

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

**POLITECNICO DI MILANO**

**Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica**

**Dipartimento di Elettrotecnica**



Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete  
BT.

Relatore: Prof. Maurizio Delfanti

Correlatore: Ing. Ettore De Berardinis

Tesi di Laurea Specialistica di:

Stefano G. Passoni

Matr. 755211

Anno Accademico 2010 / 2011

## Indice

Indice .....	2
1. Introduzione .....	4
2. Generalità delle reti di distribuzione in bassa tensione .....	5
2.1 Struttura delle reti e impatto della generazione distribuita .....	5
2.2 Variazioni di tensione .....	7
2.3 Altri aspetti dell'impatto della generazione diffusa sulle reti elettriche.....	8
2.4 Norma EN 50160 .....	9
3. Rete BT.....	10
3.1 Feeder A.....	11
3.2 Feeder B.....	13
3.3 Feeder C.....	14
4. Carico.....	15
4.1 Andamento del carico in funzione del tempo .....	16
5. Generazione.....	22
6. Scenari di rete.....	25
6.1 Configurazione A .....	29
6.2 Configurazione B.....	30
7. Regolazione della tensione e relative logiche di controllo.....	33
7.1 Controllo locale (LC) .....	34
7.1.1 Controllo automatico del funzionamento a $\cos\phi=f(P)$ .....	34
7.1.2 Controllo automatico dell'erogazione di potenza reattiva secondo una caratteristica di tipo $Q = f(V)$ .....	36
7.1.3 Limitazioni sulla potenza attiva generata.....	40
7.2 Controllo Centralizzato (CC) .....	45
7.2.1 Logica di controllo e scelta dei BG (Best Generator).....	53
8. Simulazioni delle varie tipologie di regolazione della tensione .....	61
8.1 Controlli Locali .....	61
8.1.1 $\cos\phi = f(P)$ .....	61
8.1.2 $Q = f(V)$ di tipo A.....	65
8.1.3 $Q = f(V)$ di tipo B .....	71
8.1.4 Confronto tra le regolazioni che prevedono la variazione della sola potenza reattiva.....	75
8.1.5 Influenza del rapporto R/X sulle regolazioni di potenza reattiva.....	76
8.1.6 Limitazione della potenza attiva.....	80

8.2 Confronto tra le varie tipologie di regolazione locale .....	100
8.3 Controllo Centralizzato .....	102
8.4 Simulazioni dell'implementazione delle varie tipologie di controllo su un arco temporale annuale. ....	110
8.4.1 Rete In assenza di controllo della tensione .....	110
8.4.2 Controllo locale della tensione mediante la riduzione della sola potenza attiva da parte della GD .....	112
8.4.3 Regolazione locale della tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva $Q = f(V)$ di tipo A e di una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A..	113
8.4.4 Regolazione locale della tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva $Q = f(V)$ di tipo A e di una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B..	117
8.4.5 Controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica $Q = f(V)$ di tipo A.....	120
8.4.6 Confronto tra le varie tipologie di controllo.....	122
9. Conclusioni .....	126
9.1 Simulazioni atte a verificare l'efficacia dei controlli in situazioni critiche di rete: .....	126
9.2 Simulazioni su base annuale atte all'analisi dei controlli per quanto riguarda gli aspetti energetici .....	128
Appendice A (Norma CEI 021) .....	130
Componenti degli impianti di produzione:.....	130
Caratteristiche della rete:.....	130
Caratteristiche di funzionamento dei generatori:.....	130
Capabilità dei convertitori: .....	132
<b>LVFRT:</b> .....	133
SPI (sistema di protezione d'interfaccia):.....	134
Bibliografia.....	137

## 1. Introduzione

La gestione dei profili di tensione lungo le linee BT, qualora siano connesse consistenti quantità di Generazione Diffusa (GD), può rappresentare un aspetto critico per le reti di distribuzione, sia per quanto riguarda la qualità del servizio, sia per quanto concerne la limitazione del livello di penetrazione della GD stessa.

La norma EN 50160 impone infatti al distributore di mantenere la tensione in ogni nodo della rete entro un intervallo compreso tra il  $\pm 10\%$  del valore nominale ed il distributore, oggi, “regola” la tensione sulla sbarra BT a valori fissi e basati generalmente sulla ipotesi che tutti i carichi collegati siano passivi. Ciò può portare ad una situazione critica del sistema elettrico che deve essere adeguatamente fronteggiata, in modo da garantire il rispetto della norma EN 50160 ed al tempo stesso mantenere il più alto possibile il livello di penetrazione della GD nelle reti BT. Ciò può essere ottenuto richiedendo ai generatori un controllo “evoluto” in grado di controllare, per quanto possibile, la tensione nel punto di consegna. In aggiunta, una logica di controllo di tipo “centralizzato” può essere utilizzata in presenza di una rete di comunicazione e di applicativi finalizzati al controllo della tensione in grado di gestire al meglio il mix comprendente la generazione diffusa e il carico presente sulla rete BT.

Lo studio è finalizzato all’individuazione di una possibile strategia di controllo della tensione da realizzare nei generatori connessi alla rete BT. A tal fine:

1. saranno individuate alcune reti BT che possano essere rappresentative della realtà italiana,
2. sarà realizzato un modello di rete BT sotteso ad una cabina secondaria (CS), compresi i modelli di carico e di generatori di tipo fotovoltaico,
3. saranno individuate alcune strategie di controllo della tensione basate sulla misura di grandezze nel punto di connessione (Local Control, LC ),
4. saranno individuate alcune strategie di controllo della tensione ipotizzando la presenza di un controllo centralizzato (Centralized Control, CC).

Il modello di rete realizzato e le strategie di controllo “locale” e “centralizzata” saranno verificati attraverso opportune simulazioni per valutarne l’impatto e l’efficacia sulla rete BT.

## 2. Generalità delle reti di distribuzione in bassa tensione

### 2.1 Struttura delle reti e impatto della generazione distribuita

Le reti di distribuzione BT sono state finora progettate ed esercite come reti radiali e passive. Con queste condizioni, i profili di tensione lungo le linee che collegano le cabine secondarie (MT/BT) agli utenti finali presentano un andamento monotono decrescente (vedi Fig.1 e Fig.2).

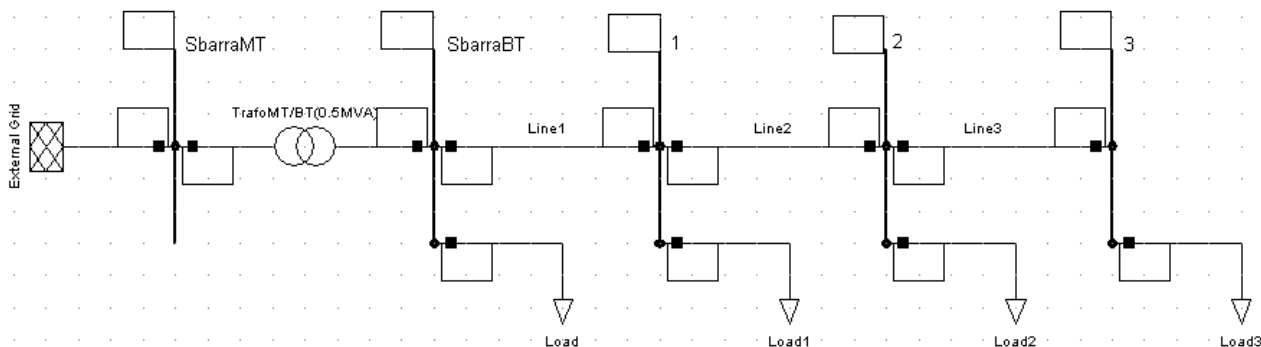


Figura 1. Tipica struttura di rete radiale passiva

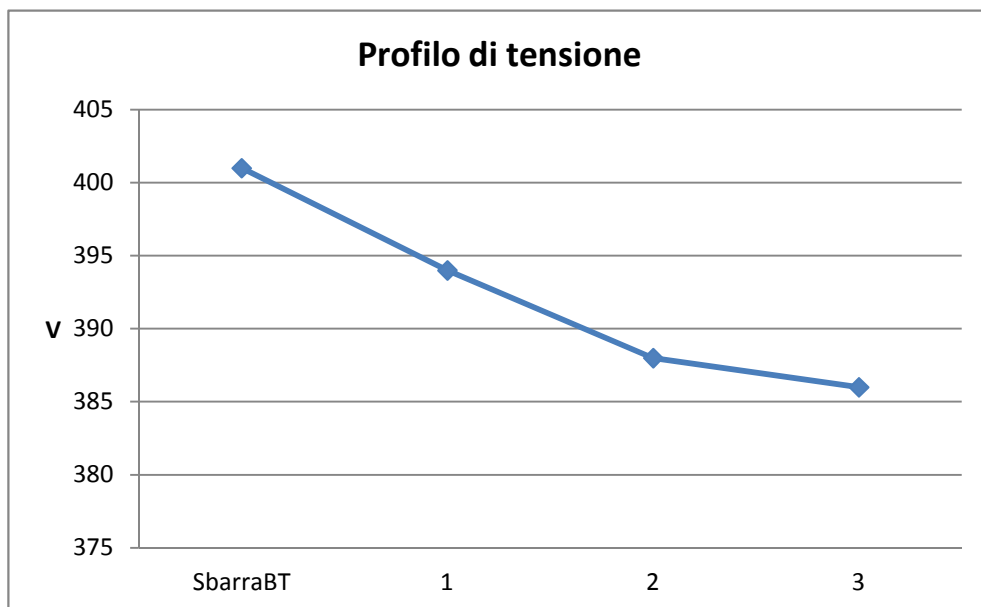


Figura 2. Esempio di profilo di tensione della rete proposta in Figura 1

In questi ultimi anni, con l'avvento della GD (in particolare per la bassa tensione ci riferiamo agli impianti fotovoltaici), l'ipotesi di rete passiva non è più verificata nella realtà ed una consistente penetrazione della

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

GD può far variare i profili di tensione lungo le linee distributrici. Si noti che essendo in una rete BT, la resistenza delle linee di distribuzione non è trascurabile e anche le iniezioni di potenza attiva contribuiscono all'innalzamento della tensione lungo il feeder.

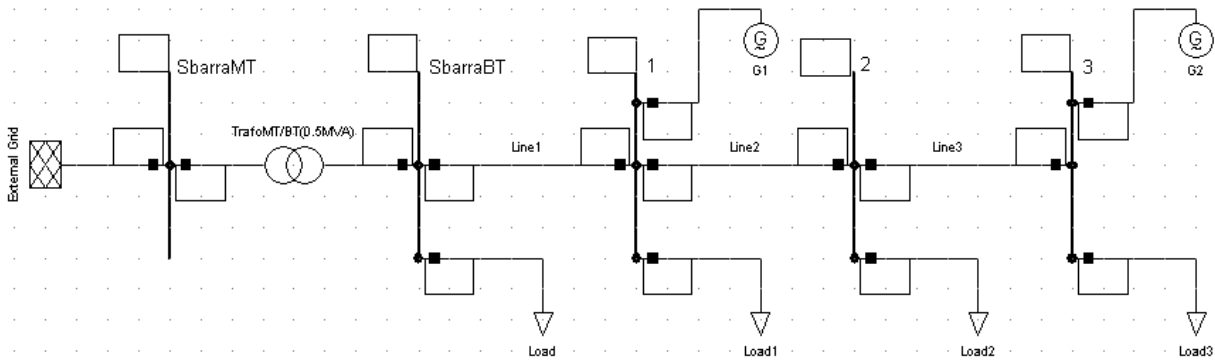


Figura 3. Struttura di rete in presenza di GD

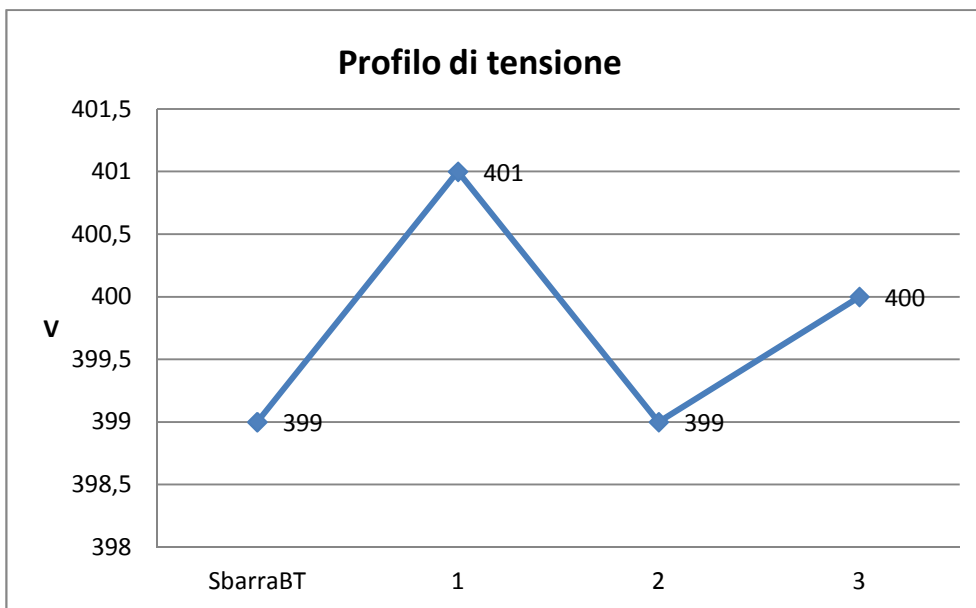


Figura 4. Esempio di profilo di tensione della rete proposta in Figura 3

Nel caso in cui si assista a consistenti potenze iniettate è possibile quindi assistere ad un innalzamento di tensione tale da arrivare a superare i limiti previsti dalla norma EN 50160. Esisterà quindi, per ogni linea, un livello massimo di potenza immessa da tutta la GD, oltre il quale si uscirà dal range di tensione ammissibile (HC, Hosting Capacity).

Attualmente, gli impianti fotovoltaici sono connessi in rete tramite inverter che iniettano solo potenza attiva in rete (fattore di potenza pressoché unitario) ed il loro contributo alla regolazione di tensione, quindi, potrebbe essere ottenuto solamente diminuendo la produzione dell'impianto. Ai fini di un ottimale ed efficiente controllo della tensione, è necessario utilizzare, per la connessione in rete dei generatori,

inverter in grado di controllare l'immissione e il prelievo di potenza reattiva (norma CEI 0-21) e, proprio interfacciando gli impianti fotovoltaici alla rete con questi convertitori, è possibile lo sviluppo di logiche di controllo che eviterebbero, o diminuirebbero, la riduzione della produzione di potenza attiva ai fini del controllo della tensione, agendo in primo luogo sul flusso di potenza reattiva e poi, solo in caso di necessità, su quello di potenza attiva.

E' da sottolineare come la sensibilità della tensione nei nodi alle iniezioni di potenza (attiva e reattiva) aumenti all'allontanarsi dalla sbarra BT, la cui tensione si suppone fissa. Infatti:

$$\Delta E = R \Delta P + X \Delta Q \text{ (valori in p.u.)}$$

#### Equazione 1

I parametri R e X aumentano all'aumentare della distanza del nodo preso in considerazione dalla partenza della linea e quindi saranno proprio i punti verso la fine del feeder i più critici per la regolazione di tensione.

## 2.2 Variazioni di tensione

L'introduzione della GD nelle reti BT è quindi determinante per quanto concerne l'andamento dei profili di tensione nel tempo. E' possibile distinguere due tipi di variazioni:

- variazioni rapide di tensione
- variazioni lente di tensione

S'intendono variazioni rapide di tensione quelle verificatesi durante i transitori e sono conseguenti a improvvisi attacchi e distacchi di carico, per quanto riguarda gli utenti passivi, e all'inserzione o al distacco di generatori. Nel caso di generazioni connesse in rete mediante inverter, transitori significativi si verificano in caso di repentini distacchi oppure nel passaggio di nuvole che diminuiscono l'irraggiamento, mentre per quanto riguarda la messa in parallelo non si assiste a fenomeni di rilievo. Generalmente l'entità di questo tipo di variazioni è in funzione:

- della distanza elettrica (intesa in termini d'impedenza) del nodo dalla sbarra BT. Come già detto in precedenza, avvicinandosi al fondo della linea (al crescere della distanza elettrica), le variazioni di tensione aumentano di valore.
- della variazione di potenza iniettata in rete dal generatore
- della potenza di cortocircuito della rete (si può affermare che all'aumentare della potenza di cortocircuito della rete le variazioni si riducono).

Con variazioni lente di tensione, s'intendono le variazioni del valore delle tensioni nei diversi nodi a regime. Esse sono causate dalla variazione di carico e/o di generazione e, come per le variazioni rapide, crescono di valore (a parità di variazione di potenza) allontanandosi dalla sbarra BT della cabina secondaria. In assenza di GD, problemi dovuti alle variazioni lente di tensione si verificano nei periodi di alto carico (nei quali le elevate cadute di tensione in linea abbassano troppo la tensione d'alimentazione degli utenti finali). Introducendo la GD, eventuali problemi possono insorgere nel caso in cui le iniezioni di potenza alzino i profili di tensione oltre i valori ammessi dalle norme. Durante il nostro studio ci concentreremo su questo tipo di variazioni, soffermandoci quindi su quelle lente e tralasciando quelle rapide.

## 2.3 Altri aspetti dell'impatto della generazione diffusa sulle reti elettriche

Oltre alla variazione dei profili di tensione, l'introduzione della GD comporta altri aspetti che, pur non essendo legati al controllo della tensione, vale la pena presentare.

Prendendo in considerazione una linea radiale, in caso di cortocircuito, ogni generatore della GD fornisce un contributo alla corrente di cortocircuito nella sezione di guasto. Di conseguenza, la nuova corrente di corto circuito che interessa le protezioni in testa linea deve essere oggetto di verifica in modo da non avere interventi intempestivi delle protezioni stesse.

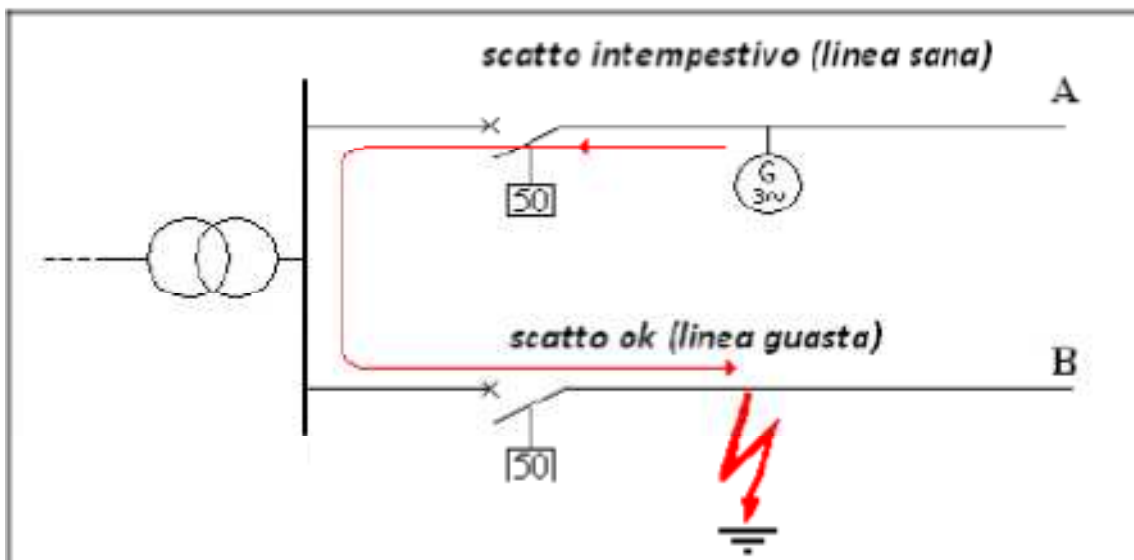


Figura 5. Esempio di scatto intempestivo a causa della GD

Riferendoci alla figura 5, nel caso in cui la corrente di corto fornita dal generatore connesso al feeder A sia tale da creare un contributo di corrente al guasto maggiore della corrente di taratura della protezione della stessa linea A, tale protezione interverrà, pur non essendo il feeder A quello interessato dal guasto, dando quindi luogo ad uno scatto intempestivo. Nelle reti BT questo aspetto può essere trascurato, dato la grandissima maggioranza dei generatori è interfacciata in rete tramite inverter, i quali limitano naturalmente la corrente in uscita ( $I_{max} = 1,2 - 1,3 * I_{nom}$ ). Nel caso in cui si abbiano linee invece generatori rotanti connessi in rete (es. mini-idroelettrico) questa problematica può essere significativa ed è necessario eseguire verifiche ad hoc.

Un'ulteriore tematica attinente all'introduzione della GD è quella riguardante il funzionamento in isola indesiderato. Nel caso in cui avvenga lo scatto della protezione di un feeder (a monte) oppure che sia aperto l'interruttore di linea, la presenza di generatori a valle può mantenere in tensione la linea. Questo tipo di funzionamento è indesiderato dato che il mantenimento della tensione lungo il feeder impedisce l'intervento degli operatori sulla linea, il rilevamento e l'estinzione del guasto ed infine la tensione consegnata agli utenti non è più sotto il controllo del Distributore. Quindi, i generatori che compongono la GD vanno distaccati dalla rete in caso di guasto attraverso la protezione d'interfaccia (vedi capitolo "SPI (sistema di protezione d'interfaccia" dell'appendice A).

I generatori connessi devono inoltre essere immuni ai buchi di tensione e quindi soddisfare i requisiti di LVFRT (vedi capitolo "LVFRT" dell'appendice A).



## 2.4 Norma EN 50160

La norma EN 50160 è una norma europea (approvata dal CENELEC) che definisce le caratteristiche che deve avere la fornitura di energia elettrica nelle reti pubbliche dei vari stati europei. Essa indica quindi i limiti, massimi e minimi, di tensione entro i quali devono funzionare le nostre reti BT.

Tale norma definisce per il normale stato di funzionamento:

- la tensione nominale  $U_n$  per le reti BT, pari a 230 V (per le reti a quattro fili è da intendersi la tensione tra fase e neutro, mentre per quelle a tre fili è intesa come tensione tra fasi),
- i limiti entro ai quali la tensione può variare: la norma prevede che la tensione sia misurata sul valore medio di 10 minuti del valore efficace della tensione; tale valore deve rimanere compreso tra  $U_n+10\%$  e  $U_n-10\%$  per almeno il 95% delle misure nell'arco di una settimana, e deve essere compreso tra  $U_n+10\%$  e  $U_n-15\%$  per tutte le misure.

Nei controlli che verranno sviluppati porremo sempre la tensione massima ammissibile pari al 108% della tensione nominale a titolo cautelativo.

### 3. Rete BT

E' stata presa in considerazione una rete trifase reale, di tensione nominale (concatenata) pari a 380 V e di frequenza nominale pari a 50 Hz. Dalla sbarra BT (01) della cabina secondaria partono tre feeder che alimentano i carichi.

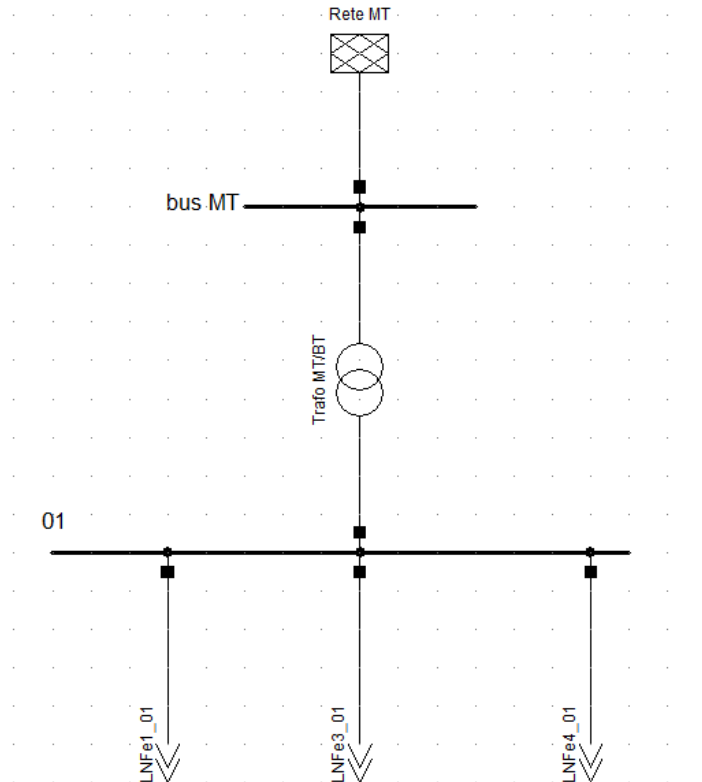


Figura 6. Rete BT

La potenza di cortocircuito della rete MT è pari a 300 MVA.

Il trasformatore (Trafo MT/BT) ha le seguenti caratteristiche:

- Potenza apparente nominale: 250 kVA;
- Tensione nominale primaria: 15 kV;
- Tensione nominale secondaria: 380 V;
- Tensione di cortocircuito percentuale: 4%;
- $\cos\phi$  di cortocircuito: 0.325;
- Corrente a vuoto percentuale: 3.61%;
- Perdite a vuoto: 0.65 kW;
- Collegamento degli avvolgimenti: Dyn;

Di seguito sono illustrati i tre feeder e sono espressi i valori delle resistenze e delle reattanze delle varie linee che li compongono. Si noti che come ipotesi semplificativa sono stati considerati nulli i parametri capacitivi delle linee.

### 3.1 Feeder A

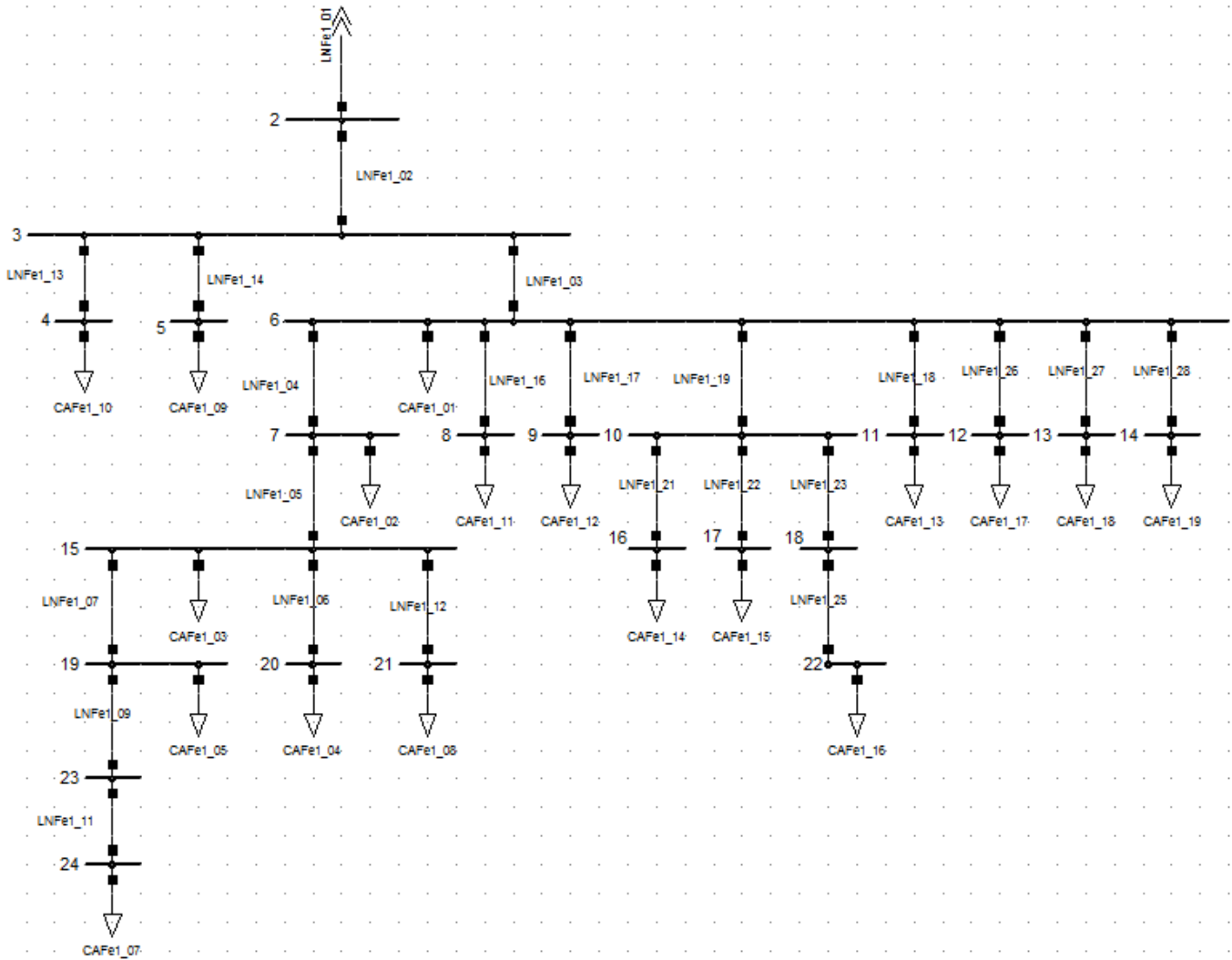


Figura 7. Feeder A

I parametri delle linee del feeder A sono i seguenti:

Nome Linea	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Lunghezza [km]
LNFe1_01	0,00001000	0,00001000	0,00100000
LNFe1_02	0,00899300	0,00161000	0,02300000
LNFe1_03	0,19584000	0,00646400	0,06400000
LNFe1_04	0,04740100	0,00749000	0,10700000
LNFe1_05	0,02303600	0,00364000	0,05200000
LNFe1_06	0,07265200	0,01148000	0,16400000
LNFe1_07	0,07265200	0,01148000	0,16400000
LNFe1_09	0,02157000	0,00318000	0,03000000
LNFe1_11	0,25080000	0,01320000	0,13200000
LNFe1_12	0,01836000	0,00054000	0,00600000
LNFe1_13	0,19584000	0,00646400	0,06400000
LNFe1_14	0,19584000	0,00646400	0,06400000
LNFe1_16	0,03366000	0,00111100	0,01100000
LNFe1_17	0,03366000	0,00111100	0,01100000
LNFe1_18	0,03366000	0,00111100	0,01100000
LNFe1_19	0,03366000	0,00111100	0,01100000
LNFe1_21	0,02754000	0,00090900	0,00900000
LNFe1_22	0,02754000	0,00090900	0,00900000
LNFe1_23	0,02754000	0,00090900	0,00900000
LNFe1_25	0,12320000	0,00360000	0,04000000
LNFe1_26	0,04740100	0,00749000	0,10700000
LNFe1_27	0,04740100	0,00749000	0,10700000
LNFe1_28	0,04740100	0,00749000	0,10700000

Tabella 1. Parametri del feeder A

### 3.2 Feeder B

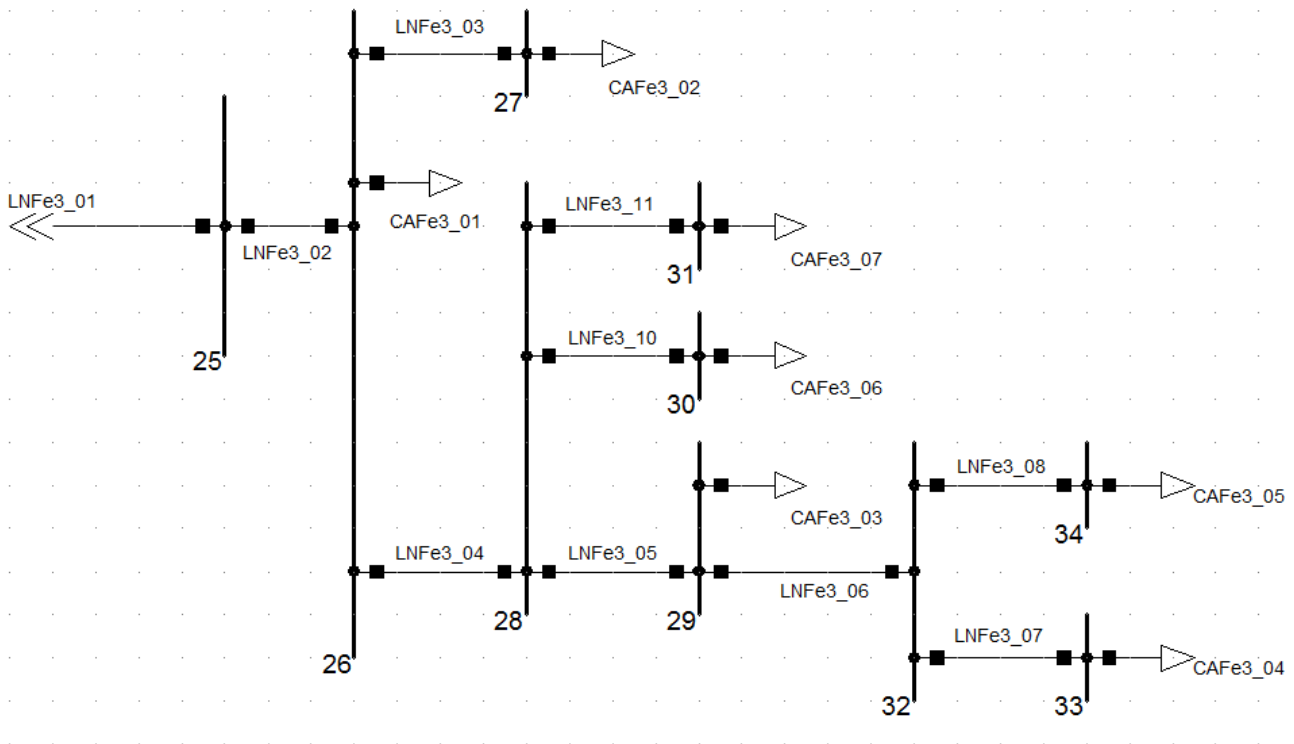


Figura 8. Feeder B

I parametri delle linee del feeder B sono i seguenti:

Nome Linea	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Lunghezza [km]
LNFe3_01	0,00001	0,00001	0,001
LNFe3_02	0,033704	0,008888	0,088
LNFe3_03	0,026588	0,00476	0,068
LNFe3_04	0,1064	0,0056	0,056
LNFe3_05	0,0076	0,0004	0,004
LNFe3_06	0,0342	0,0018	0,018
LNFe3_07	0,01224	0,00036	0,004
LNFe3_08	0,03696	0,00108	0,012
LNFe3_10	0,0475	0,0025	0,025
LNFe3_11	0,0475	0,0025	0,025

Tabella 2. Parametri del feeder B

### 3.3 Feeder C

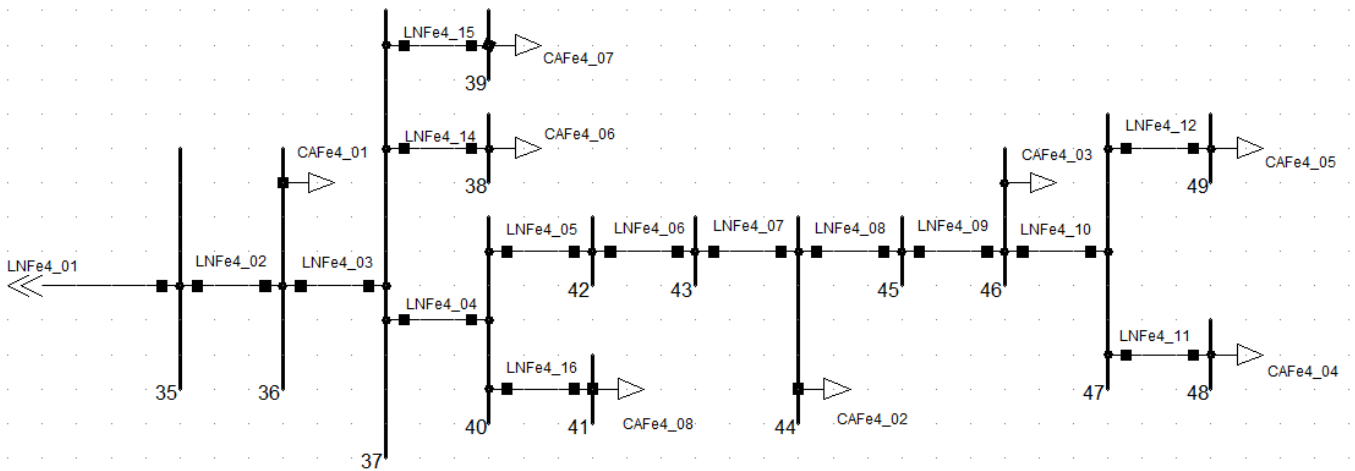


Figura 9. Feeder C

I parametri delle linee del feeder C sono i seguenti:

Nome Linea	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Lunghezza [km]
LNFe4_01	0,00001	0,00001	0,001
LNFe4_02	0,011718	0,00651	0,093
LNFe4_03	0,011214	0,00623	0,089
LNFe4_04	0,007308	0,00406	0,058
LNFe4_05	0,015414	0,00189	0,021
LNFe4_06	0,02448	0,000808	0,008
LNFe4_07	0,12546	0,004141	0,041
LNFe4_08	0,038	0,002	0,28
LNFe4_09	0,0494	0,0026	0,026
LNFe4_10	0,0912	0,0048	0,048
LNFe4_11	0,00306	0,00009	0,001
LNFe4_12	0,00306	0,00009	0,001
LNFe4_14	0,00126	0,0007	0,01
LNFe4_15	0,00126	0,0007	0,01
LNFe4_16	0,004284	0,00238	0,034

Tabella 3. Parametri del feeder C

#### 4. Carico

Al fine di semplificare l'analisi della rete, vengono fatte le seguenti ipotesi:

- Tutte le utenze vengono considerate funzionanti a fattore di potenza pari a 0,9;
- Tutte le utenze vengono considerate trifasi (si trascurano quindi gli squilibri dovuti ad un differente prelievo di potenza dalle diverse fasi, possibile in quanto la maggior parte delle utenze in bassa tensione è monofase);
- Tutte le utenze vengono considerate funzionanti alla medesima percentuale di carico rispetto alla propria potenza nominale (il rapporto  $\frac{P}{P_{nom}}$  è lo stesso per ogni utenza, tale rapporto verrà ricavato in seguito analizzando l'andamento del carico nel tempo)

Si presentano di seguito le potenze nominali dei carichi alimentati dalla nostra rete BT.

Nome Utenza	Potenza nominale [kW]	Nome Utenza	Potenza nominale [kW]
CAFe1_01	0,0033	CAFe1_19	0,0066
CAFe1_02	0,0017	CAFe3_01	0,006
CAFe1_03	0,0033	CAFe3_02	0,06
CAFe1_04	0,0066	CAFe3_03	0,0033
CAFe1_05	0,0017	CAFe3_04	0,0033
CAFe1_07	0,0033	CAFe3_05	0,005
CAFe1_08	0,0033	CAFe3_06	0,0033
CAFe1_09	0,0033	CAFe3_07	0,0033
CAFe1_10	0,0033	CAFe4_01	0,053
CAFe1_11	0,0033	CAFe4_02	0,0033
CAFe1_12	0,0033	CAFe4_03	0,0066
CAFe1_13	0,0033	CAFe4_04	0,0017
CAFe1_14	0,0033	CAFe4_05	0,0066
CAFe1_15	0,005	CAFe4_06	0,033
CAFe1_16	0,0033	CAFe4_07	0,0875
CAFe1_17	0,005	CAFe4_08	0,0017
CAFe1_18	0,005		

Tabella 4. Potenze nominali dei carichi

Osservando i valori soprastanti, si deduce che questa rete alimenta principalmente utenze di tipo domestico. Infatti, solo quattro dei carichi allacciati alla rete hanno una potenza nominale superiore a 10 kW. La potenza complessiva installata è pari a 345,5 kW ed è ripartita tra i vari feeder come segue:

	Potenza Feeder [kW]
Feeder A	67,9
Feeder B	84,2
Feeder C	193,4

Tabella 5. Ripartizione del carico tra i vari feeder

#### 4.1 Andamento del carico in funzione del tempo

Dall'osservazione delle potenze transitanti nel trasformatore della cabina secondaria è stato possibile ricavare gli andamenti del carico nel tempo. Più precisamente, è stata misurata la potenza ai morsetti del trasformatore ogni quarto d'ora, e sono stati definiti i profili di carico per giorni feriali, sabato e domenica. Dopodiché, per ridurre la quantità dei valori da analizzare è stato diviso l'anno in quattro trimestri e per ognuno di esso sono stati ricavati i profili di carico delle tre tipologie di giornata. Sono state ottenute le seguenti curve, che rappresentano la potenza in per unit rapportata alla potenza nominale del trasformatore della cabina.

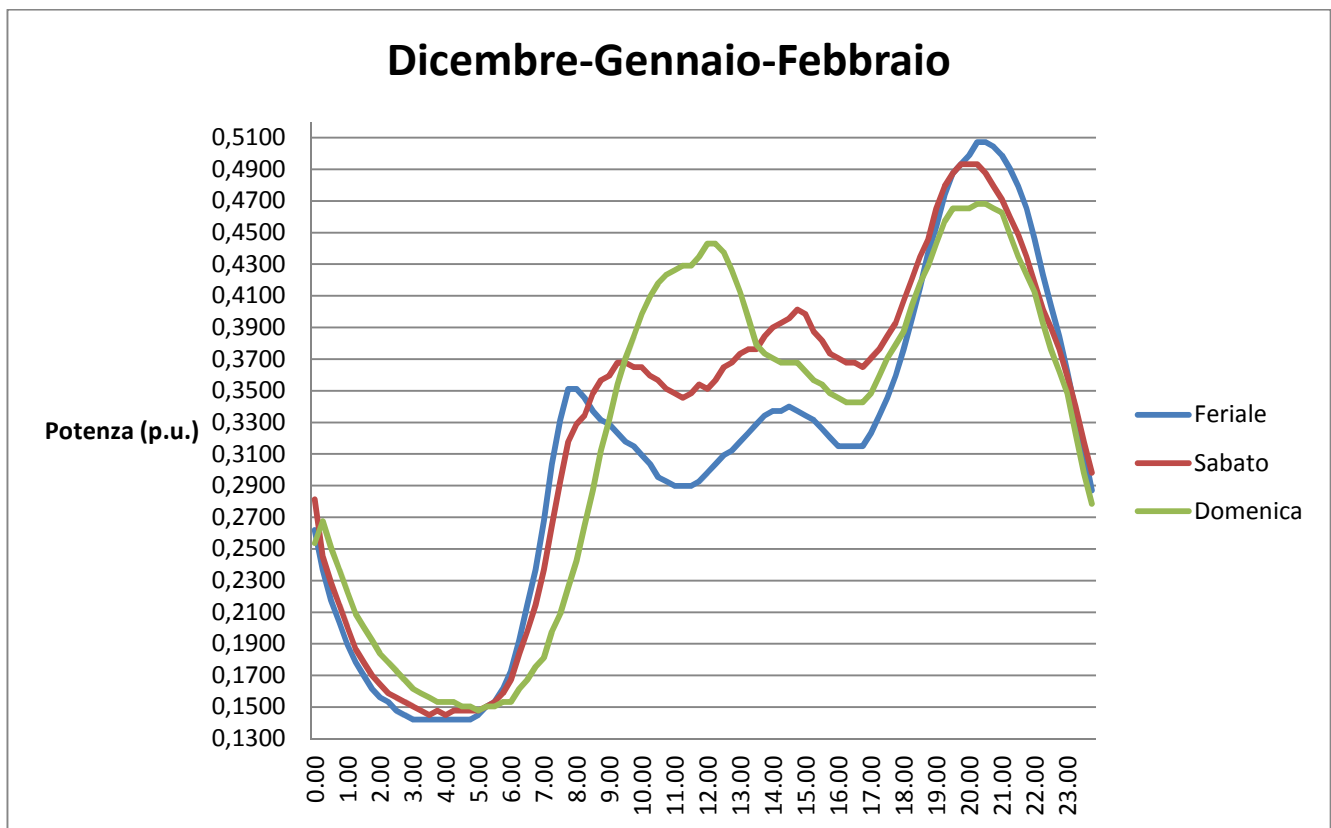


Figura 10. Andamento di carico nel trimestre Dicembre-Gennaio-Febbraio



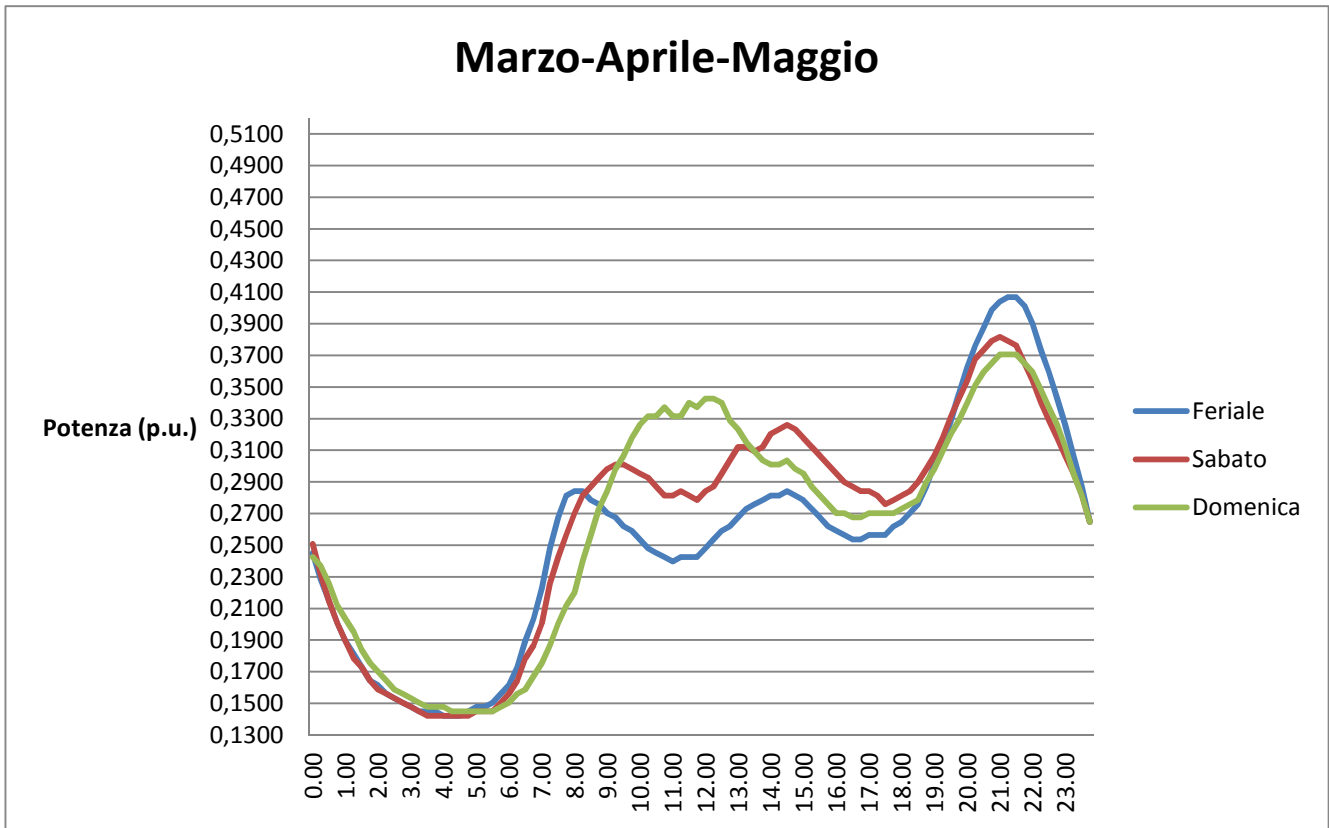


Figura 11. Andamento di carico nel trimestre Marzo-Aprile-Maggio

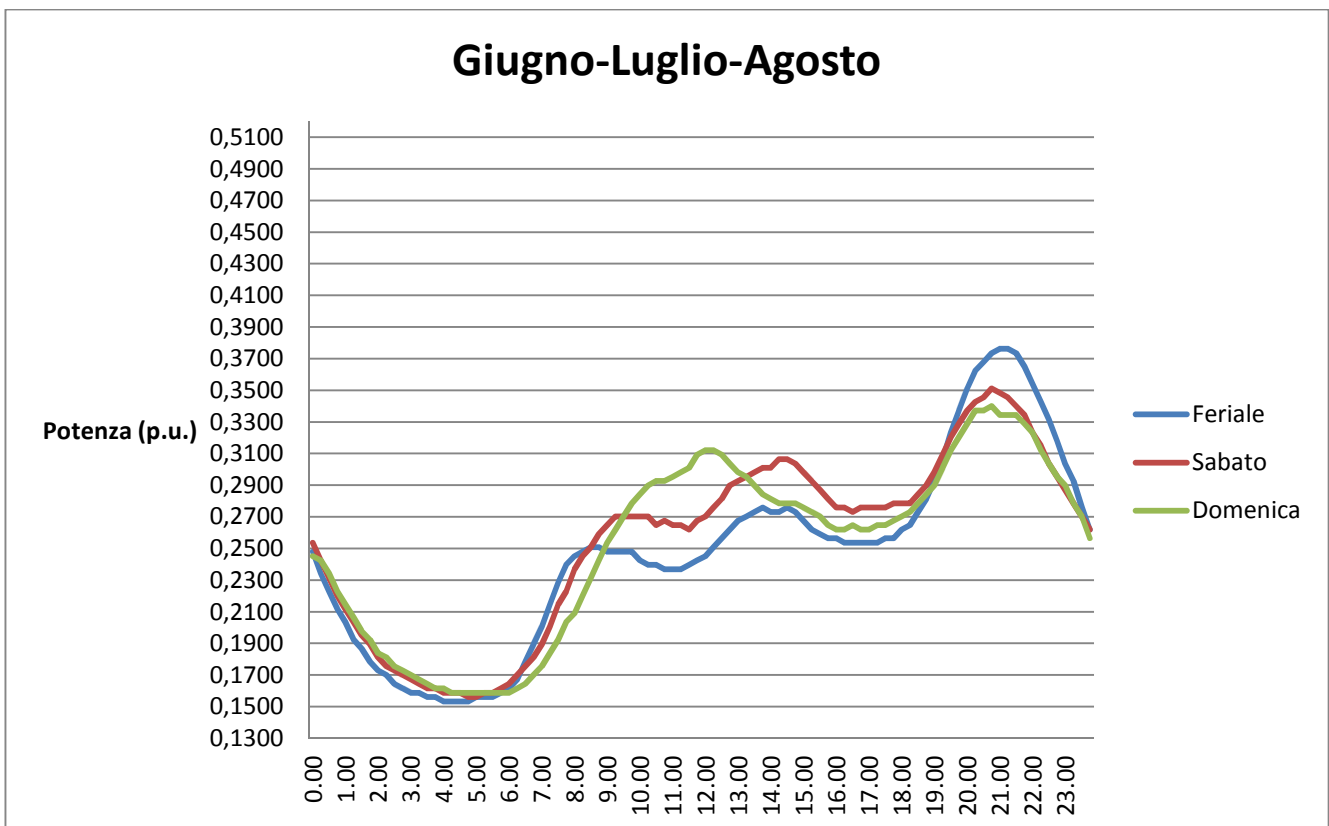


Figura 12. Andamento di carico nel trimestre Giugno-Luglio-Agosto

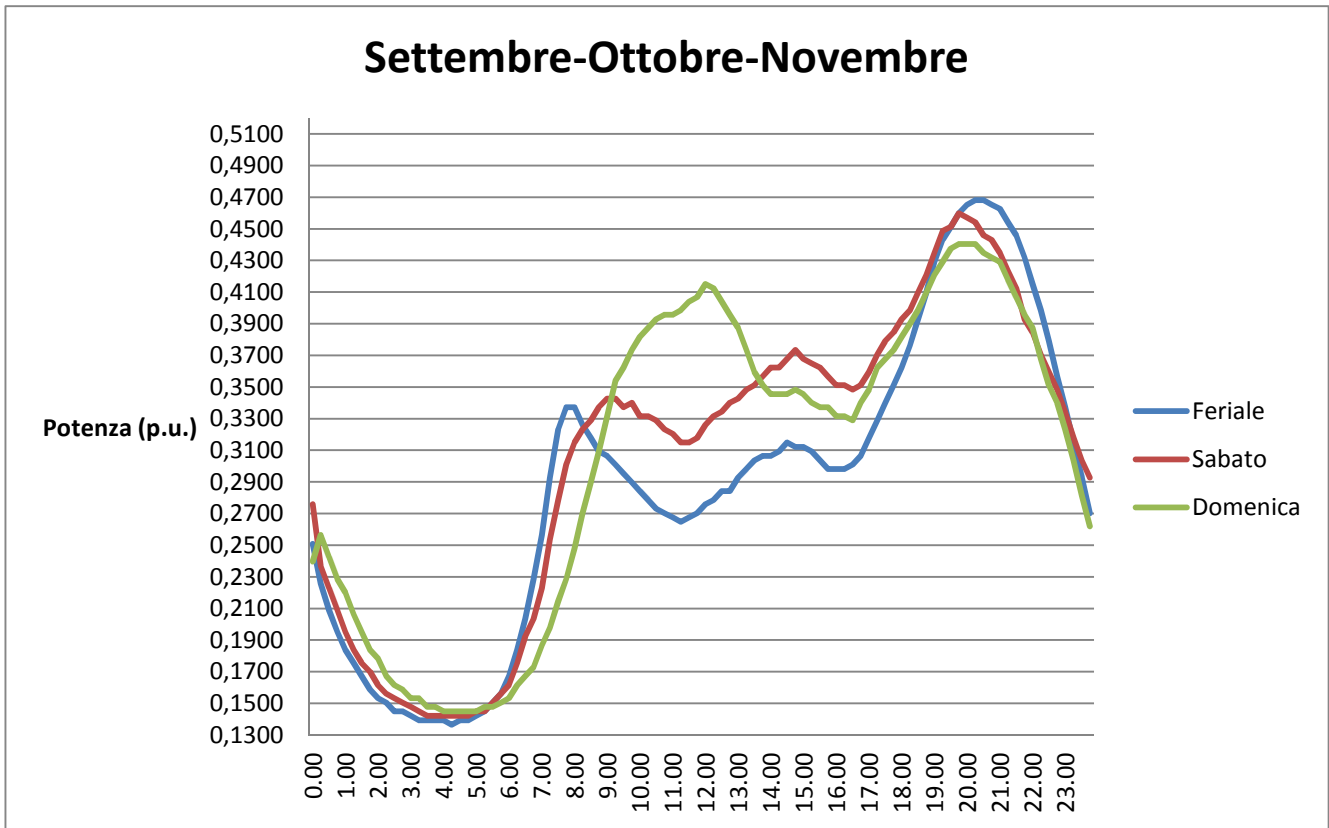


Figura 13. Andamento di carico nel trimestre Settembre-Ottobre-Novembre

Il valore massimo di potenza assorbita dal carico si riscontra nel trimestre composto da dicembre, gennaio e febbraio, e corrisponde ad un rapporto  $\frac{P}{P_{nom}}$  pari a 0.5071. Si è quindi definita la condizione di massimo carico rendendo possibile calcolare la potenza assorbita dalle varie utenze in tale situazione ( $P = P_{nom} * 0.5071$ ).

E' stato quindi possibile ricavare la seguente tabella:

Nome Utenza	Potenza nominale [kW]	Potenza Carico Alto [kW]	Nome Utenza	Potenza nominale [kW]	Potenza Carico Alto [kW]
CAFe1_01	3,3	1,673	CAFe1_19	6,6	3,347
CAFe1_02	1,7	0,862	CAFe3_01	6,0	3,043
CAFe1_03	3,3	1,673	CAFe3_02	60,0	30,426
CAFe1_04	6,6	3,347	CAFe3_03	3,3	1,673
CAFe1_05	1,7	0,862	CAFe3_04	3,3	1,673
CAFe1_07	3,3	1,673	CAFe3_05	5,0	2,536
CAFe1_08	3,3	1,673	CAFe3_06	3,3	1,673
CAFe1_09	3,3	1,673	CAFe3_07	3,3	1,673
CAFe1_10	3,3	1,673	CAFe4_01	53,0	26,876
CAFe1_11	3,3	1,673	CAFe4_02	3,3	1,673
CAFe1_12	3,3	1,673	CAFe4_03	6,6	3,347
CAFe1_13	3,3	1,673	CAFe4_04	1,7	0,862
CAFe1_14	3,3	1,673	CAFe4_05	6,6	3,347
CAFe1_15	5,0	2,536	CAFe4_06	33,0	16,734
CAFe1_16	3,3	1,673	CAFe4_07	87,5	44,371
CAFe1_17	5,0	2,536	CAFe4_08	1,7	0,862
CAFe1_18	5,0	2,536	Somma	<b>345,5</b>	<b>175,203</b>

Tabella 6. Potenze nominali e potenze nell'istante di massima utilizzazione dei carichi

Note le potenze assorbite dalle utenze in tale scenario di carico (il più critico in una rete BT radiale passiva, per quanto riguarda il controllo della tensione) è stato possibile lanciare un load-flow atto a verificare il corretto esercizio della rete, rivolgendo particolare attenzione ai profili di tensione e alle perdite. Inoltre si è voluto verificare che ogni singola linea non sia esercita in condizioni di sovraccarico. Il nodo di saldo è la sbarra MT a monte del trasformatore e la tensione in tale punto viene mantenuta pari a 1,05 (valore in per unit rispetto alla tensione nominale).

Si presentano di seguito i risultati del load-flow:

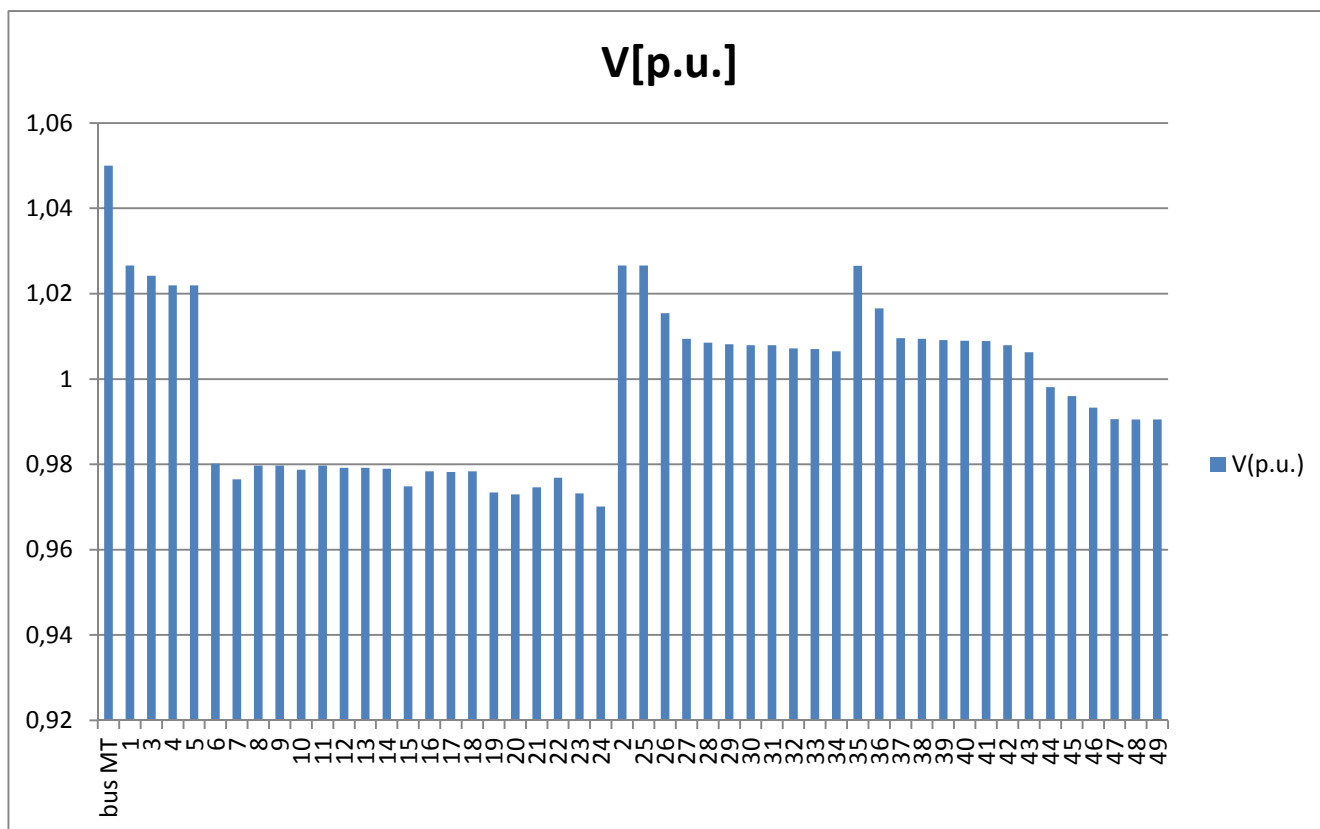


Figura 14. Profilo di tensione in condizione di carico massimo

Si nota che in ogni nodo della rete sono rispettati i limiti di tensione di corretto funzionamento, infatti la tensione in ogni nodo è compresa tra il 105% e 97% della tensione nominale.

Per quanto riguarda le perdite:

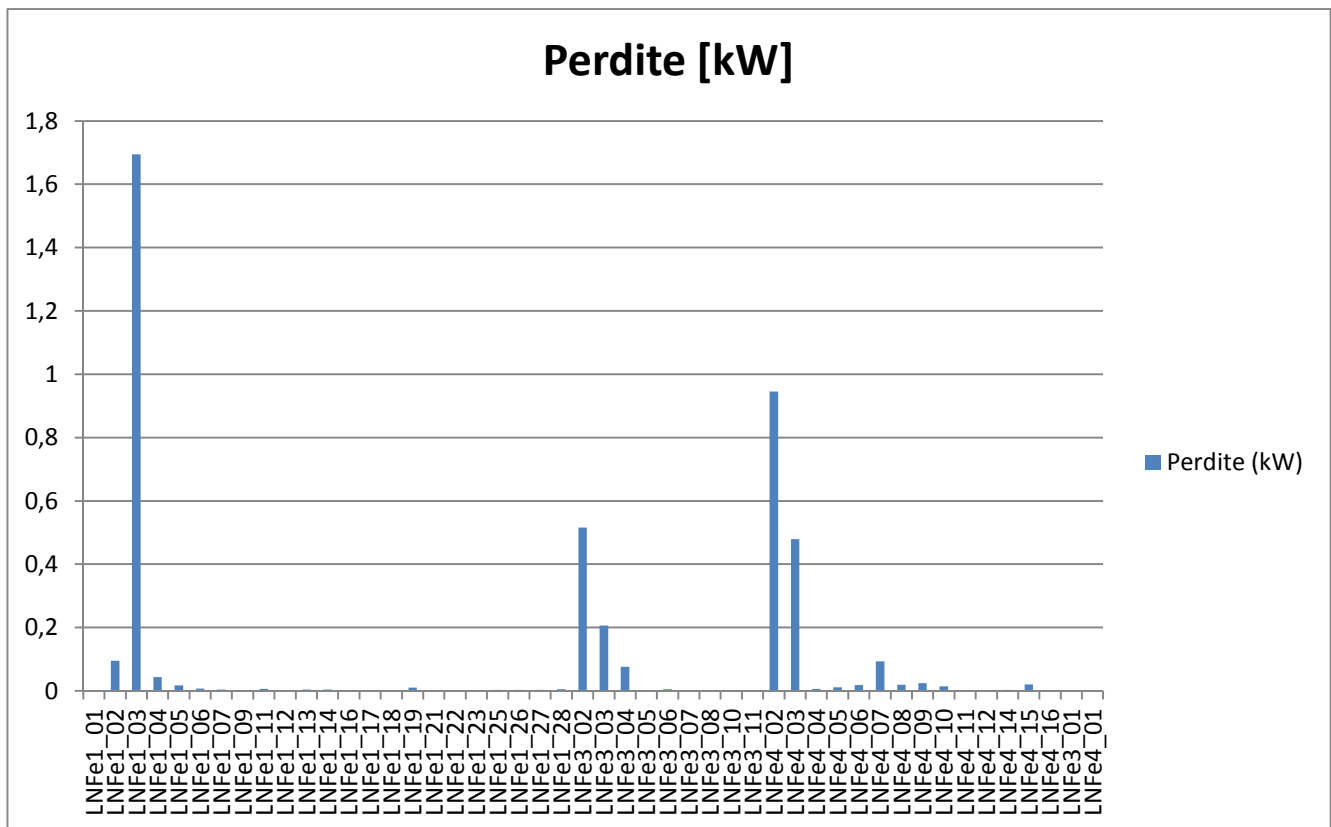


Figura 15. Valori delle perdite su ogni linea

Sommando le perdite di ogni singola linea si ottengono le perdite totali della nostra rete BT. In questo scenario di carico sono pari a 4,35 kW (pari a circa il 2,5% della potenza assorbita dai carichi, che è un valore più che accettabile).

Inoltre, ogni linea non funziona in condizione di sovraccarico (la corrente che fluisce in ciascuna linea non supera la corrispondente corrente nominale).

Avendo verificato il corretto funzionamento della rete nella sua configurazione passiva, sarà possibile utilizzarla come rete campione per lo svolgimento delle analisi che seguiranno.

## 5. Generazione

Per poter svolgere le simulazioni necessarie all'analisi delle varie strategie di controllo della tensione, è stata necessaria l'introduzione di utenze attive nella rete di test, le quali saranno modellizzate come generatori fotovoltaici.

Per poter introdurre le generazioni fotovoltaiche (PV) è necessario conoscere l'andamento della loro potenza nel tempo in modo da poterle comparare con le varie condizioni di carico e poter scegliere degli scenari di rete significativi per lo svolgimento delle nostre analisi. Da analisi sperimentali è stato possibile ottenere le seguenti curve.

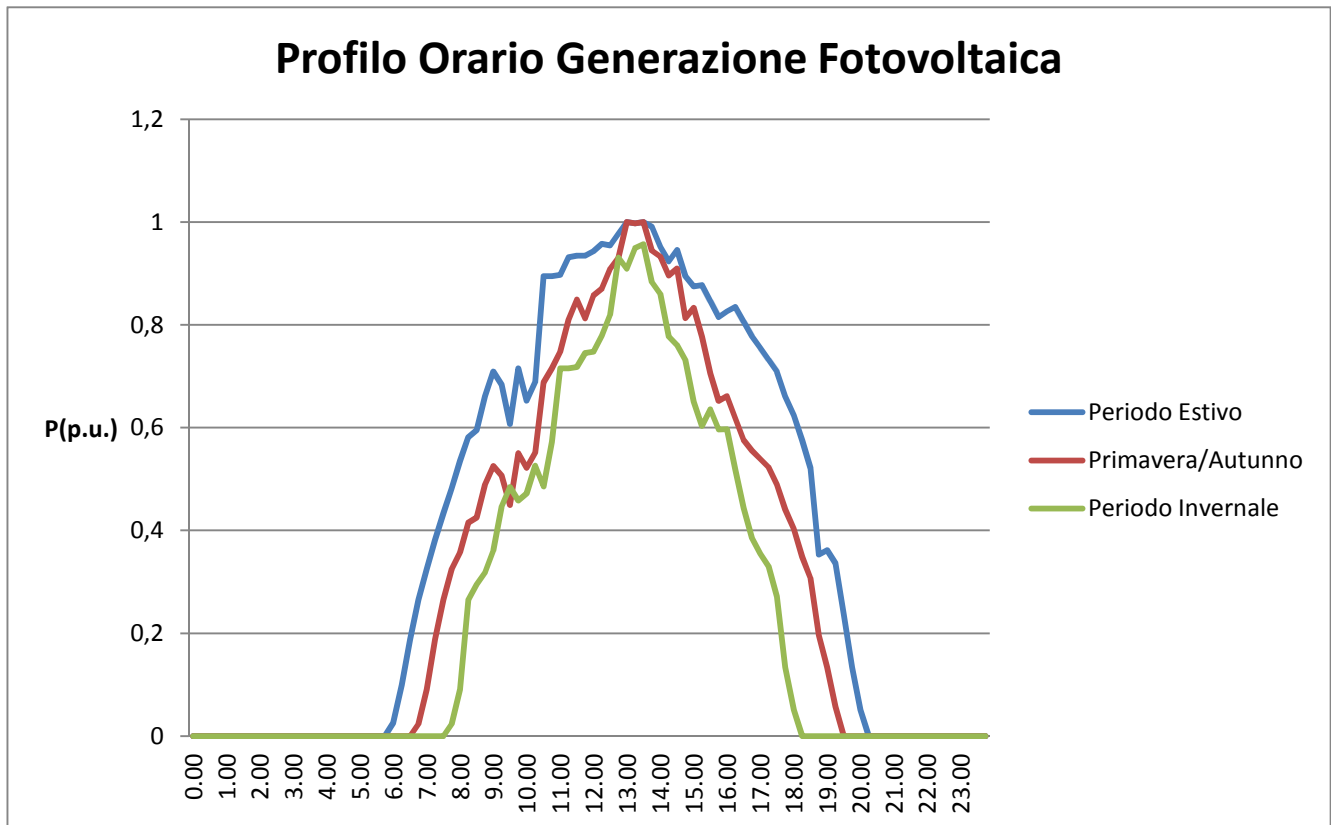


Figura 16. Profilo della potenza generata di un impianto fotovoltaico su base giornaliera

Tali andamenti sono stati ricavati da misure acquisite ogni quarto d'ora lungo l'intero corso dell'anno e, come si può notare dalla forma degli andamenti, tengono conto degli ombreggiamenti.

Oltre all'andamento temporale dei PV, per poter ipotizzare una sistemazione dei generatori nella rete, è importante tener conto di dove le generazioni saranno connesse in rete. Come già visto in precedenza, al crescere della distanza elettrica del punto di connessione del generatore dalla sbarra della cabina secondaria, aumenta l'influenza che tale generazione ha sui potenziali dei vari nodi della rete. Pare quindi logico, per poter contenere l'aumento di tensione derivante dalle iniezioni di potenza dei vari PV, connettere le utenze attive più vicine possibile alla cabina secondaria, soprattutto quelle di taglia superiore. Ciò, per ragioni logistiche ed economiche, non è sempre possibile e quindi è possibile che vengano allacciati in rete (tipicamente a fondo linea) delle generazioni che comportano marcati innalzamenti dei profili di tensione dei feeder. Sarà quindi utile ipotizzare due configurazioni di rete, una nella quale le generazioni di

taglia più elevata sono connesse a monte (configurazione A), e una per la quale la GD è distribuita casualmente lungo i feeder (configurazione B).

Si è scelto di installare PV esclusivamente su un feeder (Feeder B) per valutare l'effetto di una linea attiva su altre passive alimentate dalla medesima cabina secondaria<sup>1</sup>.

Una volta scelti arbitrariamente i punti di connessione dei vari generatori, sono state definite le potenze nominali delle generazioni stesse (esse sono state ipotizzate di valore tale per cui, lungo il feeder, vengano superati i limiti di tensione previsti dalle norme, in modo da poter verificare l'efficacia dei controlli di seguito proposti). Si è quindi ottenuto il seguente assetto di rete:

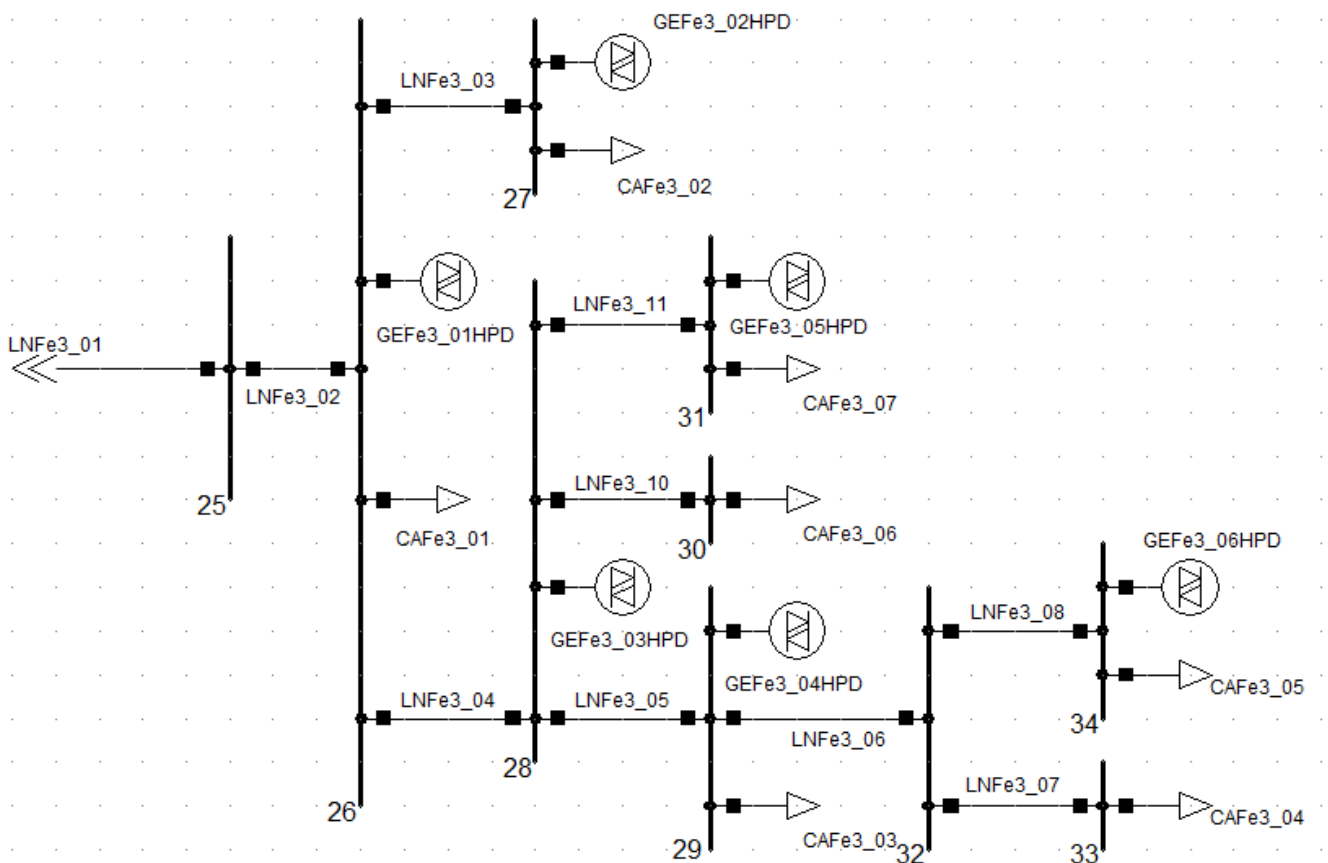


Figura 17. Feeder B in presenza di GD

<sup>1</sup> Si attende che tale influenza sia limitata. La variazione di corrente del feeder attivo può influire sulla tensione degli altri feeder variando la corrente che passa per il trasformatore di cabina secondaria e quindi sulla caduta di tensione sul trasformatore. Valutando le potenze di carico e generazione distribuite tra i vari feeder s'ipotizza che solo per ampie variazioni della corrente del feeder attivo si può riscontrare una variazione di tensione sensibile su quelli passivi.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Per la configurazione A, i generatori avranno le seguenti potenze nominali:

<b>Nome Generatore</b>	<b>Potenza nominale [kW]</b>
GFe3_01HPD	50,0
GFe3_02HPD	45,0
GFe3_03HPD	20,0
GFe3_04HPD	10,0
GFe3_05HPD	3,3
GFe3_06HPD	3,3

**Tabella 7. Potenze nominali delle generazioni nella configurazione di tipo A**

Per la configurazione B, i generatori avranno le seguenti potenze nominali:

<b>Nome Generatore</b>	<b>Potenza nominale [kW]</b>
GFe3_01HPD	3,3
GFe3_02HPD	45,0
GFe3_03HPD	20,0
GFe3_04HPD	3,3
GFe3_05HPD	10,0
GFe3_06HPD	50,0

**Tabella 8. Potenze nominali delle generazioni nella configurazione di tipo B**



## 6. Scenari di rete

E' possibile definire gli scenari di rete più significativi per quanto riguarda la valutazione delle diverse tecniche di controllo della tensione.

Di seguito è rappresentata la sovrapposizione degli andamenti del carico e della generazione per un giorno significativo di ogni trimestre.

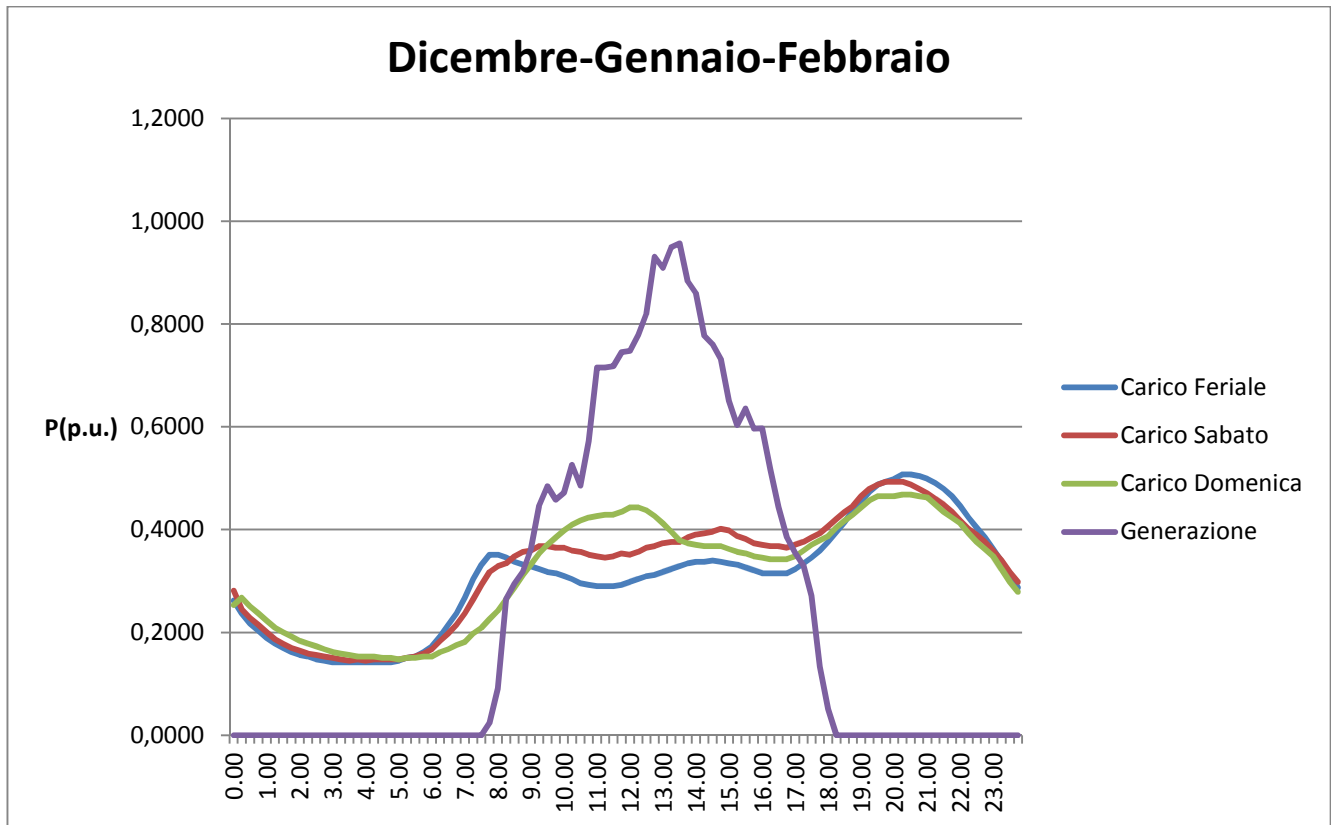


Figura 18. Sovrapposizione della generazione e del carico nel trimestre Dicembre-Gennaio-Febbraio

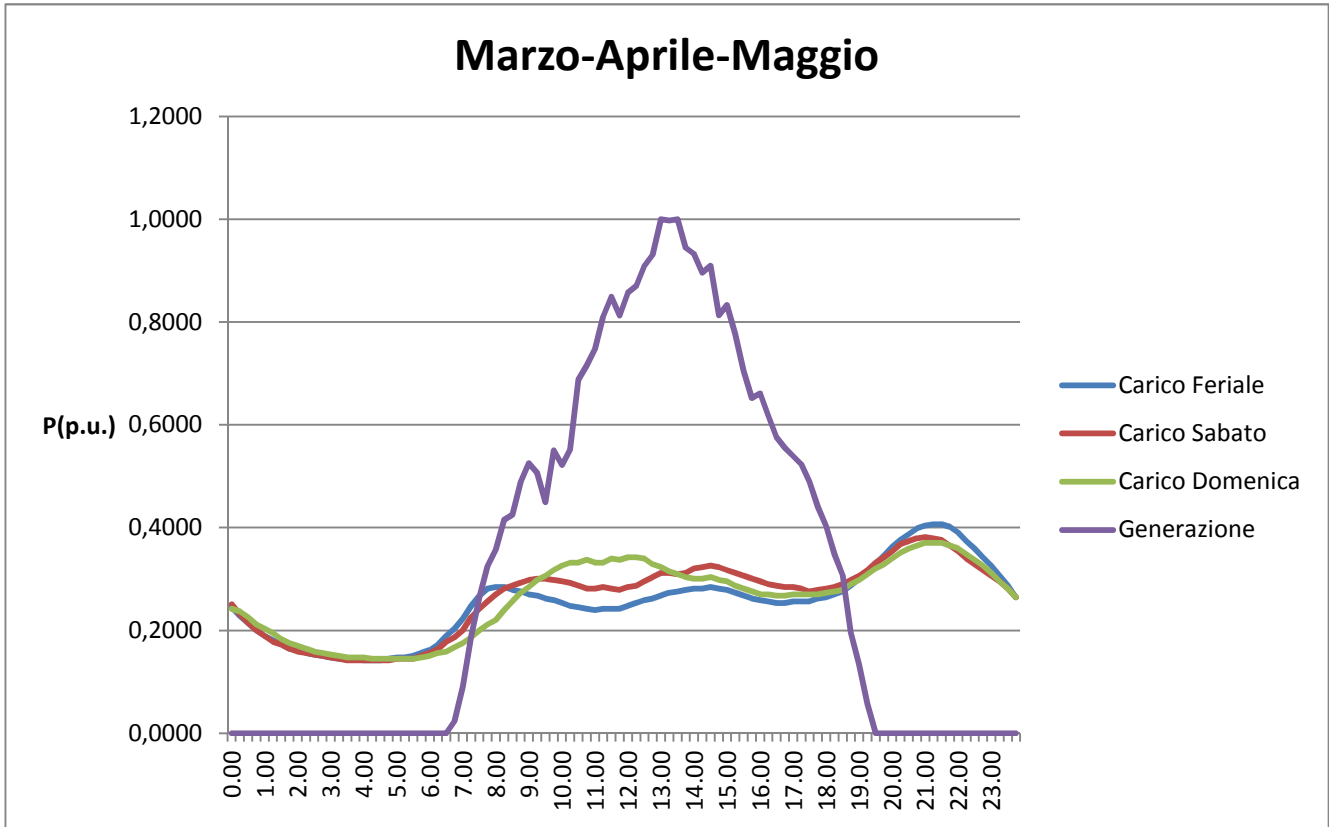


Figura 19. Sovrapposizione della generazione e del carico nel trimestre Marzo-Aprile-Maggio

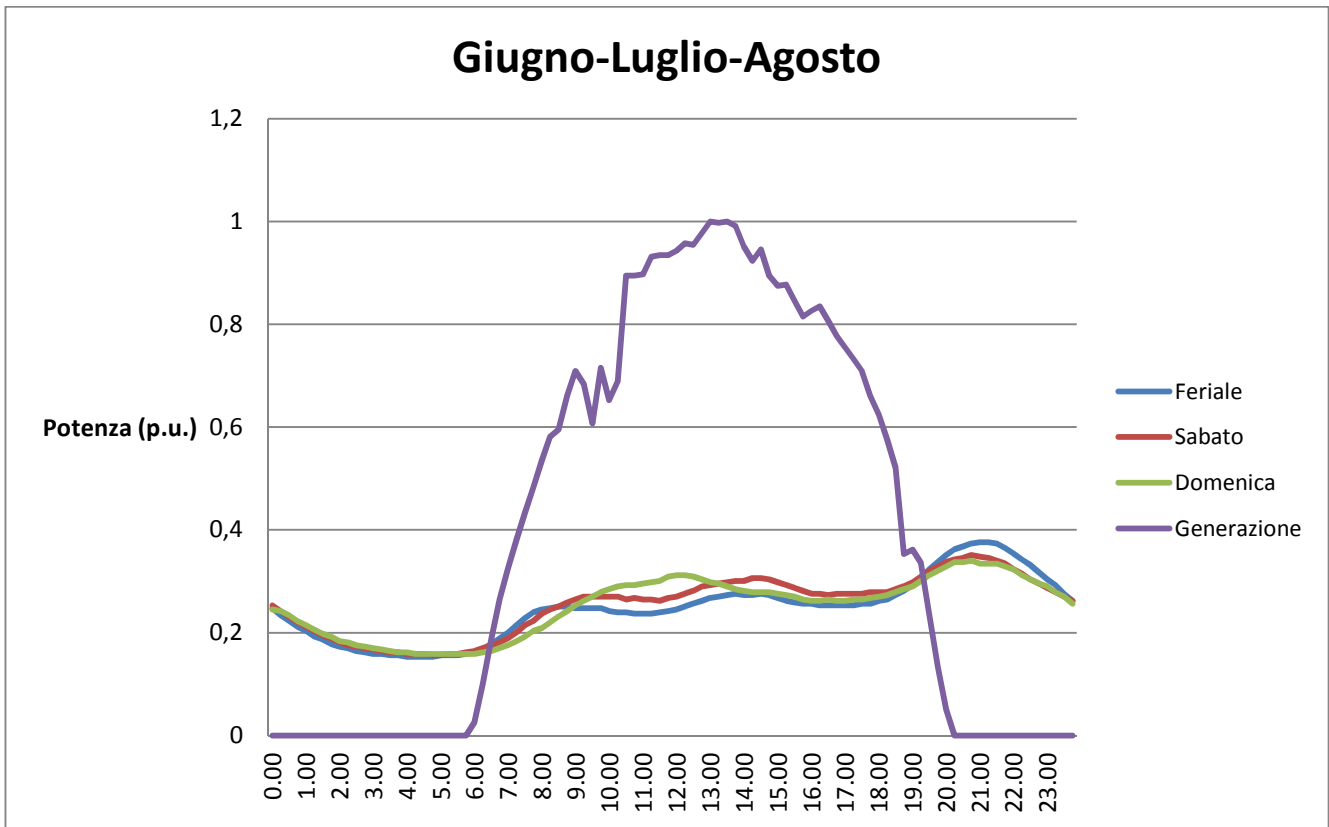


Figura 20. Sovrapposizione della generazione e del carico nel trimestre Giugno-Luglio-Agosto

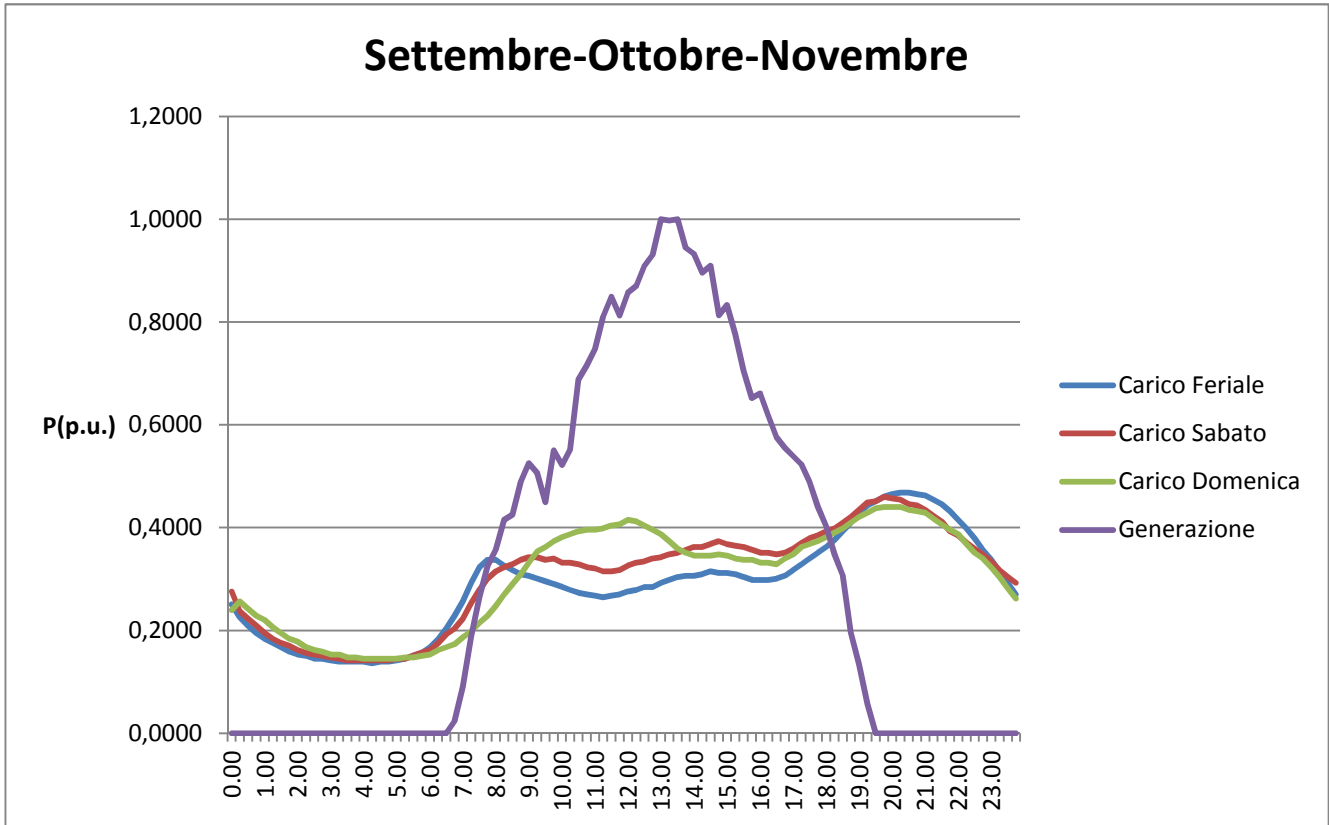


Figura 21.. Sovrapposizione della generazione e del carico nel trimestre Settembre-Ottobre-Novembre

Si noti che la potenza in p.u. del carico è riportata alla potenza nominale del carico stesso, mentre quella della GD alla potenza nominale della generazione.

Avendo verificato che, nella configurazione passiva, la rete è esercita nei corretti limiti di funzionamento, sarà preso in considerazione, per l'esecuzione delle simulazioni, lo scenario di carico per il quale si presenta in rete il massimo innalzamento della tensione. Tale situazione si verifica nel trimestre Giugno-Luglio-Agosto nei giorni feriali.

Nell'istante preso in considerazione, la generazione inietta in rete la potenza nominale, mentre il carico assorbe circa un quarto della sua potenza nominale. Definiamo quindi i coefficienti<sup>2</sup> di funzionamento di carico e generazione; quello della generazione sarà pari a 1, e, per quanto riguarda il carico sarà pari a 0.24. Le seguenti tabelle contengono quindi le potenze di funzionamento delle generazioni e delle utenze passive che saranno impostate come situazione di partenza per le simulazioni.

<sup>2</sup> Come coefficiente è inteso il rapporto tra la potenza istantanea e quella nominale. Moltiplicandolo per la potenza nominale di ogni singola utenza (attiva e/o passiva) si otterrà l'effettiva potenza assorbita/iniettata dall'utenza nell'istante preso in considerazione.

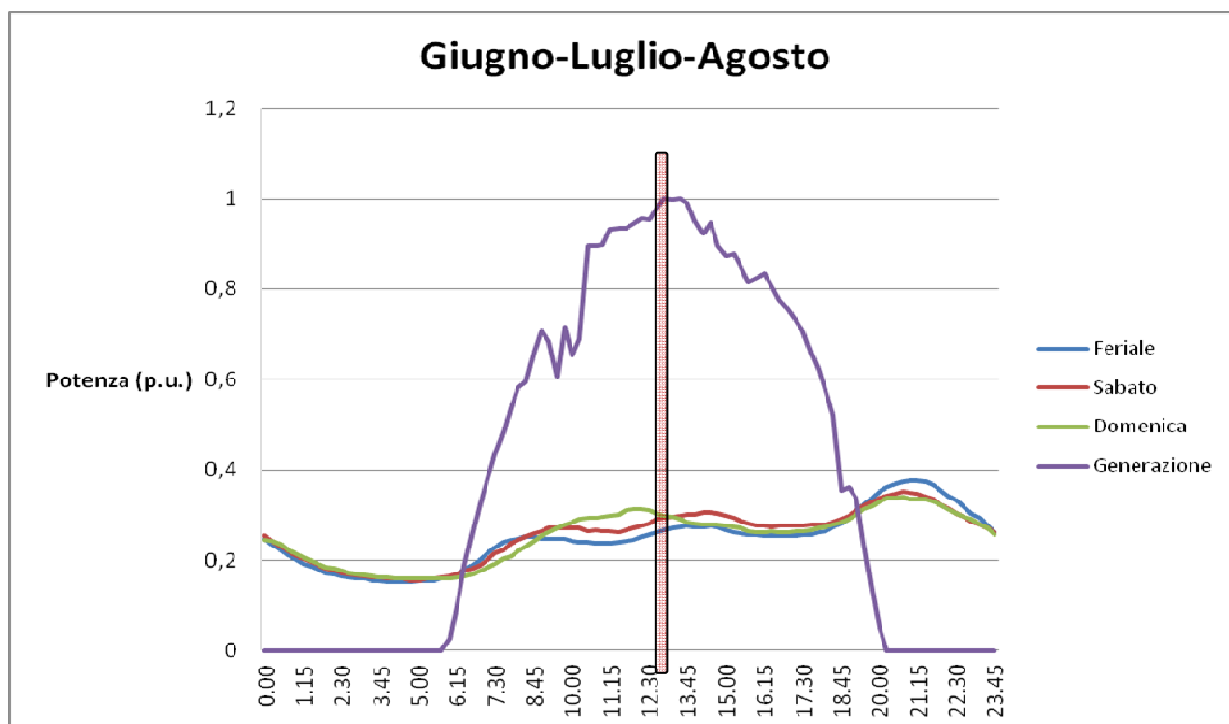


Figura 22. Identificazione dello scenario di rete più critico per il controllo della tensione

NomeCarico	Pnom (kW)	Pscenario(kW)	NomeCarico	Pnom (kW)	Pscenario(kW)
CAFe1_01	3,3	0,792	CAFe1_19	6,6	1,584
CAFe1_02	1,7	0,408	CAFe3_01	6	1,44
CAFe1_03	3,3	0,792	CAFe3_02	60	14,4
CAFe1_04	6,6	1,584	CAFe3_03	3,3	0,792
CAFe1_05	1,7	0,408	CAFe3_04	3,3	0,792
CAFe1_07	3,3	0,792	CAFe3_05	5	1,2
CAFe1_08	3,3	0,792	CAFe3_06	3,3	0,792
CAFe1_09	3,3	0,792	CAFe3_07	3,3	0,792
CAFe1_10	3,3	0,792	CAFe4_01	53	12,72
CAFe1_11	3,3	0,792	CAFe4_02	3,3	0,792
CAFe1_12	3,3	0,792	CAFe4_03	6,6	1,584
CAFe1_13	3,3	0,792	CAFe4_04	1,7	0,408
CAFe1_14	3,3	0,792	CAFe4_05	6,6	1,584
CAFe1_15	5	1,2	CAFe4_06	33	7,92
CAFe1_16	3,3	0,792	CAFe4_07	87,5	21
CAFe1_17	5	1,2	CAFe4_08	1,7	0,408
CAFe1_18	5	1,2	<b>Somma</b>	<b>345,5</b>	<b>82,92</b>

Tabella 9. Potenze dei carichi nello scenario di rete preso in considerazione

Nome Generatore	Potenza nominale [kW]
GEFe3_01HPD	50,0
GEFe3_02HPD	45,0
GEFe3_03HPD	20,0
GEFe3_04HPD	10,0
GEFe3_05HPD	3,3
GEFe3_06HPD	3,3

Tabella 10. Potenze delle generazioni nello scenario di rete preso in considerazione con configurazione di tipo A

Nome Generatore	Potenza nominale [kW]
GEFe3_01HPD	3,3
GEFe3_02HPD	45,0
GEFe3_03HPD	20,0
GEFe3_04HPD	3,3
GEFe3_05HPD	10,0
GEFe3_06HPD	50,0

Tabella 11. Potenze delle generazioni nello scenario di rete preso in considerazione con configurazione di tipo B

I profili di tensione e gli andamenti delle perdite in questo scenario di rete (ottenuti mediante l'esecuzione di load-flow) sono presentati di seguito per entrambe le configurazioni di generazione previste.

### 6.1 Configurazione A

Si ricorda che la configurazione di tipo A è quella che prevede che le unità produttive di potenza maggiore siano connesse alla partenza della linea. Essa sarà quindi la configurazione meno critica per quanto riguarda il controllo dei profili di tensione.

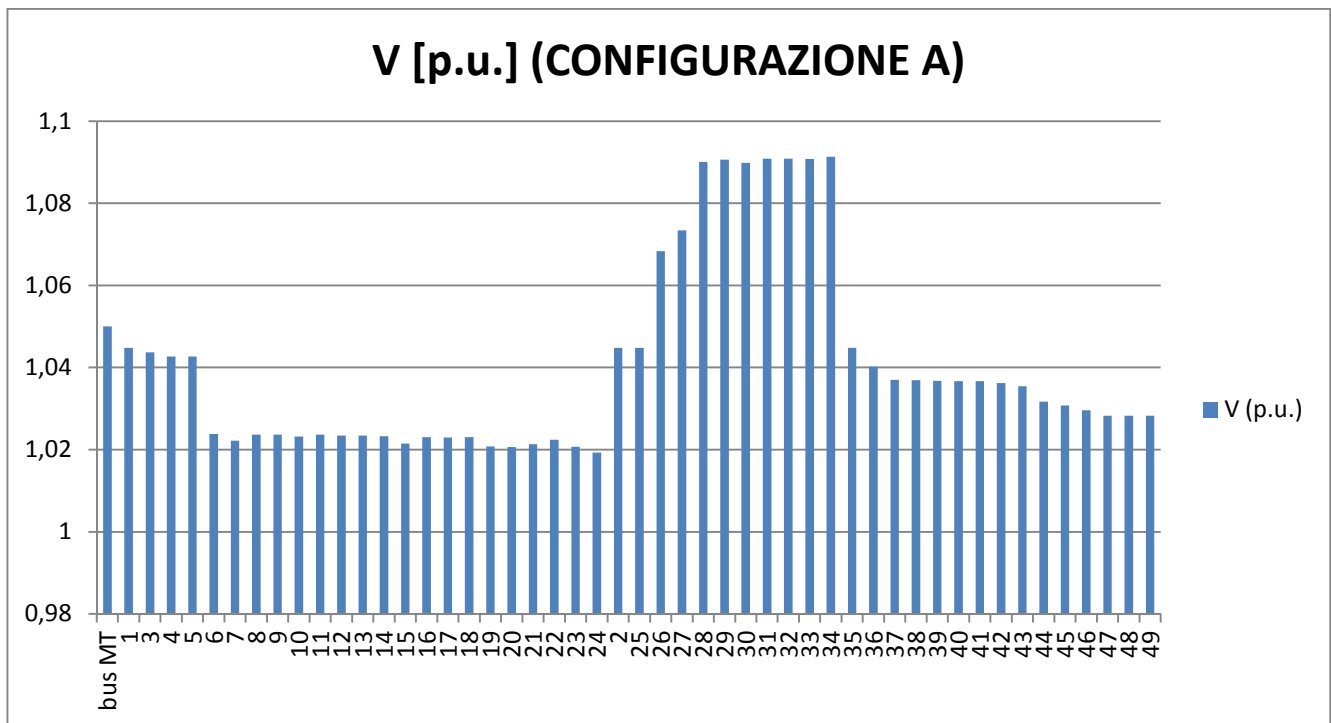


Figura 23. Profilo di tensione dello scenario di rete scelto con generazione prevista in configurazione A

Possiamo notare che, in questa configurazione, il profilo di tensione non esce dai limiti di funzionamento previsti dalle norme (la tensione massima è quella del nodo 34 e pari a circa il 109% della tensione nominale). In questo caso, il controllo della tensione non sarà quindi finalizzato a contenere la tensione per non incorrere in sanzioni legate al mantenimento della qualità del servizio, ma a riportare la tensione in un range “di sicurezza” (tipicamente sotto il 108% della tensione nominale), in modo tale da garantire un margine per il quale, a seguito di variazioni dello stato della rete, ci si mantenga nella fascia di corretto funzionamento prevista dalle norme.

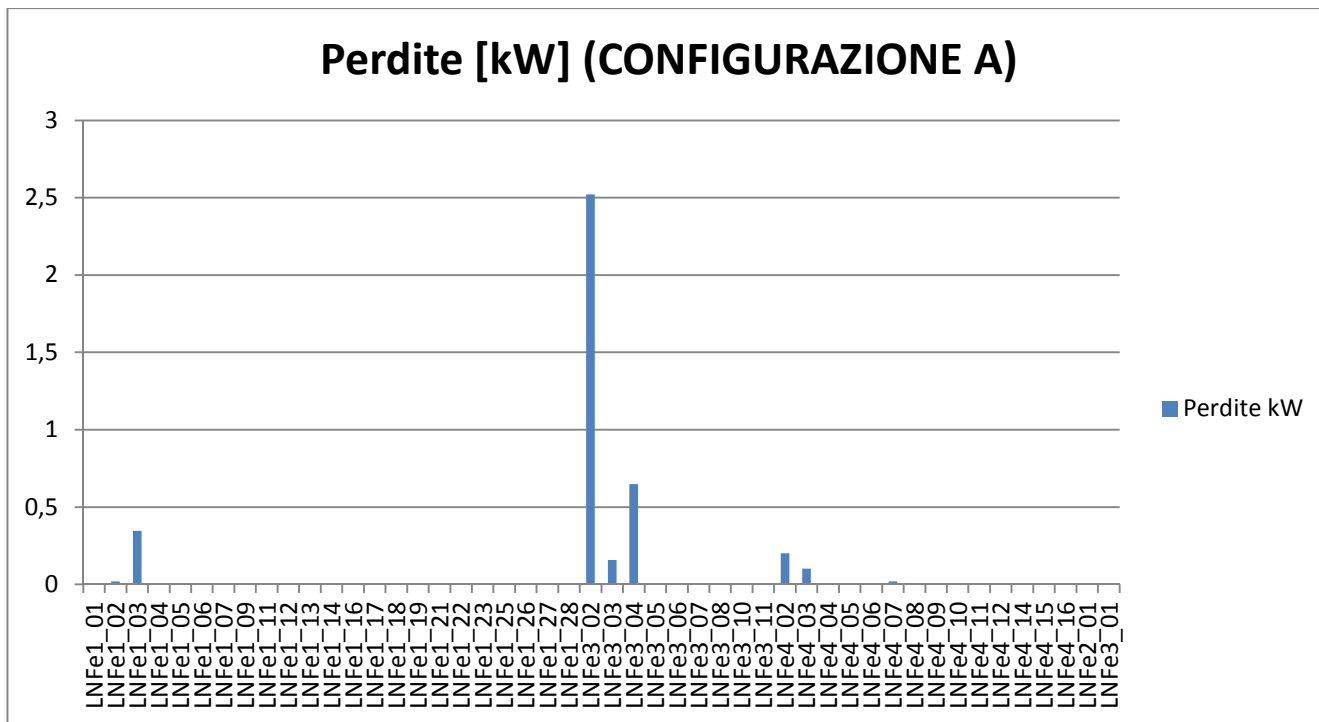


Figura 24. Perdite dello scenario di rete scelto con generazione prevista in configurazione A

Le perdite totali di rete sono pari a 4.07 kW, corrispondenti al 4.91% del carico complessivo. E' importante sottolineare il fatto che, nel feeder attivo, si assiste all'inversione della corrente dato che la potenza complessiva della GD è maggiore di quella assorbita dal carico nel feeder B. La differenza tra la potenza generata e quella assorbita nel feeder attivo (111.4 kW) dà luogo ad una corrente invertita maggiore di quella che si sarebbe verificata nelle medesime condizioni di carico in configurazione passiva (per la quale si avrebbe un carico pari 20.2 kW); ciò favorisce l'aumento delle perdite delle linee a monte di tale feeder, nelle quali fluisce la corrente destinata ai feeder passivi.

## 6.2 Configurazione B

La configurazione di tipo B prevede l'allacciamento di unità produttive di rilevante potenza installata anche verso il fondo della linea. Ciò comporterà un aumento delle perdite e dell'innalzamento della tensione dovuto all'introduzione della GD.

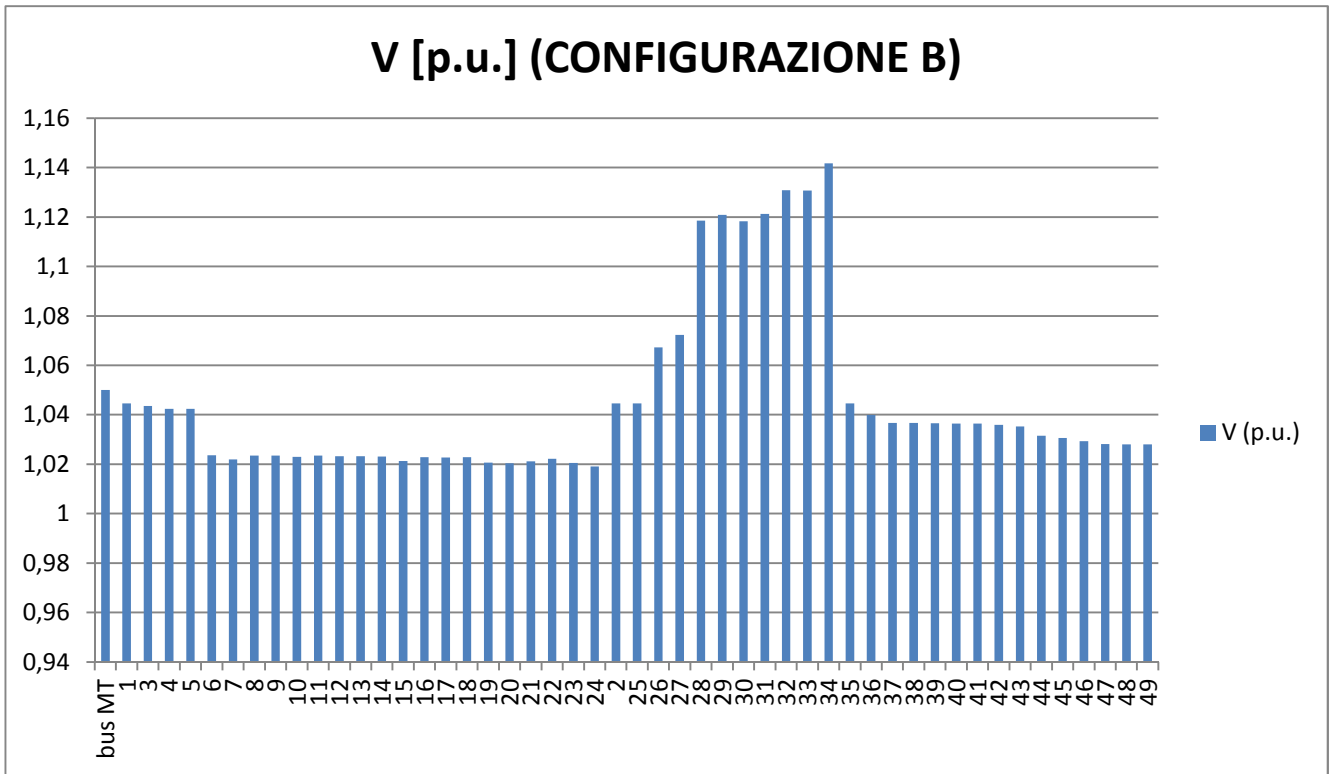


Figura 25. Profilo di tensione dello scenario di rete scelto con generazione prevista in configurazione B

Come da ipotesi, l'innalzamento del profilo di tensione è più marcato con questo tipo di configurazione e la tensione esce dal range di funzionamento previsto dalle norme (la massima tensione è quella del nodo 34 ed è pari al 114,1% di quella nominale).

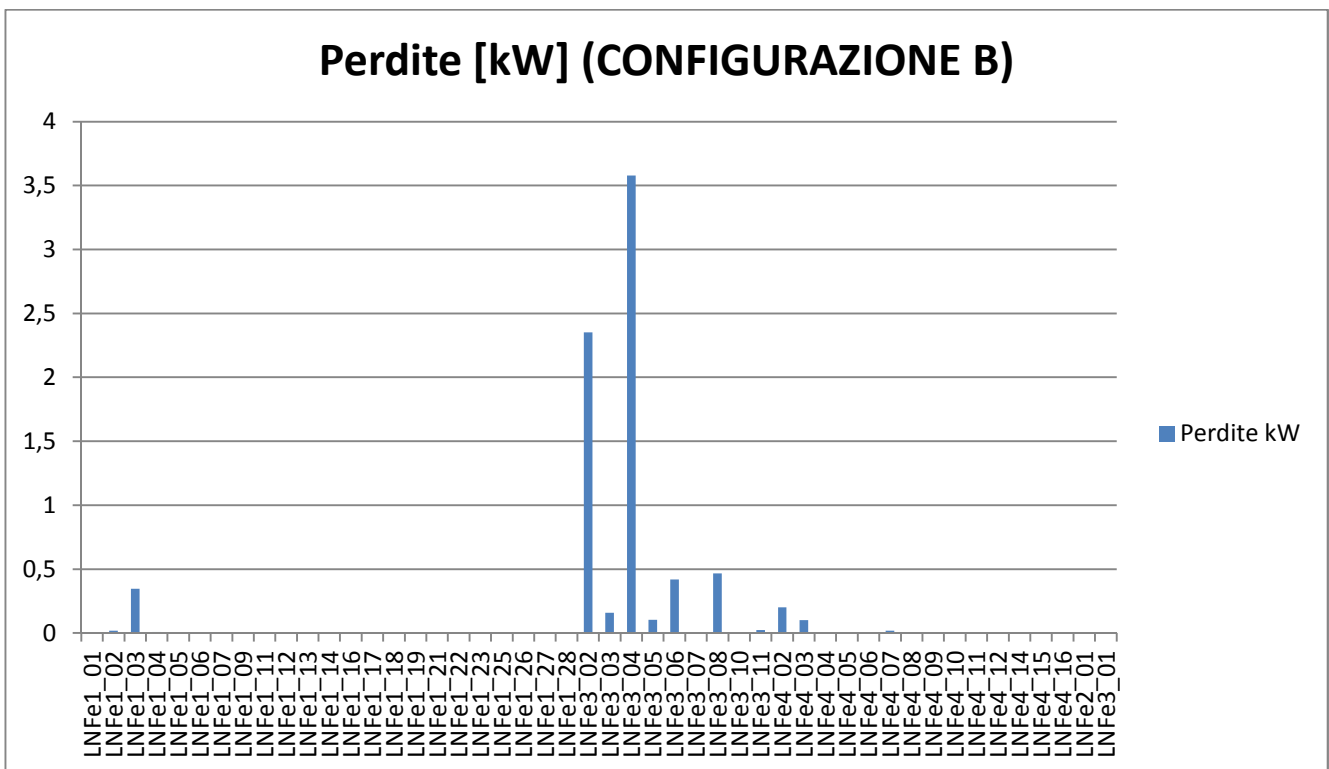


Figura 26. Perdite dello scenario di rete scelto con generazione prevista in configurazione B

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Si nota che le perdite sono maggiori rispetto alla configurazione di tipo A, ciò è dovuto al fatto che iniezioni di potenza maggiori a fondo linea comportano un aumento della corrente (e quindi delle perdite per effetto Joule) proprio sulle linee prossime al termine del feeder (aumentano delle perdite verso il fondo linea, mentre quelle delle linee più a monte rimangono pressoché costanti) . Le perdite complessive sono pari a 7.84 kW, che corrispondono al 9.45% della potenza assorbita dalle utenze passive.



## 7. Regolazione della tensione e relative logiche di controllo

In questo capitolo sono descritte le logiche di controllo attuate sui convertitori che interfacciano in rete BT le varie generazioni distribuite in modo da mantenere i profili di tensione entro i limiti prescritti dalle norme. Va ricordato che lo studio è stato svolto trascurando l'aspetto della dinamica transitoria di tali regolazioni, considerando quindi solo i valori a regime dopo ogni variazione delle variabili della rete.

La regolazione della tensione è realizzata attraverso un controllo locale (LC) e/o un controllo centralizzato (CC), secondo quanto indicato nella Norma CEI 0-21 (vedi Appendice A).

E' bene notare che, dati i profili di tensione presentati nel capitolo precedente, tale regolazione sarà atta a diminuire la tensione lungo i feeder, infatti, saranno molto rari i casi per i quali la tensione scenda sotto i limiti di corretto funzionamento in caso di presenza di generazione distribuita. Questa situazione si presenterà prevalentemente per lunghe linee (tipicamente rurali) esclusivamente passive.

Al fine di mantenere una qualità di servizio della rete del distributore, pur mantenendo un'alta penetrazione di GD, gli utenti attivi che hanno una potenza complessiva installata superiore a 3 kW sono tenuti alla partecipazione al controllo di tensione. Per quanto riguarda il range di funzionamento e le modalità di monitoraggio dei valori di tensione ci si riferisca alla norma EN 50160.

Le unità di generazione di potenza installata superiore a 3 kW sono tenute a:

- distaccarsi dalla rete per valori di tensione superiori al 115% della tensione nominale che persistano per 0,2 S (vedi appendice A),
- distaccarsi entro 3 S se il valore medio della tensione misurata su un arco di 10 minuti è maggiore del 110% della tensione nominale (vedi appendice A),
- assorbire potenza reattiva per valori di tensioni di rete superiori al 110% della tensione nominale e erogarne per valori di tensioni di rete inferiori al 90% della tensione nominale,
- diminuire l'iniezione di potenza attiva in rete qualora i provvedimenti presentati al punto precedente non riportino al tensione nel range di funzionamento ammissibile.

A queste funzioni, che denomineremo locali (che ogni generatore deve quindi eseguire misurando la tensione nel solo punto d'allacciamento), deve essere aggiunta, per generazioni di taglia superiore a 6 kW, la possibilità di gestire valori di set-point di potenza attiva/reattiva comunicati dal Distributore. Queste funzioni aggiuntive sono denominate servizi di rete.

Nel caso in cui il punto di lavoro di un impianto di produzione vari a causa di un segnale fornito dal distributore si assiste ad un servizio di rete che sarà quindi remunerato da parte del distributore stesso. Quindi, se un impianto eroga energia reattiva in seguito ad una richiesta del controllo centralizzato il produttore ha diritto ad una remunerazione, la quale non è prevista per lo svolgimento delle funzioni di tipo locale. Per quanto riguarda l'aspetto quantitativo della remunerazione, tale tematica sarà oggetto di studio da parte dell'autorità competente (AEEG).

## 7.1 Controllo locale (LC)

Con tale controllo si persegue il contrasto, mediante l'assorbimento di reattivo, dell'aumento di tensione nel punto di connessione dovuto all'iniezione di potenza attiva del generatore stesso. Questa regolazione non è richiesta per unità di potenza installata inferiore a 3 kW, mentre è prevista per tutti gli impianti di potenza superiore a tale soglia. Si noti che per impianti di potenza compresa tra 3 e 6 kW il  $\cos\phi$  minimo di funzionamento è pari a 0,95 (sia in anticipo che in ritardo) a differenza di quelli di taglia maggiore, per i quali è 0,9.

La norma CEI 0-21 (allegato E) definisce le linee guida per le possibili logiche di regolazione di tensione.

### 7.1.1 Controllo automatico del funzionamento a $\cos\phi=f(P)$

Tutti gli impianti di potenza superiore a 3 kW devono prevedere un controllo per il quale il fattore di potenza dell'impianto di generazione sia in funzione della potenza attiva erogata. Ne vengono presentati tre nella figura che segue.

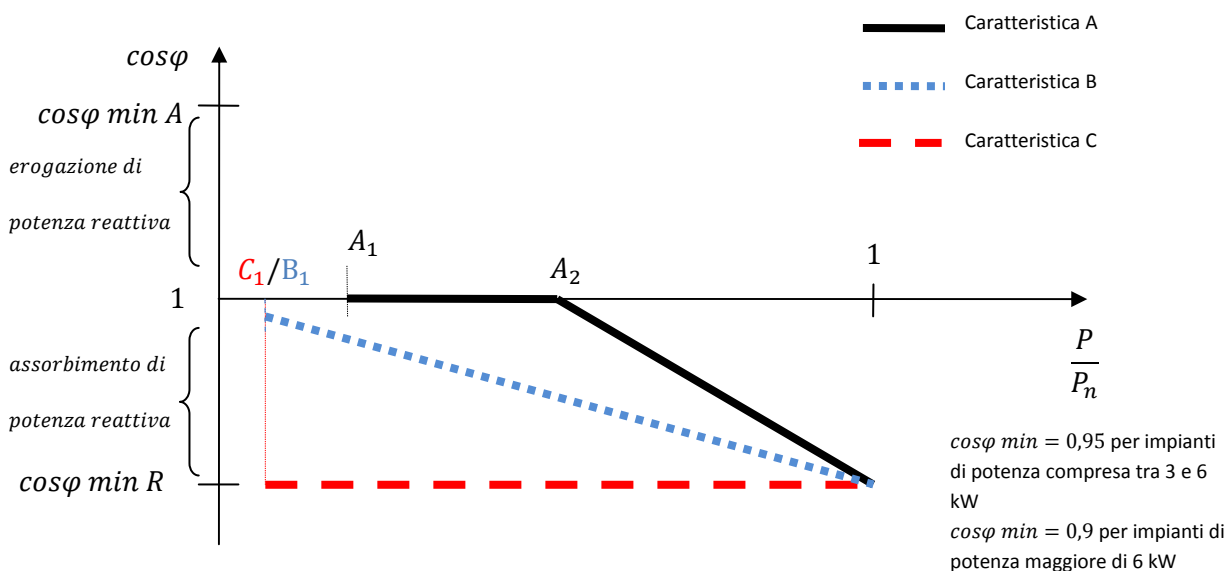


Figura 27. Possibili caratteristiche per una regolazione automatica  $\cos\phi=f(P)$

Si noti che il fattore di potenza minimo ( $\cos\phi \min$ ) è in funzione della taglia dell'unità produttiva. Esso è pari a 0,95 per impianti di potenza nominale compresa tra 3 e 6 kW, mentre è pari a 0,9 per impianti di potenza nominale maggiore di 6 kW.

Un controllo che utilizza la caratteristica A prevede che si lavori a  $\cos\phi$  unitario fino al punto  $A_2$  (tipicamente intorno a 0,5) per poi iniziare ad assorbire reattivo in modo più che proporzionale alla potenza attiva (il fattore di potenza decresce all'aumentare della potenza attiva erogata). Il punto  $A_1$  (valore tipico pari a 0,2) è il valore di potenza attiva erogata per la quale il controllo si attiva. Il controllo funziona secondo la seguente logica: per potenze inferiori a quella definita in  $A_1$  il controllo non è in funzione, si eroga quindi esclusivamente potenza attiva, superata tale soglia il controllo verifica se la tensione nel punto d'allacciamento alla rete è superiore a  $U_n + L_{max}\%$ . Se tale condizione non è verificata l'inverter continuerà ad erogare solo potenza attiva, nel caso contrario la caratteristica fornirà il valore di fattore di potenza a cui si funzionerà (in un lasso di tempo di non più di 1 S) in base alla potenza di funzionamento. Il valore di  $L_{max}\%$  deve essere compreso tra il 5 e il 10% (nello schema si assume l'8%).

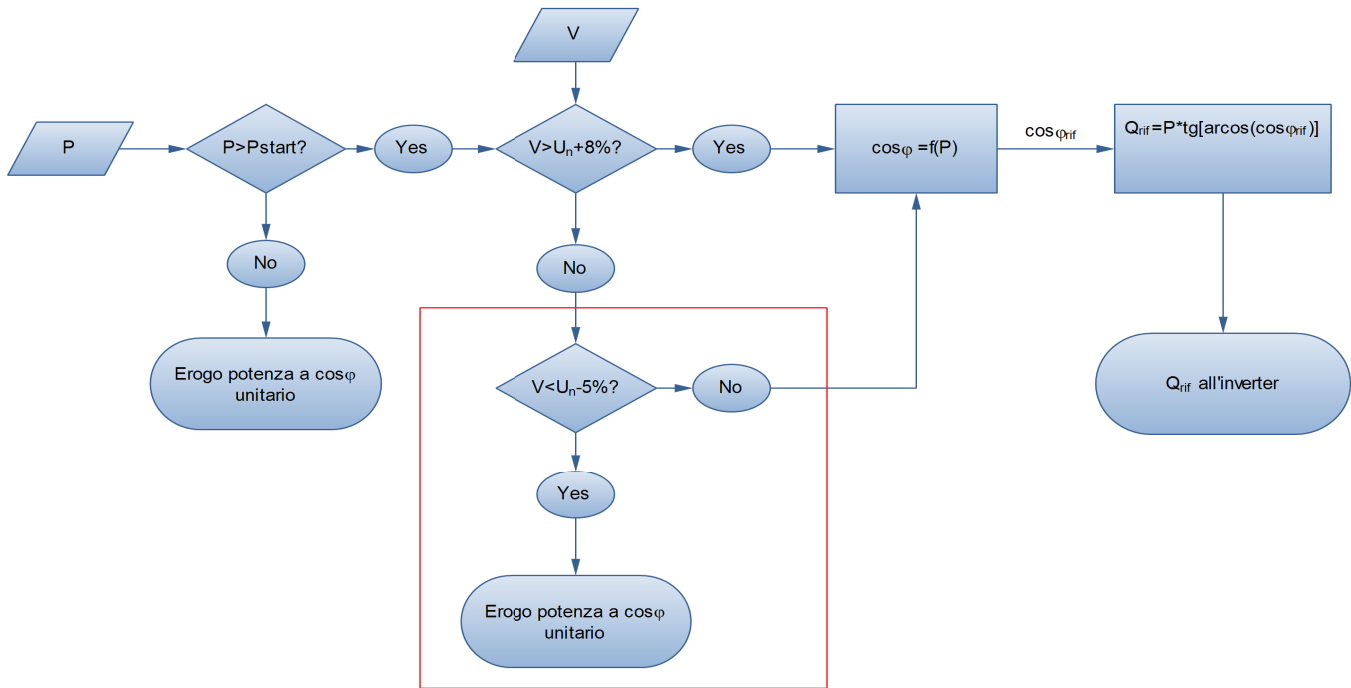


Figura 28. Schema logico del controllo locale che utilizza una caratteristica  $\cos\varphi=f(P)$

Questo ciclo, come quelli che verranno presentati successivamente, deve essere ripetuto dal controllore ad intervalli non più lunghi di 0.5 S, e l'intervento sull'inverter è previsto per due cicli che abbiano lo stesso risultato consecutivamente, in modo che, se la sovratensione è stabile (per almeno 1 S), si intervenga opportunamente, evitando interventi inappropriati dettati da variazioni transitorie. Per il coordinamento temporale tra il sistema di controllo e il sistema di protezione dell'impianto generatore si veda il capitolo "Caratteristiche di funzionamento dei generatori" dell'appendice A.

Nel riquadro rosso (in Fig.28) è rappresentata la funzione di lock-out, per la quale se la tensione scende sotto una certa soglia (tarabile tra  $U_n$  e  $U_n-10\%$ , in figura si è scelto  $U_n-5\%$ ) si ritorna a erogare solo potenza attiva.

La caratteristica B descrive un fattore di potenza decrescente all'aumentare della potenza attiva erogata ( $\cos\varphi = k P$  con  $k < 0$ ). Tale controllo è attivato solo quando i limiti di tensione vengono superati e quando la potenza erogata è superiore a quella d'innescò del controllo (punto  $B_1$ ).

La caratteristica C prevede una diretta proporzionalità tra potenza attiva erogata e quella reattiva assorbita (funzionamento a  $\cos\varphi$  costante), ove la potenza reattiva assorbita sarà sempre pari al 32,87% (per impianti di potenza compresa tra 3 e 6 kW), o al 48.43% della potenza attiva immessa in rete. La regolazione viene attivata quando la potenza erogata supera il valore espresso in  $C_1$  (tipicamente il 5% di  $P_n$ ). Come per i precedenti controlli, è previsto l'assorbimento di reattivo solamente se la tensione supera  $U_n + L_{max}\%$ . Si noti che lo schema logico è il medesimo per tutte e tre le caratteristiche di regolazione. Ciò che può variare da un tipo di controllo ad un altro è la potenza d'innescò del controllo ( $P_{start}$ ) e il tipo di caratteristica utilizzata per calcolare il fattore di potenza di riferimento ( $\cos\varphi_{rif}$ ).

### 7.1.2 Controllo automatico dell'erogazione di potenza reattiva secondo una caratteristica di tipo $Q = f(V)$

Questo tipo di controllo viene applicato esclusivamente per impianti di produzione di potenza installata superiore a 6 kW (in aggiunta a quello precedente). Tale regolazione, come nel caso di quella presentata in precedenza, viene attivata in seguito ad una richiesta del distributore in fase di connessione che indicherà anche la caratteristica di controllo locale (A oppure B) da adottare.

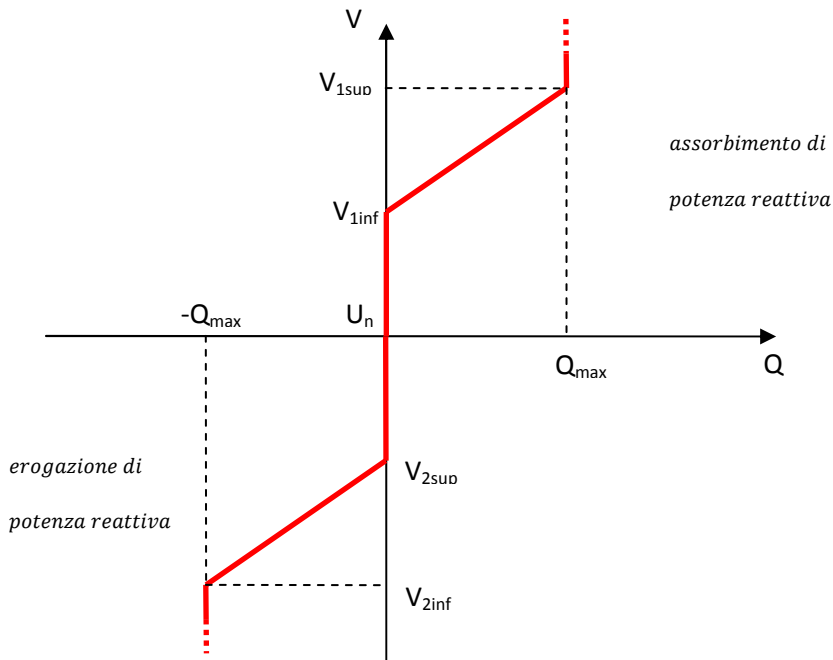


Figura 29. Caratteristica del controllo locale  $Q=f(V)$  di tipo A

Per l'utilizzo di questa logica di controllo è necessario definire:

- $Q_{max}$ : Massima potenza reattiva erogabile dal convertitore ( $0.4843 * P_n$ )
- $V_{1sup}$ : Deve essere minore del 110% di  $U_n$  (un valore indicativo è il 108% di  $U_n$ )
- $V_{2inf}$ : Deve essere maggiore del 90% di  $U_n$  (un valore indicativo è il 92% di  $U_n$ )
- $V_{1inf}$ : Deve essere compresa tra  $U_n$  e  $V_{1sup}$  (un valore indicativo è il 103% di  $U_n$ )
- $V_{2sup}$ : Deve essere compresa tra  $U_n$  e  $V_{2inf}$  (un valore indicativo è il 97% di  $U_n$ )

E' presente, per l'attivazione del controllo, una soglia di potenza attiva minima detta di lock-in che può essere regolabile dal 10% al 90% della potenza nominale (solitamente impostata intorno al 20% di  $P_n$ ). Una volta verificato il lock-in in potenza, in base alla misura locale della tensione la caratteristica fornisce il valore di potenza reattiva che verrà assorbita o erogata. La caratteristica prevede che si eroghi esclusivamente potenza attiva se la tensione è compresa tra  $V_{1inf}$  e  $V_{2sup}$ . Nel caso contrario viene assorbita o erogata una potenza reattiva proporzionale alla differenza della tensione locale con i valori limite  $V_{1inf}$  e  $V_{2sup}$ , fino ad arrivare al valore massimo di reattivo, secondo la logica espressa dalla schema che segue.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

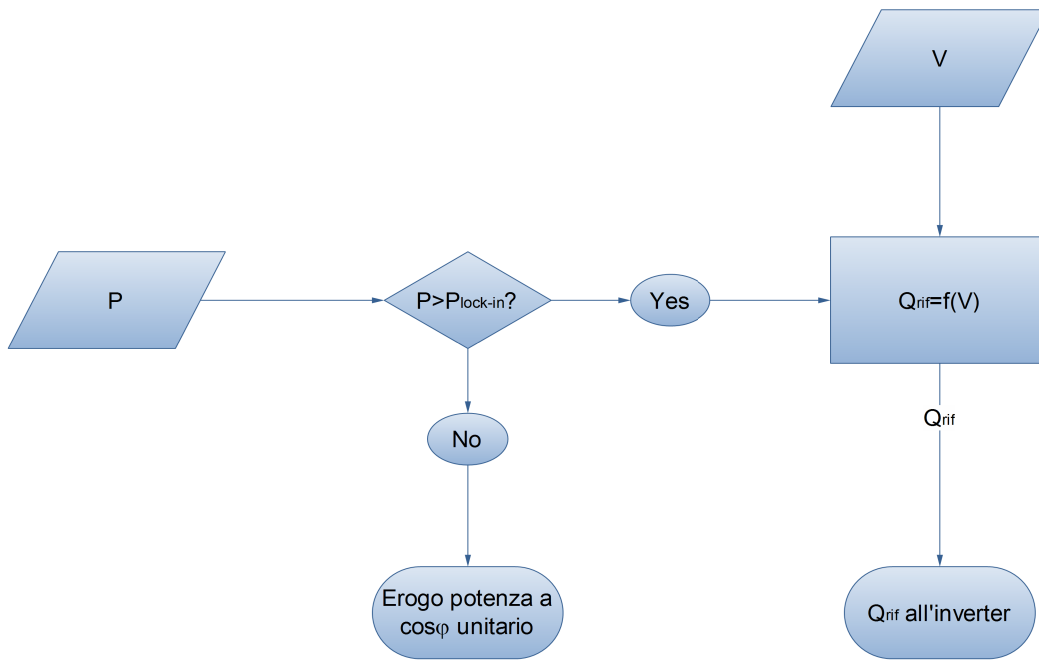


Figura 30. Schema logico del controllo locale che utilizza una caratteristica  $Q=f(V)$  di tipo A

Si noti che questo tipo di controllo calcola i set-point di potenza reattiva indipendentemente dalla potenza attiva iniettata in rete. E' quindi possibile che il punto di funzionamento non sia compreso nella capability triangolare (fattore di potenza minore di 0.9); tale esercizio, qualora attuato, va inteso come servizio di rete locale.

Un'altra possibile caratteristica è la seguente.

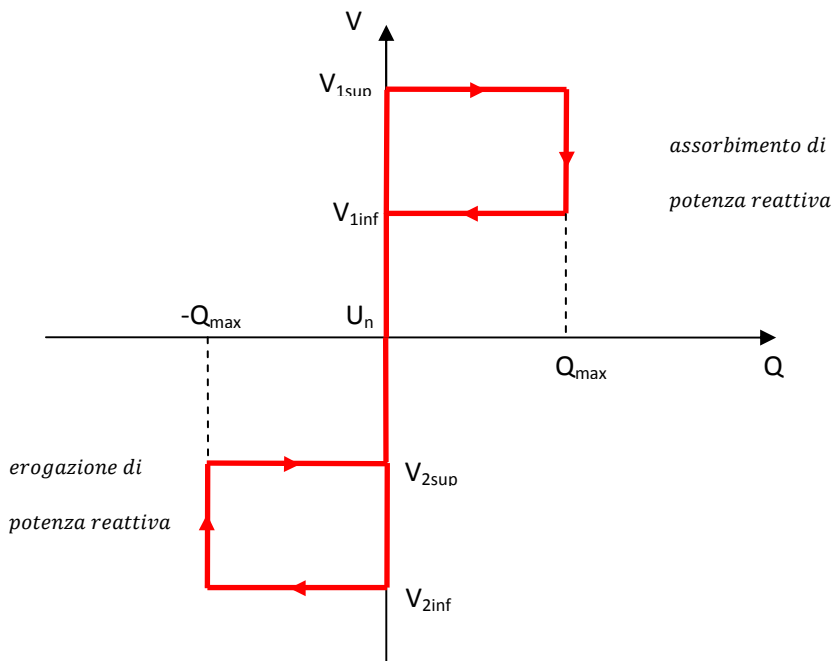


Figura 31. Caratteristica del controllo locale  $Q=f(V)$  di tipo B

Verranno definite:

- $V_{1sup}$ : Deve essere minore del 110% di  $U_n$  (un valore indicativo è il 108% di  $U_n$ )
- $V_{2inf}$ : Deve essere maggiore del 90% di  $U_n$  (un valore indicativo è il 92% di  $U_n$ )
- $V_{1inf}$ : Deve essere compresa tra  $U_n$  e  $V_{1sup}$  (un valore indicativo è il 103% di  $U_n$ )
- $V_{2sup}$ : Deve essere compresa tra  $U_n$  e  $V_{2inf}$  (un valore indicativo è il 97% di  $U_n$ )

Questa regolazione, detta anche ad isteresi, prevede che il controllo non intervenga per valori di tensione compresi tra  $U_n$  e  $V_{1sup}$  e tra  $U_n$  e  $V_{2inf}$ , quando la tensione locale supera la soglia  $V_{1sup}$  oppure s'abbassa sotto il limite  $V_{2inf}$ , si comanderà all'inverter di assorbire, o erogare, una potenza reattiva pari a  $Q_{max}$ . Tale potenza continuerà ad essere erogata, o assorbita, finché la tensione non rientra nell'intervallo compreso tra  $V_{1inf}$  e  $V_{2sup}$ , per il quale non verrà più erogata potenza reattiva. Come per il controllo precedente è presente il valore di potenza attiva di lock-in. Lo schema logico di tale controllo è presentato di seguito.

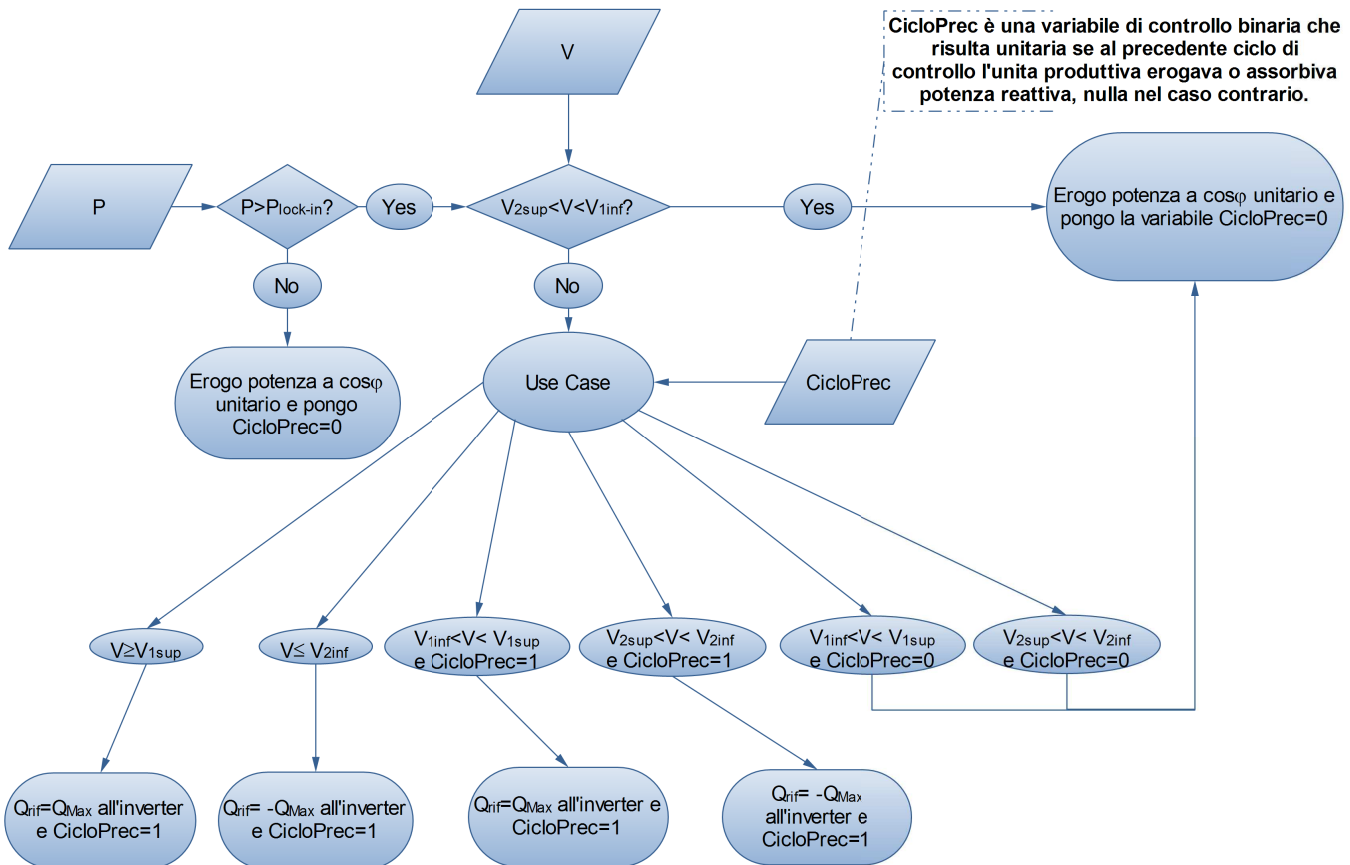


Figura 32. Schema logico del controllo locale che utilizza una caratteristica  $Q=f(V)$  di tipo B

Con un controllo di questo tipo è possibile impostare  $Q_{max}$  pari alla massima potenza reattiva erogabile dall'inverter ( $Q_{max} = 0.4843 * P_n$ ), oppure è possibile impostarla sfruttando la caratteristica  $\cos\phi = f(P)$  del controllo locale; da essa si ricava il  $\cos\phi$  in funzione della potenza attiva erogata e di conseguenza la potenza reattiva che verrà impostata nel controllo  $Q = f(V)$ .

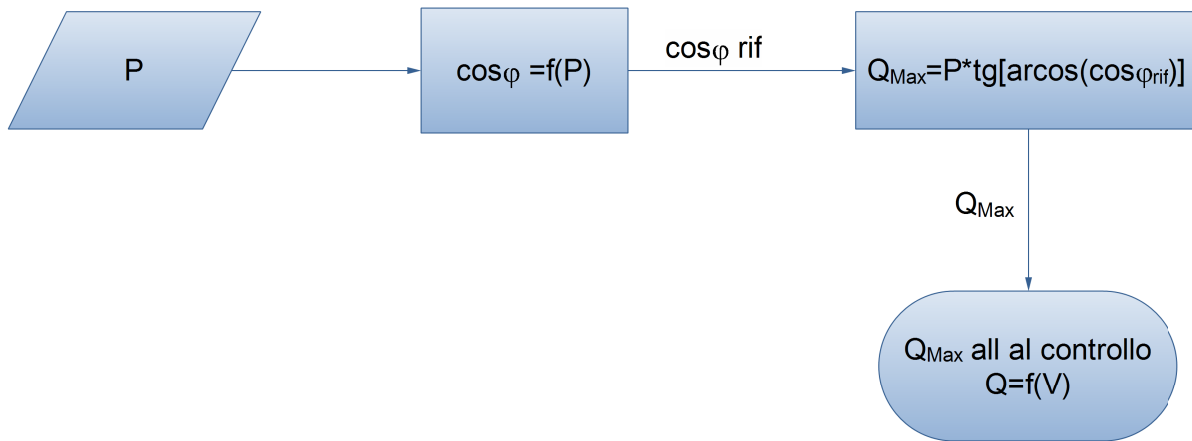


Figura 33. Calcolo di  $Q_{max}$  dalla caratteristica  $\cos\phi=f(P)$

Nel caso in cui la  $Q_{max}$  venga impostata pari a  $0.4843 * P_n$  (a differenza del caso in cui venga ricavata dalla caratteristica  $\cos\phi = f(P)$ , per la quale il funzionamento a  $\cos\phi < 0.9$  non è contemplato), il controllo calcola i set point di potenza reattiva indipendentemente dalla potenza attiva iniettata in rete. E' quindi possibile che il punto di funzionamento non sia compreso nella capability triangolare (fattore di potenza minore 0.9).

Per quanto riguarda la temporizzazione dei controlli che sfruttano una delle due caratteristiche  $Q = f(V)$ , tali regolazioni hanno la medesima scansione temporale di quelli che sfruttano la caratteristica  $\cos\phi = f(P)$ .

L'efficacia e la stabilità di questi controlli verranno valutate mediante apposite simulazioni. Verranno utilizzati come parametri di confronto i profili di tensione, le perdite di rete e il numero di cicli con cui ogni controllo raggiunge un regime stabile. Quest'ultimo parametro è sicuramente un indicatore della stabilità delle regolazioni, ma è da precisare che questo aspetto andrebbe approfondito con analisi dinamiche per verificare la risposta del sistema alle perturbazioni introdotte.

### 7.1.3 Limitazioni sulla potenza attiva generata

Le reti BT presentano una resistenza di linea non trascurabile e prevalente rispetto alla reattanza. Ciò fa sì che l'effetto sui profili di tensione delle iniezioni di potenza attiva sia maggiore di quello delle iniezioni reattive. Di conseguenza è previsto, nei casi in cui il controllo della potenza reattiva non sia sufficiente a mantenere il profilo di tensione entro i limiti stabiliti, un controllo che limiti la potenza attiva immessa in rete. Tale controllo, pensato per far sì che il generatore non debba scollegarsi dalla rete in caso di sovratensione stabile, prevede la limitazione dell'iniezione di potenza attiva una volta verificato che l'impianto stia assorbendo la massima potenza reattiva. Questa regolazione può essere ipotizzata in due differenti modalità. La prima (A) prevede il decremento della potenza attiva fino al rientro nel range di tensione ammissibile, mantenendo l'assorbimento di reattivo costante al set-point fornito dal controllo del reattivo. L'altra (B) prevede il decremento della potenza attiva fino al rientro nei limiti di tensione, mantenendo costante il fattore di potenza ad un valore pari a 0.9.

Il percorso dei punti di funzionamento sul piano P-Q è mostrato nella figura che segue, dove il tratto rosso corrisponde ai possibili punti di funzionamento della modalità A, mentre il tratto nero corrisponde ai possibili punti di funzionamento della modalità B.

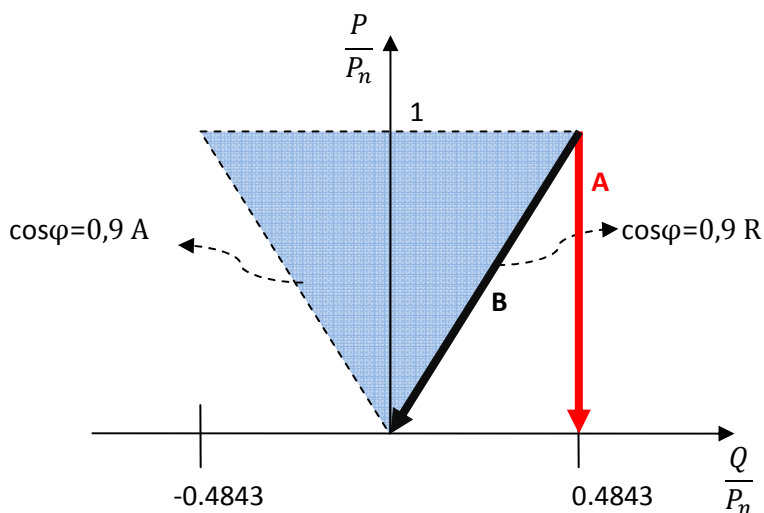
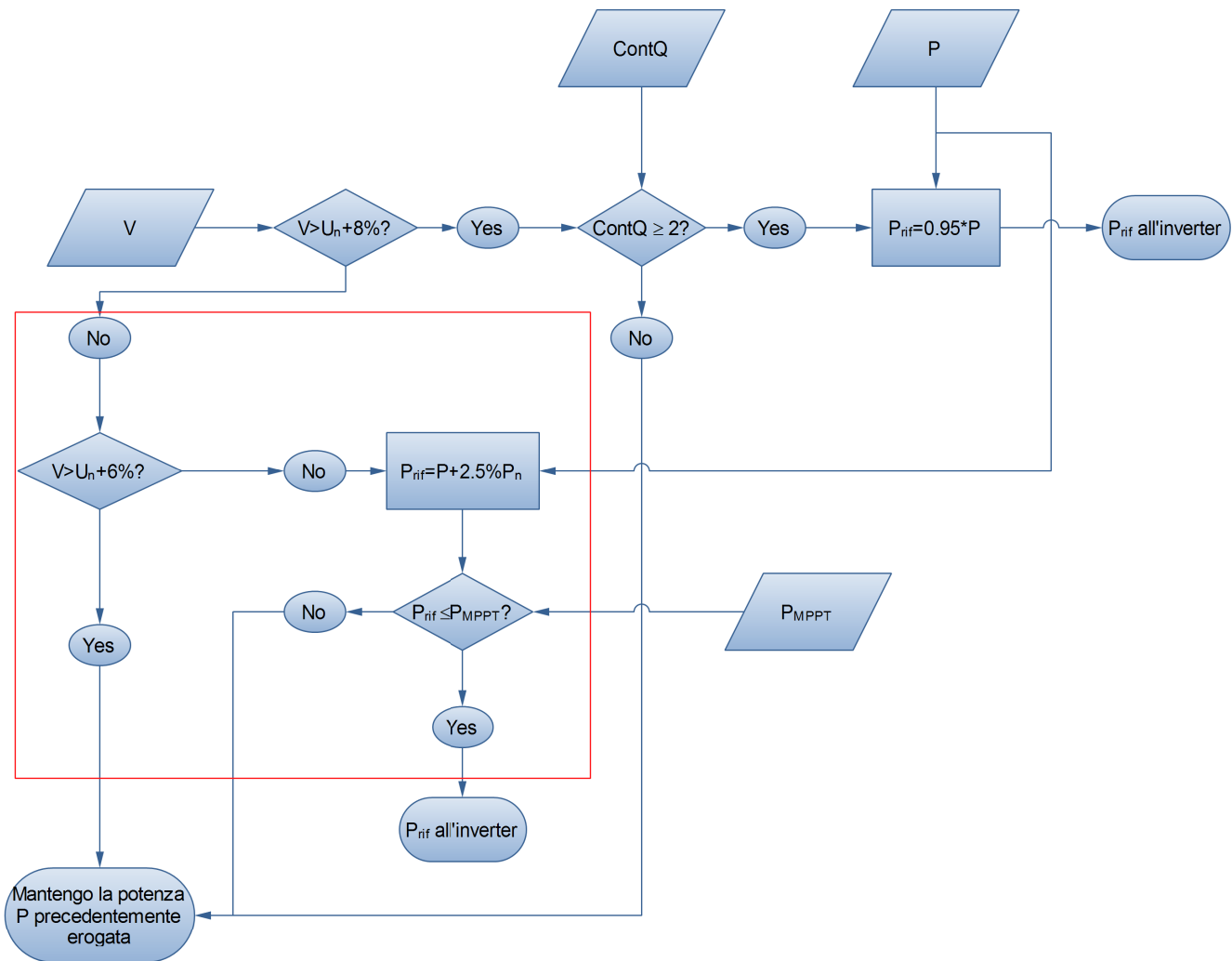


Figura 34. Rappresentazione dei punti di funzionamento sul piano P-Q, per il controllo della tensione tramite la riduzione della potenza attiva

Ogni ciclo di controllo della potenza reattiva viene ripetuto ogni 0,5 S e il comando all'inverter viene dato dopo due cicli consecutivi che presentano il medesimo risultato. Una volta che viene erogata la massima potenza reattiva viene avviato un contatore che viene incrementato ad ogni ciclo di controllo, se dopo due cicli la tensione non è rientrata nel campo operativo viene comandato il decremento (ad esempio del 5%) della potenza attiva iniettata in rete. Se dopo due ulteriori cicli la tensione non è ancora nell'intervallo desiderato si comanda un ulteriore decremento del 5% (il valore della riduzione è arbitrario, per non rendere la regolazione troppo brusca è bene mantenerlo al di sotto del 10%) e così via. Nella figura seguente sono presentati gli schemi logici dei due controlli sulla riduzione della potenza attiva per i quali si è assunta una tensione di lock-in pari al 108% della tensione nominale.





3

Figura 35. Schema logico del controllo di potenza attiva immessa in rete (di tipo A) ai fini della regolazione di tensione

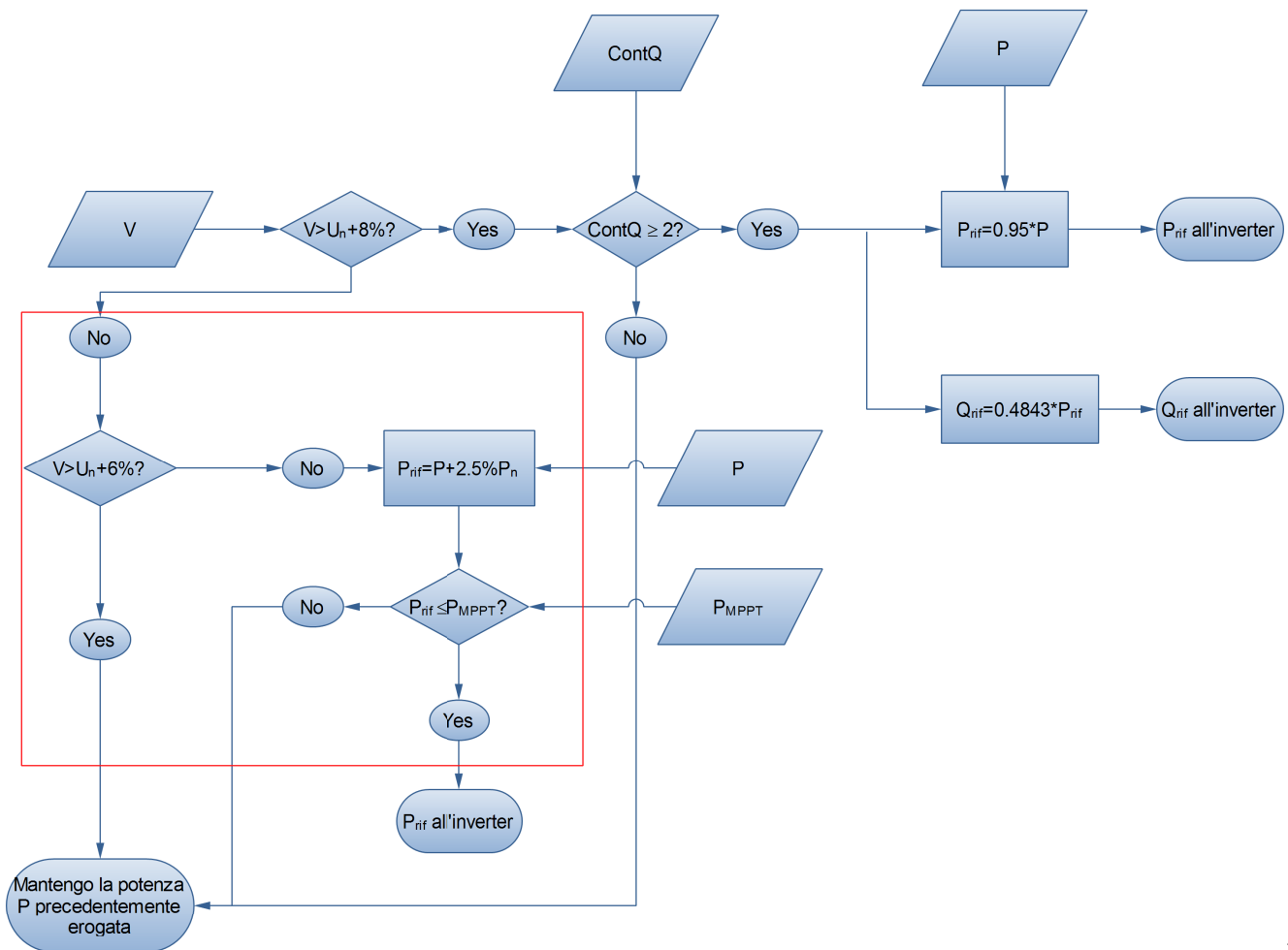
Nei riquadri rossi tratteggiati è schematizzata la funzione di mantenimento della potenza, atta a prevenire diminuzioni non necessarie di produzione di potenza attiva e a garantirne l'aumento al crescere dell'irraggiamento disponibile. Essa fa sì che, se la tensione è minore di una soglia prefissata<sup>4</sup>, la potenza venga incrementata del 2.5% (valore scelto arbitrariamente, ma è bene che sia abbastanza piccolo da garantire la stabilità del controllo ed evitare quindi che si vada in loop<sup>5</sup>) della potenza nominale.

<sup>3</sup> ContQ è una variabile che arriva dal controllo della potenza reattiva (qualunque esso sia). Viene incrementata di un'unità ogni volta che il segnale Qrif all'inverter è pari alla massima potenza reattiva assorbibile e che viene azzerata quando la tensione rientra nel corretto range operativo.

<sup>4</sup> Tale soglia può avere un valore massimo pari al 108% della tensione nominale e deve essere minore della tensione di lock-in per garantire la convergenza del controllo, nel nostro esempio è stato scelto il 106%)

<sup>5</sup> La scelta di tale valore è in funzione del valore di decremento della potenza attiva scelto, del valore di tensione di soglia del mantenimento della potenza attiva e dei valori dei parametri della rete (sensitività della tensione rispetto alle iniezioni di potenza attiva). Per una corretta scelta bisogna evitare il perpetuarsi di un ciclo per il quale la potenza attiva continua ad essere incrementata fino a che la tensione supera la soglia di lock-in per poi essere diminuita ad un valore tale che comporti il reinnesco della funzione di mantenimento della potenza attiva. Per fare ciò è necessario che la tensione possa stabilizzarsi nella banda compresa tra il valore di soglia della funzione di mantenimento e quello di lock-in, garantendo una stabile convergenza. Quindi è necessario lasciare una banda (delimitata dalla tensione di lock-in e dalla soglia della funzione di mantenimento della potenza) sufficientemente ampia. L'ampiezza di tale banda

Naturalmente, per poter aumentare la potenza erogata è necessario che la potenza precedentemente iniettata in rete sia minore di quella massima disponibile dell'impianto fotovoltaico ( $P_{MPPT}$ <sup>6</sup>).



7

Figura 36. Schema logico del controllo di potenza attiva immessa in rete (di tipo B) ai fini della regolazione di tensione

sarà in funzione della sensitività della rete, meno resistiva sarà la rete minore tale banda potrà essere ampia e viceversa.

<sup>6</sup> Si noti che  $P_{MPPT}$  è in funzione dell'irraggiamento disponibile e quindi del tempo. Tale variabile è calcolata istante per istante dal controllo MPPT dell'inverter, il quale fa sì che il generatore PV funzioni sempre alla massima potenza disponibile.

<sup>7</sup> Si noti che la potenza reattiva calcolata da questo controllo è prioritaria rispetto a quella calcolata dal controllo di reattivo.

E' inoltre possibile prevedere una riduzione della potenza attiva che segua una caratteristica di tipo  $P = f(V)$  come quella che segue.

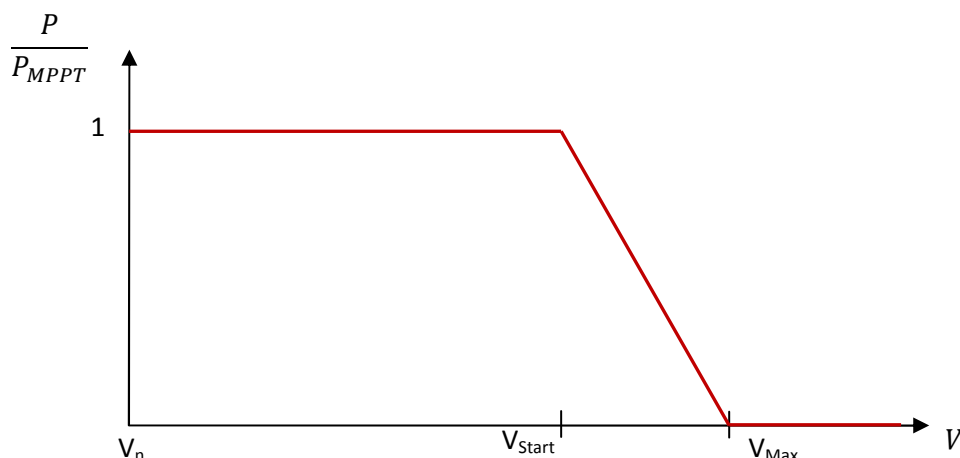


Figura 37. Caratteristica di regolazione della potenza attiva  $P=f(V)$

Tale controllo prevede che, una volta che la regolazione della potenza reattiva abbia già comandato il massimo assorbimento reattivo, in base alla tensione del nodo a cui è allacciata la generazione venga stabilito un nuovo set-point di potenza attiva (il quale è ricavato dalla caratteristica soprastante). Tipicamente  $V_{start}$  avrà un valore compreso tra il 103% e il 108% della tensione nominale, mentre  $V_{Max}$  sarà pari alla tensione massima ammissibile (110% di  $V_n$ ).

Si noti che  $P_{MPPT}$  è la potenza massima erogabile dall'utenza attiva ed è in funzione dell'irraggiamento (e quindi del tempo), questa caratteristica quindi non definisce un valore di potenza (come quelle precedenti), ma determina il rapporto tra la massima potenza disponibile istantaneamente e quella che verrà erogata in rete. Lo schema logico di tale regolazione è presentato di seguito.

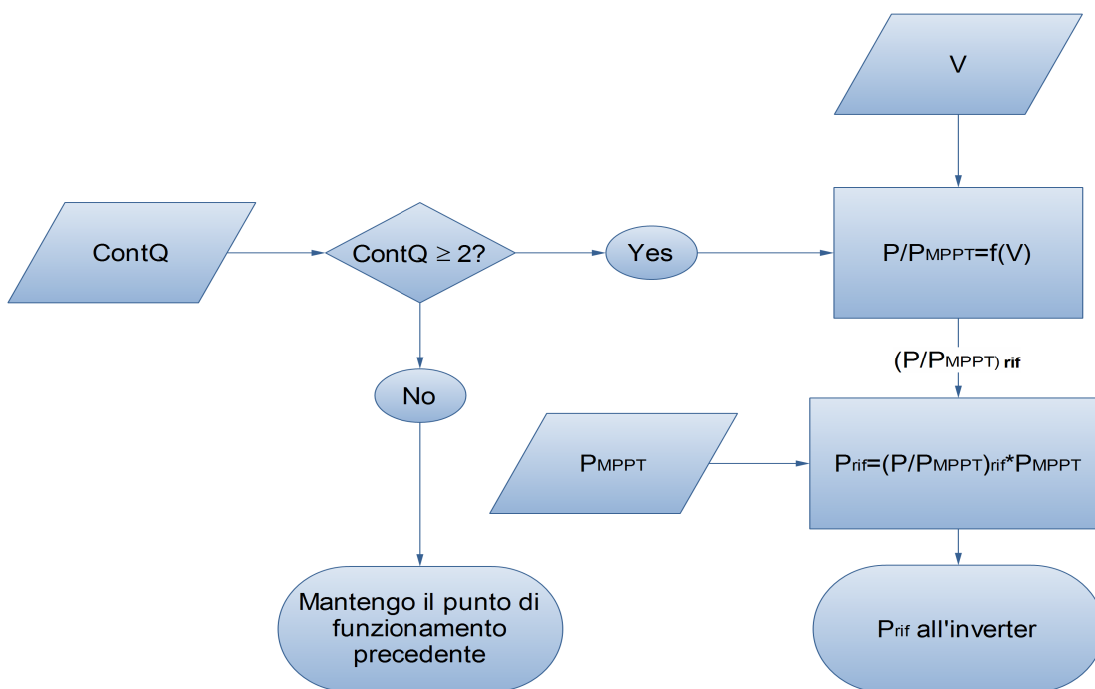


Figura 38. Schema logico della riduzione della potenza attiva secondo la caratteristica  $P = f(V)$

Le regolazioni che prevedono la riduzione della potenza attiva sono da intendersi di tipo esclusivamente locale e non sono considerate come servizio di rete remunerato, infatti evitano al produttore il distacco dalla rete in caso di valori intollerabili di tensione. Non viene considerato penalizzante il decremento di produzione dell'impianto, dato che si salvaguarda la restante parte di potenza immessa in rete.

Si noti che in reti che presentano un'alta penetrazione della GD è possibile il verificarsi dell'inversione della corrente dei feeder attivi (come nel caso della nostra rete campione). In questo caso il valore delle perdite aumenta al crescere delle iniezioni attive delle unità produttive. Dal punto di vista del produttore può essere conveniente la sola limitazione della potenza attiva da parte delle generazioni per mantenere la tensione nel corretto range di funzionamento. In questo modo, oltre al perseguimento degli obiettivi della regolazione di tensione, si ottiene anche una diminuzione delle perdite di rete. Questa logica è molto penalizzante per i produttori nel caso non sia previsto un compenso seguente alla fornitura di un servizio di rete, dato che, non essendo contemplato l'assorbimento di reattivo la riduzione, si assisterà a più marcate riduzioni di potenza iniettata in rete (ciò si traduce in un mancato profitto per l'unità produttrice). Tra le simulazioni ne sarà prevista una per la quale verrà attuata la sola regolazione della potenza attiva. Essa sarà atta a valutare quantitativamente la differenza tra la sola modulazione dell'attivo e il coordinamento del controllo di attivo e di reattivo per quanto riguarda le perdite e la riduzione di potenza attiva imposta ai generatori per mantenere la tensione nel corretto range.

La temporizzazione (il clock) di questa tipologia di controllo deve essere sincrona con quella della potenza reattiva. E' da sottolineare che l'avvio della regolazione di potenza attiva è subordinato ad un segnale (ContQ) inviato dal controllo del reattivo. Nel caso in cui la riduzione di potenza iniettata in rete avvenga con una modalità di tipo A (oppure con una caratteristica  $P = f(V)$ ) i due controlli (di attivo e reattivo) sono funzionanti simultaneamente e ognuno dei due fornisce un set-point all'inverter (uno di potenza attiva e uno di potenza reattiva). Nel caso in cui si adotti una modalità di tipo B, alla partenza del controllo di attivo si inibisce quello di reattivo, il quale non potrà più inviare segnali di set-point all'inverter (per evitare problemi di conflitto) fino a quando la tensione non rientrerà nel corretto range operativo e quindi la variabile ContQ verrà azzerata, a quel punto il controllo di potenza reattiva rientrerà in funzione.

## 7.2 Controllo Centralizzato (CC)

Si prende ora in considerazione l'ipotesi di attuare un controllo di tipo centralizzato dove un'unità remota, gestita dal distributore, comanda le varie generazioni fornendo dei set-point di potenza attiva e/o reattiva per mantenere i profili di tensione entro i limiti imposti dalle norme. Per attuare tale regolazione è necessario per il distributore conoscere i parametri della rete di distribuzione e le curve di capacità delle generazioni presenti sui vari feeder controllati. Inoltre è indispensabile un efficiente sistema di comunicazione tra l'unità centrale e gli impianti di produzione.

Delle possibili soluzioni sono l'utilizzo di:

- Rete internet: poco costosa, supporti e infrastrutture già esistenti, potenziali limiti riguardanti l'affidabilità;
- Reti Wi-Fi e Wi-Max: supporti dedicati, bande libere o di proprietà del distributore;
- Sistema PLC (Power Line Carrier): infrastrutture preesistenti, bisogna assicurarsi che i segnali di comunicazione non vengano disturbati dall'inquinamento armonico dei convertitori degli impianti di generazione;
- Fibra ottica: necessari alti investimenti per le infrastrutture di rete, molto veloce e affidabile.

La logica di controllo presentata di seguito si basa sul calcolo di matrici di sensibilità, le quali sono necessarie per individuare il generatore, o i generatori, che hanno influenza maggiore sul nodo, o sui nodi, in cui la tensione è fuori dal range di funzionamento ammesso.

Ricordiamo che essendo in una rete BT, quindi radiale e, considerando impressa la tensione sulla sbarra BT (0), ogni linea derivata da tale sbarra è assunta indipendente dalle altre in uno stato di normale funzionamento.

Prendiamo quindi in considerazione una singola linea:

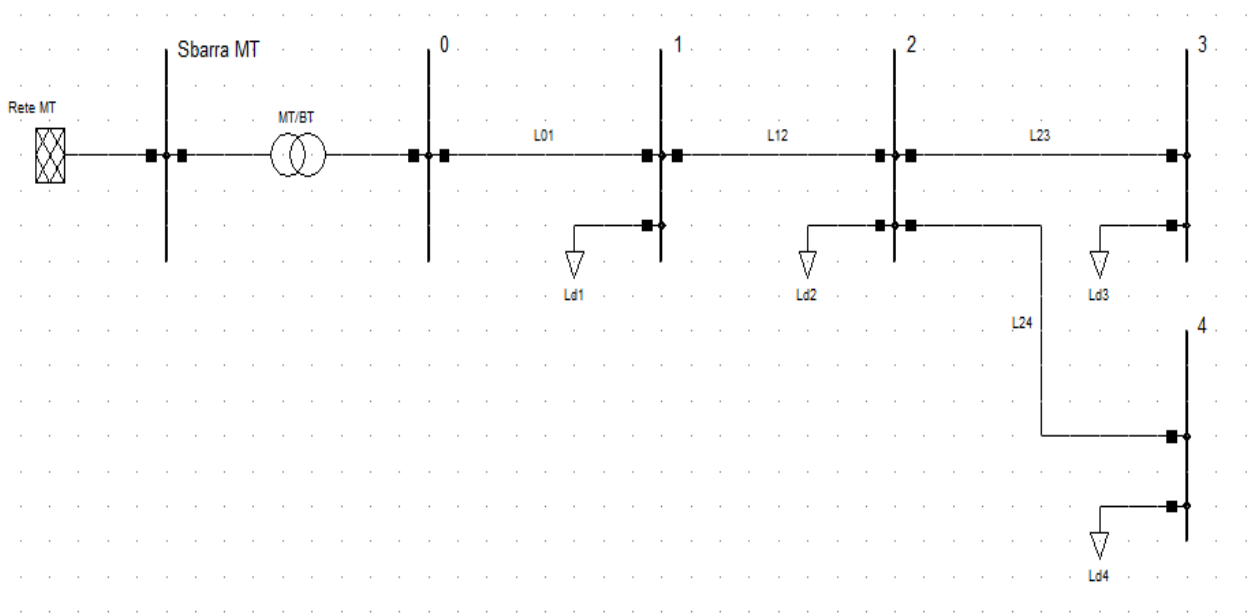


Figura 39. Linea BT

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Definiamo  $V_n$  come la tensione nominale della rete (concatenata) e di conseguenza  $E_0$  come la tensione di fase sulla sbarra 0 ( $E_0 = \frac{V_n}{\sqrt{3}}$ ) e più generalmente indicheremo con  $E_n$  la tensione di fase della sbarra n e

con  $V_{nm}$  la differenza tra  $E_n$  e  $E_m$  (quindi la caduta di tensione in linea tra la sbarra n e la sbarra m). Le resistenze e le reattanze di linea saranno  $R_{01}, R_{12}, R_{23}, R_{24}$  e  $X_{01}, X_{12}, X_{23}, X_{24}$ .  $I_1, I_2, I_3, I_4$  e  $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$  saranno le correnti assorbite dai carichi Ld1, Ld2, Ld3, Ld4 e il loro rispettivo sfasamento tra tensione e corrente.

Si faccia l'ipotesi semplificativa di considerare nulli i parametri derivati (capacità) delle linee e si prenda in considerazione a titolo esemplificativo il nodo 3. La caduta di tensione tra la sbarra BT e tale nodo sarà:

$$V_{03} = E_0 - E_3 = E_0 - E_3 + E_1 - E_1 + E_2 - E_2 = E_0 - E_1 + E_1 - E_2 + E_2 - E_3 = V_{01} + V_{12} + V_{23}$$

### Equazione 2

Secondo la formula approssimata della caduta di tensione industriale:

$$V_{23} = R_{23}I_3 \cos \varphi_3 + X_{23}I_3 \sin \varphi_3 = \frac{(E_3 R_{23} I_3 \cos \varphi_3 + E_3 X_{23} I_3 \sin \varphi_3)}{E_3} = \frac{(P_3 R_{23} + Q_3 X_{23})}{E_3}$$

### Equazione 3

Con  $P_3$  pari alla potenza attiva e  $Q_3$  pari alla potenza reattiva assorbita dal carico Ld3.

Introduciamo ora l'ipotesi semplificativa con la quale assumiamo che le cadute di tensione sulla linea siano contenute in modo tale da poter considerare ogni tensione di sbarra prossima a quella nominale.

$$V_{23} \approx \frac{(P_3 R_{23} + Q_3 X_{23})}{E_{nom}}$$

### Equazione 4

Quindi su  $L_{12}$ :

$$V_{12} \approx \frac{(P_{s2} R_{12} + Q_{s2} X_{12})}{E_{nom}}$$

### Equazione 5

Dove  $P_{s2}$  e  $Q_{s2}$  sono le potenze che transitano per la sbarra 2. Esse saranno quindi pari a:

$$P_{s2} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{23} + P_{24}$$

### Equazione 6

$$Q_{s2} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_{23} + Q_{24}$$

### Equazione 7

Dove i termini  $P_{nm}$  sono pari alle perdite di potenza attiva in linea tra la sbarra n e la sbarra m, e i termini  $Q_{nm}$  sono la potenza reattiva assorbita dalle induttanze di linea tra la sbarra n e la sbarra m.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Trascurando le perdite:

$$P_{s2} \approx P_2 + P_3 + P_4$$

Equazione 8

$$Q_{s2} \approx Q_2 + Q_3 + Q_4$$

Equazione 9

Perciò:

$$V_{12} \approx [(P_2 + P_3 + P_4)R_{12} + (Q_2 + Q_3 + Q_4)X_{12}] / E_{nom}$$

Equazione 10

Di conseguenza:

$$V_{01} \approx (P_{s1}R_{01} + Q_{s1}X_{01}) / E_{nom} \approx [(P_1 + P_2 + P_3 + P_4)R_{01} + (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4)X_{01}] / E_{nom}$$

Equazione 11

Sostituendo nella 1 le equazioni 4, 10, 11:

$$V_{03} = V_{01} + V_{12} + V_{23} \approx$$

$$\begin{aligned} & \{[(P_1 + P_2 + P_3 + P_4)R_{01} + (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4)X_{01}] + [(P_2 + P_3 + P_4)R_{12} + (Q_2 + Q_3 + Q_4)X_{12}] + (P_3R_{23} + Q_3X_{23})\} / E_{nom} = \\ & = \left[ \begin{array}{l} P_1R_{01} + P_2(R_{01} + R_{12}) + P_3(R_{01} + R_{12} + R_{23}) + P_4(R_{01} + R_{12}) + Q_1X_{01} + Q_2(X_{01} + X_{12}) + Q_3(X_{01} + X_{12} + X_{23}) \\ + \\ Q_4(X_{01} + X_{12}) \end{array} \right] / E_{nom} \end{aligned}$$

Equazione 12

Tramite l'equazione 12 abbiamo espresso la caduta di tensione  $V_{03}$  in funzione della potenza delle utenze presenti sul feeder. Avendo considerato  $E_0$  impressa e costante anche  $E_3$  può essere espressa in funzione delle iniezioni/assorbimenti di potenza attiva e reattiva in rete, quindi è possibile esprimere ogni tensione di sbarra in funzione dei carichi.

$$V_{03} = f(P_1, Q_1, \dots, P_N, Q_N) = E_0 - E_3 \rightarrow \text{essendo } E_0 \text{ costante} \rightarrow E_3 = f(P_1, Q_1, \dots, P_N, Q_N)$$

Equazione 13

Dove N è il numero delle utenze presenti sul feeder.

Generalmente:

$$E_i = f(P_1, Q_1, \dots, P_N, Q_N)$$

Equazione 14

Quindi a fronte di una variazione di potenza, assorbita o erogata, si avranno delle variazioni delle varie tensioni nei diversi punti della rete:

$$\Delta E_i = f(\Delta P_1, \Delta Q_1, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_N) = \sum_{j=1}^N \left[ \left( \frac{\partial E_i}{\partial Q_j} \right) \Delta Q_j + \left( \frac{\partial E_i}{\partial P_j} \right) \Delta P_j \right]$$

**Equazione 15**

Tornando al nostro esempio riguardante la sbarra 3:

$$E_3 = E_0 - [P_1 R_{01} + P_2 (R_{01} + R_{12}) + P_3 (R_{01} + R_{12} + R_{23}) + P_4 (R_{01} + R_{12}) + Q_1 X_{01} + Q_2 (X_{01} + X_{12}) + Q_3 (X_{01} + X_{12} + X_{23}) + Q_4 (X_{01} + X_{12})] / E_{nom}$$

**Equazione 16**

Dalla 15 si otterrà:

$$\Delta E_3 = \left( \frac{\partial E_3}{\partial Q_1} \right) \Delta Q_1 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial P_1} \right) \Delta P_1 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial Q_2} \right) \Delta Q_2 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial P_2} \right) \Delta P_2 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial Q_3} \right) \Delta Q_3 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial P_3} \right) \Delta P_3 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial Q_4} \right) \Delta Q_4 + \left( \frac{\partial E_3}{\partial P_4} \right) \Delta P_4$$

**Equazione 17**

E' quindi necessario calcolare le derivate parziali:

$$\frac{\partial E_3}{\partial Q_1} = -X_{01} / E_{nom}$$

**Equazione 18**

$$\frac{\partial E_3}{\partial P_1} = -R_{01} / E_{nom}$$

**Equazione 19**

$$\frac{\partial E_3}{\partial Q_2} = -(X_{01} + X_{12}) / E_{nom}$$

**Equazione 20**

$$\frac{\partial E_3}{\partial P_2} = -(R_{01} + R_{12}) / E_{nom}$$

**Equazione 21**



$$\partial E_3 / \partial Q_3 = -(X_{01} + X_{12} + X_{23}) / E_{nom}$$

Equazione 22

$$\partial E_3 / \partial P_3 = -(R_{01} + R_{12} + R_{23}) / E_{nom}$$

Equazione 23

$$\partial E_3 / \partial Q_4 = -(X_{01} + X_{12}) / E_{nom}$$

Equazione 24

$$\partial E_3 / \partial P_4 = -(R_{01} + R_{12}) / E_{nom}$$

Equazione 25

Si noti che, essendo il segno di queste derivate negativo, ogni iniezione negativa (che per la convenzione di segno da noi assunta coincide con l'erogazione di potenza in rete) tende ad innalzare la tensione nei nodi del feeder. Da ciò si evince pure che per diminuire la tensione in un punto del feeder, qualora essa sia al di fuori dei limiti di funzionamento ammissibile, è possibile assorbire potenza reattiva e/o diminuire la potenza attiva generata.

Generalmente:

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \vdots \\ \Delta E_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial E_1 / \partial Q_1 & \dots & \partial E_1 / \partial Q_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \partial E_N / \partial Q_1 & \dots & \partial E_N / \partial Q_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \partial E_1 / \partial P_1 & \dots & \partial E_1 / \partial P_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \partial E_N / \partial P_1 & \dots & \partial E_N / \partial P_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \\ \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{bmatrix}$$

Equazione 26

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \vdots \\ \Delta E_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [S_Q] & [S_P] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \\ \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{bmatrix}$$

Equazione 27

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \vdots \\ \Delta E_N \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \\ \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{bmatrix}$$

Equazione 28

Per la nostra linea è possibile quindi costruire la seguente matrice:

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \\ \Delta E_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_4} & \frac{\partial E_1}{\partial P_1} & \frac{\partial E_1}{\partial P_2} & \frac{\partial E_1}{\partial P_3} & \frac{\partial E_1}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_2}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_4} & \frac{\partial E_2}{\partial P_1} & \frac{\partial E_2}{\partial P_2} & \frac{\partial E_2}{\partial P_3} & \frac{\partial E_2}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_3}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_4} & \frac{\partial E_3}{\partial P_1} & \frac{\partial E_3}{\partial P_2} & \frac{\partial E_3}{\partial P_3} & \frac{\partial E_3}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_4}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_4} & \frac{\partial E_4}{\partial P_1} & \frac{\partial E_4}{\partial P_2} & \frac{\partial E_4}{\partial P_3} & \frac{\partial E_4}{\partial P_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix}$$

Equazione 29

$$[S_Q] = \begin{bmatrix} \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_1}{\partial Q_4} \\ \frac{\partial E_2}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_2}{\partial Q_4} \\ \frac{\partial E_3}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_3}{\partial Q_4} \\ \frac{\partial E_4}{\partial Q_1} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_2} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_3} & \frac{\partial E_4}{\partial Q_4} \end{bmatrix}$$

Equazione 30

$$[S_P] = \begin{bmatrix} \frac{\partial E_1}{\partial P_1} & \frac{\partial E_1}{\partial P_2} & \frac{\partial E_1}{\partial P_3} & \frac{\partial E_1}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_2}{\partial P_1} & \frac{\partial E_2}{\partial P_2} & \frac{\partial E_2}{\partial P_3} & \frac{\partial E_2}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_3}{\partial P_1} & \frac{\partial E_3}{\partial P_2} & \frac{\partial E_3}{\partial P_3} & \frac{\partial E_3}{\partial P_4} \\ \frac{\partial E_4}{\partial P_1} & \frac{\partial E_4}{\partial P_2} & \frac{\partial E_4}{\partial P_3} & \frac{\partial E_4}{\partial P_4} \end{bmatrix}$$

Equazione 31

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \\ \Delta E_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [S_Q] & [S_P] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix}$$

Equazione 32

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \\ \Delta E_4 \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix}$$

Equazione 33

Dai risultati ottenuti per il nodo 3 si evince che è possibile costruire le matrici  $S_P$  e  $S_Q$  per ispezione dalla rete seguendo il seguente criterio: l'elemento  $i,j$  della matrice  $S_P$  è dato dalla somma delle resistenze dei rami per i quali fluiscono entrambi i flussi di potenza del nodo  $i$  e del nodo  $j$  cambiata di segno, divisa per la tensione nominale; mentre l'elemento  $i,j$  della matrice  $S_Q$  è dato dalla somma delle reattanze dei rami per i quali fluiscono entrambi i flussi di potenza del nodo  $i$  e del nodo  $j$  cambiata di segno, divisa per la tensione nominale. Si noti che per utilizzare questo criterio è necessario considerare il flusso di potenza che fluisce esclusivamente dal nodo della sbarra (di saldo) verso i carichi. E' inoltre importante precisare che le due matrici saranno per costruzione simmetriche.

Per la nostra linea otterremo quindi le seguenti matrici  $S_P$  e  $S_Q$ :

$$[S_Q] = \begin{bmatrix} -X_{01}/E_{nom} & -X_{01}/E_{nom} & -X_{01}/E_{nom} & -X_{01}/E_{nom} \\ -X_{01}/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} \\ -X_{01}/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12} + X_{23})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} \\ -X_{01}/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12})/E_{nom} & -(X_{01} + X_{12} + X_{24})/E_{nom} \end{bmatrix}$$

Equazione 34

$$[S_P] = \begin{bmatrix} -R_{01}/E_{nom} & -R_{01}/E_{nom} & -R_{01}/E_{nom} & -R_{01}/E_{nom} \\ -R_{01}/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} \\ -R_{01}/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12} + R_{23})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} \\ -R_{01}/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12})/E_{nom} & -(R_{01} + R_{12} + R_{24})/E_{nom} \end{bmatrix}$$

Equazione 35

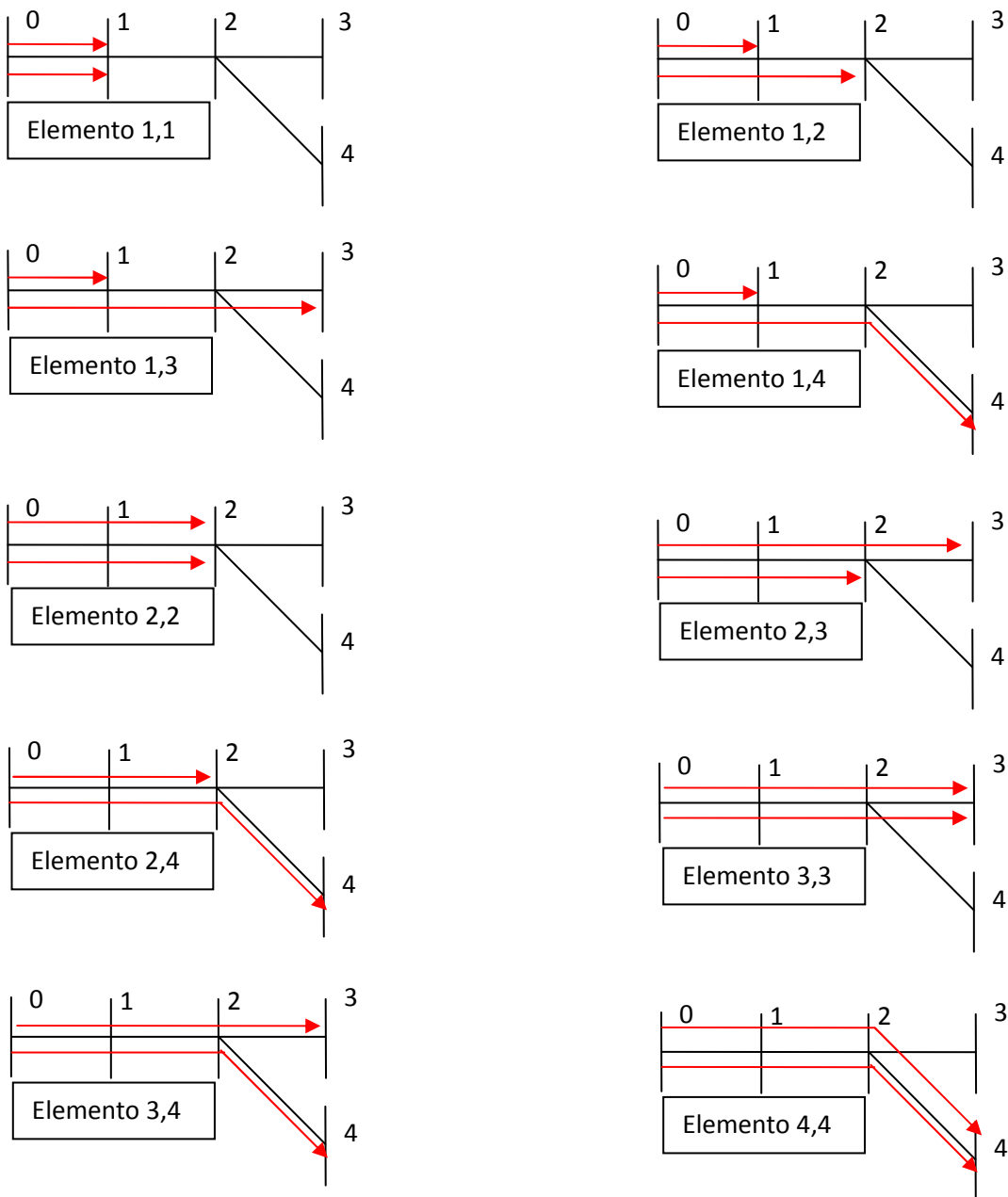


Figura 40. Grafo del feeder ripetuto per valutare i termini delle matrici  $S_p$  e  $S_Q$

### 7.2.1 Logica di controllo e scelta dei BG (Best Generator)

Per l'utilizzo di un controllo di tipo centralizzato è necessario che l'unità centrale di controllo:

- Riceva le misure di tensione in ogni nodo della rete;
- Abbia in memoria le matrici  $S_p$  e  $S_Q$  della linea controllata;
- Riceva i punti di funzionamento ( $P, P_{MPPT}$  e  $Q$ ) delle utenze attive e abbia in memoria le loro curve di capability.

E' inoltre necessario che le utenze attive siano predisposte alla ricezione di set-point di potenza (attiva e reattiva) e all'invio delle misure necessarie all'analisi dell'unità centrale. E' importante precisare che questo tipo di controllo deve prevedere uno sforzo computazionale moderato, in modo da poterlo implementare su tutte le linee BT permettendo di installare nelle cabine un hardware di limitata potenza di calcolo (in modo da contenere i costi). A causa di questa necessità, non vengono quindi presi in considerazione programmi di ottimizzazione di determinate funzioni obiettivo o cicli che prevedano un elevato numero di load-flow; sarà quindi necessario l'utilizzo di logiche di controllo semplificate ma efficaci.

Date le matrici  $S_p$  e  $S_Q$  è possibile la creazione di matrici che indichino quanto l'intervento di un generatore incida sulle tensioni nodali (matrici d'intervento  $S_{P_i}$  e  $S_{Q_i}$ ). Definiamo come  $\Delta Q_{Mn}$ <sup>8</sup> la massima variazione potenza reattiva erogabile o assorbibile dalla generica generazione connessa al nodo  $n$ . Nel caso di utenza passiva o di generazione non in grado di regolare i flussi d'energia reattiva, tale valore sarà nullo.

Costruiremo la matrice d'intervento  $S_{Q_i}$  nel seguente modo:

$$[S_{Q_i}] = [S_Q] \begin{bmatrix} \Delta Q_{M1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \Delta Q_{M2} & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \Delta Q_{MN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} \right) \Delta Q_{M1} & \dots & \left( \frac{\partial E_1}{\partial Q_N} \right) \Delta Q_{MN} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left( \frac{\partial E_N}{\partial Q_1} \right) \Delta Q_{M1} & \dots & \left( \frac{\partial E_N}{\partial Q_N} \right) \Delta Q_{MN} \end{bmatrix}$$

Equazione 36

Se all'unità centrale perviene una misura di tensione che esce dal range di funzionamento ammissibile nel nodo  $k$ -esimo<sup>9</sup>, il controllo dovrà ricercare nella riga  $k$ -esima della matrice l'elemento maggiore in modulo (in caso di valori uguali si sceglie il generatore più vicino al nodo  $i$ -esimo), individuando quindi la generazione (BRG, Best Reactive Generator, nodo  $i$ ) che dovrà intervenire. Una volta verificato che tale unità produttiva non stia già assorbendo o erogando la sua massima potenza reattiva in seguito all'azione del controllo locale, verrà lanciato un load-flow per il quale viene impostata la nuova potenza reattiva del BRG (sarà la massima in assorbimento o in erogazione). Da tale load-flow, verranno determinate le perdite complessive del feeder e la nuova tensione nel nodo  $k$ -esimo ( $E'_k$ ). Viene quindi calcolata la variazione

<sup>8</sup> Tale valore sarà pari alla differenza tra la massima potenza reattiva erogabile nominale (considerando una capability di tipo rettangolare sarà pari a  $0.4843 * P_{nom}$ ) e il valore assoluto della potenza reattiva (assorbita o erogata) istantaneamente.

<sup>9</sup> nel caso in cui ci siano più nodi che lavorino fuori dal range ammissibile di tensione, si sceglie il nodo che presenta il maggior scarto dal valore nominale.

della tensione nel nodo k-esimo ( $\Delta E_k$ ). Se la nuova tensione in tale nodo è compresa nel range di funzionamento ammissibile verrà calcolata tramite la matrice  $S_P$  la variazione di potenza attiva per la quale si avrebbe la medesima variazione di tensione nel nodo k-esimo.

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \vdots \\ \Delta E_k \\ \vdots \\ \Delta E_N \end{bmatrix} = [S_P] \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta P_j \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial E_1 / \partial P_1 & \cdots & \partial E_1 / \partial P_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \partial E_N / \partial P_1 & \cdots & \partial E_N / \partial P_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta P_j \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

**Equazione 37**

Quindi  $\Delta P_j$  risulterà:

$$\Delta P_j = \frac{\Delta E_k}{S_{P(k,j)}} = \frac{E_k - E'_k}{S_{P(k,j)}}$$

**Equazione 38**

Per fare ciò è necessario definire la generazione che ha una maggiore influenza sul nodo k per quanto riguarda l'immissione di potenza attiva (il nodo j-esimo, al quale è collegato il BAG). Il BAG (Best Active Generator) viene definito tramite la matrice d'intervanto SPI valutando il termine in modulo maggiore sulla k-esima riga:

$$[S_{PI}] = [S_P] \begin{bmatrix} P_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & P_2 & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left( \frac{\partial E_1}{\partial P_1} \right) P_1 & \cdots & \left( \frac{\partial E_1}{\partial P_N} \right) P_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left( \frac{\partial E_N}{\partial P_1} \right) P_1 & \cdots & \left( \frac{\partial E_N}{\partial P_N} \right) P_N \end{bmatrix}$$

**Equazione 39**

Dove i termini  $P_i$  sono le potenze erogate istantaneamente dai generatori nei vari nodi (se un nodo è passivo tale termine sarà nullo), quindi, come  $S_{Ql}$ , la matrice d'intervento attiva varia in funzione dello stato delle generazioni lungo la rete.

Definita la variazione di potenza  $\Delta P_j$ , si lancerà quindi un nuovo load-flow, per il quale verrà variata (dalla situazione di partenza) la potenza attiva nel nodo j-esimo, calcolando così le perdite di rete. A questo punto è previsto un confronto tra i costi della regolazione di reattivo e quelli della regolazione di potenza attiva del distributore:

$$C_R = K_{loss} P_{loss(R)} + K_R |\Delta Q_{Mi}|$$

**Equazione 40**

Dove:

- $K_{loss}$  è il coefficiente di costo delle perdite [€/kW]

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

- $P_{loss(R)}$  sono le perdite nel caso di regolazione di reattivo
- $K_R$  è il coefficiente di costo del servizio di rete previsto per il reattivo [€/kvar]
- $\Delta Q_{Mi}$  è la variazione di potenza reattiva del BRG (allacciato nel nodo i)

$$C_A = K_{loss} P_{loss(A)} + K_A \Delta P_j$$

### Equazione 41

Dove:

- $K_{loss}$  è il coefficiente di costo delle perdite [€/kW]
- $P_{loss(A)}$  sono le perdite nel caso di regolazione di attivo
- $K_A$  è il coefficiente di costo del servizio di rete previsto per il attivo [€/kW]
- $\Delta P_j$  è la variazione di potenza attiva del BAG (allacciato nel nodo j)

In base al tipo di regolazione che presenta il minor costo verrà inviato il nuovo set-point di funzionamento al BAG o al BRG.

Nel caso in cui dopo il primo load-flow la tensione nel nodo k-esimo non rientri nel campo di funzionamento ammissibile, viene calcolata la differenza tra la tensione iniziale e il valore limite del range di corretto funzionamento (tipicamente  $1.08 \cdot E_n$ ) e viene divisa per  $S_{P(k,j)}$ , ottenendo la variazione di potenza attiva che riporterebbe la tensione del nodo k pari al 108% della tensione nominale ( $\Delta P_j$ ):

$$\Delta P_j = \frac{(E_k - 1.08 \cdot E_n)}{S_{P(k,j)}}$$

### Equazione 42

Se tale variazione è minore della potenza erogata dal generatore nel nodo j-esimo allora viene inviato a tale generazione un set-point di potenza attiva pari alla differenza  $P_j - \Delta P_j$ . Nel caso in cui  $\Delta P_j$  sia maggiore della potenza iniettata in rete nel nodo j-esimo viene calcolata la variazione di tensione nel nodo perturbato conseguente al distacco del BAG:

$$\Delta E_k = -S_{P(k,j)} P_j$$

### Equazione 43

E' quindi possibile definire la tensione  $E''_k$  come la tensione che si avrebbe nel nodo k-esimo in seguito al distacco del generatore allacciato nel nodo j-esimo (BAG). Tale tensione verrà confrontata con  $E'_k$ , valutando in questo modo se risulti più efficace ai fini del miglioramento dei profili di tensione il distacco del BAG o l'intervento del BRG.

Questo controllo, quindi, ottimizza l'economia del distributore (mediante il confronto tra  $C_A$  e  $C_R$ ) nel caso in cui l'intervento del BRG riporti la tensione entro valori accettabili, nel caso contrario viene scelto il tipo di controllo che più avvicina la tensione ai corretti limiti operativi.

Lo schema logico di questo controllo è il seguente:

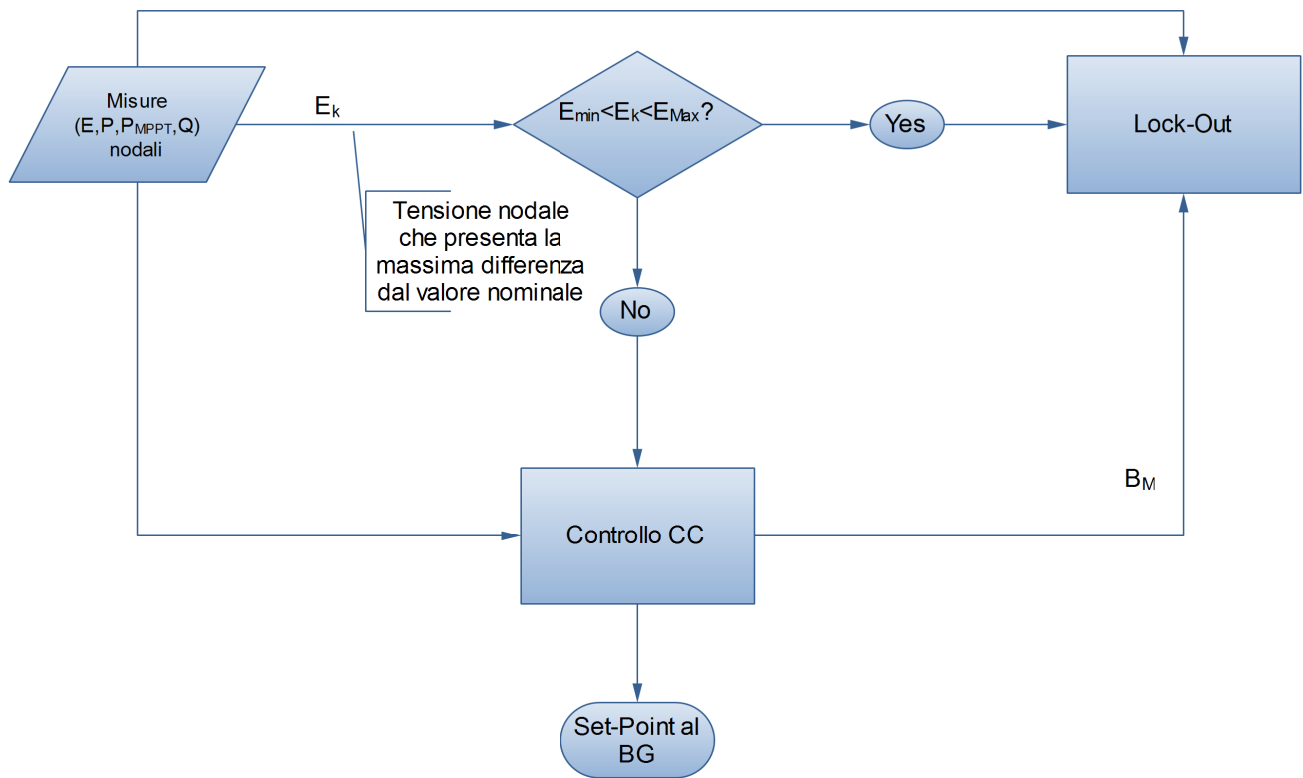


Figura 41. Schema logico della regolazione

Dove  $E_k$  è il potenziale del nodo che viola i limiti di tensione,  $E_{MAX}$  ed  $E_{min}$  sono i valori di tensione limite del range di corretto funzionamento (cautelativamente sono assunti pari al 108% e al 92% della tensione nominale).

La convenzione di segno da noi usata prevede che variazioni di potenza positive coincidano con un aumento dell'assorbimento di tale utenza. Conseguentemente, potenze assorbite saranno positive, mentre erogate negative. Si noti che, nel caso in cui venisse richiesto un aumento di erogazione di potenza attiva ( $\Delta P_j < 0$ ), la regolazione esce dal controllo dell'attivo e fornisce il set-point di potenza reattiva (vedi settore evidenziato in rosso in Fig. 43). Ciò è dovuto al fatto che, solitamente, i tipi d'impianto che compongono la GD non hanno la capacità di regolare la potenza attiva a salire (per esempio un impianto fotovoltaico eroga sempre la sua massima potenza disponibile, è quindi impossibilitato ad aumentare la produzione attiva su richiesta). Per effettuare una regolazione di tensione sfruttando la potenza attiva anche a salire è necessario installare dei sistemi di accumulo.

Possiamo riassumere il nostro controllo in una sequenza di operazioni ai fini di chiarire il suo funzionamento (vedi Fig. 43):

- (A) Individuazione del BRG (nodo  $i$ ) e definizione della sua nuova potenza reattiva;
- (B) Calcolo di Load-Flow per il quale si determinano perdite (necessarie al calcolo di  $C_R$ ) e profilo di tensione nel possibile nuovo stato della rete;
- (C) Verifica sul valore della tensione nel nodo  $k$  nel nuovo stato;



- (D1) Se (C) è positiva viene individuato il BAG (nodo j), calcolata la potenza  $P'_j$  (potenza erogata dal j-esimo generatore per la quale si avrebbe nel nodo perturbato la medesima variazione di tensione conseguente alla variazione di potenza reattiva nel nodo i-esimo) e viene lanciato un load-flow per il calcolo delle perdite e di conseguenza di  $C_A$ ;
- (E1) Confronto per stabilire quale dei due controlli ottimizza l'economia del distributore;
- (D2) Nel caso in cui (C) risultasse negativo viene calcolata la variazione  $\Delta P_j$  per la quale la tensione diventerebbe pari al massimo valore di tensione ammesso ( $E_{MAX}$  tipicamente è pari al 108% di  $E_{nom}$ );
- (E2) Si verifica se la variazione di potenza richiesta nel nodo j-esimo è minore di quella attualmente erogata. Se tale verifica è positiva si comanda al BAG di eseguire tale variazione. Nel caso contrario si confrontano le tensioni ottenute nel caso di regolazione di reattivo (nel nodo i-esimo) e distacco dalla rete del j-esimo generatore e si comanda la regolazione che garantisce un più marcato abbassamento di tensione.

E' importante precisare che i set-point inviati dal controllo centrale devono essere prioritari rispetto ai punti di funzionamento impostati dal controllo locale operante sull'utenza attiva. Quindi, una volta fornito un set-point dal CC, esso potrà essere rimosso solo dopo che l'unità centrale stessa abbia inviato un apposito comando, e da quel momento in poi l'unità produttiva tornerà ad essere controllata dal LC.

Per evitare inutili assorbimenti d'energia reattiva o riduzioni di produzione attiva non necessarie, si implementa nel controllo la funzione di Lock-Out. Essa, una volta che la tensione è rientrata nei corretti limiti operativi, verifica se è possibile rimuovere dei set-point dalle generazioni della rete. Lo schema logico di questa funzione è espresso in Fig. 42.

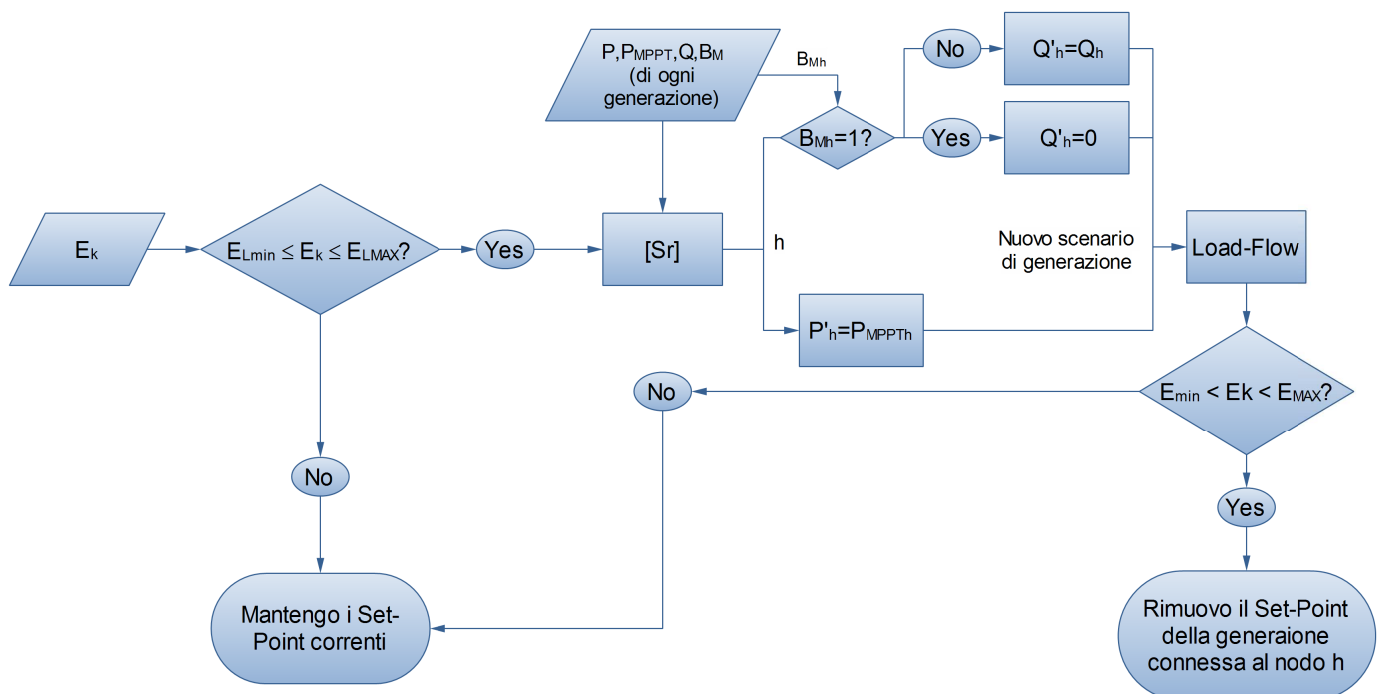


Figura 42. Schema logico della funzione Lock-Out

La funzione Lock-Out viene attivata quando nessun limite di tensione viene violato. Verificata tale condizione, viene effettuato un altro controllo sul valore di tensione, nel quale si verifica che il potenziale

nel nodo k-esimo<sup>10</sup> sia compreso entro una banda di tensione centrata sul valore nominale (tra  $E_{Lmin}$  e  $E_{LMAX}$ <sup>11</sup>) e meno ampia di quella delimitata dalla massima e dalla minima tensione ammissibile. Se tale verifica è positiva per procedere nel controllo è necessaria la costruzione della matrice  $[S_r]$ , in caso contrario verranno mantenuti i set-point precedentemente impostati.

$$[S_r] = [S_{Pr}] + [S_{Qr}]$$

Equazione 44

$$[S_{Pr}] = [S_P] \begin{bmatrix} P_{MPPT(1)} - P_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & P_{MPPT(2)} - P_2 & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & P_{MPPT(N)} - P_N \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} \left( \frac{\partial E_1}{\partial P_1} \right) P_{MPPT(1)} - P_1 & \dots & \left( \frac{\partial E_1}{\partial P_N} \right) P_{MPPT(N)} - P_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left( \frac{\partial E_N}{\partial P_1} \right) P_{MPPT(1)} - P_1 & \dots & \left( \frac{\partial E_N}{\partial P_N} \right) P_{MPPT(N)} - P_N \end{bmatrix}$$

Equazione 45

La matrice  $S_{Pr}$  è costruita tenendo conto della sensitività di ogni nodo e del massimo incremento di potenza disponibile ad ogni istante di attivazione del ciclo di controllo.

Per la costruzione di  $[S_{Qr}]$  è necessario definire i BitMarker ( $B_M$ ). Quest'ultimi sono informazioni binarie (1 bit) associate ad ogni generazione; sono pari a 1 se all'unità produttiva è stato imposto un set-point dal CC e pari a zero in caso contrario. Moltiplicando la potenza reattiva per questi valori si definisce quali tra i generatori della rete ha imposto un punto di funzionamento prioritario (solo gli elementi legati a tali utenze attive saranno diversi da zero).

$$[S_{Qr}] = [S_Q] \begin{bmatrix} Q_1 * B_{M1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & Q_2 * B_{M2} & \dots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & Q_N * B_{MN} \end{bmatrix} =$$

<sup>10</sup> nodo che presenta il maggior scarto dal valore nominale.

<sup>11</sup> E' bene che tali valori siano coordinati col controllo della potenza reattiva; devono quindi coincidere con i valori limite della banda di non intervento (tipicamente  $E_{Lmin} = 0.97 * V_n$  e  $E_{LMAX} = 1.03 * V_n$ ). Tale condizione è espressa per poter rafforzare la validità dell'ipotesi semplificativa che seguirà a riguardo dell'imposizione di un valore nullo per  $Q_h$ . Generalmente per poter garantire una maggiore producibilità è comunque possibile aumentare l'ampiezza di questa banda senza incorrere in instabilità fino ad arrivare a quella di funzionamento ammesso (il raggiungimento di uno stato stabile è garantito dal controllo che viene fatto sui risultati del Load Flow seguente).

$$= \begin{bmatrix} \left( \frac{\partial E_1}{\partial Q_1} \right) Q_1 * B_{M1} & \dots & \left( \frac{\partial E_1}{\partial Q_N} \right) Q_N * B_{MN} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left( \frac{\partial E_N}{\partial Q_1} \right) Q_1 * B_{M1} & \dots & \left( \frac{\partial E_N}{\partial Q_N} \right) Q_N * B_{MN} \end{bmatrix}$$

**Equazione 46**

Una volta costruita la matrice  $[S_r]$  (i cui valori sono indicativi di quanto le varie generazioni, in quel determinato stato della rete, possano influire sul profilo di tensione), viene ricercato nella k-esima riga il valore in modulo minore tra quelli diversi da zero (viene individuata la colonna h, che sarà il nodo a cui è connesso il generatore su cui agirà il controllo). In questo modo è individuata la generazione meno influente sulla tensione del nodo k (tra quelle che avevano un punto di funzionamento impostato dal CC). Si procede lanciando un load-flow per il quale viene rimosso il set-point di tale utenza attiva (viene impostata la potenza attiva pari a quella massima disponibile<sup>12</sup> e s'ipotizza che, essendo la tensione compresa nella banda di non intervento del controllo di reattivo, la potenza reattiva sia nulla<sup>13</sup>. Nel caso in cui il BitMarker della generazione scelta sia nullo, il reattivo non viene variato per evitare continue oscillazioni del set-point di potenza reattiva dovute alla seguente azione del controllo locale), fornendo quindi un nuovo profilo di tensione. Se tale profilo rispetta i vincoli operativi si invia al generatore scelto il comando di rimozione del set-point, in caso contrario si mantengono i set-point correnti<sup>14</sup>.

Per quanto riguarda la temporizzazione del ciclo di controllo, è necessario che esso sia ripetuto per un lasso di tempo non inferiore di quello in cui il controllo locale di potenza reattiva<sup>15</sup> va a regime. In funzione di tale valore si potrà definire il periodo di ripetizione del ciclo di controllo centralizzato. In quest'ottica è bene mantenere un buon margine tra la ripetizione del CC e il valore massimo per cui il controllo locale raggiunge un regime stabile, in modo da non rendere necessaria la sincronizzazione tra i due tipi di controllo. Come si vedrà in seguito, il controllo locale della potenza reattiva più lento andrà a regime in 6 S se implementato nella nostra rete campione; in questo caso il controllo centralizzato potrà essere lanciato ogni 10 S.

<sup>12</sup>  $P_{MPPT}$

<sup>13</sup> Tale affermazione non è sempre verificata. S'ipotizza che, agendo sulla generazione meno influente rispetto alla tensione, al variare del suo punto di funzionamento non si esca dalla zona banda di non intervento della regolazione di reattivo. Si noti che nel caso in cui la tensione uscisse da tale banda il controllo locale di reattivo si azionerebbe con lo scopo di riportare la tensione nei limiti operativi, quella che si fa è quindi un'ipotesi di tipo cautelativo.

<sup>14</sup> Nel caso in cui il set-point venga rimosso tale generazione erogherà una potenza pari a quella massima disponibile e un valore di potenza reattiva in funzione della tensione del nodo di allacciamento e del tipo di controllo di energia reattiva adottato (per il calcolo di load-flow si è ipotizzata cautelativamente una potenza reattiva nulla).

<sup>15</sup> Si noti che nel caso in cui venga utilizzato il controllo centralizzato non sarà previsto un controllo locale che limita la potenza attiva. Si vedrà in seguito il confronto tra le prestazioni dei due controlli.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

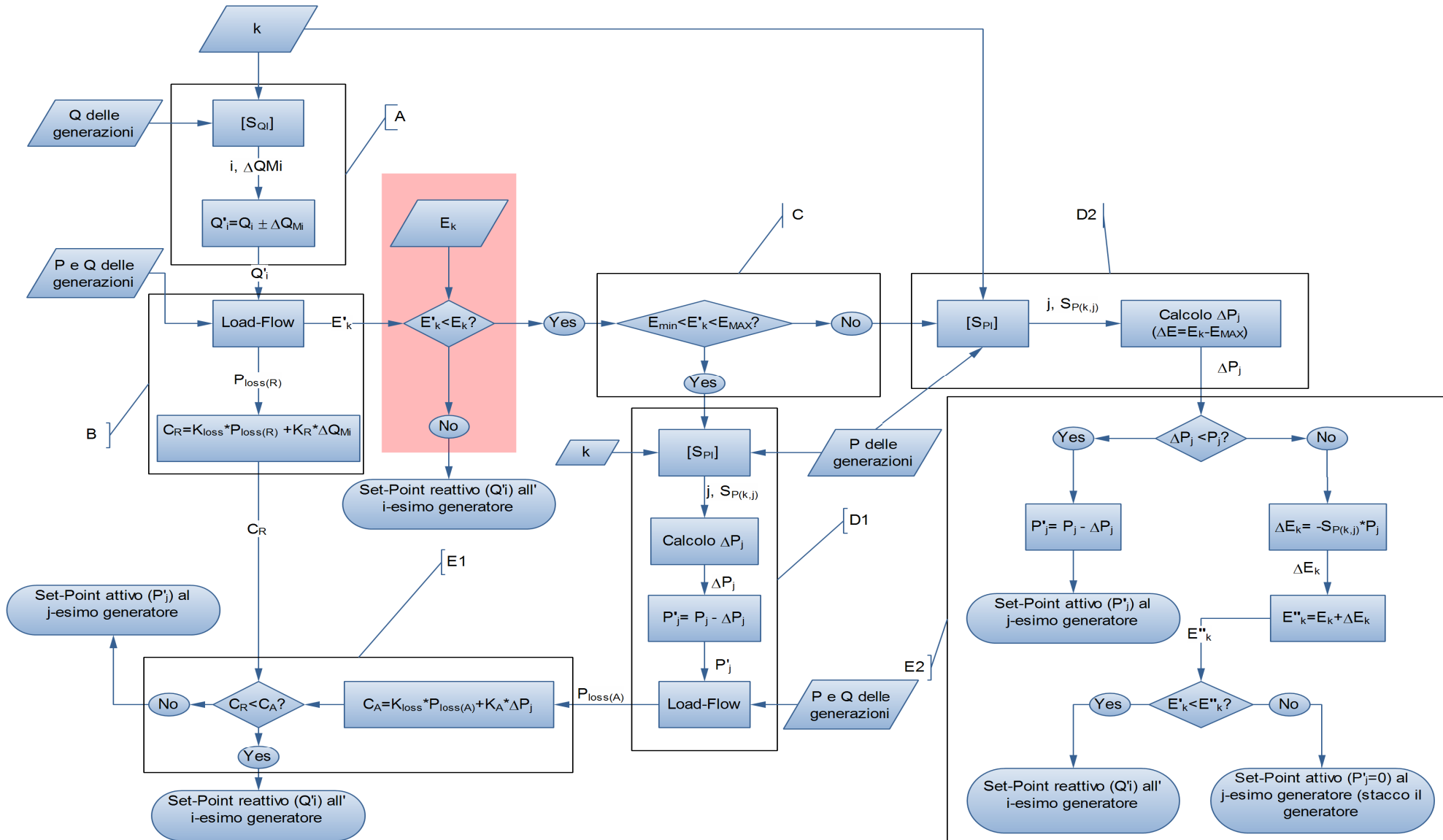


Figura 43. Schema logico del blocco "Controllo CC"

## 8. Simulazioni delle varie tipologie di regolazione della tensione

In questo capitolo, verranno presentati i risultati delle simulazioni effettuate per verificare l'efficacia delle logiche di regolazione descritte in precedenza. Tali simulazioni sono state svolte utilizzando il software DigSILENT PowerFactory. È stata necessaria la creazione di appositi script (linguaggio di programmazione DPL), i quali provvedono alla variazione di potenza attiva e reattiva delle varie generazioni secondo la data logica di regolazione e verificano l'andamento dei profili di tensione e delle perdite di rete tramite il lancio di un load-flow dopo ogni ciclo di controllo e stampandone i risultati su un file di report (in formato Excel). Un approccio di questo tipo fa sì che, come premesso in precedenza, venga trascurata la dinamica transitoria (a brevissimo termine) delle variabili interessate dal controllo considerandone solo il valore di regime dopo ogni variazione comandata dalla regolazione. Inoltre, è importante precisare che, data la struttura della programmazione degli script, sono stati ipotizzati i controlli su ogni generazione sincroni tra loro (detto in altre parole, tutte le componenti della GD variano la loro potenza, se è richiesto loro dal proprio controllo, simultaneamente). Questa è un'ipotesi che in un pratico utilizzo sarà difficilmente verificata, ma è comunque cautelativa per quanto riguarda l'aspetto della stabilità.

Le simulazioni che seguiranno avranno come situazione di partenza i due scenari di rete individuati nella sezione 3.4; il loro scopo è quindi verificare l'efficacia e la stabilità delle regolazioni partendo da un istante critico.

### 8.1 Controlli Locali

Per quanto riguarda i controlli locali, ogni ciclo di controllo deve essere ripetuto almeno ogni 0,5 S e l'intervento sull'inverter (quindi l'effettiva variazione delle potenze della GD) è previsto per due cicli che abbiano il medesimo comando di output per il convertitore<sup>16</sup>; quindi ogni stampa eseguita dagli script corrisponde al trascorrere di un secondo (al massimo). Quest'affermazione è utile dal canto che è possibile sapere in quanto tempo la rete raggiunge uno stato di regime dopo l'intervento della regolazione, valutando il numero di stampe presenti sul file di report.

Passiamo ora all'analisi di ogni singolo controllo.

#### 8.1.1 $\cos\phi = f(P)$

Per questa simulazione è stata prevista una potenza di lock-in pari al 20% della potenza nominale dell'utenza attiva e un di valore  $A_2$  pari a 0,5. Lo scarto massimo ammesso di tensione  $L_{max}\%$  è stato assunto pari all'8% (tensione di lock-in) e la tensione di lock-out è stata imposta pari al 95% della tensione nominale.

Prendiamo in considerazione la configurazione di rete A (vedi sezione 3.4.1).

Dai risultati si evince che il controllo va a regime dopo due cicli di controllo. Ipotizzando che ogni ciclo di controllo venga ripetuto ogni 0,5 S, la regolazione va a regime in un secondo. Si noti che tale controllo non prevede alcuna variazione di potenza attiva e che inizialmente tutte le unità produttive erogano potenza attiva a fattore di potenza unitario. Di sotto è esposto il grafico che descrive la variazione delle iniezioni di potenza reattiva della GD.

---

<sup>16</sup> Ciò è necessario per assicurarsi che il controllo intervenga per sovratensioni stabili e non di origine transitoria

## Potenze Reattive GD

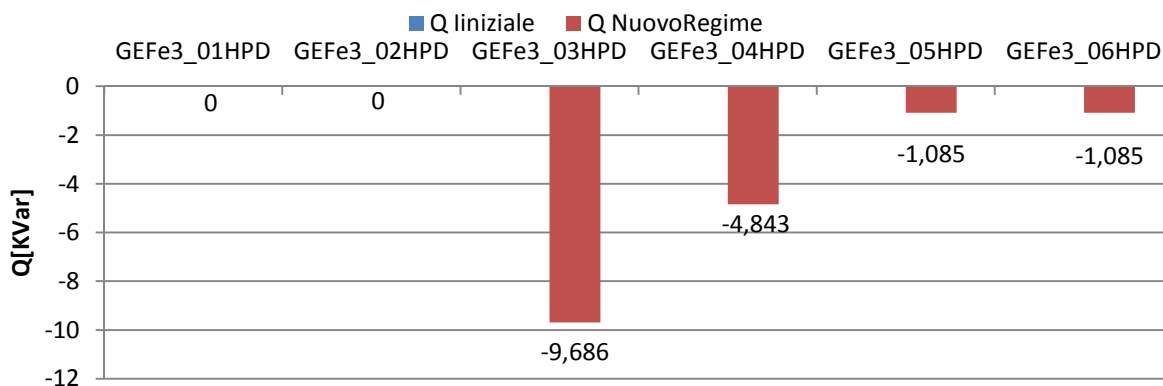


Figura 44. Potenze reattive della GD con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo A. La convenzione di segno è tale per cui le potenze assorbite siano negative (convenzione dei generatori).

Si nota che intervengono solo i generatori più a valle<sup>17</sup> (quelli di taglia minore) e che essi erogano la massima potenza reattiva (il fattore di potenza è pari a 0,95 per le utenze attiva di potenza installata compresa tra 3 e 6 kW, e pari a 0,9 per le generazioni di potenza installata superiore a 6 kW) per una potenza complessiva di 16.7 kvar. Confrontiamo ora il profilo di tensione della situazione di partenza con quello del regime raggiunto dopo l'intervento della regolazione.

## Profili di tensione

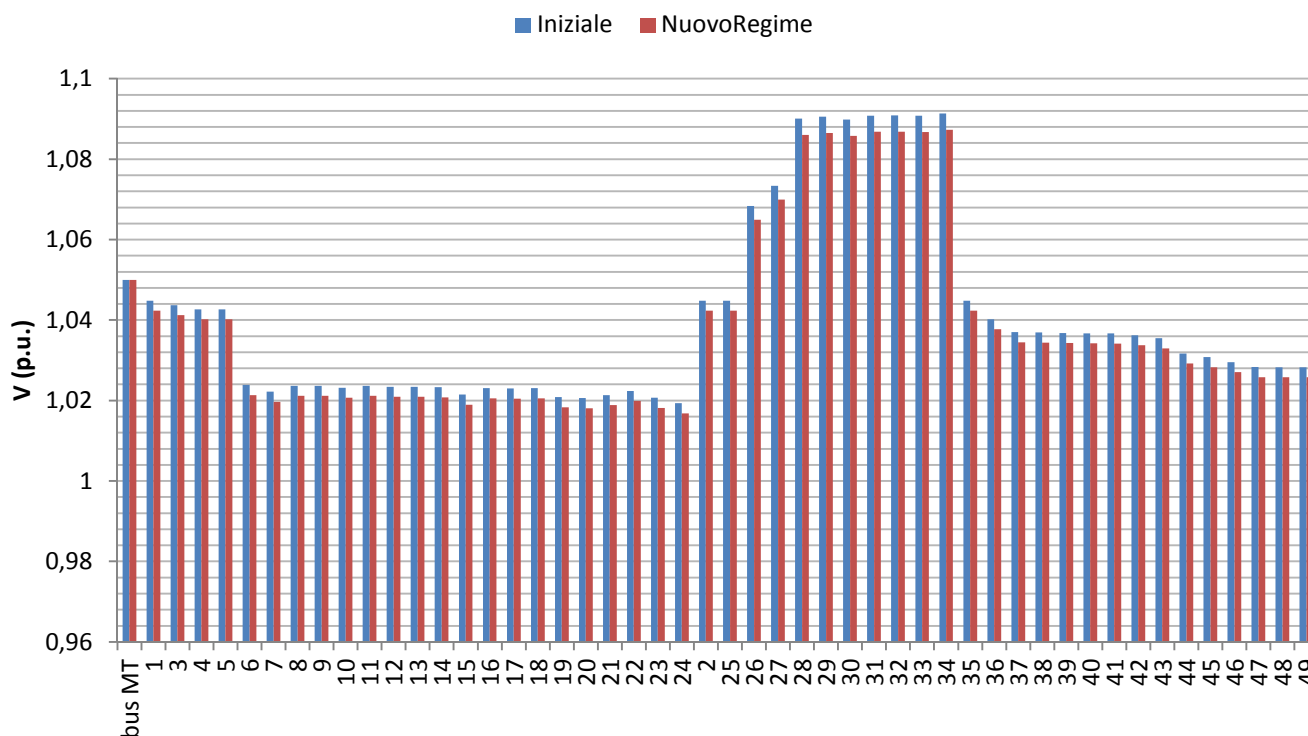


Figura 45. Profili di tensione con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo A

<sup>17</sup> Ciò è dovuto al valore di lock-in di tensione, per il quale si attiva la regolazione solo per generazioni allacciate a nodi che presentano una tensione che supera quella limite impostata.

Si nota che l'intervento di questo tipo di controllo presenta scarsa efficacia per quanto riguarda il contenimento della tensione (infatti si assiste ad una variazione massima di tensione di circa 0,4%), giustappunto la regolazione non è in grado di riportare la tensione di ogni nodo sotto la tensione limite impostata. Si nota anche un leggero aumento delle perdite (le quali passano dal 4.91% del carico totale al 5.35% del carico totale istantaneo<sup>18</sup>) dovuto all'assorbimento di reattivo da parte della GD.

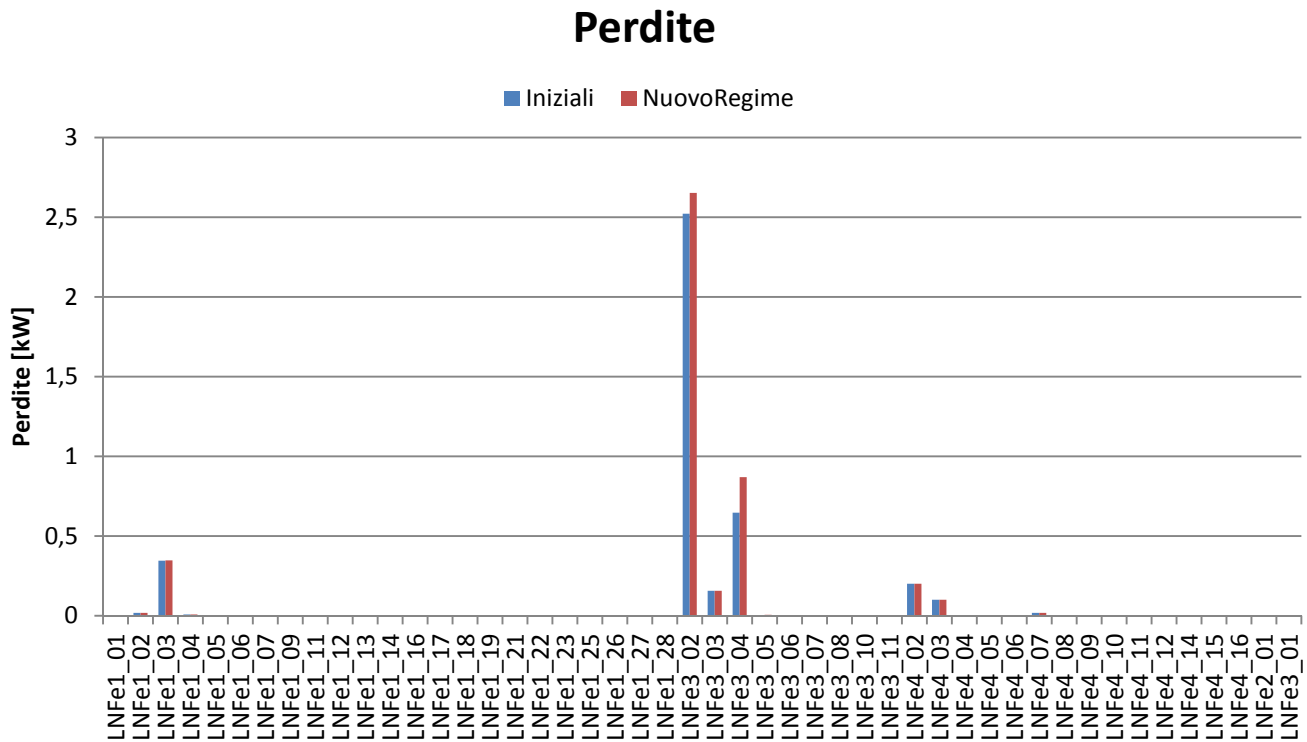
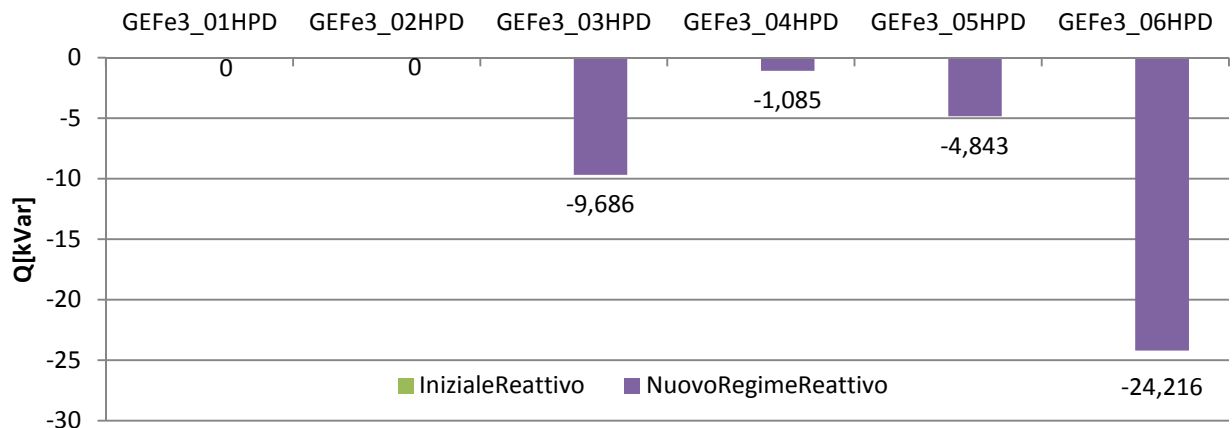


Figura 46. Andamento delle perdite di rete con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo A

Per quanto riguarda la configurazione B:



### Potenze reattive GD

Figura 47. Potenze reattive della GD con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo B.

<sup>18</sup> 82.92 kW

La rete raggiunge uno stato stabile dopo un secondo (come per la configurazione A). Si nota che sono sempre i generatori più a valle ad intervenire, ma in questo caso la potenza reattiva assorbita è maggiore data la diversa distribuzione della generazione lungo il feeder (la potenza complessiva assorbita dalla GD è pari a 39.83 kvar).

## Profili di tensione

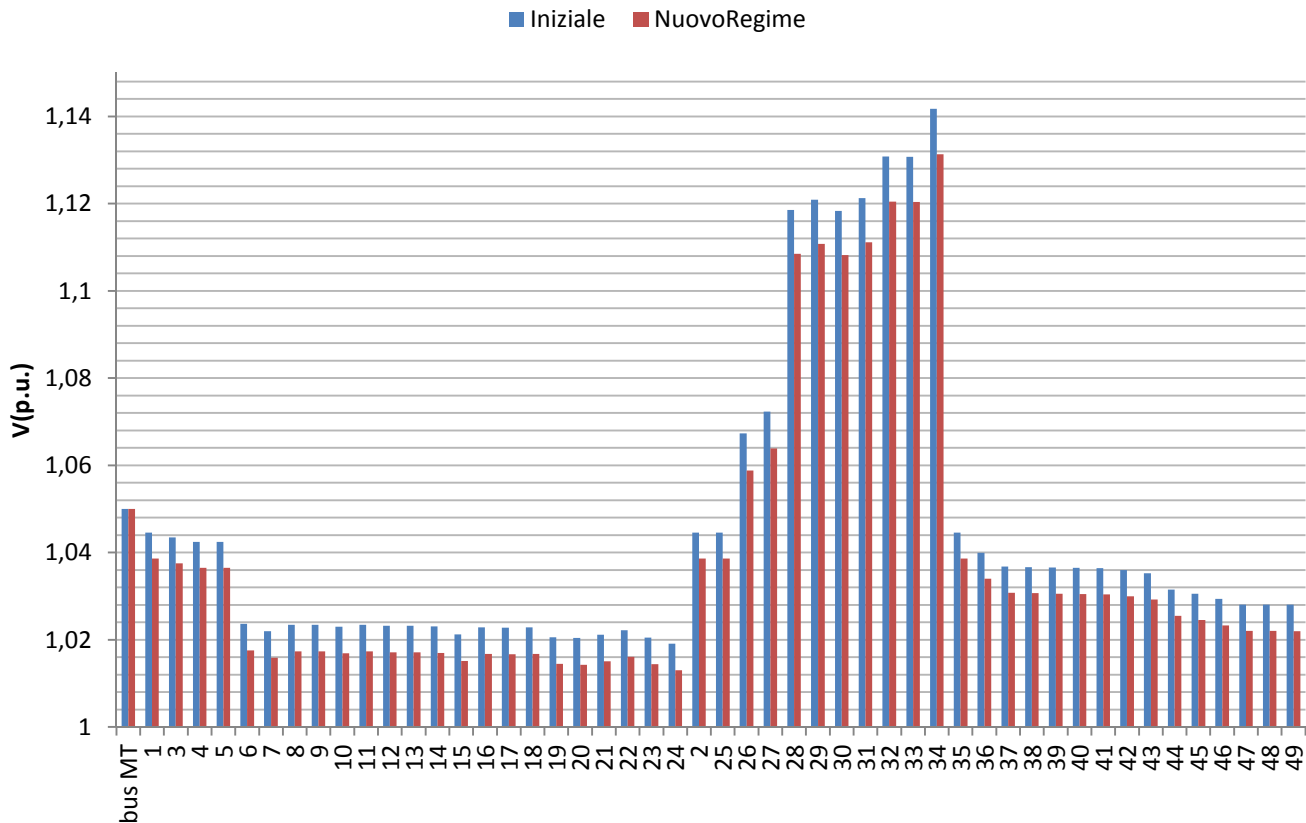


Figura 48. Profili di tensione con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo B

Come è già stato espresso in precedenza, la configurazione B è quella che presenta il profilo iniziale di tensione più critico. Come per la configurazione A, tale regolazione non è in grado di riportare la tensione al di sotto del valore  $U_n + L_{max}\%$  (pari al 108% della tensione nominale), inoltre essendo la situazione di partenza più critica, vengono superati anche i limiti indicati dalla norma EN50160<sup>19</sup>. La massima variazione correttiva di tensione si riscontra nel nodo 34 ed è pari a circa l'1% della tensione nominale.

Si assiste a un incremento delle perdite complessive. Esse, infatti, passano dal 9.45% all'11.7% del carico istantaneamente assorbito. Tale aumento è più marcato rispetto alla configurazione A. Ciò è dovuto al fatto che, in questo assetto di rete, è maggiore la potenza reattiva assorbita dalla GD (comportando una maggiore corrente di linea), e al fatto che, diversamente dalla configurazione precedente, generazioni di alta potenza sono installate a valle (cioè "allunga" il percorso della corrente comportando maggiori perdite).

<sup>19</sup> Ipotizzando che perduri il funzionamento nel nuovo stato di rete



## Perdite

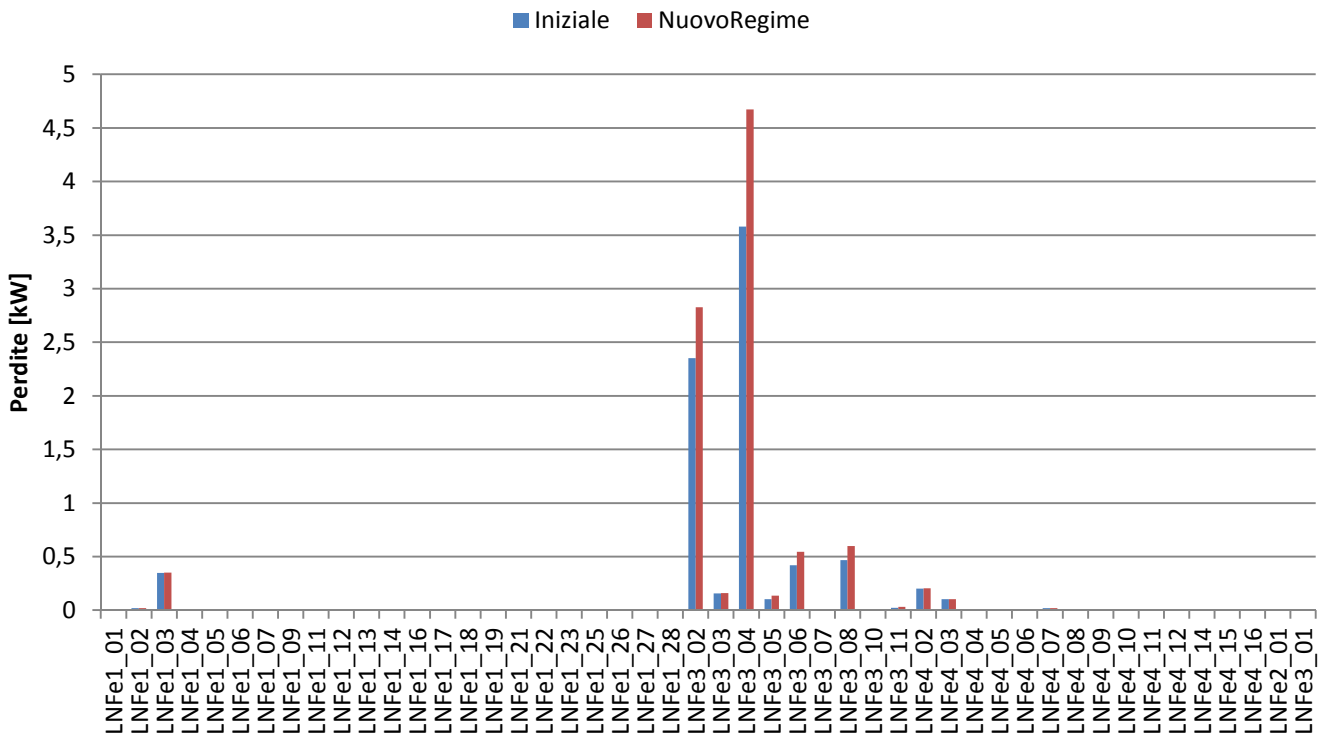


Figura 49. Andamento delle perdite di rete con controllo  $\text{Cos}\phi = f(P)$  con configurazione di rete di tipo B

### 8.1.2 $Q = f(V)$ di tipo A

Questa regolazione è prevista per le sole utenze attive di potenza installata maggiore di 6 kW e non prevede alcuna variazione di potenza attiva erogata in rete. Per questa simulazione è stata scelta una potenza di lock-in pari al 20% della potenza nominale dell'unità produttiva. I parametri fondamentali della caratteristica sono espressi nella tabella che segue.

$Q_{MAX}$	$0.4843 \cdot P_{nom}$
$V_{1sup}$	108% di $U_n$
$V_{1inf}$	103% di $U_n$
$V_{2sup}$	97% di $U_n$
$V_{2inf}$	92% di $U_n$

Tabella 12. Parametri della caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A

Considerando la rete in una configurazione di tipo A si presentano di seguito i risultati delle simulazioni.

Il grafico esposto nella figura sottostante mostra l'andamento dei set-point di potenza reattiva impostati dai controlli delle varie utenze attive in funzione del tempo<sup>20</sup> (si noti che al tempo pari a 0 corrisponde l'istante d'attivazione del controllo). Da esso si deduce che si raggiunge un equilibrio stabile dopo 6 S, ottenendo a regime la situazione presentata in Fig. 54.

<sup>20</sup> Si noti che da ora in poi verrà considerato che ogni ciclo di controllo viene ripetuto ogni 0,5 S e che quindi ogni variazione comandata all'inverter avvenga ogni secondo.

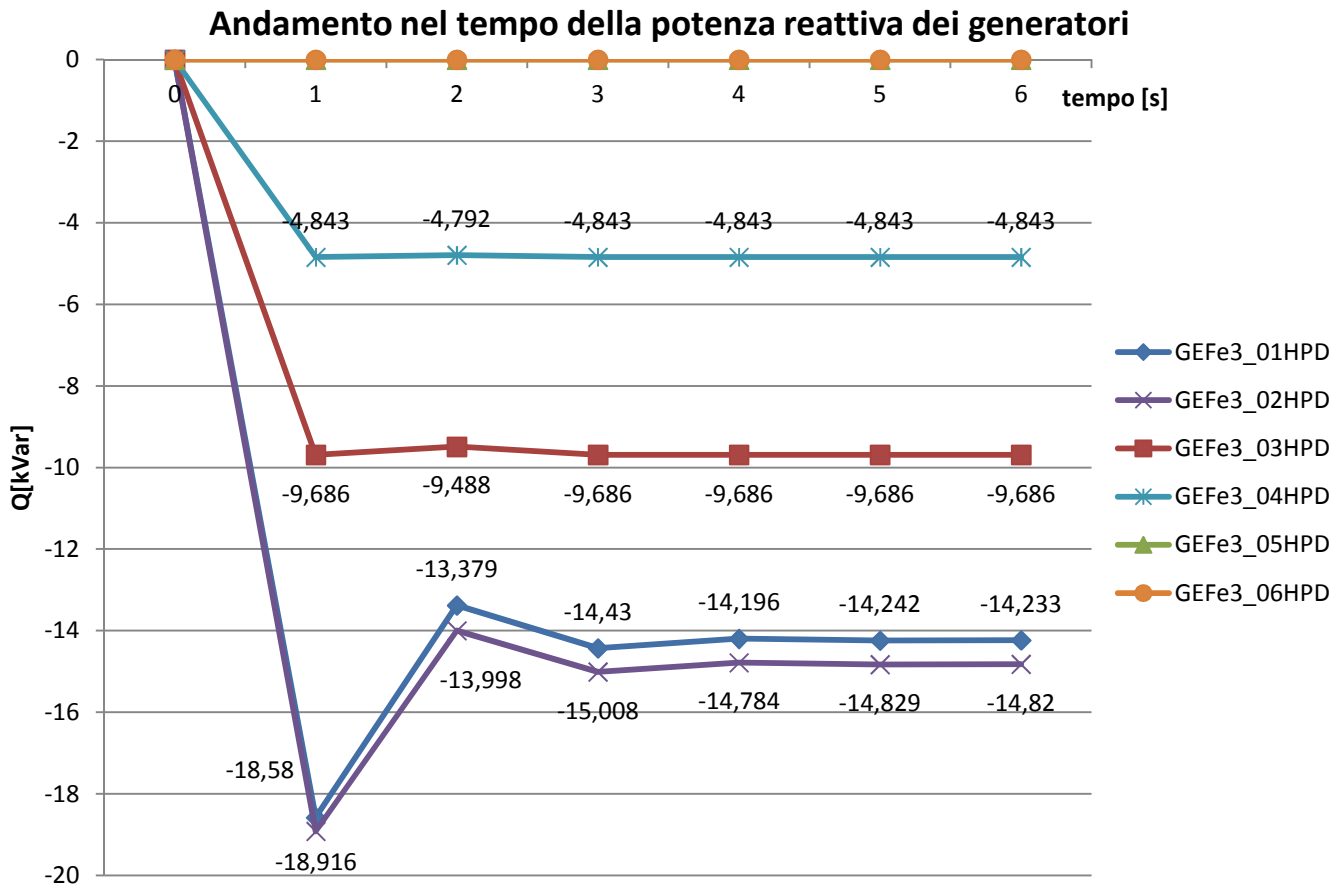


Figura 50. Andamento nel tempo della potenza reattiva della GD, con una regolazione che sfrutta una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, con una configurazione di rete di tipo A.

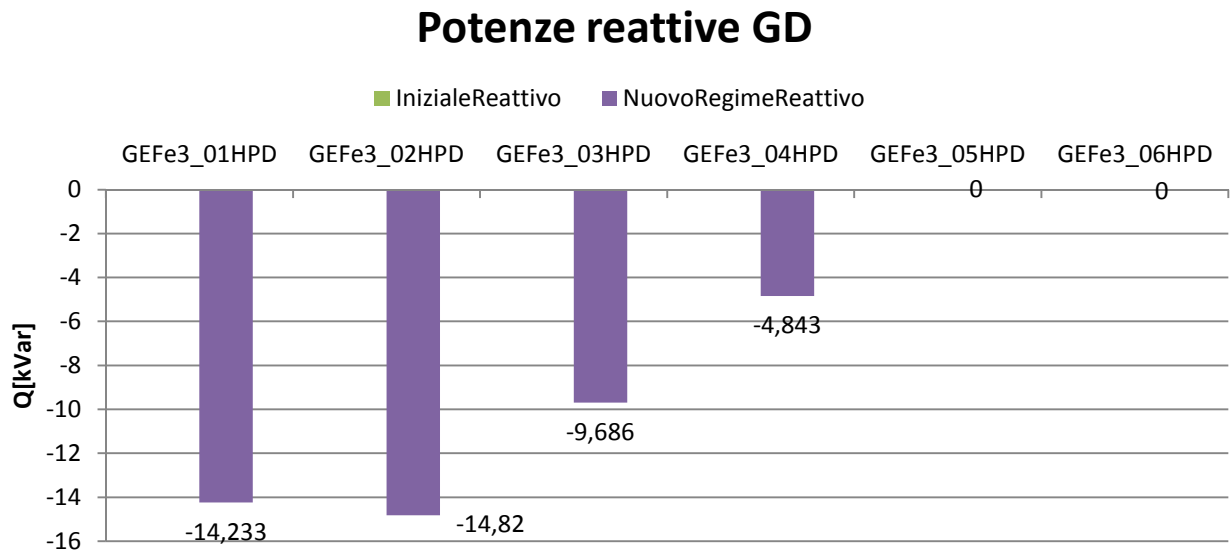


Figura 51. Potenze reattive della GD con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A e con configurazione di rete di tipo A.

Dal grafico, si deduce che tutte le generazioni di potenza nominale sopra a 6 kW partecipano alla regolazione e tra queste le utenze attive GEF3\_03HPD e GEF3\_04HPD assorbono la massima potenza reattiva ( $0.4843 \cdot P_{nom}$ ).

## Profili di tensione

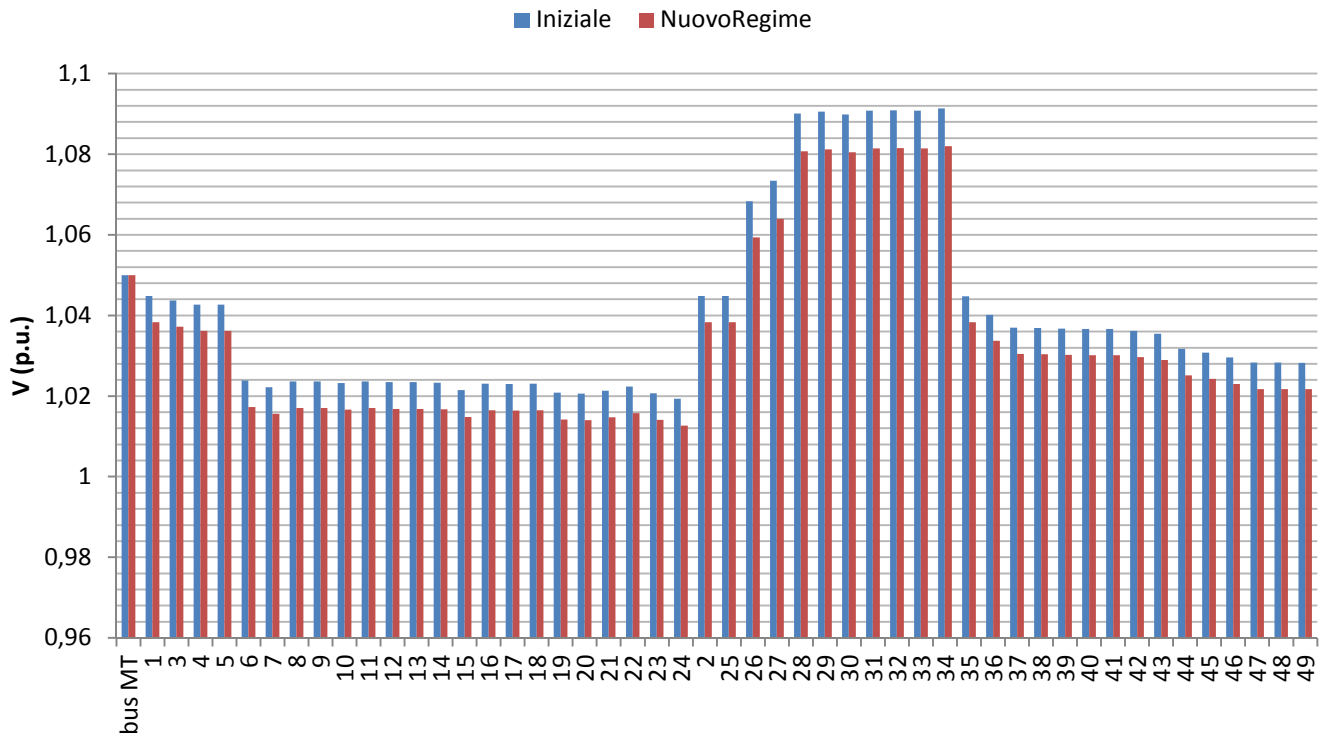


Figura 52. Profili di tensione con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A e con configurazione di rete di tipo A

La potenza reattiva complessivamente assorbita dalla GD è quindi pari a 43.58 kvar. Rispetto al controllo  $\cos\phi = f(P)$ , quindi, aumenta il livello di partecipazione delle utenze attive alla regolazione di tensione coinvolgendo anche le unità produttiva poste più a monte. Dato l'aumento del reattivo assorbito, ci si aspetta un incremento delle perdite e un maggiore abbassamento dei profili di tensione.

Come da ipotesi, rispetto al controllo  $\cos\phi = f(P)$ , è aumentato l'effetto della regolazione sulla tensione (con la variazione massima circa dell'1%), ma comunque questa regolazione non assicura il rientro nei limiti operazionali di sicurezza da noi impostati ( $U_n \pm 8\%$ ). L'andamento delle perdite è presentato di seguito.

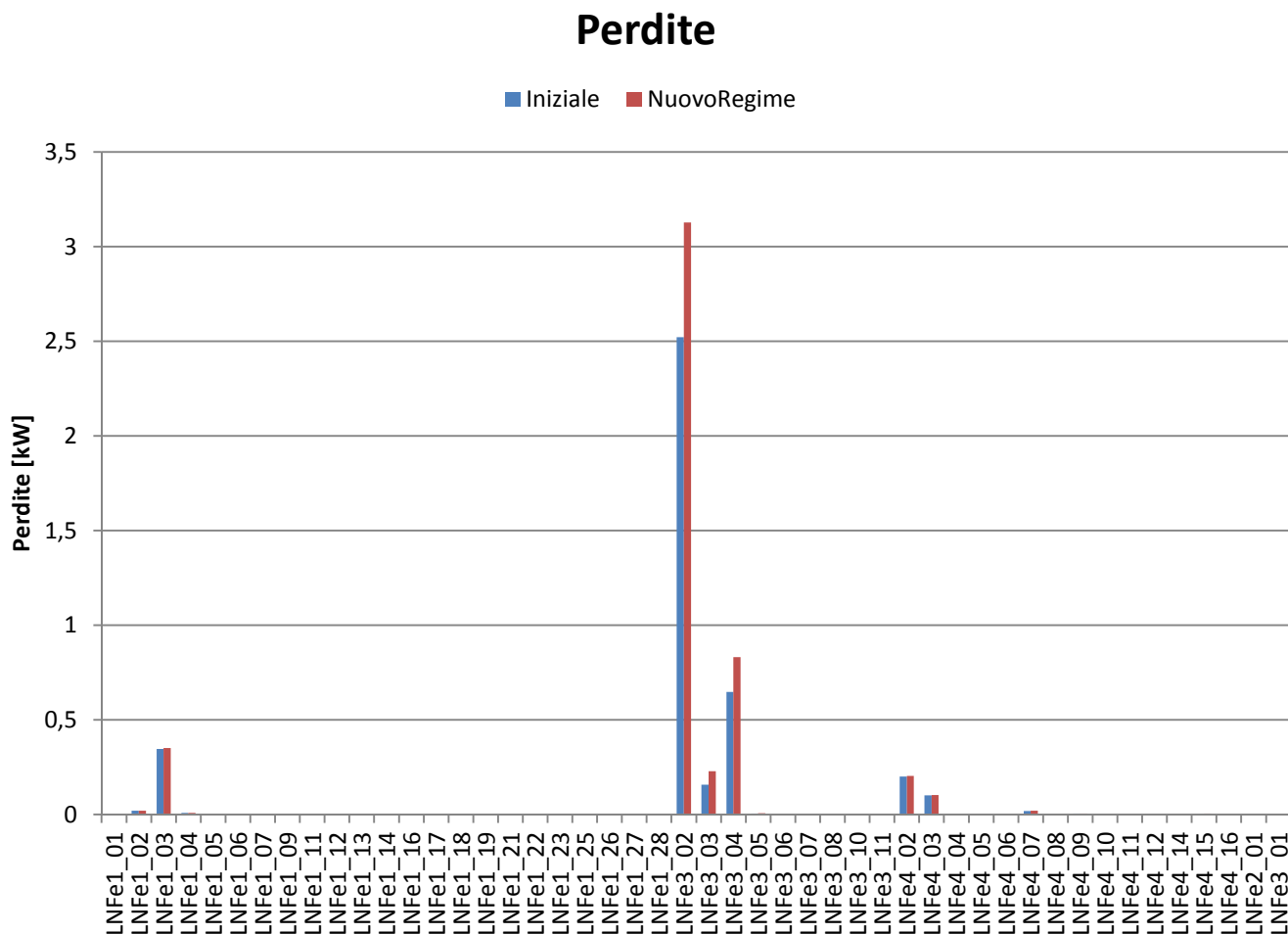


Figura 53. Andamento delle perdite di rete con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A con configurazione di rete di tipo A

Per le stesse considerazioni fatte per il controllo  $\cos\phi = f(P)$  si assiste all'aumento delle perdite dal 4.91 al 5.96% del carico.

Consideriamo ora la rete in una configurazione di tipo B.

La rete viene a trovarsi in uno stato di regime stabile dopo 6 S, come per la configurazione A. Anche in questo caso, tutte le unità produttive per cui è prevista questa regolazione (di potenza nominale maggiore di 6 kW) partecipano alla regolazione assorbendo reattivo (condizioni di lock-in verificate per tutte le utenze attive) e tre di esse assorbono la massima potenza reattiva (GFE3\_03HPD, GFE3\_05HPD, GFE3\_06HPD). Rispetto alla configurazione di tipo A si assiste ad un maggiore assorbimento di reattivo dovuto al fatto che generazioni di potenza installata maggiore sono a valle. La potenza reattiva complessivamente assorbita dalle unità produttive della GD è pari a 51.83 kvar. Si assiste ad una riduzione massima della tensione del 1,3%, tale regolazione non è quindi in grado di riportare la tensione entro i limiti di funzionamento desiderati. Per quanto riguarda le perdite valgono le medesime considerazioni fatte per il controllo  $\cos\phi = f(P)$ , si assiste quindi ad un incremento più marcato di esse rispetto alla configurazione A. Infatti, le perdite complessive in rete passano dal 9.45% al 12.1% del carico.

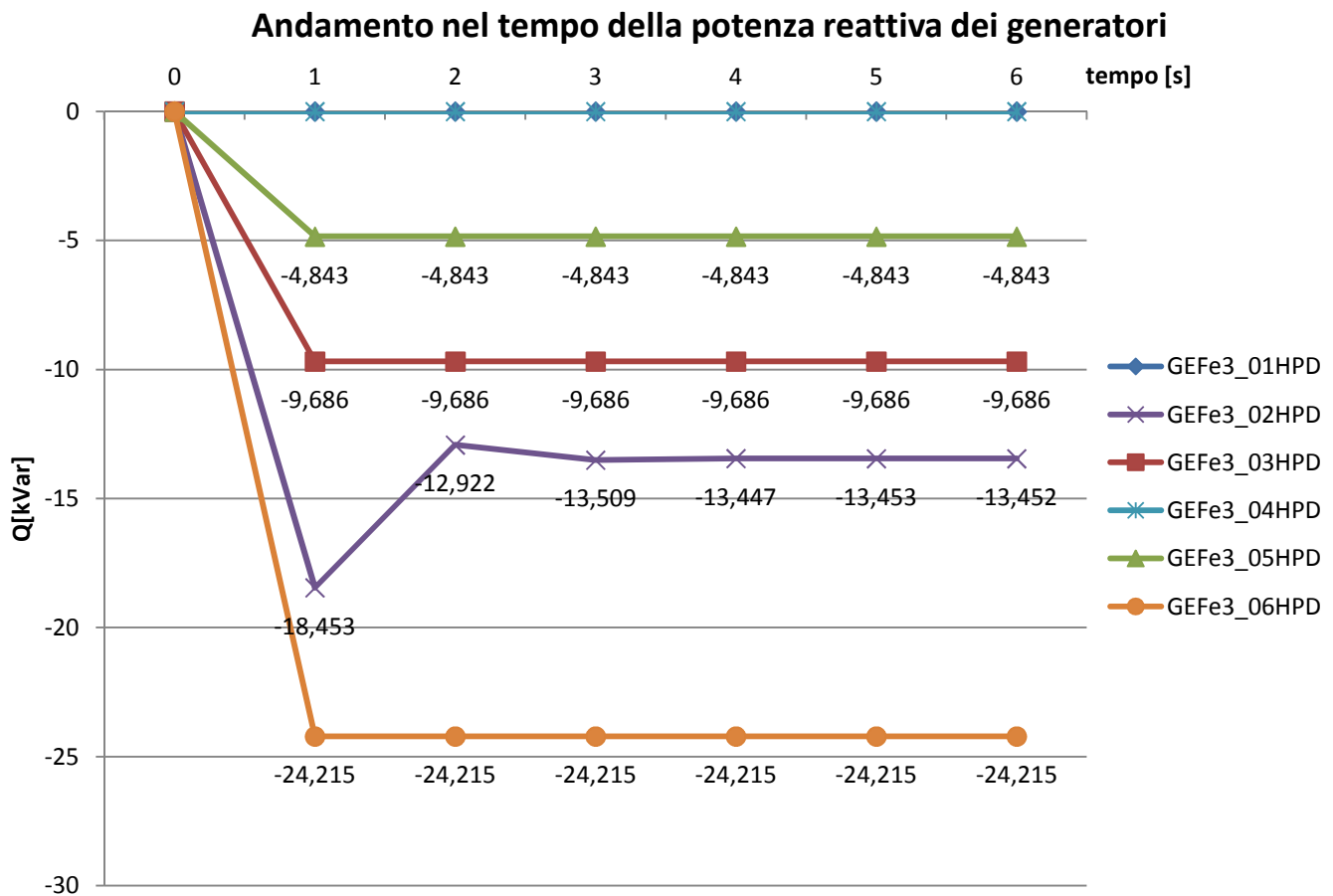


Figura 54. Andamento nel tempo della potenza reattiva della GD, con una regolazione che sfrutta una caratteristica  $Q=f(V)$  di tipo A, con una configurazione di rete di tipo B

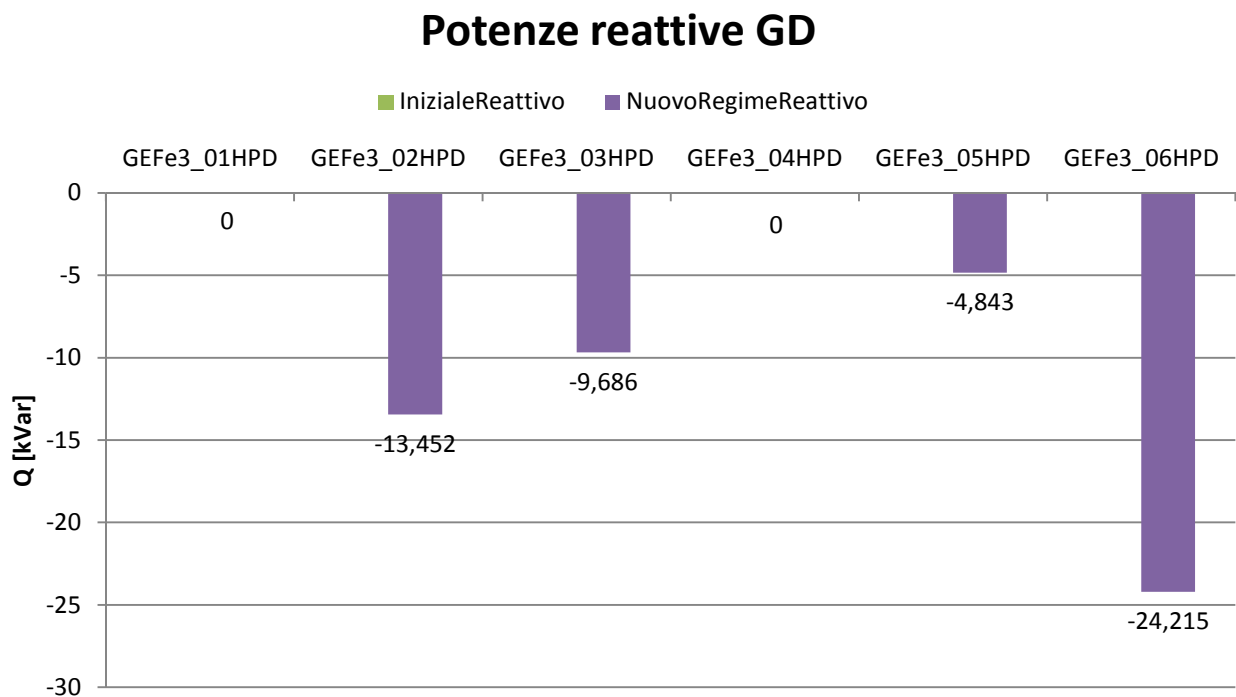


Figura 55. Potenze reattive della GD con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A e con configurazione di rete di tipo B.

## Profili di tensione

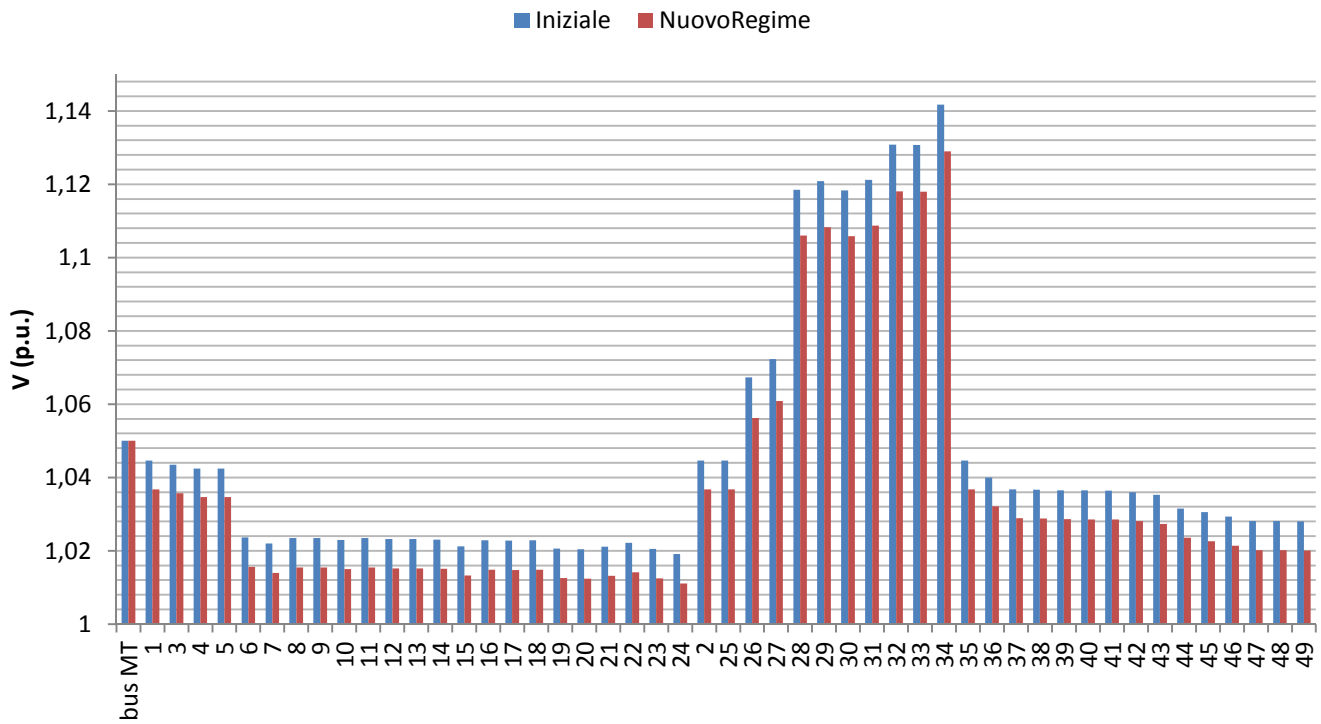


Figura 56. Profili di tensione con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo Q=f(V) di tipo A e con configurazione di rete di tipo B

## Perdite

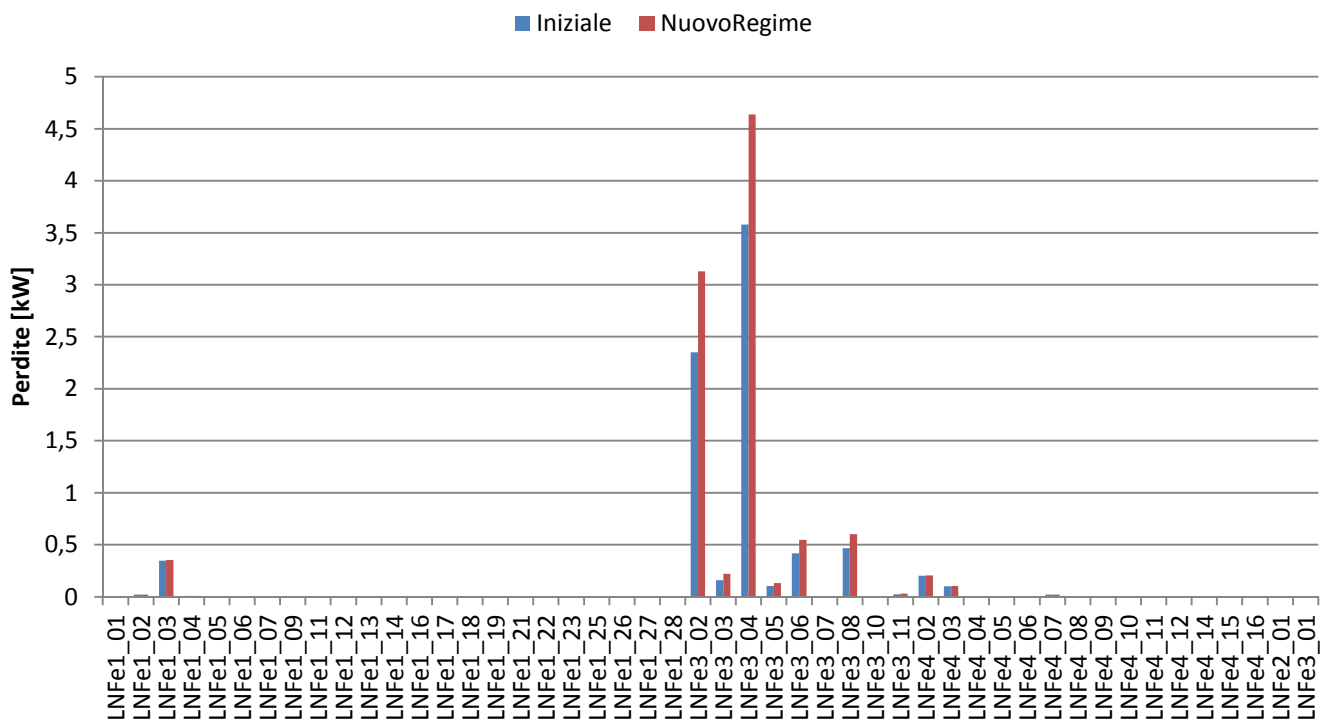


Figura 57. Andamento delle perdite di rete con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo Q=f(V) di tipo A con configurazione di rete di tipo B

### 8.1.3 $Q = f(V)$ di tipo B

Come nel caso precedente, questa regolazione è prevista per le sole utenze attive di potenza installata maggiore di 6 kW e non prevede alcuna variazione di potenza attiva erogata in rete. Per la simulazione è stata scelta una potenza di lock-in pari al 20% della potenza nominale dell'unità produttiva. I parametri fondamentali della caratteristica sono espressi nella tabella che segue.

$Q_{MAX}$	$0.4843 \cdot P_{nom}$
$V_{1sup}$	108% di $U_n$
$V_{1inf}$	103% di $U_n$
$V_{2sup}$	97% di $U_n$
$V_{2inf}$	92% di $U_n$

Tabella 13. Parametri della caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo B

Consideriamo ora la rete in configurazione di tipo A.

La rete raggiunge un assetto stabile dopo la prima coppia di cicli di controllo (quindi in 1 S).

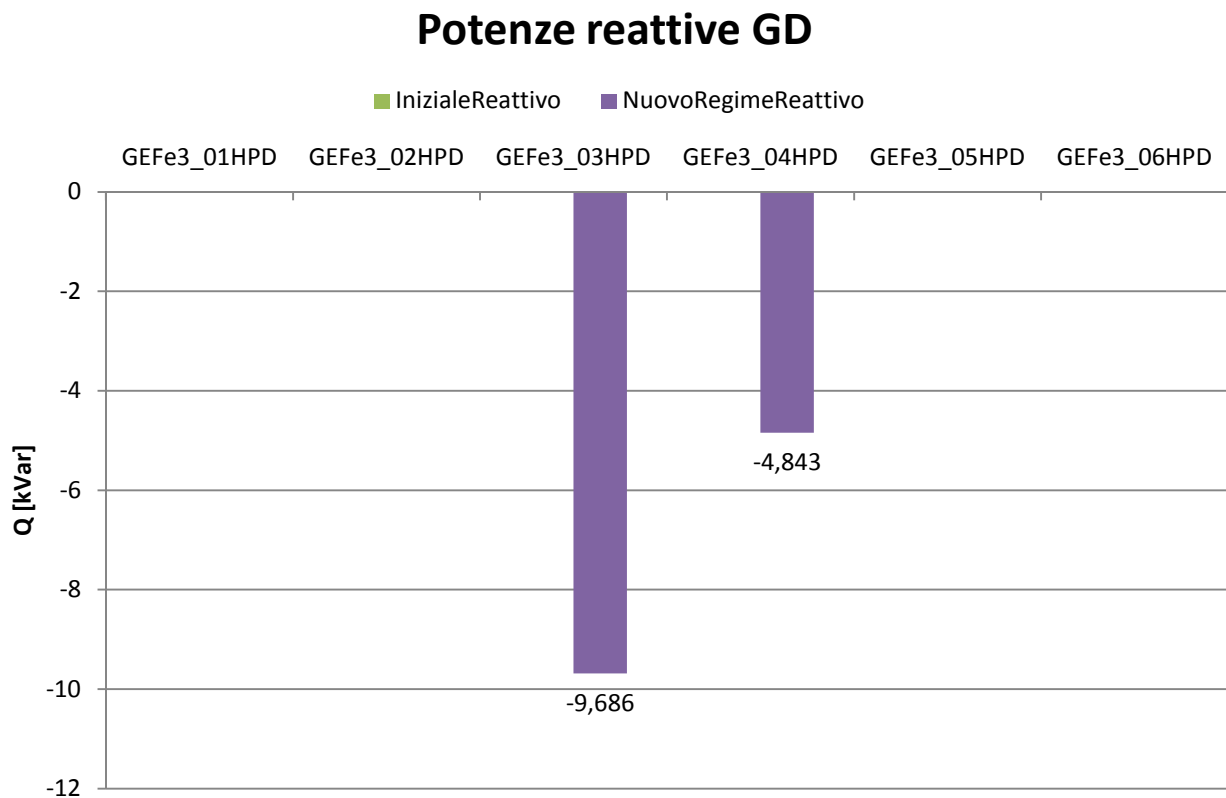


Figura 58. Potenze reattive della GD con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B e con configurazione di rete di tipo A.

Nonostante la condizione di lock-in di potenza sia rispettata per tutte le unità produttive, quella di tensione ( $V \geq V_{1sup}$ ) non lo è per le utenze attive più a monte. Ciò fa sì che solo le unità adibite a tale regolazione più a valle intervengano (vale la pena ricordare che, data la caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo B, le unità che intervengono assorbono la massima potenza reattiva). Intervengono GEFe3\_03HPD e GEFe3\_04HPD, per un assorbimento complessivo di 14.53 kvar. Essendo tale assorbimento minore rispetto a quello ottenuto con una regolazione che sfruttava la caratteristica di tipo A, l'aumento delle perdite e la diminuzione dei potenziali nodali saranno inferiori rispetto alla regolazione analizzata nella sezione precedente.

## Profili di tensione

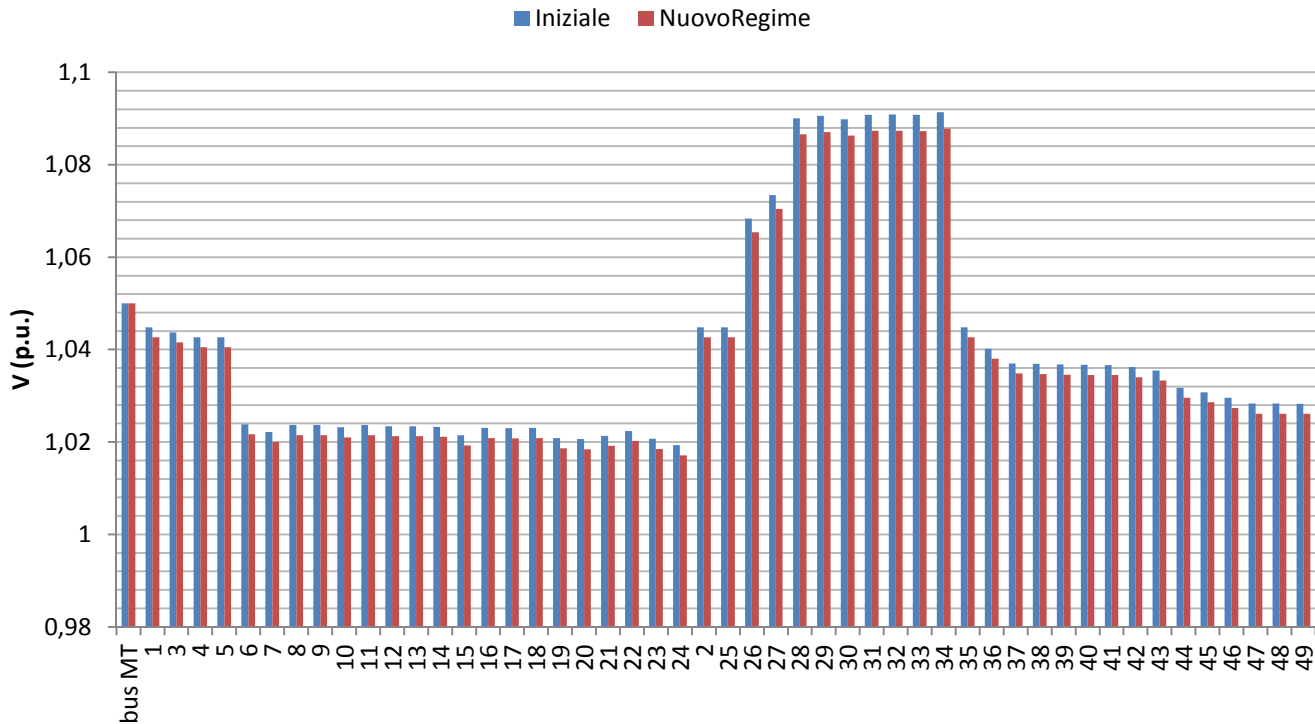


Figura 59. Profili di tensione con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B e con configurazione di rete di tipo A

## Perdite

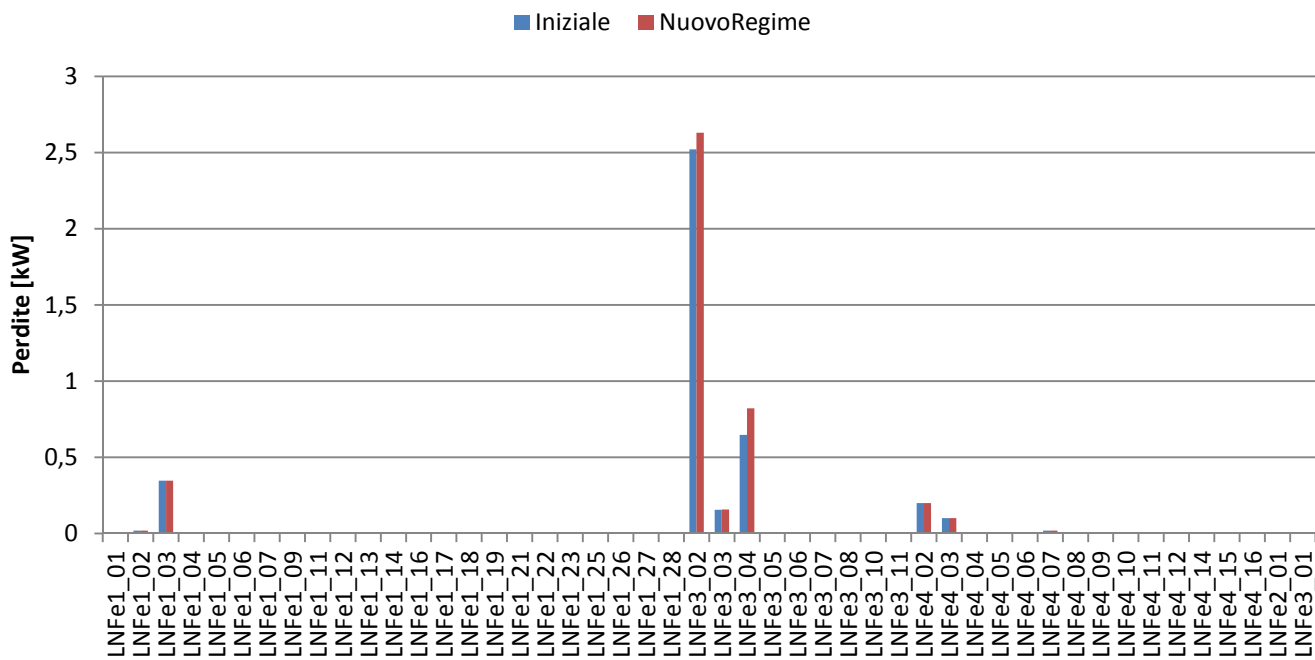


Figura 60. Andamento delle perdite di rete con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B con configurazione di rete di tipo A



La massima variazione di tensione è di circa 0.3%, mentre le perdite passano dal 4.91% al 5.26% del carico.

Consideriamo ora la rete in una configurazione di tipo B.

La stabilità viene raggiunta in 1 S. Come per la configurazione A, solo le generazioni più a valle rispettano la condizione di lock-in di tensione, ma, con questa morfologia di rete, la potenza reattiva assorbita della GD è maggiore data la differente distribuzione dei generatori lungo il feeder. Complessivamente le utenze attive assorbono 38.74 kvar. La variazione massima di tensione è dell'1% e le perdite raggiungono l'11.6% del carico (aumento del 2.16%).

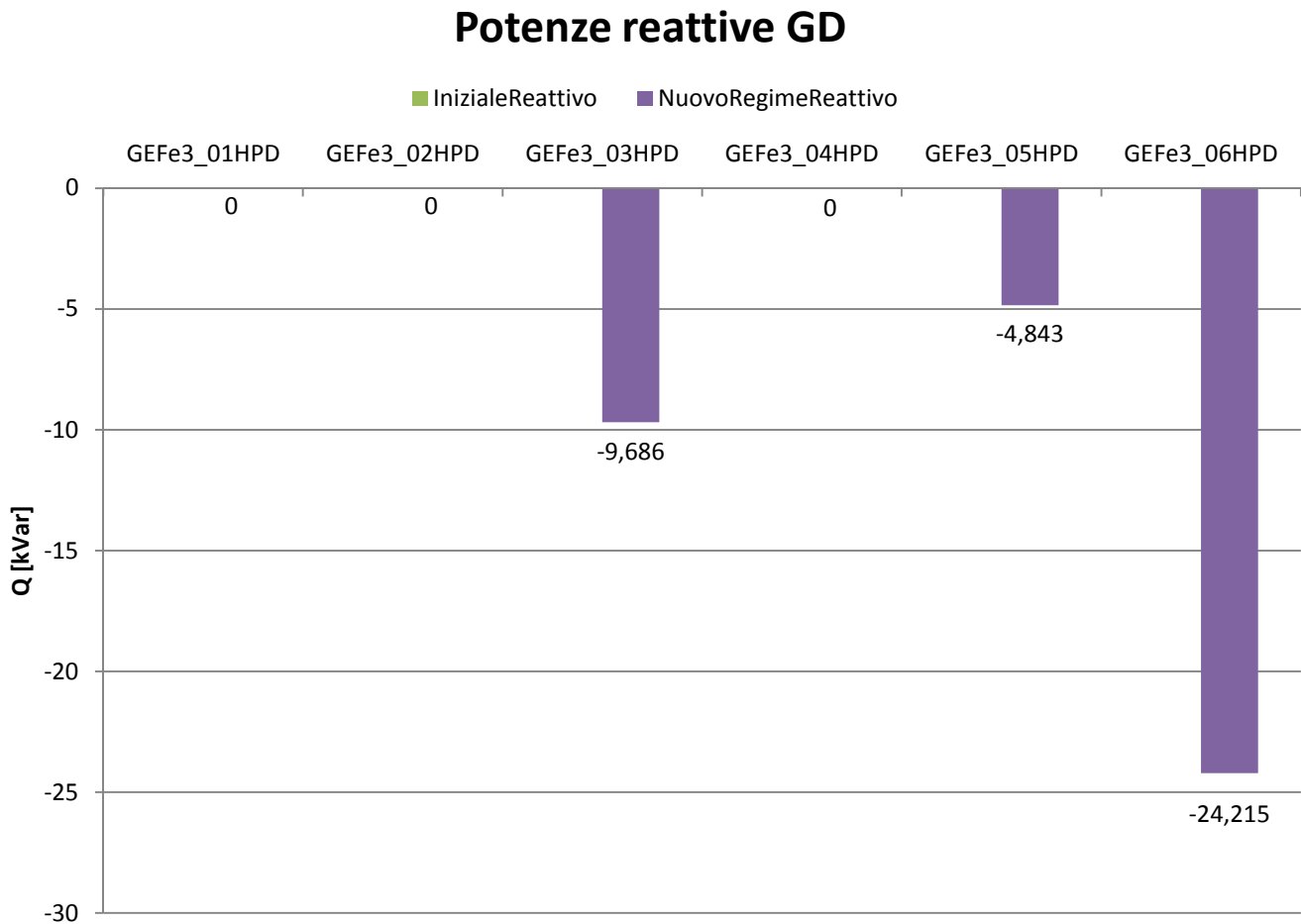


Figura 61. Potenze reattive della GD con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B e con configurazione di rete di tipo B.

## Profili di tensione

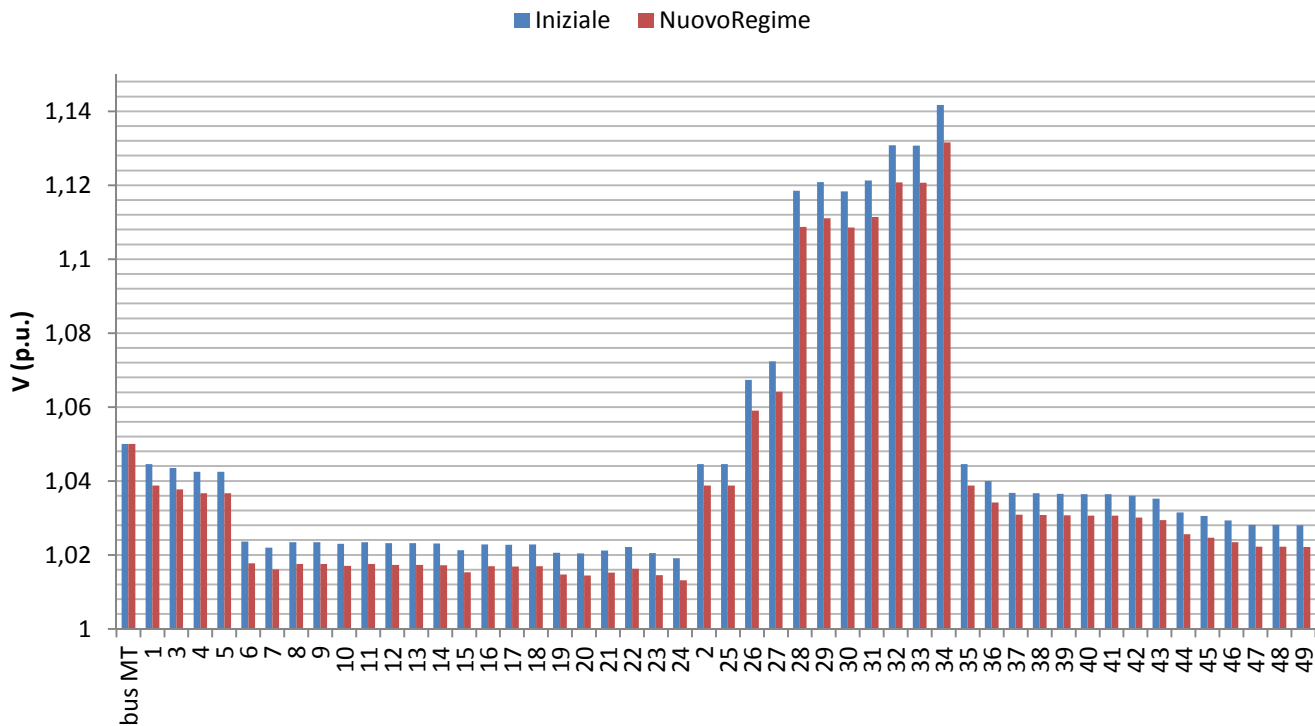


Figura 62. Profili di tensione con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B e con configurazione di rete di tipo B

## Perdite

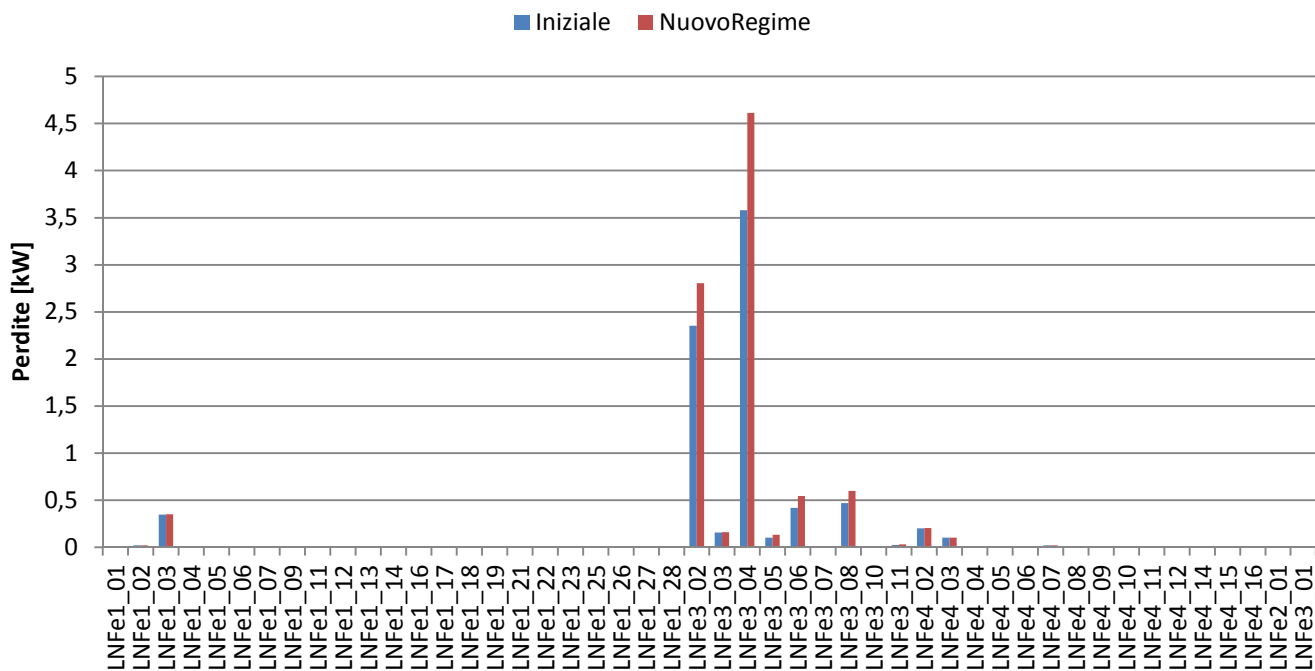


Figura 63. Andamento delle perdite di rete con controllo che sfrutta una caratteristica di tipo  $Q=f(V)$  di tipo B con configurazione di rete di tipo B

### 8.1.4 Confronto tra le regolazioni che prevedono la variazione della sola potenza reattiva

Sono state fino a qui analizzate le simulazioni che prevedono la variazione della sola potenza reattiva ottenendo i risultati presentati nelle seguenti tabelle:

<b>Configurazione A</b>	$Q_{GD}$ [kvar] <sup>21</sup>	$V_{MAX}$ [in % rispetto a $U_n$ ] <sup>22</sup>	$\Delta V_{MAX}$ [in % rispetto a $U_n$ ] <sup>23</sup>	$P_{loss}$ [in % rispetto al carico] <sup>24</sup>	$\Delta P_{loss}$ [in % rispetto al carico] <sup>25</sup>
$Cos\varphi = f(P)$	16.7	109.1%	0.4%	4.91%	0.44%
$Q = f(V)$ di tipo A	43.6	109.1%	1%	4.91%	1.05%
$Q = f(V)$ di tipo B	14.5	109.1%	0.3%	4.91%	0.35%

Tabella 14. Confronto tra i controlli della sola potenza reattiva con la rete in configurazione A

<b>Configurazione B</b>	$Q_{GD}$ [kvar]	$V_{MAX}$ [in % rispetto a $U_n$ ]	$\Delta V_{MAX}$ [in % rispetto a $U_n$ ]	$P_{loss}$ [in % rispetto al carico]	$\Delta P_{loss}$ [in % rispetto al carico]
$Cos\varphi = f(P)$	39.8	114.1%	1%	9.45%	2.25%
$Q = f(V)$ di tipo A	51.8	114.1%	1.3%	9.45%	2.65%
$Q = f(V)$ di tipo B	38.7	114.1%	1%	9.45%	2.16%

Tabella 15. Confronto tra i controlli della sola potenza reattiva con la rete in configurazione B

Nella tabella presente sono espressi i valori di tensione per i quali i controlli intervengono variando l'iniezione (nel nostro caso l'assorbimento) d'energia reattiva:

<b>Controllo</b>	<b>Tensione di Lock-in</b>	<b>Tensione di Lock-in Simulazione (in % rispetto a <math>U_n</math>)</b>
$Cos\varphi = f(P)$	$U_n \pm L_{max}\%$	108% ( $U_n + L_{max}\%$ )
$Q = f(V)$ di tipo A	$V_{1inf}; V_{2sup}$	103% ( $V_{1inf}$ ), 97% ( $V_{2sup}$ )
$Q = f(V)$ di tipo B	$V_{1sup}; V_{2inf}$	108% ( $V_{1sup}$ ), 92% ( $V_{2sup}$ )

Tabella 16. Tensioni di Lock-In

Per i controlli che prevedono le caratteristiche  $Cos\varphi = f(P)$  e  $Q = f(V)$  di tipo B il valore di lock-in di tensione fa sì che solo le generazioni allacciate a nodi ad elevata tensione (tipicamente quelli a valle del feeder) intervengano assorbendo reattivo; ciò limita l'assorbimento complessivo d'energia reattiva da parte della GD, limitando a sua volta l'efficacia della regolazione. Nel controllo  $Q = f(V)$  di tipo A, il valore della tensione di lock-in fa sì, che anche le unità produttive più a monte contribuiscano alla correzione della tensione, aumentando il reattivo globalmente assorbito dalla generazione distribuita (soprattutto per una configurazione di rete di tipo A). Naturalmente al crescere dell'assorbimento d'energia reattiva si assisterà ad un aumento delle perdite in rete dovuto ad un incremento della corrente di linea.

I controlli vanno a regime in 1 e 6 S. Questi valori sono ampiamente soddisfacenti, essendo i parametri per la valutazione della qualità della tensione misurati su una media di 10 minuti e avendo imposto il nostro range di tensione ammessa in una banda più stretta di quella prevista dalla norma EN 50160.

<sup>21</sup> Potenza reattiva assorbita dalla GD

<sup>22</sup> Tensione massima di partenza

<sup>23</sup> Massima variazione (abbassamento) di tensione conseguente all'introduzione della regolazione

<sup>24</sup> Valore di partenza delle perdite

<sup>25</sup> Variazione (aumento) delle perdite conseguente all'introduzione della regolazione

### 8.1.5 Influenza del rapporto R/X sulle regolazioni di potenza reattiva

Valutando i numeri presentati nelle tabelle 14 e 15, si nota immediatamente quanto le variazioni correttive di tensione siano contenute utilizzando questo tipo di controlli. Ciò era presumibile dal canto che, come campione, è stata scelta una rete che presenta un rapporto R/X molto alto (pari a circa 13,5) per la quale l'influenza delle iniezioni reattive sul profilo di tensione del feeder è limitata<sup>26</sup>. Generalmente nelle reti BT tale rapporto può variare da 3 a 15 e tale valore sarà una discriminante sull'efficacia di questi controlli. E' possibile calcolare in modo approssimato la massima variazione di tensione ottenibile da questi controlli in funzione del rapporto R/X<sup>27</sup> in un nodo, in modo da stimare quantitativamente quanto questo tipo di regolazione possa essere efficace nelle reti BT.

Considerando un generico nodo della rete a cui è allacciata un'utenza attiva, s'ipotizza che un'iniezione di potenza attiva faccia variare la tensione del nodo stesso ottenendo una variazione relativa  $\overline{\Delta V}_1$ :

$$(\overline{\Delta V}_1 = \overline{R} \overline{\Delta P} + \overline{X} \overline{\Delta Q} = \overline{R} \overline{\Delta P})^{28}$$

#### Equazione 47

L'intervento della regolazione provocherà un'iniezione di potenza reattiva di segno opposto a quella attiva che ha causato l'incremento del potenziale nodale. Considerando il caso per cui tale flusso di reattivo sia massimo ( $\Delta Q = 0.4843 P_{n(gen)}$  e quindi  $\overline{\Delta Q} = \frac{0.4843 P_{n(gen)}}{S_{rif}}$ ), si otterrà nel nodo una variazione di

tensione rispetto a quella nominale relativa pari a  $\overline{\Delta V}_2$ :

$$\overline{\Delta V}_2 = \overline{R} \overline{\Delta P} - \overline{X} \left( \frac{0.4843 P_{n(gen)}}{S_{rif}} \right)$$

#### Equazione 48

Si consideri la potenza attiva erogata dal generatore pari al prodotto di un coefficiente  $K_{gen}$  compreso tra 0 e 1 e la potenza nominale della generazione stessa<sup>29</sup>. L'equazione 48 può essere riscritta come segue:

$$\overline{\Delta V}_2 = \overline{R} \overline{\Delta P} - \overline{X} \left( \frac{0.4843 \Delta P}{S_{rif} K_{gen}} \right) = \overline{R} \overline{\Delta P} - \frac{0.4843 \overline{X} \overline{\Delta P}}{K_{gen}}$$

#### Equazione 49

<sup>26</sup>  $\Delta E = R \Delta P + X \Delta Q$  (valori in p.u.), la bontà dei controlli che prevedono una modulazione della sola potenza reattiva è quindi in funzione del rapporto R/X; al diminuire di esso le regolazioni saranno più efficaci

<sup>27</sup> S'intende con tale rapporto quello tra la somma delle resistenze di linea e la somma della reattanze di linea che fanno parte del percorso dal nodo di slack (a tensione nominale) a quello di cui si calcola la variazione di tensione

<sup>28</sup> Si noti che le variabili con la doppia sbarra in capo sono in per unit rispetto ai valori nominali del trasformatore (potenza apparente nominale, tensione nominale, impedenza nominale)

<sup>29</sup>  $\Delta P = K_{gen} P_{n(gen)}$  con  $0 \leq K_{gen} \leq 1$

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Si noti che il coefficiente  $K_{gen}$  sarà sempre unitario per il controllo  $\cos\varphi = f(P)$ , mentre potrà essere compreso tra 0 e 1 per regolazioni che sfruttano caratteristiche  $Q = f(V)$ .

Continuando a sviluppare l'equazione 49:

$$\overline{\Delta V_2} = \overline{X} \overline{\Delta P} \left( \frac{\overline{R}}{\overline{X}} - 0.4843/K_{gen} \right) = \overline{X} \frac{\overline{\Delta V_1}}{\overline{R}} \left( \frac{\overline{R}}{\overline{X}} - 0.4843/K_{gen} \right)^{30} = \overline{\Delta V_1} \left( 1 - \frac{0.4843}{K_{gen} R/X} \right)$$

**Equazione 50**

La differenza tra  $\overline{\Delta V_1}$  e  $\overline{\Delta V_2}$  è indicativa di quanto il controllo ha influito sulla tensione nodale.

$$\overline{\Delta V_{reg}} = \overline{\Delta V_1} - \overline{\Delta V_2} = \overline{\Delta V_1} \frac{0.4843}{K_{gen} R/X}$$

**Equazione 51**

È interessante analizzare, a questo punto, l'andamento del rapporto  $\frac{\overline{\Delta V_{reg}}}{\overline{\Delta V_1}}$ <sup>31</sup> in funzione di  $R/X$  per poter valutare l'efficacia dei controlli.

<sup>30</sup> Si noti che il rapporto tra i valori relativi di R e X e quelli assoluti è il medesimo

<sup>31</sup> Questo rapporto è indicativo di quanto la regolazione è in grado di riportare la tensione in prossimità del valore nominale in seguito ad innalzamenti dovuti all'erogazione in rete di potenza attiva da parte della GD.

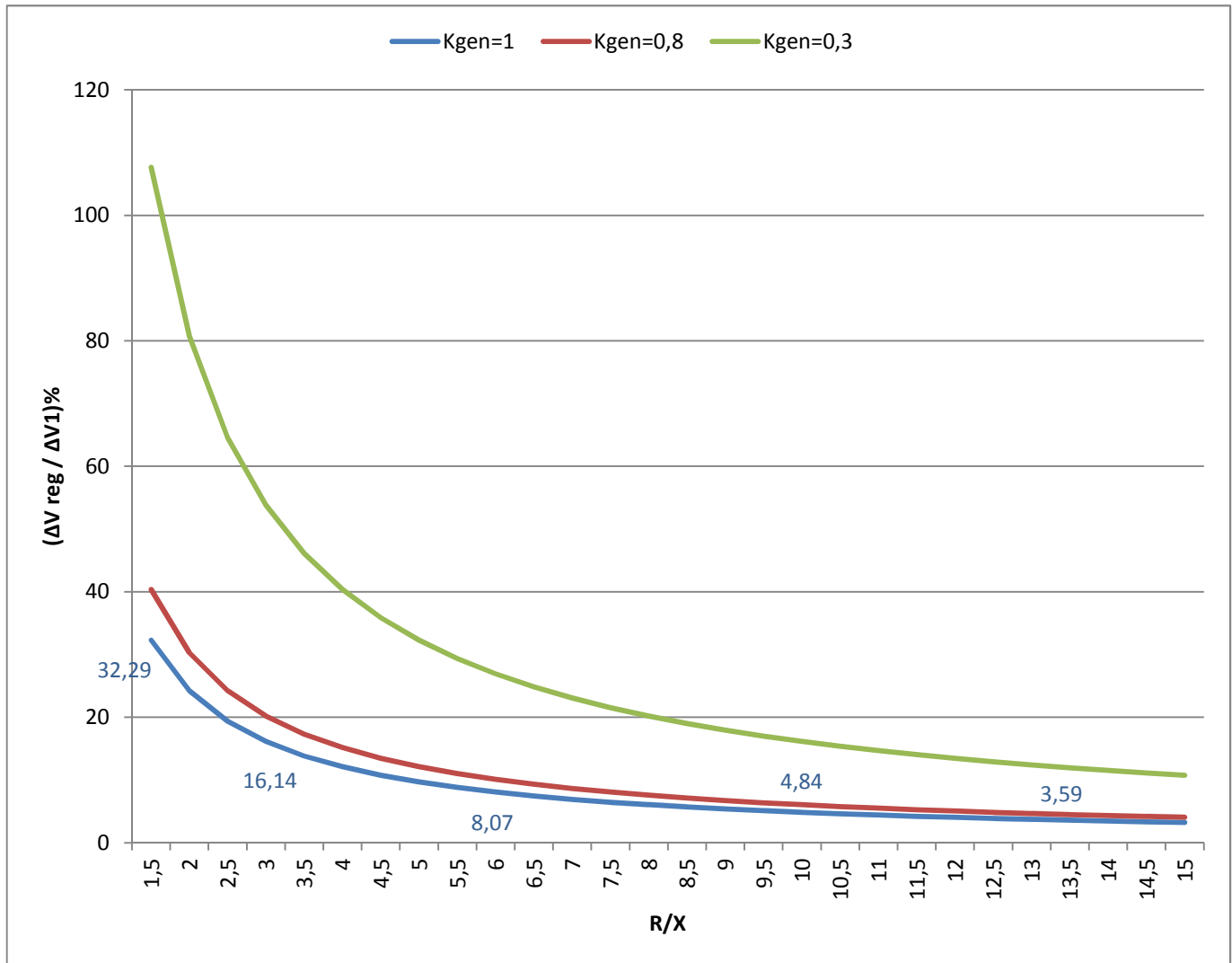


Figura 64. Andamento del rapporto  $\left(\frac{\overline{\Delta V_{reg}}}{\overline{\Delta V_1}}\right)\%$  in funzione di  $R/X$

Si nota che solo per valori di  $R/X$  molto bassi, oppure per valori di  $K_{gen}$  ridotti, queste regolazioni possono influire in maniera significativa sui profili di tensione. Infatti, per  $R/X = 3$  e  $K_{gen} = 1$ , la regolazione è in grado di variare la tensione solo per il 16.14% della variazione iniziale. Si ricorda che questo tipo di simulazione è stato svolto per verificare se i controlli sarebbero stati in grado di limitare la tensione nello scenario di rete più critico (quella del massimo innalzamento di tensione), per il quale il valore  $K_{gen}$  è unitario.

E' bene ora esporre un esempio numerico. Nel grafico sottostante è rappresentato l'andamento di  $\overline{\Delta V_{reg}}$  (espresso in termini percentuali) in funzione di  $R/X$ ; avendo imposto  $K_{gen}$  pari a 1 e avendo ipotizzato una variazione iniziale di tensione  $\overline{\Delta V_1}$  pari a 0,15 (15% della tensione nominale).

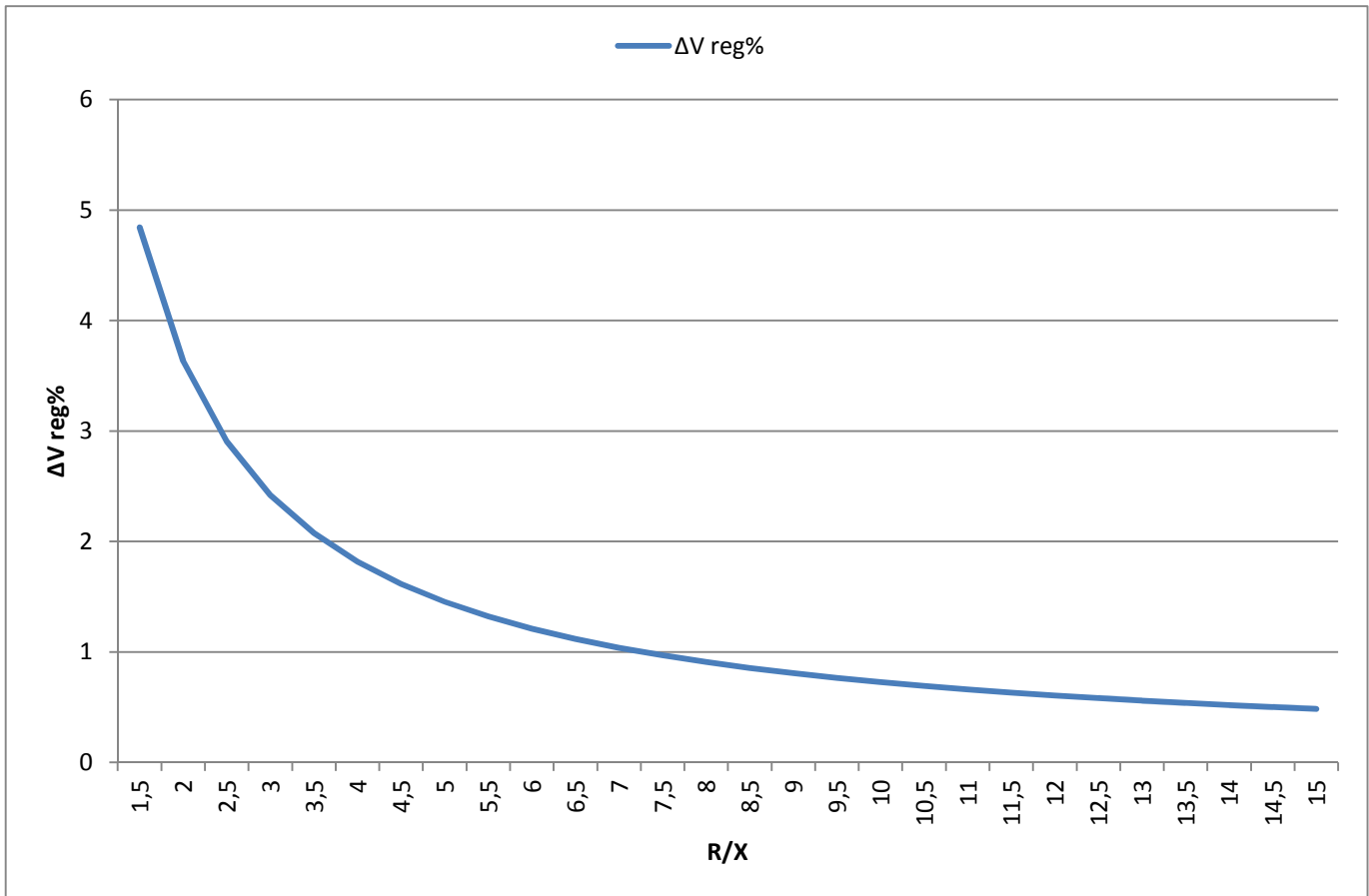


Figura 65. Andamento di  $\overline{\Delta V_{reg}}$  (espresso in termini percentuali) in funzione di  $R/X$  con  $K_{gen} = 1$  e  $\Delta V_1\% = 15\%$

Osservando il grafico si deduce che a fronte di un accrescimento della tensione pari al 15% del valore nominale, i controlli di reattivo non potranno riportare la tensione nodale entro un intorno del 10% della tensione nominale (essendo  $\overline{\Delta V_{reg}}\%$  minore del 5% per qualsiasi valore di  $R/X$  contemplato dalle reti BT).

La trattazione soprastante, pur dimostrando la limitata efficacia delle variazioni della sola potenza reattiva per il controllo di tensione, considera un solo nodo del feeder, escludendo l'effetto che hanno su tale potenziale nodale le iniezioni di potenza nel resto della rete. Possiamo comunque ritenere questa trattazione significativa, anche se non rigorosa, dato che l'influenza delle regolazioni (soprattutto per rapporti  $R/X$  superiori a 3) è talmente ridotta<sup>32</sup> che anche la somma delle correzioni reattive delle varie unità produttive della rete non è quantitativamente sufficiente a garantire un corretto controllo della tensione (ciò è evidente dai risultati delle nostre simulazioni).

Si è quindi dimostrato che le regolazioni che sfruttano una modulazione della sola potenza reattiva non sono in grado di riportare la tensione entro i limiti operativi voluti se la rete si trova nelle condizioni più critiche per quanto riguarda il profilo dei potenziali nodali (per le quali si ha la massima potenza generata dalla GD e una situazione di basso carico).

<sup>32</sup>Il Rapporto  $\left(\frac{\overline{\Delta V_{reg}}}{\Delta V_1}\right)\%$  non supera il 16% e cala drammaticamente sotto il 5% per  $R/X > 10$

### 8.1.6 Limitazione della potenza attiva

Si presentano di seguito i risultati delle simulazioni in cui è prevista l'implementazione, per ogni utenza attiva, di un controllo che limiti la potenza attiva immessa in rete ai fini di mantenere la tensione entro i limiti di funzionamento previsti.

#### 8.1.6.1 Limitazione della sola potenza attiva

Consideriamo dapprima una regolazione che sfrutta la sola riduzione della potenza attiva generata, escludendo quindi un abbinamento di essa ad un controllo di potenza reattiva.

Analizziamo ora i risultati della simulazione che prevede una riduzione della potenza a step del 10% con una tensione di lock-in pari al 108% di quella nominale (si noti che in questa simulazione non c'è differenza tra una riduzione di modalità A e di modalità B dato che in partenza i generatori non assorbono e non erogano reattivo e non è previsto alcun controllo che prevede la variazione delle iniezioni reattive).

Considerando la rete in un configurazione di tipo A:

### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD

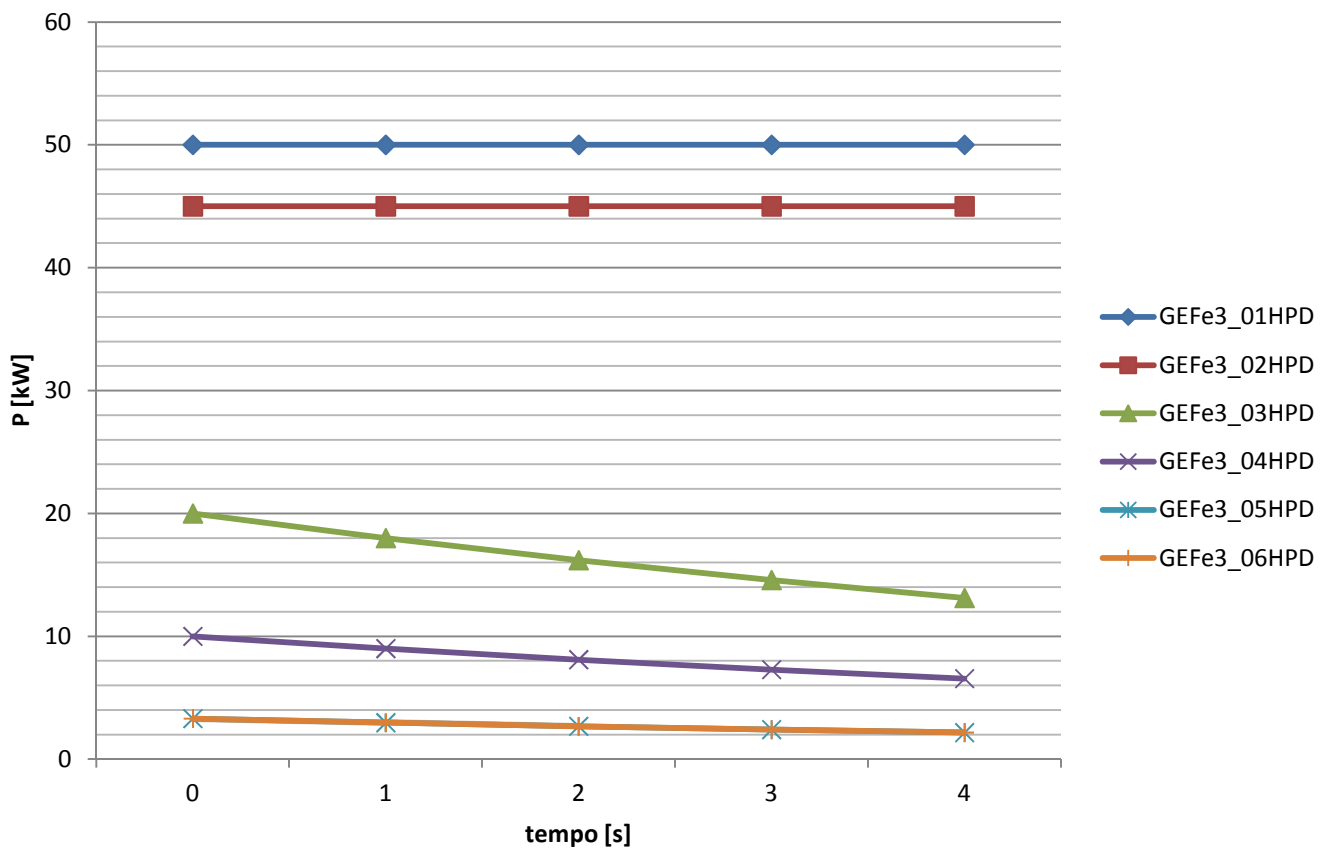


Figura 66. Andamento nel tempo della potenza attiva della GD, con una regolazione che prevede una riduzione della potenza attiva a step del 10%, con una configurazione di rete di tipo A



La rete raggiunge un nuovo regime stabile in 4 S e si nota che i generatori che intervengono sono quelli a fondo linea<sup>33</sup>

## Potenze attive GD

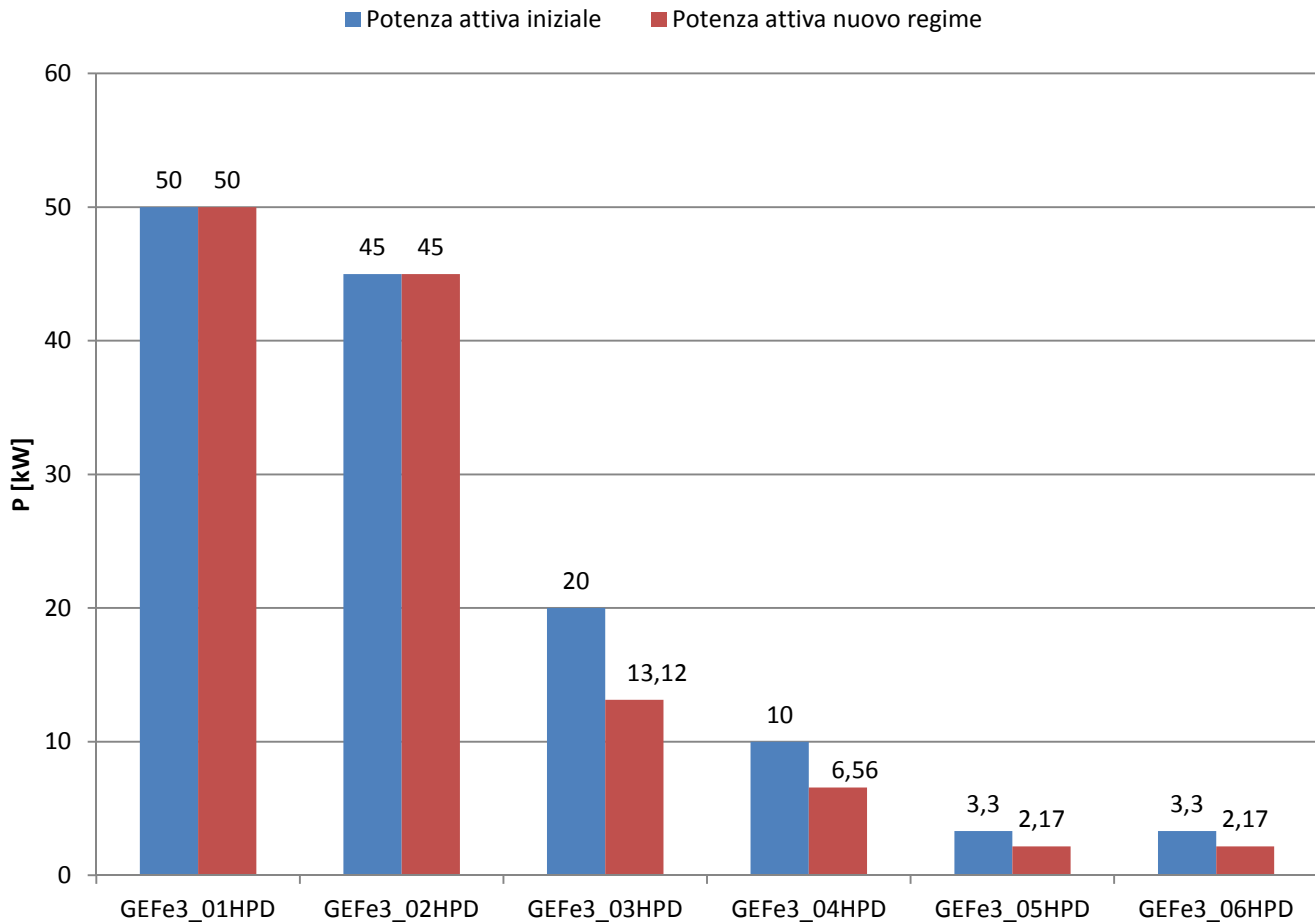


Figura 67. Potenze attive della GD con controllo che prevede la riduzione a step del 10% della potenza attiva e con configurazione di rete di tipo A.

La riduzione complessiva di potenza attiva è di 12.587 kW pari al 9.5% della generazione complessiva (131.6 kW). In figura 71 è presentata la variazione del profilo di tensione. La tensione è stata riportata efficacemente al di sotto della soglia massima impostata dal controllo (108%) in ogni nodo della rete.

<sup>33</sup> Ciò è dovuto alla condizione di lock-in di tensione (solo le generazioni a valle sono collegate a nodi di tensione tale da innescare il controllo)

## Profili di tensione

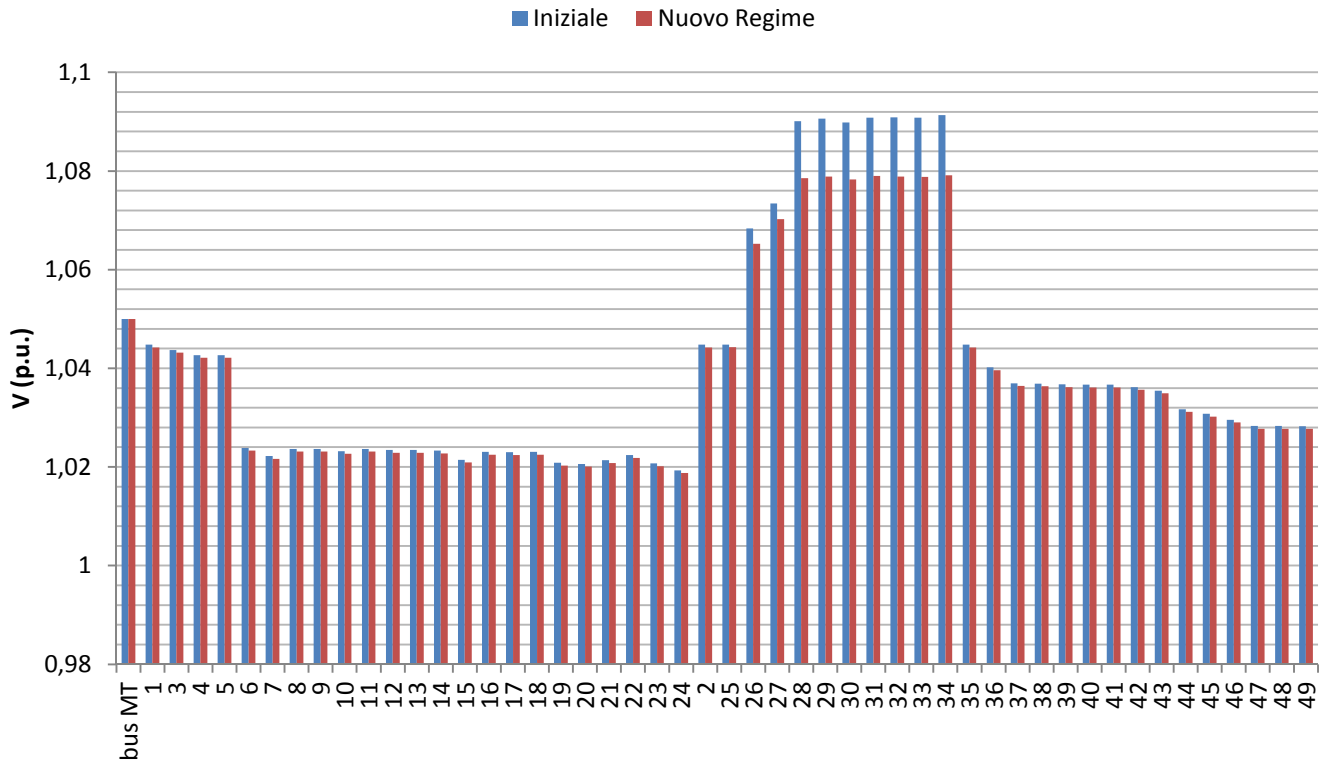


Figura 68. Profili di tensione assumendo un controllo che prevede la riduzione a step del 10% della potenza attiva e con configurazione di rete di tipo A.

## Perdite

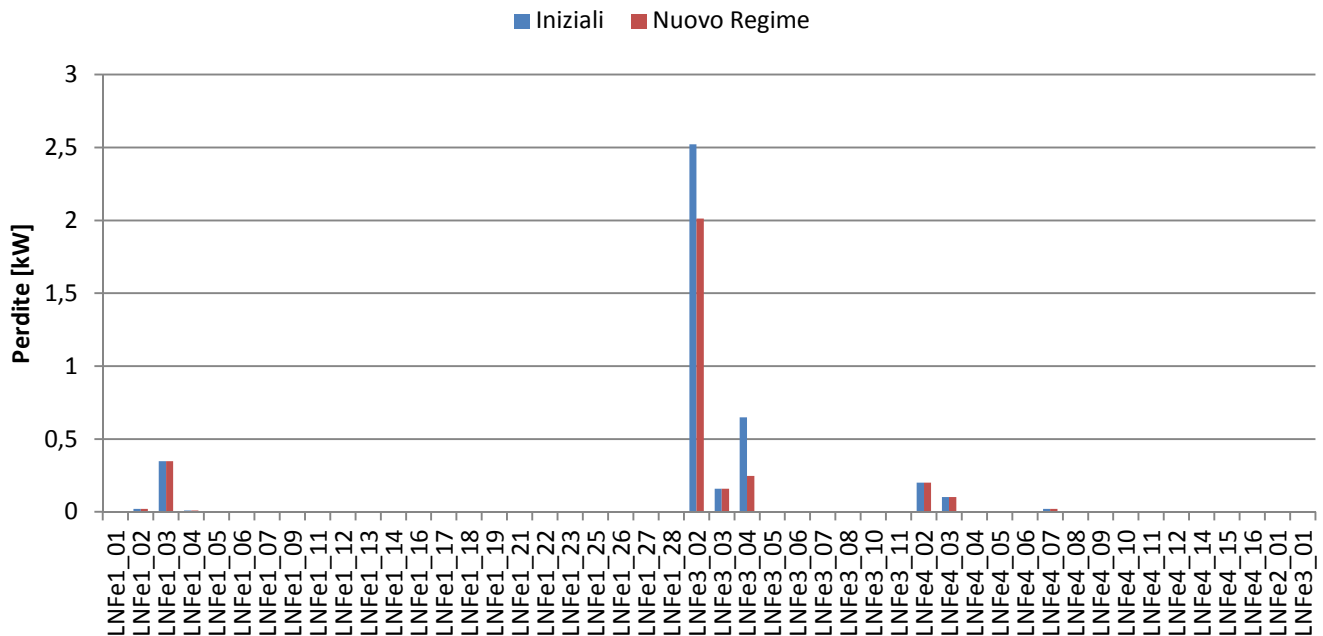


Figura 69. Andamento delle perdite assumendo un controllo che prevede la riduzione a step del 10% della potenza attiva e con configurazione di rete di tipo A.

Si assiste ad una complessiva riduzione delle perdite di rete. Ciò è giustificato dalla limitazione delle iniezioni di potenza attiva che determinano l'inversione della corrente del feeder attivo. Per l'appunto le perdite passano dal 4.91% al 3.81% del carico complessivamente assorbito (82.92 kW).

Considerando la rete in una configurazione di tipo B:

### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD

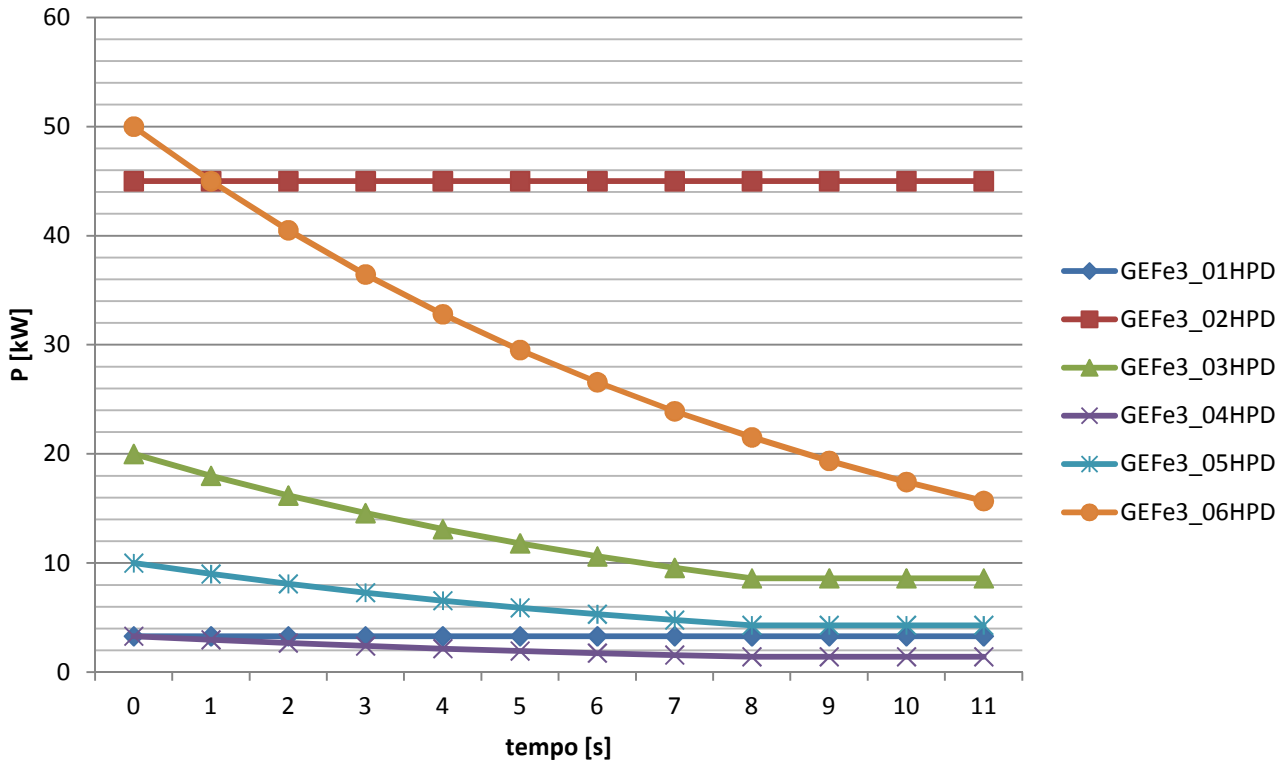


Figura 70. Andamento nel tempo della potenza attiva della GD, con una regolazione che prevede una riduzione della potenza attiva a step del 10%, con una configurazione di rete di tipo B

Viene raggiunto un equilibrio stabile dopo 11 S dall'intervento della regolazione e si assiste ad una diminuzione consistente della potenza iniettata in rete da parte della GD (53.274 kW pari al 40.5% della potenza disponibile). Ciò è dovuto al fatto che a valle sono presenti generazioni di elevata potenza installata. Da questa simulazione s'intuisce come la distribuzione delle varie utenze attive lungo i feeder influisca sul valore delle variazioni di potenza dettate dal controllo. L'implementazione in rete di controlli che prevedono la riduzione della potenza attiva quindi, impone un limite massimo alla potenza installata (il quale decresce avvicinandosi al fondo dei feeder) dato che a causa del controllo la potenza di picco dell'impianto può non essere mai raggiunta per il mantenimento della tensione entro i limiti operazionali.

Il controllo riporta la tensione di ogni nodo sotto la soglia limite del 108% della tensione nominale. Si registra la massima variazione di tensione nel nodo 34, nel quale il potenziale del nodo passa dal 114.2% al 107.9% della tensione nominale (dando luogo ad una variazione del 6.3%). L'efficacia di questo tipo di

regolazione è indiscutibile, dato che essa prevede che si agisca direttamente sulla variabile che è la causa dell'innalzamento della tensione (l'iniezione di potenza attiva da parte della GD)<sup>34</sup>.

Si assiste ad una decisa diminuzione delle perdite di rete dal canto che la potenza immessa dalla GD è stata ridotta sensibilmente dal controllo. Esse passano dal 9.45% al 2.57% del carico assorbito.

## Potenze attive GD

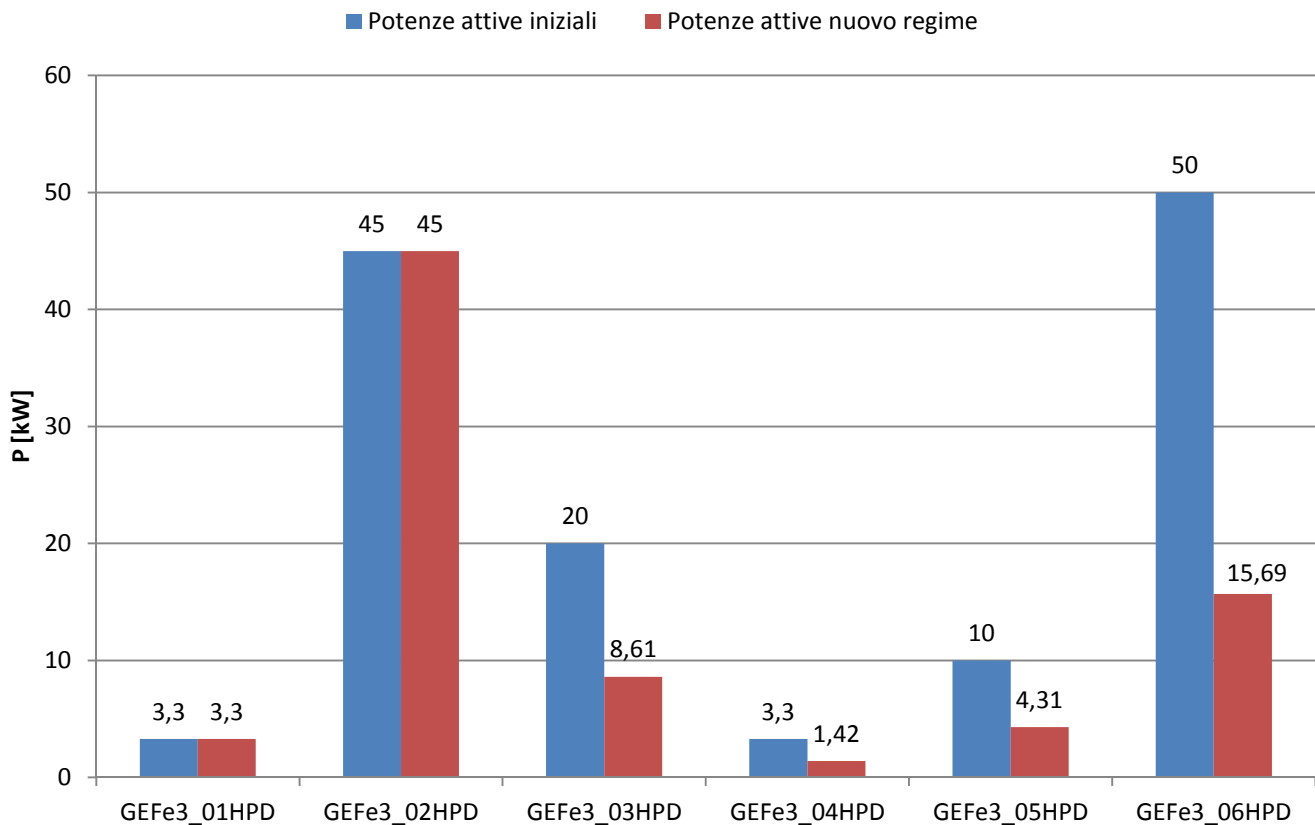


Figura 71. Potenze attive della GD con controllo che prevede la riduzione a step del 10% della potenza attiva e con configurazione di rete di tipo B.

<sup>34</sup> Naturalmente si può affermare ciò nel caso in cui la rete, nella sua configurazione passiva, non presenti violazioni nei confronti dei limiti di tensione scelti.



Per quanto riguarda il controllo che prevede lo sfruttamento di una caratteristica di tipo  $P = f(V)$  le simulazioni indicano che non è stato possibile raggiungere un regime stabile. Ciò è dovuto al fatto che, data l'ipotesi di simultaneità dei controlli sui vari generatori, i controlli producono una variazione di tensione tale da rientrare nella zona della caratteristica per il quale il rapporto  $\frac{P}{P_{MPPT}}$  è unitario in ogni utenza attiva, riportando la GD alle iniezioni di potenza che causano il superamento dei vincoli di tensione, innescando così un ciclo perpetuo che non porta ad uno stato di rete stabile. Per ovviare a questo inconveniente è stato modificato il parametro della caratteristica  $V_{Start}$  (inizialmente imposto pari al 108% della tensione nominale) ponendolo dapprima pari al 105% e poi al 103% della tensione nominale. Con tali valori si è verificato che si ottiene una convergenza ad un regime stabile, ma essa è raggiunta in un numero molto elevato di cicli di controllo e quindi in un elevato lasso di tempo (superiore ai 10 minuti previsti per il controllo della tensione dalla norma EN 50160). Questo tipo di controllo verrà quindi considerato non idoneo ad una reale implementazione data l'impossibilità (oppure la lentezza) del raggiungimento di un regime stabile, se attivato in un istante critico per quanto riguarda i profili di tensione. Si precisa che, per una configurazione di tipo B, le considerazioni fatte per questo tipo di controllo lo rendono ancor meno idoneo alla pratica implementazione, data la maggior entità delle variazioni di potenza attiva dei generatori che partecipano al controllo stesso.

### 8.1.6.2 Coordinamento della riduzione di potenza attiva col controllo della potenza reattiva

Analizziamo ora i risultati delle simulazioni svolte prevedendo l'attivazione del controllo della potenza attiva in seguito al massimo assorbimento di reattivo. Gli aspetti riguardanti le logiche di controllo, il coordinamento tra regolazione di attivo e reattivo e le tempistiche sono stati esposti nella sezione 7.1.3.

E' stato scelto come controllo della potenza reattiva quello che sfrutta una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, in quanto è stata dimostrata la sua maggiore efficacia rispetto alle altre due tipologie di regolazione reattiva. Ad esso verranno abbinati i tre tipi di logica di limitazione della potenza attiva esposti in precedenza (riduzione a step percentuali della potenza secondo una modalità di tipo A o di tipo B, e riduzione della potenza secondo una caratteristica  $P = f(V)$ ). Si ricorda che scegliendo una modalità di riduzione di tipo A, oppure una caratteristica di tipo  $P = f(V)$ , viene mantenuta la potenza reattiva imposta dal controllo di reattivo, mentre per quella di tipo B all'attivazione del controllo di potenza attiva si mantiene l'utenza attiva in uno stato di funzionamento che prevede un fattore di potenza pari a 0.9. Inoltre è importante ricordare che il ciclo di controllo della potenza attiva viene attivato esclusivamente se l'unità produttiva sta assorbendo la massima potenza reattiva definita dalla capability.

Si consideri la rete in una configurazione di tipo A si presentano di seguito i risultati delle simulazioni dei tre controlli.

## Andamento nel tempo delle potenze attive della GD (Modalità A)

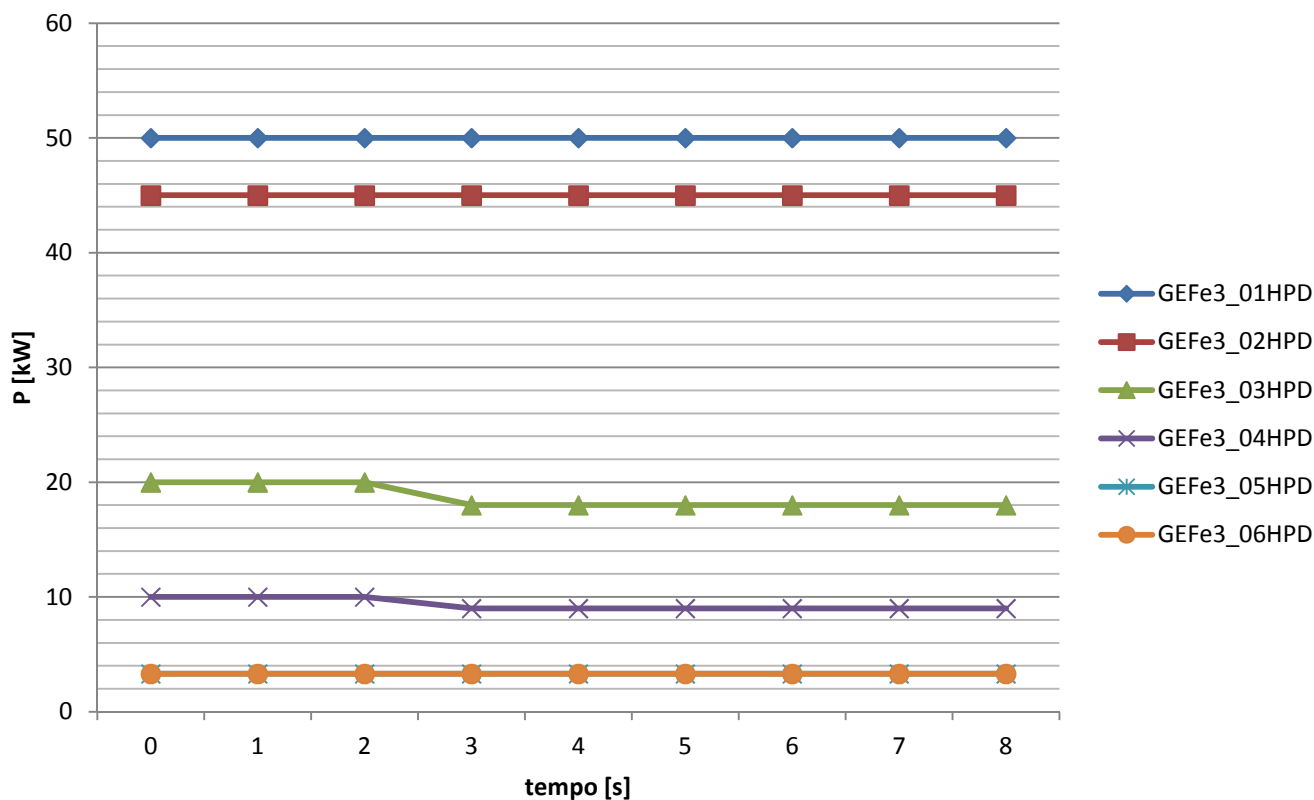


Figura 74. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

### Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD (Modalità A)

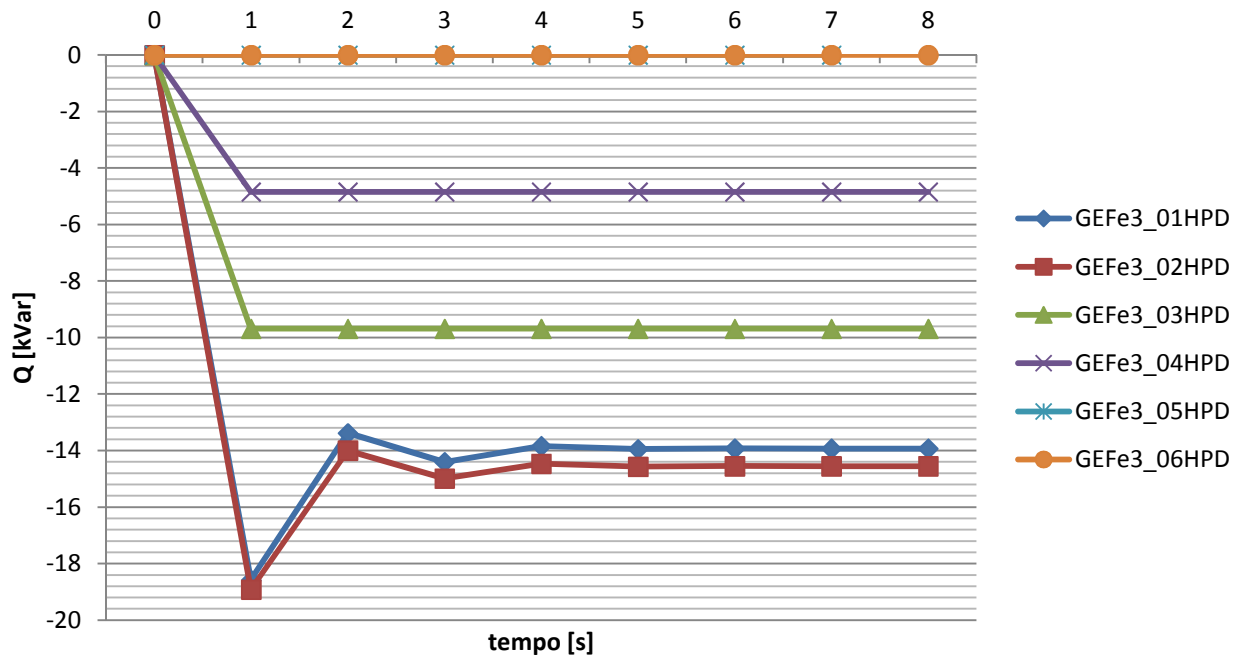


Figura 75. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A

### Potenze della GD (Modalità A)

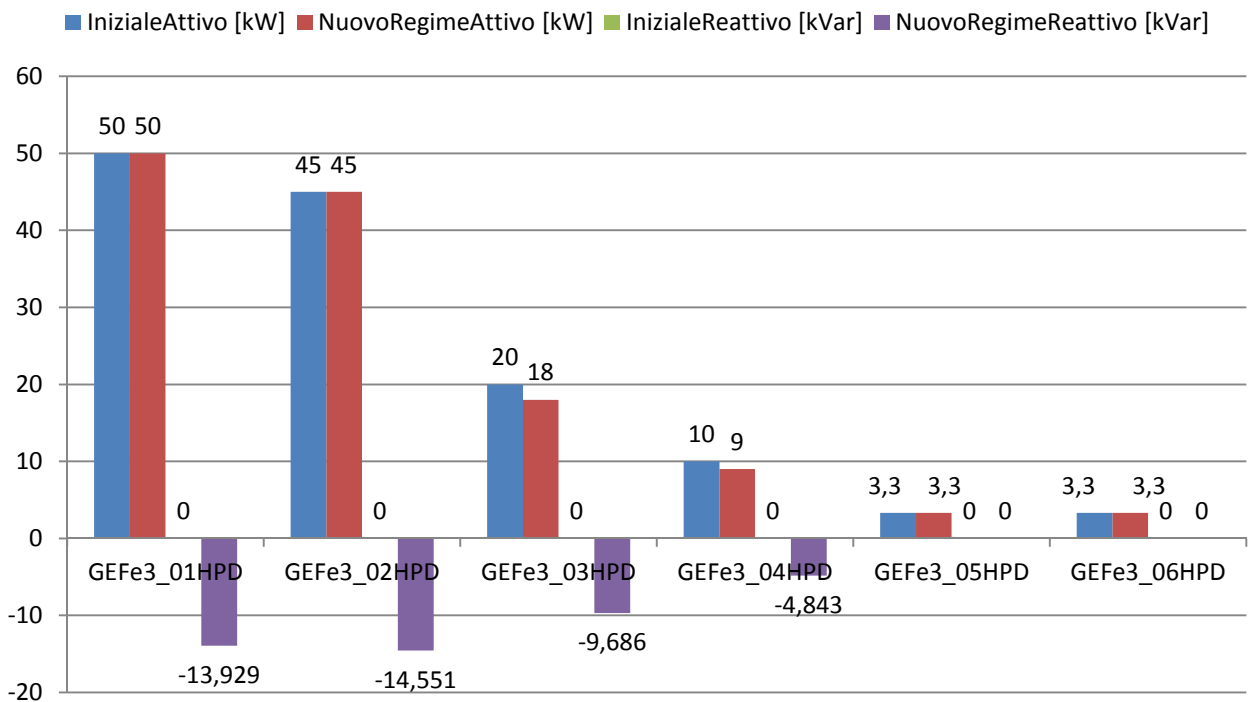


Figura 76. Potenze (attive e reattive) della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A



### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD (Modalità B)

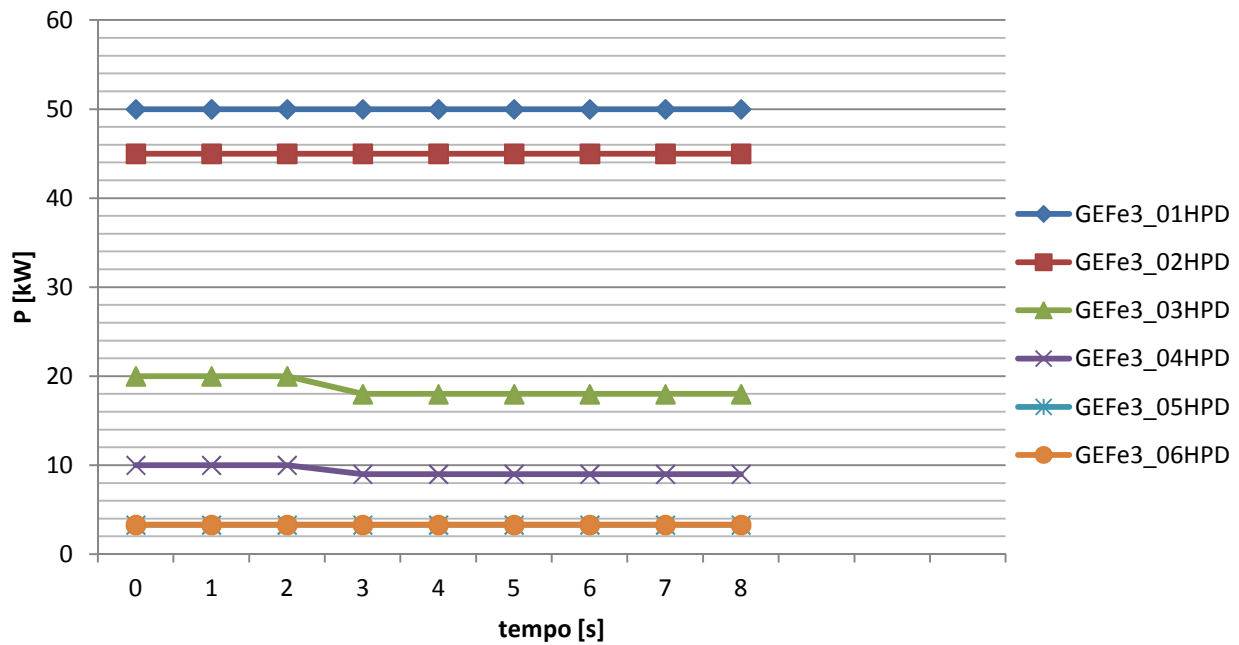


Figura 77. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

### Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD (Modalità B)

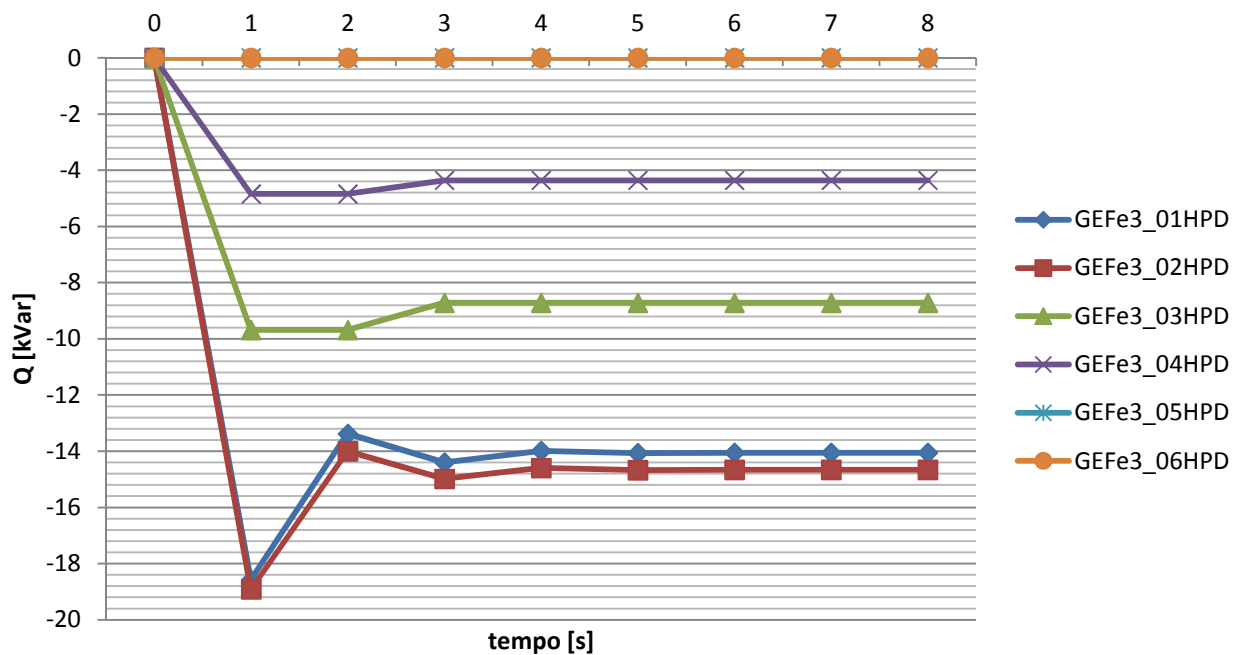


Figura 78. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

### Potenze della GD (Modalità B)

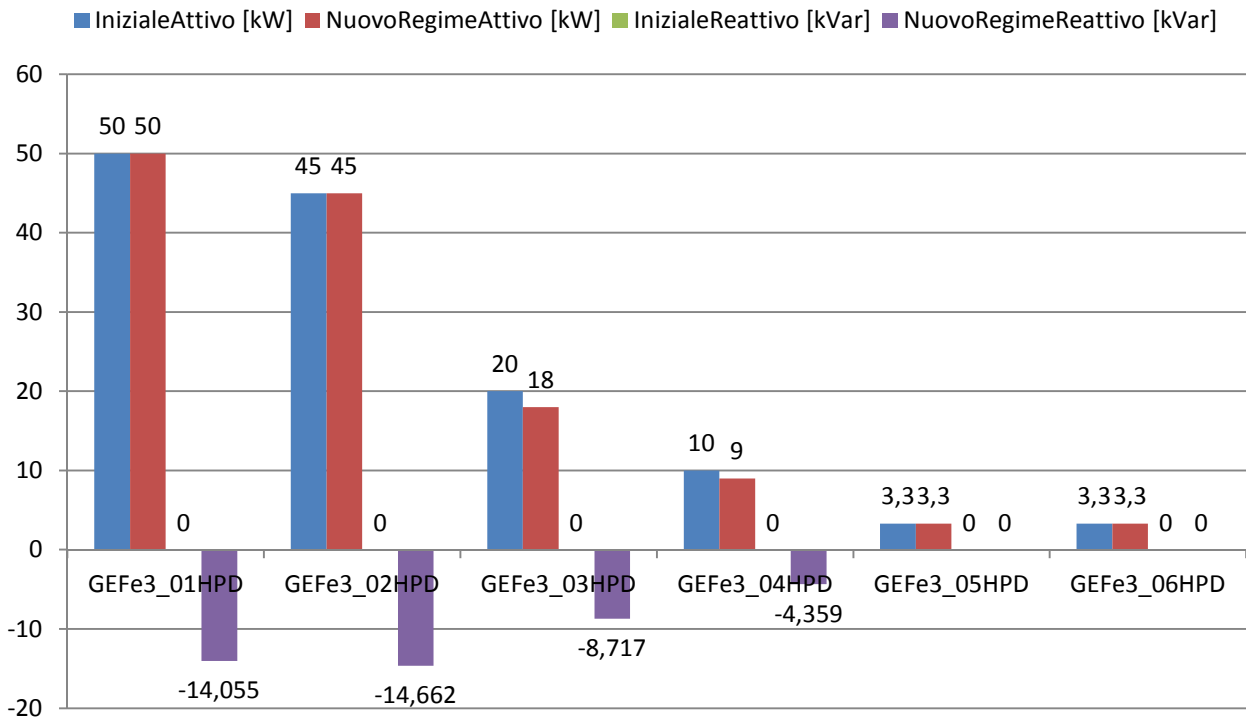


Figura 79. Potenze (attive e reattive) della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A

### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD [P=f(V)]

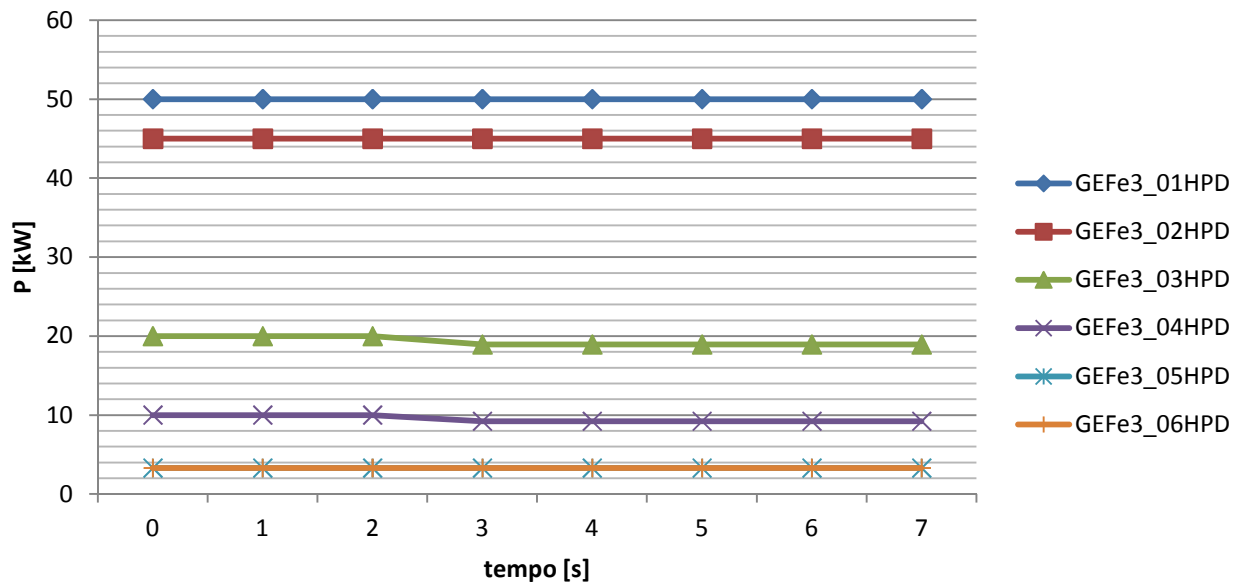


Figura 80. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con una riduzione della potenza attiva che sfrutta una caratteristica di tipo P = f(V) coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A

## Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD [P=f(V)]

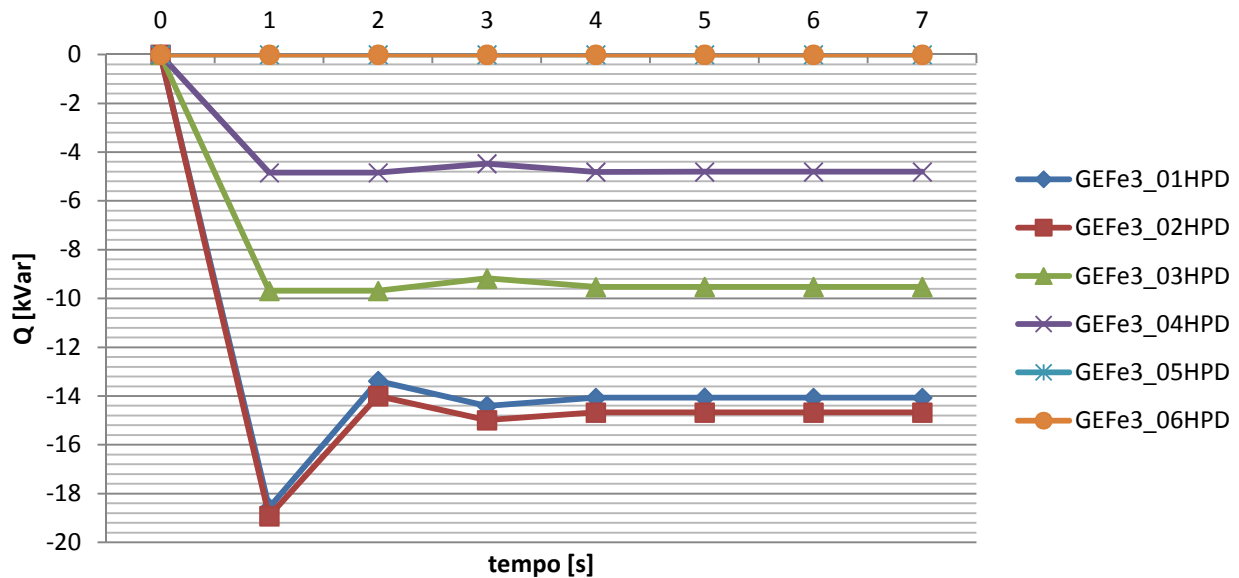


Figura 81. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con una riduzione della potenza attiva che sfrutta una caratteristica di tipo P=f(V) coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A

## Potenze GD [P=f(V)]

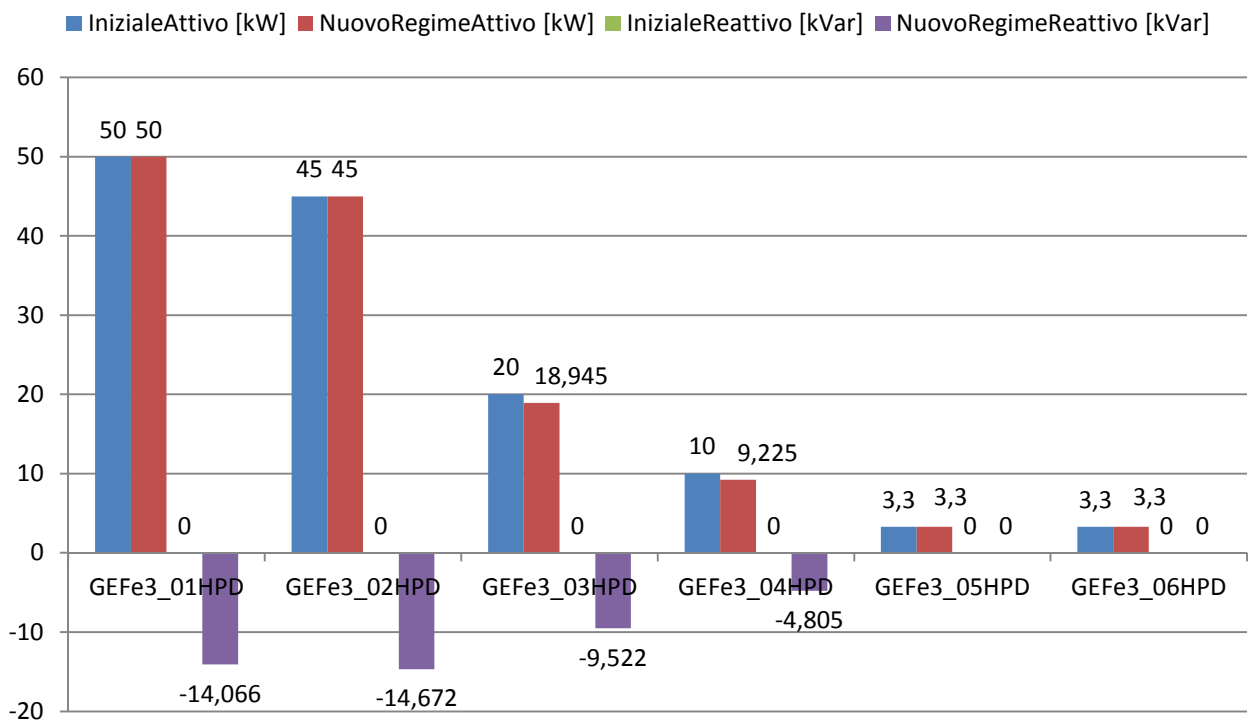


Figura 82. Potenze (attive e reattive) della GD con una riduzione della potenza attiva che sfrutta una caratteristica di tipo P=f(V) coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo A

Dai grafici degli andamenti nel tempo delle potenze si nota che, in tutti i tre tipi di regolazione, il controllo della potenza attiva viene attivato per un solo ciclo durante l'assestamento della rete ad un regime stabile. Ciò è dovuto alle condizioni d'attivazione del ciclo di controllo della potenza attiva che prevedono il massimo assorbimento di potenza reattiva da parte della generazione oltre al superamento della limite nel nodo in cui è connessa la generazione. Tali condizioni permettono anche al controllo  $P = f(V)$  di raggiungere un equilibrio stabile in un accettabile lasso di tempo (cosa che non accadeva nel caso in cui esso non fosse abbinato con un controllo di reattivo).

	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW] <sup>35</sup>	$\Delta P_{\%}$ <sup>36</sup>	$Q$ [kvar] <sup>37</sup>
Riduzione metodo A	8	3	2.28%	43.01
Riduzione metodo B	8	3	2.28%	41.79
Riduzione $P = f(V)$	7	1.83	1.4%	43.06

Tabella 17. Risultati delle simulazioni dei controlli che prevedono il coordinamento dei controlli di potenza attiva e reattiva con la rete in una configurazione di tipo A

Dai risultati ottenuti si nota che adottando una configurazione di tipo A (per la quale i generatori più potenti sono allacciati a monte) l'azione dei tre diversi controlli sulle generazioni è molto simile. Utilizzando una regolazione di tipo  $P = f(V)$ , la riduzione di potenza attiva è leggermente minore rispetto agli altri due tipi di controllo.

Di seguito sono presentati i risultati ottenuti per quanto riguarda i profili di tensione e le perdite.

## Profili di tensione (Modalità A)

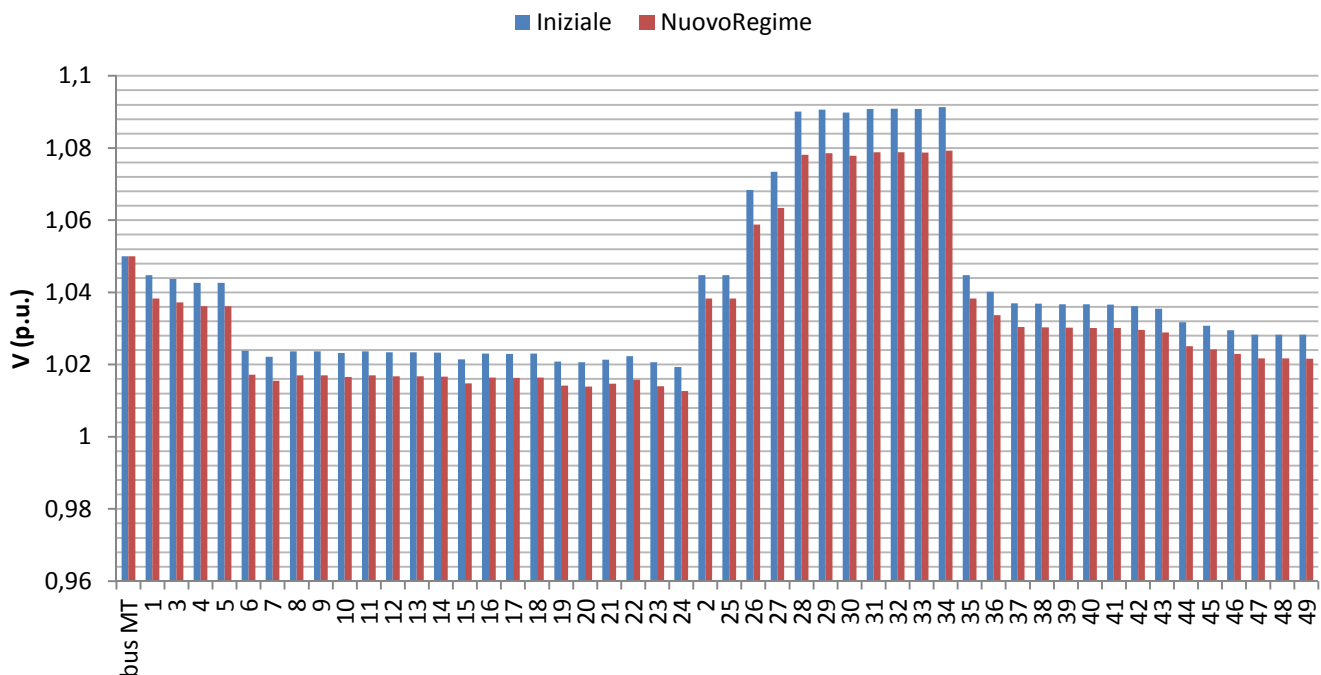


Figura 83. Profili di tensione con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

<sup>35</sup> Variazione di potenza attiva dovuta ai comandi della regolazione di tensione.

<sup>36</sup>  $\Delta P$  in percentuale rispetto alla potenza installata della GD (131,6 kW).

<sup>37</sup> Assorbimento di potenza reattiva dovuto ai comandi della regolazione di tensione.

## Profili di tensione (Modalità B)

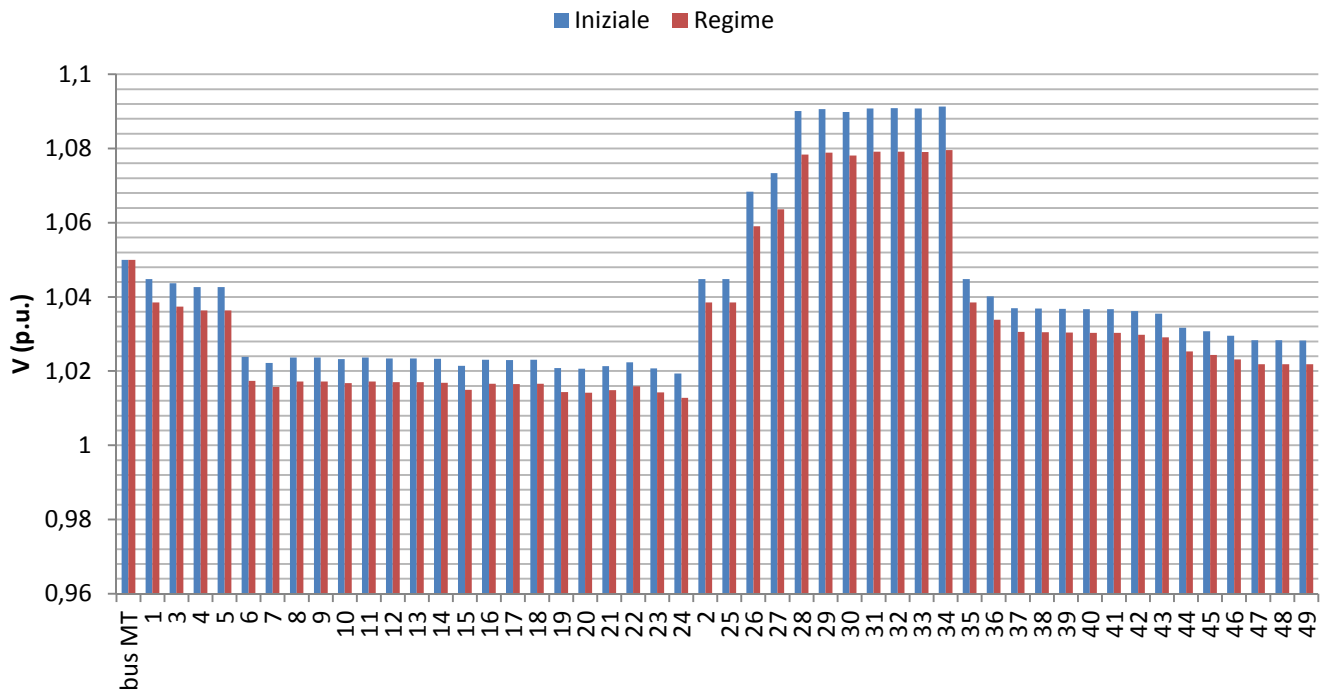


Figura 84. Profili di tensione con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

## Profili di tensione [ $P=f(V)$ ]

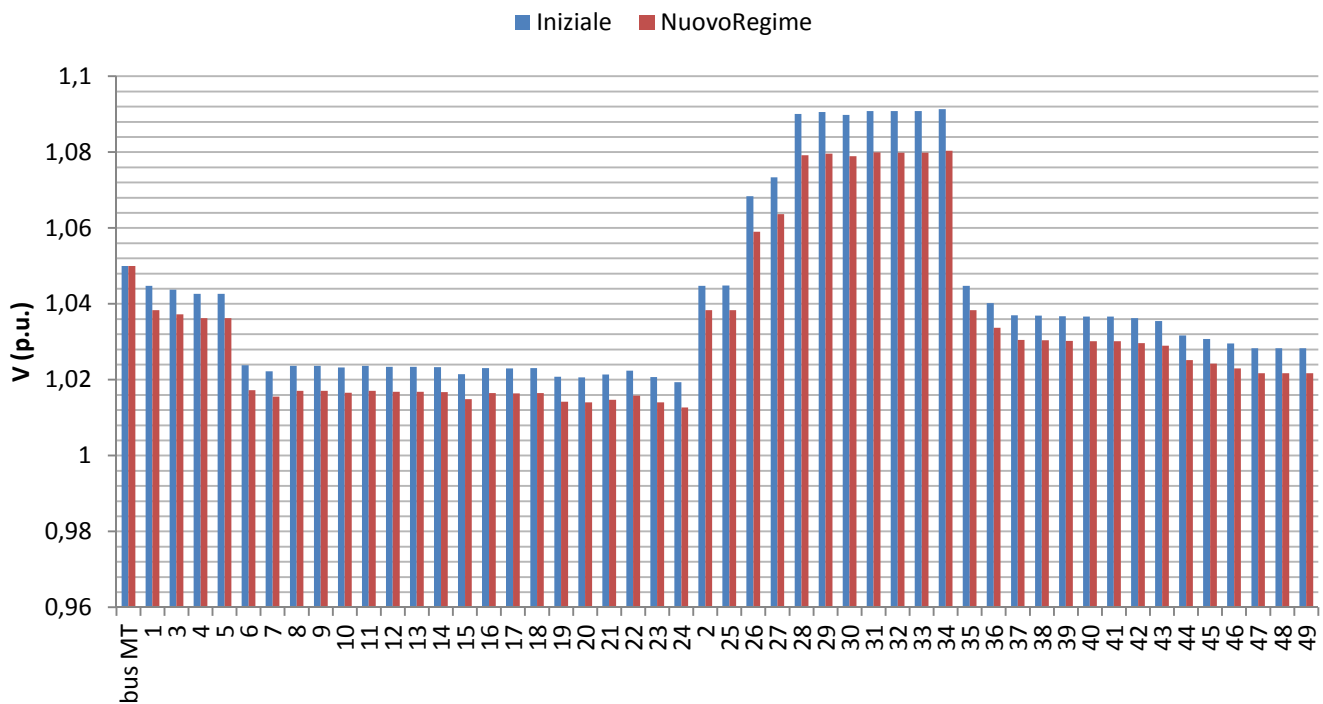


Figura 85. Profili di tensione con una riduzione della potenza attiva che sfrutta una caratteristica di tipo  $P = f(V)$  coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo A

L'introduzione del controllo di potenza attiva fa sì che in ogni nodo la tensione venga riportata entro i limiti assegnati. Inoltre, si assiste ad un aumento leggermente minore delle perdite rispetto al caso in cui venga implementato il solo controllo della potenza reattiva (ciò è chiaramente dovuto alla riduzione delle iniezioni di potenza attiva da parte della GD).

	Perdite [kW]	Perdite <sub>%</sub> <sup>38</sup>	$\Delta P_{\text{loss}}\%$ <sup>39</sup>
Riduzione metodo A	4.69	5.65%	0.74%
Riduzione metodo B	4.63	5.59%	0.68%
Riduzione $P = f(V)$	4.78	5.76%	0.85%

Tabella 18. Risultati delle simulazioni dei controlli che prevedono il coordinamento dei controlli di potenza attiva e reattiva con la rete in una configurazione di tipo A

Confrontando queste regolazioni con quella che prevede la sola riduzione di potenza attiva, si nota che coordinando il controllo di attivo con quello di reattivo la rete raggiunge uno stato di regime stabile in tempi più lunghi (ma comunque più che accettabili); inoltre la diminuzione di potenza attiva è minore dato il contributo alla variazione di tensione fornito dall'assorbimento di potenza reattiva. Naturalmente, nel caso in cui sia previsto l'assorbimento d'energia reattiva da parte della GD, le perdite sono maggiori, dato il flusso di potenza reattiva e la minor riduzione della potenza attiva.

Consideriamo ora la rete in una configurazione di tipo B.

### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD (Modalità A)

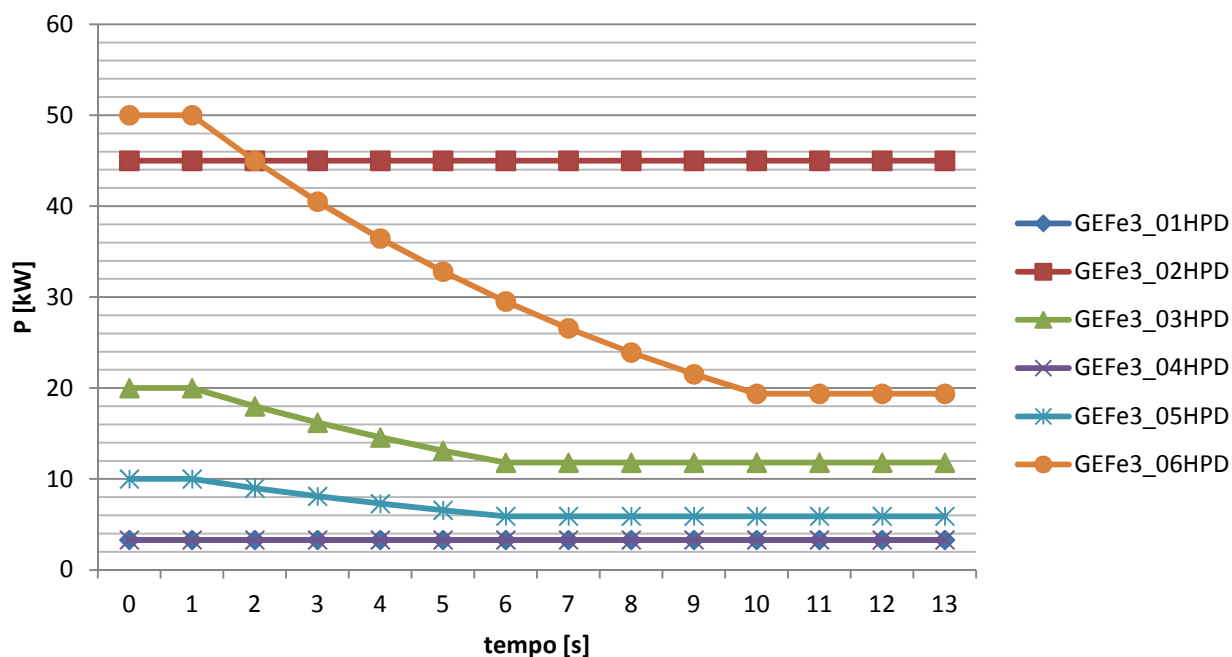


Figura 86. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B

<sup>38</sup> In percentuale rispetto al carico assorbito

<sup>39</sup> Variazione percentuale delle perdite passando dal regime iniziale a quello raggiunto dopo l'intervento del controllo, la convenzione di segno è assunta in modo tale che variazioni positive siano aumenti.

### Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD (Modalità A)

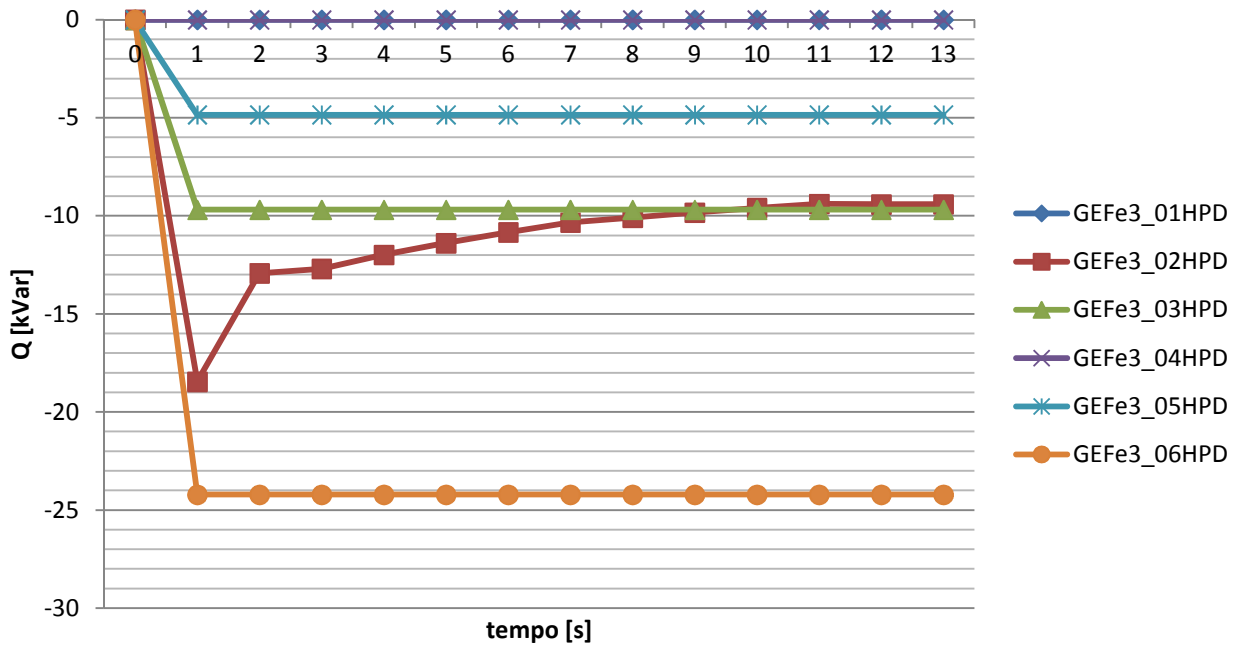


Figura 87. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo B

### Potenze della GD (Modalità A)

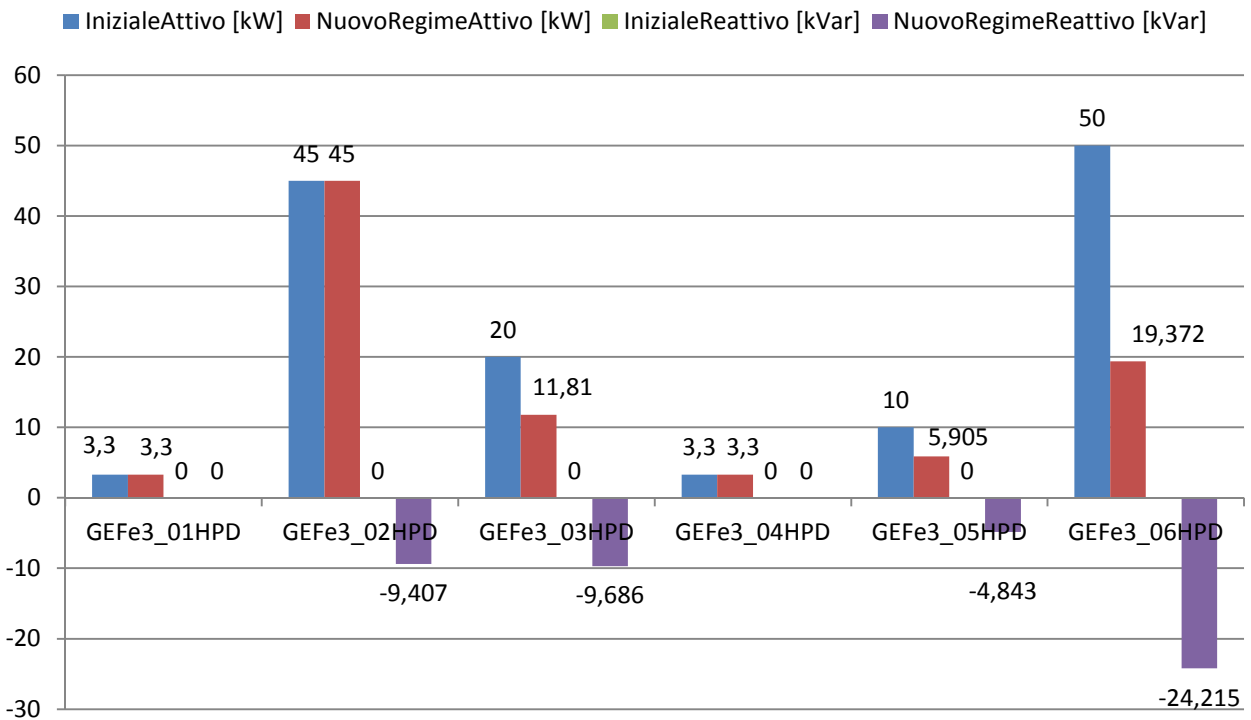


Figura 88. Potenze (attive e reattive) della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo Q=f(V) di tipo A e rete in configurazione di tipo B

### Andamento nel tempo delle potenze attive della GD (Modalità B)

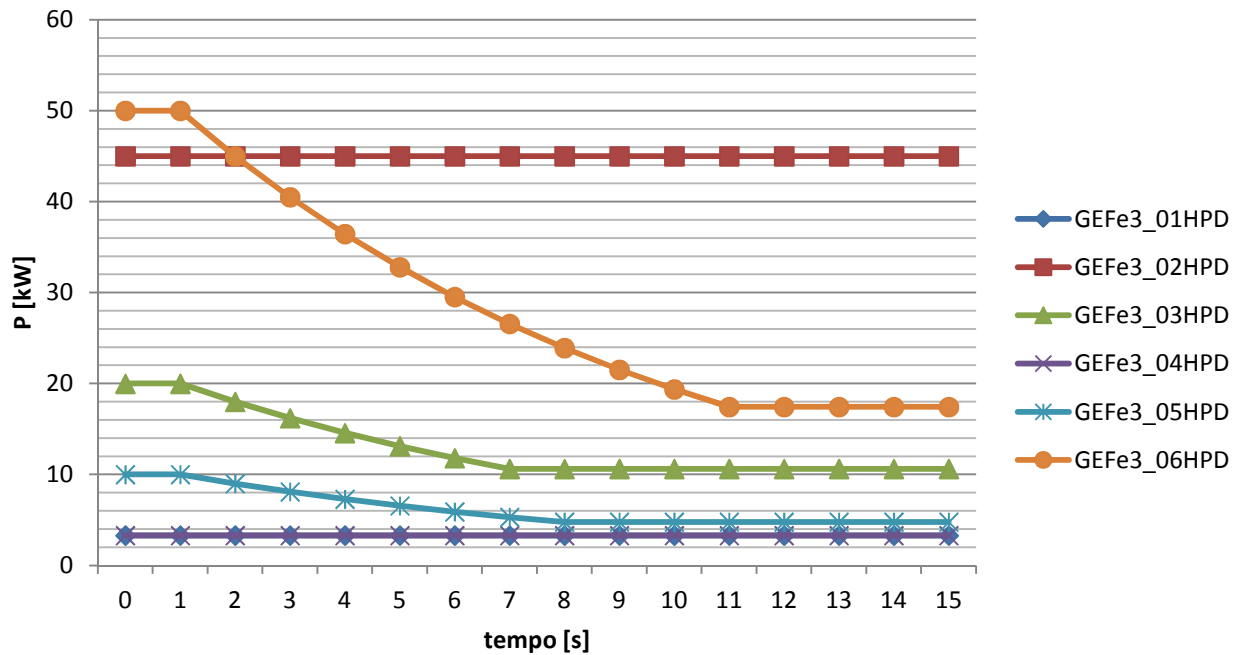


Figura 89. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B

### Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD (Modalità B)

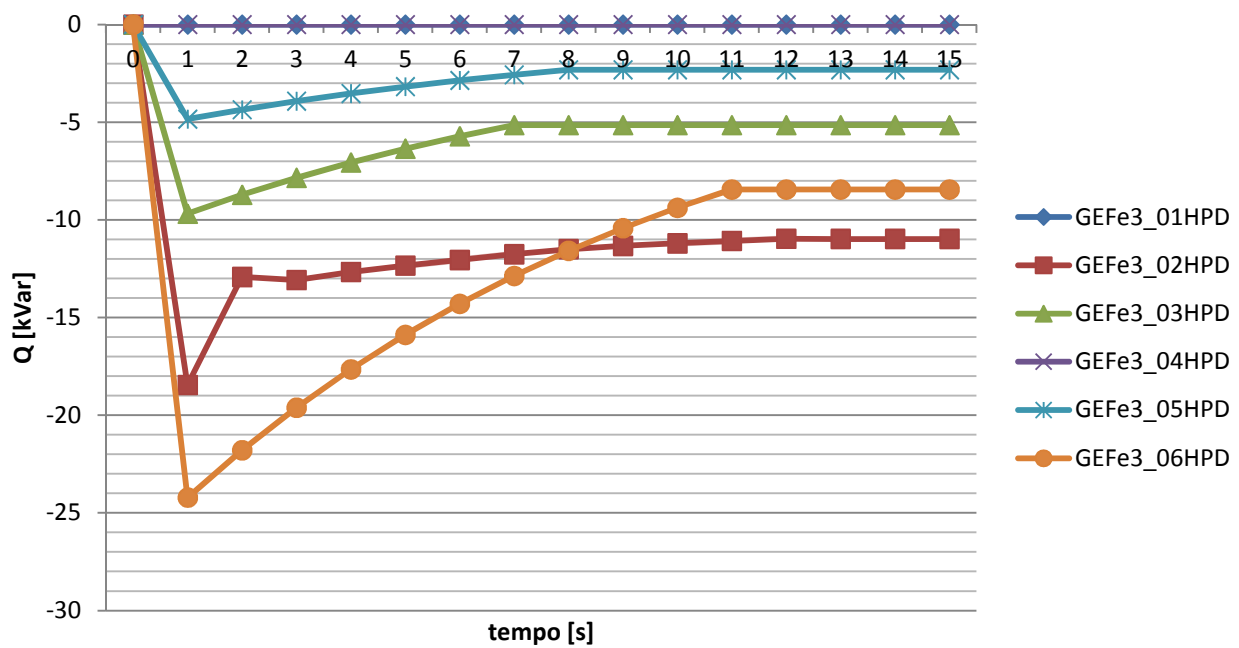


Figura 90. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B



## Potenze della GD (Modalità B)

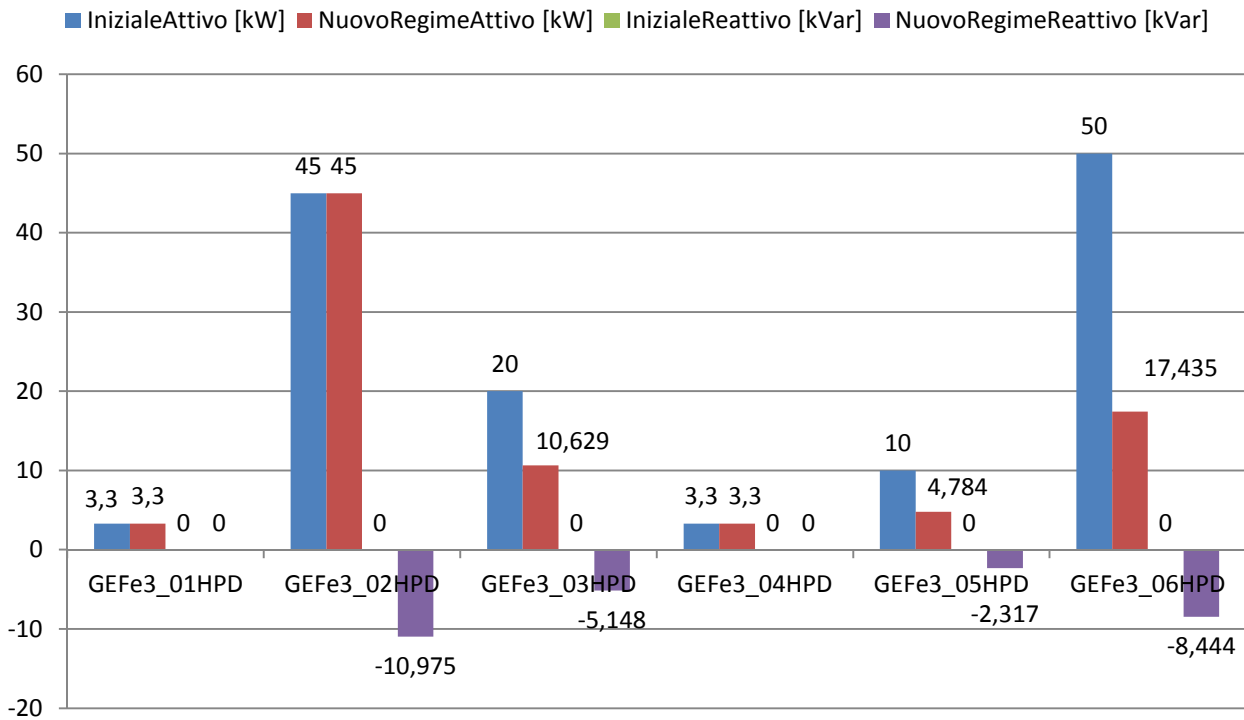


Figura 91. Potenze (attive e reattive) della GD con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B

Non vengono presentati i grafici per un controllo di tipo  $P = f(V)$  dato che non si ottiene un regime stabile. Le condizioni di attivazione abbinate al controllo di potenza reattiva, per questa configurazione di rete, non bastano a dare stabilità a questo tipo di regolazione, dato che, essendo i profili di tensione molto alti, l'assorbimento d'energia reattiva da parte della GD contribuisce in maniera poco significativa all'abbassamento dei profili stessi. All'innesco del ciclo di controllo di potenza attiva le tensioni nodali sono ancora molto alte e i generatori (in particolar modo quelli posti più verso valle) stanno già assorbendo la massima potenza reattiva; ciò fa sì che le condizioni di start siano sempre verificate; riportandoci al caso di una regolazione della sola potenza attiva secondo una caratteristica  $P = f(V)$ , per la quale non viene raggiunto un punto d'equilibrio stabile. Si assisterà, quindi, alla continua oscillazione delle generazioni più a valle tra potenza nulla e quella massima disponibile (pari alla nominale in questi scenari di rete). Da ciò e dal fatto che in una configurazione di tipo B si otteneva una convergenza, si può dedurre che questo tipo di controllo non è adatto ad essere attivato in istanti critici per quanto riguarda il livellamento del profilo di tensione.

Valutando i grafici degli andamenti delle potenze dei generatori nel tempo, si nota che il ciclo di controllo della potenza attiva viene attivato per un numero di volte molto maggiore rispetto al caso della configurazione precedente (fino a 9 volte per la quanto riguarda la modalità A e 10 per la modalità B, in tutte e due i casi il generatore che presenta il numero massimo di attivazioni del ciclo di controllo della potenza attiva è GFe3\_06HPD). Ciò è dovuto al fatto che il profilo di tensione iniziale è più alto rispetto alla configurazione di tipo A, e comporta un allungamento del tempo  $T_s$  in cui il controllo porta la rete ad un regime stabile. Ulteriore conseguenza del fatto che in configurazione B i valori delle tensioni lungo il feeder sono maggiori, sarà l'aumento della riduzione complessiva della potenza attiva iniettata in rete dalla GD.

	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW]	$\Delta P_{\%}$	Q [kvar]
Riduzione metodo A	13	42.913	32.61%	48.15
Riduzione metodo B	15	47.152	35.83%	26.88
Riduzione $P = f(V)$	$\infty$	-----	-----	-----

Tabella 19. Risultati delle simulazioni dei controlli che prevedono il coordinamento dei controlli di potenza attiva e reattiva con la rete in una configurazione di tipo B

Anche in questo caso i due controlli presentano prestazioni simili. Si nota che una riduzione della potenza con modalità B comporta una  $\Delta P$  di qualche punto percentuale maggiore dato che esso, a differenza della modalità A (alla quale non sono imposti limiti sul  $\cos\phi$  di funzionamento dell'impianto), prevede una discesa del punto di funzionamento a fattore di potenza costante e pari a 0.9 e quindi un minore assorbimento di potenza reattiva.

## Profili di tensione (Modalità A)

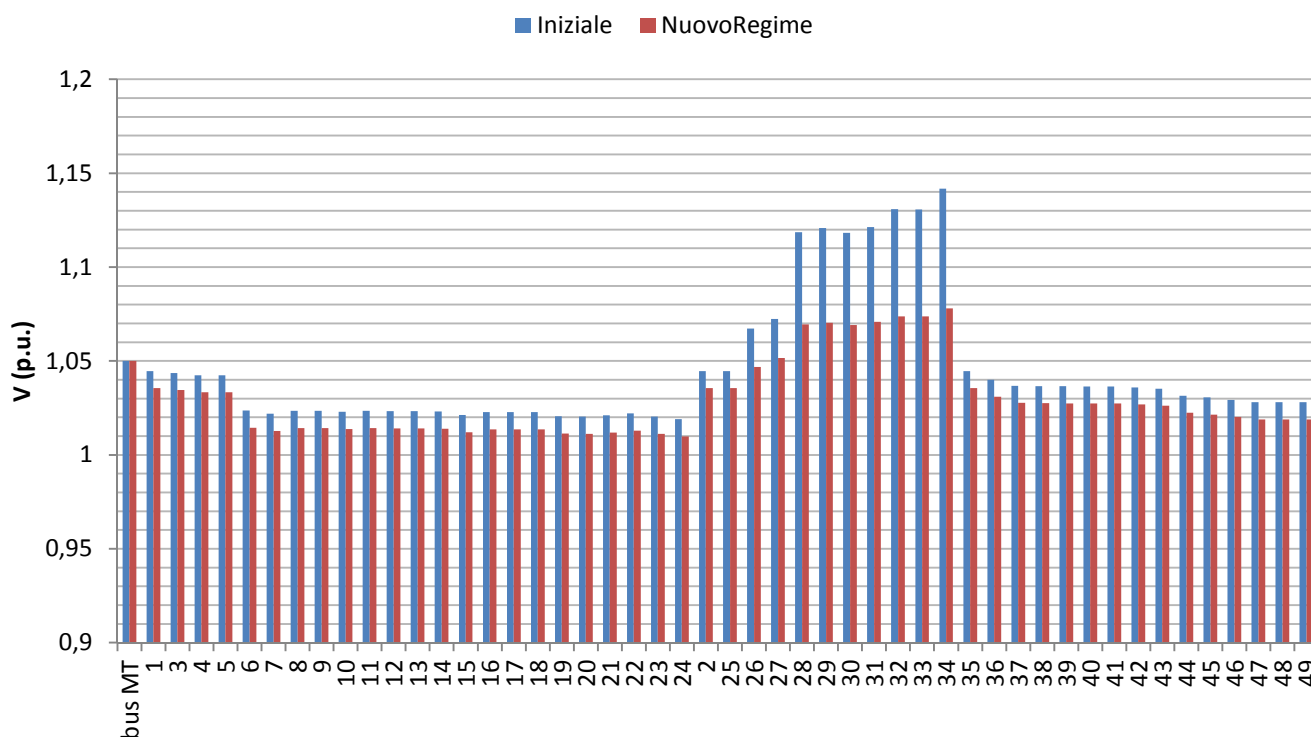


Figura 92. Profili di tensione con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo A coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B

I controlli si mostrano entrambi efficaci per quanto riguarda il rientro della tensione entro i limiti operazionali da noi imposti, infatti la tensione è minore del 108% di quella nominale per ogni nodo della rete.

Si nota che in questa configurazione il controllo comporta una riduzione delle perdite. Ciò è dovuto al fatto che le riduzioni di potenza attiva sono quantitativamente consistenti e l'effetto di tali riduzioni (che risulta un abbassamento delle perdite di linea) è maggiore di quello dovuto all'assorbimento di potenza reattiva. Data la maggiore riduzione della potenza e il minor assorbimento di reattivo, la modalità B comporta perdite minori rispetto alla modalità A.

	Perdite [kW]	Perdite%	$\Delta P_{loss}\%$
Riduzione metodo A	4.95	5.98%	-3.48%
Riduzione metodo B	3.1	3.74%	-5.71%

Tabella 20. Risultati delle simulazioni dei controlli che prevedono il coordinamento dei controlli di potenza attiva e reattiva con la rete in una configurazione di tipo B

## Profili di tensione (Modalità B)

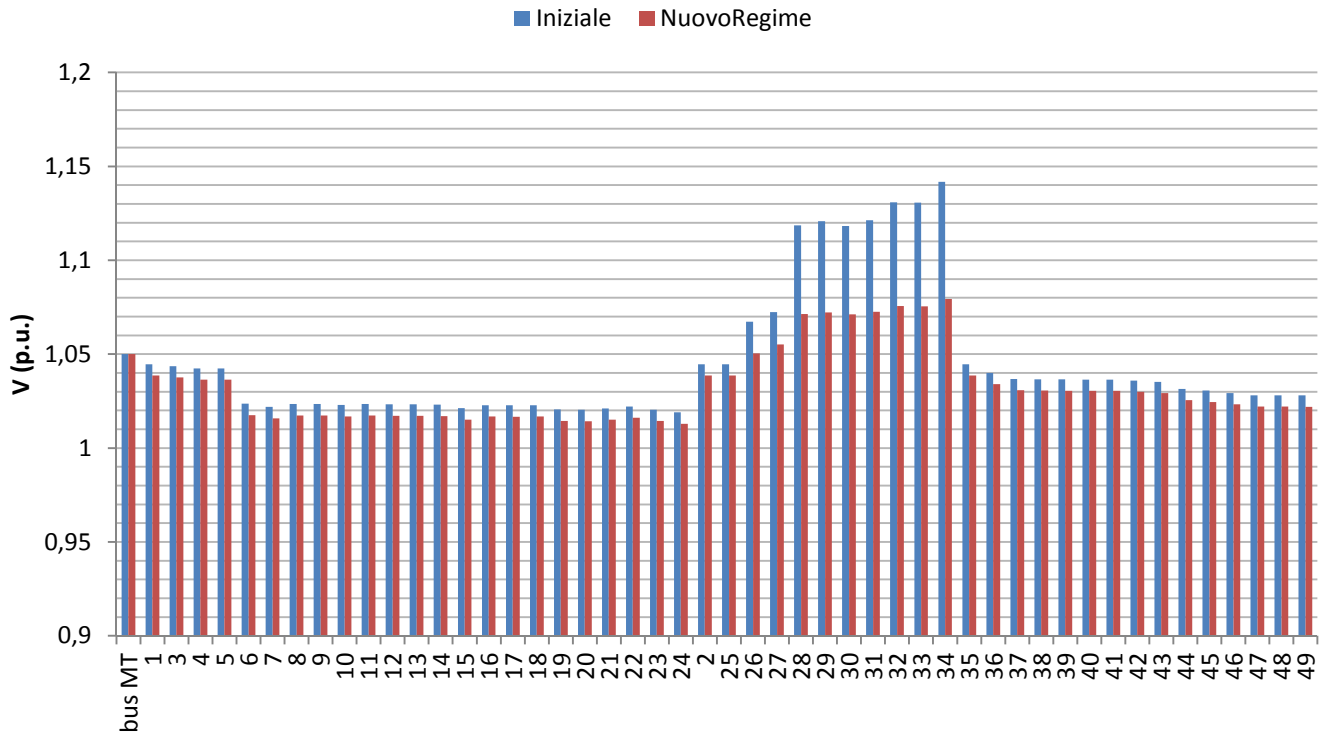


Figura 93. Profili di tensione con una riduzione della potenza attiva a step del 10% secondo il metodo B coordinata con un controllo reattivo di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A e rete in configurazione di tipo B

Dall'analisi dei risultati si è quindi dimostrata la stabilità e l'efficacia dei controlli che prevedono l'integrazione di una regolazione di potenza reattiva con una di potenza attiva secondo le modalità A e B. In modo particolare si è dimostrato che, anche se attivati in istanti in cui i livelli di tensione sono critici, si ha una buona ed efficace dinamica. Ulteriori considerazioni verranno fatte nella sezione seguente, nella quale verranno messe a confronto tutte le tipologie di controllo locale esposte finora.

## 8.2 Confronto tra le varie tipologie di regolazione locale

Verranno ora posti a confronto i risultati delle simulazioni dei vari controlli locali.

<b>CONFIGURAZIONE A</b>	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW]	$\Delta P\%$	$Q_{GD}$ [kvar]	$V_{Max} < V_{limite}$ ?	$P_{loss\%}$	$\Delta P_{loss\%}$
$\text{Cos}\varphi = f(P)$	1	0	0	16.17	no	5.35%	+0.44%
$Q = f(V)$ di tipo A	6	0	0	43.6	no	5.96%	+1.05%
$Q = f(V)$ di tipo B	1	0	0	14.5	no	5.26%	+0.35%
Riduzione P a step	4	12.587	9.56%	0	sì	3.81%	-1.1%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. A)	8	3	2.28%	43.01	sì	5.65%	+0.74%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. B)	8	3	2.28%	41.79	sì	5.59%	+0.68%
$Q = f(V)$ A + Rid. P ( $P = f(V)$ )	7	1.83	1.4%	43.06	sì	5.76%	+0.85%

Tabella 21. Risultati delle simulazioni per la configurazione A

<b>CONFIGURAZIONE B</b>	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW]	$\Delta P\%$	$Q_{GD}$ [kvar]	$V_{Max} < V_{limite}$ ?	$P_{loss\%}$	$\Delta P_{loss\%}$
$\text{Cos}\varphi = f(P)$	1	0	0	39.8	no	11.7%	+2.25%
$Q = f(V)$ di tipo A	6	0	0	51.8	no	12.1%	+2.65%
$Q = f(V)$ di tipo B	1	0	0	38.7	no	11.61%	+2.16%
Riduzione P a step	11	53.274	40.48%	0	sì	2.57%	-6.88%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. A)	13	42.913	32.61%	48.15	sì	5.98%	-3.48%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. B)	15	47.152	35.83%	26.88	sì	3.74%	-5.71%

Tabella 22. Risultati delle simulazioni per la configurazione B

Come già dimostrato nella sezione 8.1.5, i controlli che prevedono la sola variazione dei flussi di potenza reattiva non saranno presi in considerazione per una reale applicazione se non abbinati ad un opportuno controllo della potenza attiva, dato che non efficaci nel caso di alta penetrazione della GD (ciò è dovuto alla natura delle reti BT, in particolar modo al valore del rapporto R/X di esse). Per ottenere un controllo di tensione efficace sarà quindi necessaria l'implementazione di una regolazione della potenza attiva. Valutiamo la differenza tra l'impiego di una logica di controllo che prevede la sola riduzione della potenza attiva e una che coordini i controlli di attivo e reattivo. Per quanto riguarda la prima si può assistere ad una forte diminuzione della potenza attiva iniettata in rete da parte della generazione distribuita (in configurazione B pari al 40,5%) e, considerando ogni singolo generatore, la riduzione sarà tanto maggiore quanto il generatore è allacciato a valle. Ciò comporta una riduzione della corrente di linea e quindi delle perdite<sup>40</sup>. Dall'utilizzo di questo tipo di controllo conseguono quindi diversi benefici al distributore il quale diminuisce le perdite di rete e mantiene la tensione entro gli standard imposti dalle norme, mentre entrando nell'ottica di un produttore, può essere penalizzante data la forte riduzione della potenza iniettata (che si traduce in un mancato profitto<sup>41</sup>). Utilizzando un controllo che coordini la regolazione di attivo e reattivo, si limita la riduzione di potenza della GD mediante l'assorbimento di energia reattiva, ottenendo una rete con perdite maggiori rispetto a quella che si otterrebbe con la sola riduzione di potenza attiva. Questa soluzione è meno penalizzante per un produttore, essendo la riduzione di potenza iniettata in rete minore. Analizzando i dati relativi alle simulazioni riguardanti i controlli  $Q = f(V)$  A + Rid. P (mod. A) e  $Q = f(V)$  A + Rid. P (mod. B) sono state stilate le seguenti tabelle.

<sup>40</sup> Si ricorda che nelle reti campione, la GD è tale da verificare l'inversione della corrente nel feeder attivo. Una riduzione delle iniezioni di potenza quindi limita la corrente nella parte più a monte del feeder riducendo le perdite.

<sup>41</sup> Si noti che la limitazione di potenza attiva in seguito ad un controllo locale non è considerata servizio di rete e quindi non è soggetta a remunerazione.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

<b>Configurazione A</b>	$\Delta P_{\%[\text{Riduzione P a step}] - \Delta P_{\%}}$	$Q_{GD}$ [kvar]	$\frac{Q_{GD}}{(\Delta P_{\%[\text{Riduzione P a step}] - \Delta P_{\%})}$ [kvar per punto percentuale]
Q = f(V) A + Rid. P (mod. A)	7.28%	43.01	5.91
Q = f(V) A + Rid. P (mod. B)	7.28%	41.79	5.74

**Tabella 23.**

<b>Configurazione B</b>	$\Delta P_{\%[\text{Riduzione P a step}] - \Delta P_{\%}}$	$Q_{GD}$ [kvar]	$\frac{Q_{GD}}{(\Delta P_{\%[\text{Riduzione P a step}] - \Delta P_{\%})}$ [kvar per punto percentuale]
Q = f(V) A + Rid. P (mod. A)	7.87%	48.15	6.12
Q = f(V) A + Rid. P (mod. B)	4.65%	26.88	5.78

**Tabella 24.**

Il rapporto mostrato nell'ultima colonna delle tabelle indica il valore di potenza reattiva da assorbire per poter aumentare di un punto percentuale l'iniezione di potenza attiva e rimanere nel corretto range di funzionamento di tensione. Tale rapporto è in funzione del rapporto R/X della rete e per la nostra rete campione è circa pari a 6 kvar per punto percentuale. Quest'analisi è stata fatta per mostrare quantitativamente che l'assorbimento di potenza reattiva può ridurre la diminuzione di potenza attiva necessaria al rispetto dei valori di tensione imposti. Si ricorda che a tale riduzione corrisponde un aumento delle perdite di rete assistendo all'assorbimento di reattivo e ad un incremento della potenza attiva iniettata in rete dalla GD.

### 8.3 Controllo Centralizzato

Passiamo ora ad analizzare i risultati delle simulazioni riguardanti l'implementazione in rete di un controllo di tipo centralizzato, i cui dettagli sono stati presentati nella sezione 7.2. Si è scelto di abbinare a questa regolazione un controllo locale che prevede lo sfruttamento di una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, essendo esso il più efficace tra i controlli della sola potenza reattiva. Si fa notare che, ai fini dell'abbassamento della tensione, la coesistenza di un controllo locale che prevede anche la regolazione della potenza attiva con quello centralizzato renderebbe inutile l'implementazione del CC dato che, una volta che il controllo locale raggiunge un regime, non si avrebbero più violazioni dei limiti di tensione e quindi non sarebbero mai rispettate le condizioni d'ingresso del controllo centralizzato<sup>42</sup>. Per quanto riguarda la temporizzazione, si è scelto di impostare come periodo di ripetizione del ciclo di controllo un tempo pari a 10 S (tale scelta è stata fatta tenendo conto che il controllo di reattivo va a regime in 6 S). Quindi i valori del regime seguente all'intervento del CC saranno quelli relativi ad un tempo pari a  $10K + 1$  (con  $K$  intero che ha come valore iniziale 1).

I valori di soglia di tensione scelti per la simulazione sono presentati nella tabella che segue:

$E_{MAX}$	108% $U_n$
$E_{min}$	92% $U_n$
$E_{LMAX}$	107% $U_n$
$E_{Lmin}$	93% $U_n$

**Tabella 25. Valori delle tensioni di soglia del controllo centralizzato.**

Per quanto riguarda i coefficienti di costo sono stati impostati i seguenti valori:

$K_A$	0.4
$K_R$	0.04
$K_{loss}$	0.1

**Tabella 26. Valori dei coefficienti del controllo centralizzato**

Tali valori sono stati ricavati stimando il costo per unità d'energia delle varie potenze per il distributore. Si nota che l'assorbimento/l'erogazione d'energia reattiva è economicamente molto vantaggiosa per il distributore, avendo essa un costo pari ad un decimo della potenza attiva, è tuttavia da tener conto che all'aumentare del flusso di reattivo corrisponde un incremento delle perdite. Il confronto economico tra i due tipi di regolazione è fatto automaticamente dal controllo centralizzato e si discuterà di ciò una volta presentati i risultati delle simulazioni. Si fa notare che le dinamiche della regolazione sono molto influenzate dal valore di tali coefficienti, essi sono quindi la discriminante per la quale verrà scelta una modulazione di potenza attiva o di potenza reattiva.

Per poter eseguire le simulazioni è stato necessario costruire le matrici di sensitivity seguendo le procedure presentate nella sezione 4.2.

Per quanto riguarda la rete in una con figurazione di tipo A si sono ottenuti i seguenti risultati.

<sup>42</sup> Questa affermazione viene dal fatto che in questo studio si considera come obiettivo il decremento della tensione nei nodi che presentano criticità. Nel caso vengano considerate diverse funzioni obiettivo (ad esempio la diminuzione delle perdite o il controllo della tensione in particolari punti della rete da parte del distributore), la coesistenza di un controllo locale di attivo e della regolazione centralizzata può essere più che sensata.

### Andamento delle potenze attive della GD

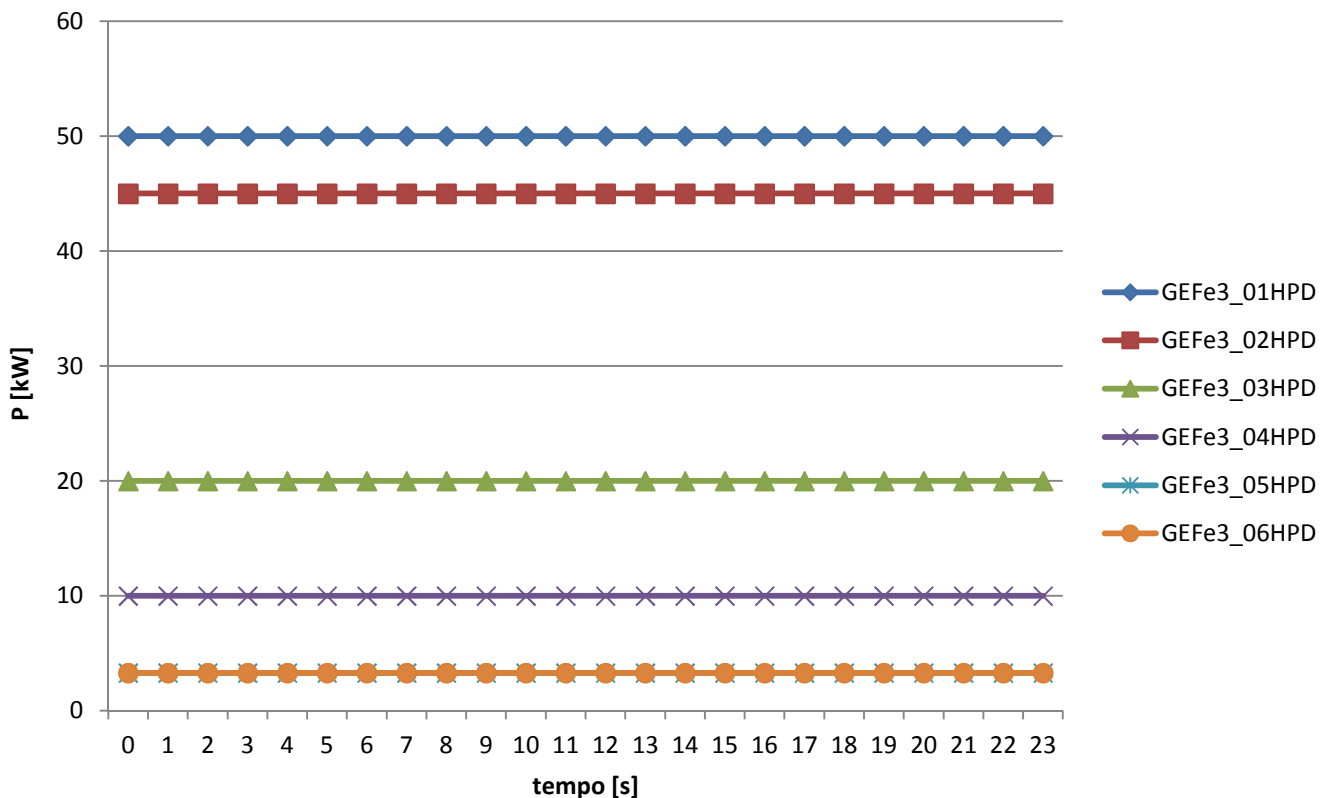


Figura 94. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione A

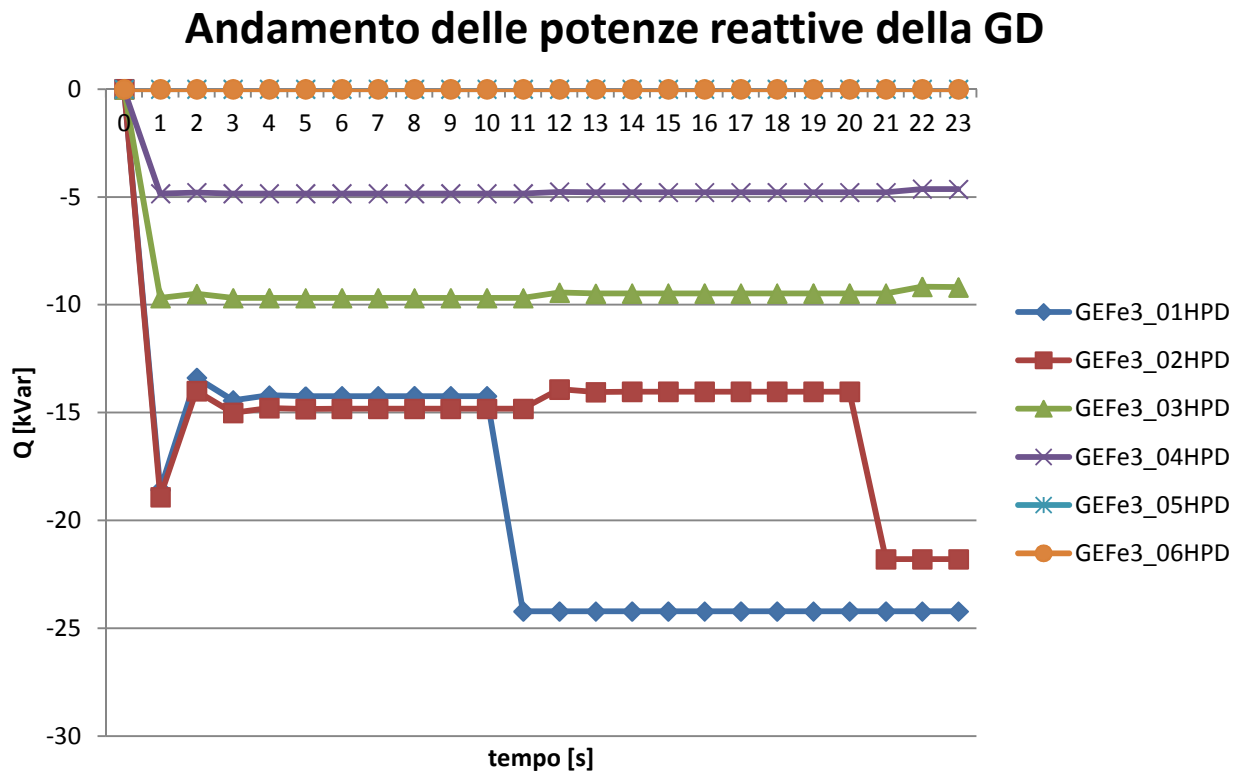


Figura 95. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q = f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione A

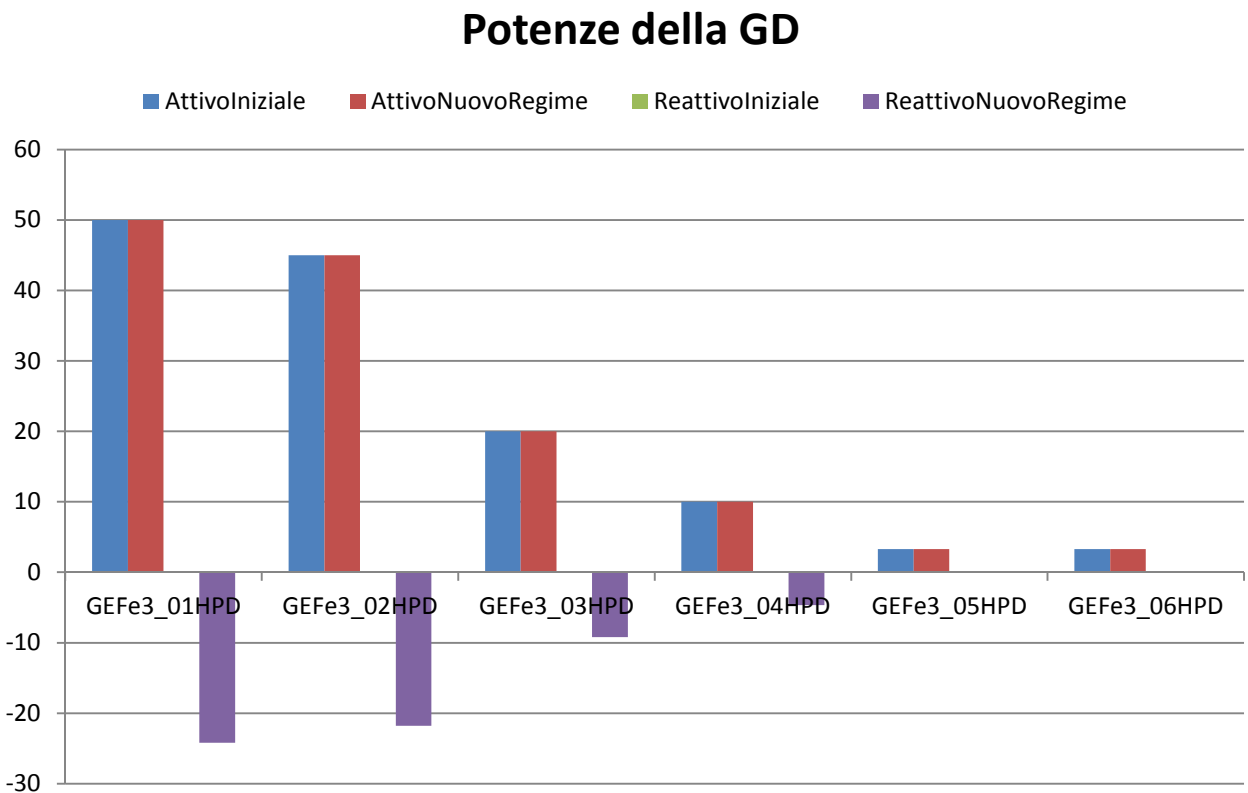


Figura 96. Potenze della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione A



Si viene a raggiungere un equilibrio stabile in rete in 23 S e i valori di regime che seguono l'intervento del ciclo di controllo centralizzato sono quelli per i quali il tempo è pari a  $10K + 1$  S (con  $K$  intero che ha come valore iniziale 1); data la struttura del CC, per ogni intervento di esso, si avranno variazioni su un singolo generatore a differenza di quanto accade per i controlli di tipo locale. Si nota che non vi sono variazioni della potenza attiva iniettata in rete. Ciò è dovuto al fatto che la riduzione di quest'ultima sarebbe più costosa per il distributore (dovendola remunerare come servizio di rete con un fattore di 0.4 €/kWh), rispetto a quella di reattivo (per la quale a parità d'energia il costo è un decimo di quella di attivo). S'intuisce quindi che, prevedendo una remunerazione per i produttori in seguito alla fornitura di servizi di rete, nonostante l'aumento delle perdite, la regolazione d'energia reattiva è più economica di quella di energia attiva. Si nota che l'introduzione del CC fa sì che i generatori di potenza maggiore (che in questa configurazione sono a monte) intervengano maggiormente rispetto al caso di singola logica locale, proprio ciò fa sì che il rientro della tensione nei limiti di controllo sia ottenuto senza modificare le iniezioni di potenza attiva. L'assorbimento complessivo di potenza reattiva da parte della GD è pari a 59.83 kvar. Naturalmente, dato l'assorbimento d'energia reattiva, le perdite in rete aumentano passando a 5.43 kW (corrispondenti al 6.55% del carico assorbito), dando luogo ad un aumento percentuale dell' 1.64%.

## Profili di tensione

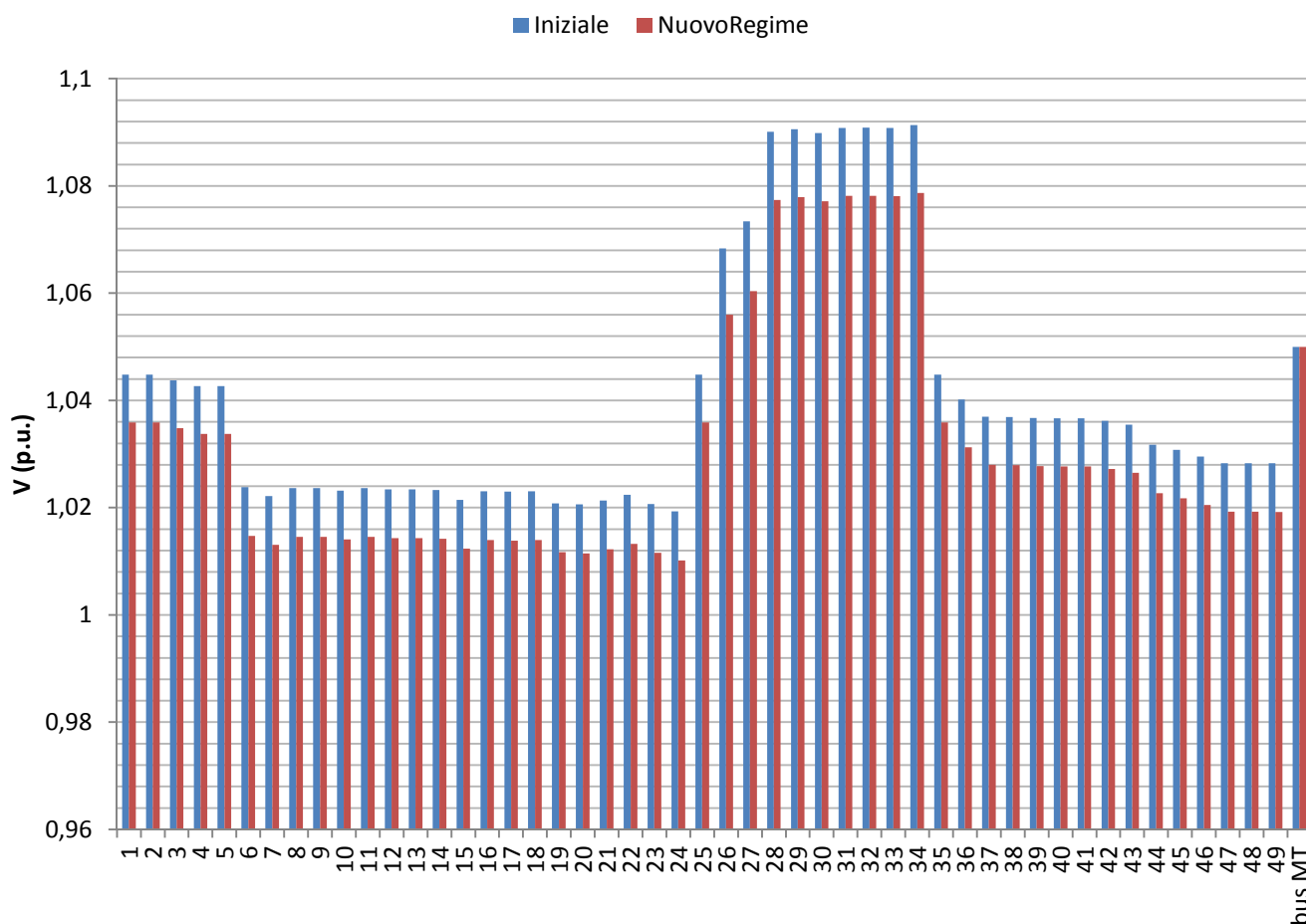


Figura 97. Profili di tensione con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione A

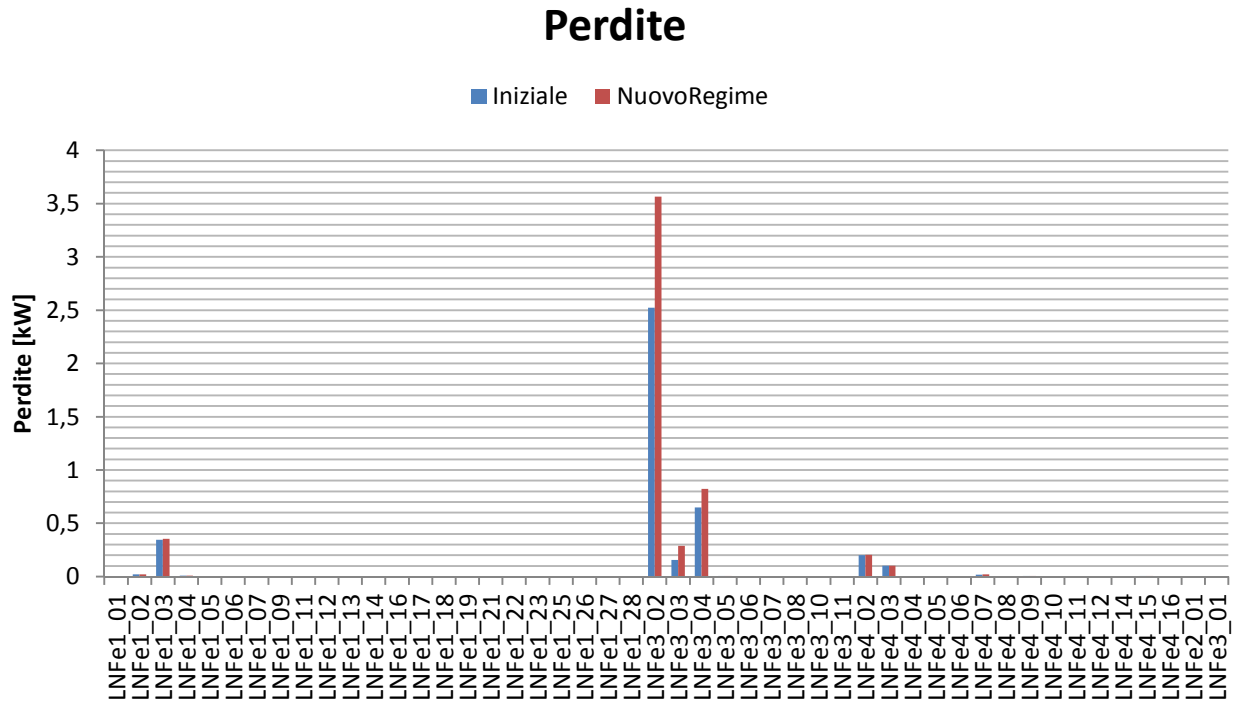


Figura 98. Perdite con l'aggiunta al controllo locale di tipo Q=f(V) di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione A

Seguono i risultati della rete in configurazione B.

### Andamento delle potenze attive della GD

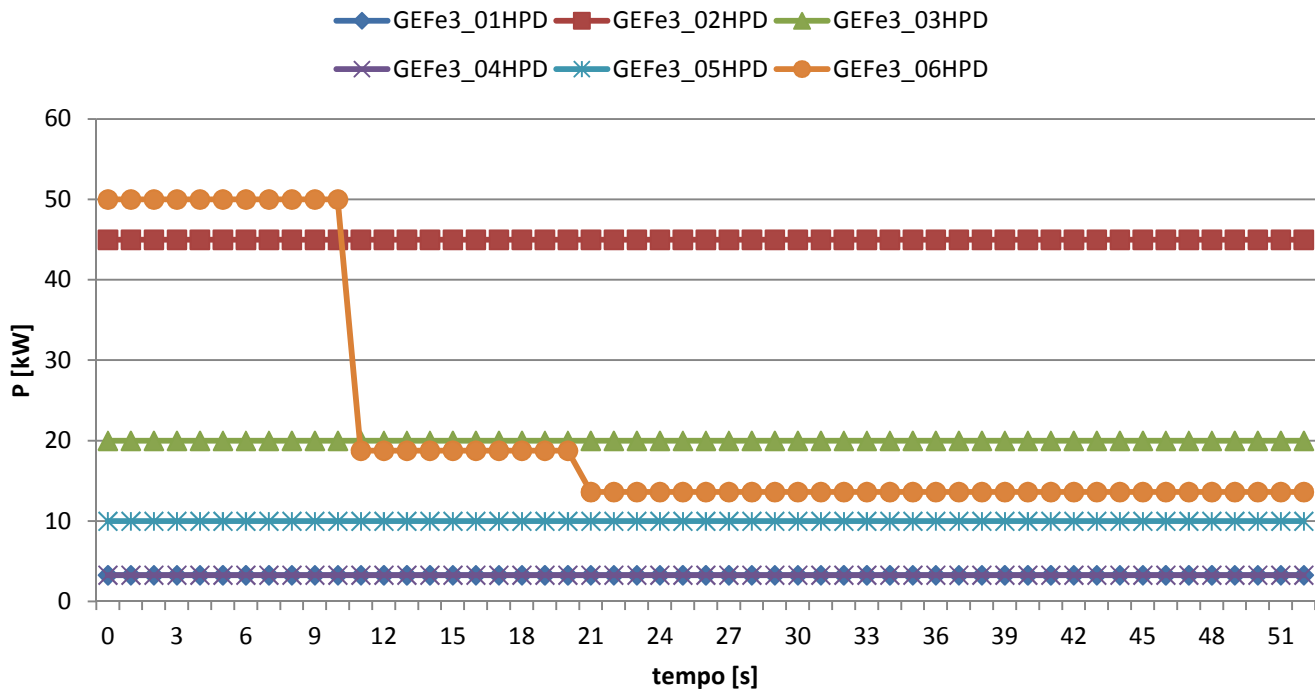


Figura 99. Andamento nel tempo delle potenze attive della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo Q=f(V) di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione B

## Andamento delle potenze reattive della GD

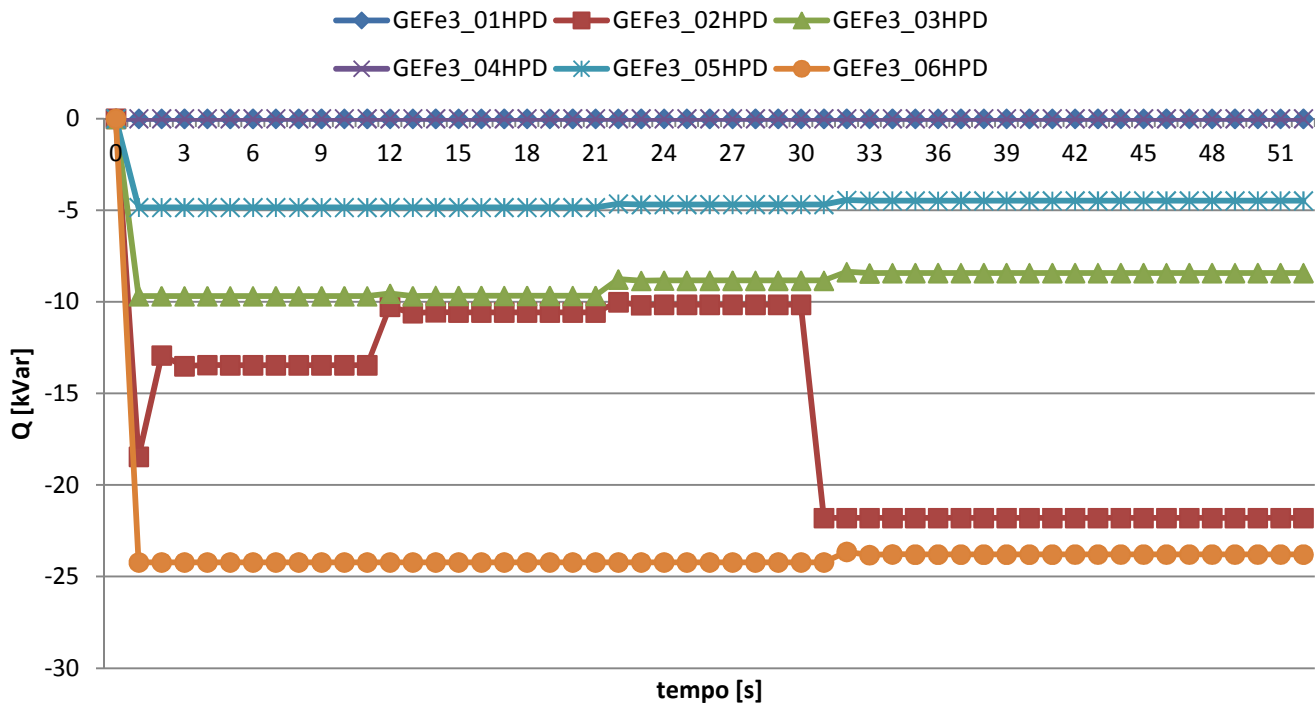


Figura 100. Andamento nel tempo delle potenze reattive della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione B

## Potenze GD

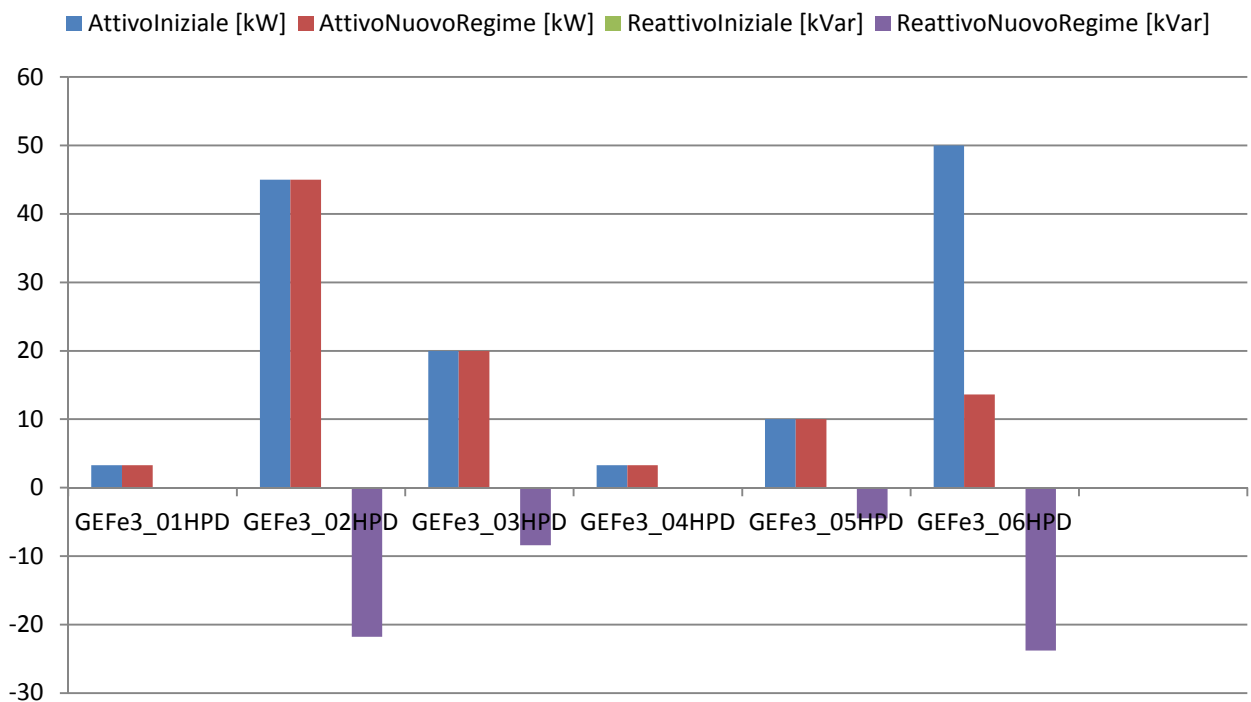


Figura 101. Potenze della GD con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione B

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

La rete raggiunge un regime stabile in 52 S (valore comunque accettabile dati gli standard della norma EN 50160). Data la strutturazione logica del controllo, esso agisce dapprima sulla potenza attiva, e solo in seguito su quella reattiva. Ciò è dovuto alla criticità dei profili di tensione in questa configurazione, per la quale il solo impiego della potenza reattiva non garantisce l'abbassamento della tensione entro i limiti voluti. Quindi, dopo aver limitato le iniezioni attive, il controllo agirà sulle potenze reattive per ridurre i costi di regolazione da parte del distributore. La potenza reattiva complessivamente assorbita da parte della GD è pari a 58.48 kvar e la riduzione di potenza attiva è pari a 36.37 kW. Si noti che tale riduzione è data da un solo generatore, il quale è quello allacciato al nodo che si trova a tensione maggiore. Ciò è dovuto al fatto che il controllo considera il nodo a tensione maggiore e valuta le varie metodologie di regolazione di tensione per tale nodo finché non sarà un'altra tensione nodale ad essere la maggiore in rete. Si assiste ad una riduzione delle perdite dato il decremento della potenza attiva immessa in rete. Il valore complessivo delle perdite passa a 5.65 kW (corrispondente al 6.82% del carico complessivo), dando luogo ad un decremento delle perdite del 2.635%.

## Profili di tensione

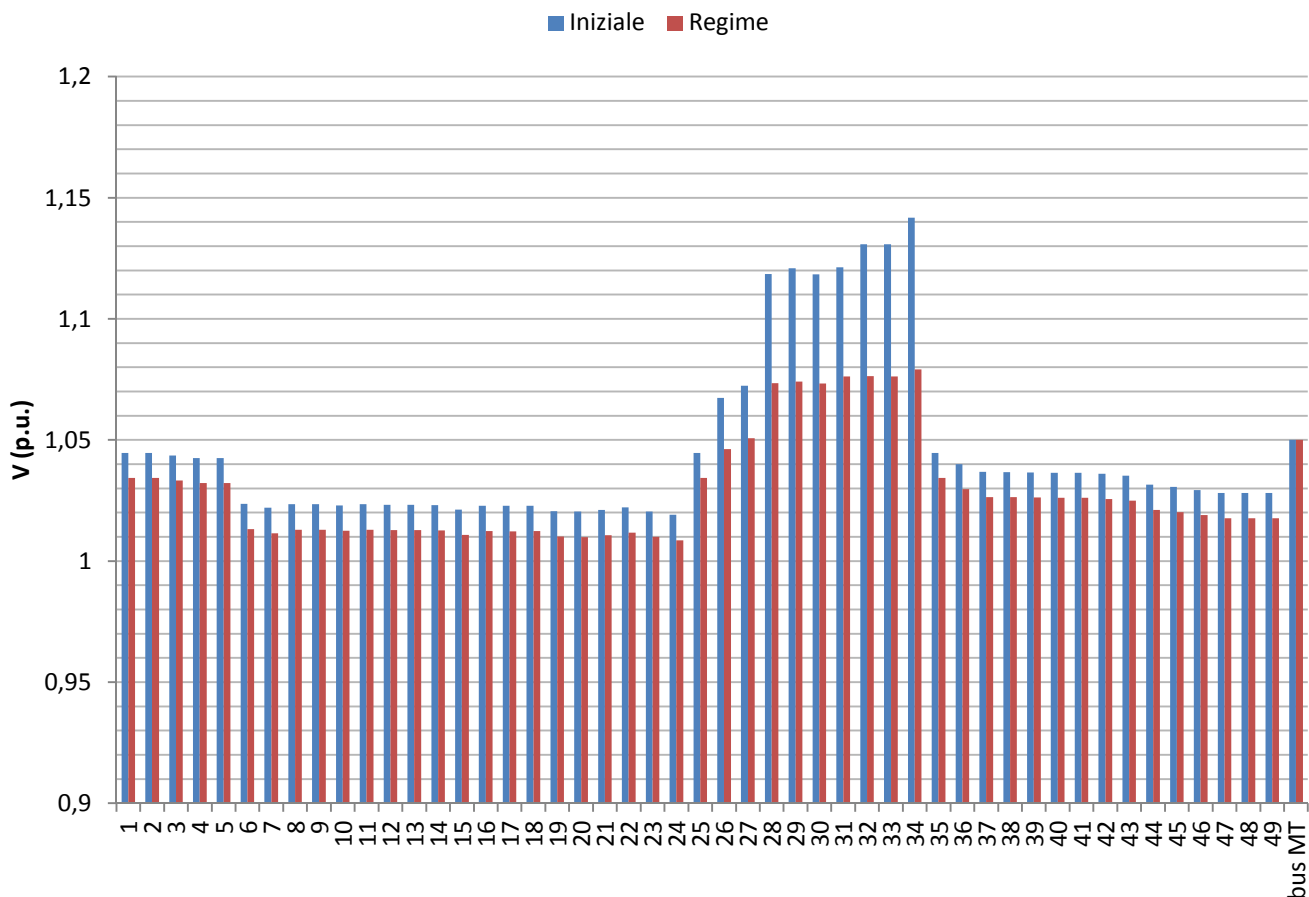


Figura 102. Profili di tensione con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione B

<b>CONFIGURAZIONE A</b>	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW]	$\Delta P\%$	$Q_{GD}$ [kvar]	$P_{loss\%}$	$\Delta P_{loss\%}$
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. A)	8	3	2.28%	43.01	5.65%	+0.74%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. B)	8	3	2.28%	41.79	5.59%	+0.68%
$Q = f(V)$ A + CC	23	0	0%	59.83	6.55%	+1.64%

Tabella 27

<b>CONFIGURAZIONE B</b>	$T_s$ [s]	$\Delta P$ [kW]	$\Delta P\%$	$Q_{GD}$ [kvar]	$P_{loss\%}$	$\Delta P_{loss\%}$
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. A)	13	42.913	32.61%	48.15	5.98%	-3.48%
$Q = f(V)$ A + Rid. P (mod. B)	15	47.152	35.83%	26.88	3.74%	-5.71%
$Q = f(V)$ A + CC	52	36.37	27.64%	58.48	6.82%	-2.635%

Tabella 28

È stato dimostrato che anche questo tipo di controllo è efficace per quanto riguarda il controllo dei profili di tensione. Dati i coefficienti di costo ipotizzati, l'utilizzo di questa logica di controllo tenderà a portare la GD al massimo assorbimento di energia reattiva, limitando al minimo indispensabile le riduzioni di potenza attiva. Ciò inevitabilmente porterà al far sì che le perdite di rete siano maggiori rispetto al caso in cui si adottino uno dei due controlli locali che prevedono la variazione di potenza attiva (questo si traduce in una maggiorazione di costo per quanto riguarda il distributore). Si noti che per il distributore un utilizzo del CC comporta un elevato grado di conoscenza della rete, sia per quanto riguarda i parametri statici che per quelli dinamici (per i quali è necessario un monitoraggio continuo nel tempo da parte dell'unità centrale, e quindi la necessità dell'utilizzo di un'efficiente rete di comunicazione che comporta costi non indifferenti). Inoltre, per quanto previsto dalla norma CEI 0-21, le variazioni di potenza attiva e reattiva dovute all'imposizione di un set-point di lavoro da parte del controllo centralizzato possono essere soggette a remunerazione, introducendo quindi una componente di costo anche per quanto riguarda la regolazione. Questo tipo di controllo è meno penalizzante per quanto riguarda i produttori, i quali vengono remunerati per le variazioni dei flussi di potenza che interessano il loro impianto se conseguenti ad una richiesta del CC.

## Perdite

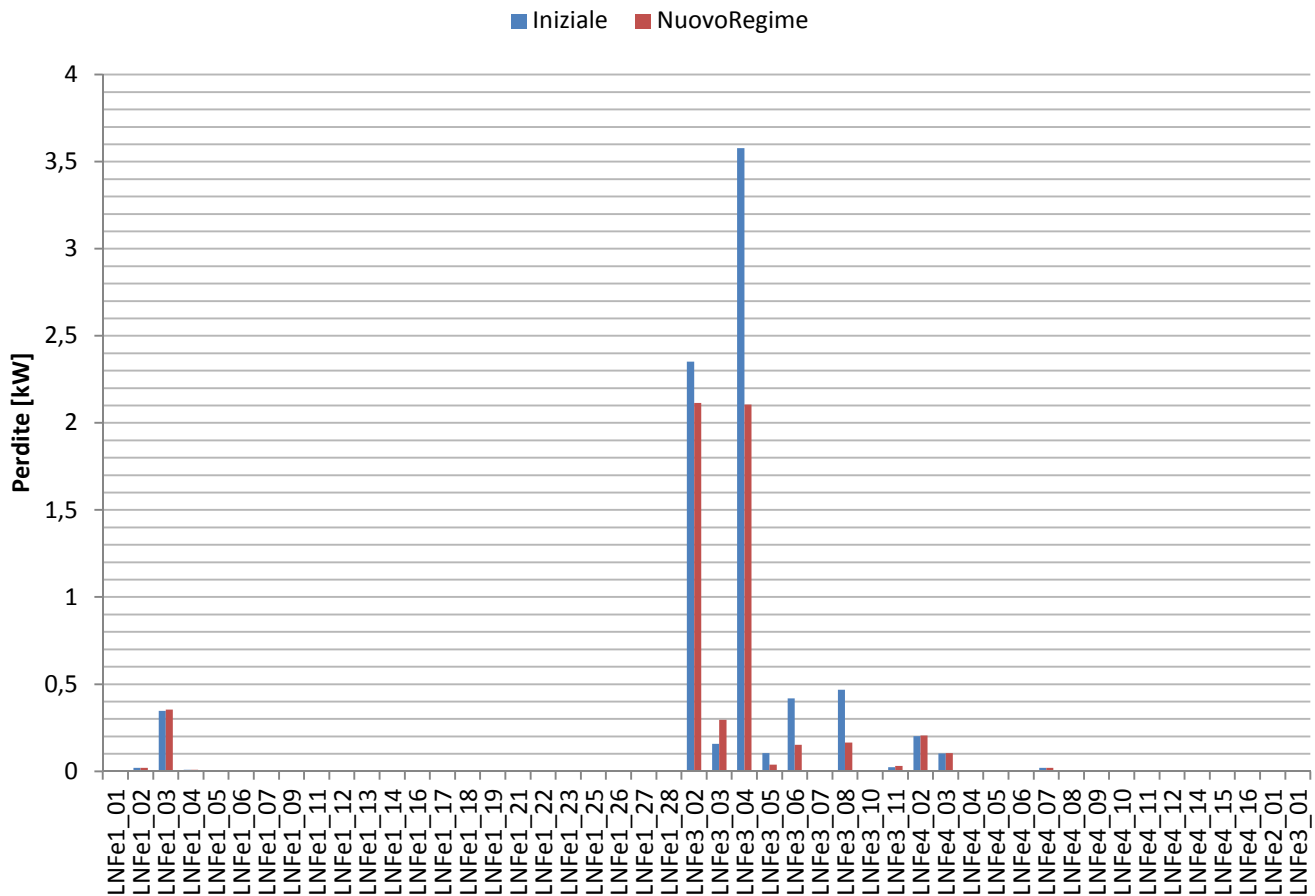


Figura 103. Perdite con l'aggiunta al controllo locale di tipo  $Q=f(V)$  di tipo A di una logica di controllo centralizzata, con la rete in configurazione B

## 8.4 Simulazioni dell'implementazione delle varie tipologie di controllo su un arco temporale annuale

Con le precedenti simulazioni è stata verificata l'efficacia e la stabilità dei vari controlli nel caso in cui si assista a scenari di rete critici per quanto riguarda il livellamento dei profili di tensione. Per fare delle considerazioni riguardanti la convenienza in termini energetici di un controllo rispetto ad un altro è necessario lo svolgimento di simulazioni differenti, che prevedano l'implementazione dei controlli sulla rete per un lungo arco temporale di riferimento considerando le variazioni di carico e generazione. Sono state quindi svolte delle simulazioni su base annuale dei vari controlli in modo da poter valutare quanto questi controlli influiscano sulla qualità della fornitura, sulle perdite e sulla produzione di potenza attiva da parte della GD.

Nelle sezioni 4 e 5 sono stati individuati degli scenari di carico giornalieri (quantizzati sul quarto d'ora) per diversi tipi giornata e per ogni trimestre dell'anno. Per lo svolgimento di questa simulazione è stata ampliata l'unità di discretizzazione del tempo dal quarto d'ora all'ora in modo da ottenere, dall'accorpamento delle caratteristiche definite in precedenza, l'andamento di carico e generazione su base annuale, quantizzato su 8760 campioni.

Anche questa tipologia di simulazione è stata svolta in ambiente Dig SILENT Power Factory, sfruttando la possibilità di variare lo Study Time di ogni Study Case creato ed abbinando quindi a generazione e carico le caratteristiche orarie ottenute come spiegato di sopra.

Si noti che, se nelle simulazioni fatte in precedenza (per le quali si valutava la capacità dei controlli di riportare la tensione nel corretto range di funzionamento) la parte funzionale del controllo presa in considerazione era quella responsabile dell'abbassamento della tensione, per quanto riguarda questo tipo di simulazione saranno altrettanto importanti le funzioni di mantenimento della potenza attiva generata (per quanto riguarda i controlli locali) e la funzione di Lock-Out (per quanto riguarda il controllo centralizzato), le quali sono responsabili della salvaguardia del massimo livello di generazione disponibile, compatibilmente coi valori delle tensioni nodali lungo la rete.

Si passi ora alla valutazione dei risultati numerici ottenuti dalle simulazioni.

Sono stati presi in considerazione i controlli per i quali sono state dimostrate efficacia e stabilità nelle precedenti simulazioni, quindi i controlli locali che prevedono una modulazione della potenza attiva con e senza l'abbinamento di una regolazione della potenza reattiva e il controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di reattivo.

### 8.4.1 Rete In assenza di controllo della tensione

A titolo comparativo è stata dapprima svolta una simulazione della rete nel caso in cui non sia previsto alcun tipo di controllo, per la quale si sono valutate le perdite complessive di rete, la potenza attiva iniettata in rete dalla GD (complessivamente e da ogni singolo generatore) e il numero di ore per la quale si assiste ad una violazione degli standard imposti dalla norma EN 50160 per quanto riguarda i profili di tensione. I risultati sono esposti nelle seguenti tabelle.

	Energia Assorbita [MWh]
Carico complessivo	823.836
Carico Feeder A	161.906
Carico Feeder B	200.773
Carico Feeder C	461.156

Tabella 29. Energia assorbita dai carichi in un anno

Si precisa che, per quanto riguarda il carico, non vi sono differenze tra configurazione A e configurazione B, e tali energie saranno sempre le stesse anche nelle simulazioni che prevedono un controllo della tensione.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Configurazione A	Energia iniettata in rete [MWh]
GEFe3_01HPD	139.562
GEFe3_02HPD	125.606
GEFe3_03HPD	55.8248
GEFe3_04HPD	27.9124
GEFe3_05HPD	9.2111
GEFe3_06HPD	9.2111
GD	367.327

**Tabella 30. Energia immessa in rete dalla GD in assenza di regolazione della tensione in configurazione di tipo A**

Configurazione B	Energia iniettata in rete [MWh]
GEFe3_01HPD	9.2111
GEFe3_02HPD	125.606
GEFe3_03HPD	55.8248
GEFe3_04HPD	9.2111
GEFe3_05HPD	27.9124
GEFe3_06HPD	139.562
GD	367.327

**Tabella 31. Energia immessa in rete dalla GD in assenza di regolazione della tensione in configurazione di tipo B**

	Perdite complessive [MWh]	Perdite complessive in percentuale rispetto all'energia assorbita dai carichi	Numero di ore per le quali si ha almeno una violazione della norma EN 50160
Configurazione A	15.8596	1.925%	0
Configurazione B	23.863	2.897%	2316

**Tabella 32. Perdite e numero di ore per le quali si esce dal range imposto dalle norme per quanto riguarda i profili di tensione, in assenza di regolazione della tensione**

Come già esposto nella sezione 6.1 con la rete in configurazione A non si assiste a violazioni degli standard previsti dalle norme per quanto riguarda i profili di tensione. Si valuterà quindi l'impatto di tali controlli su una rete che potenzialmente, per non incorrere in sanzioni legate al controllo della qualità del servizio, non necessita dell'implementazione di alcun controllo. Per quanto riguarda una configurazione di rete di tipo B invece si assiste ad un elevato numero di ore per la quale almeno un nodo presenta una tensione di valore esterno al range di funzionamento imposto dalle norme, in questo caso l'attuazione di un controllo della tensione è indispensabile al fine del rispetto della norma EN 50160.

### 8.4.2 Controllo locale della tensione mediante la riduzione della sola potenza attiva da parte della GD

Vengono presentati di seguito i risultati numerici della simulazione che prevede l'esercizio di un controllo locale con la riduzione della potenza attiva da parte delle unità produttive della GD a step percentuali del 10%. Si è assunta una tensione di lock-in pari al 108% della tensione nominale, la soglia di tensione della funzione di mantenimento della potenza attiva è stata ipotizzata pari al 107% della tensione nominale e il passo incrementale della potenza in tale funzione è stato imposto pari al 2.5% della potenza nominale. Per poter sviluppare un'analisi critica riguardante i vari tipi di controllo sono state valutate le perdite di rete, la complessiva riduzione d'energia attiva dovuta all'intervento dei controlli<sup>43</sup> e l'energia reattiva assorbita dalla GD in seguito all'azione dei controlli locali di reattivo o all'imposizione di un set-point di potenza reattiva da parte dell'unità centrale (in caso di controllo centralizzato). Si noti che, in questo caso, non essendo contemplata la modulazione del reattivo, la totale energia reattiva assorbita dalla GD sarà nulla.

Configurazione A	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno <sup>44</sup>	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	7.151	1.95%	12.81%
GEFe3_04HPD	3.595	0.98%	12.88%
GEFe3_05HPD	1.220	0.33%	13.245%
GEFe3_06HPD	1.220	0.33%	13.245%
GD	13.186	3.59%	

**Tabella 33. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede la sola diminuzione della potenza attiva con la rete in una configurazione di tipo A**

Con la rete in configurazione A si assiste ad un leggero decremento dell'energia immessa in rete dalla GD; tale diminuzione è pari al 3.59% dell'energia complessivamente disponibile alle generazioni in un anno. Si è valutata inoltre la diminuzione d'energia immessa in rete di ogni generatore in termini percentuali rispetto alla propria energia disponibile. Dato il lock-in di tensione, si registrano diminuzioni d'immissione d'energia solo per le unità produttive più a valle (che in questa configurazione di rete sono quelle di potenza installata minore) e si nota che, anche se la complessiva riduzione d'energia è contenuta rispetto a quella totale disponibile, prendendo in considerazione le singole componenti della GD si assiste a riduzioni sensibili per quanto riguarda quelle interessate dall'intervento della regolazione (12-13%). Ovviamente, tali riduzioni si ripercuotono sui ricavi del produttore. La riduzione delle iniezioni attive garantisce una diminuzione delle perdite di 0.881 MWh le quali diminuiscono del 5.55% rispetto al caso in cui non si utilizzi alcuna regolazione. Per quanto riguarda i valori delle perdite riportate al consumo dei carichi si veda la tabella 35.

<sup>43</sup> Tale riduzione è stata calcolata sommando per ogni generatore, in ogni ora la differenza tra la massima potenza disponibile ( $P_{MPPPT}$ ) e la potenza effettivamente erogata dal generatore a regime.

<sup>44</sup> 367.327 MWh



Configurazione B	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GFE3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFE3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFE3_03HPD	11.198	3.05%	20.06%
GFE3_04HPD	2.157	0.59%	23.42%
GFE3_05HPD	7.169	1.95%	25.68%
GFE3_06HPD	69.853	19.02%	50.05%
GD	90.377	24.6%	

Tabella 34. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede la sola diminuzione della potenza attiva con la rete in una configurazione di tipo B

Con la rete in configurazione B si assiste ad una maggiore riduzione delle iniezioni attive da parte della GD (come si nota dai risultati esposti nella tabella soprastante); infatti si assiste ad una riduzione dell'energia immessa in rete del 24.6% rispetto a quella totale disponibile. La regolazione fa sì che non vi siano violazioni degli standard EN 50160 riguardanti il controllo della tensione. Si nota che, come nella configurazione di tipo A, sono le generazioni più a valle ad essere soggette all'azione del controllo e, man mano che ci si avvicina al fondo della linea, la riduzione d'energia immessa in percentuale rispetto all'energia disponibile della generazione stessa aumenta sempre più (si noti che il generatore a fondo linea GFE3\_6HPD immette in rete solo la metà dell'energia a lui disponibile nell'arco dell'annata presa in considerazione). In seguito all'elevata diminuzione d'energia immessa in rete si assiste ad una netta diminuzione delle perdite, le quali si riducono di più di un terzo rispetto al caso in cui non si utilizzi alcun tipo di controllo della tensione sulla GD.

	$E_{\text{loss}}^{45}$ [MWh]	$E_{\text{loss}}\%^{46}$	$\Delta E_{\text{loss}}^{47}$ [MWh]	$\Delta E_{\text{loss}}\%^{48}$	$\Delta E_{\text{loss}}\%C^{49}$
Configurazione A	14.979	1.818%	-0.881	-5.55%	-0.1069%
Configurazione B	15.071	1.829%	-8.792	-36.84%	-1.067%

Tabella 35. Perdite in presenza di un controllo di tensione che prevede la sola diminuzione della potenza attiva

### 8.4.3 Regolazione locale della tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva $Q = f(V)$ di tipo A e di una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A

Si passa ora all'esposizione e alla valutazione dei risultati per quanto riguarda l'utilizzo di una logica di regolazione che abbinati un controllo locale di reattivo che utilizza una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A e una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A. Per quanto riguarda il controllo della potenza

<sup>45</sup> Perdite complessive

<sup>46</sup> Perdite complessive in percentuale rispetto all'energia assorbita dai carichi

<sup>47</sup> Variazione delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione

<sup>48</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione (come valore di riferimento si assume il valore delle perdite in assenza di regolazione; 15.8596 MWh per la configurazione A e 23.863 MWh per la configurazione B)

<sup>49</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione riferita all'energia assorbita dai carichi

reattiva, i valori dei diversi parametri impostati per la simulazione sono esposti nella tabella che segue e la potenza di lock-in è stata assunta pari al 20% della potenza nominale per ogni unità produttiva della GD<sup>50</sup>.

$Q_{MAX}$	$0.4843 * P_{nom}$
$V_{1sup}$	108% di $U_n$
$V_{1inf}$	103% di $U_n$
$V_{2sup}$	97% di $U_n$
$V_{2inf}$	92% di $U_n$

**Tabella 36. Valori dei parametri della caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A**

Per quanto riguarda il controllo della potenza attiva, il valore di lock-in di tensione è stato assunto pari al 108% della tensione nominale, mentre la tensione di soglia per l'attivazione della funzione di mantenimento della potenza attiva è stata imposta pari al 107% della tensione nominale. Il decremento della potenza avviene a step del 10% della potenza erogata, mentre l'unità d'incremento per il mantenimento della potenza è stata imposta pari al 2.5% della potenza nominale dell'unità produttiva.

Configurazione A	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno <sup>51</sup>	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	2.230	0.61%	3.995%
GEFe3_04HPD	1.235	0.34%	4.425%
GEFe3_05HPD	0.424	0.12%	4.603%
GEFe3_06HPD	0.460	0.13%	4.994%
GD	4.349	1.18%	

**Tabella 37. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A; con la rete in una configurazione di tipo A**

Come da previsioni, con una rete in configurazione A, la riduzione dell'energia immessa in rete è contenuta (1.18% di quella complessivamente disponibile) e si nota come l'impiego del controllo di potenza reattiva limiti questa riduzione rispetto al caso visto in precedenza, permettendo quindi alle varie unità della GD di aumentare l'energia iniettata in rete (le diminuzioni rispetto all'energia disponibile di ogni generatore passano infatti dal 12-13% al 4-5%). L'assorbimento di potenza reattiva da parte delle varie generazioni comporta un aumento delle perdite del 9% rispetto a quelle che si avrebbero senza alcuna regolazione. Si nota che in questa configurazione l'assorbimento d'energia reattiva è minore rispetto al caso di rete in configurazione B. Ciò è giustificato dal fatto che la potenza reattiva assorbita è in funzione della tensione

<sup>50</sup> Si ricorda che le generazioni di potenza di picco inferiore a 6kW non sono tenute alla modulazione del reattivo

<sup>51</sup> 367.327 MWh

Configurazione B	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	2.586	0.70%	4.632%
GEFe3_04HPD	0.857	0.23%	9.304%
GEFe3_05HPD	3.655	1.00%	13.095%
GEFe3_06HPD	55.530	15.12%	39.789%
GD	62.628	17.05%	

**Tabella 38. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A; con la rete in una configurazione di tipo B**

del nodo a cui è allacciata l'unità produttrice e della taglia dell'impianto<sup>52</sup>, e, in questa configurazione, le generazioni di potenza maggiore sono connesse a monte e quindi a nodi in cui la tensione è contenuta rispetto a quelli a fondo linea. Questo non accade per la config. B, per la quale generatori di potenza considerevole sono connessi a fondo linea.

Configurazione A	Energia reattiva assorbita dalla GD [Mvarh]
GEFe3_01HPD	36.792
GEFe3_02HPD	36.279
GEFe3_03HPD	24.476
GEFe3_04HPD	12.337
GEFe3_05HPD	0.000
GEFe3_06HPD	0.000
GD	109.884

**Tabella 39. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A; con la rete in una configurazione di tipo A**

Chiaramente, anche per quanto riguarda la configurazione B, la riduzione di energia immessa in rete sarà minore rispetto al caso in cui venga ridotta la sola potenza attiva, comportando ovvi benefici per i produttori. La regolazione è in grado di garantire che non vengano violati i limiti di tensione imposti dalle norme per tutte le ore dell'anno. A differenza della configurazione A, si assiste ad una riduzione della perdite data la comunque consistente riduzione dei flussi di potenza attiva dovuti al controllo, la quale verifica comunque la diminuzione delle correnti di linea (soprattutto a monte del feeder attivo) nonostante l'assorbimento di potenza reattiva da parte delle generazioni.

<sup>52</sup>  $Q_{MAX}$  è in funzione della potenza nominale della generazione

Configurazione B	Energia reattiva assorbita dalla GD [Mvarh]
GFe3_01HPD	0.000
GFe3_02HPD	24.572
GFe3_03HPD	27.315
GFe3_04HPD	0.000
GFe3_05HPD	14.225
GFe3_06HPD	85.39
GD	151.502

**Tabella 40. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A; con la rete in una configurazione di tipo B**

	$E_{\text{loss}}^{53}$ [MWh]	$E_{\text{loss}\%}^{54}$	$\Delta E_{\text{loss}}^{55}$ [MWh]	$\Delta E_{\text{loss}\%}^{56}$	$\Delta E_{\text{loss}\%C}^{57}$
Configurazione A	17.287	2.098%	+1.427	+9.00%	+0.1733%
Configurazione B	23.238	2.821%	-0.638	-2.67%	-0.0774%

**Tabella 41. Perdite in presenza di un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo A**

<sup>53</sup> Perdite complessive

<sup>54</sup> Perdite complessive in percentuale rispetto all'energia assorbita dai carichi

<sup>55</sup> Variazione delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione

<sup>56</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione (come valore di riferimento si assume il valore delle perdite in assenza di regolazione; 15.8596 MWh per la configurazione A e 23.863 MWh per la configurazione B)

<sup>57</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione riferita all'energia assorbita dai carichi

#### 8.4.4 Regolazione locale della tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva $Q = f(V)$ di tipo A e di una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B

Si valutino ora i risultati delle simulazioni per quanto riguarda l'utilizzo di una logica di regolazione che abbinati un controllo locale di reattivo che utilizza una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A e una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B. I parametri dei due controlli sono gli stessi utilizzati per la simulazione esposta in precedenza.

Configurazione A	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno <sup>58</sup>	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	2.230	0.61%	3.995%
GEFe3_04HPD	1.235	0.34%	4.425%
GEFe3_05HPD	0.424	0.12%	4.603%
GEFe3_06HPD	0.460	0.13%	4.994%
GD	4.349	1.18%	

Tabella 42. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B; con la rete in una configurazione di tipo A

Configurazione B	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	1.848	0.50%	3.310%
GEFe3_04HPD	0.720	0.20%	7.817%
GEFe3_05HPD	3.106	0.85%	11.128%
GEFe3_06HPD	58.175	15.84%	41.684%
GD	63.849	17.38%	

Tabella 43. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B; con la rete in una configurazione di tipo B

<sup>58</sup> 367.327 MWh

Configurazione A	Energia reattiva assorbita dalla GD [Mvarh]
GEFe3_01HPD	36.792
GEFe3_02HPD	36.279
GEFe3_03HPD	24.476
GEFe3_04HPD	12.337
GEFe3_05HPD	0.000
GEFe3_06HPD	0.000
GD	109.884

**Tabella 44. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B; con la rete in una configurazione di tipo A**

Configurazione B	Energia reattiva assorbita dalla GD [Mvarh]
GEFe3_01HPD	0.000
GEFe3_02HPD	24.557
GEFe3_03HPD	27.169
GEFe3_04HPD	0.000
GEFe3_05HPD	14.168
GEFe3_06HPD	84.398
GD	150.292

**Tabella 45. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B; con la rete in una configurazione di tipo B**

Confrontando i risultati ottenuti in questa simulazione (sia in config. A, che in config. B) con quelli della simulazione precedente, si nota una forte similitudine. Tutte le considerazioni critiche fatte nella sezione precedente (8.4.3) sono valide anche per questo tipo di controllo. Si assiste ad una leggerissima diminuzione di assorbimento d'energia reattiva rispetto al caso precedente. Ciò è dovuto al fatto che, con una modalità di riduzione della potenza attiva di tipo B, durante il decremento della potenza non è contemplato il funzionamento a fattore di potenza minore di 0.9, mentre ciò avveniva prevedendo una riduzione secondo la modalità di tipo A. Data tale riduzione, per mantenere la tensione nel campo di corretta operatività si assiste ad un minimo aumento della riduzione dell'energia immessa in rete dalla GD.

Valutando quantitativamente i risultati esposti in questo paragrafo e in quello precedente è possibile affermare che, ai fini di una valutazione energetico-economica, questi due controlli hanno le medesime prestazioni.

	$E_{\text{loss}}^{59}$ [MWh]	$E_{\text{loss}\%}^{60}$	$\Delta E_{\text{loss}}^{61}$ [MWh]	$\Delta E_{\text{loss}\%}^{62}$	$\Delta E_{\text{loss}\%C}^{63}$
Configurazione A	17.287	2.098%	+1.427	+9.00%	+0.1733%
Configurazione B	23.013	2.793%	-0.863	-3.61%	-0.1048%

**Tabella 46. Perdite in presenza di un controllo di tensione che prevede il coordinamento di un controllo di potenza reattiva  $Q = f(V)$  di tipo A con una riduzione della potenza attiva secondo una modalità di tipo B**

<sup>59</sup> Perdite complessive

<sup>60</sup> Perdite complessive in percentuale rispetto all'energia assorbita dai carichi

<sup>61</sup> Variazione delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione

<sup>62</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione (come valore di riferimento si assume il valore delle perdite in assenza di regolazione; 15.8596 MWh per la configurazione A e 23.863 MWh per la configurazione B)

<sup>63</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione riferita all'energia assorbita dai carichi

#### 8.4.5 Controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica $Q = f(V)$ di tipo A

In questa sezione si valuteranno i risultati delle simulazioni dell'abbinamento di una regolazione locale di potenza reattiva che sfrutta la caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A al controllo centralizzato esposto nella sezione 7.2. I parametri della regolazione di reattivo sono gli stessi utilizzati nelle precedenti simulazioni. Per il controllo centralizzato i valori di soglia della regolazione sono esposti nella seguente tabella.

$K_{loss}$	0.1
$K_A$	0.4
$K_R$	0.04
$E_{MAX}$	108% $U_n$
$E_{min}$	92% $U_n$
$E_{LMAX}$	107% $U_n$
$E_{Lmin}$	93% $U_n$

Tabella 47. Parametri del controllo centralizzato

Si precisa che per il lancio delle simulazioni di questo controllo è necessario il calcolo delle matrici SP e SQ, mentre il calcolo delle matrici  $S_{Qi}$ ,  $S_{pi}$  e  $S_r$  è fatto automaticamente dallo script data la necessità di aggiornamento di esse ad ogni ciclo di controllo.

Configurazione A	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno <sup>64</sup>	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFe3_03HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFe3_04HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFe3_05HPD	0.000	0.00%	0.000%
GFe3_06HPD	0.000	0.00%	0.000%
GD	0.000	0.00%	

Tabella 48. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, con la rete in una configurazione di tipo A

Si nota che in configurazione A non si assiste ad alcuna riduzione d'immissione d'energia in rete da parte della GD. Ciò è dovuto al fatto che, data la logica di questa simulazione<sup>65</sup>, e dato che in questa configurazione l'aumento dei potenziali nodali dovuto alle iniezioni della GD è contenuto, il solo assorbimento d'energia reattiva da parte delle generazioni è sufficiente al mantenimento della tensione nel range di tensione da noi imposto in tutte le ore dell'anno. Naturalmente tale dinamica verifica l'aumento delle perdite rispetto alla situazione in cui non venga applicato alcun controllo della tensione.

<sup>64</sup> 367.327 MWh

<sup>65</sup> Che dato il ridotto costo della regolazione di energia reattiva comparata con quella di attivo, tende ad uno sfruttamento maggiore possibile dell'assorbimento d'energia reattiva per abbassare i profili di tensione.



Configurazione B	Diminuzione di energia iniettata in rete [MWh]	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile alla GD in un anno	Diminuzione di energia iniettata in rete in percentuale rispetto alla massima energia disponibile al generatore preso in considerazione in un anno
GEFe3_01HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_02HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_03HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_04HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_05HPD	0.000	0.00%	0.000%
GEFe3_06HPD	51.587	14.04%	36.964%
GD	51.587	14.04%	

Tabella 49. Riduzione d'energia attiva iniettata in rete dalla GD con un controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, con la rete in una configurazione di tipo B

Configurazione A	Energia reattiva assorbita dalla GD [MVarh]
GEFe3_01HPD	46.981
GEFe3_02HPD	35.492
GEFe3_03HPD	24.597
GEFe3_04HPD	12.404
GEFe3_05HPD	0.000
GEFe3_06HPD	0.000
GD	119.475

Tabella 50. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, con la rete in una configurazione di tipo A

Configurazione B	Energia reattiva assorbita dalla GD [MVarh]
GEFe3_01HPD	0.000
GEFe3_02HPD	69.593
GEFe3_03HPD	34.790
GEFe3_04HPD	0.000
GEFe3_05HPD	15.754
GEFe3_06HPD	91.520
GD	211.657

Tabella 51. Energia reattiva assorbita dalla GD con un controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A, con la rete in una configurazione di tipo B

Con una configurazione di tipo B si assiste ad una riduzione del 14% dell'energia immessa in rete e tale riduzione è garantita da un solo generatore, quello a fondo linea. Esso è sempre identificato come BAG dal controllo dato l'elevato valore che il nodo a cui è collegato assume nella matrice  $S_{pi}$ , essendo tale generatore a fondo linea e di potenza nominale considerevole. Si nota inoltre che l'energia reattiva assorbita complessivamente dalla GD è maggiore rispetto alla configurazione A. Ciò, oltre alla diversa dislocazione delle unità produttive lungo il feeder, è dovuto al fatto che, non essendoci limitazioni locali

sulla potenza attiva, la tensione su buona parte delle generazioni prima dell'intervento del CC è abbastanza alta da verificare il massimo assorbimento di reattivo dato il controllo locale. Anche in questa configurazione l'assorbimento di energia reattiva da parte della GD comporta l'innalzamento delle perdite.

	$E_{\text{loss}}^{66}$ [MWh]	$E_{\text{loss}}\%^{67}$	$\Delta E_{\text{loss}}^{68}$ [MWh]	$\Delta E_{\text{loss}}\%^{69}$	$\Delta E_{\text{loss}}\%C^{70}$
Configurazione A	18.184	2.207%	+2.324	+14.66%	+0.2821%
Configurazione B	26.819	3.255%	+2.943	+12.33%	+0.3572%

**Tabella 52. Perdite in presenza di un controllo centralizzato abbinato ad una regolazione locale di potenza reattiva secondo una caratteristica  $Q = f(V)$  di tipo A**

#### 8.4.6 Confronto tra le varie tipologie di controllo

A titolo comparativo si espongono in questa sezione le tabelle dei risultati più significativi ottenuti dalle simulazioni svolte su base annuale.

##### 8.4.6.1 Configurazione A

Configurazione A	Energia immessa in rete dalla GD [MWh]	Riduzione d'immissione d'energia <sup>71</sup>	Energia reattiva assorbita dalla GD [MVarh]	Perdite <sup>72</sup>	Variazione delle perdite conseguente al controllo
Rete in assenza di regolazione di tensione	367.327	0.00%	0	1.925%	0.0000%
Riduzione della sola potenza attiva	354.14	3.59%	0	1.818%	-0.1069%
$Q = f(V)$ di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità A)	362.993	1.18%	109.884	2.098%	+0.1733%
$Q = f(V)$ di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità B)	362.993	1.18%	109.884	2.098%	+0.1733%
$Q = f(V)$ di tipo A + controllo centralizzato	367.327	0.00%	119.475	2.207%	+0.2821%

**Tabella 53. Risultati delle simulazioni dei vari controlli in configurazione A**

L'utilizzo di una regolazione che prevede la sola riduzione della potenza attiva garantisce il decremento delle perdite. Esso è dovuto alla riduzione delle iniezioni attive che comportano una diminuzione d'energia immessa in rete del 3.59%. Tale riduzione, pur essendo contenuta se raffrontata con la massima energia disponibile in un anno, comporta delle sensibili riduzioni d'energia iniettata da parte dei generatori a valle del feeder, per i quali si arriva a decrementi d'immissione d'energia del 12-13% (vedi tabella 54).

<sup>66</sup> Perdite complessive

<sup>67</sup> Perdite complessive in percentuale rispetto all'energia assorbita dai carichi

<sup>68</sup> Variazione delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione

<sup>69</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia prevista una regolazione della tensione (come valore di riferimento si assume il valore delle perdite in assenza di regolazione; 15.859 MWh per la configurazione A e 23.863 MWh per la configurazione B)

<sup>70</sup> Variazione percentuale delle perdite dal caso in cui non sia previsto una regolazione della tensione riferita all'energia assorbita dai carichi

<sup>71</sup> In termini percentuali rispetto all'energia immessa in rete nel caso in cui non sia prevista una regolazione della tensione

<sup>72</sup> In termini percentuali rispetto all'energia assorbita dai carichi (823.836 MWh)

Integrando alla riduzione dell'attivo delle regolazioni che prevedono una modulazione dei flussi reattivi da parte della GD, si riducono le diminuzioni d'immissione d'energia (la massima diminuzione relativa all'energia disponibile del singolo generatore è di circa il 5%) a scapito di un aumento delle perdite (se pur contenuto) dovuto all'assorbimento d'energia reattiva da parte della GD, il quale contribuisce all'aumento delle correnti di linea. Dalle tabelle si può notare che le prestazioni dei due tipi di controllo locale che prevedono una regolazione sia sulla potenza attiva, sia su quella reattiva, presentano i medesimi risultati in questa configurazione. Introducendo la possibilità d'implementare in rete un controllo di tipo centralizzato (e quindi anche la possibilità per i produttori di ottenere compensi in seguito a servizi di rete), non si assiste ad alcuna diminuzione d'iniezione attiva da parte della GD. Ciò è dovuto al fatto che per il distributore (dati i coefficienti di costo ipotizzati per la regolazione), l'onere di un'imposizione di un set-point reattivo è minore rispetto a quello dell'imposizione di uno attivo, nonostante l'aumento delle perdite. Si noti che l'immissione di tutta l'energia disponibile alla GD in rete è possibile in questa configurazione di rete, per la quale i profili di tensione non presentano criticità o violazioni degli standard EN 50160. È quindi sufficiente l'azione dei soli assorbimenti reattivi per riportare la tensione nella banda di funzionamento da noi impostata ( $U_n \pm 8\%$ ), per scenari di rete più critici dal punto di vista dei profili di tensione ciò non si verificherà.

Configurazione A		Rete in assenza di regolazione di tensione	Riduzione della sola potenza attiva	Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità A)	Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità B)	Q = f(V) di tipo A + controllo centralizzato
Energia disponibile [MWh]	GEFe3_01HPD	139.562	139.562	139.562	139.562	139.562
	GEFe3_02HPD	125.606	125.606	125.606	125.606	125.606
	GEFe3_03HPD	55.8248	55.8248	55.8248	55.8248	55.8248
	GEFe3_04HPD	27.9124	27.9124	27.9124	27.9124	27.9124
	GEFe3_05HPD	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111
	GEFe3_06HPD	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111
Riduzione dell'energia immessa in rete <sup>73</sup>	GEFe3_01HPD	0.000%	0.00%	0.00%	0.00%	0.000%
	GEFe3_02HPD	0.000%	0.00%	0.00%	0.00%	0.000%
	GEFe3_03HPD	0.000%	1.95%	0.61%	0.61%	0.000%
	GEFe3_04HPD	0.000%	0.98%	0.34%	0.34%	0.000%
	GEFe3_05HPD	0.000%	0.33%	0.12%	0.12%	0.000%
	GEFe3_06HPD	0.000%	0.33%	0.13%	0.13%	0.000%
Riduzione dell'energia immessa in rete <sup>74</sup>	GEFe3_01HPD	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	GEFe3_02HPD	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	GEFe3_03HPD	0.000%	12.81%	3.995%	3.995%	0.000%
	GEFe3_04HPD	0.000%	12.88%	4.425%	4.425%	0.000%
	GEFe3_05HPD	0.000%	13.245%	4.603%	4.603%	0.000%
	GEFe3_06HPD	0.000%	13.245%	4.994%	4.994%	0.000%

Tabella 54. Risultati delle simulazioni dei vari controlli in configurazione A

<sup>73</sup> In termini percentuali rispetto all'energia complessivamente disponibile alla GD

<sup>74</sup> In termini percentuali rispetto all'energia disponibile di ogni generazione

**8.4.6.2 Configurazione B**

Configurazione B	Energia immessa in rete dalla GD [MWh]	Riduzione d'immissione d'energia <sup>75</sup>	Energia reattiva assorbita dalla GD [MVarh]	Perdite <sup>76</sup>	Variazione delle perdite conseguente al controllo
Rete in assenza di regolazione di tensione	367.327	0.00%	0	2.897%	0%
Riduzione della sola potenza attiva	276.965	24.6%	0	1.829%	-1.067%
Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità A)	304.698	17.05%	151.502	2.821%	-0.0774%
Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità B)	303.486	17.38%	150.292	2.793%	-0.1048%
Q = f(V) di tipo A + controllo centralizzato	315.754	14.04%	211.657	3.255%	+0.3572%

Tabella 55. Risultati delle simulazioni dei vari controlli in configurazione B

In questo tipo di configurazione, data la criticità che possono assumere i profili di tensione, si assiste a considerevoli riduzioni d'energia immessa in rete da parte delle generazioni del feeder attivo. Si nota che la più colpita dall'azione dei controlli è l'unità produttrice più a valle del feeder (che è anche quella di maggior potenza installata). Nel caso sia prevista la sola riduzione delle iniezioni attive da parte della GD, si assiste ad un complessivo decremento d'immissione d'energia pari a quasi un quarto di quella disponibile. Il contributo maggiore a tale riduzione è fornito dal generatore a fondo linea il quale vede la sua iniezione di energia in rete dimezzata lungo la durata dell'anno. Naturalmente a tale riduzione corrisponde un deciso decremento delle perdite. Da tali risultati si deduce quanto questo tipo di controllo è penalizzante per i produttori nel caso in cui il distributore non stabilisca una adeguata remunerazione per il decremento dei flussi di potenza attiva. L'introduzione del controllo locale sull'assorbimento/iniezione di potenza reattiva delle generazioni, dà luogo ad una minore riduzione dell'energia immessa in rete portandola globalmente a valori prossimi al 17%. Osservando i dati esposti in tabella 56 si nota come tale riduzione comporti dei benefici considerando ogni singolo produttore. Si assiste comunque ad una riduzione delle perdite, ma essa è mitigata dall'assorbimento d'energia reattiva da parte della GD. L'utilizzo di un controllo centrale secondo la logica esposta nella sezione 7.2 comporta un'ancora più deciso aumento dell'energia immessa in rete rispetto al caso in cui venga ridotta localmente la sola potenza attiva. La riduzione complessiva d'energia iniettata in rete non supera il 15% ed essa è totalmente garantita dal generatore a fondo linea (GEFe03\_06HPD). Esso data la sua potenza nominale e il suo punto d'allacciamento alla rete è sempre designato dal controllo come BAG e quindi sarà lui a intervenire in caso in cui il CC imponga un set-point attivo. Il rientro nei limiti di tensione è garantito grazie ad un forte assorbimento da parte della GD di energia reattiva, ciò causa un aumento delle perdite di circa il 12% rispetto al caso in cui non sia previsto alcun tipo di regolazione della tensione.

<sup>75</sup>In termini percentuali rispetto all'energia immessa in rete nel caso in cui non sia prevista una regolazione della tensione

<sup>76</sup>In termini percentuali rispetto all'energia assorbita dai carichi (823.836 MWh)

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Configurazione B		Rete in assenza di regolazione di tensione	Riduzione della sola potenza attiva	Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità A)	Q = f(V) di tipo A + riduzione della potenza attiva (modalità B)	Q = f(V) di tipo A + controllo centralizzato
Energia disponibile [MWh]	GEFe3_01HPD	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111
	GEFe3_02HPD	125.606	125.606	125.606	125.606	125.606
	GEFe3_03HPD	55.8248	55.8248	55.8248	55.8248	55.8248
	GEFe3_04HPD	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111	9.2111
	GEFe3_05HPD	27.9124	27.9124	27.9124	27.9124	27.9124
	GEFe3_06HPD	139.562	139.562	139.562	139.562	139.562
Riduzione dell'energia immessa in rete <sup>77</sup>	GEFe3_01HPD	0.000%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	GEFe3_02HPD	0.000%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	GEFe3_03HPD	0.000%	3.05%	0.70%	0.50%	0.00%
	GEFe3_04HPD	0.000%	0.59%	0.23%	0.20%	0.00%
	GEFe3_05HPD	0.000%	1.95%	1.00%	0.85%	0.00%
	GEFe3_06HPD	0.000%	19.02%	15.12%	15.84%	14.04%
Riduzione dell'energia immessa in rete <sup>78</sup>	GEFe3_01HPD	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	GEFe3_02HPD	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
	GEFe3_03HPD	0.000%	20.06%	4.632%	3.310%	0.000%
	GEFe3_04HPD	0.000%	23.42%	9.304%	7.817%	0.000%
	GEFe3_05HPD	0.000%	25.68%	13.095%	11.128%	0.000%
	GEFe3_06HPD	0.000%	50.05%	39.789%	41.684%	36.964%

Tabella 56. Risultati delle simulazioni dei vari controlli in configurazione B

<sup>77</sup> In termini percentuali rispetto all'energia complessivamente disponibile alla GD

<sup>78</sup> In termini percentuali rispetto all'energia disponibile di ogni generazione

## 9. Conclusioni

Si è visto come l'introduzione di una considerevole quantità di GD in rete porti all'innalzamento dei profili di tensione nelle reti BT. Tipicamente, il verificarsi di questo innalzamento fino a livelli critici (superamento degli standard EN 50160) coincide con l'inversione della corrente nei feeder attivi (nei quali la potenza generata dalle unità produttive supera il consumo del carico del feeder). Da ciò consegue che, in questa situazione, limitando le iniezioni attive si riduce la corrente di linea e quindi le perdite.

Sono state ipotizzate varie possibili logiche di controllo della tensione al fine di mantenere determinati standard per la qualità del servizio. La norma CEI 0-21 definisce le linee guida per la regolazione di tensione prevedendo la possibilità di una regolazione locale e/o di una regolazione di tipo centralizzata. Il controllo locale prevede il calcolo di set-point per i convertitori che interfacciano le unità di produzione alla rete in base alle misure effettuate nel punto di connessione (tale calcolo viene svolto in loco dall'unità di controllo del convertitore stesso). Il controllo centralizzato prevede che le misure in ogni punto di connessione di utenze attive vengano inviate ad un'unità centrale la quale invierà dei set-point di potenza attiva o reattiva ad una o più generazioni nel caso in cui ci sia necessità d'intervento per la gestione dei profili di tensione.

Principalmente, le tipologie di controllo proposte possono essere suddivise in tre principali categorie:

- controlli locali che prevedono la sola regolazione dei flussi di potenza reattiva ( $\cos\varphi = f(P)$ ,  $Q = f(V)$  di tipo A,  $Q = f(V)$  di tipo B);
- controlli locali che prevedono una regolazione del flusso di potenza attiva (riduzione della sola potenza attiva, controllo che abbinava una regolazione di potenza reattiva e una di potenza attiva secondo modalità A e B e  $P = f(V)$ );
- controllo centralizzato abbinato al controllo locale di potenza reattiva.

Tali logiche di controllo sono espone dettagliatamente nel capitolo 7.

Per poter verificare l'impatto dei controlli e il loro corretto funzionamento, è stata individuata una rete campione passiva e il relativo andamento del carico nel tempo. Su tale rete è stata inserita della generazione su un feeder (feeder attivo) secondo due configurazioni, le quali differiscono tra loro per la dislocazione delle unità produttive lungo la linea (vedi capitolo 6). Si noti che è stato impostato un solo feeder attivo per verificare l'influenza dei controlli sui profili di tensione degli altri feeder.

Sono state previste due tipologie di simulazioni, una che verifichi l'efficacia e la convergenza ad uno stato stabile della rete in seguito alla regolazione, l'altra atta a svolgere considerazioni di tipo energetico a riguardo delle conseguenze che i controlli comportano in rete. Per la prima simulazione si è individuato, lungo la durata dell'anno, lo scenario di rete per il quale si ha il massimo innalzamento della tensione (lo scenario più critico) e lo si è utilizzato come stato di rete di partenza per la simulazione. Per il secondo tipo di simulazione sono stati definiti gli andamenti di carico e generazione durante l'anno utilizzando come unità di discretizzazione l'ora e si è lanciata la simulazione per definire l'energia persa in rete annualmente, la riduzione delle immissioni d'energia a seguito dell'azione dei controlli e quanta energia reattiva la GD ha immesso in rete. Le ipotesi sotto le quali sono state svolte le sopracitate simulazioni sono presentate nel capitolo 8.

### 9.1 Simulazioni atte a verificare l'efficacia dei controlli in situazioni critiche di rete:

Dal primo tipo di simulazione, valutando i risultati numerici, si evince la scarsa efficacia dei controlli che prevedono la sola modulazione della potenza reattiva. Infatti, le variazioni di tensione correttive dovute

all'azione dei controlli superano di poco il punto percentuale rispetto alla tensione nominale. Ciò è dovuto al rapporto R/X che solitamente le reti BT assumono (vedi sezione 8.1.5), per il quale l'influenza delle iniezioni attive è molto maggiore sui profili di tensione rispetto a quelle reattive. Le variazioni correttive non sono sufficienti a mantenere la tensione entro gli standard imposti dalle norme. Non saranno quindi prese in considerazione per una reale implementazione in rete queste tipologie di controllo, per le quali, a fronte di configurazioni di rete critiche per i profili di tensione (come può essere la configurazione B), non sarà possibile garantire il mantenimento dei potenziali nodali nel range di funzionamento ammesso. Per contenere l'innalzamento dei profili di tensione sarà necessario attuare anche una riduzione della potenza attiva iniettata dalla GD. Tutti i controlli che agiscono sulla potenza attiva garantiscono infatti il mantenimento della tensione entro i limiti imposti dalla norma EN 50160, eccezion fatta per l'utilizzo di una regolazione che sfrutta una caratteristica di tipo  $P = f(V)$ , la quale presenta dei problemi legati alla stabilità del controllo. Tali regolazioni quindi provvederanno al decremento della potenza attiva a step percentuali della potenza erogata in rete e l'attivazione del controllo sarà subordinata ad un valore di tensione detto di lock-in (superato il quale si ridurrà l'immissione di potenza attiva). Per quanto riguarda una regolazione che prevede la sola riduzione della potenza attiva, i risultati numerici mostrano una riduzione delle perdite e delle iniezioni attive della GD. Da tali risultati si nota che la partecipazione al controllo di un singolo generatore è maggiore al crescere della distanza elettrica dalla cabina secondaria e della potenza di picco dell'utenza attiva. Grazie all'assorbimento d'energia reattiva da parte della GD la limitazione dell'iniezione attiva può essere ridotta di qualche punto percentuale rispetto al caso in cui si preveda la sola riduzione della potenza attiva (si vedano le tabelle 21 e 22 a pag. 99). La logica di questo tipo di controlli locali consiste nello sfruttare dapprima l'azione dei flussi reattivi e, nel caso in cui non sia sufficiente tale intervento, agire sull'iniezione attiva (infatti l'attivazione della riduzione della potenza è subordinata al massimo assorbimento di potenza reattiva da parte dell'unità produttiva). Si noti che l'assorbimento di reattivo da parte delle generazioni comporta l'accrescimento della corrente di linea e quindi delle perdite; conclusioni su tale aspetto saranno tratte in seguito nella valutazione dei risultati del secondo tipo di simulazione. Per quanto riguarda l'implementazione di un controllo centralizzato si assiste ad un allungamento dei tempi entro i quali la rete trova una convergenza ad uno stato stabile, in cui non vi siano violazioni degli standard imposti dalle norme. È bene precisare che si tratta comunque di valori più che accettabili, dato il metodo di misura per le violazioni dei limiti di tensione previsto dalla norma EN 50160. Si ricorda che il controllo centralizzato verifica tramite un load-flow se è possibile riportare la tensione entro i limiti imposti agendo sui flussi reattivi del BRG. Se tale verifica è negativa, il controllo agisce sull'iniezione attiva del BAG diminuendola, se è positiva confronta i costi che assumono per il distributore l'imposizione di un set-point attivo e l'imposizione di un set-point reattivo (considerando la remunerazione per servizi di rete e il costo delle perdite), utilizzando la regolazione più economica. Dati i coefficienti di costo ipotizzati, il controllo centralizzato tende a sfruttare al massimo l'assorbimento di potenza reattiva contenendo il più possibile la riduzione di potenza attiva. Si noti che lo studio della eventuale remunerazione a seguito della fornitura di un servizio di rete deve essere svolto dall'autorità competente.

Per ogni tipo di controllo si evince che, come da previsione, le regolazioni hanno un'influenza limitata sui feeder passivi, per i quali la massima variazione di tensione è nell'intorno del punto percentuale.

Si può concludere, per quanto riguarda questa tipologia di simulazione, che è stata verificata l'efficacia e la stabilità dei controlli locali che prevedono una variazione della potenza attiva (nelle loro diverse varianti) e del controllo centralizzato.

## 9.2 Simulazioni su base annuale atte all'analisi dei controlli per quanto riguarda gli aspetti energetici

Dai risultati ottenuti da questo tipo di simulazione, si nota che possono essere fatte differenti considerazioni per i due tipi di configurazione di rete. Ciò suggerisce che, per ogni cabina secondaria che alimenta feeder che presentano un'alta penetrazione di GD, è bene svolgere un'analisi ad hoc, valutando i parametri statici delle linee, i carichi e le generazioni sottese alla cabina, al fine di poter definire il tipo di controllo ottimale da implementare in rete. È bene che tale verifica conduca ad una definizione della logica di controllo che non comporti eccessivi svantaggi sia ai produttori, sia al distributore.

### Configurazione A

Si valutino ora i risultati delle simulazioni per quanto riguarda una configurazione di rete di tipo A. In tale configurazione i profili di tensione non assumono valori che portano a violazioni degli standard EN 50160, si valuta quindi l'impatto dei controlli assumendo che, anche in mancanza di essi, il distributore non incorrerà in sanzioni legate alla qualità del servizio. Nel caso in cui si adotti un controllo locale che prevede la sola diminuzione della potenza attiva, si riscontra che la diminuzione globale d'energia iniettata in rete rispetto quella disponibile alle generazioni è del 3.59%. Pur essendo tale valore contenuto, analizzando singolarmente le varie componenti della GD, si riscontra che tali diminuzioni possono raggiungere valori che incidono sensibilmente sull'economia del produttore (12%-14%). Il distributore è beneficiato dalla riduzione delle perdite e non affronta costi per la regolazione essendo tale controllo assunto in logica locale.

Per quanto riguarda i controlli locali che abbinano le regolazioni dei flussi di potenza attivi e reattivi, si nota come l'assorbimento di reattivo da parte della GD contribuisce a limitare la diminuzione di energia attiva immessa da parte della GD (la quale si riduce di circa un terzo rispetto al caso precedente), garantendo ai produttori un maggior profitto. Tali controlli verificano l'aumento delle perdite complessive. Valutando quantitativamente le variazioni d'energia persa in rete, si nota come la variazione complessiva delle perdite comporta un cambiamento contenuto (quasi trascurabile) dal punto di vista del distributore, il quale, quindi, non subisce una penalizzazione rilevante. Si ricorda che, utilizzando questo tipo di logica il distributore non è tenuto alla remunerazione di servizi di rete.

Si nota che l'utilizzo di un controllo centralizzato abbinato alla regolazione locale dei flussi reattivi, oltre a garantire la tensione nel corretto range di funzionamento, causa un aumento delle perdite e non comporta alcuna riduzione dell'energia immessa in rete dalla GD. Per stabilire quanto questa regolazione possa essere conveniente dal punto di vista del distributore è necessario, partendo dai risultati ottenuti nelle diverse simulazioni, uno studio di natura economica che contempli il costo dell'investimento iniziale (infrastrutture per la comunicazione, unità di calcolo centrale etc.), il costo delle perdite e il compenso che spetta ai produttori in seguito alla fornitura dei servizi di rete (la determinazione di tale compenso deve essere prevista dall'autorità competente). Dal punto di vista dei produttori, tale logica di controllo garantisce la massima immissione d'energia in rete e la possibilità di essere remunerati per l'assorbimento d'energia reattiva (considerato servizio di rete se imposto dal controllo centrale).

Il tipo di controllo che pare meno penalizzante sia per i produttori, sia per il distributore è quindi quello locale che prevede l'abbinamento di una regolazione dei flussi reattivi ad una riduzione della potenza attiva. Si noti che l'introduzione di un controllo della tensione comporta, per quanto contenuto può essere, un aumento dei costi (o una riduzione dei guadagni) sia per le generazioni, sia per il distributore. Considerando tale configurazione, l'azione del controllo di tensione influisce relativamente sullo stato della rete agendo per lo più sui flussi reattivi e preservando quasi totalmente l'energia immessa in rete.



### *Configurazione B*

Si valutino ora i risultati delle simulazioni per quanto riguarda una configurazione di rete di tipo B, per la quale la dislocazione delle unità produttive lungo il feeder attivo causa decisi aumenti del profilo di tensione del feeder stesso. Tali aumenti sono tali da far sì che la tensione esca dai limiti imposti dalla norma EN 50160, rendendo indispensabile l'implementazione in rete di una regolazione in grado di contenere i valori dei potenziali nodali lungo le linee. Ipotizzando l'utilizzo di un controllo che preveda la riduzione delle immissioni di potenza attiva, si assiste ad una notevole diminuzione dell'energia iniettata in rete dalla GD (tale energia è pari a circa un quarto di quella disponibile). Analizzando singolarmente le varie produzioni (tabella 56) si nota come tali riduzioni impattino sull'economia di un produttore arrivando a dimezzare i guadagni per quanto riguarda il generatore a fondo linea. Da tale regolazione il distributore persegue la diminuzione delle perdite. È palese come tale regolazione sia penalizzante per quanto riguarda i produttori, i quali vedono diminuire drasticamente la loro produzione a fronte di un minimo vantaggio da parte del distributore.

Come per la configurazione A, l'abbinamento della regolazione dei flussi reattivi alla riduzione di potenza attiva garantisce una minor diminuzione d'energia immessa in rete, favorendo la producibilità della GD. Inoltre si nota che in questa configurazione, data la necessaria e sensibile diminuzione delle iniezioni attive in rete, le perdite subiscono un decremento nonostante l'assorbimento di reattivo da parte delle generazioni. Dato tale decremento, qualora si voglia perseguire l'obiettivo di mantenere massime le immissioni d'energia in rete da parte della GD, è possibile prevedere un aumento della potenza reattiva massima dei convertitori (quindi un allargamento della capability) in modo da sfruttare maggiormente l'assorbimento di potenza reattiva per mantenere inalterate le iniezioni attive.

Un altro modo per aumentare l'energia immessa in rete da parte delle generazioni è l'utilizzo di una logica centralizzata abbinata al controllo locale di potenza reattiva. Come si nota dai risultati numerici, quest'ultimo controllo garantisce la minore riduzione d'energia immessa in rete. Ciò è dovuto al considerevole assorbimento d'energia reattiva da parte della GD, che ha come conseguenza un aumento delle perdite. Anche in questa configurazione la profittabilità dell'utilizzo di tale regolazione è subordinata ad uno studio economico, che esula dalle tematiche trattate da questo lavoro di laurea.

Anche in questa configurazione, pare più idoneo ad essere implementato in rete, il controllo locale che abbina le regolazioni di attivo e reattivo, in quanto ridimensiona la diminuzione d'energia immessa in rete dalla GD comportando ridotti svantaggi per il distributore. Anche l'utilizzo di una logica centralizzata può essere preso in considerazione, a patto che venga correttamente regolamentata la retribuzione in seguito ai servizi di rete e la connessione di nuovi impianti nei feeder attivi. Per non rendere questo tipo di controllo economicamente dannoso per il distributore è necessaria la definizione e l'installazione di un sistema di comunicazione con l'unità centrale che comportino costi contenuti sia in termini d'investimento iniziale, sia per quanto riguarda il costi d'esercizio.

## Appendice A (Norma CEI 021)

La norma CEI 021 ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli utenti (attivi o passivi) alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale inferiore o pari a 1 kV in corrente alternata. Di seguito saranno riportate delle parti di norma attinenti agli argomenti trattati in precedenza.

### Componenti degli impianti di produzione:

Di particolare interesse per la connessione degli impianti di generazione, la norma definisce i seguenti dispositivi:

- Dispositivo di parallelo: apparecchiatura automatica che permette di effettuare il parallelo tra rete di distribuzione e generatore, anche per il tramite dell'impianto d'utenza cui il generatore appartiene
- Dispositivo di generatore (DDG): apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura determina la separazione del generatore
- Dispositivo d'interfaccia (DDI): apparecchiatura di manovra la cui apertura assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui propri carichi
- Dispositivi limitatori di potenza (DLP): dispositivo atto a limitare il prelievo e/o l'immissione di potenza entro i limiti contrattuali
- Dispositivo generale di linea (DGL): apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento al termine del cavo di collegamento, la cui apertura assicura la separazione dalla rete di una linea dell'utente
- Dispositivo generale di utente (DG): apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura garantisce la separazione dell'intero impianto dell'utente dalla rete (in caso di linea singola DGL e DG coincidono).

### Caratteristiche della rete:

Per quanto riguarda la rete BT del distributore, vengono definite tensione nominale ( $U_n$  pari a 230 V per forniture monofase e 400 V per forniture trifase) e frequenza nominale ( $f_n=50$  Hz). Per quanto concerne le caratteristiche della fornitura (qualità di servizio) si fa riferimento alla norma EN 50160.

### Caratteristiche di funzionamento dei generatori:

La norma definisce le caratteristiche del funzionamento dell'impianto di produzione, partendo dai criteri per l'avviamento e la sincronizzazione con la rete BT.

Il dispositivo di parallelo non deve permettere la connessione dell'impianto in caso di mancanza di tensione di rete o in presenza di tensione e frequenza di rete non compresi entro i valori stabiliti dal distributore.

Per impianti di generazione indirettamente connessi (interfacciati in rete tramite convertitore statico), il parallelo va effettuato automaticamente, aumentando l'erogazione di potenza da vuoto al valore nominale in un tempo non inferiore a 5 S.

Nelle specifiche del funzionamento degli impianti di produzione viene definito il funzionamento continuativo in parallelo con la rete. Vengono specificati particolari requisiti costruttivi per quanto riguarda gli impianti di generazione, in particolare tali specifiche riguardano l'erogazione e assorbimento di potenza reattiva. Il funzionamento in parallelo alla rete BT è consentito agli impianti di produzione, trifase e/o monofase, realizzati con una o più delle seguenti tipologie di generatore:

- macchina rotante asincrona non autoeccitata fino a 6 kW, macchina rotante sincrona fino a 6 kW, inverter fino a 3 kW, purché funzionanti con fattore di potenza istantaneo compreso tra  $\cos\varphi = 0,98$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,98$  in erogazione di reattivo,
- macchina rotante sincrona di potenza superiore a 6 kW, purché funzionante con fattore di potenza istantaneo compreso tra  $\cos\varphi = 0,98$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,9$  in erogazione di reattivo,
- macchina rotante asincrona non autoeccitata di potenza superiore a 6 kW, purché funzionante con fattore di potenza istantaneo compreso tra  $\cos\varphi = 0,98$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,98$  in erogazione di reattivo,
- inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 3 kW e fino a 6 kW, purché funzionante con fattore di potenza istantaneo compreso tra  $\cos\varphi = 0,95$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,95$  in erogazione di reattivo,
- inverter in impianto di potenza complessiva superiore a 6 kW, purché funzionante con fattore di potenza istantaneo compreso tra  $\cos\varphi = 0,90$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,90$  in erogazione di reattivo.

Per quanto riguarda l'ultima tipologia d'impianto, sono presentate in Fig. 6 le possibili curve di capability degli inverter.

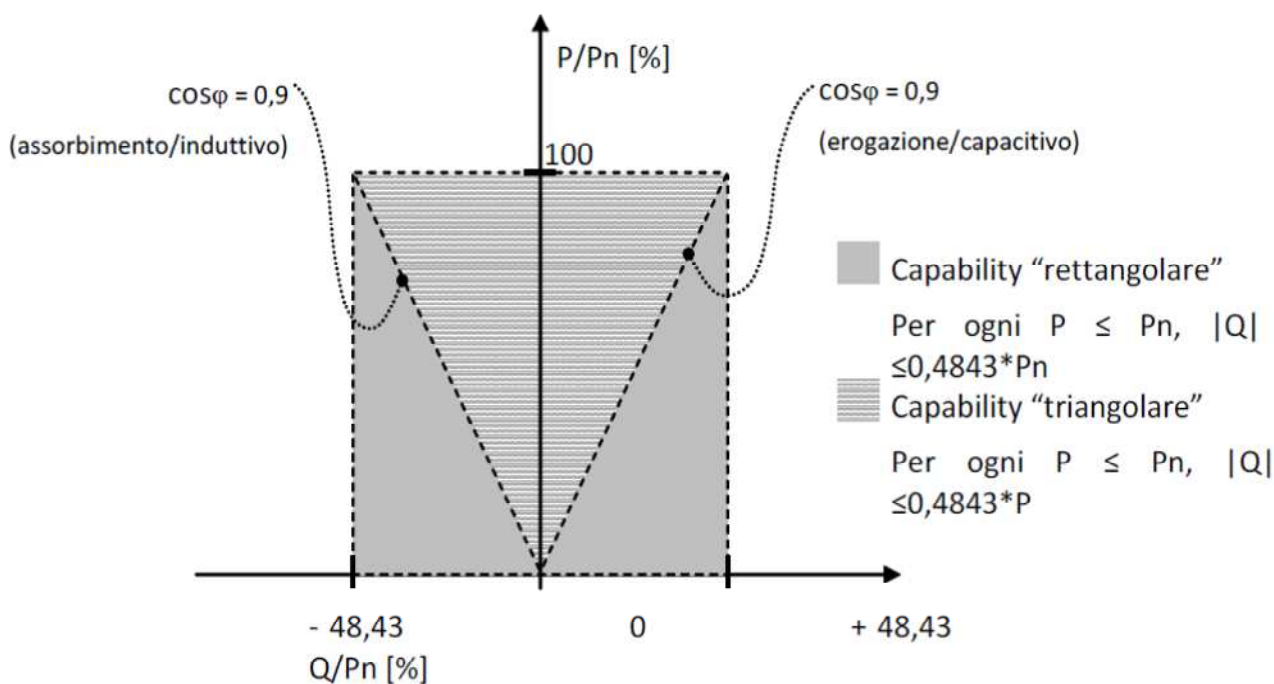


Figura 104. Curve di capability per inverter di potenza complessiva superiore a 6 kW

Nei punti di funzionamento compresi entro la capability triangolare, si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi o assorba potenza reattiva con lo scopo di limitare le sovratensioni o 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 (partecipando alla regolazione della tensione per conto del distributore e quindi avendo diritto ad una remunerazione), le cui condizioni saranno oggetto di regolamentazione da parte dell'AEEG.

La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ( $\cos\varphi = 1$ ); il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal distributore qualora esigenze di esercizio della rete di distribuzione lo richiedano.

Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, sia con logiche e leggi di controllo locali, sia con logiche e leggi di controllo che prevedano segnali di controllo da remoto (queste ultime solo per impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW).

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore è subordinato a precise condizioni, tra le quali in particolare quelle di seguito elencate:

- il funzionamento in parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, al fine di preservare il livello di qualità del servizio indicato dalla Norma EN 50160,
- il funzionamento in parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente agendo sul DDI:
  - in assenza di alimentazione della rete di distribuzione,
  - in caso di guasto al sistema di protezione di interfaccia,
  - qualora i valori di tensione e frequenza della rete non siano compresi entro i valori di regolazione.

### Capabilty dei convertitori:

In questa sezione si discuterà delle curve di capability degli inverter in funzione della taglia dell'impianto e del tipo di controllo utilizzato.

Per impianti di potenza installata minore di 3 kW non è previsto alcun tipo di controllo del flusso di potenza reattiva, è quindi previsto il funzionamento a fattore di potenza unitario. Gli impianti di potenza compresa tra 3 e 6 kW sono tenuti alla sola regolazione locale. La norma CEI 021 definisce il  $\cos\varphi$  minimo di funzionamento pari a 0,95 sia in anticipo che in ritardo, quindi la massima potenza reattiva erogabile sarà pari al 32,87% della potenza nominale  $P_n$  ( $\text{tg}(\arccos(0.95)) = 0.3287$ ). Si avrà quindi una curva di capability come quella presentata di seguito, dove le rette oblique rappresentano il funzionamento a  $\cos\varphi$  costante pari a 0,95.

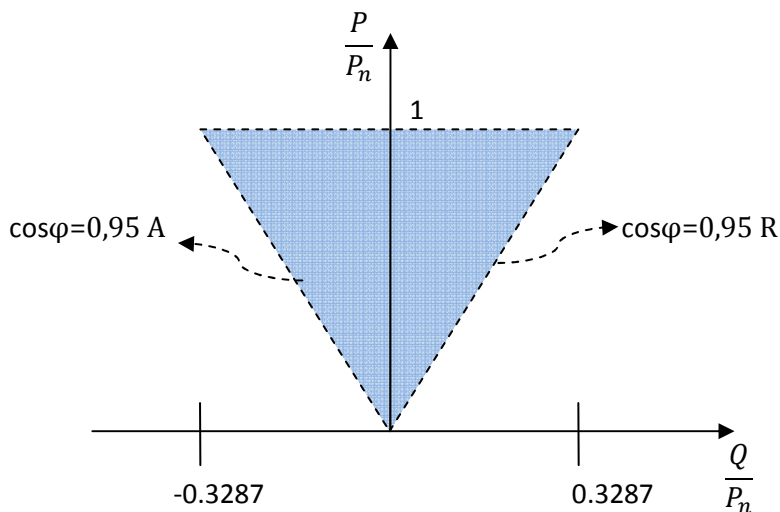


Figura 105. Capability per inverter di potenza nominale compresa tra 3 e 6 kW

Gli impianti di produzione di potenza nominale maggiore di 6 kW possono avere due tipi di curve di capability in funzione del tipo di controllo utilizzato. In una logica di sola regolazione locale ( $\cos\varphi=f(P)$ ), la norma CEI 021 stabilisce per questi impianti un  $\cos\varphi$  minimo pari a 0,9 sia in anticipo che in ritardo. Si avrà quindi una caratteristica di capability triangolare dove la massima potenza reattiva, sia in erogazione che in assorbimento, è pari al 48.43% della potenza nominale dell'impianto ( $\text{tg}(\arccos(0.9)) = 0.4843$ ) e le rette oblique rappresentano il funzionamento a fattore di potenza costante pari a 0.9

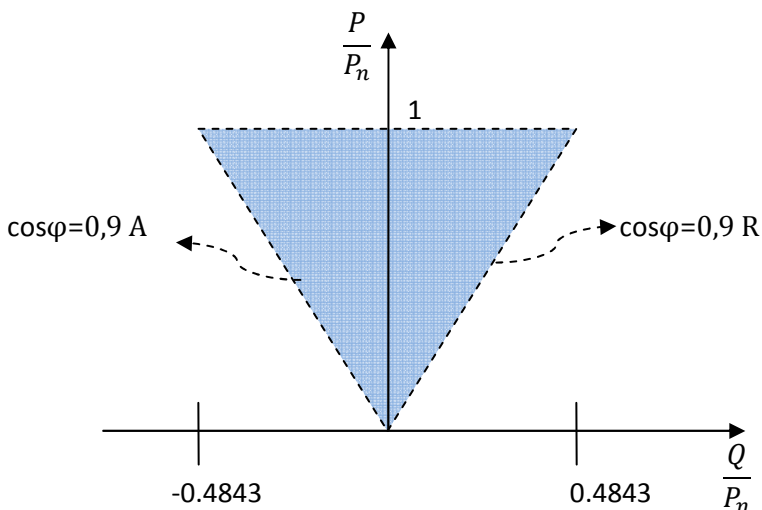


Figura 106. Capability per inverter di potenza nominale superiore a 6 kW, prevedendo un tipo di controllo esclusivamente locale (LC), esclusa la regolazione  $Q=f(V)$

Nel caso in cui si aggiunga un controllo centralizzato o la possibilità di un controllo locale con una logica di tipo  $Q=f(V)$ , al fine di una corretta regolazione della tensione, è opportuno che l’inverter abbia una capability più ampia. La norma CEI 021 definisce una curva rettangolare come nella figura che segue.

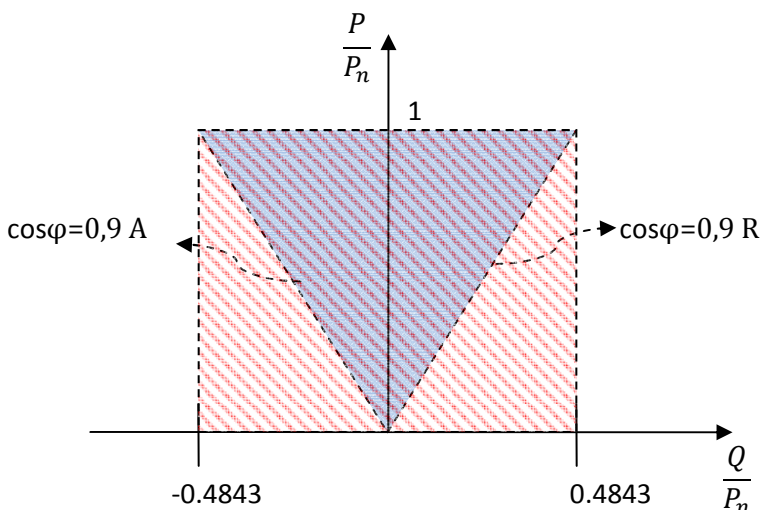


Figura 107. Capability per inverter di potenza nominale superiore a 6 kW, prevedendo l’introduzione di un controllo centralizzato (CC)

In questo tipo di funzionamento, l’inverter lavora entro il limite triangolare (quello del LC), fino a quando il controllo centrale gli impone un nuovo set-point di funzionamento, il quale può essere uno tra tutti quelli compresi all’interno del rettangolo. Naturalmente, aumentando il campo di funzionamento del convertitore, il dimensionamento di quest’ultimo sarà più oneroso di quello che si avrebbe nel caso di solo controllo locale. Questo maggiore costo d’impianto è compensato dalla remunerazione da parte del distributore in seguito alla fornitura di servizi di rete.

**LVFRT:**

Per evitare che si verifichi l’indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione, l’impianto di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW deve essere in grado di soddisfare opportuni requisiti funzionali, che in letteratura internazionale sono indicati con l’acronimo LVFRT (Low Voltage Fault

Ride Through). I requisiti sono rappresentati graficamente in Fig.7. In particolare devono essere soddisfatti i seguenti requisiti funzionali:

- nella zona tratteggiata il generatore non deve disconnettersi dalla rete. In questa zona è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva e reattiva erogata prima della insorgenza del guasto,
- nella zona sottostante (grigio) il generatore può scollegarsi dalla rete,
- entro 100 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso entro + 10% e - 15% della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del  $\pm 10\%$  (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85% e 90%, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore).

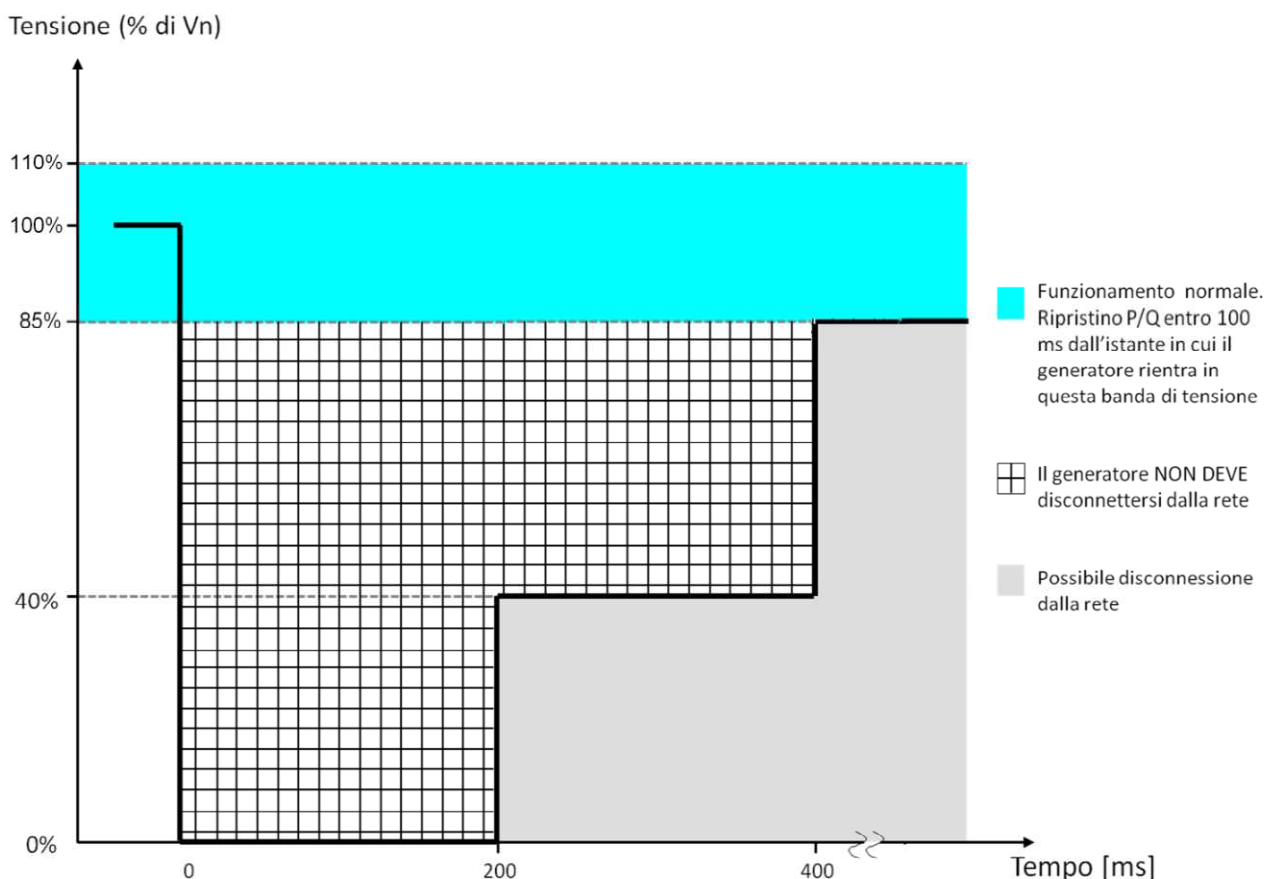


Figura 108. Requisiti LVFRT

### SPI (sistema di protezione d'interfaccia):

La norma descrive le specifiche del sistema di protezione dell'impianto di produzione. Il sistema di protezione generale deve essere quello prescritto per utenti passivi (non si fanno distinzioni). Il sistema di protezione d'interfaccia (per utenze che presentano un impianto di produzione) agisce tramite il DDI e prevede le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza,
- protezione di massima/minima tensione,
- capacità di ricevere segnali finalizzati a:
  - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza),
  - comando di telescatto.

## Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

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 complessiva 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.

Si presentano di seguito le regolazioni del sistema di protezione d'interfaccia.

<b>Protezione<sup>79</sup></b>	<b>Soglia di intervento</b>	<b>Tempo di intervento</b> (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)**	0.4 Vn	0.4 s
Minima tensione (27.S2)***	0.2 Vn	0.2 s
Massima frequenza (81>.S1)* †	50.5 Hz	0.1 s
Minima frequenza (81<.S1)* †	49.5 Hz	0.1 s

<sup>79</sup> \* soglia abilitata solo in assenza del segnale di comunicazione.

\* Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato per i soli generatori indirettamente connessi con potenza superiore a 6 kW Per tutti gli altri generatori deve essere utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.

\*\*\* Soglia da adottare per i soli generatori indirettamente connessi con potenza superiore a 6 kW.

† per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.

Partecipazione dei generatori al controllo della tensione sulla rete BT

Massima frequenza (81>.S2)** †	51.5 Hz	5 s
Minima frequenza (81<.S2)** †	47.5 Hz	5 s

Solamente la funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore medio di 10 minuti calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1.

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI, illustrato nella Fig. 8. Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco e di presenza della rete comunicazione.

Le eventuali protezioni (integrate oppure esterne) del generatore indirettamente connesso alla rete devono essere coordinate con le protezioni d'interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio.

Per i generatori direttamente connessi, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione d'interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

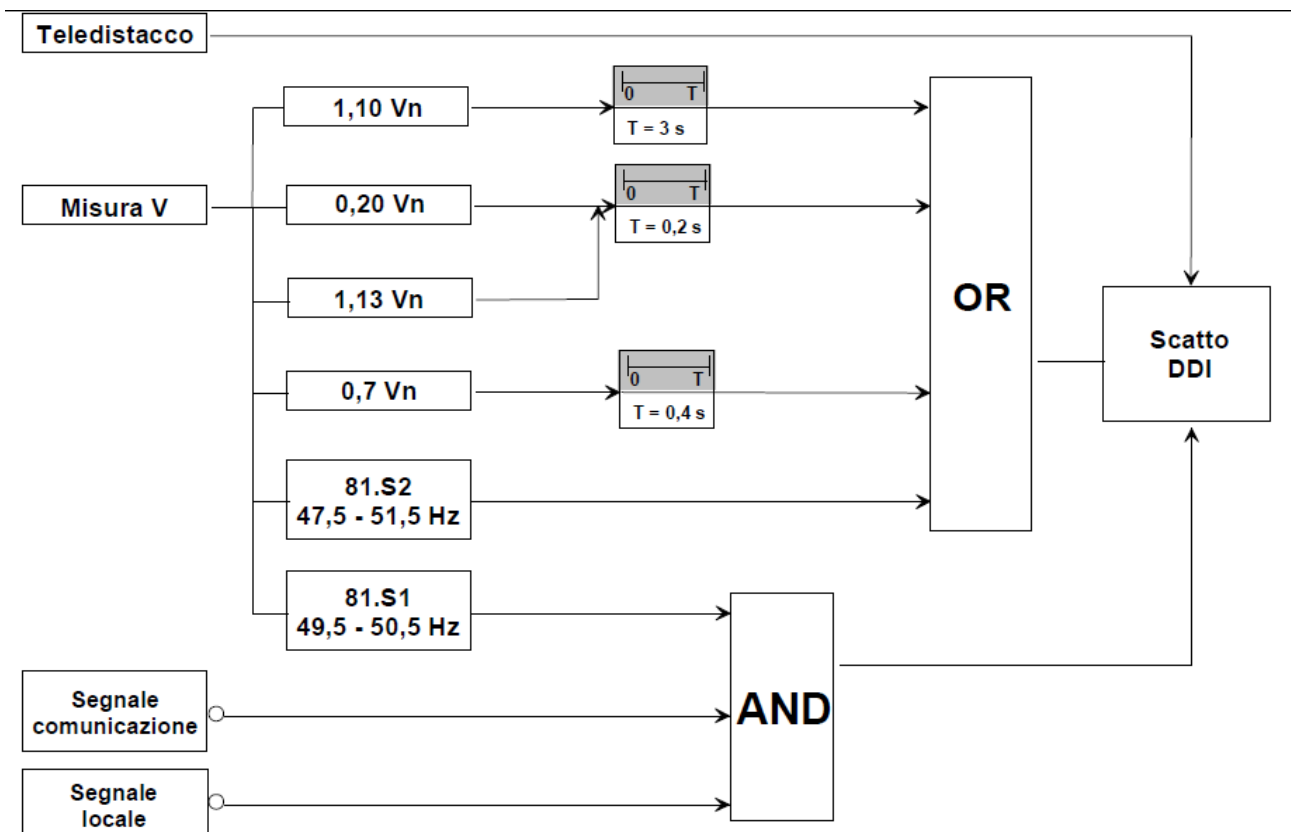


Figura 109. Schema logico funzionale del sistema di protezione d'interfaccia



## Bibliografia

M. Brenna, E. De Berardinis, F. Foadelli, G. Sapienza, D. Zaninelli "Voltage Control in Smart Grids: An Approach Based on Sensitivity Theory" **J. Electromagnetic Analysis & Applications**, 2010, 2, 467-474

Norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"

M. Delfanti, M. Merlo, A. Silvestri, M. Gallanti "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione" **Delibera ARG/elt 25/09**

C.A. Arrigoni, M. Lafranconi "Smart Grid: estensione dello standard EN 61850 alla rete di distribuzione MT" **Tesi di laurea specialistica presso Politecnico di Milano**

A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Liserre, R. A. Mastromauro "On-line optimal reactive power control strategy of PV-inverters"

S. Conti, A. Greco, N. Messina, S. Raiti "Local Voltage Regulation in LV Distribution Networks with PV Distributed Generation" **SPEEDAM 2006: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion**

S. Conti, A.M. Greco "Voltage Regulation through Optimal Reactive Power Dispatching in Active Distribution Networks"