alla sbarra BT dopo l'apertura in cabina. Abilitazione del segnale di Lock-in

Il profilo della tensione e della frequenza è quello atteso, almeno fino all'istante di intervento delle protezioni, dopo 0,607 secondi dall'evento, un tempo che garantisce la sicurezza del servizio.

5.2.3 Logica $\cos(\varphi) = f(P)$

In questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di regolazione del fattore di potenza in erogazione, in funzione del livello di potenza attiva. Il sistema è nelle condizioni iniziali già presentate, in particolare per quanto riguarda lo sbilanciamento tra flussi di potenza.

Osserviamo i risultati ottenuti, intanto per quanto riguarda le potenze attiva e reattiva erogate dal generatore.

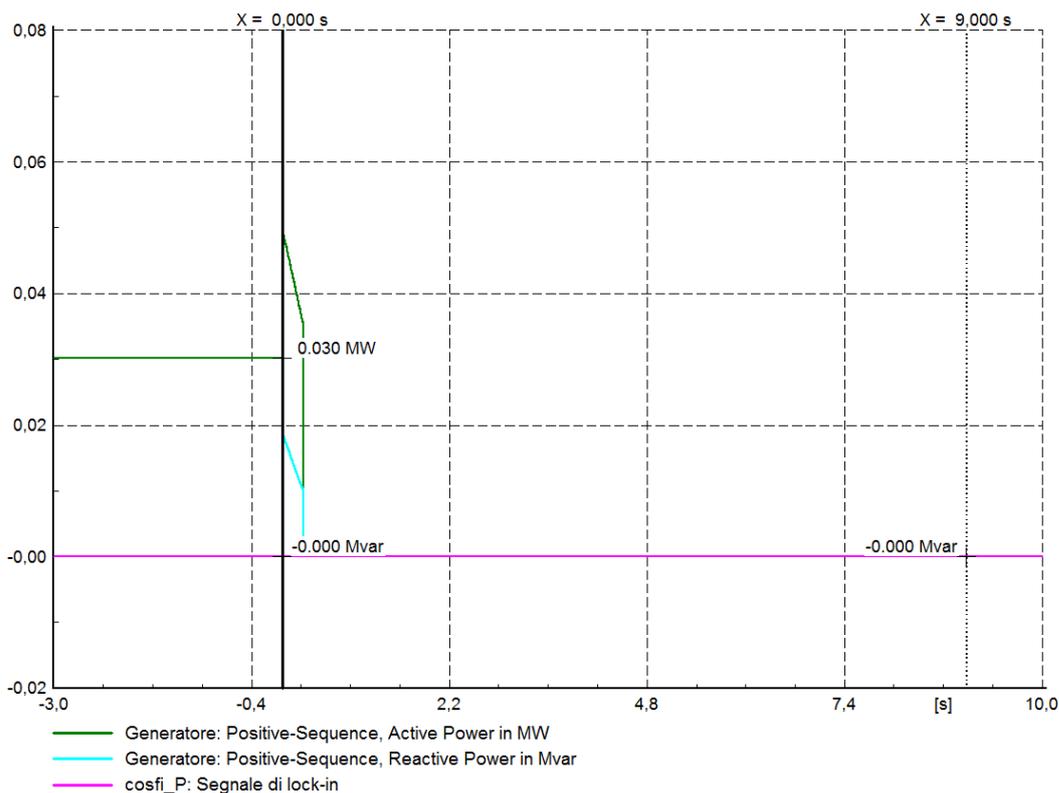


Figura 5.19: Dinamica del generatore dopo l'apertura dell'interruttore in cabina

Nel grafico presentato sopra sono apprezzabili gli andamenti delle potenze, ed è riportato anche il segnale che è correlato con il Lock-in della regolazione. Tale evento non accade mai, i quanto il controllo del fattore di potenza si abilita solo al verificarsi di alcune condizioni.

Per prima cosa il generatore deve produrre una certa potenza attiva in per unità, cioè rispetto alla sua taglia.

La normativa prevede, per la curva che si è scelto di implementare nel regolatore, una soglia di 0,5 p.u. Nel caso in esame tale soglia risulta molto alta e se si impostasse il generatore per produrre tale potenza, vista la configurazione della rete di test, lo sbilanciamento tra i flussi di potenza risulterebbe del tutto sfalsato.

Si è quindi scelto di impostare una soglia molto bassa, pari a 0,05 p.u., peraltro prevista dalla norma come sorta di funzione a regolazione continua, che garantisce ai fini pratici l'abilitazione della regolazione in modo esclusivamente dipendente dalla tensione. La tensione nel punto di misura, cioè ai morsetti del generatore, deve superare a sua volta una certa soglia che qui è impostata a 1,05 p.u. rispetto alla tensione nominale affinché la regolazione del fattore di potenza abbia inizio. Come si vede nel grafico successivo ciò non accade.

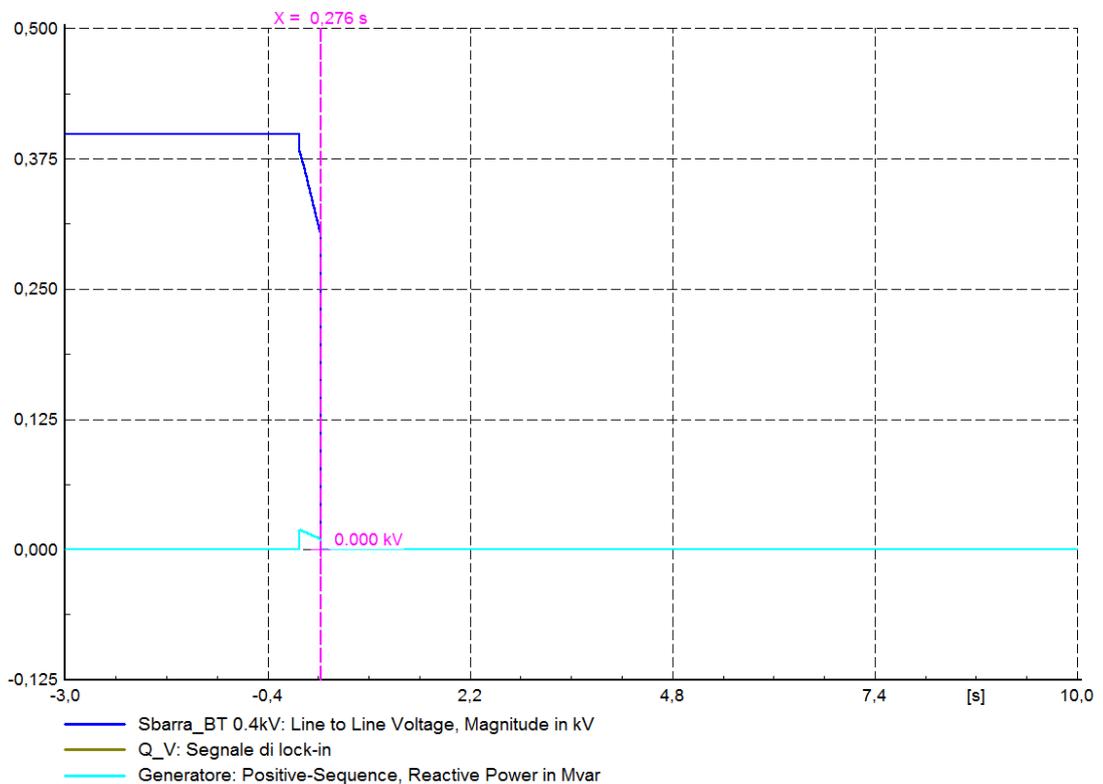


Figura 5.20: Dettaglio sul profilo di tensione, e sull'erogazione di potenza reattiva da parte del generatore

La tensione diminuisce abbastanza velocemente quando occorre il distacco dalla rete principale, causando l'intervento delle protezioni di minima tensione, che sganciano definitivamente il generatore in 0,276 secondi, come si evince dal grafico successivo.

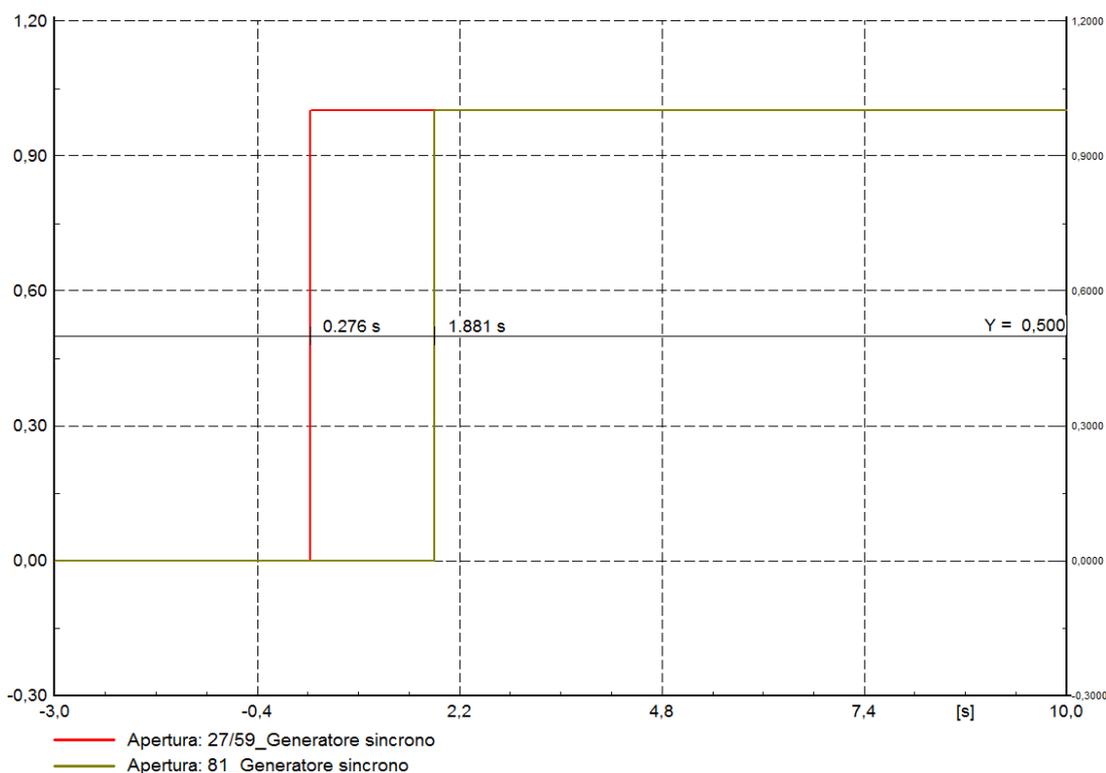


Figura 5.21: Segnali rappresentativi della categoria di protezione che interviene, e del tempo di apertura

L'assorbimento dei carichi presenta l'andamento noto, del quale omettiamo la rappresentazione grafica. In questa situazione il regolatore quindi non interviene neppure, e sicuramente non influisce nelle normali operazioni di rilevamento del guasto.

Ricordiamo che qualora la rete a rischio di isola, come in questo caso, sia in deficit nei flussi di potenza, la tensione una volta avvenuto il distacco dalla rete principale potrà solo diminuire. Se quindi la tensione stessa prima dell'evento si trova all'interno del range di valori nominali la regolazione del fattore di potenza non interverrà mai.

Si ritiene corretto dire che la logica quindi è accettabile in termini di sicurezza dell'esercizio.

A questo punto, avendo considerato precedentemente la logica di regolazione per limitare la potenza attiva congiuntamente a quella per regolare l'erogazione di potenza reattiva, si ritiene utile effettuare una simulazione anche per verificare come il controllo del fattore di potenza interagisce con la logica $P = f(f)$.

Abilitiamo quindi entrambi i controlli e vediamo i risultati, presentando intanto l'andamento della tensione, in figura 5.22.

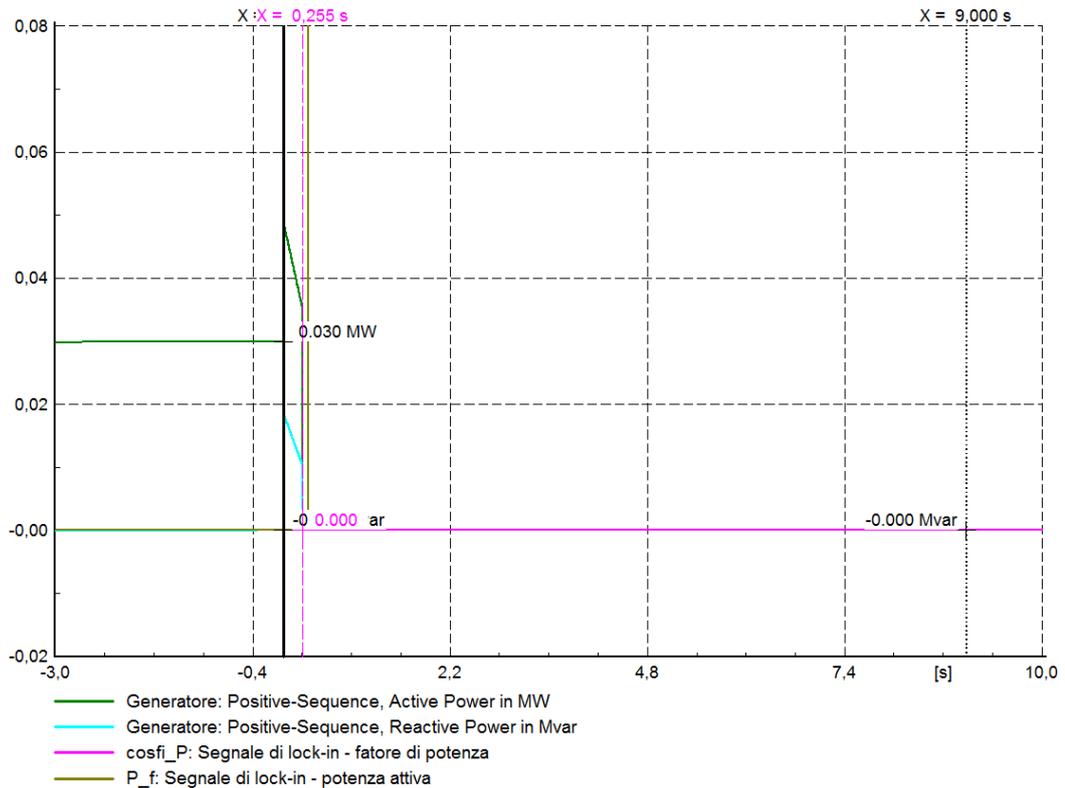


Figura 5.22: Dinamica del generatore con abilitate le logiche $P = f(f)$ e $Q = f(V)$

Il generatore viene comunque staccato dalla rete prima che possa essere abilitata qualsiasi logica di regolazione, rendendo di fatto non sensibile la sua presenza.

Si vuole sottolineare che, anche se nel grafico il segnale che abilita la limitazione della potenza attiva risulta attivarsi poco dopo il distacco, ciò come già detto non rappresenta una situazione reale ma è correlato al fatto che la misura della frequenza è effettuata ai morsetti del generatore, sui quali la frequenza tende ad andare velocemente all'infinito una volta che non c'è più nessun carico agganciato, ovviamente solo a livello di simulazione.

Si conferma che l'esercizio con le logiche presentate, qualora la situazione sia di deficit nei flussi di potenza, può avvenire in sicurezza, in quanto questi non influenzano il normale protocollo di rilevamento del guasto presente come standard sulle apparecchiature.

Si vogliono ora presentare alcuni approfondimenti. In particolare ci si vuole focalizzare sulla logica di controllo dell'erogazione di potenza reattiva.

Ricordiamo la caratteristica sulla quale è calcolato il riferimento di potenza da fornire in ingresso al regolatore PID.

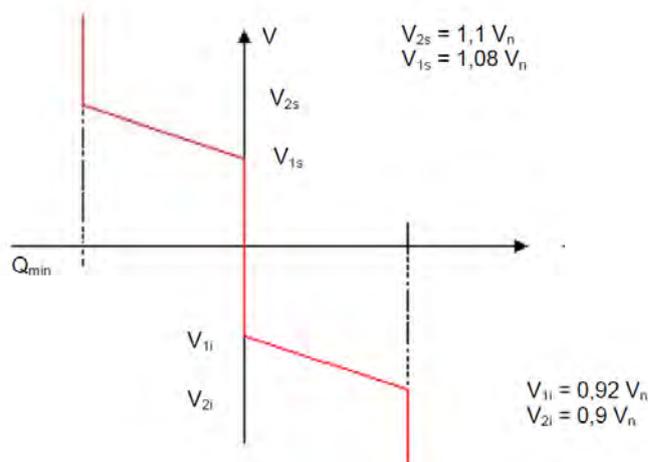


Figura 5.23: Curva di droop associata alla logica $Q = f(V)$

Dato che tale caratteristica serve a migliorare la qualità del servizio in condizione *grid-connected*, si potrebbe immaginare di modificare la caratteristica per incrementarne l'efficacia, salvo poi verificare che rispetti comunque i requisiti di sicurezza.

Una modifica che risulta immediata ed utile è estendere il campo di regolazione. Ad esempio immaginiamo che in una data porzione di rete la tensione scenda fino al livello di 0,95 p.u. rispetto alla tensione nominale, la regolazione non interverrebbe, e i parametri di rete sarebbero ancora nei limiti di funzionamento.

Il generatore, che supponiamo stia funzionando a fattore di potenza unitario, non erogherebbe alcuna potenza reattiva, ma se lo facesse tale comportamento sarebbe utile a sostenere la tensione di rete, ai fini di migliorare il servizio? Immaginiamo quindi che la caratteristica utilizzata sia la seguente:

V_{2i}	V_{1i}	V_{1s}	V_{2s}
$0,9 V_n$	$0,92 V_n \rightarrow 0,99 V_n$	$1,08 V_n \rightarrow 1,01 V_n$	$1,1 V_n$

Tabella 5.2: Nuovi punti di lavoro per la caratteristica di droop

Si realizza così una sorta di regolazione continua della tensione. Ai termini pratici accade che il generatore partecipa al controllo della tensione, non attraverso un sistema classico basato sulla retroazione, ma sulla base della stessa caratteristica modificata. Invece di intervenire solo quando i parametri di rete si portano vicino ai valore critici si cerca di contribuire ad evitare situazioni al limite del funzionamento entro i parametri nominali.

Il problema è che in questo caso il sistema potrebbe interferire abbondantemente con la rete interessata, ed ad esempio in caso di guasto, a seconda delle condizioni, il generatore potrebbe trovarsi nelle condizioni di sostenere la tensione di rete alimentando quindi il guasto.

Vediamo nella simulazione seguente come si comporta il sistema, evidenziando eventuali problemi per la sicurezza dell'esercizio. Sottolineiamo che anche in questo caso si è mantenuta attiva la logica di limitazione di potenza attiva, al fine di controllarne meglio l'erogazione.

Inoltre è naturale intendere come un eventuale generatore rotante connesso in BT che implementi le logiche descritte sarà equipaggiato con entrambe, ovvero da una parte la limitazione della potenza attiva, dall'altra il controllo della potenza reattiva o del fattore di potenza.

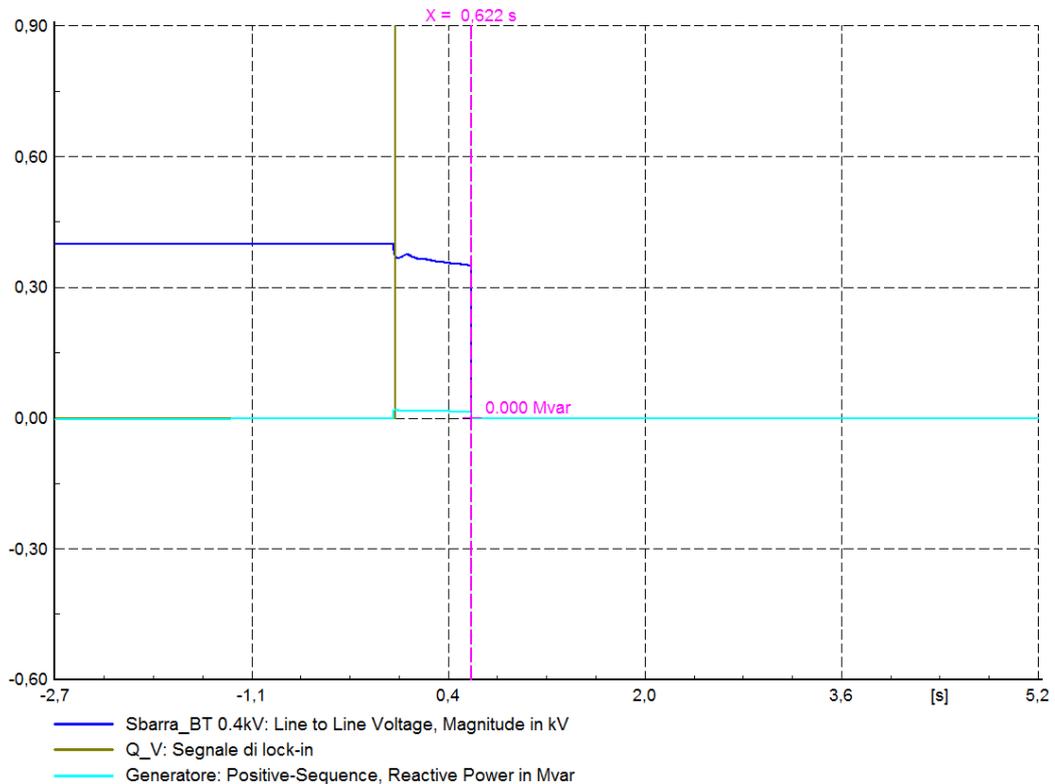


Figura 5.24: Dettaglio sul profilo di tensione, e sull'erogazione di potenza reattiva da parte del generatore

Si notano subito alcune differenze rispetto al caso precedente. Intanto come è naturale essendo la regolazione continua il segnale di Lock-in viene abilitato fin da subito. Si vede che la tensione della rete diminuisce più lentamente rispetto al caso precedente, infatti è mantenuta dal generatore, che eroga potenza reattiva. L'intervento delle protezioni, per minima tensione, avviene in tempi circa doppi rispetto al caso precedente, ma comunque ragionevoli, quindi si può affermare come in questo particolare caso non ci sia pericolo.

Tuttavia occorre osservare come il comportamento della rete in questo caso dipenda dall'entità dei flussi di potenza. Se lo sbilanciamento è elevato è probabile che la tensione collassi in ogni modo, anche se con tempi diversi, anche perché la potenza richiesta al generatore potrebbe superare i limiti di capability.

Cosa succede invece se lo sbilanciamento tra i flussi di potenza non è così rilevante? Supponiamo che la rete sia ancora in deficit, ma con sbilanciamenti molto minori, in particolare:

ΔP	6,22 kW
ΔQ	4,50 kVAR

Tabella 5.3: Nuovo bilancio tra flussi di potenza

In questo caso ci aspettiamo naturalmente una diminuzione della tensione più contenuta. Nel grafico riportato sotto sono presentati i risultati, che non sono confortanti.

Vediamo come la tensione resti praticamente costante dopo aver trovato un punto di lavoro stabile, continuando ad alimentare i carichi. Nello stesso grafico è rappresentata anche la potenza reattiva erogata dal generatore, che dopo il segnale di Lock-in inizia ad essere efficacemente regolata.

Solo grazie alla diminuzione, peraltro lenta, della frequenza si arriva al distacco del generatore, ma dopo un tempo di quasi 3 secondi, sicuramente inaccettabile.

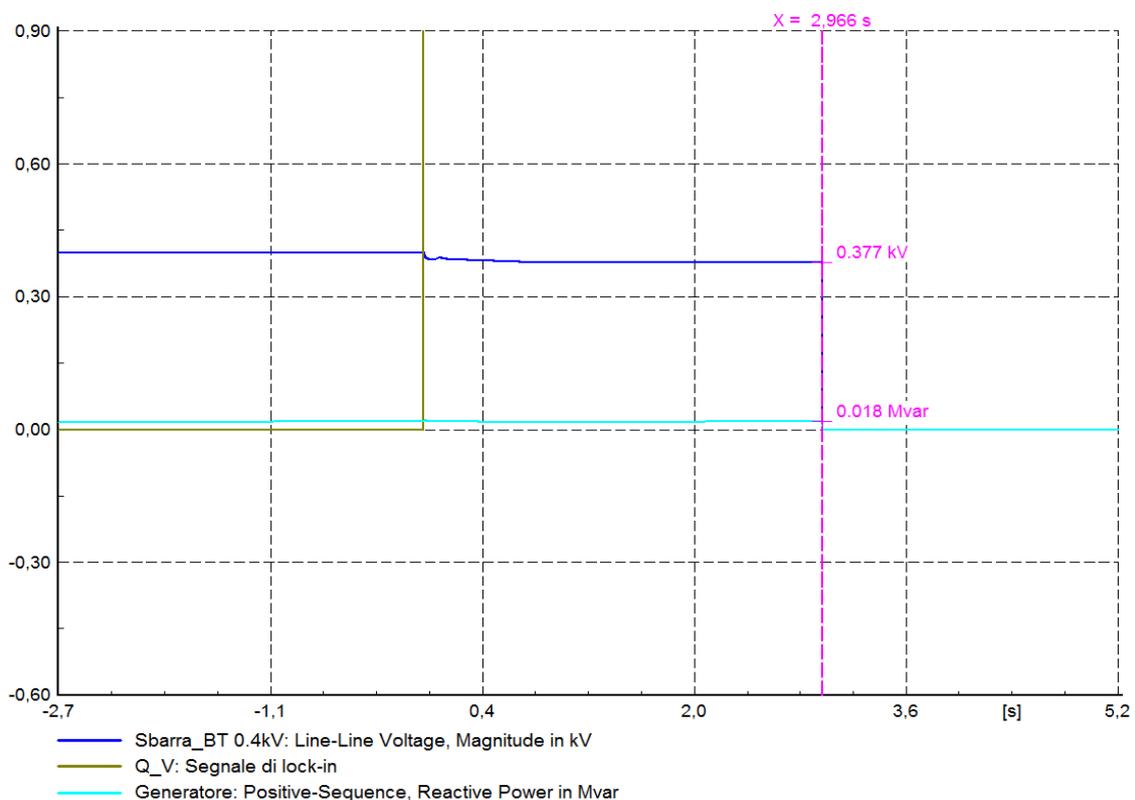


Figura 5.25: Dettaglio sul profilo di tensione, e sull'erogazione di potenza reattiva da parte del generatore

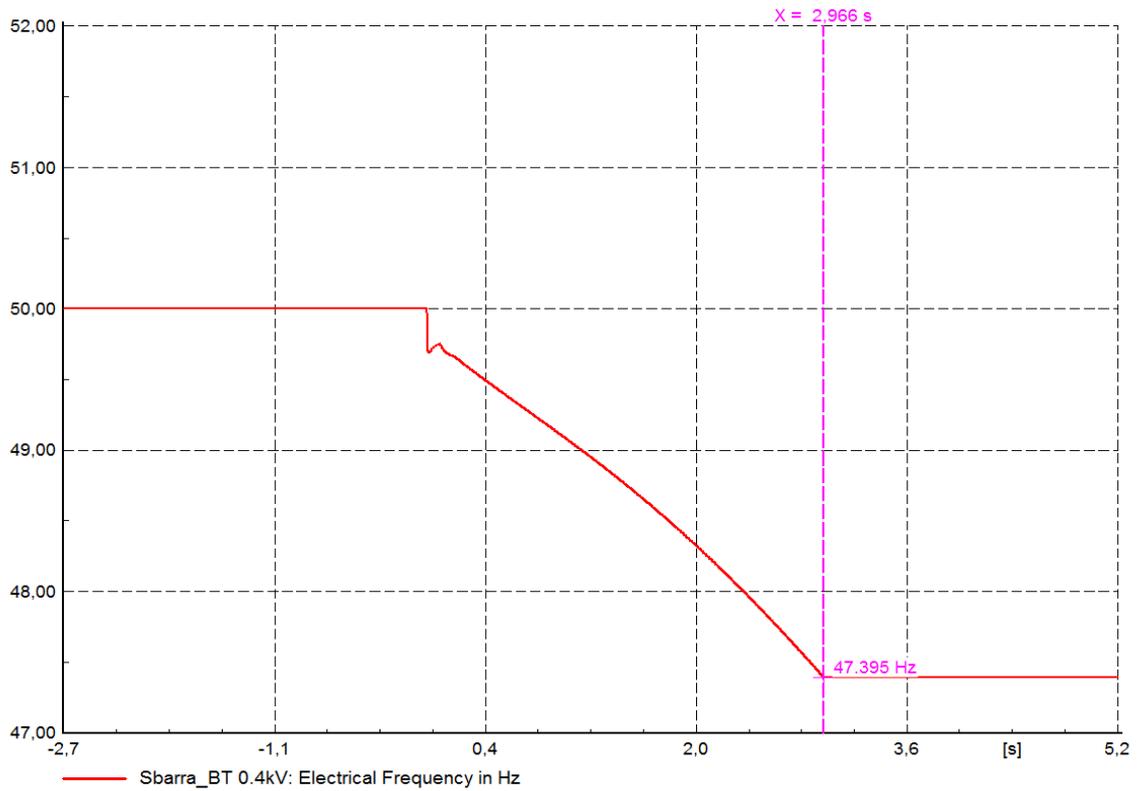


Figura 5.26: Dinamica della frequenza dopo il distacco, con i nuovi flussi di potenza

Ma questo comportamento dipende veramente dal tipo di caratteristica scelta oppure è esclusivamente da addebitare all'entità degli sbilanciamenti? A questo proposito si ritiene utile presentare i risultati, per quanto riguarda l'andamento di tensione, della simulazione appena fatta, con due varianti.

- Utilizzando gli intervalli di regolazione definiti dalla norma, eliminando quindi la regolazione continua.
- Utilizzando la curva di regolazione tipo b) fornita anch'essa dalla normativa CEI 0-21, e rappresentativa agli atti pratici di un controllo del tipo *bang-bang*. Riportiamo qui sotto la curva descrittiva di questa particolare caratteristica.

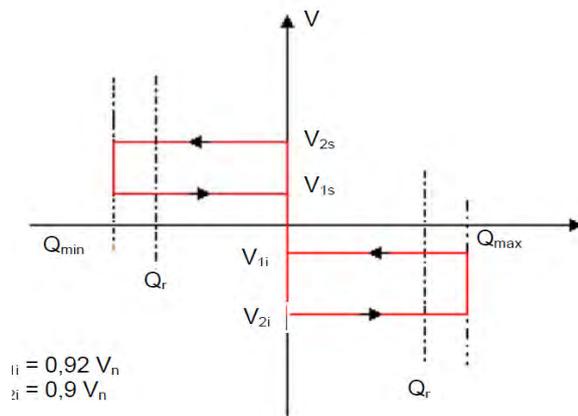


Figura 5.27: Curva caratteristica tipo b) per il controllo nell'erogazione di potenza reattiva

Di seguito la situazione con le soglie di intervento standard, in modalità di regolazione continua.

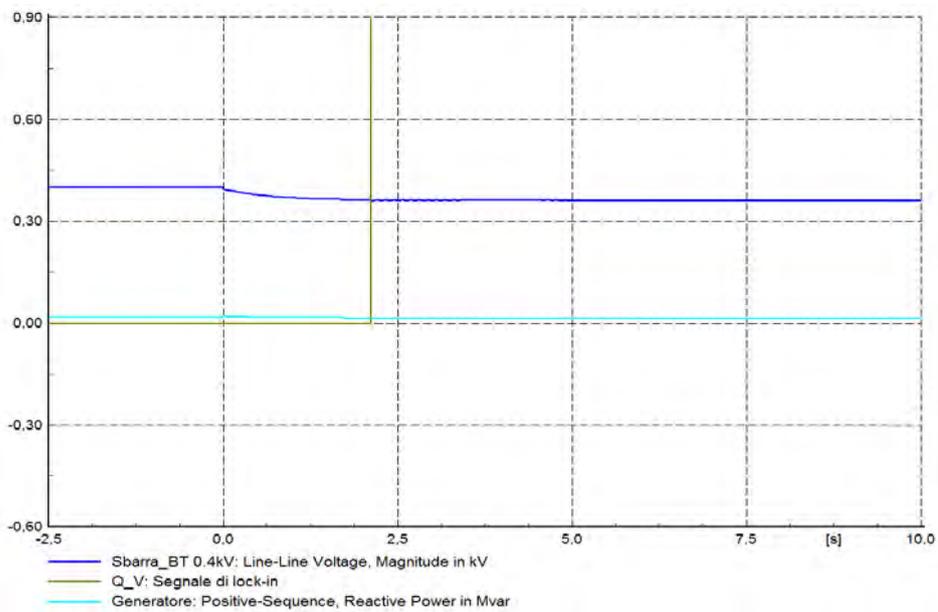


Figura 5.28: Dettaglio sul profilo di tensione, e sull'erogazione di potenza reattiva da parte del generatore, in modalità di regolazione continua

Vediamo di seguito cosa accade utilizzando la caratteristica di tipo b)

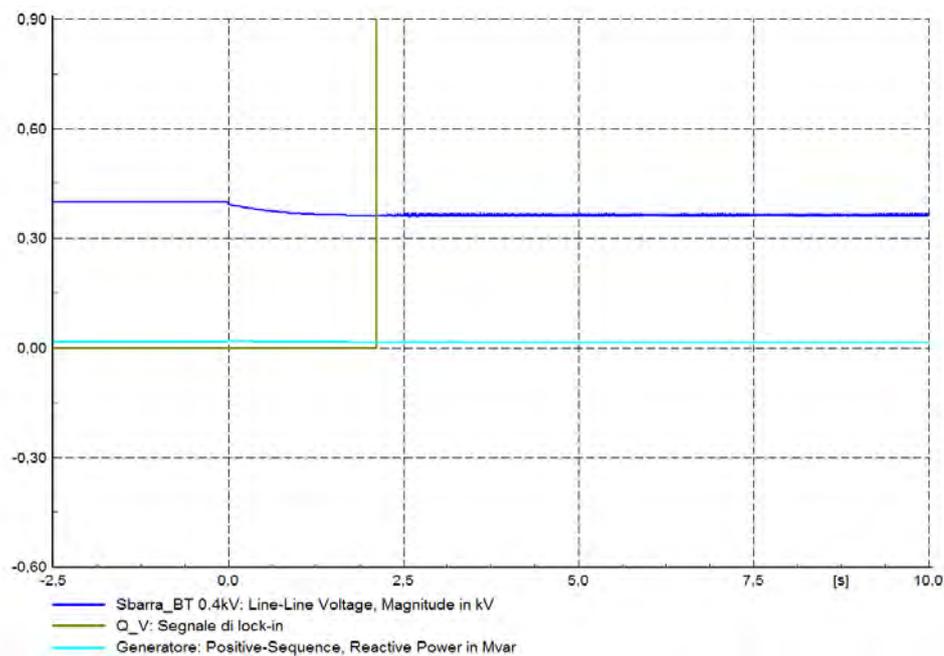


Figura 5.29: Dettaglio sul profilo di tensione, e sull'erogazione di potenza reattiva da parte del generatore, con la curva caratteristica di tipo b)

Nel primo caso non ci sono miglioramenti, addirittura si instaura un'isola permanente. Non è accettabile nemmeno la seconda soluzione. Anzi un'analisi più accurata anche degli altri parametri di rete dimostra che la regolazione *bang-bang* che si effettua, oltre ad essere pericolosa è anche dannosa in quanto causa l'instabilità dell'intero sistema.

Le conclusioni che si possono trarre sono le seguenti, per quanto riguarda la situazione in cui una rete in sospetto rischio di andare a originare un'isola indesiderata si trovi in deficit di potenza: la sicurezza nell'erogazione del servizio dipende dagli sbilanciamenti, più che dai comportamenti delle logiche di controllo in se.

Si trova infatti che pur lasciando il generatore libero da qualsiasi logica di limitazione o controllo della potenza, nell'ultimo scenario presentato il guasto non viene correttamente rilevato, dimostrando quindi la stretta correlazione con gli sbilanciamenti.

Le situazioni di rischio sono quelle a margine di un pareggio tra flussi di potenza.

5.3 Sovragerazione di potenza attiva

Questa condizione di funzionamento non è particolarmente frequente, in quanto ipotizza che la generazione distribuita su una data porzione di rete sia largamente sufficiente, ed anzi eccedente, a coprire il fabbisogno dei carichi.

Le situazioni reali dove ciò avviene sono limitate e si riducono a reti appositamente create per collegare impianti di generazione rinnovabili, i quali di solito lavorano in media tensione, e a piccole reti rurali dove l'assorbimento è così limitato che una ragionevole densità di impianti è già sufficiente ad alimentare i carichi almeno per la maggior parte della durata di funzionamento.

Da una prima simulazione effettuata senza simulare l'apertura dell'interruttore in cabina otteniamo i dati sperimentali relativi alla generazione locale e allo sbilanciamento tra i flussi di potenza. Le misure dello sbilanciamento sono state effettuate direttamente dall'ambiente di simulazione con uno strumento integrato, sebbene nella realtà ciò non sia possibile, è un'approssimazione che ragionevolmente ha importanza secondaria. Più importante è invece specificare come la misura sia stata effettuata alla sbarra di bassa tensione, che corrisponde al punto immediatamente a valle della cabina di trasformazione MT/BT. Ricordiamo infatti che nel modello della rete utilizzato il trafo risulta direttamente connesso alla sbarra.

Altresì utile è specificare che per tale misura si è adottata la convenzione dei generatori, in altre parole una ΔP o una ΔQ positive sono indicative di un deficit della rete locale, e corrispondono quindi ad una importazione di potenza dalla rete di media tensione, e viceversa se tali grandezze fossero negative.

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Fattore di potenza	ΔP	ΔQ
70 kW	0 kVAR	1	-18,46 kW	19,5 kVAR

Tabella 5.4: Flussi di potenza a regime

Come abbiamo detto i carichi sono non lineari, quindi il loro assorbimento varia al variare dell'ampiezza della tensione, e della frequenza di rete. Non è ragionevolmente semplice predire il comportamento dei carichi, quindi in qualità di ausilio allo studio degli sbilanciamenti nei flussi di potenza riportiamo anche l'assorbimento dei carichi in tutta la durata della simulazione. In condizioni di funzionamento normali, cioè con i parametri di rete ai valori nominali, i carichi presentano anch'essi un assorbimento di potenza nominale, come già esposto precedentemente.

Nella prossima simulazione sarà evidenziato come si comporta il sistema a seguito di un distacco dalla rete, che supponiamo possa avvenire ad esempio a causa di un guasto sulla rete MT, che comporta l'apertura dell'interruttore in cabina.

Per quanto riguarda la rete BT, oggetto dello studio attuale, non è prevista la sequenza di richiusura automatica in cabina secondaria.

L'evento è stato simulato quindi tramite il programma di simulazione come una semplice apertura dello switch in cabina.

Ricordiamo che in questo caso non è stata implementata nessuna delle logiche di controllo sviluppate, al fine di ottenere un caso-esempio di riferimento col quale confrontare i dati successivi. L'evento di apertura è stato impostato per occorrere all'istante $t = 0$ della simulazione.

Nel grafico seguente in figura 5.30 vediamo l'andamento della potenza attiva e reattiva erogate dal generatore, che ricordiamo parte da una situazione iniziale in cui sta producendo 70 kW a fattore di potenza unitario.

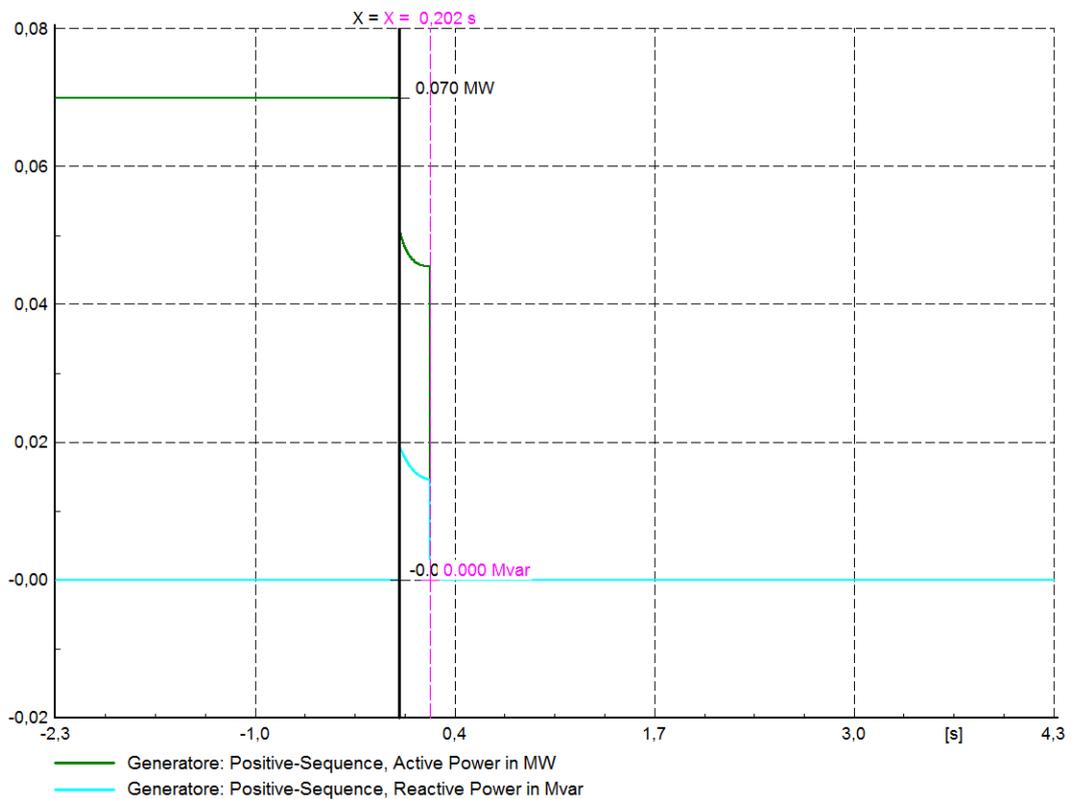


Figura 5.30: Produzione del generatore dopo l'apertura dell'interruttore in cabina

Osservando i risultati si nota come negli istanti dopo l'apertura sia la potenza attiva che la potenza reattiva subiscano un transitorio. Prima dell'evento il generatore produce 70 kW a fattore di potenza unitario. Al distacco della rete la produzione del generatore cambia bruscamente, portandosi a circa 50 kW, che corrisponde all'assorbimento dei carichi in quell'istante.

Si nota anche che il generatore produce potenza reattiva, portandosi quindi ad un funzionamento a fattore di potenza non unitario. Ciò accade perché una volta che la porzione

di rete interessata è stata distaccata dalla rete principale, il generatore si trova a produrre in un sistema isolato, che richiede meno potenza di quella immessa nel sistema stesso.

È importante sottolineare come nei risultati presentati l'adeguamento del generatore alle nuove condizioni di produzione sembri istantaneo. In realtà non è così, in quanto non è immaginabile un adeguamento di potenza in pochi millesimi di secondo. Ciò si verifica perché in questo studio interessa l'analisi della stabilità del sistema, ed è stato fatto utilizzando il modello di simulazione RMS fornito dall'ambiente Power Factory, che trascura appositamente i transitori elettromagnetici.

Continuiamo quindi ad analizzare il comportamento del generatore. Dopo l'istante iniziale la produzione di potenza, sia attiva che reattiva, diminuisce fino all'istante in cui intervengono le protezioni, che distaccano il generatore. Come abbiamo ricordato più volte i carichi sono dinamici quindi il loro assorbimento è funzione di tensione e frequenza di alimentazione. La conseguenza è che dopo il distacco dalla rete la frequenza alla sbarra BT presenta un brusco aumento che si traduce in un aumento nell'assorbimento dei carichi per quanto riguarda la parte dipendente dalla frequenza. Parallelamente si verifica una riduzione di tensione che influisce anch'essa in modo correlato. Il risultato è che l'adeguamento delle potenze erogate dal generatore ha l'andamento mostrato in figura 5.30, il tutto fino a quando la protezione di massima frequenza distacca il generatore. Si può affermare che nello scenario presentato la richiesta di potenza diminuisce nei primi istanti del transitorio, in funzione della diminuzione di tensione dovuta al deficit di potenza reattiva dopo il distacco, come mostrato nell'immagine seguente.

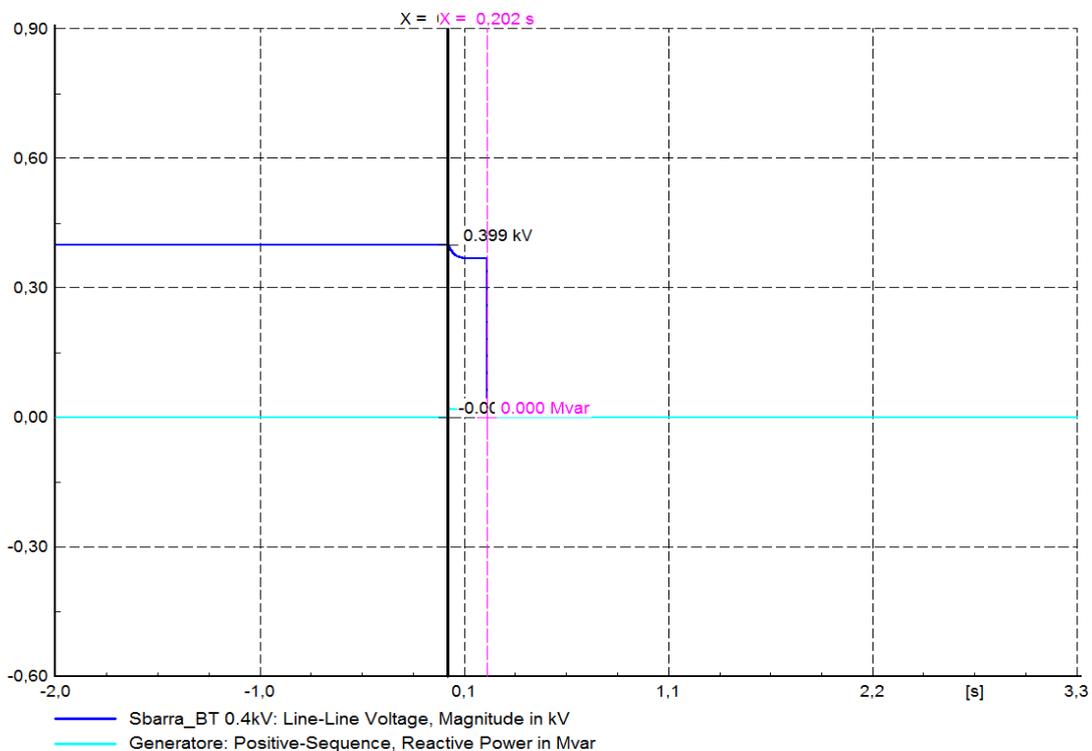


Figura 5.31: Tensione alla sbarra BT dopo l'apertura dell'interruttore, in surplus di potenza attiva

Successivamente in parte per l'intervento nell'erogazione di potenza reattiva capacitiva da parte del generatore, che comunque tende a diminuire, in parte per l'andamento della frequenza alla sbarra BT che tende ad aumentare molto velocemente, l'assorbimento dei carichi ha una brusca diminuzione prima dell'apertura della protezione di massima frequenza.

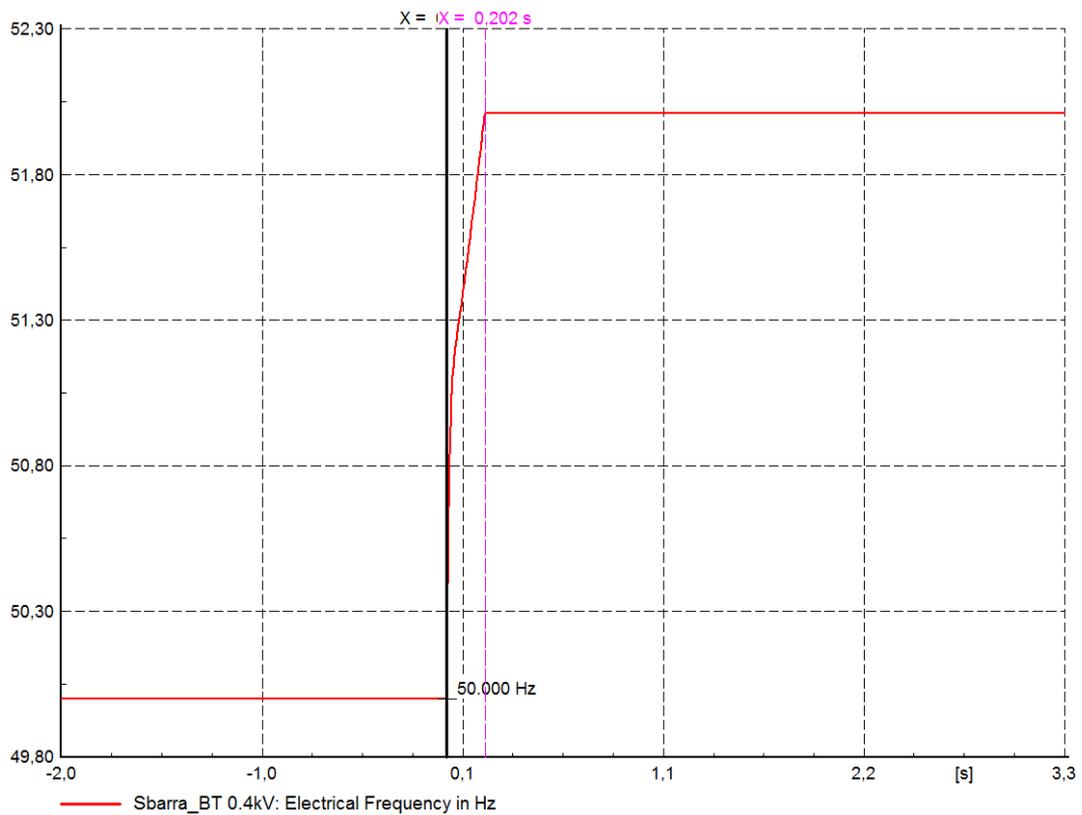


Figura 5.32: Frequenza alla sbarra BT dopo l'apertura dell'interruttore, in surplus di potenza attiva

Nel grafico precedente è stato riportato l'andamento della frequenza alla sbarra BT. L'intervento delle protezioni occorre per raggiunta massima frequenza, dopo circa 0,202 secondi dall'evento.

Useremo questo scenario dove ricordiamo non è stata abilitata alcuna logica come paradigma, al fine di confrontare il comportamento dei casi studiati con la situazione di riferimento.

5.3.1 Logica $P = f(f)$

In questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di limitazione nell'erogazione di potenza attiva in funzione della frequenza. Il sistema è nelle stesse condizioni iniziali presentate precedentemente, con lo stesso sbilanciamento tra i flussi di potenza, quindi in eccedenza di produzione.

Come già accennato precedentemente i regolatori sono in molte situazioni disegnati per inseguire in modo dolce un certo riferimento; in altre parole il tempo di reazione del sistema non è sempre veloce. L'implementazione di queste logiche, scritte in codice DSL, implica che il generatore sia sempre influenzato dalle costanti di tempo dell'anello di controllo.

La simulazione è stata fatta partire diversi secondi prima del distacco, in modo che le grandezze di interesse avessero il tempo di stabilizzarsi sui valori di regime dopo l'inevitabile transitorio iniziale, in quanto tali valori (ad esempio potenza attiva prodotta) non corrispondono alle condizioni iniziali ma devono essere raggiunti attraverso il meccanismo di regolazione derivante dall'implementazione del controllo PID.

Vediamo quindi l'andamento nell'erogazione di potenza attiva da parte del generatore.

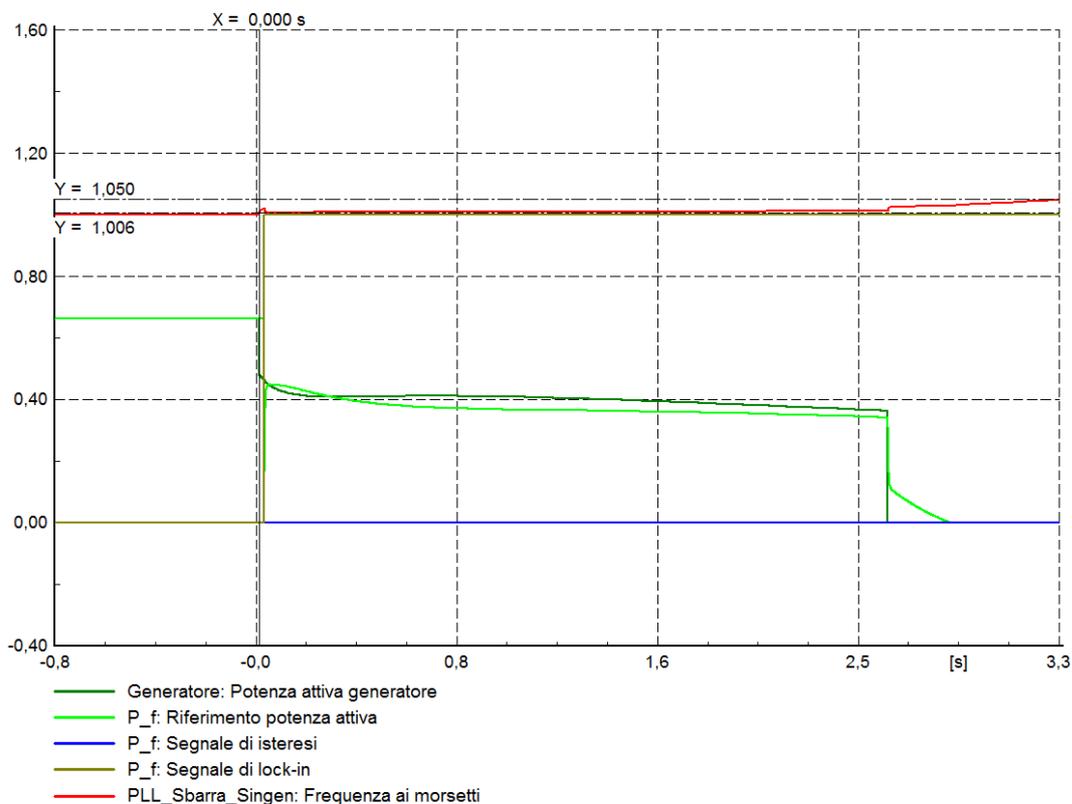


Figura 5.32: Dettaglio sulla dinamica del generatore e della logica di limitazione della potenza attiva

Allo scopo di commentare meglio i risultati ed il comportamento della logica risulta utile riportare più in dettaglio l'andamento della frequenza, nel grafico precedente rappresentativa della frequenza misurata ai morsetti, qui rappresentativa della frequenza misurata alla sbarra BT.

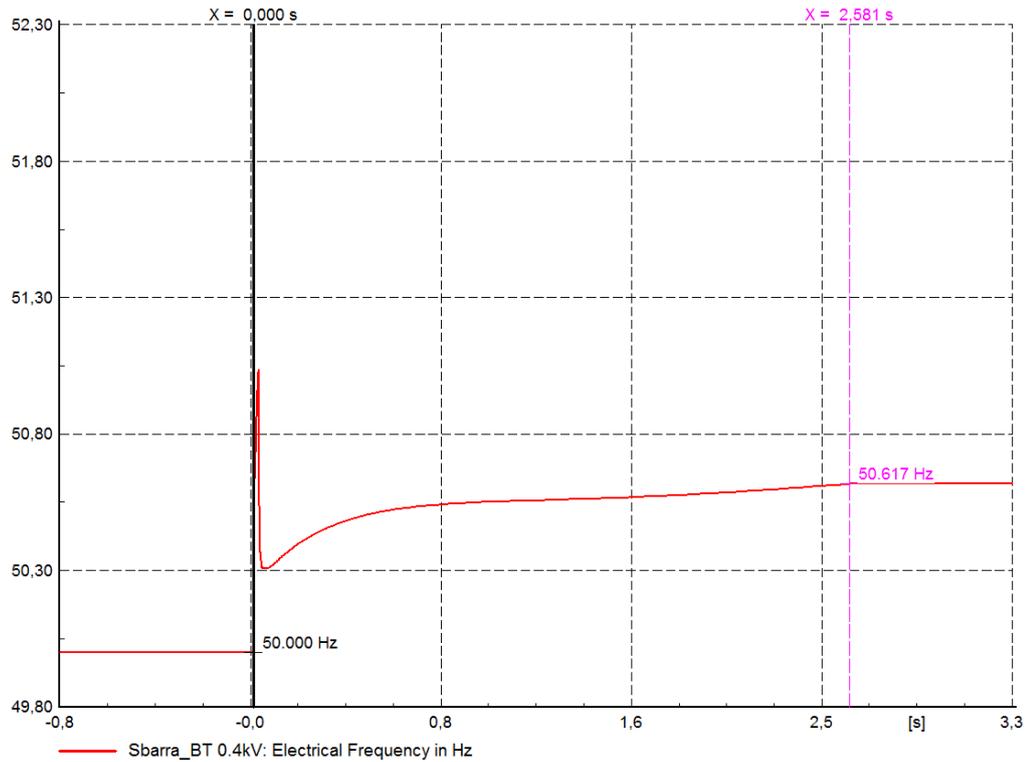


Figura 5.33: Dettaglio del transitorio di frequenza al momento del distacco

Come ci si aspettava subito dopo l'evento di distacco la frequenza alla sbarra aumenta, trovandosi la rete isolata in eccedenza di generazione. Quando la frequenza raggiunge la soglia dei 50,3 Hz interviene la logica di limitazione della potenza attiva. Si dimostra che tale intervento avviene in tempi molto brevi, non apprezzabili nel grafico. Presentiamo quindi un dettaglio dei primi istanti in figura 5.34.

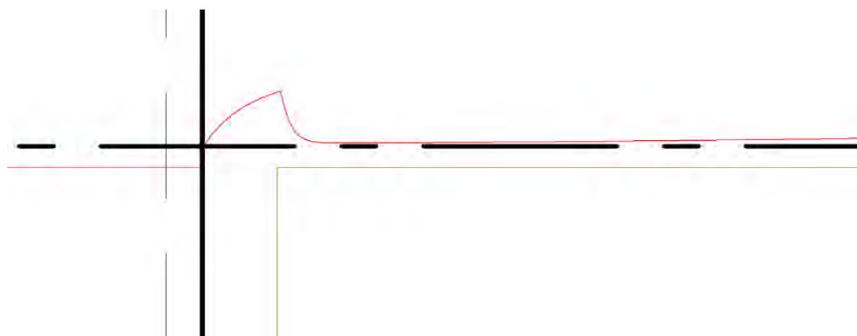


Figura 5.34: Transitorio di frequenza, dettaglio maggiore

Premesso che la cattura di taluni dettagli nelle immagini non è sempre semplice, cerchiamo di spiegare i risultati. In rosso è rappresentata la frequenza, che dopo il distacco ha un incremento decisamente rapido che la porta a superare la soglia di attivazione del Lock-in in pochi istanti.

Raggiunto questo punto, come evidenziato dal segnale ocra, il generatore inizia a ridurre la potenza attiva immessa in rete, causando un arresto nell'incremento della frequenza.

Questa parte del transitorio non viene vista come una riduzione di frequenza vera e propria, per la quale sarebbe stato chiamato in causa il segnale di blocco, in quanto per tali operazioni la misura della frequenza viene effettuata in media mobile su cinque periodi di rete.

Tornando alla figura 5.32, è più in dettaglio in figura 5.35, si può apprezzare in verde chiaro il riferimento di potenza fornito al generatore, notando come questo cali bruscamente per contrastare l'escursione negli istanti iniziali, per poi ricrescere leggermente quando la frequenza si attesta sulla soglia di attivazione dei 50,3 Hz.

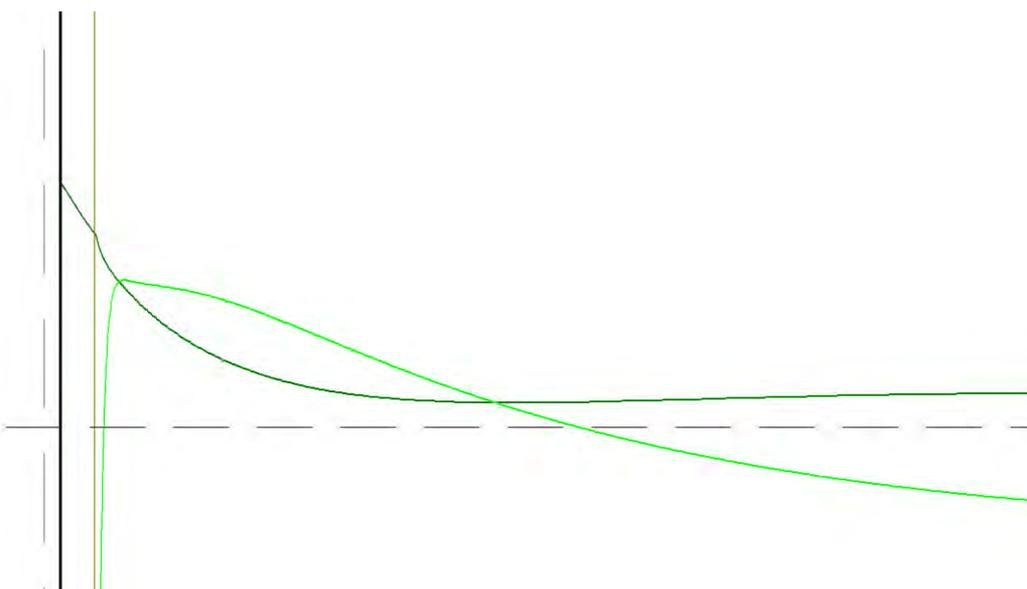


Figura 5.35: Dettaglio relativo alla potenza attiva erogata (verde scuro) e riferimento fornito dalla caratteristica (verde chiaro)

Il tutto fino a quando la tensione ai morsetti del generatore non comporta l'intervento della protezione di minima tensione, il che avviene in tempi abbastanza lunghi, pari in questo caso a 2,58 secondi. Anche in questa situazione si è instaurata una condizione di isola temporanea, non accettabile. Nel grafico successivo sono mostrati ordine e tempi di intervento.

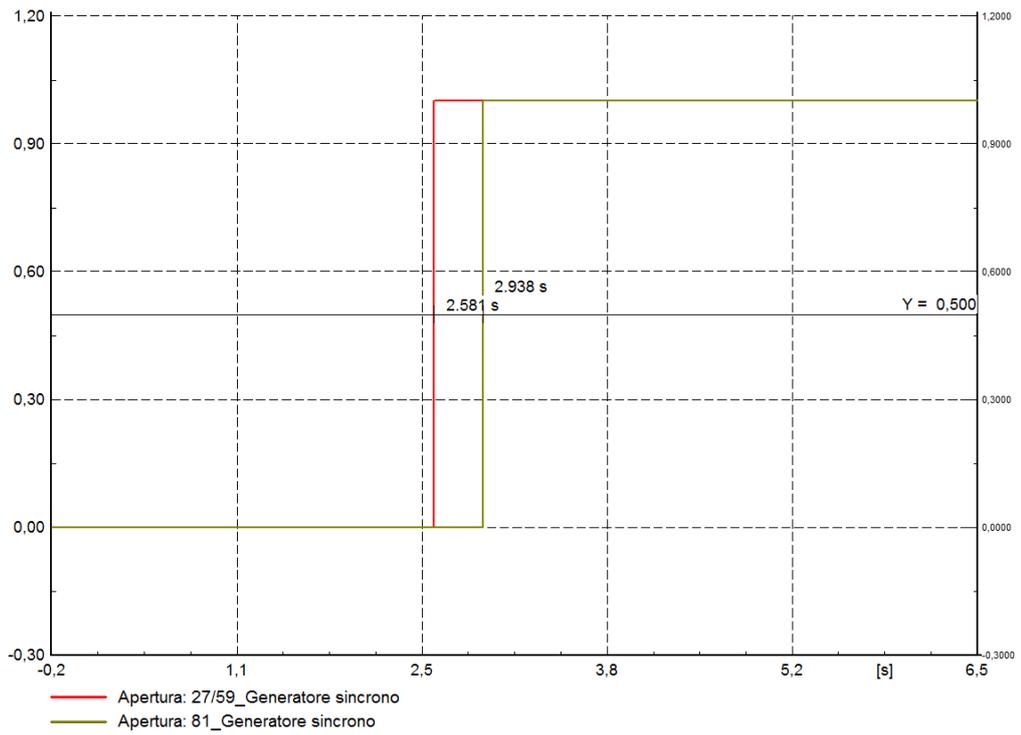


Figura 5.36: Istanti di intervento delle protezioni dopol'evento di distacco

Per completezza riportiamo l'andamento della tensione alla sbarra BT.

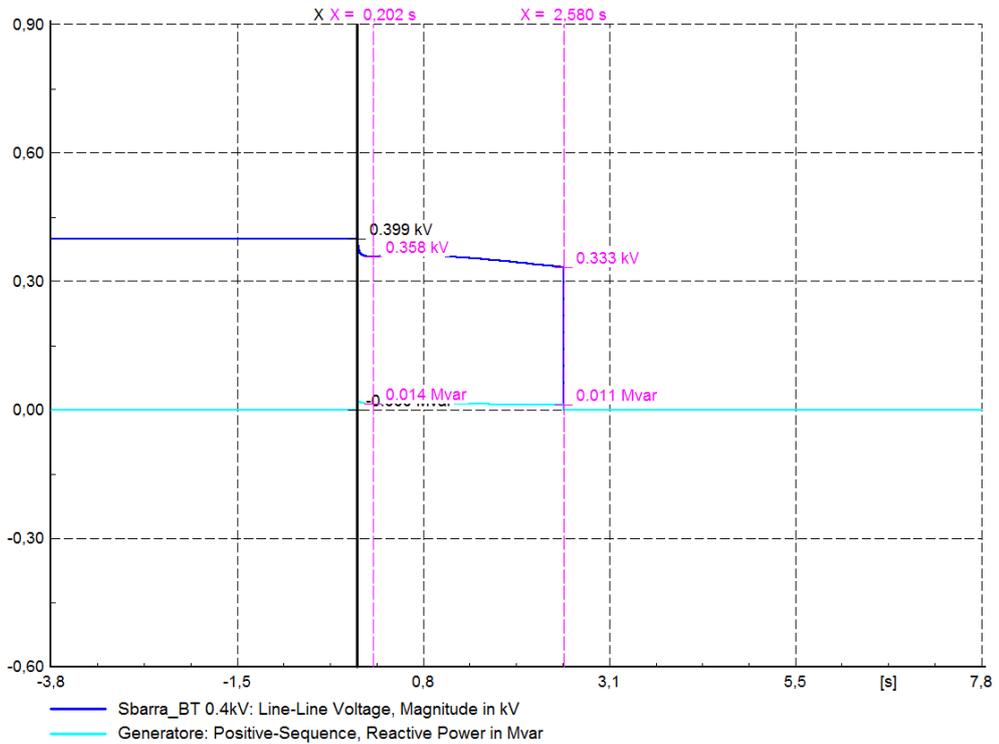


Figura 5.37: Tensione alla sbarra BT dopo il distacco

E l'assorbimento dei carichi.

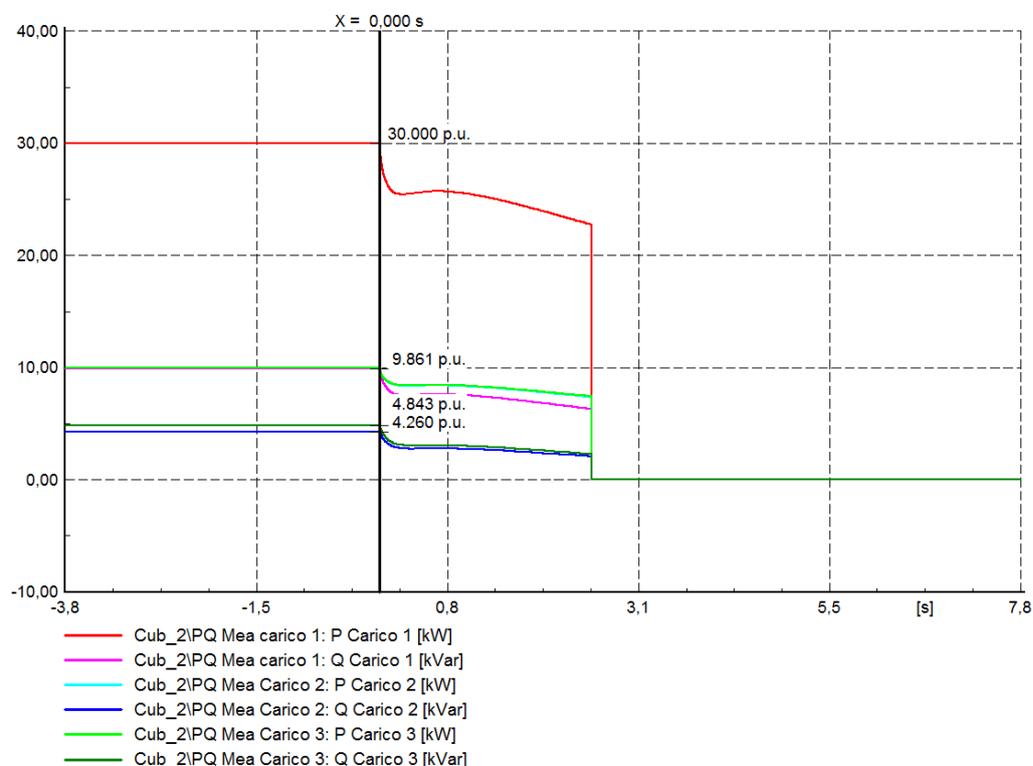


Figura 5.38: Assorbimento dei carichi in sovragerazione di potenza attiva dopo il distacco

5.3.2 Logica $Q = f(V)$

In questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di limitazione nell'erogazione di potenza reattiva in funzione della tensione ai morsetti. Il sistema è nelle stesse condizioni iniziali presentate precedentemente, con lo stesso sbilanciamento tra i flussi di potenza. Eventuali differenze nelle situazioni iniziali sono dovute alla tecnica di simulazione.

Per rendere operative tali logiche si è scritto un modello in codice DSL il cui cuore è un regolatore di tipo PID che agisce sulla tensione di eccitazione della macchina. Tale modello DSL controlla quindi in toto l'erogazione di potenza reattiva, e agli atti pratici anche quando il sistema è all'interno dei range di funzionamento nominali (Lock-in disabilitato) il controllo avviene sempre attraverso il regolatore PID.

Questo vuol dire che il comportamento del generatore è sempre influenzato dalle costanti di tempo dell'anello di controllo, che non sono studiate per ottimizzare il funzionamento in steady-state.

Inoltre occorre specificare che nel sistema ricreato nell'ambiente di simulazione non è considerato il contributo dell'eccitatrice, in quanto non è indispensabile per studiare la stabilità, e viene trascurato anche nell'oggetto relativo al generatore sincrono presente nelle librerie del programma.

Il contributo dell'eccitatrice può essere considerato facendo leva sui ritardi intenzionali che la struttura del regolatore permette di inserire, sebbene non sia rilevante per lo studio in oggetto.

Tali ritardi servono principalmente a regolare la costante di tempo del sistema per ottenere il migliore compromesso tra prestazione nel funzionamento *grid-connected* e sicurezza nell'erogazione del servizio, infatti come già accennato precedentemente i regolatori sono in molte situazioni disegnati per inseguire in modo dolce un certo riferimento.

Vediamo cosa accade in questa situazione riportando l'andamento delle principali grandezze di rete nel corso della simulazione.

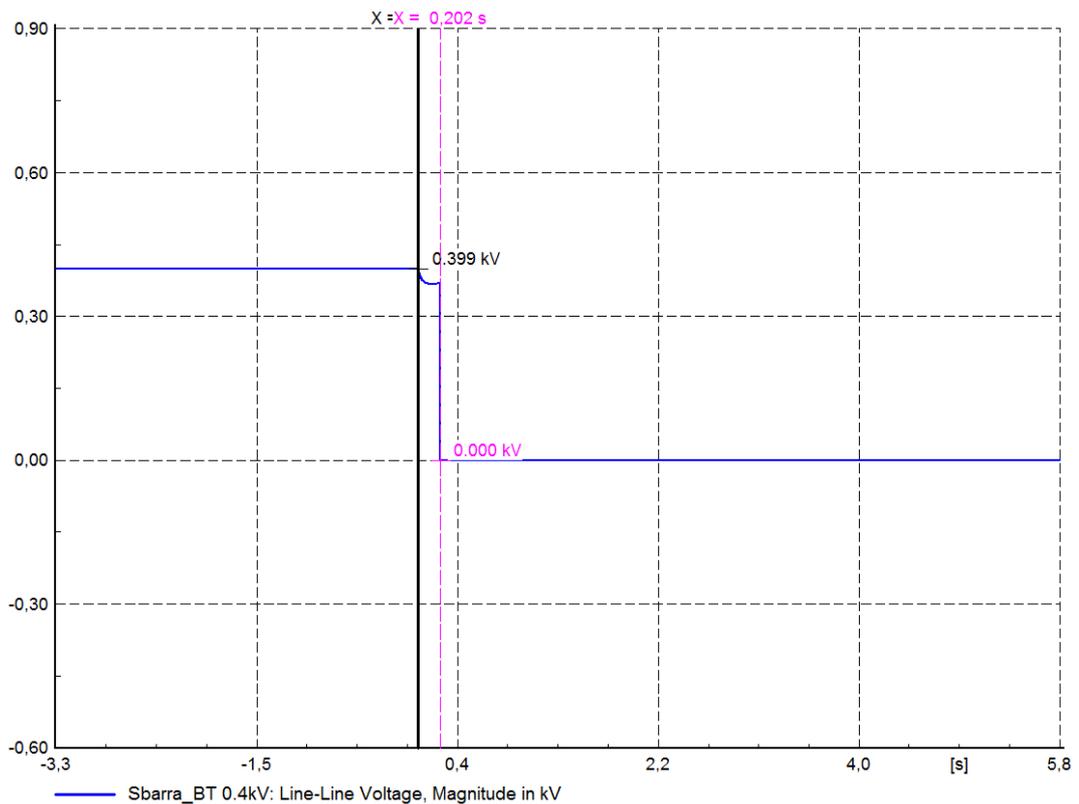


Figura 5.40: Dinamica della tensione alla sbarra BT

Il comportamento è abbastanza prevedibile, la tensione collassa ma non è la 27/59 che interviene bensì la 81, come si vede in figura 5.41. Più sotto viene riportato anche l'andamento della frequenza.

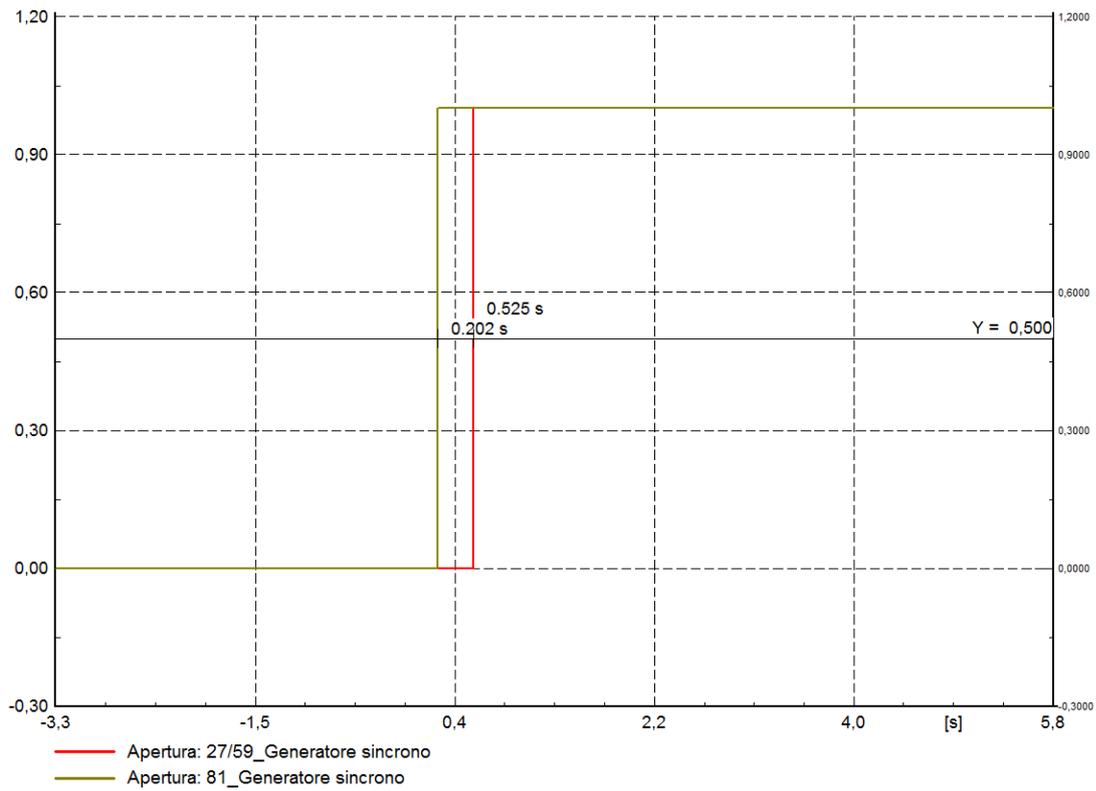


Figura 5.41: Istanti di intervento delle protezioni

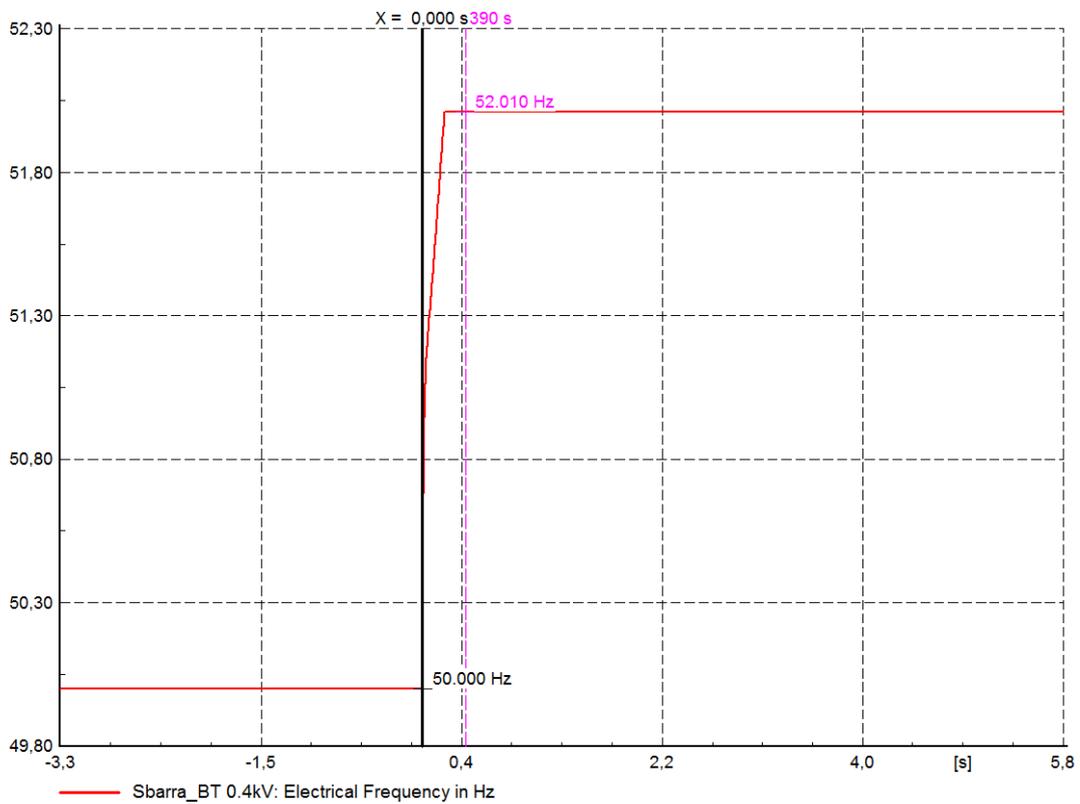


Figura 5.42: Dinamica della frequenza alla sbarra

Per completezza riportiamo l'erogazione del generatore, con evidenziato il momento del distacco.

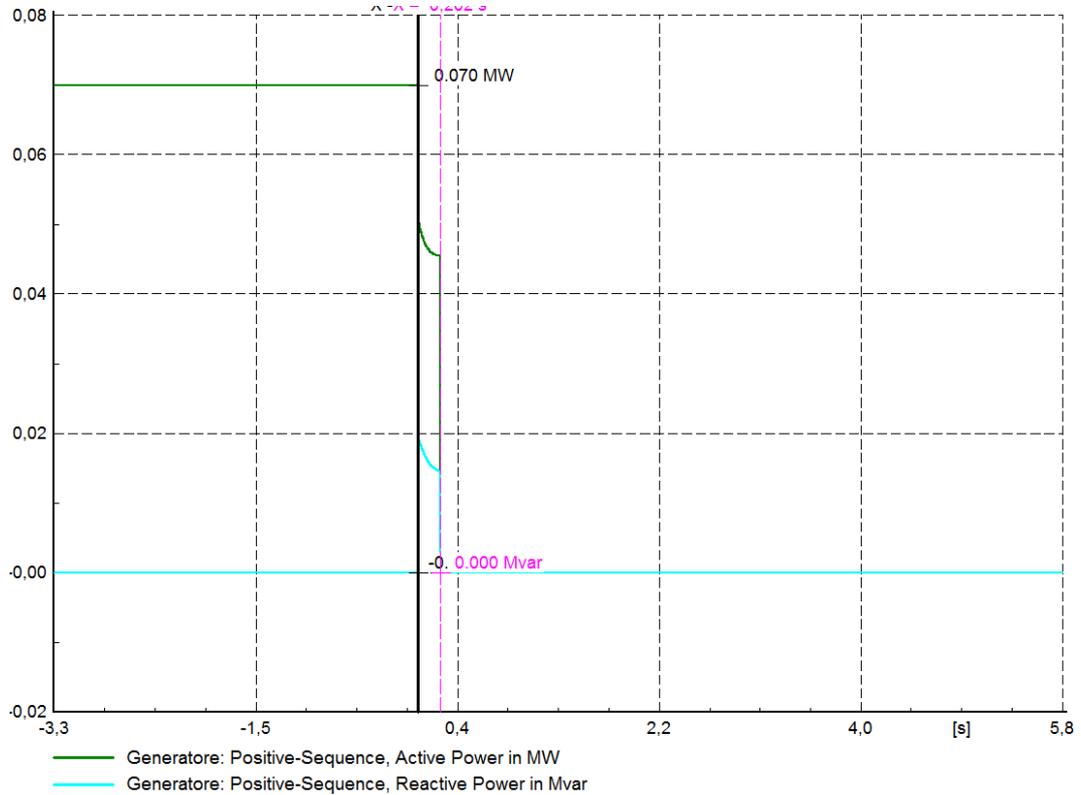


Figura 5.43: Dinamica del generatore dopo il distacco dalla rete principale

Quindi il funzionamento in sicurezza è garantito. Osservando i risultati collezionati fino ad adesso per questo scenario di sbilanciamento notiamo una cosa interessante, infatti quando è stata attivata la limitazione della potenza attiva la disconnessione del generatore è avvenuta per l'intervento delle protezioni di tensione mentre quando è stata attivata la regolazione di reattivo la disconnessione è stata garantita dalle protezioni di frequenza.

Si vuole ora provare ad attivare entrambe le logiche di controllo, rimanendo nelle stesse condizioni di sbilanciamento, per verificare in che modo interagiscono. Tale operazione è stata svolta anche precedentemente e trova conferme per quanto riguarda la sua utilità.

Risulta inoltre utile ricordare che come già specificato il controllo in toto del generatore garantito dai modelli DSL a esso applicati comporta anche che non siano attivi componenti del generatore stesso quali AVR (Automatic Voltage Regulator) e PSS (Power System Stabilizer) che di default sono inclusi nel modello del generatore fornito dal programma di simulazione.

Tali componenti risultano utili soprattutto quando si vogliono studiare i flussi di potenza di una rete, o effettuare analisi di sistema, ma nel caso più specifico osservato possono condurre il generatore ad un comportamento non voluto dall'utente.

Vediamo quindi come si comporta il sistema con il completo equipaggiamento per la limitazione della potenza attiva ed il controllo di reattivo in funzione combinata.

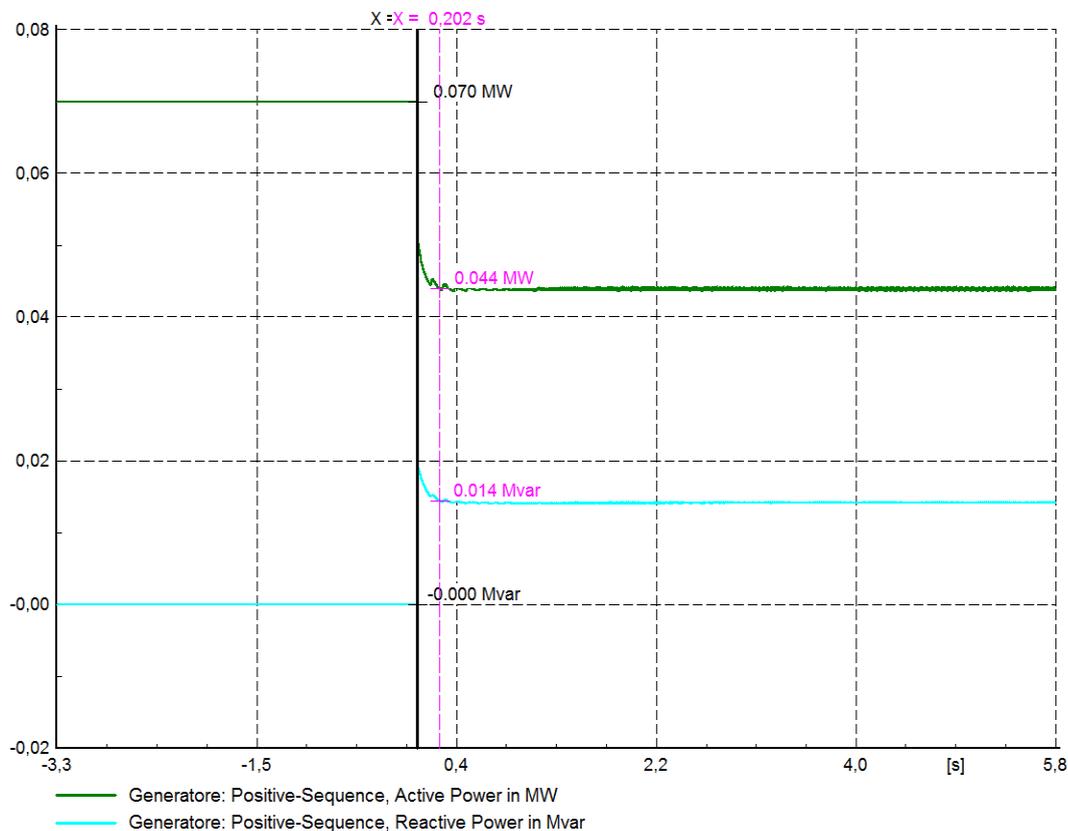


Figura 5.44: Dinamica del generatore con attivate le caratteristiche di limitazione della potenza attiva e di controllo della potenza reattiva

Come risulta evidente, in questa condizione il generatore continua indefinitamente a produrre.

Le protezioni non riescono a rilevare il guasto, e ci si trova in una condizione di criticità. In pratica accade che l'azione contemporanea della logica $P = f(f)$ attui una sorta di regolazione *bang bang* che mantiene la frequenza all'interno dei range prestabiliti.

Tale comportamento oltre ad essere pericoloso non è accettabile per due motivi, oltre all'evidente formazione dell'isola, al generatore si richiede un comportamento in erogazione di reattiva che gli può risultare dannoso se fosse eseguito nella realtà, e non nella simulazione. Il sistema è reso instabile dal punto di vista di tutti i parametri di rete.

Come si può risolvere questa situazione di criticità? Occorre modificare in parte le logiche per garantire che almeno una delle protezioni intervenga. Procediamo quindi ad analizzare i vari casi.

Dal punto di vista della limitazione della potenza attiva non c'è molto da fare, in quanto si può agire:

1. Sullo statismo
2. Sull'isteresi

Per quanto riguarda il grado di statismo, che è stato impostato al 2,4% come valore di default, potrebbe essere utile ampliarne il campo, portandolo al 5%, in modo da diminuire la frequenza delle attivazioni del Lock-in da parte di questo controllo, è garantire un'evoluzione più dolce dell'erogazione della potenza reattiva. Impostiamo quindi lo statismo al 5% e vediamo se ci sono risultati.

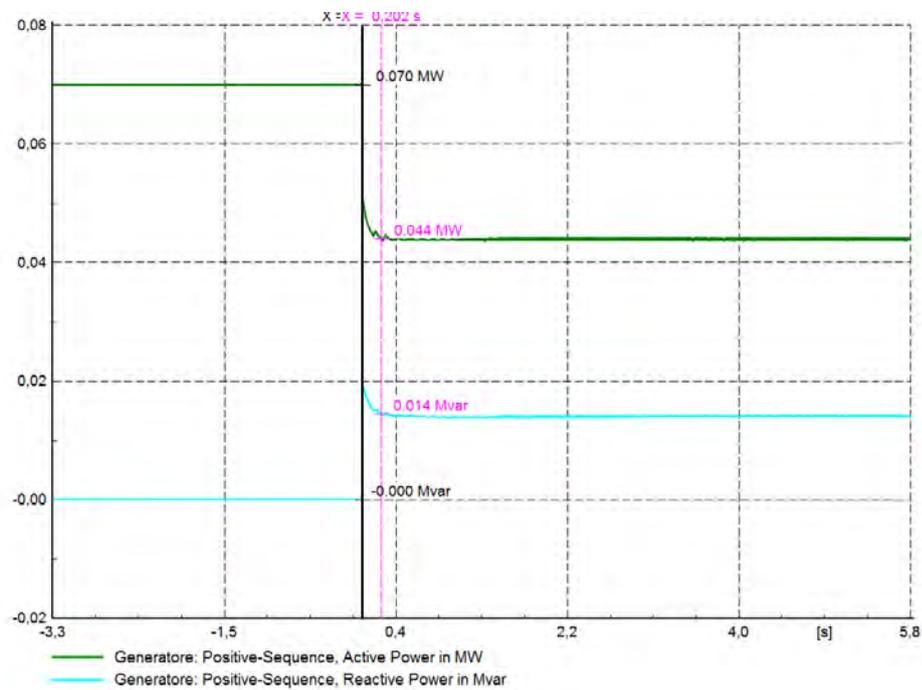


Figura 5.45: Dinamica del generatore con attivate le caratteristiche di limitazione della potenza attiva e di controllo della potenza reattiva – statismo al 5%

I risultati non sono incoraggianti in quanto si vede che la situazione non cambia, la rete finisce ancora in isola. Per quanto riguarda l'isteresi modificarne il tempo di attivazione, o la sua attivazione in toto, non avrebbe comunque nessun effetto benefico, anzi essendo la logica in oggetto progettata per contenere le sovralfrequenze, sarebbe in linea generale addirittura dannoso.

Dal punto di vista del controllo del reattivo si può fare qualcosa? Implementando una caratteristica a regolazione continua l'effetto sarebbe controproducente, in quanto è una condizione che in genere migliora il funzionamento *grid-connected*, ma che in modalità di isola può portare ad un funzionamento di simile a un controllo della tensione, favorendo il permanere della situazione anomala.

Più incoraggiante è l'implementazione della curva caratteristica di tipo b). Vediamo in figura 5.46 come si comporta la rete utilizzando questa caratteristica, che essendo in pratica un controllo bang-bang-, sulla potenza reattiva, potrebbe portare la tensione a destabilizzarsi abbastanza da essere rilevata dalle protezioni.

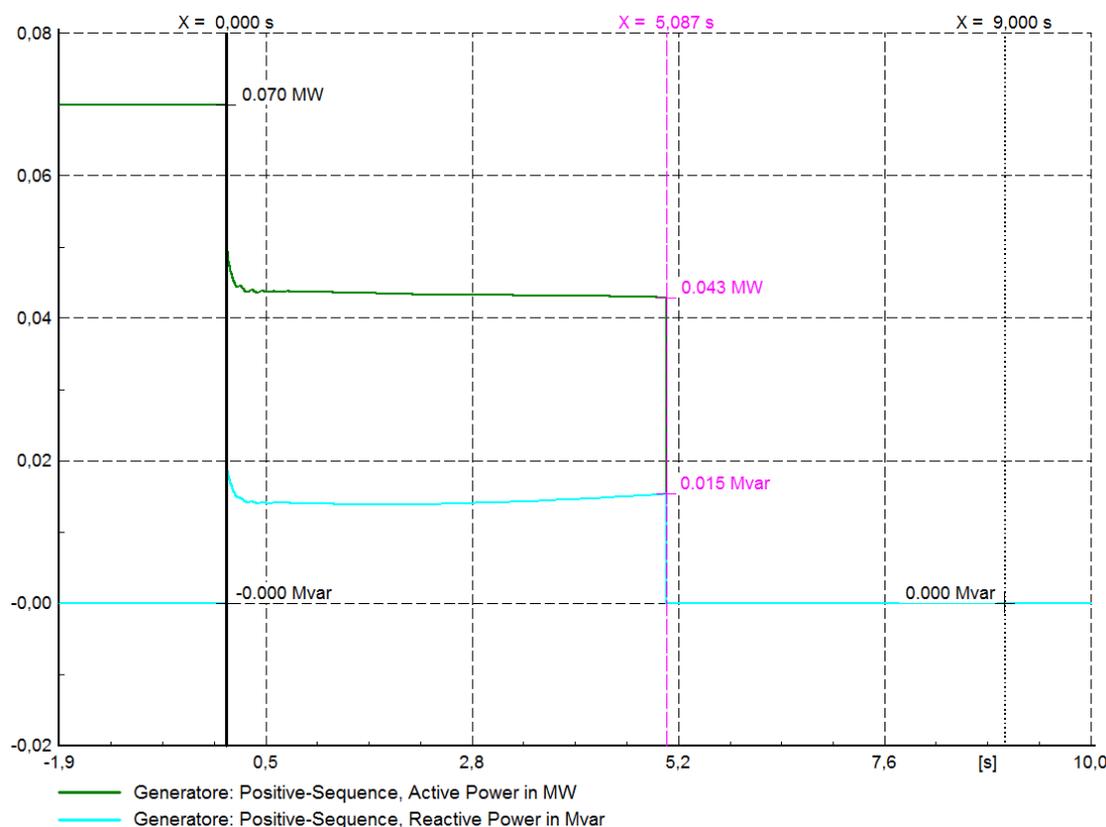


Figura 5.46: Dinamica del generatore con attivate le caratteristiche di limitazione della potenza attiva e di controllo della potenza reattiva – curva caratteristica di tipo b)

La situazione pare presentarsi migliore. Questa volta l'intervento delle protezioni c'è, anche se avviene in un tempo molto lungo, di oltre 5 secondi.

Il risultato è importante perché fornisce un'indicazione di come comportarsi se lo scenario presentato dovesse verificarsi nella realtà. La scelta di una curva caratteristica di tipo b) dà maggiori garanzie di intervento.

L'analisi dell'andamento della tensione conferma che con la caratteristica secondaria i parametri di rete presentano meno instabilità. In ogni caso il problema non è stato risolto, il generatore resta infatti connesso per alcuni secondi, dando origine a tutti gli effetti ad un'isola temporanea. Si riporta per completezza anche l'assorbimento dei carichi.

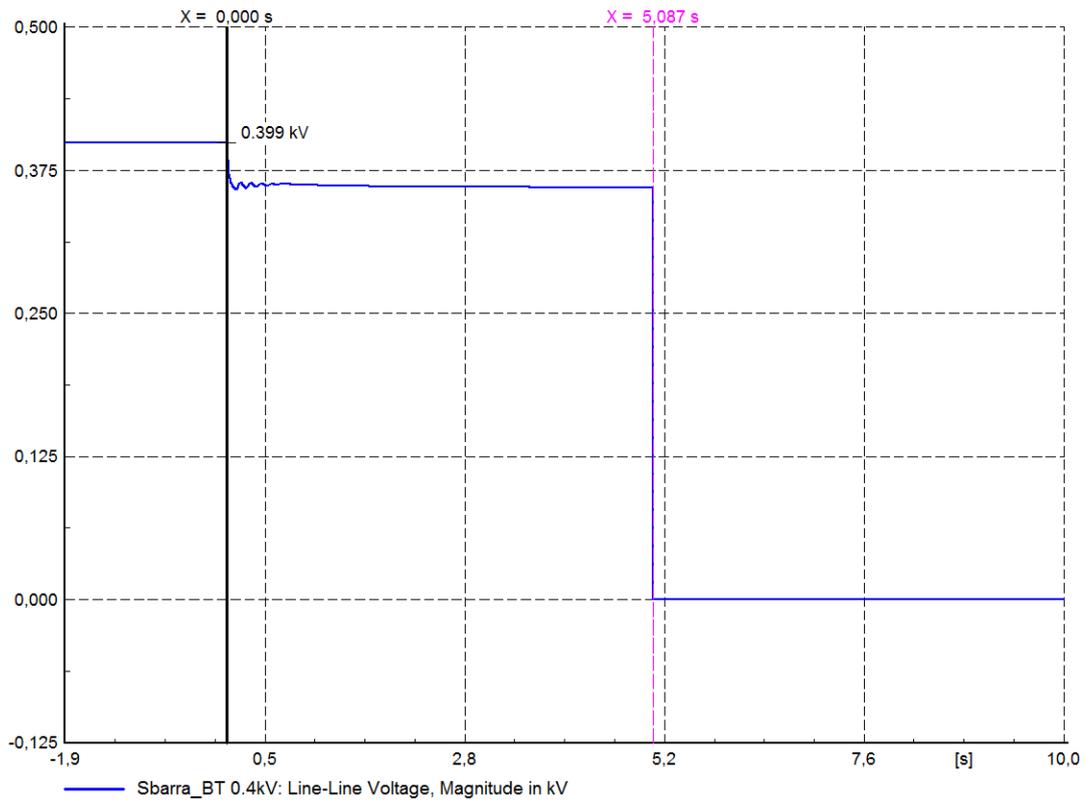


Figura 5.47: Profilo di tensione – curva di tipo b) in regolazione di reattivo

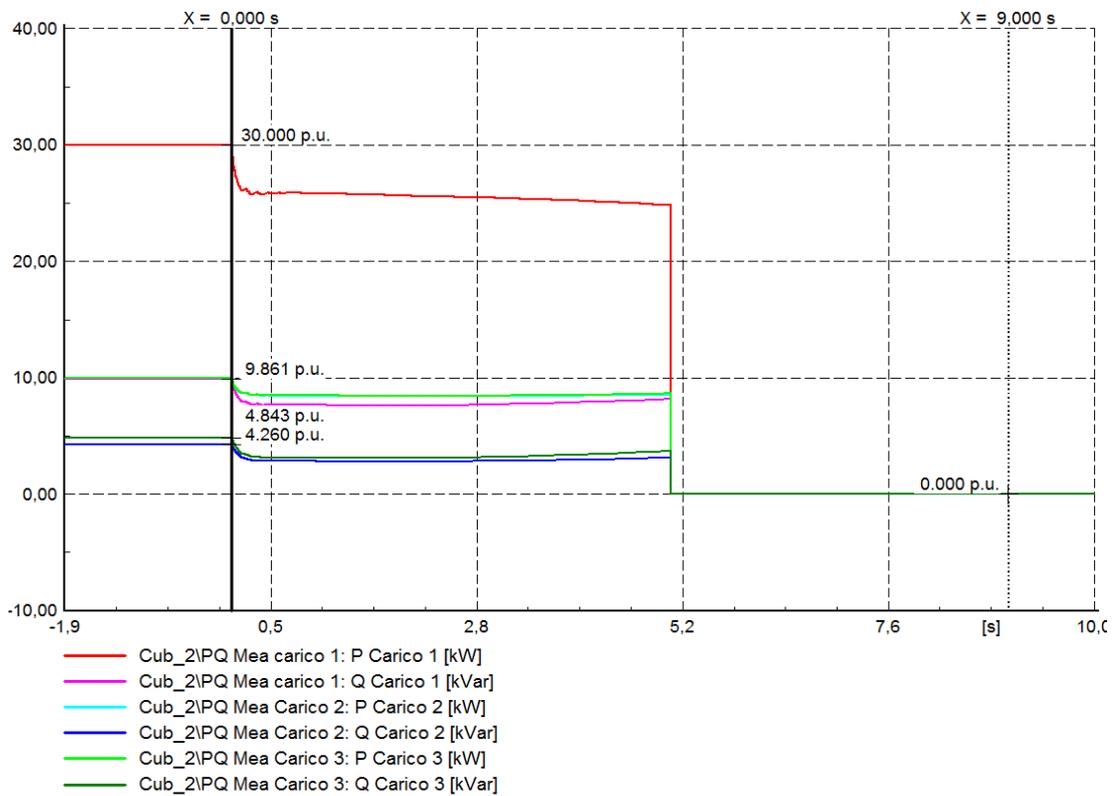


Figura 5.48: Assorbimento dei carichi – curva di tipo b) in regolazione di reattivo

5.3.3 Logica $\cos(\varphi) = f(P)$

Il questa simulazione il generatore è stato equipaggiato con la logica di regolazione del fattore di potenza in erogazione, in funzione del livello di potenza attiva. Il sistema è nelle condizioni iniziali già presentate, in particolare per quanto riguarda lo sbilanciamento tra flussi di potenza.

Osserviamo i risultati ottenuti, intanto per quanta riguarda le potenze attiva e reattiva erogate dal generatore. Si è ritenuto di mantenere comunque attiva la logica $P = f(f)$ per ragioni abbondantemente esposte precedentemente.

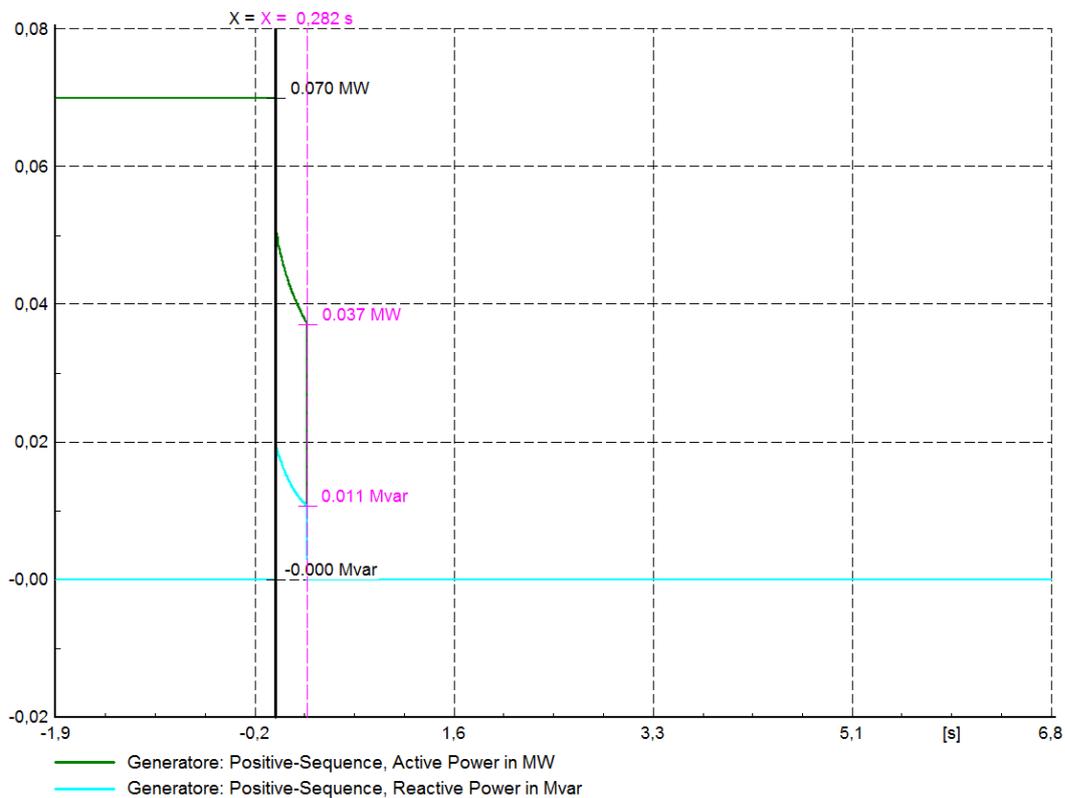


Figura 5.49: Dinamica del generatore dopo il distacco dalla rete principale

Il comportamento è buono, nel senso che il generatore viene distaccato in tempi brevi, ad opera della protezione di tensione. Osservando il grafico seguente che offre un maggiore dettaglio sulla potenza attiva e la sua modulazione, notiamo che l'assetto scelto garantisce un funzionamento molto più pulito anche della logica di limitazione della potenza attiva, che agisce efficacemente senza entrare in una modalità di funzionamento indesiderata del tipo *bang-bang*.

Rende anzi particolarmente apprezzabile come la modulazione della potenza, evidenziata dal riferimento verde chiaro, segua la frequenza, fino al distacco che è accompagnato dal raggiungimento della soglia per la quale anche il riferimento diventa nullo.

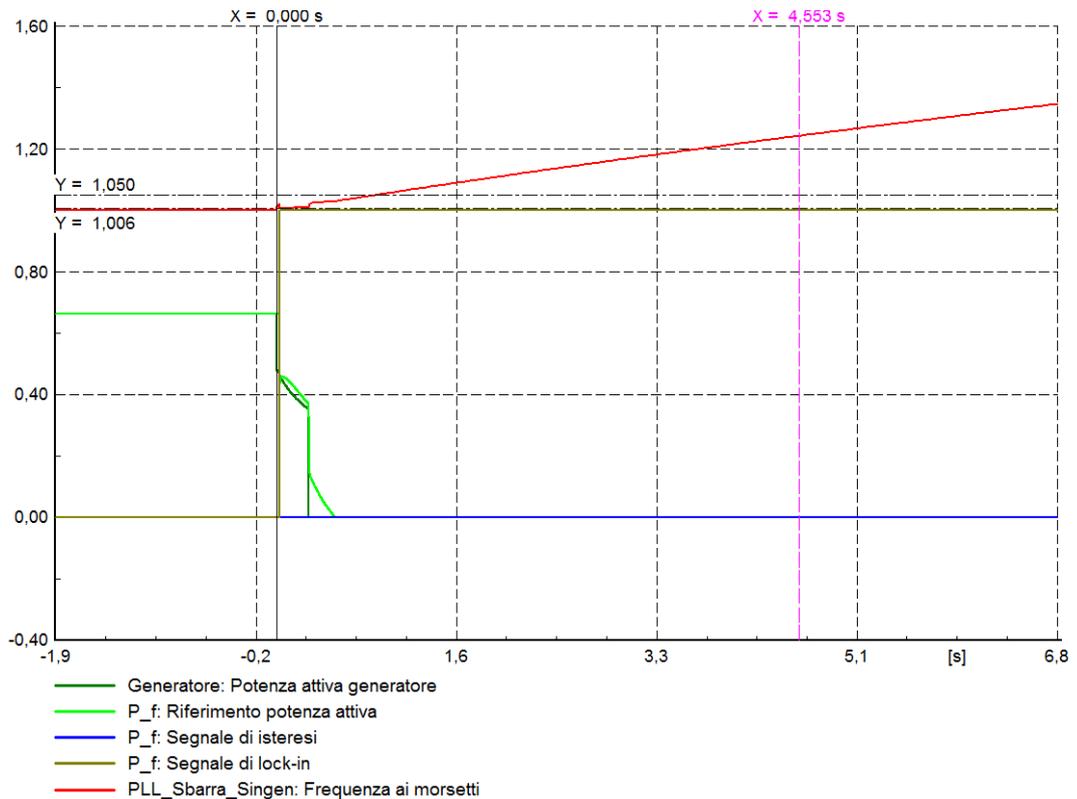


Figura 5.50: Dettaglio sull'erogazione di potenza attiva e sul funzionamento della caratteristica $P = f(f)$

Si può affermare che nel caso particolare in cui una porzione di rete si trova a dover esportare potenza, prodotta dalla generazione distribuita, è consigliabile adottare congiuntamente alla logica di limitazione della potenza attiva, la logica di controllo di reattivo basata sul fattore di potenza, piuttosto che quella in funzione della tensione.

Il funzionamento della logica di controllo del $\cos(\varphi)$ è più semplice, ed interagisce bene con l'altra. Lo svantaggio, se così si può chiamare, consiste nel fatto che tale logica è pensata solo per consentire l'erogazione di potenza reattiva, quindi l'immissione in rete di potenza reattiva induttiva allo scopo di controllare la tensione.

Tale controllo quindi non potrà mai intervenire nel caso vi sia un abbassamento di tensione, anche in modalità *grid-connected*, peggiorando le prestazioni di controllo dei parametri di rete ai fini della Power Quality. Si ricorda tuttavia che l'adozione di questo particolare tipo di controllo è prevista dalla normativa per macchine di potenza molto ridotta, che verosimilmente avrebbero un impatto difficilmente rilevabile sulla rete.

Di seguito per completezza riportiamo gli andamenti di tensione e frequenza nell'ultimo caso studiato.

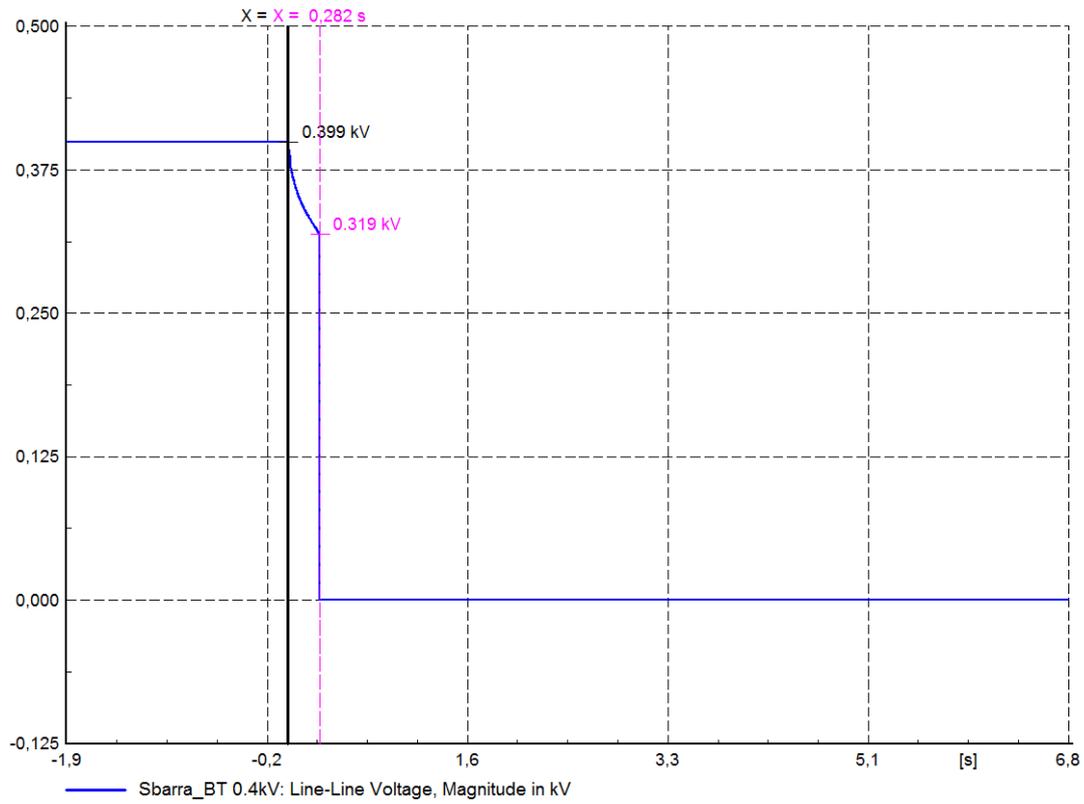


Figura 5.51: Profilo di tensione con la logica di regolazione del fattore di potenza

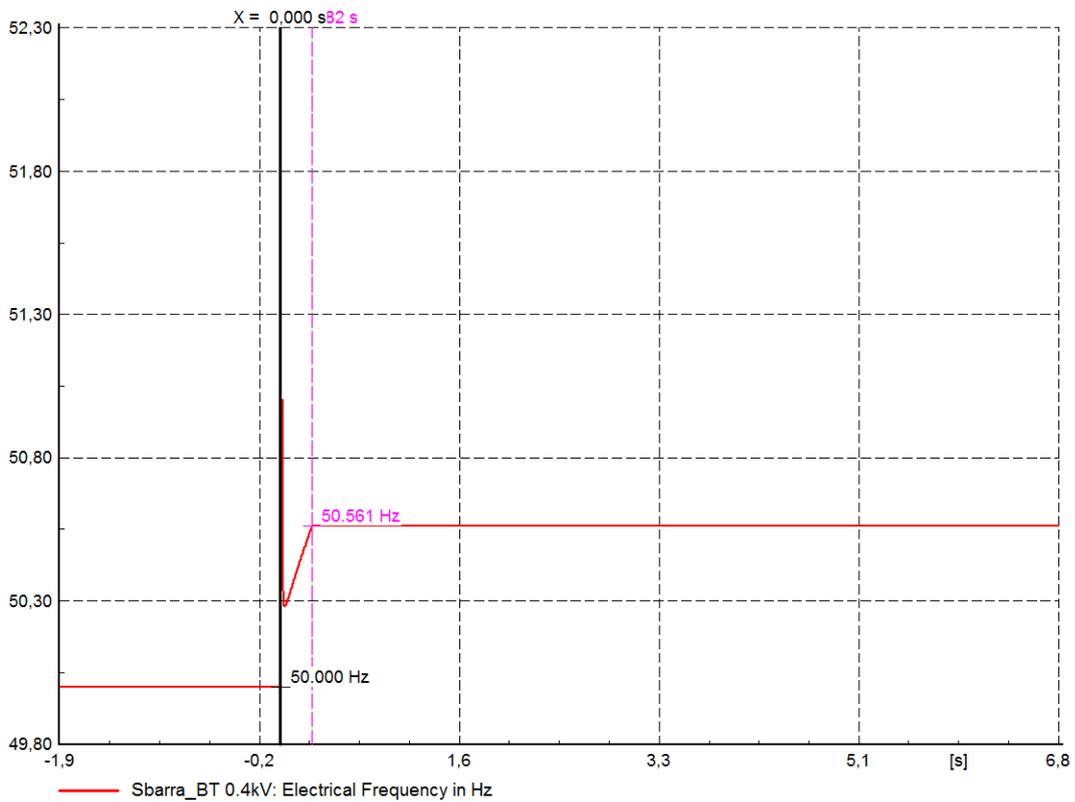


Figura 5.52: Profilo di frequenza con la logica di regolazione del fattore di potenza

Si vuole ora esplorare la possibilità che lo sbilanciamento tra i flussi di potenza, pur mantenendo lo stesso verso presentato in questo scenario, sia in valore assoluto molto meno rilevante.

In particolare supponiamo che la rete stia ancora esportando potenza attiva, ma che sia ad un livello di produzione appena sufficiente a coprire i carichi locali. Ci si troverà quindi nella seguente condizione

ΔP	-4,05 kW
ΔQ	19,5 kVAR

Tabella 5.5: Nuovi flussi di potenza

Si vuole testare il sistema in due condizioni, mantenendo sempre abilitato il controllo della potenza attiva, e abilitando in contemporanea prima il controllo della potenza reattiva con la caratteristica $Q = f(V)$ e quindi con il controllo del fattore di potenza.

Ecco il comportamento del sistema nel primo caso

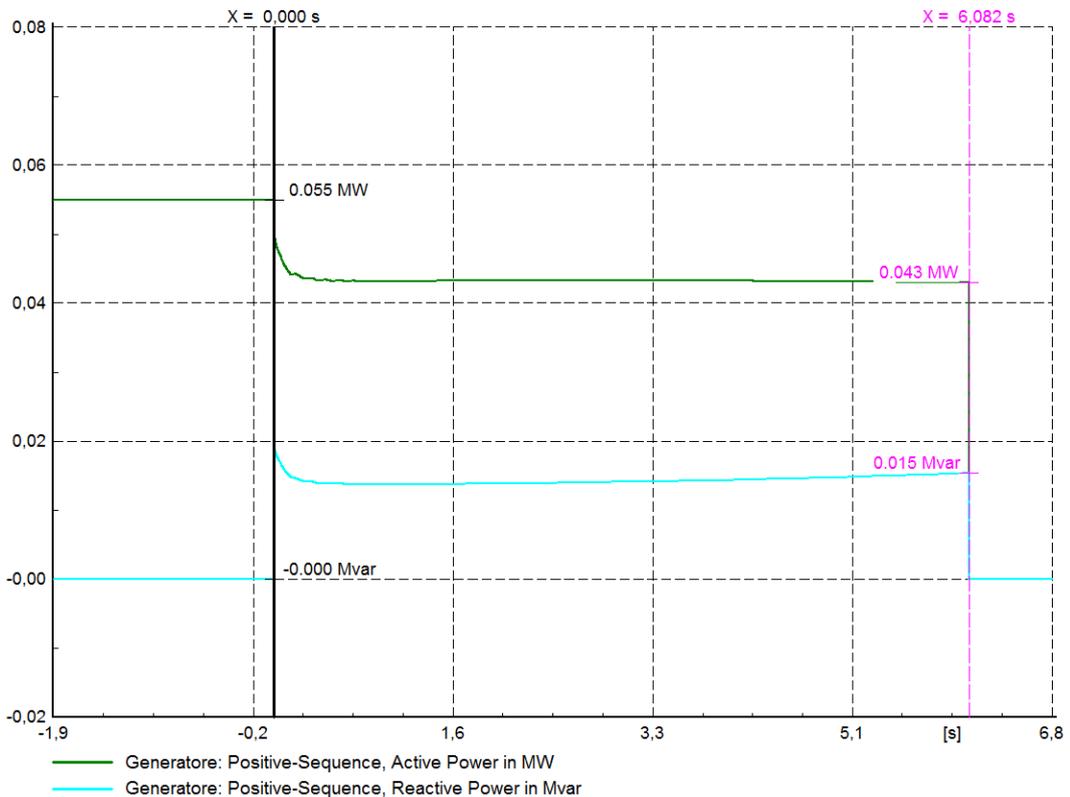


Figura 5.53: Dinamica del generatore con la logica $Q = f(V)$

La rete non resta in isola, ma l'intervento delle protezioni avviene dopo un tempo molto lungo.

Dall'analisi dei dati si vede che ad intervenire è la protezione di frequenza. Questo risultato conferma che le criticità riscontrate precedentemente in questa situazione sono afferibili più all'entità dello sbilanciamento che al funzionamento dei controlli.

Si è studiato anche il caso in cui per la stessa logica di controllo della potenza reattiva si utilizzi la curva di tipo b) fornita dalla CEI 0-21, che in precedenza aveva dato risultati incoraggianti in situazioni del tipo trattato, ottenendo risultati praticamente identici.

Vediamo nei grafici, in figura 5.54 e 5.55, le evoluzioni di tensione e frequenza.

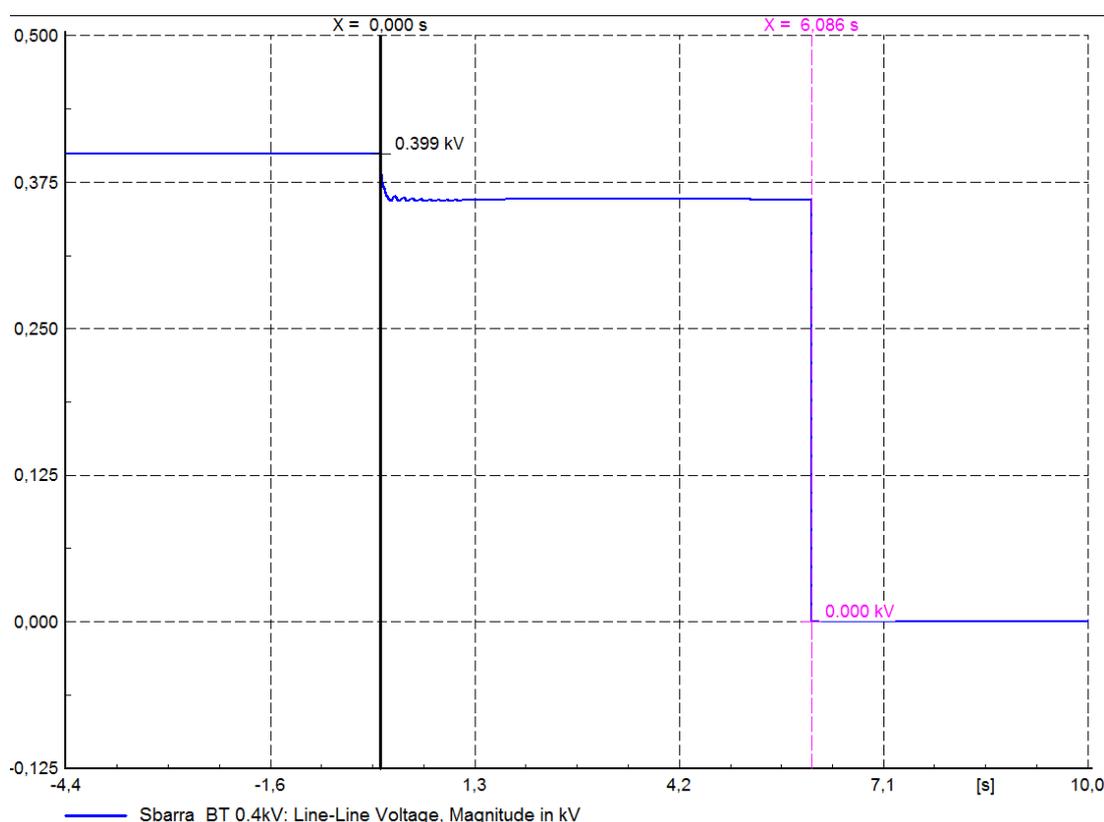


Figura 5.54: Tensione alla sbarra BT con la logica $Q = f(V)$

Per quanto riguarda la logica che controlla il fattore di potenza, che è stata abilitata in questa prova, nelle pagine seguenti sono riportati nei grafici con gli usuali parametri di rete i risultati ottenuti. Si ricorda che si sta studiando uno scenario che prevede degli sbilanciamenti ridotti pur mantenendo il verso dei flussi di potenza esposto all'inizio della trattazione.

Il comportamento è praticamente identico a quello riscontrato con gli sbilanciamenti molto più ampi, confermando la bontà di questo tipo di regolazione per gli scenari descritti. Non si riportano gli andamenti delle principali grandezze di rete in quanto si può fare riferimento ai grafici esposti in precedenza.

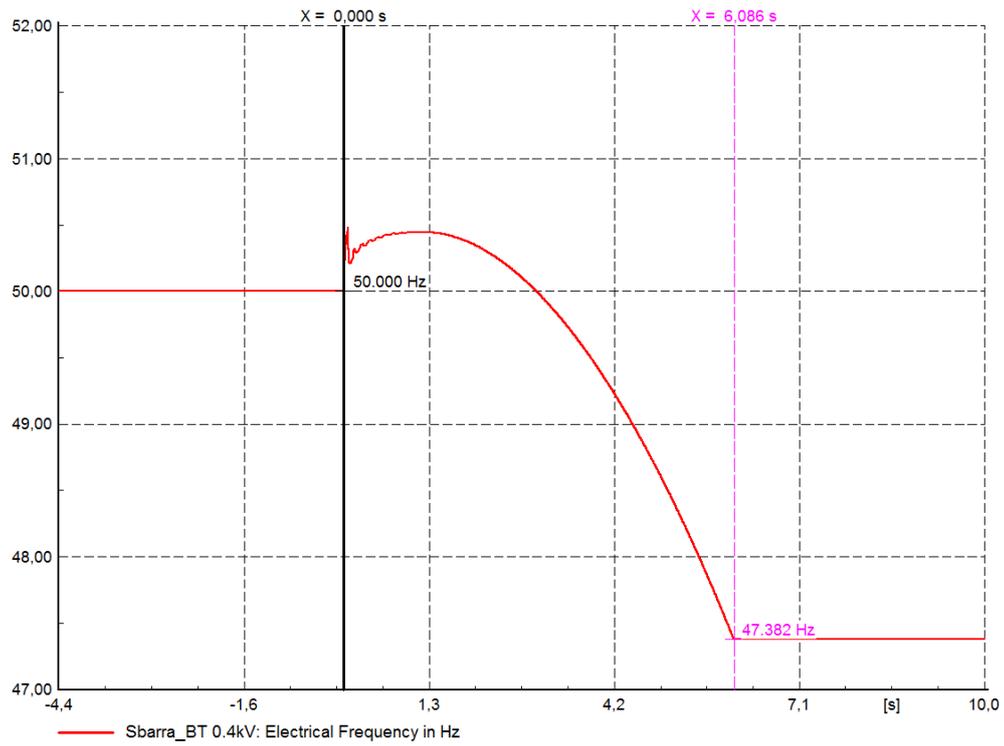


Figura 5.55: Dinamica della frequenza alla sbarra BT con la logica $Q = f(V)$

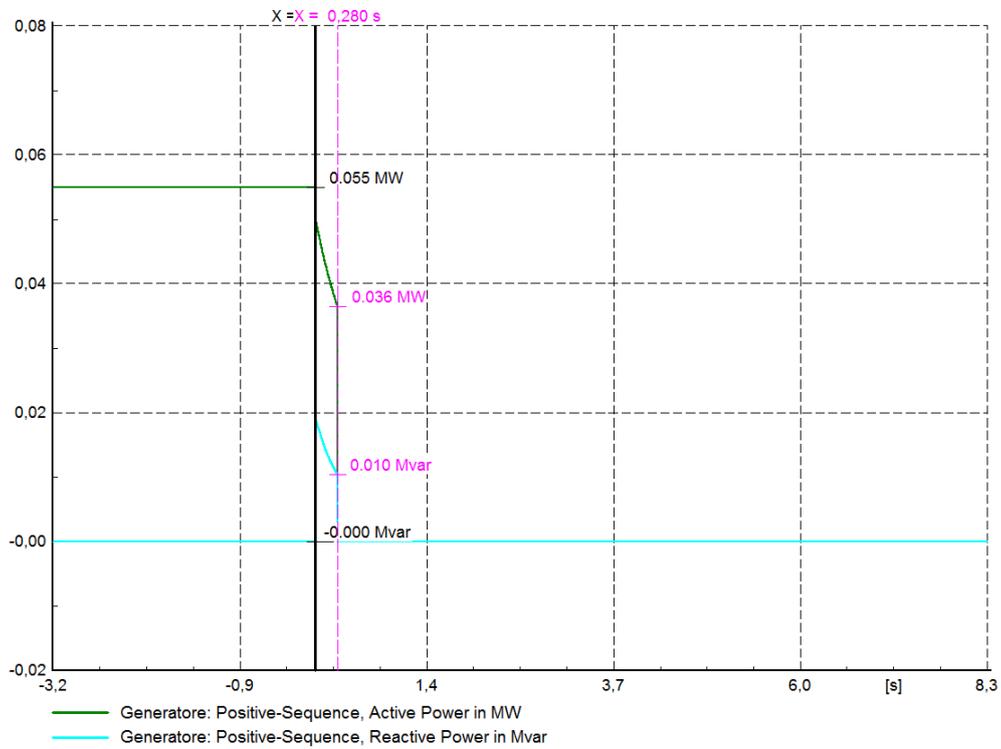


Figura 5.56: Dinamica del generatore con la logica di controllo del fattore di potenza

5.4 Sovraccarico di potenza reattiva

Nelle prove effettuate sino ad ora il generatore è stato quasi sempre impostato per erogare a fattore di potenza unitario, situazione che rappresenta il caso più comune. La conseguenza è che dal punto di vista della rete test, osservata dal PCC, si rendeva necessaria l'importazione di potenza reattiva. In altre parole è come se l'intera rete di bassa tensione in esame si comportasse come un grande carico induttivo.

Ci sono diversi motivi per cui un generatore dovrebbe erogare potenza reattiva, solitamente per il controllo della tensione da parte di grandi gruppi. Più specificatamente nell'ottica della distribuzione, un piccolo impianto distribuito può erogare potenza reattiva per almeno un paio di funzioni.

Tale possibilità è prevista dalla normativa, sebbene sia per ora vincolante solo per generatori statici. La stessa normativa fornisce le seguenti curve di capability.

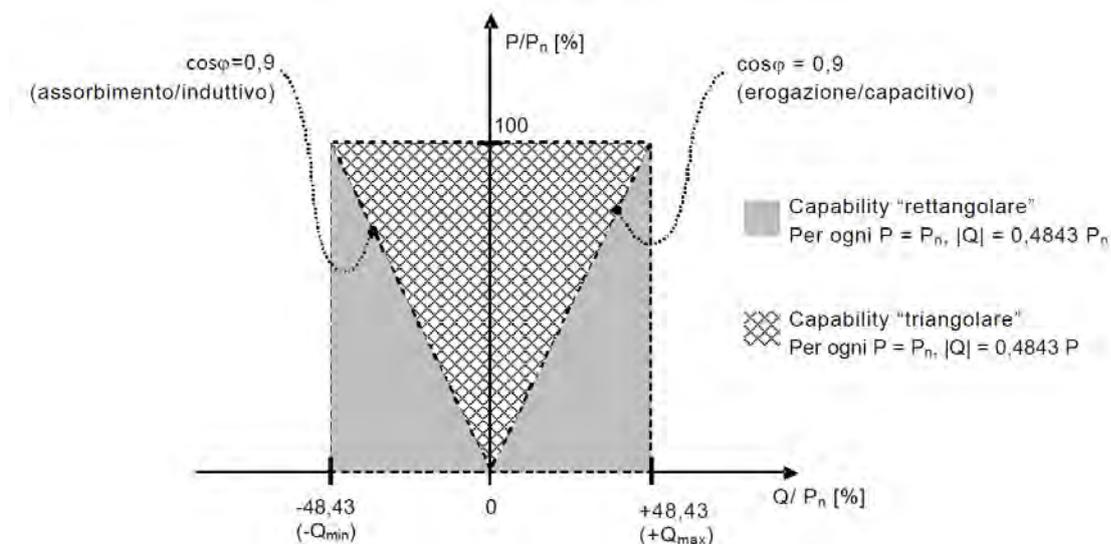


Figura 5.57: Curve di capability standard – CEI 0-21

Accompagnata dai seguenti commenti:

- Nei punti di funzionamento compresi entro la capability triangolare (zona tratteggiata) si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di limitare la sovratensione/sottotensioni causate dalla propria immissione di potenza attiva.
- Nei punti di funzionamento compresi tra la capability triangolare e quella rettangolare si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete.

In particolare si specifica che il funzionamento con fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile sia con logiche le leggi di controllo locali, che sono quelle espone in questa tesi, sia con logiche e leggi di controllo che prevedano segnali di controllo da remoto.

Si prevede in sostanza la possibilità che il generatore sia posto in condizione di erogare stabilmente potenza reattiva nel corso del suo normale ciclo di funzionamento. Avendo già esposto nei casi precedenti situazioni in cui la rete test si è trovata in deficit di potenza reattiva, di seguito vediamo il caso opposto, al variare dello sbilanciamento di potenza attiva.

Assorbimento di potenza reattiva

La normativa prevede che gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione abbiano fattore di potenza regolabile tra:

0,9	In erogazione di reattivo
0,98	In assorbimento di reattivo

Tabella 5.6: Fattori di potenza limite per i generatori secondo CEI 0-21

Mentre per gli impianti più piccoli è consentito arrivare a 0,9 anche in assorbimento. Facendo un rapido calcolo sul generatore che abbiamo scelto come rappresentativo di una generazione distribuita, possiamo ricavare che secondo la normativa, essendo la taglia pari a 132 kVA, la massima potenza reattiva erogabile sarà di circa 11 kVAR, che non è sufficiente a coprire il fabbisogno dei carichi, pari a circa 20 kVAR. Tuttavia anche in virtù del fatto che con il generatore scelto si vuole rappresentare una situazione potenzialmente più ampia (difficilmente ci sarà un solo generatore) e considerando la grande espansione degli impianti basati su inverter, quindi la possibilità che ci siano altre sorgenti di reattivo, si ritiene di non considerare questo vincolo.

Di seguito si espone quindi il comportamento della rete dopo il distacco, avendola impostata per funzionare in steady state con gli sbilanciamenti seguenti.

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Fattore di potenza	ΔP	ΔQ
30 kW	20 kVAR	*	20,78 kW	-7,9 kVAR

Tabella 5.7: Flussi di potenza a regime

Ricordando che in prima battuta si sono disattivate tutte le logiche di controllo locali per osservare un caso di riferimento relativo al sistema allo stato naturale.

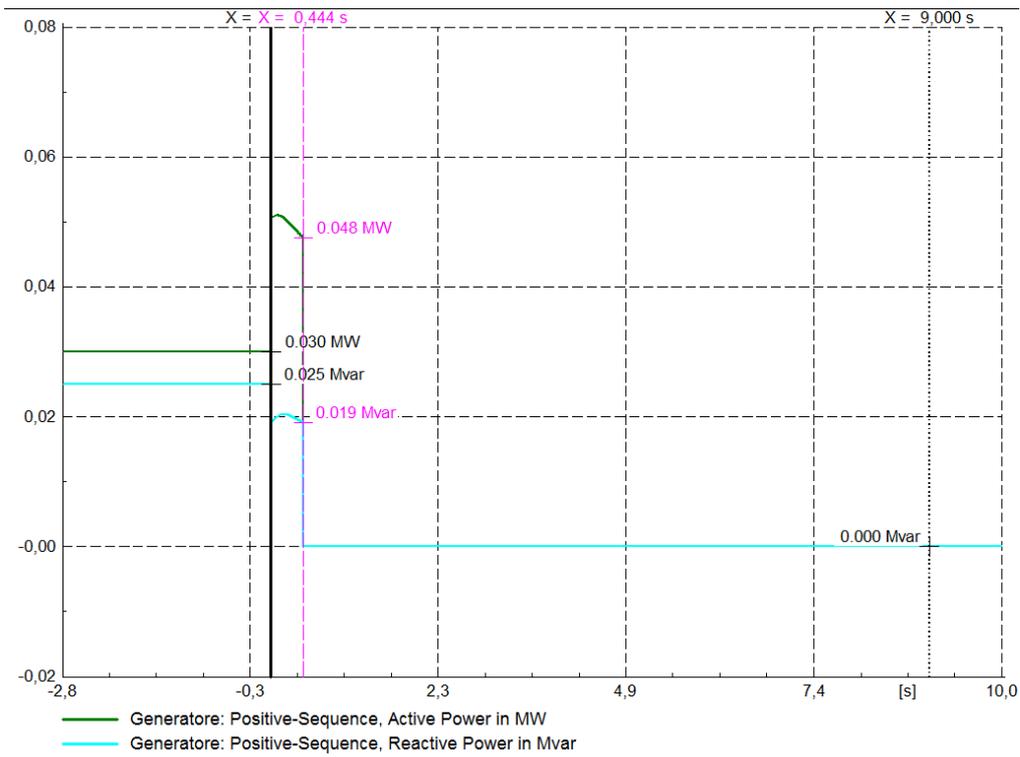


Figura 5.58: Dinamica del generatore dopo il distacco dalla rete principale in esportazione di reattivo

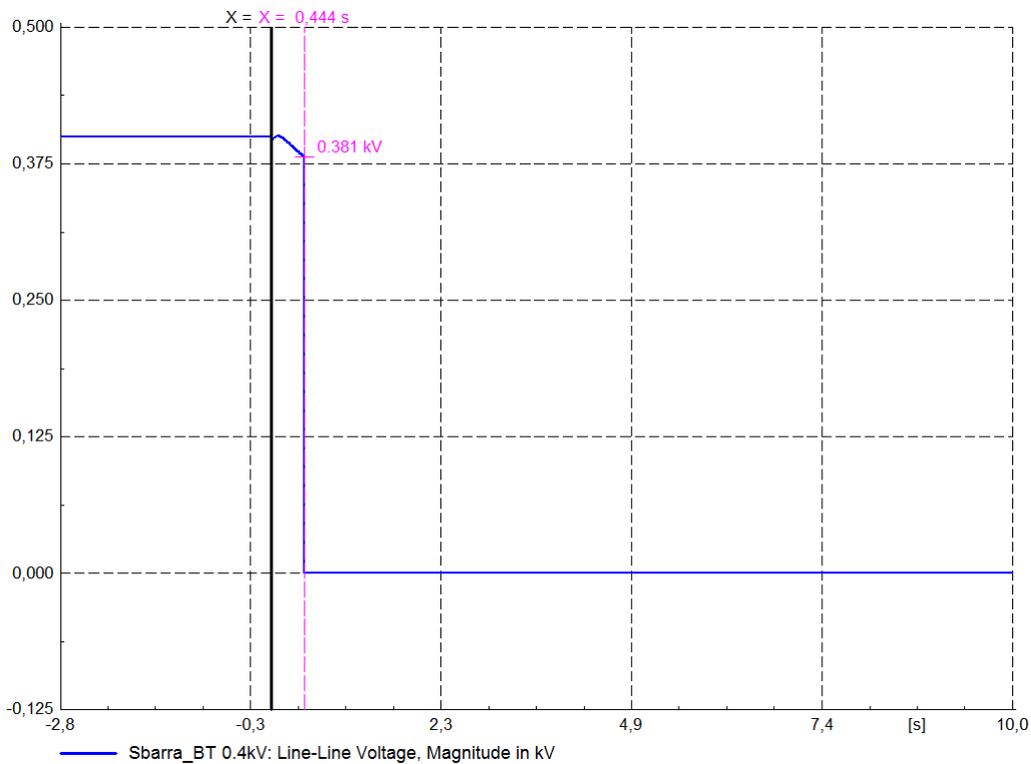


Figura 5.59: Profilo di frequenza dopo l'evento con la rete i esportazione di reattivo

In questo modo si è ottenuto un termine di paragone utile per valutare l'impatto delle logiche di controllo. Riportiamo l'andamento di tensione e frequenza, in modo da poter poi confrontare l'evoluzione di queste grandezze col caso originale, nell'ottica di verificare l'efficacia delle protezioni, che agiscono proprio in base a queste grandezze.

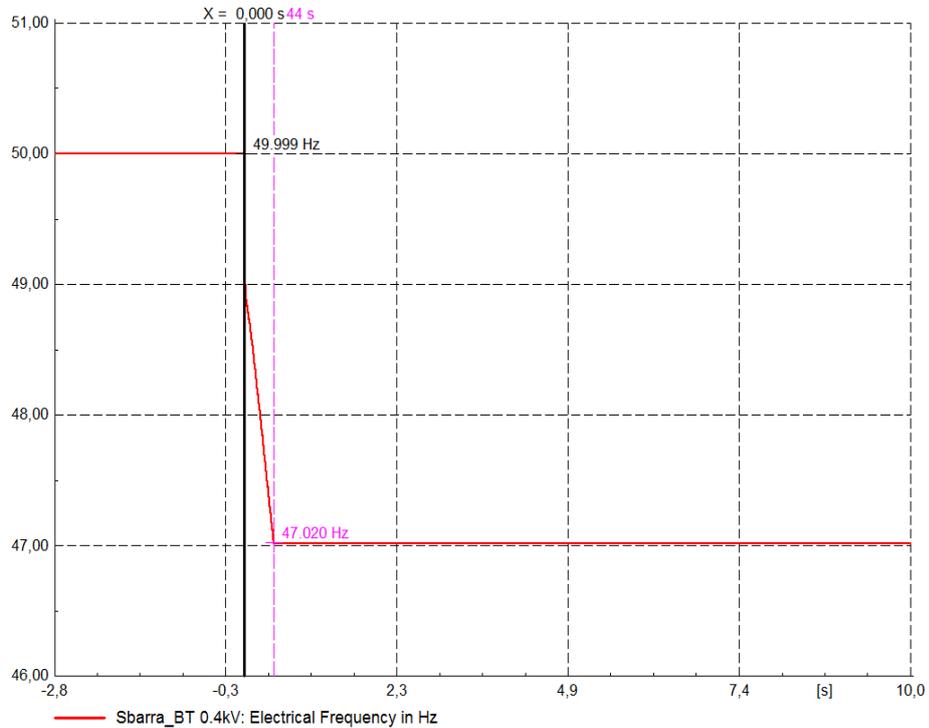


Figura 5.60: Profilo di frequenza dopo l'evento di distacco con la rete in esportazione di reattivo

Si nota subito come al momento del distacco la rete si trovi in una situazione di particolare instabilità, infatti essendo in esportazione di potenza reattiva, di tipo capacitivo quindi, quando si trova isolata si verifica un brusco innalzamento della tensione al quale il generatore risponde riducendo la propria produzione di reattivo.

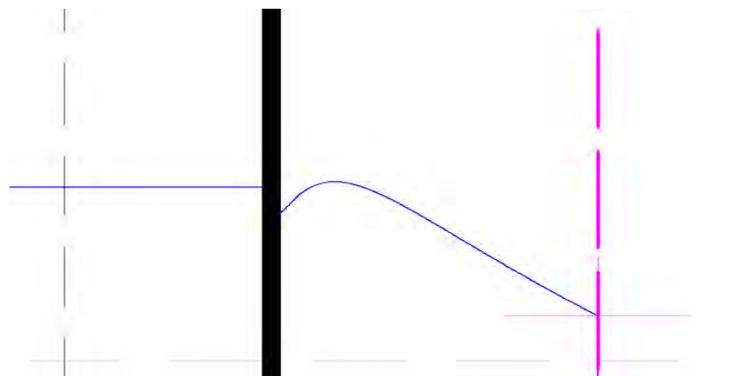


Figura 5.61: Dettaglio sul transitorio di tensione al momento del distacco dalla rete principale

Occorre sottolineare che negli istanti nell'intorno del distacco il software di simulazione non è affidabile nella rappresentazione della realtà. Un dettaglio sulla dinamica, in figura 5.61, può essere esplicativo.

In ogni caso l'apertura avviene per il brusco calo di frequenza dovuto al deficit di potenza attiva.

5.4.1 Logica $P = f(f)$

Di seguito si riportano i risultati relativi alla sola logica di limitazione della potenza attiva.

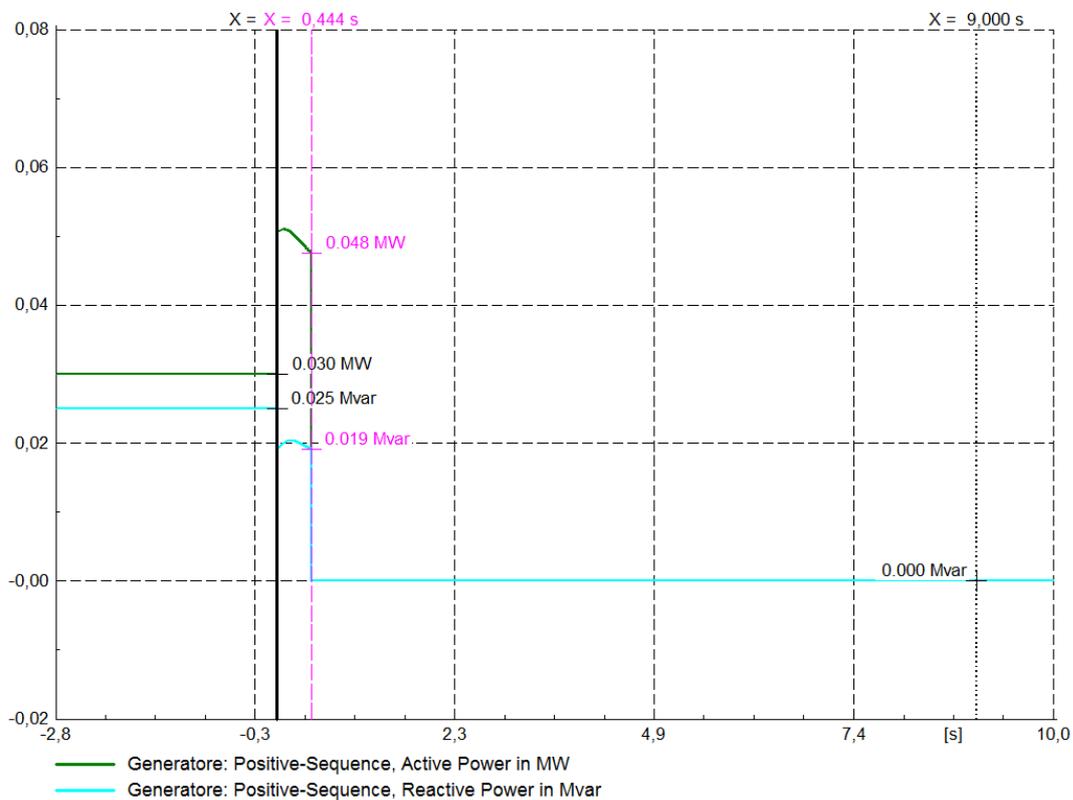


Figura 5.62: Dinamica del generatore in esportazione di reattivo con attivata la logica di limitazione della potenza attiva

Si vede che rispetto al caso paradigmatico non ci sono differenze, le protezioni (interviene la 81) aprono esattamente nello stesso tempo.

Sebbene la logica di limitazione della potenza attiva sia stata attivata non se ne apprezza l'effetto, perché non interviene neppure.

Infatti nel transitorio dopo il distacco non sono presenti sovralfrequenze, e quindi il sistema si comporta esattamente come prima, essendo ancora in importazione di reattivo. Intuitivamente anche le altre grandezze caratteristiche hanno lo stesso andamento, se ne omette quindi la rappresentazione grafica.

5.4.2 Logica $Q = f(V)$

Si studia ora il comportamento abilitando la logica di controllo della potenza reattiva, sempre in contemporanea alla caratteristica $P = f(f)$.

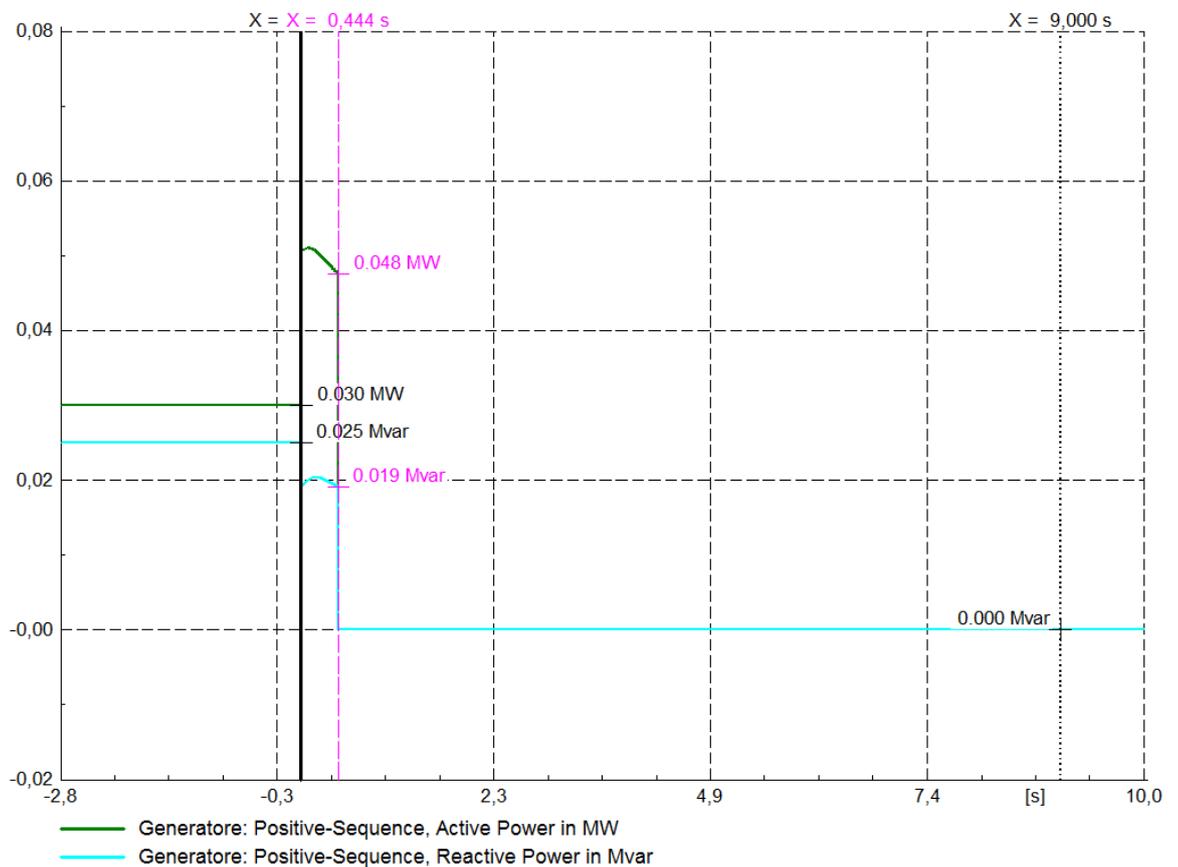


Figura 5.63: Dinamica del generatore in esportazione di reattivo con attivate la logica di limitazione della potenza attiva e quella di controllo della potenza reattiva

Il comportamento è lo stesso anche in questo caso. Si vuole esaminare meglio la situazione. Essendo in esportazione di reattivo ci si aspetta che il sistema al momento del distacco presenti un rilevante aumento di tensione, ma ciò non accade. Se si osserva il transitorio si nota che effettivamente la tensione ha la tendenza ad aumentare, ma non lo fa abbastanza velocemente da raggiungere valori critici, tali da far attivare il controllo, prima dell'intervento delle protezioni.

All'atto pratico il generatore viene subito staccato per l'intervento della protezione di minima frequenza. La frequenza infatti non essendo influenzata dalla potenza reattiva almeno in prima approssimazione, ha una decrescita molto rapida, in quanto ricordiamo essere in deficit di potenza attiva.

Il risultato è che praticamente nella situazione in cui la quota di generazione distribuita nella rete locale è contenuta rispetto alle esigenze dei carichi, il distacco della rete è garantito dalla protezione 81. Sarà quindi molto difficile che vengano a crearsi pericolose situazioni di potenziale isola.

5.4.3 Logica $\cos(\varphi) = f(P)$

Per completezza si riportano anche i risultati ottenuti con questo tipo di controllo, sebbene come dimostra la figura seguente e come è logico aspettarsi il comportamento è analogo.

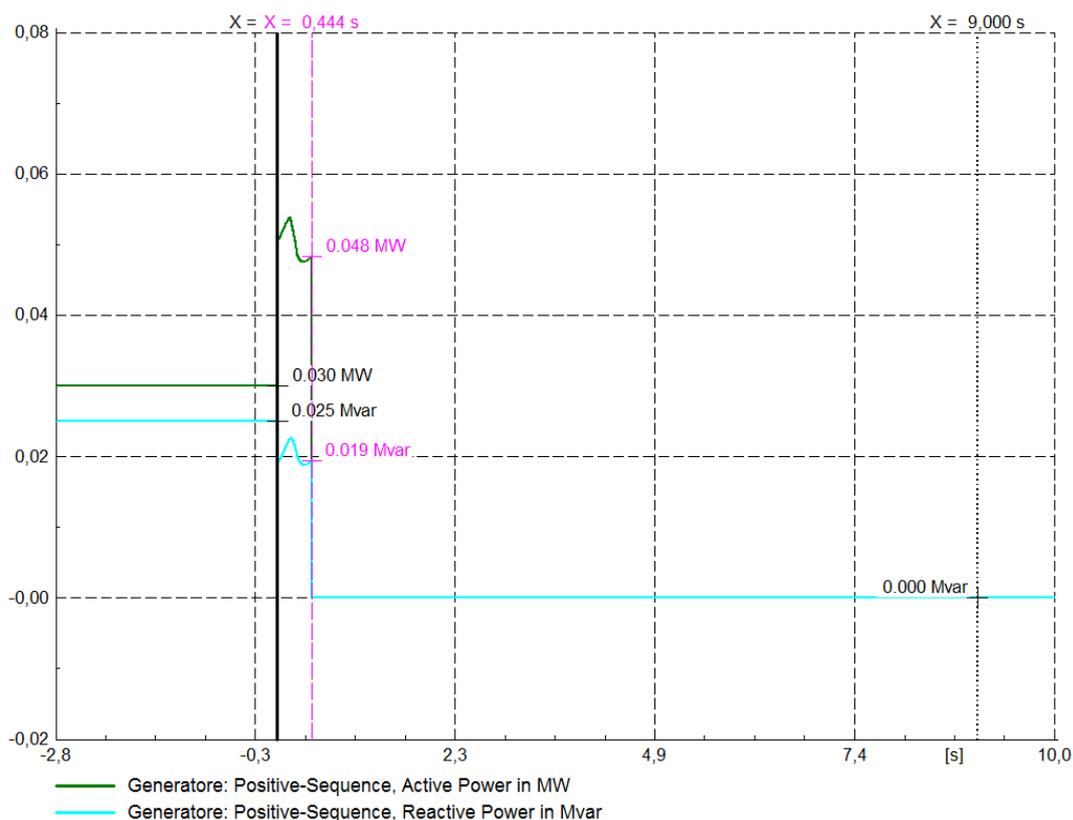


Figura 5.64: Dinamica del generatore in esportazione di reattivo con attivate la logica di limitazione della potenza attiva e quella di controllo del fattore di potenza

Per la verità tale controllo ha un effetto più pesante nella riduzione della potenza reattiva erogata nei primi istanti. La soglia di attivazione per la logica di controllo del fattore di potenza è infatti pari a 1,05 p.u., al contrario della logica $Q = f(V)$ che si attiva a 1,08 p.u.

Naturalmente come già detto la caratteristica è entro certi limiti modificabile, si potrebbe quindi pensare di attivare un tipo di logica a regolazione continua.

Tuttavia non se ne vede il motivo avendo già verificato i requisiti di sicurezza nell'esercizio. Vediamo un dettaglio del transitorio di tensione ottenuto in quest'ultima simulazione.

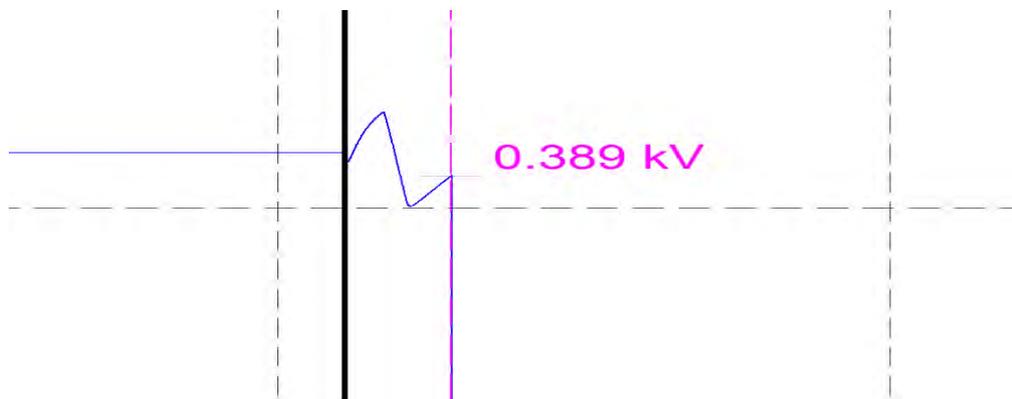


Figura 5.65: Transitorio di tensione al momento del distacco

5.5 Sovragerazione di potenza attiva e potenza reattiva

Come ultima categoria di simulazioni si vuole esaminare il caso in cui la rete stia esportando sia potenza attiva che potenza reattiva. Si avranno quindi i seguenti sbilanciamenti tra flussi di potenza

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Fattore di potenza	ΔP	ΔQ
70 kW	20 kVAR	*	-18,78 kW	-7,9 kVAR

Tabella 5: Flussi di potenza a regime

Iniziamo come al solito presentando il caso paradigmatico in cui non sono attivate logiche di regolazione.

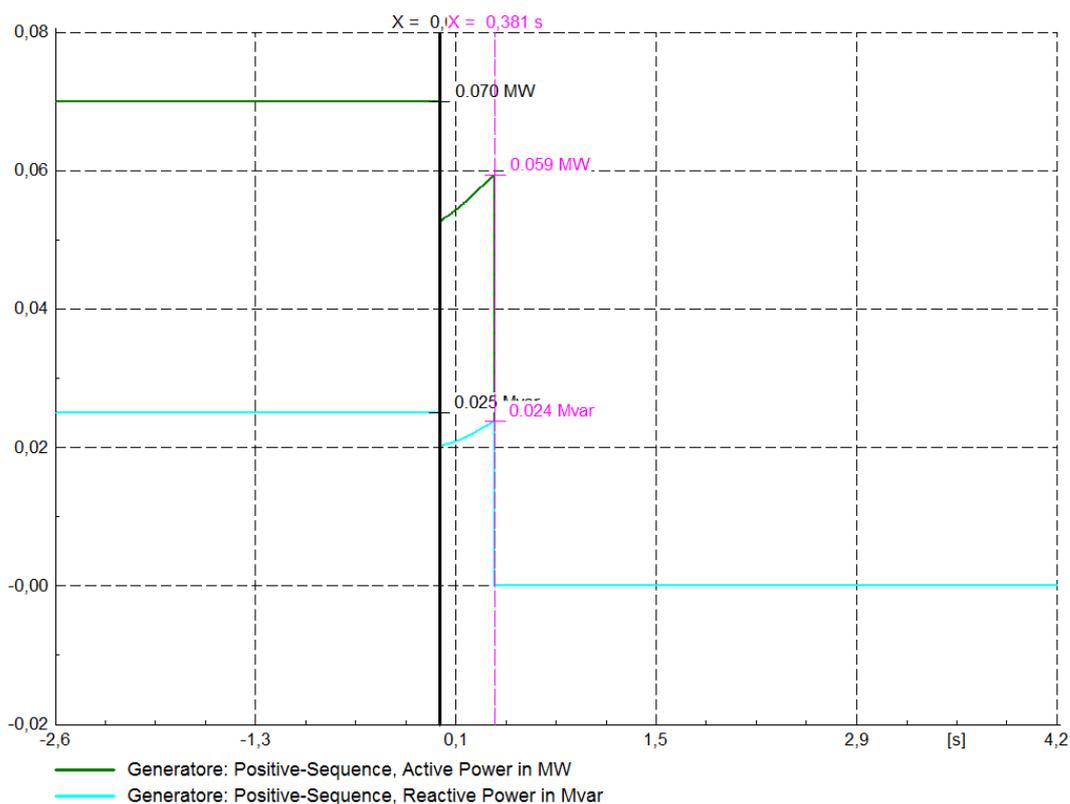


Figura 5.66: Dinamica del generatore – caso paradigmatico

Come ci si aspetta il sistema dopo l'evento di distacco apre in tempi brevi il generatore. Nei grafici successivi si mostra come anche in questo caso la tensione ha un rapido incremento, che comunque presenta dinamiche più lente del transitorio di frequenza.

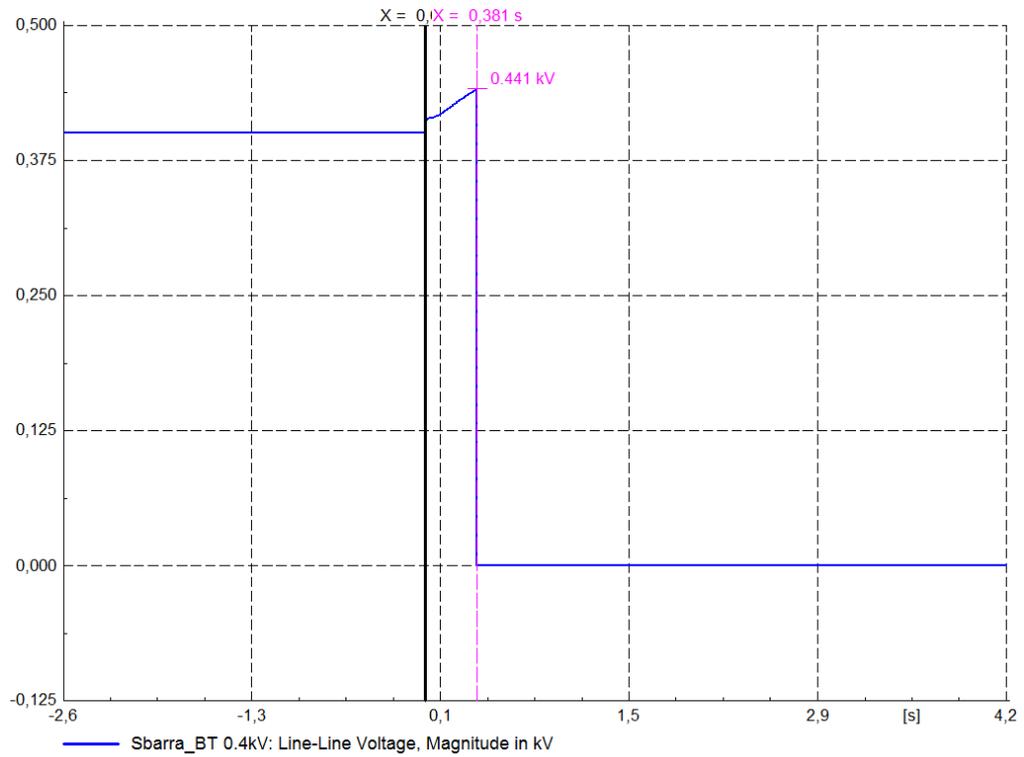


Figura 5.67: Profilo di tensione – caso paradigmatico

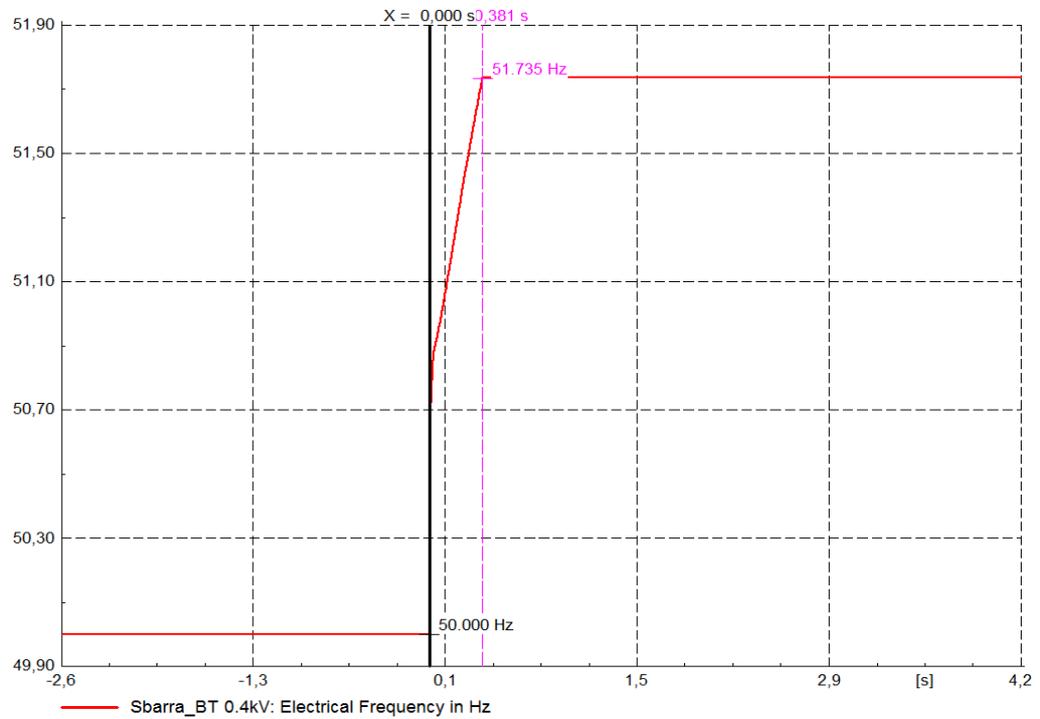


Figura 5.68: Profilo di frequenza – caso paradigmatico

Ancora una volta l'intervento è della protezione 81, per intervenuta sovralfrequenza. Dalle prove effettuate si è visto che lo sbilanciamento di potenza reattiva ha una certa influenza sul sistema, che però è secondaria rispetto all'effetto della potenza attiva. Infatti l'intervento avviene sempre a seguito della protezione 81.

5.5.1 Logica $P = f(f)$

Si attiva ora anche il controllo nell'erogazione di potenza attiva.

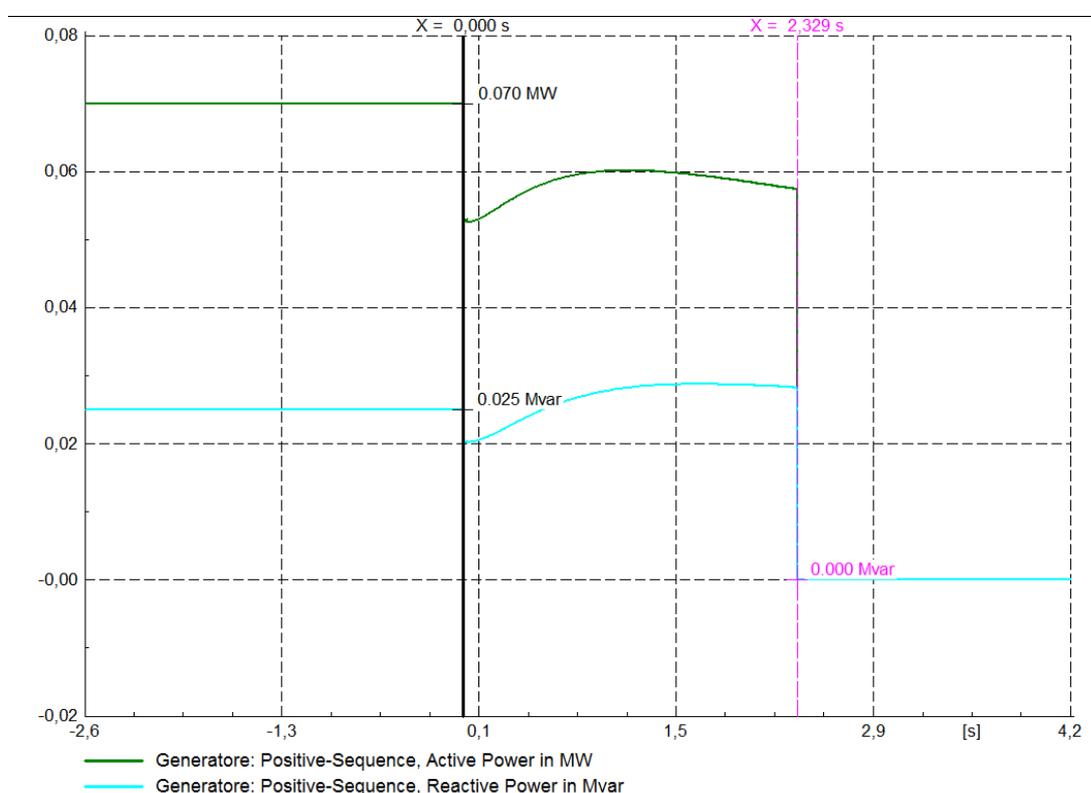


Figura 5.69: Dinamica del generatore con attiva la logica di limitazione della potenza attiva

In questo caso le protezioni intervengono dopo un tempo molto lungo, pari a oltre 2 secondi. Si è configurata una situazione potenzialmente pericolosa, in quanto per un certo tempo il sistema rimane in isola.

Ad intervenire è sempre la protezione 81, ma lo fa in un tempo troppo lungo. Nel caso in esame il sistema al momento del distacco dalla rete principale presenta un'escursione di frequenza, che comporta l'attivazione del Lock-in per la logica di limitazione della potenza attiva.

Nel grafico presentato di seguito, in figura 5.70, si possono apprezzare in oca il segnale di Lock-in, che indica come il controllo intervenga negli istanti immediatamente successivi all'evento. Dopo alcuni decimi di secondo si nota un secondo segnale correlato a questo controllo, evidenziato in blu.

Tale segnale indica che è stata attivata l'isteresi, il che significa che il controllo ha efficacemente ridotto l'erogazione di potenza per contenere la sovralfrequenza, e ad un certo istante è stato rilevato un cambio di segno nella derivata della frequenza, che ha iniziato a diminuire.

Il controllo ha quindi bloccato l'erogazione di potenza al valore minimo raggiunto. Tale azione ha comportato che da quell'istante in poi il sistema si è trovato in deficit di potenza attiva, e di conseguenza la frequenza ha iniziato a scendere.

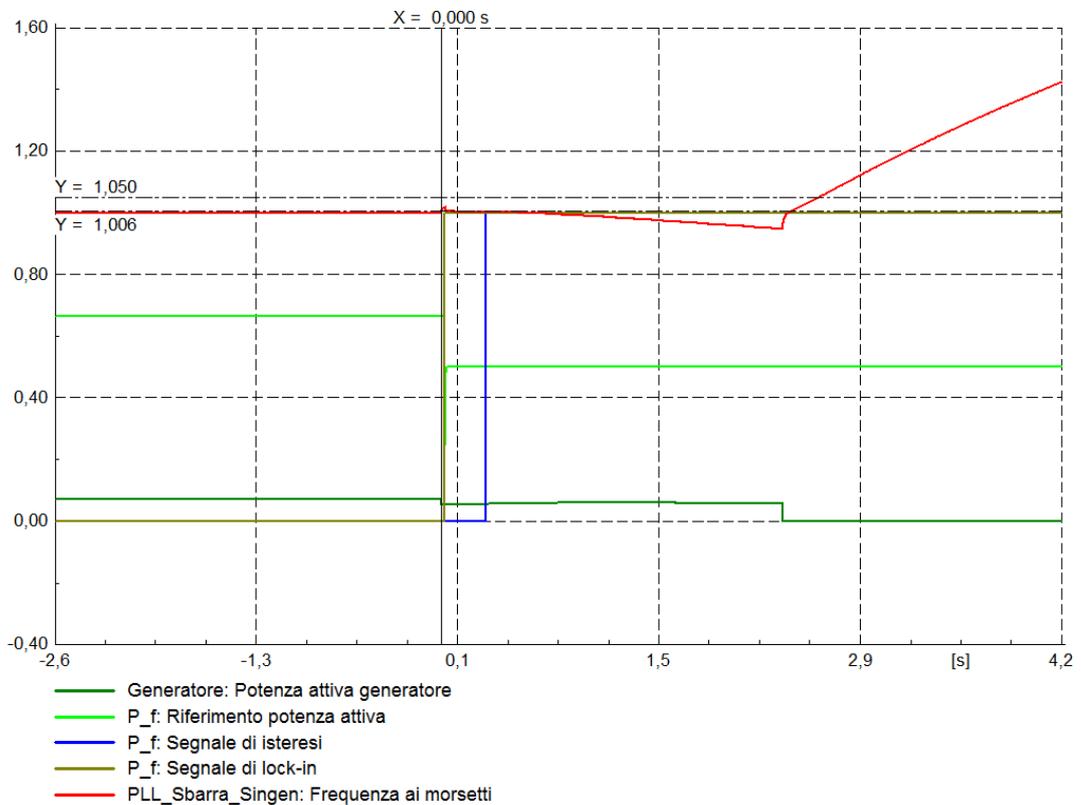


Figura 5.70: Potenza attiva erogata dal generatore e dettaglio sulla logica di limitazione della potenza attiva

Il livello di erogazione raggiunto al momento del blocco però non è di molto inferiore al fabbisogno della rete, ragion per cui il transitorio verso la soglia di attivazione della protezione per minima frequenza è piuttosto lento.

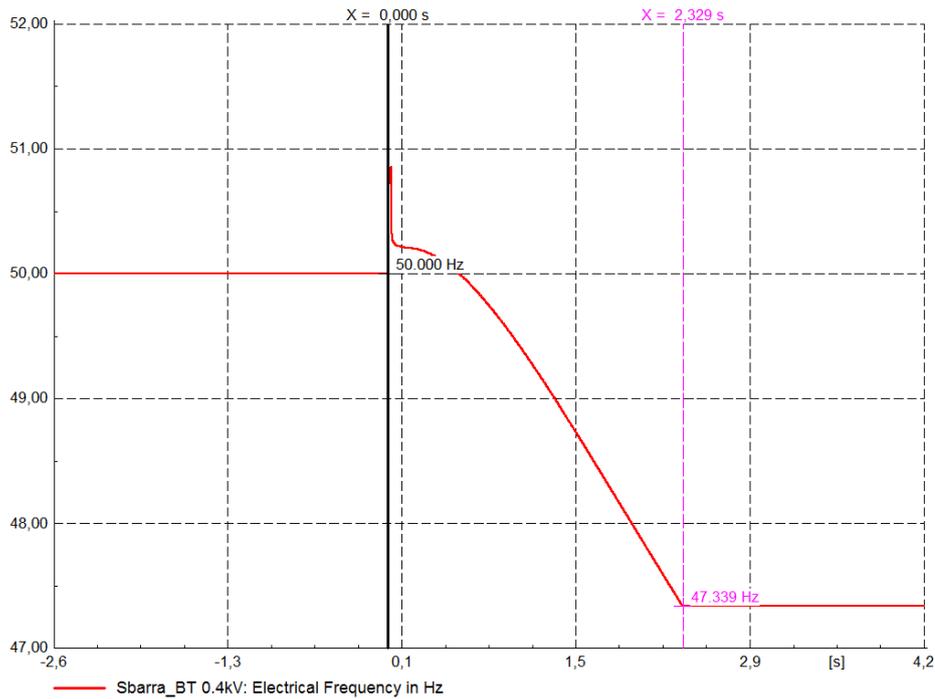


Figura 5.71: Transitorio di frequenza nei primi istanti dopo il distacco

Per migliorare le prestazioni si può pensare di modificare lo statismo del controllo portandolo al 2%. Ciò comporta che la curva di droop associata al controllo sia più ripida, consentendo una riduzione della potenza attiva erogata più rapida e pronta.

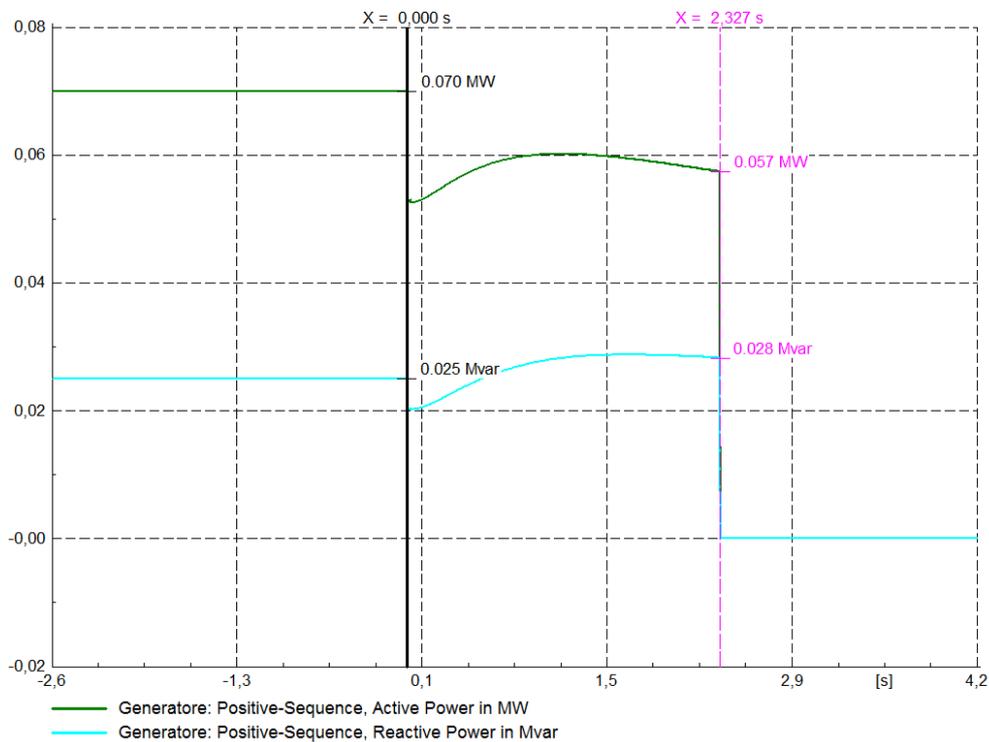


Figura 5.72: Dinamica del generatore – statismo al 2%

Tale azione non è efficace perché il comportamento del sistema risulta molto simile. Di fatto il generatore viene staccato pochi millesimi di secondo prima. Si configura quindi in questo scenario una possibile situazione di rischio.

5.5.2 Logiche $Q = f(V)$ e $\cos(\varphi) = f(P)$

Avendo osservato come nello scenario presentato è più che altro lo sbilanciamento afferente alla potenza attiva, e il comportamento della logica di limitazione di questa, che influenza la dinamica del sistema, riportiamo per completezza brevemente i risultati ottenuti abilitando i controlli relativi alla potenza reattiva.

Nel primo caso si è attiva la logica di regolazione della potenza reattiva. Il comportamento del sistema non cambia di molto, si nota che il generatore viene distaccato circa un secondo più tardi, peggiorando quindi le prestazioni. L'intervento del controllo di tensione infatti aiuta a stabilizzare i parametri di rete. Ricordando anche che i carichi sono dinamici, l'assorbimento di questi varia consentendo una permanenza più lunga in isola.

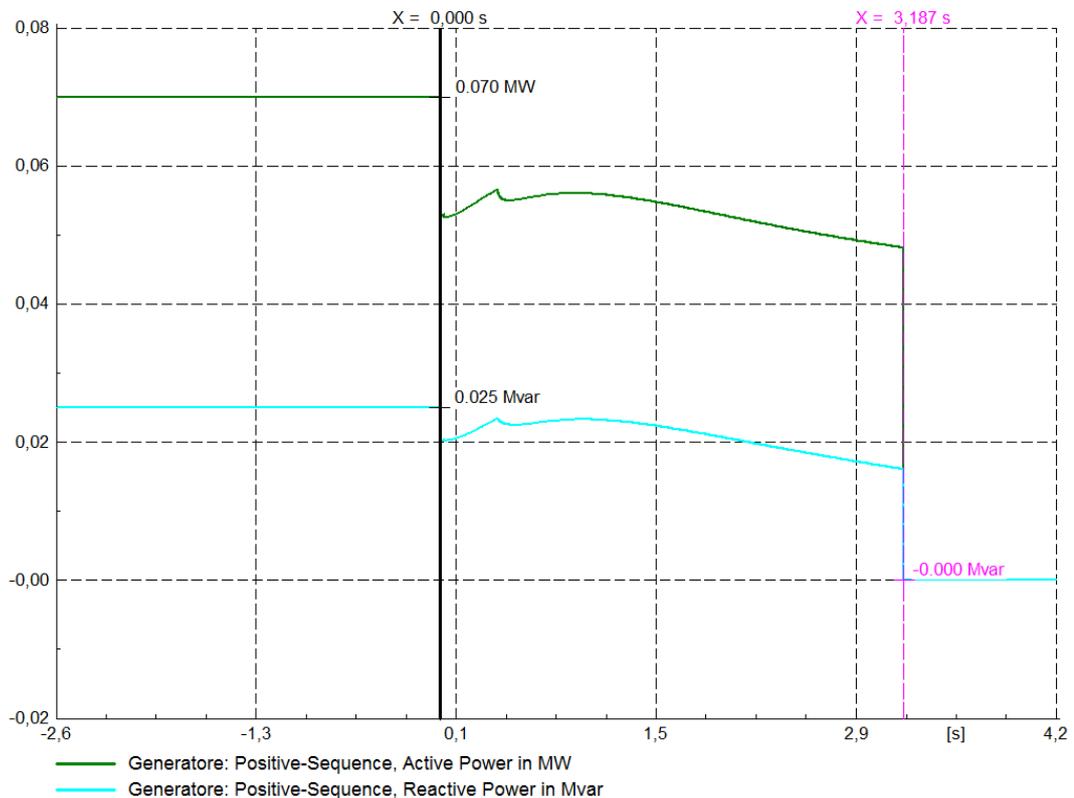


Figura 5.73: Dinamica del generatore dopo il distacco con abilitate le logiche $P = f(f)$ e $Q = f(V)$

Nel secondo caso si è attivata la logica di regolazione del fattore di potenza.

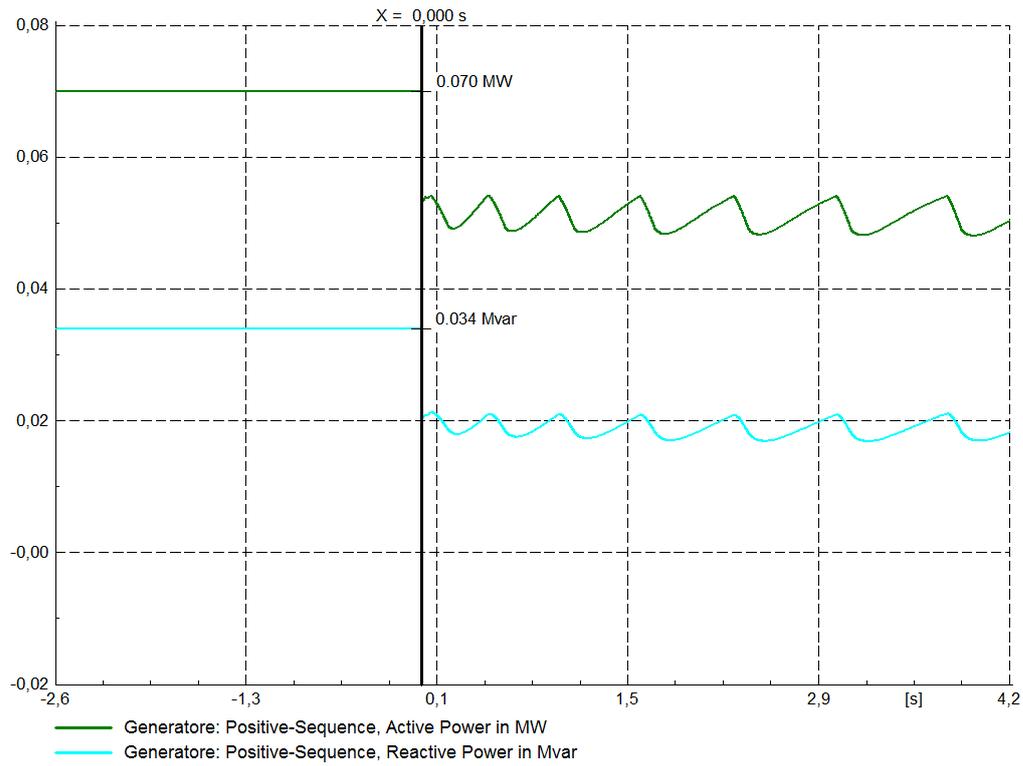


Figura 5.74: Dinamica del generatore dopo il distacco con abilitate le logiche $P = f(f)$ e $\cos(\phi) = f(P)$

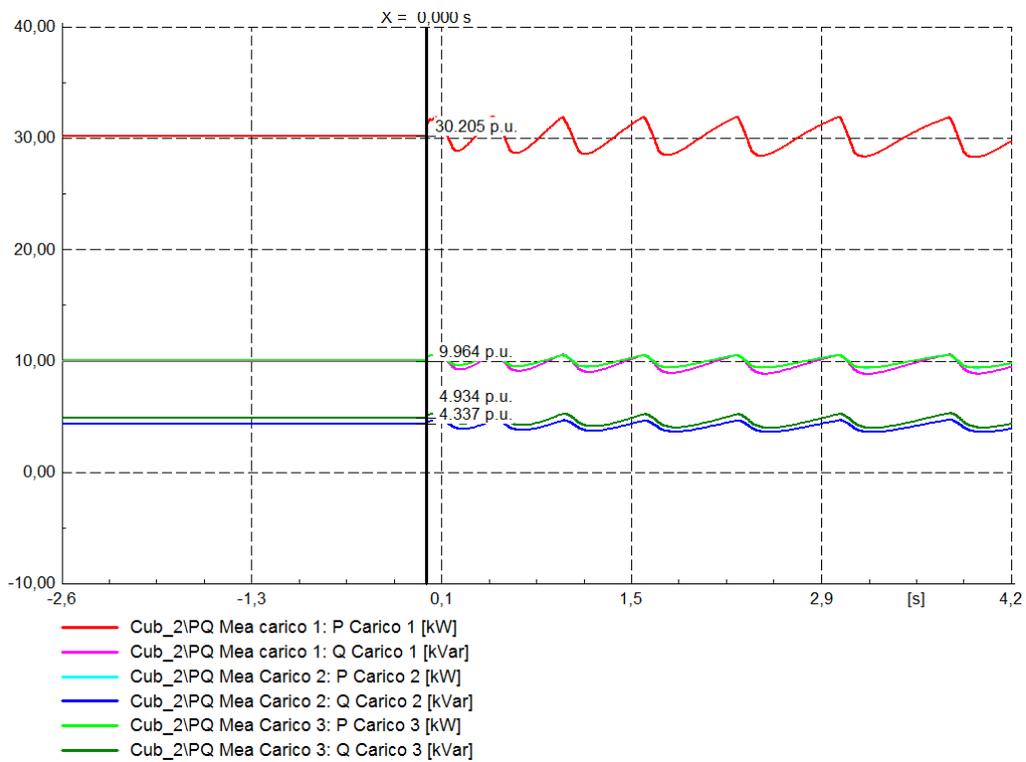


Figura 5.75: Assorbimento dei carichi con abilitata la logica di controllo del fattore di potenza

Il sistema finisce addirittura stabilmente in isola, ma si nota dall'andamento delle potenza che l'intervento in questo caso è quello del tipo bang-bang, che oltre a causare situazioni di esercizio pericolose, comporta anche un funzionamento assolutamente poco adeguato e potenzialmente dannoso per le apparecchiature. Tale comportamento indesiderato è infatti evidenziato anche dal profilo di assorbimento dei carichi.

5.6 Estensione dell'ambiente di simulazione

In questa sezione si procederà con delle altre simulazioni, espandendo però l'estensione e la complessità della rete utilizzata per i test, che è stata modellizzata per assomigliare maggiormente ad una condizione che sarebbe possibile trovare nella realtà. In particolare si è voluto includere nello schema anche dei generatori statici, degli inverter PWM, che risultano attualmente la tecnologia maggiormente utilizzata (e quindi più facile da trovare in una situazione di rete reale) per interfacciare le unità di generazione distribuita più diffuse (fotovoltaico ed eolico) con la rete.

5.6.1 Schema unifilare

Di seguito si illustra lo schema della rete. Si nota che si è preso la rete test trattata precedentemente procedendo con l'aggiunta di alcuni rami, l'introduzione degli inverter e la variazione dell'assorbimento dei carichi.

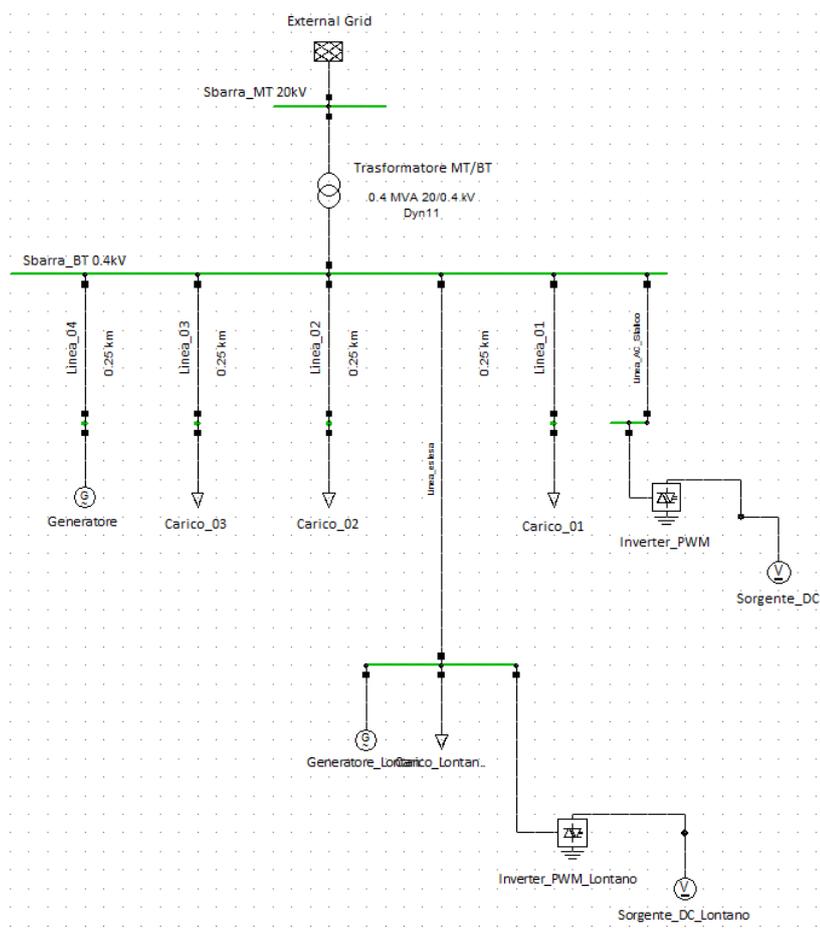


Figura 5.76: Schema unifilare della rete estesa

Esponiamo in modo sintetico le caratteristiche degli elementi aggiuntivi.

Inverter PWM

In PowerFactory è possibile inserire dei modelli presenti nativamente nelle librerie del programma e configurarli con i parametri specifici scelti dall'utente. Vediamo quindi le informazioni salienti

Tensione lato DC: 0,8 kV fornita da una sorgente ideale di tensione

Tensione lato AC: 0,4 kV

Potenza nominale: 0,4 MVA

Modulazione PWM

Controllo di corrente integrato:

Guadagno asse d	0,045
Costante di tempo asse d	0,00002 s
Guadagno asse q	0,01
Costante di tempo asse q	0,002 s

Tabella 5.9: Parametri del controllo di corrente integrato nell'inverter PWM

Entrambi gli inverter presenti nella rete sono stati configurati con le medesime caratteristiche.

Entrambi gli inverter inoltre presentano integrati i modelli DSL che implementano le logiche di limitazione della potenza attiva e controllo del fattore di potenza. Tali modelli non sono stati realizzati nel lavoro presente, ma sono stati creati da alcuni dottorandi per uno studio correlato, riguardante l'applicazione della normativa CEI 0-21 (che ricordiamo allo stato attuale prescrive tali logiche solo per generatori statici).

La logica di funzionamento che sta alla base di tali controlli è naturalmente la stessa esposta nei capitoli precedenti.

Generatore sincrono

Il secondo generatore è del tutto identico al primo. Ovviamente saranno variare le potenze generate.

Carico

Il carico aggiuntivo si intende rappresentativo di un'utenza domestica di una certa estensione, è quindi stato scelto un tipo di carico residenziale con una potenza abbastanza importante, rappresentativa di un contesto di qualche decina di case.

Potenza richiesta: 60 kW

Fattore di potenza: 0,92

Linea

La linea che collega la sbarra aggiuntiva è in cavo, con le stesse caratteristiche di quelle esposte precedentemente. La differenza è la lunghezza pari a 5 km, che comporta una caduta di tensione di una certa entità, fattore che può influenzare il rilevamento di condizioni di rete anomale, allo scopo di verificare l'efficacia delle protezioni in un contesto più realistico.

5.7 Simulazioni dinamiche

Si procederà in questa sezione a esporre i risultati ottenuti da alcune simulazioni. Si ritiene utile illustrare prima la metodologia utilizzata. Si cercherà di ricreare quattro scenari relativi a diverse situazioni di sbilanciamento tra i flussi di potenza attiva e reattiva, misurati alla cabina secondaria. Tutta la rete quindi verrà vista come un grande carico equivalente, salvo poi per ogni unità di produzione verificare l'effettivo intervento delle specifiche protezioni di macchina, allo scopo di garantire che in caso di perdita di rete tutti i generatori distribuiti vengano disconnessi.

Avendo stabilito che la sicurezza nell'erogazione del servizio dipende fortemente dallo sbilanciamento tra flussi di potenza, si cercherà di presentare situazioni di quasi equilibrio, quelle cioè che si sono dimostrate più critiche, in modo da scoprire se il maggior realismo della rete, ad esempio a causa delle maggiori perdite in linea, comporta una sicurezza nell'esercizio maggiore oppure minore.

Inoltre per ogni scenario presentato come di consueto si provvederà a fornire un set di risultati ottenuto disattivando le logiche di controllo da tutti i generatori, per ottenere un caso paradigmatico da utilizzare come confronto.

Per ogni scenario si è preferito riportare in modo sintetico i dati riguardanti l'intervento o meno delle protezioni, piuttosto che esporre in modo organico le dinamiche di potenza generata, profilo di tensione e frequenza per ogni generatore e per ogni terminale. Tali informazioni risultano infatti secondarie, essendo lo scopo di questa sezione la verifica della sicurezza d'esercizio in un caso più simile alla realtà. In particolare la presenza di una linea di una certa lunghezza causa di cadute di tensione, e la presenza di generatori statici equipaggiati con logiche che non sono state sviluppate in questo studio, rappresentano una buona approssimazione di un caso reale. Pur avendo lo stesso compito infatti potrebbero essere state sviluppate in maniera diversa (diverse soglie o costanti di tempo), permettendo di verificare che l'equipaggiamento che l'utente attivo "A" prodotto dall'impresa "1" non interferisca con l'equipaggiamento dell'utente attivo "B" fornito dall'impresa "2". Per ogni unità produttiva infatti le logiche sono attivate su base locale, come richiesto dalla normativa, e non comunicano tra di loro.

5.7.1 Sovraccarico di potenza attiva

Presentiamo la situazione della generazione e dell'assorbimento

Generatori

Generatore	Potenza attiva	Potenza reattiva
Sincrono	30 kW	0 kVAR
Sincrono 2	30 kW	0 kVAR
Inverter	25 kW	0 kVAR
Inverter 2	15 kW	0 kVAR

Tabella 5.11: Situazione del parco di produzione

Carichi

Carico	Potenza attiva	Fattore di potenza
Carico 1	30 kW	0,95
Carico 2	50 kW	0,92
Carico 3	10 kW	0,9
Carico Lontano	40 kW	0,92

Tabella 5.12: Potenza nominale dei carichi

Sbilanciamenti

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Potenza richiesta dai carichi (nominale)	ΔP	ΔQ
100 kW	0 kVAR	130 kW	-36 kW	-62 kVAR

Tabella 5.13: Flussi di potenza a regime

Quindi si riportano i risultati.

Caso base

Il grafico è piuttosto confuso, ma il dato importante è che dopo al massimo alcuni decimi di secondo dall'evento di guasto tutti i generatori sono scollegati. Si sottolinea che interessa molto di più verificare che l'apertura avvenga che studiarne i motivi. Ad esempio per due generatori diversi connessi alla stessa sbarra può verificarsi prima il distacco di uno per, supponiamo, minima frequenza (che di solito è tarata per reagire prima) e dopo dell'altro, che magari è connesso con una linea leggermente più lunga, alcuni decimi di secondo dopo per minima tensione, facilitata dal distacco del primo.

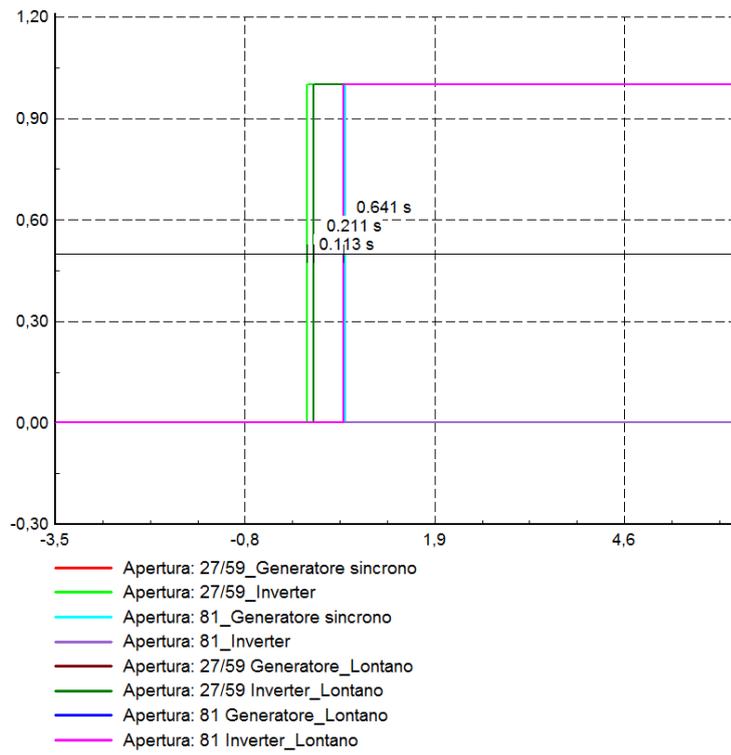


Figura 5.77: Operatività protezioni – caso base

Regolazioni attivate

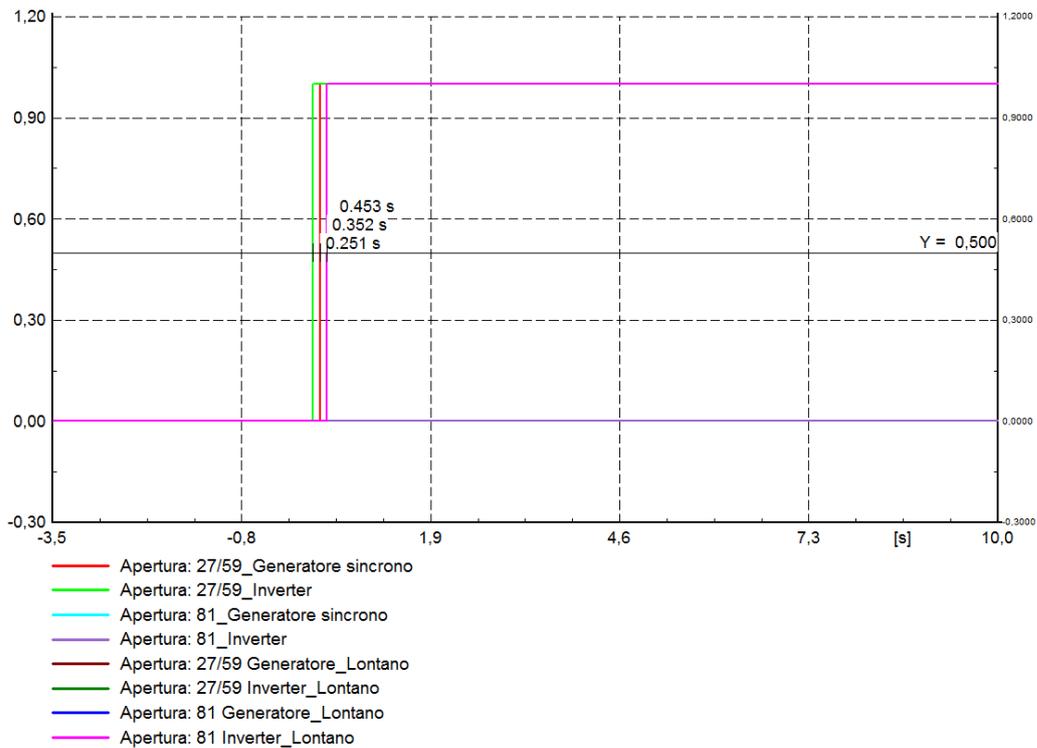


Figura 5.78: Operatività protezioni – regolazioni attivate

Con la configurazione presentata la rete ha reagito in modo sicuro. Tutte le unità produttive sono state scollegate. Nel grafico successivo è presentato il profilo di tensione alle due sbarre. Si è evidenziato l'istante in cui è stato disconnesso l'ultimo dei due generatori connessi ad ogni sbarra.

Il profilo è interessante, permette di apprezzare come l'inverter si sia disconnesso prima del generatore sincrono, e come in genere le protezioni delle macchine interfacciate alla sbarra posta idealmente a una certa distanza intervengano con un piccolo ritardo comunque accettabile.

Inoltre si nota come mentre per le utenze connesse alla sbarra principale l'intervento è stato per minima tensione e con tempi leggermente diversi, per le altre l'intervento è stato per minima frequenza esattamente nello stesso tempo per entrambe le macchine.

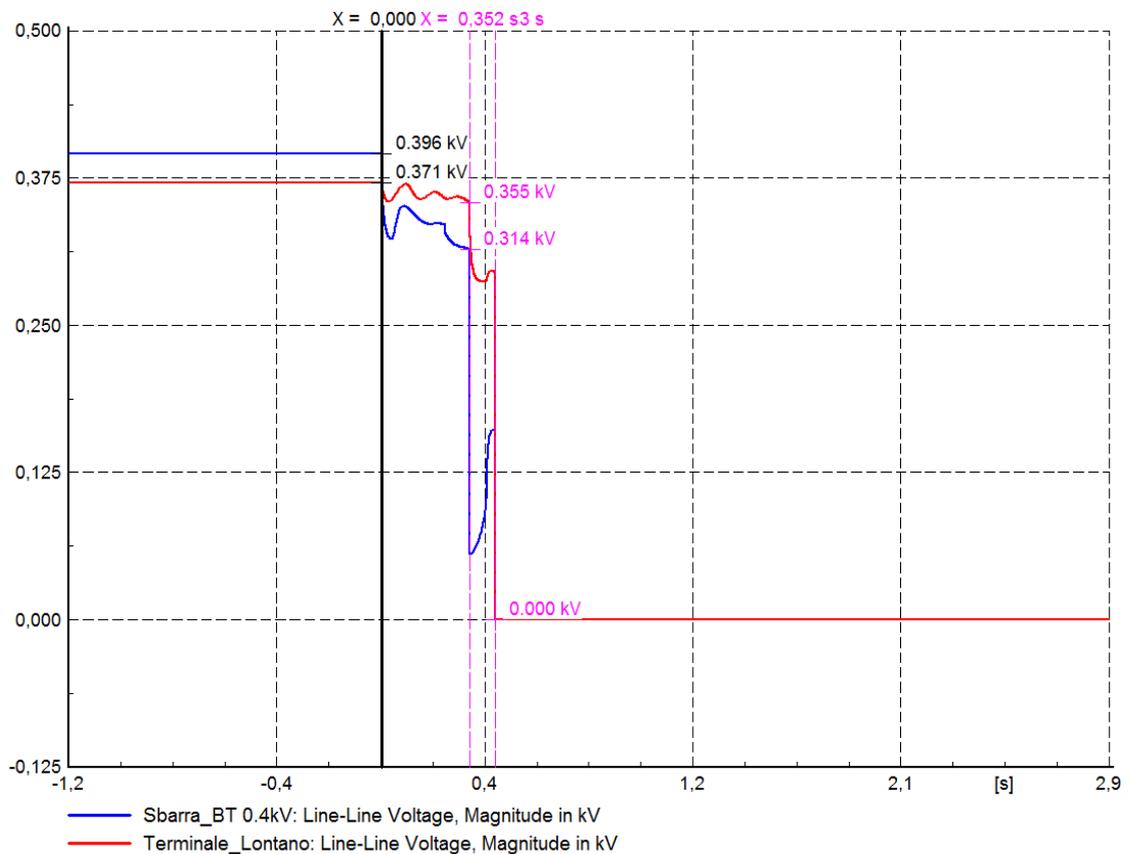


Figura 5.79: Profili di tensione alle due sbarre della rete test

5.7.2 Sovragerazione di potenza attiva

Presentiamo la situazione della generazione e dell'assorbimento.

Generatori

Generatore	Potenza attiva	Potenza reattiva
Sincrono	70 kW	0 kVAR
Sincrono 2	45 kW	0 kVAR
Inverter	40 kW	0 kVAR
Inverter 2	30 kW	0 kVAR

Tabella 5.14: Situazione del parco di produzione

Carichi

Carico	Potenza attiva	Fattore di potenza
Carico 1	30 kW	0,95
Carico 2	50 kW	0,92
Carico 3	10 kW	0,9
Carico Lontano	40 kW	0,92

Tabella 5.15: Potenza nominale dei carichi

Sbilanciamenti

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Potenza richiesta dai carichi (nominale)	ΔP	ΔQ
185 kW	0 kVAR	130 kW	40 kW	-68 kVAR

Tabella 5.16: Flussi di potenza a regime

Quindi si riportano i risultati

Caso base

Come si vede nel grafico presentato successivamente tutte le protezioni sono entrate in funzione nel tempo di qualche decimo di secondo, come ci si aspetta che sia. Non ci si dilunga su questo caso in quanto rappresenta una condizione di funzionamento standard che ci serve solo a scopo di confronto.

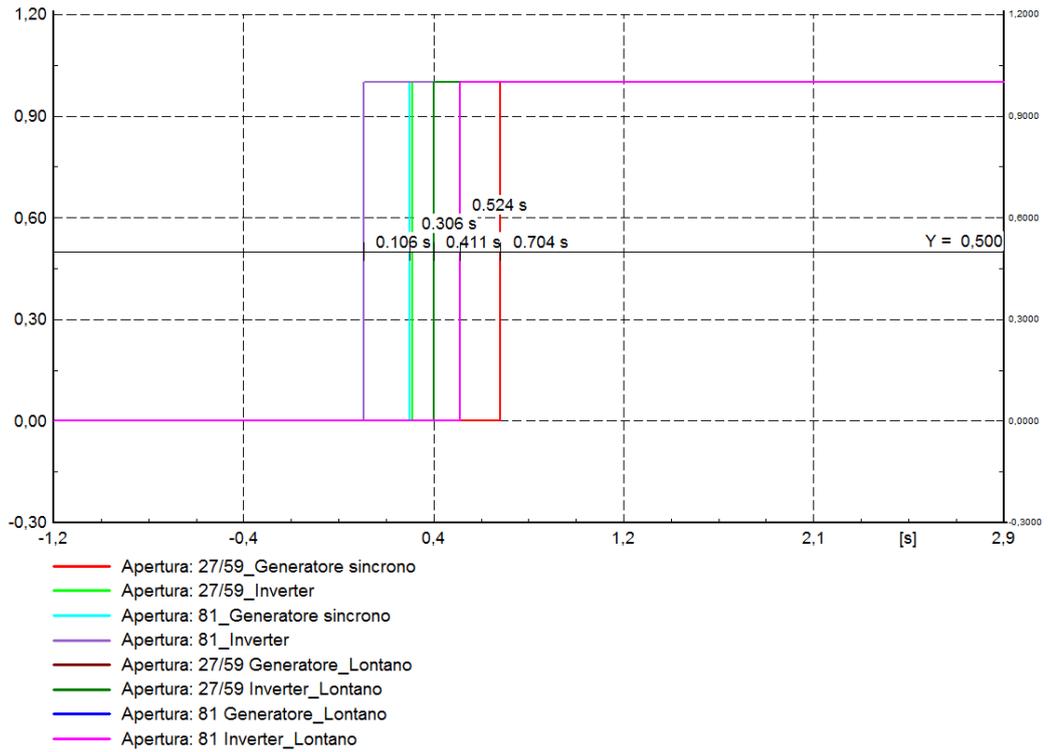


Figura 5.80: Operatività protezioni – caso base

Regolazioni attivate

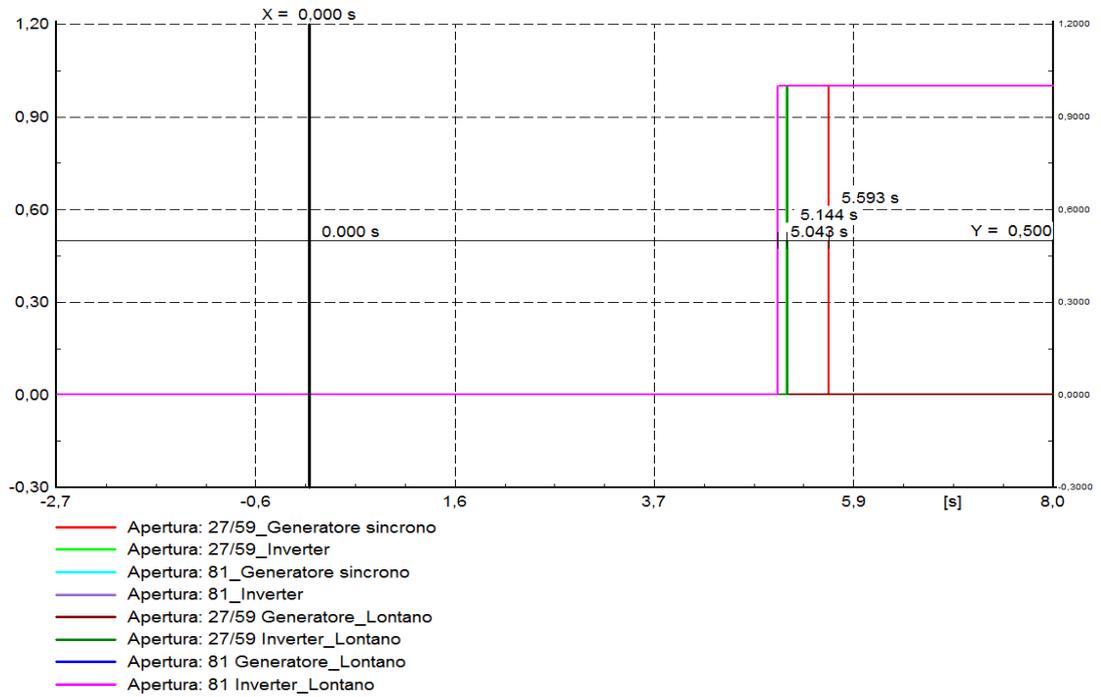


Figura 5.81: Operatività protezioni – regolazioni attivate

Si ricorda che lo scenario presentato, l'esportazione di potenza attiva, è quello più critico perché può causare il funzionamento della logica di limitazione della potenza attiva alla stregua di un regolatore primario.

Se lo sbilanciamento non è consistente i generatori possono portarsi ad un punto di lavoro adatto a sostenere la rete in isola.

Infatti in figura 5.81 sono evidenti dei problemi. La rete resta in isola per almeno 5 secondi prima che i generatori inizino ad essere distaccati. La situazione di criticità si presenta dove era attesa.

A questo punto si potrebbe pensare di introdurre qualche accorgimento per consentire un esercizio in sicurezza. In prima battuta proviamo a utilizzare la logica di regolazione del fattore di potenza piuttosto che quella di controllo della potenza reattiva.

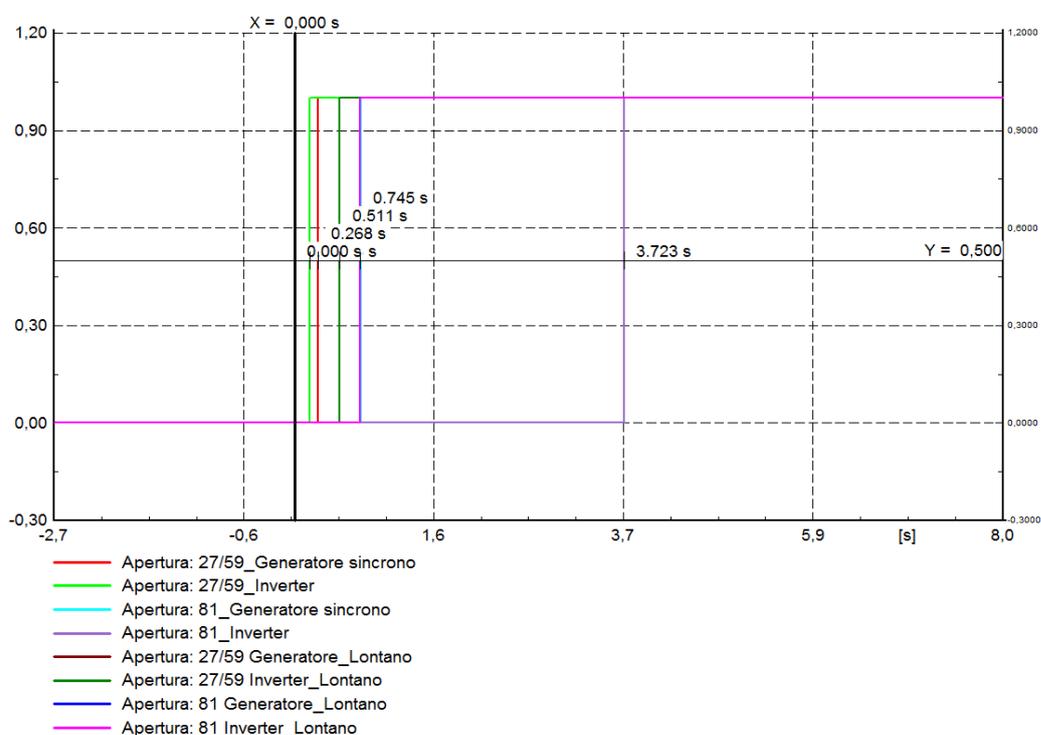


Figura 5.82: Operatività protezioni – controllo di reattivo con caratteristica di droop alternativa

L'accorgimento sembra efficace. Da un dettaglio si scopre anche che adesso sono prima le protezioni di minima tensione ad intervenire, e quindi quelle di frequenza. In ogni caso il comportamento della rete ora è accettabile, garantendo la sicurezza dell'esercizio.

Si riporta il profilo di tensione alle due sbarre, in figura 5.83.

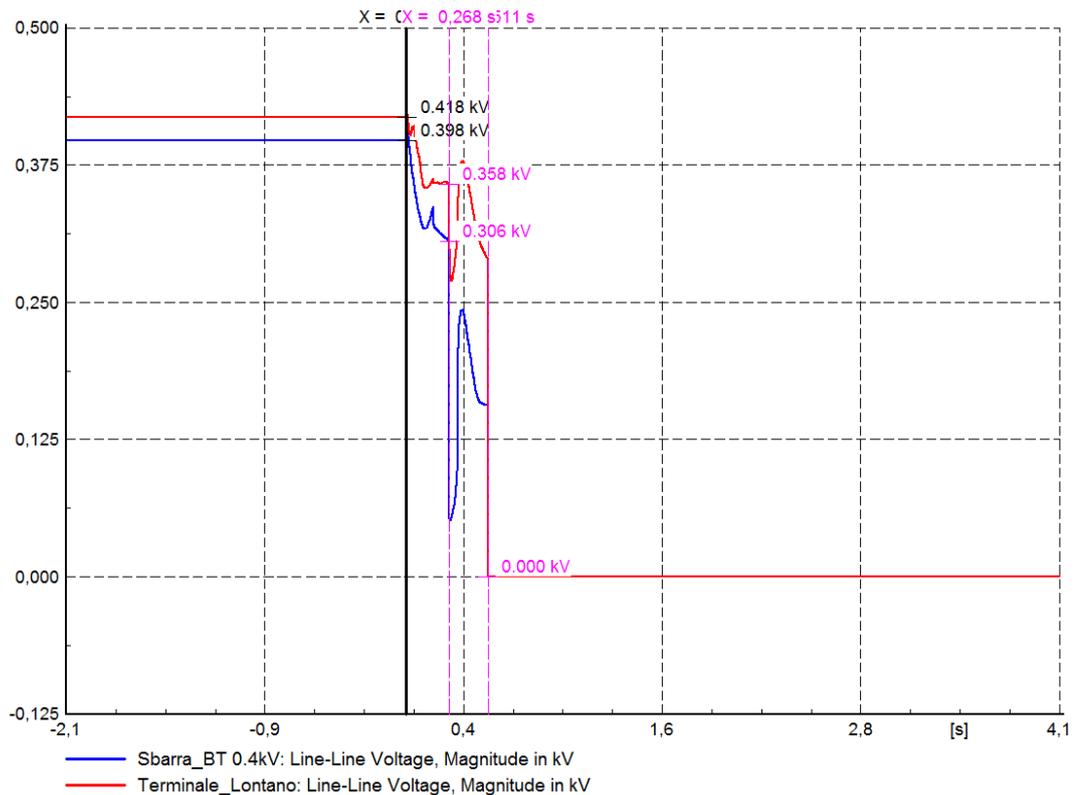


Figura 5.83: Profilo di tensione alle due sbarre

Si intende ora fare un ulteriore test, riducendo la produzione di uno dei generatori per fare in modo che lo sbilanciamento tra i flussi di potenza sia molto molto basso, per quanto riguarda la potenza reattiva. Sarà mantenuta attiva la logica di regolazione del fattore di potenza, rivelatasi più efficace quando la rete è in esportazione. La condizione di quasi equilibrio, almeno per quanto riguarda la potenza attiva, può essere verosimilmente molto pericolosa.

Si immagini ad esempio che non ci sia nessun flusso di potenza al nodo rappresentato dalla cabina. Se l'interruttore di cabina dovesse intervenire, scollegando la rete dalla rete principale, idealmente non ci sarebbe alcuna perturbazione nei parametri di rete che potrebbe influenzarne il comportamento, in modo da sollecitare le protezioni. Anzi si può dire che la rete già da prima era in uno stato di isola, in quanto si era portata naturalmente ad un punto di lavoro equivalente alla situazione di isola.

Di seguito i nuovi dati di produzione.

Generatori

Generatore	Potenza attiva	Potenza reattiva
Sincrono	40 kW	0 kVAR
Sincrono 2	45 kW	0 kVAR
Inverter	40 kW	0 kVAR
Inverter 2	30 kW	0 kVAR

Tabella 5.17: Situazione del parco di generazione

Sbilanciamenti

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Potenza richiesta dai carichi (nominale)	ΔP	ΔQ
155 kW	0 kVAR	130 kW	7,4 kW	-68 kVAR

Tabella 5.18: Flussi di potenza a regime

Riportiamo direttamente gli andamenti della tensione in figura 5.84.

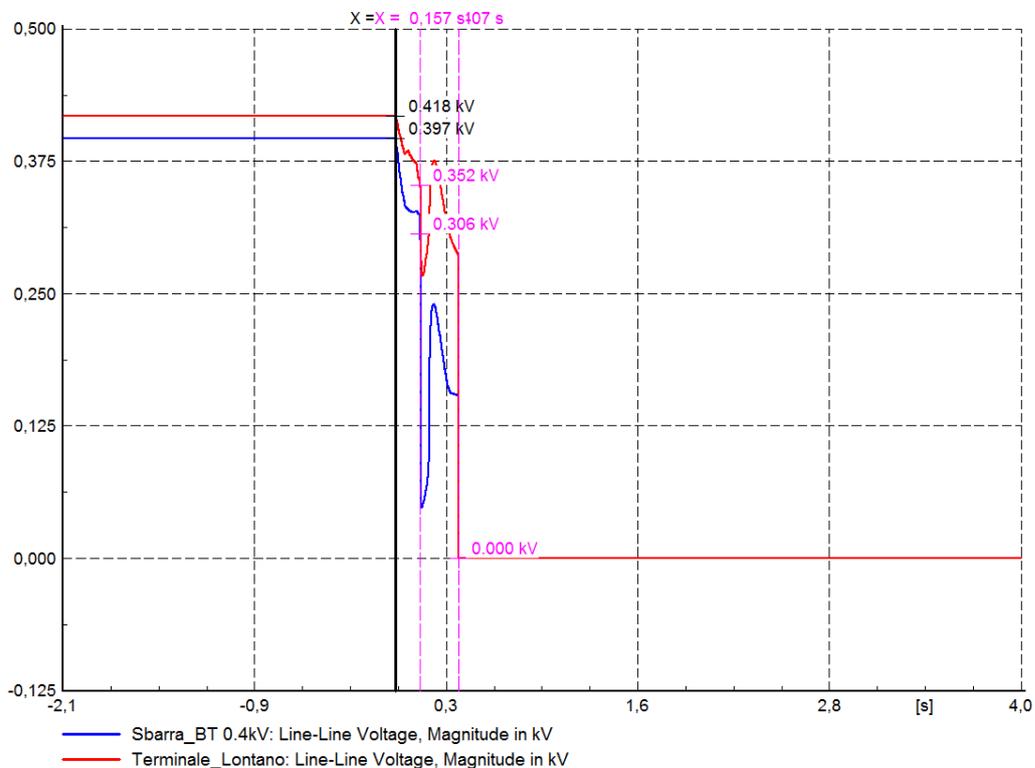


Figura 5.84: Profili di tensione nello scenario di quasi bilanciamento

Le protezioni intervengono correttamente, come nel caso precedente, in tempi leggermente più lunghi. Il caso presentato è sicuramente critico ma può essere gestito utilizzando la caratteristica di droop più funzionale.

Nelle simulazioni presentate fino ad adesso si è già implicitamente esposto il caso di sovraccarico di potenza reattiva, come logica conseguenza del modo di operare più comune per una unità produttiva. Successivamente quindi sarà presentato solo il caso di sovragerazione di potenza reattiva, mantenendo intanto i livelli precedenti per quanto riguarda la produzione di potenza attiva, portandosi quindi in una condizione in cui la rete sta esportando sia potenza attiva che potenza reattiva.

Infine si ridurrà il livello di generazione distribuita per esaminare anche il caso, più frequente, in cui la GD non copre interamente il fabbisogno della rete locale.

5.7.3 Sovragerazione di potenza attiva e reattiva

Presentiamo la situazione del parco di generatori. Per le simulazioni presentate di seguito si è tornato ad implementare, per quanto riguarda il controllo di tensione, la logica di regolazione della potenza reattiva $Q = f(V)$.

Generatori

Generatore	Potenza attiva	Potenza reattiva
Sincrono	70 kW	20 kVAR
Sincrono 2	45 kW	20 kVAR
Inverter	40 kW	30 kVAR
Inverter 2	30 kW	30 kVAR

Tabella 5.19: Situazione del parco di generazione

Carichi

Carico	Potenza attiva	Fattore di potenza
Carico 1	30 kW	0,95
Carico 2	50 kW	0,92
Carico 3	10 kW	0,9
Carico Lontano	40 kW	0,92

Tabella 5.20: Potenza nominale dei carichi

Sbilanciamenti

Potenza attiva prodotta	Potenza reattiva prodotta	Potenza richiesta dai carichi (nominale)	ΔP	ΔQ
185 kW	100 kVAR	130 kW	40 kW	33 kVAR

Tabella 5.21: Flussi di potenza a regime

Caso base

Come ci aspetta le protezioni intervengono in qualche decimo di secondo. Non si riportano risultati essendo di scarso interesse.

Regolazioni attivate

La simulazione corrente si presenta ancora nella situazione di esportazione di potenza attiva, oltre che reattiva, e si configura quindi come critica. Si sottolinea come sia più lo sbilanciamento di potenza attiva ad essere problematico. Le protezioni infatti intervengono a in un tempo molto lungo. Come fatto precedentemente l'uso della caratteristica alternativa per il controllo della potenza reattiva (controllo del fattore di potenza) è consigliabile. L'esportazione di potenza reattiva in se può essere problematica perché implica che nella rete ci sia abbastanza produzione di reattivo da sostenere a tensione, ma è in primo luogo lo sbilanciamento di potenza attiva a dover essere sotto controllo.

Di fatto sono intervenute solo le protezioni delle macchine interfacciate alla sbarra più lontana. Si è creata una situazione di isola temporanea, che però non presenta parametri di rete soddisfacenti.

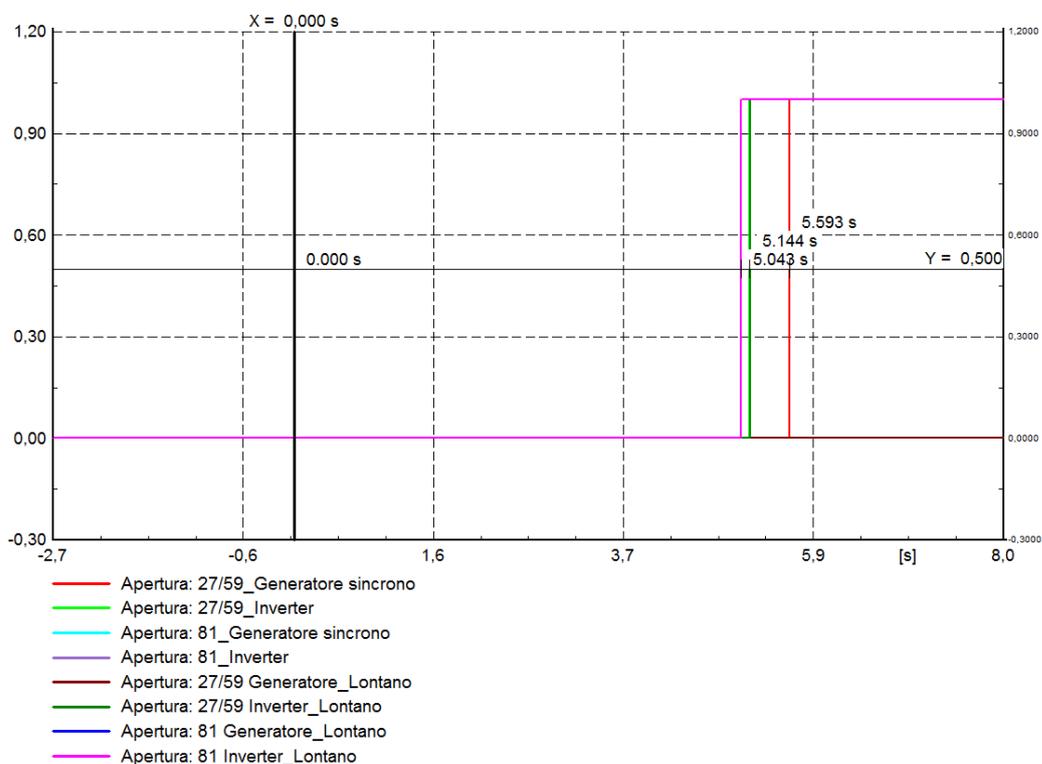


Figura 5.85: Operatività protezioni – regolazioni attivate

Configurando il sistema perché si metta in importazione di potenza attiva, ma in esportazione di potenza reattiva, il comportamento che si ottiene è molto simile.

Di fatto le macchine connesse alla sbarra più lontana subiscono il distacco per l'intervenuta minima tensione, ma il sistema nel suo complesso continua a rimanere in tensione in virtù del fatto che la caratteristica di droop per la potenza reattiva attua una sorta di regolazione che mantiene il sistema energizzato.

Come già esposto un accorgimento efficace consiste nell'utilizzare il controllo del fattore di potenza invece del controllo sulla potenza reattiva, in qualunque situazione in cui la rete sotto esame sia in condizione di esportazione, o quando gli sbilanciamenti presunti sono molto piccoli e quindi problematici.

5.8 Riassunto dei risultati ottenuti

Si presenta a questo punto un riassunto dei risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate. I risultati sono presentati in forma aggregata in modo da fornire uno sguardo d'insieme relativo al problema trattato.

Scenario	Caratteristiche implementate	Risultato ottenuto	Note
Importazione di potenza attiva	$P = f(f)$ $Q = f(V)$	OK	
Importazione di potenza attiva	$P = f(f)$ $\text{Cos}(\phi) = f(P)$	OK	
Esportazione di potenza attiva	$P = f(f)$ $Q = f(V)$	NO	Si instaura un regime di isola. Instabilità dei parametri di rete
Esportazione di potenza attiva	$P = f(f)$ $\text{Cos}(\phi) = f(P)$	OK	
Flusso di potenza attiva quasi bilanciato	$P = f(f)$ $\text{Cos}(\phi) = f(P)$	OK/NO	Si instaura un'isola temporanea
Sovraccarico di potenza reattiva	$P = f(f)$ $Q = f(V)$	OK	
Sovraccarico di potenza reattiva	$P = f(f)$ $\text{Cos}(\phi) = f(P)$	OK	Rispetto alla caratteristica $Q = f(V)$ meno versatilità in steady state ma influenza minore sulle protezioni di macchina
Sovragenerazione di potenza attiva e reattiva	$P = f(f)$ $Q = f(V)$	OK/NO	Si instaura un'isola temporanea
Sovragenerazione di potenza attiva e reattiva	$P = f(f)$ $\text{Cos}(\phi) = f(P)$	OK/NO	Si instaura un'isola temporanea. Instabilità dei parametri di rete

Tabella 5.22: Riassunto schematico dei risultati ottenuti

6 Conclusioni

In questo capitolo si vogliono tirare le somme sui risultati ottenuti, ritornando in parte sugli argomenti trattati nei primi capitoli. Lo scopo del presente lavoro si articola in varie direzioni. In primo luogo si è voluto offrire una panoramica sulla situazione della generazione distribuita a livello italiano, integrandola con degli specifici criteri classificativi applicabili agli impianti. In secondo luogo si è voluto sviluppare un'applicazione suggerita da una normativa di recente adozione, da implementare su una particolare categoria di impianti per la generazione distribuita, i generatori rotanti. Tale categoria di impianti non è celebre come i convertitori statici, infatti delle applicazioni sviluppate non viene strettamente prescritta l'applicazione alle macchine rotanti, ma anche nell'ottica di sviluppi futuri si è voluto andare in questa direzione. In terzo luogo si è verificato se i generatori rotanti equipaggiati con le logiche di funzionamento descritte presentano problemi nel funzionamento sotto l'ottica molto specifica della sicurezza nell'esercizio.

Le logiche implementate infatti hanno la caratteristica comune di adattare l'erogazione di potenza attiva o reattiva del generatore in funzione dei parametri di rete, ma questo modo di procedere implica la possibilità di modificare i parametri di rete stessi, soprattutto in situazioni nelle quali una piccola porzione di rete in bassa tensione rimane isolata, e molto più dipendente nei suoi parametri fondamentali dal comportamento delle unità di generazione interfacciate con essa.

Sono state eseguite svariate simulazioni all'interno dell'ambiente PowerFactory, ognuna di esse calibrata in modo da esplorare una possibile specifica causa di criticità, variando le condizioni di generazione e di assorbimento. Si è cercato di evidenziare le situazioni più critiche, focalizzandosi in particolare sulla gestione degli sbilanciamenti. Analizzando la rete che si è scelto come caso rappresentativo alla stregua di un carico equivalente, si è proceduto variando gli sbilanciamenti tra i flussi di potenza attiva e reattiva tra la rete stessa e la rete di media tensione.

Lo scopo di ogni simulazione è stato la verifica dell'operatività delle protezioni di macchina. Si è trattato quindi di verifiche effettuate sul funzionamento di componenti esclusivamente su base locale. Tale affermazione vale anche per l'operatività delle logiche di controllo descritte dalla normativa. Il risultato di ogni test è stato considerato positivo qualora dopo l'evento di perdita di rete, ovvero l'apertura dell'interruttore in cabina secondaria, le protezioni di macchina abbiano provveduto a rilevare il guasto e disconnettere tutti i generatori dalla rete di bassa tensione. Il risultato è stato considerato negativo qualora un generatore rimanesse connesso e continuasse ad immettere in rete potenza, dando origine ad un'isola indesiderata, oppure qualora l'intervento delle protezioni sia stato tardivo, consentendo di fatto svariati secondi di funzionamento in isola.

Le verifiche appena descritte sono state eseguite, in prima approssimazione, con una rete molto semplice, che si potrebbe definire di prova. Tale semplicità è risultata utile per consentire una rapida variazione dei parametri di generazione ed assorbimento da una simulazione all'altra, ed inoltre ha offerto la possibilità di focalizzarsi sullo studio della

dinamica di erogazione del generatore, rendendo più facilmente osservabili i risultati di interesse.

Successivamente si sono svolte delle simulazioni utilizzando la stessa rete ma con alcuni elementi aggiuntivi, allo scopo di introdurre un maggiore realismo nelle prove. In particolare si sono introdotti elementi quali cadute di tensioni importanti dovute all'estensione delle linee, carichi più severi, più di un generatore. La presenza di più di un generatore sulla rete ha consentito di verificarne il comportamento quando sono costretti ad interagire tra loro. Particolare attenzione in questo senso è stata posta all'introduzione dei convertitori statici, che rappresentano oggi la maggior parte degli impianti di generazione distribuita.

I risultati ottenuti dalle varie prove effettate portano alla conclusione che le logiche adottate nella maggior parte dei casi, ovvero nelle situazioni di esercizio più frequenti, non inficiano la sicurezza nella fornitura del servizio. Si è visto che è preferibile utilizzare la logica di controllo della potenza reattiva piuttosto che quella di regolazione de fattore di potenza, in quanto garantisce prestazioni in genere migliori. Nel caso particolare in cui la rete sia fortemente attiva, e i flussi di potenza siano quasi bilanciati, è invece preferibile la seconda.

La situazione più critica rilevata riguarda una rete in esportazione di potenza attiva, nel qual caso è probabile l'instaurarsi di un'isola in caso di distacco dalla rete principale. Una possibile soluzione per ovviare a queste criticità potrebbe essere un protocollo di comunicazione tra la cabina secondaria e gli impianti GD ad essa sottesi, con la funzione di disattivare le logiche di controllo se il flusso di potenza in cabina secondaria presenta la tendenza ad attestarsi all'equilibrio. Si ritiene di specificare che in casi particolari, come quello descritto poco sopra, è la condizione della rete ad essere pericolosa in se, e tale criticità va affrontata considerando l'uso di sistemi di protezione più sofisticati di quelli previsti per i generatori connessi alle reti di distribuzione.

7 Bibliografia

- N. Jenkind, G. Strubac and J. Ekanayakr, *Distributed Generation*, United Kingdom, Institution of Engineering and Technology, 2010
- CEI, *CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*, rev. 2 Dicembre 2012
- CEI, *CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*, rev. 3 Dicembre 2012
- CESI – Ricerca di sistema, *Controllo della rete MT per il funzionamento in isola accidentale o intenzionale*, 2005
- Terna, *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2012*, 2012
- GSE, *Rapporto statistico 2012 – Impianti a fonti rinnovabili*, 2013
- Cao Yuan, Ma Jin, *Research PID Parameters Optimization of Synchronous Generator Excitation Control System*, 2010
- Ivan Jadric, Dusan Borojevic, Martin Jadic, *Modeling and Control of a Synchronous Generator with an Active DC Load*, 2000
- A.C. Lopes, A.C. Nascimento, J.P.A. Vieira, M.V.A. Nunes, U.H. Bezerra, *Reactive Power Control of Direct Drive Synchronous Wind Generators to Enhance the Low Voltage Ride-Through Capability*, IREP 2010

- R. Brundlinger, Benoit Bletterie, *Unintentional islanding in distribution grids with a high penetration of inverter-based DG: Probability for islanding and protection methods*, 2011
- R. Caldon, M. Coppo, R. Sgarbossa, L. Sgarbossa, R. Turri, Department of Industrial Engineering, University of Padova, *Risk of unintentional islanding in LV distribution networks with inverter-based DGs*, 2013
- Marelli Motori, *MEC-100 Sistema digitale di regolazione – modello matematico*, 2009
- Riccardo Sgarbossa, Tesi di laurea magistrale – Università degli studi di Padova, *Modello di sistemi di protezione e procedure di selezione automatica del tronco di guasto per reti di distribuzione attive*, 2012
- Manuale Tecnico del software DIgSILENT PowerFactory ver. 14.1
- Spoljaric, Zeljko, Miklosevic & Jerkovic, Vedrana, Department of Electromechanical Engineering – University of Osijek, *Synchronous Generator Modeling Using Matlab*, 2008