

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**STUDIO PRELIMINARE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE
IN BASSA TENSIONE IN CORRENTE CONTINUA**

Relatore: Prof. Enrico TIRONI

Correlatore: Ing. Chiara GANDOLFI

Tesi di Laurea Magistrale di:

Daniele PALLADINI

Matr. 814377

Anno Accademico 2014-2015

Alla mia famiglia e a tutti quelli che mi sono stati vicino in questi anni...

INDICE

INDICE.....	1
INDICE DELLE FIGURE.....	3
INDICE DELLE TABELLE	10
ABSTRACT	12
1 INTRODUZIONE	14
2 RETE DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA	17
2.1 Configurazione della rete.....	19
2.2 Dimensionamento dei componenti	23
2.2.1 Modello della rete di distribuzione in corrente alternata.....	23
2.2.2 Modello del sistema unipolare.....	26
2.2.3 Modello del sistema bipolare.....	45
3 LOGICA DI CONTROLLO DELLA RETE	53
3.1 La trasformata di Park.....	53
3.2 Controllo del convertitore di interfacciamento con la rete	56
3.2.1 Modulazione PWM	60
3.2.2 Taratura dei regolatori di corrente	64
3.2.3 Taratura dei regolatori di tensione continua	68
3.3 Controllo del convertitore di interfacciamento con la GD e i sistemi di accumulo	
72	
4 SIMULAZIONI DIGITALI	75
4.1 Transitori nella rete in corrente continua, in caso di rete passiva.....	76
4.1.1 Transitori di carico equilibrato nelle reti c.c.....	76
4.1.2 Transitori in presenza di carico squilibrato nella rete c.c. bipolare.....	85
4.2 Transitori nella rete in corrente continua, in presenza di GD.....	97

4.2.1	Connessione della GD nella rete in c.c.....	98
4.2.2	Disconnessione della GD dalla rete in c.c.	104
4.2.3	Disconnessione della GD e connessione del S.d.A. alla rete in c.c.....	108
4.2.4	Inversione del flusso di potenza: da rete c.c. a rete c.a.....	112
4.3	Considerazioni finali.....	115
5	METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DELLE PERDITE	116
5.1	Valutazione delle perdite	117
5.1.1	Perdite nelle linee di distribuzione	117
5.1.2	Perdite nei convertitori di interfaccia con la rete.....	119
5.1.3	Perdite nei convertitori di interfaccia per la GD e il sistema di accumulo (S.d.A.)	125
5.2	Risultati del confronto tra sistema a 400 V c.a. e 750 V c.c. in presenza di rete attiva (con GD) e passiva.....	128
5.2.1	Caso 1: linee di distribuzione passive	129
5.2.2	Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD).....	130
5.3	Risultati del confronto tra sistema a 400 V c.a. e 1500 V c.c. in presenza di rete attiva (con GD) e passiva.....	133
5.3.1	Caso 1: linee di distribuzione passive	135
5.3.2	Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD).....	136
5.4	Analisi di sensitività.....	138
5.4.1	Caso 1: linee di distribuzione passive	138
5.4.2	Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD).....	140
5.5	Considerazioni finali.....	144
6	CONCLUSIONI.....	146
7	BIBLIOGRAFIA	149

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 Coefficiente di potenza di una turbina eolica in funzione del TSR [9].....	17
Figura 2.2 Generica rete di distribuzione in corrente alternata	19
Figura 2.3 Generica rete di distribuzione in corrente continua	19
Figura 2.4 Schema rete unipolare	20
Figura 2.5 Schema rete bipolare	20
Figura 2.6 Ponte a diodi a) 6 impulsi, b) 12 impulsi	21
Figura 2.7 Schema elettrico del generatore reale	23
Figura 2.8 Schema elettrico linea MT	24
Figura 2.9 Schemi elettrici dei carichi C1 (a) e C2 (b).....	25
Figura 2.10 Circuito equivalente del trasformatore.....	26
Figura 2.11 Schema elettrico del convertitore c.a./c.c. del sistema unipolare.....	28
Figura 2.12 Bilancio di correnti al nodo di connessione della capacità	30
Figura 2.13 Schema elettrico filtro lato MT	32
Figura 2.14 Schema logico per il dimensionamento della linea.....	35
Figura 2.15 Schema elettrico della linea in corrente continua	35
Figura 2.16 Schema elettrico del carico	36
Figura 2.17 Modello del fotovoltaico	38
Figura 2.18 Caratteristica I-V e P-V dell'impianto fotovoltaico da 60kW con irraggiamento 1000W/m ²	39
Figura 2.19 Schema elettrico del convertitore c.c./c.c. per il fotovoltaico.....	40
Figura 2.20 Intervallo di conduzione della valvola a IGBT	40
Figura 2.21 Intervallo di blocco della valvola IGBT	41
Figura 2.22 Sistema di accumulo e convertitore c.c./c.c.	44
Figura 2.23 Schema elettrico dei due convertitori a IGBT	47
Figura 2.24 Caratteristiche I-V e P-V dei due impianti (da 30kW) del sistema bipolare con irraggiamento 1000W/m ²	50
Figura 3.1 Rappresentazione degli assi α e β	54
Figura 3.2 Rappresentazione degli assi d e q	55

Figura 3.3 Tensioni concatenate lato MT (a) e sue componenti di Park (b) V_d (rosso) e V_q (verde).....	55
Figura 3.4 Schema generale del controllo del convertitore c.a./c.c.....	56
Figura 3.5 Rappresentazione schematica di un convertitore	57
Figura 3.6 Schema di controllo per la regolazione della V_{cc}	58
Figura 3.7 Schema di controllo per l'asse di quadratura.....	59
Figura 3.8 Rappresentazione della portante (magenta) e delle tre modulanti: modA (rosso), modB (verde), modC (blu)	61
Figura 3.9 Armoniche lato BT (a) e MT (b).....	62
Figura 3.10 Rappresentazione dei comandi delle valvole superiori di ogni ramo inviate al convertitore.....	63
Figura 3.11 Schema di controllo per la taratura del regolatore di corrente	65
Figura 3.12 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema unipolare), b) andamento della corrente I_q quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema unipolare).....	66
Figura 3.13 Schema di controllo per la taratura del regolatore di corrente	66
Figura 3.14 Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della corrente I_q del convertitore 1 quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema bipolare).....	67
Figura 3.15 Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della corrente I_q del convertitore 2 quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema bipolare).....	68
Figura 3.16 Rappresentazione della funzione di trasferimento che lega la corrente di asse diretto con la tensione continua	69
Figura 3.17 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema unipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema unipolare è richiesta una variazione di carico	70
Figura 3.18 Rappresentazione della funzione di trasferimento che lega la corrente di asse diretto con la tensione continua (sistema bipolare)	70
Figura 3.19 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema bipolare è richiesta una variazione di carico (convertitore 1).....	71

Figura 3.20 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema bipolare è richiesta una variazione di carico (convertitore 2).....	72
Figura 3.21 Schema generale del controllo del convertitore c.c./c.c.....	73
Figura 3.22 a) Soglie della regolazione (in blu) e errore di corrente (in rosso) b) comandi alla valvola.....	73
Figura 4.1 Metodo di misura della tensione nel sistema unipolare (a) e nel sistema bipolare (b)	76
Figura 4.2 Attacco di carico: tensione continua in uscita dal convertitore (a) e ai capi del carico (b), c) tensioni c.a. BT; d) componenti di Park V_d (rosso) e V_q (verde) delle tensioni lato MT	77
Figura 4.3 Attacco di carico: a) correnti I_d (rosso) e I_q (verde) lato MT, b) correnti lato rete BT, c) frequenza di rete misurata dal PLL	79
Figura 4.4 Attacco di carico: a) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete , b) indice di modulazione (verde) e ϕ (rosso) del convertitore.....	80
Figura 4.5 Attacco di carico: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), al conv 2 (b) e totale (c), d) tensioni c.a. V_d (rosso) e V_q (verde) lato MT.....	81
Figura 4.6 Attacco di carico: correnti scambiate dai conv 1 e 2, componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) lato MT (a) e (b), sinusoidali lato BT del conv 1 (c) e del conv 2 (d), frequenza di rete misurata dal PLL (e)	82
Figura 4.7 Attacco di carico: a) potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, b) indice di modulazione (verde) e ϕ (rosso) del convertitore 1 e 2	83
Figura 4.8 Distacco di carico: a) tensione continua tra polo positivo e polo negativo, b) componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT, c) frequenza di rete misurata dal PLL, d) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete.....	84
Figura 4.9 Distacco di carico: tensione continua al punto di connessione del carico con il conv 1 (a) e 2 (b), componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT del conv 1 (c) e 2 (d), e) frequenza di rete misurata dal PLL, f) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete.	85
Figura 4.10 Schema della linea in c.c. bipolare.....	86
Figura 4.11 Attacco di carico squilibrato al conv 2: tensione continua al punto di connessione del carico con il conv 2 (a) e 1 (b), c) tensione continua in uscita dal conv 1, d) tensione continua totale al punto di connessione del carico.....	87

Figura 4.12 Attacco di carico squilibrato al conv 2: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT del conv 1 (a) e 2 (b); c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.....	88
Figura 4.13 Attacco di carico squilibrato al conv 1: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c).....	89
Figura 4.14 Attacco di carico squilibrato al conv 1: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.....	90
Figura 4.15 Attacco di carico al conv 1 e 2: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c).	91
Figura 4.16 Attacco di carico al conv 1 e 2: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete, d) indice di modulazione e angolo phi dei due convertitori.....	92
Figura 4.17 Attacco di carico al conv 1 e 2: a) tensione continua tra polo positivo e negativo, b) potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, indice di modulazione e angolo del convertitore 1 (c) e 2 (d).....	93
Figura 4.18 Distacco di carico al conv 2: tensione continua Vcc_pos (a), Vcc_neg (b), Vcc_tot (c).....	94
Figura 4.19 Distacco di carico al conv 2: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.....	95
Figura 4.20 Distacco di carico al conv 1 e 2: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c), d) tensioni c.a. Vd (rosso) e Vq (verde) lato MT	96
Figura 4.21 Distacco di carico al conv 1 e 2: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.....	97
Figura 4.22 Schema della rete unipolare c.c. utilizzato nelle simulazioni	98
Figura 4.23 Inserimento GD: a) potenza immessa in rete dal fotovoltaico, b) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT scambiate dal convertitore, c) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiate con la rete	99
Figura 4.24 Inserimento GD: tensione Vconv (a) e Vcc_car (b), c) tensioni di fase lato MT, d) tensioni Vd (rosso) e Vq (verde)	100

Figura 4.25 Schema della rete c.c. bipolare utilizzato per le simulazioni	101
Figura 4.26 Inserimento GD: potenza fotovoltaico connesso al conv 1 (a), componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT scambiate dal conv 1 (b), potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) totali	102
Figura 4.27 Inserimento GD: tensione Vconv1 (a), Vcc_pos (b), Vconv2 (c), Vcc_neg (d)	103
Figura 4.28 Distacco della GD: Tensione continua in uscita dal convertitore (a) e ai capi del carico (b).....	104
Figura 4.29 Distacco della GD: a) potenza erogata dalla GD, b) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT, c) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete, d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore.....	105
Figura 4.30 Distacco della GD: a) tensione continua al carico Vcc_pos, b) tensione continua al carico Vcc_neg, c) tensione continua tra polo positivo e negativo (Vcc_tot)	106
Figura 4.31 Distacco della GD: potenze erogate dalle GD connesse ai convertitori 1 (a) e 2 (b), componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei convertitori 1 (c) e 2 (d), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore 1.....	107
Figura 4.32 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) tensione ai capi del carico Vcc_car, b) tensione Vconv	108
Figura 4.33 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) potenza erogata dalla GD, b) potenza erogata dal S.d.A., c) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT, d) potenze attive (rosso) e reattive (verde) scambiate dal convertitore	109
Figura 4.34 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) tensione Vcc_pos, b) tensione Vcc_neg, c) tensione Vcc_tot.	110
Figura 4.35 Distacco GD e inserimento S.d.A.: potenze immesse da GD (a) e S.d.A (b) connesse al conv 1, potenze immesse da GD (c) e S.d.A. (d) connesse al conv 2, componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti scambiate dal conv 1 (e) e 2 (f), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete.....	111
Figura 4.36 Inversione del flusso di potenza: a) tensione continua Vconv, b) componenti di Park Vd (rosso) e Vq (verde) delle tensioni di rete lato MT.....	112
Figura 4.37 Inversione del flusso di potenza: a) potenza erogata dalla GD, b) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti scambiate dal convertitore, c) potenza attiva	

(rosso) e reattiva (verde) scambiate dal convertitore, d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) di funzionamento del convertitore.....	113
Figura 4.38 Inversione del flusso di potenza: tensioni V_{conv1} (a) e V_{conv2} (b).....	114
Figura 4.39 Inversione del flusso di potenza: potenza GD connessa al conv 1 (a), componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti scambiate dal conv 1 (c), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, (d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore 1	114
Figura 5.1 Perdite nel modulo IGBT	119
Figura 5.2 Andamento delle perdite di un IGBT [13]	120
Figura 5.3 Caratteristica esterna dell'IGBT	121
Figura 5.4 Caratteristica diretta del diodo	122
Figura 5.5 Tempo di recupero inverso di un diodo	123
Figura 5.6 Rendimento del convertitore di interfaccia c.a./c.c.....	124
Figura 5.7 Rendimento convertitore c.c./c.c.....	127
Figura 5.8 Rendimento convertitore c.c./c.a.....	127
Figura 5.9 Curva della produzione fotovoltaica media in Italia [19]	128
Figura 5.10 Rappresentazione dei sistemi utilizzati per la valutazione delle perdite: a) c.a., b) c.c.	129
Figura 5.11 Potenza persa in assenza di GD: a) $L=1$ km, b) $L=3,5$ km	130
Figura 5.12 Perdite totali dei due sistemi: a) $L=100$ m, b) $L=300$ m, c) $L=500$ m.....	131
Figura 5.13 Perdite totali dei due sistemi: a) $L=700$ m, b) $L=1$ km.....	132
Figura 5.14 Perdite totali nei due sistemi quando $L=2$ km.....	132
Figura 5.15 Flussi di potenza sulla linea in c.a. (a) e in c.c. (b)	133
Figura 5.16 Rendimenti dei convertitori c.a./c.c.: a) rete unipolare, b) rete bipolare.....	134
Figura 5.17 Potenza persa in assenza di GD: a) $L=1$ km, b) $L=3,5$ km	135
Figura 5.18 Perdite totali dei due sistemi: a) $L=100$ m, b) $L=300$ m, c) $L=500$ m, d) $L=700$ m, e) $L=1$ km	137
Figura 5.19 Potenza persa in assenza di GD con linea di lunghezza 1 km (sistemi c.a. e c.c. unipolare).....	139
Figura 5.20 Potenza persa in assenza di GD con linea di lunghezza 1 km (sistemi c.a. e c.c. bipolare).....	139
Figura 5.21 Potenza persa in presenza di GD in $L=500$ m: a) GD a inizio linea, b) GD a fine linea	141

Figura 5.22 Potenza persa in presenza di GD: a) GD a inizio linea (L=700 m), b) GD a fine linea (L=700 m), c) GD a inizio linea (L=1 km), d) GD a fine linea (L=1 km).....	142
Figura 5.23 Potenza persa in presenza di GD ad inizio linea, con: a) L=300m, b) L=500m	143
Figura 5.24 Potenza persa in presenza di GD: a) GD a inizio linea (L=700 m), b) GD a fine linea (L=700 m), c) GD a inizio linea (L=1 km), d) GD a fine linea (L=1 km).....	144

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 Parametri del generatore reale di tensione.....	24
Tabella 2.2 Parametri della linea MT e dei carichi derivati su questa linea.....	25
Tabella 2.3 Parametri trasformatore MT/BT di cabina secondaria del sistema unipolare ..	28
Tabella 2.4 Parametri convertitore sistema unipolare	31
Tabella 2.5 Parametri filtro di media tensione del sistema unipolare	34
Tabella 2.6 Parametri linea in corrente continua.....	36
Tabella 2.7 Caratteristica pannello fotovoltaico.....	37
Tabella 2.8 Caratteristiche principali di stringa	37
Tabella 2.9 Caratteristiche principali impianto fotovoltaico (sist. unipolare).....	39
Tabella 2.10 Parametri convertitore c.c./c.c. per fotovoltaico da circa 60kW	44
Tabella 2.11 Parametri S.d.A e convertitore (sist. unipolare)	45
Tabella 2.12 Parametri singolo trasformatore di cabina MT/BT.....	46
Tabella 2.13 Parametri del singolo convertitore della rete bipolare.....	47
Tabella 2.14 Parametri filtro di media tensione del sistema bipolare	48
Tabella 2.15 Parametri linea bipolare in corrente continua.....	48
Tabella 2.16 Caratteristica di una stringa utilizzata nel sistema bipolare	49
Tabella 2.17 Caratteristiche principali impianto fotovoltaici (sist. bipolare).....	49
Tabella 2.18 Parametri convertitore c.c./c.c. fotovoltaico (sist. bipolare).....	51
Tabella 2.19 Parametri S.d.A. e convertitore (sist. bipolare)	52
Tabella 3.1 Principali ordini di armonicità delle armoniche prodotte dal convertitore e immesse in rete	62
Tabella 3.2 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di corrente	65
Tabella 3.3 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di corrente	67
Tabella 3.4 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di tensione (sistema unipolare)	69
Tabella 3.5 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di tensione (sistema bipolare)	71
Tabella 3.6 Valori delle bande per il controllo a isteresi del convertitore c.c./c.c. del fotovoltaico.....	74

Tabella 3.7 Valori delle bande superiori e inferiori per il controllo a isteresi del convertitore c.c./c.c. del sistema di accumulo	74
Tabella 5.1 Parametri utilizzati per la valutazione delle perdite in linea	119
Tabella 5.2 Dati utilizzati nel caso 1	129
Tabella 5.3 Dati utilizzati nel caso 2	131
Tabella 5.4 Parametri moduli IGBT per le reti unipolari e bipolari	133
Tabella 5.5 Dati utilizzati nel caso 1	135
Tabella 5.6 Dati utilizzati nel caso 2	136
Tabella 5.7 Dati utilizzati per il confronto	140
Tabella 5.8 Dati utilizzati per il confronto	143

ABSTRACT

Negli ultimi anni, con la crescente diffusione della Generazione Distribuita (GD) su piccola scala, le reti di distribuzione si sono convertite in reti attive, con immissione di potenza in rete anche da parte delle piccole utenze. La connessione della GD, e dei sistemi di accumulo, alle reti di distribuzione esistenti avviene tramite l'utilizzo di convertitori elettronici c.c./c.a.. L'adozione di questi convertitori elettronici comporta un aumento dei costi, delle perdite e dell'inquinamento armonico in rete. Lo studio di reti di distribuzione in corrente continua (c.c.) è volto a migliorare l'integrazione di queste sorgenti di energia e dei sistemi di accumulo, con la rete elettrica di distribuzione in corrente alternata (c.a.). Questa tesi si occupa dello studio preliminare di due reti di distribuzione in bassa tensione (BT), una in corrente continua e una in corrente alternata, in modo da poter effettuare un confronto tecnico/prestazionale. In particolare per valutare le reti in corrente continua si prendono in considerazione due tipologie di reti, unipolare e bipolare, evidenziandone vantaggi e svantaggi, sia tra le due reti stesse sia rispetto alle attuali reti di distribuzione in corrente alternata.

Per prima cosa sarà effettuato il dimensionamento di massima di entrambe le reti di distribuzione, di un impianto fotovoltaico e di un sistema di accumulo. I componenti dimensionati saranno poi modellizzati nell'ambiente di simulazione digitale Matlab-Simulink. A partire dal modello ricavato verrà verificata la stabilità delle reti considerate, sia in configurazione attiva sia passiva, attraverso l'utilizzo di simulazioni; in particolare saranno simulati transitori (inserzioni e distacchi) di carico e variazioni a gradino dei riferimenti delle grandezze controllate, in modo da valutare le prestazioni dinamiche del sistema di controllo.

Per completare il confronto tra le due reti, c.c. e c.a., sarà effettuato uno studio sulle perdite dei principali componenti utilizzati, evidenziando anche in questo caso vantaggi e svantaggi delle due soluzioni.

In generale dallo studio emerge che la prospettiva di integrare porzioni di reti di distribuzione c.c. in BT è perseguibile ponendo particolare attenzione alle caratteristiche prestazionali dei convertitori e alle esigenze specifiche delle utenze.

In the last years, with the increasing of small-scale Distributed Generation (DG), the distribution network became active, with the inject into the network the power produced by small customer-end. The connection of the DG, and storage system, to the distribution network, occur with dc/ac electronic converter. The adoption of this converter causes an increase of costs, power loss and THD (Total Harmonic Distortion) The study of the direct current (dc) distribution network is intended to improve the DG and storage system integration with alternating current (ac) distribution network.

This master thesis deals with the preliminary study of two low voltage distribution grids, dc and ac, to realize a technical/performance comparison. In particular, to evaluate the dc network, it has been considered two network, unipolar and bipolar, point out benefits and disadvantages.

First of all it will be realized the sizing of the distribution networks, photovoltaic system and storage system. The devices will be modeling in a digital simulator Matlab-Simulink. It will be verify the stability of the network, in active and passive configuration, when load transients and step variation of the reference controlled variable occur, in order to evaluate dynamics performance of the control system.

To complete the analysis of the comparison between dc and ac systems, it will be fulfill a study about the power loss of the fundamental devices, pointing out vantages and disadvantages about this two solutions.

The study showed that the prospect to integrate a part of low voltage dc distribution networks is achievable paying specific attention to the features converters and to the specific requirements of the customer-end.

1 INTRODUZIONE

Verso la fine del XIX secolo venne implementata la prima rete elettrica di distribuzione pubblica, ideata da Thomas Edison, a 110V in corrente continua (c.c.) [1]. L'elettricità portò notevoli vantaggi nell'alimentazione dei motori, in sostituzione del vapore, e nell'illuminazione pubblica, realizzata con lampade ad incandescenza. Grazie alla diffusione dei motori elettrici industriali, la domanda di energia elettrica aumentò molto presto e questo portò allo sviluppo di numerose centrali elettriche, con la nascita di un problema principale: il trasporto dell'energia elettrica su distanze sempre maggiori comportava un aumento elevato delle perdite di potenza sulle linee.

Questo problema venne risolto presto, grazie alla scoperta della corrente alternata (c.a.) ad opera di Nikola Tesla. La convinzione nell'utilizzo di questa tecnologia era data dalla scoperta che le perdite di potenza lungo la linea di trasmissione erano dovute alla corrente che scorre nei conduttori. La possibilità di utilizzare il trasformatore per innalzare facilmente il livello di tensione e, allo stesso tempo, di abbassare il valore della corrente riducendo le perdite, portò all'imposizione della corrente alternata sulla corrente continua. La corrente alternata è, ancora oggi, la tecnologia maggiormente utilizzata per la trasmissione e distribuzione di energia elettrica in tutto il mondo.

In questi anni, il rapido sviluppo dei componenti elettronici funzionanti in corrente continua, grazie all'utilizzo di semiconduttori, ha aperto alla possibilità di introdurre linee di trasmissione e distribuzione in corrente continua [2].

Lo studio delle reti in corrente continua è derivato dalla possibilità di avere vantaggi rispetto alla corrente alternata, come per esempio:

- la possibilità di disaccoppiamento offerta dai convertitori di interfaccia delle reti c.c. connesse alle reti c.a. che impediscono la propagazione dei guasti tra le due reti;
- il livello elevato della Power Quality offerta da queste reti, fondamentale ad esempio per le applicazioni nell'ambito delle telecomunicazioni, quali i data centers;
- il fatto che le linee in corrente continua, a parità di sezione rispetto alle linee c.a., consentono di aumentare la capacità di transito di potenza, grazie alla sola presenza

di flussi di potenza attiva (sulle reti in c.c. non si ha infatti flusso di potenza reattiva) [3];

- il miglioramento dei flussi di potenza tra le reti in c.c. e le reti in c.a..

L'utilizzo della corrente continua comporta anche degli svantaggi, alcuni dei quali possono essere:

- la durata di vita dei convertitori elettronici, che risulta inferiore rispetto a quella degli attuali componenti della rete in c.a.. I convertitori saranno quindi sostituiti con una frequenza maggiore rispetto agli attuali componenti e questo comporta un aumento dei costi di manutenzione della rete;
- la difficoltà di interruzione delle corrente continua, perché non passando mai per lo zero, a differenza della corrente alternata, provoca, durante l'interruzione del circuito, archi elettrici difficili da estinguere.

Le reti di distribuzione in corrente continua in bassa tensione (Low Voltage Direct Current – LVDC) sono già state studiate in diversi paesi, [3] e [4], per diversi campi di applicazione [5]: illuminazione pubblica, alimentazione di data centers, mobilità elettrica (campo automobilistico e ferroviario), integrazione di Generazione Distribuita (GD) e sistemi di accumulo e alimentazione di abitazioni e uffici.

In particolare, per lo svolgimento di questa tesi, sono stati presi in considerazione i risultati ottenuti dall'implementazione in campo di un sistema di distribuzione bipolare in corrente continua in bassa tensione, a ± 750 V, in sostituzione di linee di distribuzione di media tensione realizzato in Finlandia [4],[6]. I risultati ottenuti in [7],[8] hanno mostrato un miglioramento nella qualità della fornitura di tensione all'utente, in quanto i disturbi nella rete in media tensione in c.a. non sono propagati nella rete in c.c.

Il primo obiettivo di questa tesi è stato quello di caratterizzare il comportamento e le performance tecniche di una rete di distribuzione in c.c. in bassa tensione in due configurazioni, unipolare e bipolare, in condizione di regime e di transitorio.

Un altro obiettivo posto è stato il confronto tra l'attuale distribuzione in corrente alternata e la possibile distribuzione in corrente continua, in termini di perdite di potenza nel sistema, attraverso lo sviluppo di una metodologia che sarà poi applicabile anche in altri casi.

Dopo questa breve introduzione, nel Capitolo 2 sono state affrontate le modalità scelte per il dimensionamento di massima dei principali componenti di rete; nel Capitolo 3 sono spiegate le modalità di controllo dei convertitori c.a./c.c. e c.c./c.c. inseriti nella rete e la taratura dei regolatori utilizzati. Nel Capitolo 4 sono riportati i risultati principali delle simulazioni digitali effettuate tramite Matlab-Simulink: le simulazioni comprendono transitori di carico nella rete in corrente continua (attacchi e distacchi), inserimento e distacco improvviso di GD e sistemi di accumulo, per verificare la stabilità della rete. Come ultima analisi si è presa in considerazione la capacità dei convertitori di gestire un flusso bidirezionale di potenza, immettendo potenza dalla rete in c.c. verso la rete in c.a. in MT. Nel Capitolo 5 è stata poi sviluppata una metodologia per la valutazione delle perdite del sistema, considerando i principali componenti, che permette di confrontare i sistemi di distribuzione in c.c. e in c.a.

2 RETE DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA

La rete di distribuzione dell'energia elettrica è quella parte del sistema elettrico che si occupa di alimentare le utenze finali in media tensione (MT) e bassa tensione (BT). Attualmente la quasi totalità delle reti di distribuzione italiane sono in corrente alternata, in media e bassa tensione, ed hanno origine dalle cabine primarie AT/MT che rappresentano il punto di arrivo delle linee di trasmissione in alta e altissima tensione (AT-AAT).

Fino a pochi decenni fa, le reti di distribuzione erano prevalentemente passive, in corrente alternata, con un flusso unidirezionale della potenza, dalle cabine secondarie MT/BT alle utenze; nell'ultimo decennio, con la crescita della Generazione Distribuita (GD) su piccola scala, come il fotovoltaico e l'eolico, le reti sono divenute attive, con la necessità di gestire meglio il flusso di potenza che può fluire dalla GD alla cabina primaria e di redigere nuove norme per la regolazione dell'immissione di potenza in rete.

La Generazione Distribuita da fonti di energia rinnovabile su piccola scala presenta come fonte di energia una sorgente di potenza in corrente continua: il fotovoltaico genera potenza direttamente in corrente continua, mentre l'eolico massimizza la sua produzione se, prima della connessione con la rete in c.a., viene inserito uno stadio di conversione intermedio alternata – continua – alternata. Per quanto riguarda l'eolico, la necessità di uno stadio di conversione intermedio è richiesto perché l'efficienza di una singola turbina eolica è massima per un singolo valore di velocità del vento, come indicato in Figura 2.1

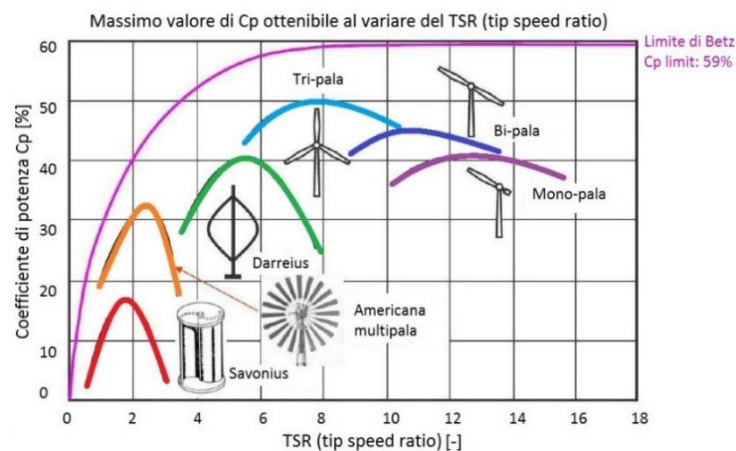


Figura 2.1 Coefficiente di potenza di una turbina eolica in funzione del TSR [9]

dove:

- C_p è il coefficiente di potenza della turbina, cioè il rapporto tra la potenza estratta dalla turbina e la totale potenza posseduta dal vento;
- TSR, indicato anche con λ , è il Tip Speed Ratio, ed è espresso con la seguente formula:

$$\lambda = \frac{\Omega * r}{v} \quad (1.1)$$

dove Ω rappresenta la velocità delle pale della turbina, r è la lunghezza delle pale e v è la velocità del vento.

Dalla Figura 2.1 è possibile notare che, in funzione del tipo di turbina eolica considerata, C_p è massimo per un solo valore di λ , che indicheremo con λ_0 , e quindi per un solo valore del vento, che indicheremo con v_0 . Essendo la velocità del vento v variabile in funzione delle condizioni meteorologiche, λ varia al variare di v e di conseguenza sarà necessario variare la velocità Ω di rotazione delle pale, secondo la (1.1), in modo da mantenere costante λ al valore di λ_0 .

Variare la velocità Ω , equivale a variare la velocità di rotazione del generatore sincrono utilizzato per la produzione di energia elettrica, quindi verrà variata la frequenza della tensione e della corrente prodotta. L'impianto, essendo connesso alla rete elettrica, dovrà erogare potenza alla frequenza nominale del sistema, cioè 50 Hz, e sarà quindi necessario uno stadio di conversione intermedio, costituito da convertitori elettronici di potenza, utilizzato per disaccoppiare la frequenza delle grandezze di rete dalla frequenza delle grandezze ai morsetti del generatore. In uscita dallo stadio di conversione avremo quindi tensioni e correnti alla frequenza di 50 Hz, mentre ai morsetti del generatore la frequenza di tensione e corrente sarà in funzione della velocità Ω richiesta.

Utilizzando una rete di distribuzione in corrente continua è possibile connettere queste fonti alla rete con un convertitore c.c./c.c., più semplice dal punto di vista tecnico e del controllo rispetto ad un convertitore c.c./c.a..

2.1 Configurazione della rete

L'esempio di una generica rete di distribuzione in corrente alternata può presentare la seguente configurazione:

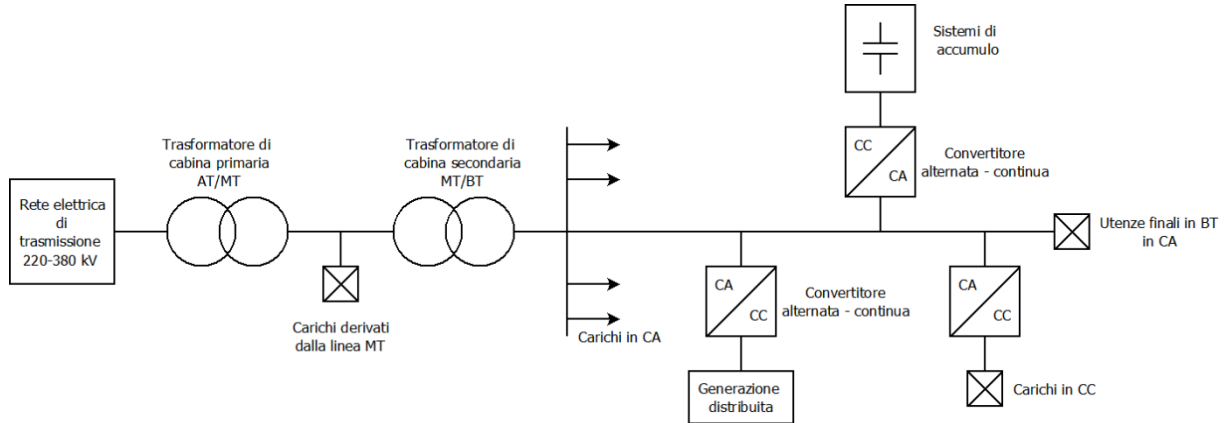


Figura 2.2 Generica rete di distribuzione in corrente alternata

La connessione della Generazione Distribuita, dei sistemi di accumulo (S.d.A.) e degli eventuali carichi in corrente continua dovrà avvenire attraverso l'utilizzo di convertitori alternata-continua (c.a./c.c.), con un conseguente aumento delle perdite dovuto alle valvole utilizzate nei convertitori.

Una generica rete di distribuzione in corrente continua invece può essere così schematizzata:

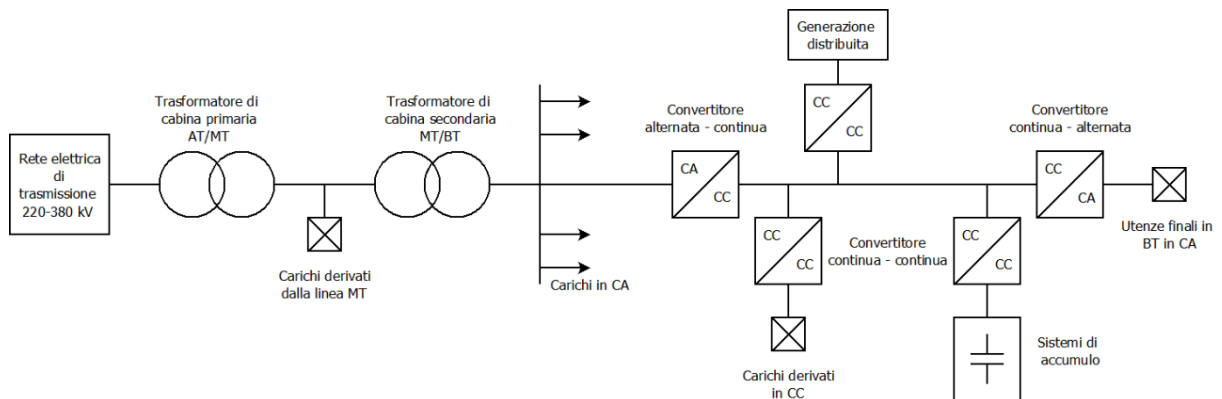


Figura 2.3 Generica rete di distribuzione in corrente continua

Nel caso di rete di distribuzione in corrente continua, l'integrazione con la rete della generazione distribuita, dei sistemi di accumulo e dei carichi in corrente continua risulta semplificato grazie all'utilizzo di semplici convertitori c.c./c.c. invece di più complessi convertitori c.a./c.c.; questo è dato dal fatto che i convertitori c.a./c.c. sono composti generalmente da tre rami in parallelo, con due valvole per ogni ramo (essendo collegato ad una rete trifase), mentre i convertitori c.c./c.c. sono composti da un numero minore di

valvole e questo può comportare una diminuzione delle perdite e una maggior semplicità del sistema di controllo.

Le configurazioni possibili per le reti di distribuzione in corrente continua sono principalmente due: unipolare e bipolare; nel presente lavoro saranno trattate entrambe queste configurazioni di rete in bassa tensione.

Secondo la normativa CEI 64-8¹ un sistema, per essere definito di bassa tensione, deve avere un livello di tensione compreso tra 50 – 1000 V in corrente alternata e tra 120 – 1500 V in corrente continua.

La topologia della rete di studio unipolare in corrente continua è la seguente:

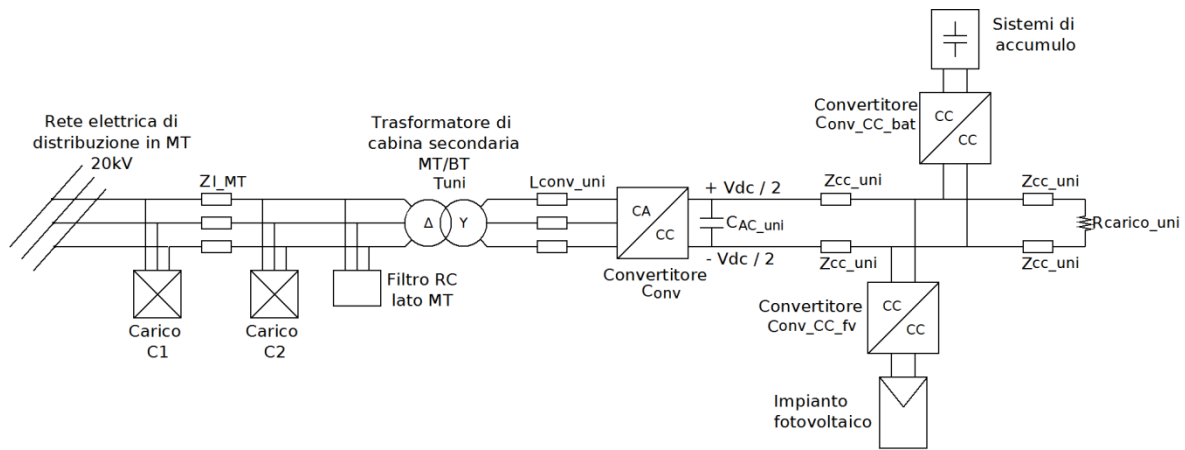


Figura 2.4 Schema rete unipolare

La topologia della rete di studio bipolare in corrente continua è la seguente:

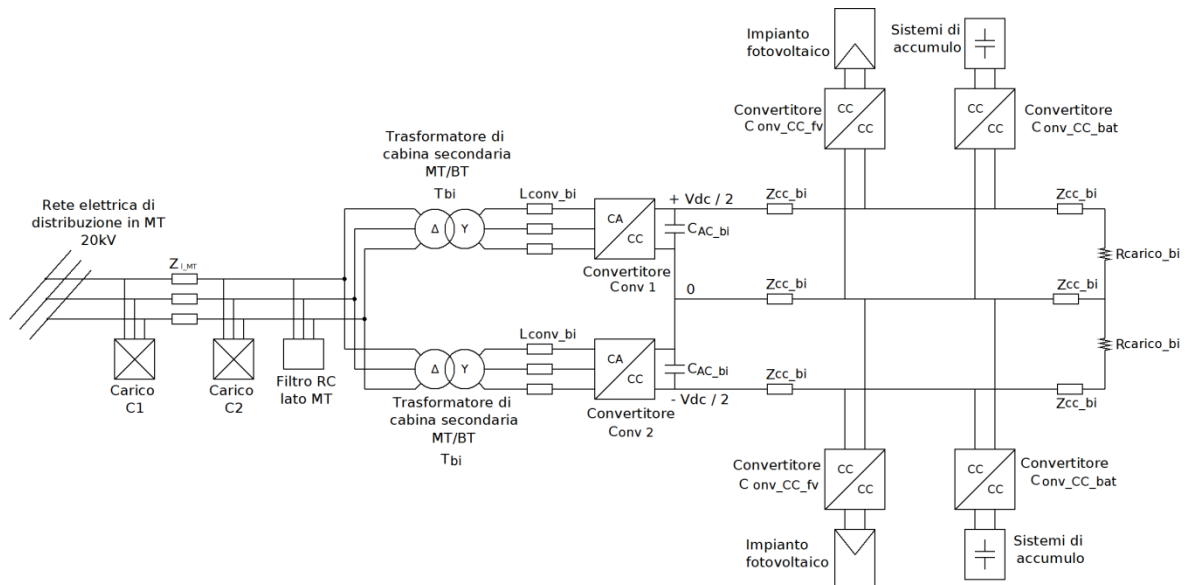


Figura 2.5 Schema rete bipolare

¹ CEI 64-8; V2: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. VII Edizione

Per quanto riguarda la scelta del tipo di valvole da utilizzare nei convertitori è stata presa in considerazione la necessità di avere un flusso di potenza bidirezionale e di avere un contenuto armonico immesso in rete contenuto, in modo da ridurre anche il dimensionamento dei filtri in uscita dal convertitore. Si sono scelte quindi valvole a IGBT comandate con la modulazione PWM (Pulse Width Modulation).

La scelta di inserire, nel sistema bipolare, due trasformatori con le stesse caratteristiche, in parallelo, è stata dettata dal tipo di valvole (e dal loro controllo) utilizzate nei convertitori c.a./c.c..

Nel caso di utilizzo di convertitori a ponte trifase (a 6 impulsi) con valvole a diodi o tiristori (visibile in Figura 2.6-a), il valore efficace della componente fondamentale della corrente di linea vale:

$$I_1 = \sqrt{\frac{2}{3}} * I_d \quad (2.2)$$

dove I_d è la corrente continua in uscita dal convertitore c.a./c.c..

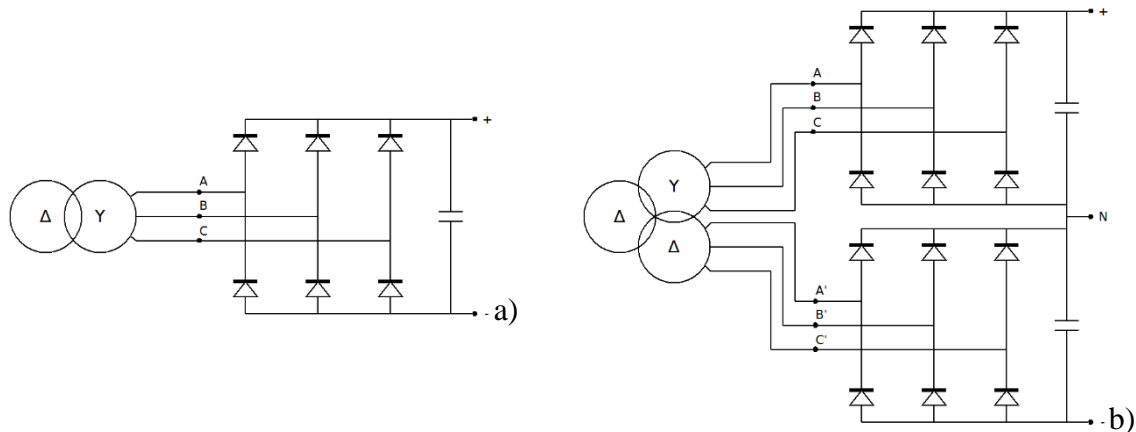


Figura 2.6 Ponte a diodi a) 6 impulsi, b) 12 impulsi

L'ordine di armonicità delle armoniche iniettate in rete dal convertitore trifase è calcolato con la seguente formula:

$$h = 6k \pm 1 \quad \text{dove} \quad k = 1,2,3, \dots \quad (2.3)$$

Le armoniche in rete sono quindi $h=5,7,11,13\dots$ e il loro valore efficace è calcolato con la seguente espressione:

$$I_h = \frac{I_1}{h} \quad (2.4)$$

Si sceglie quindi di utilizzare un trasformatore trifase a tre avvolgimenti, con il collegamento del primario a triangolo e i collegamenti dei due secondari uno a stella e l'altro a triangolo. In questo caso la rete vede il funzionamento dei due convertitori trifase

come un unico convertitore dodecafase (a 12 impulsi, visibile in Figura 2.6-b); in questo caso il valore efficace della componente fondamentale della corrente di linea, sui secondari dei due trasformatori, ha la stessa espressione della (2.2). L'ordine di armonicità delle armoniche iniettate in rete, sul lato secondario (BT) dei due trasformatori, è calcolato con la (2.3), mentre quelle sul lato primario (quindi quelle che realmente sono iniettate in rete), sono espresse come:

$$h = 12k \pm 1 \quad \text{dove} \quad k = 1,2,3, \dots \quad (2.5)$$

Le armoniche in rete sono quindi $h=11,13,23,25\dots$ e il loro valore efficace è calcolato con l'espressione (2.4). Lo sfasamento tra i due secondari dei trasformatori è quindi utilizzato per ridurre le armoniche iniettate in rete.

Nel nostro caso, visto l'utilizzo di convertitori con valvole a IGBT, comandate attraverso la modulazione PWM, le prime armoniche iniettate in rete sono alla frequenza di commutazione (scelta per il controllo della valvole). Inoltre, utilizzando la tecnica interleaved (rappresentata dallo sfasamento di 180° delle due portanti utilizzate per il controllo dei due convertitori), è stato possibile eliminare le armoniche alla frequenza di commutazione sul lato MT del trasformatore, quindi in rete le prime armoniche iniettate si trovano alla frequenza doppia rispetto a quella di commutazione. La spiegazione della modulazione PWM e della tecnica interleaved sarà effettuata nel capitolo successivo.

Si è scelto di effettuare questo studio preliminare con la rete in bassa tensione isolata da terra, sapendo che questa scelta potrebbe causare delle sovratensioni verso terra dovute ad archi intermittenti e sovratensioni dovute a contatti accidentali tra media tensione (MT) e bassa tensione (BT); questo perché, inizialmente, verrà studiata la rete a regime e in transitorio, senza considerare guasti a terra e sovratensioni.

Le due reti studiate sono equivalenti agli effetti esterni, cioè sono state progettate in modo tale che i componenti della rete bipolare connessi in parallelo tra loro siano equivalenti al singolo componente presente nella rete unipolare. Questo è stato fatto in modo tale da poter effettuare un confronto tra le due reti e definire vantaggi e svantaggi di entrambe.

2.2 Dimensionamento dei componenti

Entrambe le reti di distribuzione in corrente continua prese in esame, unipolare e bipolare, sono connesse alla stessa rete di distribuzione pubblica in media tensione; il dimensionamento dei componenti di rete è stato effettuato considerando la presenza dei seguenti componenti connessi alla rete in c.c.: un carico equivalente in c.c. di potenza pari a 100 kW (nella rete bipolare sono stati quindi utilizzati due carichi da 50 kW), un impianto fotovoltaico e un sistema di accumulo di potenza pari a 60 kW (nella rete bipolare sono stati implementati due impianti fotovoltaici, e due sistemi di accumulo, da 30 kW l'uno).

Avendo scelto di progettare le due reti in modo tale da renderle equivalenti, i modelli utilizzati per i componenti di rete nei sistemi unipolare e bipolare sono uguali

2.2.1 Modello della rete di distribuzione in corrente alternata

Si è deciso di modellizzare la rete di distribuzione in media tensione tramite l'utilizzo di un generatore reale di tensione con la sua impedenza interna, un tratto di linea e due carichi derivati da essa.

Generatore di tensione

Lo schema elettrico del generatore è il seguente:

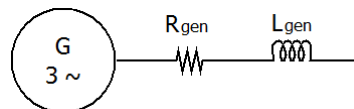


Figura 2.7 Schema elettrico del generatore reale

Le reti elettriche di distribuzione in media tensione sono esercite a neutro isolato o con neutro connesso a terra tramite bobina di Petersen e resistenza in parallelo, con valori tipici di tensione generalmente a 15 kV o 20 kV; nel nostro caso si è scelto di utilizzare una rete di distribuzione a neutro isolato, con tensione nominale pari a 20 kV. Nel modello è stato quindi utilizzato un generatore di tensione, isolato da terra, in grado di rappresentare una rete di potenza infinita, con una potenza di corto circuito A_{CC} e un'impedenza interna Z_{gen} . La reattanza interna del generatore è stata scelta in funzione della sua potenza di corto circuito, con la seguente formula:

$$X_{gen} = \frac{V_n^2}{A_{CC}} = \omega * L_{gen} \quad (2.6)$$

Dalla (2.6) è possibile quindi ricavare l'induttanza interna del generatore utilizzata:

$$L_{gen} = \frac{X_{gen}}{\omega} = \frac{X_{gen}}{2 * \pi * f} \quad (2.7)$$

Per quanto riguarda la resistenza interna del generatore si è scelto di considerare un rapporto tra induttanza e resistenza (X/R) pari a 7, che può essere visto come un fattore di qualità dell'impedenza interna del generatore; R_{gen} è stata quindi calcolata tramite la seguente espressione:

$$R_{gen} = \frac{X_{gen}}{X_{gen}/R_{gen}} = \frac{X_{gen}}{7} \quad (2.8)$$

I dati del generatore sono riassunti in Tabella 2.1:

Tabella 2.1 Parametri del generatore reale di tensione

Tensione nominale concatenata	V_n [kV]	20
Frequenza	f [Hz]	50
Potenza di corto circuito	A_{cc} [MVA]	400
Resistenza	R_{gen} [Ω]	0,143
Induttanza	L_{gen} [mH]	3,18

Porzione di linea di distribuzione in media tensione e carichi in MT

La linea di distribuzione in media tensione è stata scelta di lunghezza pari a 5 km, con due carichi derivati, uno ad inizio e uno a fine linea.

Lo schema elettrico della linea MT è il seguente:

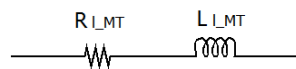


Figura 2.8 Schema elettrico linea MT

Lo schema elettrico dei carichi derivati è il seguente:

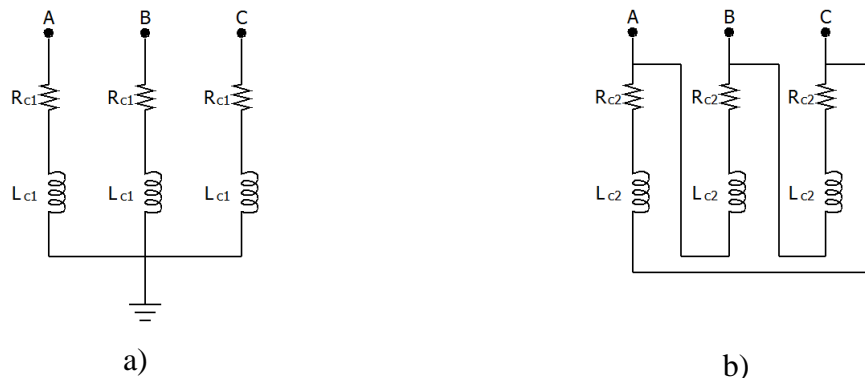


Figura 2.9 Schemi elettrici dei carichi C1 (a) e C2 (b)

I parametri di resistenza (R_{L_MT}) e induttanza (L_{L_MT}) della linea in media tensione sono riferiti a valori tipici di resistenza e induttanza di conduttori che possono essere utilizzati nella rete elettrica di distribuzione, di sezione compresa tra 95 e 150 mm².

I parametri resistivi e induttivi della linea sono evidenziati in Figura 2.4 e Figura 2.5 con la seguente impedenza:

$$Z_{L_MT} = R_{L_MT} + jX_{L_MT} \quad (2.9)$$

dove:

- $\omega = 2\pi f$ è la pulsazione della rete
- $X_{L_MT} = \omega L_{L_MT}$ è la reattanza induttiva della rete

Alle linee di distribuzione in media tensione sono connesse generalmente utenze che richiedono una certa potenza alla rete (>200 kW), di conseguenza si è deciso di connettere alla rete in esame due carichi di potenza pari a 1 MVA, uno con connessione a stella e uno con connessione a triangolo.

In Tabella 2.2 sono riassunti i parametri della porzione di linea MT e dei carichi:

Tabella 2.2 Parametri della linea MT e dei carichi derivati su questa linea

PORZIONE DI LINEA		
Lunghezza	L [km]	5
Tensione nominale	V _n [kV]	20
Resistenza chilometrica	R _{L_MT} [Ω/km]	0,164
Induttanza chilometrica	L _{L_MT} [mH/km]	0,368
CARICO C1		
Potenza nominale	A _{C1} [MVA]	1
Tensione nominale	V _{C1} [kV]	20
Fattore di potenza	cosφ	0,9
Collegamento		Stella
CARICO C2		
Potenza nominale]	A _{C2} [MVA]	1
Tensione nominale	V _{C2} [kV]	20
Fattore di potenza	cosφ	0,9
Collegamento		Triangolo

2.2.2 Modello del sistema unipolare

Il modello del sistema unipolare studiato è composto da una cabina secondaria di trasformazione MT/BT, con un trasformatore 20/0,4 kV di potenza nominale pari a 315 kVA, un convertitore c.a./c.c. a IGBT con una potenza nominale di 200 kVA e una linea di distribuzione in corrente continua; alla linea di distribuzione in c.c. sono connessi un impianto fotovoltaico da 60 kW, attraverso un convertitore c.c./c.c. e un sistema di accumulo da 60 kW, tramite un convertitore c.c./c.c. (come visibile in Figura 2.4). Le scelte delle potenze nominali dei componenti principali della rete saranno spiegate in seguito.

Cabina secondaria di trasformazione con trasformatore MT/BT

Il trasformatore di cabina secondaria MT/BT, indicato in Figura 2.4 con la sigla T_{uni} , è stato scelto, tra le taglie standard disponibili per i trasformatori, con una potenza nominale di 315 kVA tale da poter alimentare il carico massimo collegabile al convertitore, in questo caso di 200 kVA, senza mai lavorare in condizione di sovraccarico. Il rapporto di trasformazione è stato scelto 20/0,4 kV in accordo con quanto avviene nelle cabine secondarie in Italia e perché il funzionamento del convertitore a IGBT è controllabile solo se la tensione sul lato c.c. è superiore alla tensione sul lato in corrente alternata; nel nostro caso, per il sistema unipolare la tensione c.c. si è scelta pari a 1500 V [3], mentre per il sistema bipolare vale ± 750 V [3]. Per rendere equivalenti le due reti si è deciso di utilizzare una tensione secondaria del trasformatore uguale per entrambe le reti, che permetta il funzionamento del convertitore sia nel caso unipolare sia nel caso bipolare.

Lo schema elettrico equivalente monofase, del trasformatore trifase MT/BT, è il seguente:

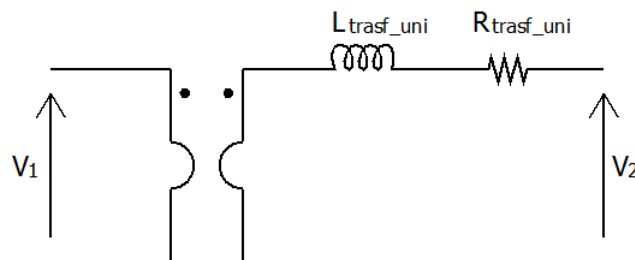


Figura 2.10 Circuito equivalente del trasformatore

Il trasformatore scelto ha una tensione di corto circuito percentuale ($V_{CC\%}$) pari al 4 % e una resistenza di corto circuito percentuale ($R_{CC\%}$) pari allo 0,4 %. Con l'utilizzo di questi due parametri è possibile calcolare la resistenza degli avvolgimenti e la reattanza di dispersione, indicate rispettivamente con R_{trasf_uni} e X_{trasf_uni} nel circuito equivalente del trasformatore in Figura 2.10, da inserire nel modello Simulink del trasformatore.

Sapendo che, per il trasformatore, la tensione di corto circuito $V_{CC\%}$ coincide con l'impedenza di corto circuito $Z_{CC\%}$, è possibile esprimere quest'ultima con la seguente formula:

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc\%}}{100} * \frac{V_{2n}^2}{A_{Tuni}} \quad (2.10)$$

dove V_{2n} rappresenta la tensione nominale lato BT del trasformatore (400 V), mentre A_{Tuni} rappresenta la potenza nominale del trasformatore (315 kVA).

È possibile ricavare la resistenza degli avvolgimenti del trasformatore, che coincide con la resistenza di corto circuito fornita dai dati di targa, in modo simile all'impedenza di corto circuito:

$$R_{cc} = R_{trasf_uni} = \frac{R_{cc\%}}{100} * \frac{V_{2n}^2}{A_{Tuni}} \quad (2.11)$$

Sapendo che l'impedenza di corto circuito del trasformatore è esprimibile con la seguente formula:

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad (2.12)$$

Dalla (2.12) è possibile ricavare la reattanza di corto circuito del trasformatore (X_{CC}), che coincide con la reattanza di dispersione del trasformatore X_{trasf_uni} :

$$X_{cc} = X_{trasf_uni} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2} \quad (2.13)$$

Sapendo che la reattanza è esprimibile come:

$$X_{trasf_uni} = \omega * L_{trasf_uni} = 2 * \pi * f * L_{trasf_uni} \quad (2.14)$$

Dalla (2.14) è quindi ricavabile l'induttanza di dispersione L_{trasf_uni} da inserire nel modello Simulink del trasformatore:

$$L_{trasf_uni} = \frac{X_{trasf_uni}}{2 * \pi * f} \quad (2.15)$$

In Tabella 2.3 sono indicati i principali dati di targa del trasformatore scelto:

Tabella 2.3 Parametri trasformatore MT/BT di cabina secondaria del sistema unipolare

Potenza nominale	A_{Tuni} [kVA]	315
Tensione nominale primaria	V_{1n} [kV]	20
Tensione nominale secondaria	V_{2n} [kV]	0,4
Rapporto di trasformazione	K_{Tuni}	20/0,4
Frequenza nominale	f [Hz]	50
Tensione di corto circuito	$V_{CC\%}$ [%]	4
Resistenza di corto circuito	$R_{CC\%}$ [%]	0,4
Induttanza di dispersione	L_{trasf_uni} [mH]	0,064
Resistenza avvolgimenti	R_{trasf_uni} [m Ω]	2
Collegamento e indice orario		Dy11

Convertitore c.a./c.c.

Il convertitore c.a./c.c. a due livelli, rappresentato in Figura 2.4 con la sigla Conv, è stato scelto con una potenza nominale di 200 kVA, tale da poter alimentare un carico di potenza inizialmente costante, pari a 100 kW; la sua configurazione di dettaglio è riportata in Figura 2.11: è composto da tre rami in parallelo, con due valvole a IGBT per ogni ramo. In questo modo è possibile, oltre a fornire la potenza attiva necessaria richiesta dal carico alimentato, anche fornire dei servizi ancillari alla rete, rimanendo entro i limiti di capability della macchina; questi servizi potrebbero essere, per esempio, l'erogazione di potenza reattiva verso la rete, oppure l'assorbimento di potenza reattiva dalla rete, da parte del convertitore.

Lo schema elettrico del convertitore c.a./c.c. utilizzato è il seguente:

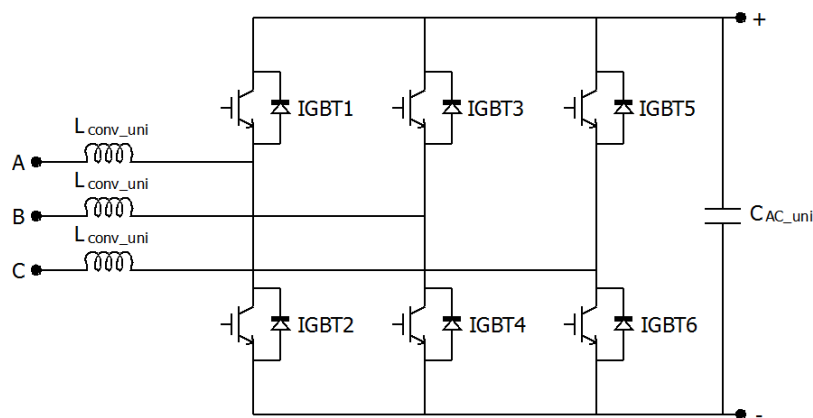


Figura 2.11 Schema elettrico del convertitore c.a./c.c. del sistema unipolare

Le induttanza di commutazione sul lato in corrente alternata dell'inverter sono state inserite perché permettono di erogare potenza attiva e reattiva in funzione delle relazioni di ampiezza e fase che si stabiliscono tra la tensione di rete e quelle generate dall'inverter. Queste induttanze, insieme all'induttanza di dispersione del trasformatore, permettono, in accoppiata al filtro RC inserito sulla media tensione ("Filtro RC lato MT" in Figura 2.4), di filtrare le componenti armoniche ad alta frequenza, generate dalle commutazioni del convertitore. Per la determinazione dell'induttanza di commutazione si è deciso di avere, sul lato BT, una reattanza pari al 16 % dell'impedenza totale riferita alla potenza nominale del convertitore (200 kVA) [10].

La reattanza totale lato BT vale quindi:

$$X_{TOT_BT} = 0,16 * \frac{V_{2n}^2}{A_{conv}} \quad (2.16)$$

La reattanza totale lato bassa tensione è quindi la somma della reattanza di dispersione del trasformatore e della reattanza di commutazione del convertitore:

$$X_{TOT_BT} = X_{conv_uni} + X_{trasf_uni} \quad (2.17)$$

dove X_{trasf_uni} è la reattanza calcolata in (2.13); dalla (2.17) è quindi ricavabile la reattanza di commutazione, essendo l'unica incognita, come:

$$X_{conv_uni} = X_{TOT_BT} - X_{trasf_uni} \quad (2.18)$$

Sapendo che la reattanza di commutazione si può esprimere come segue:

$$X_{conv_uni} = \omega * L_{conv_uni} = 2 * \pi * f * L_{conv_uni} \quad (2.19)$$

L'induttanza di commutazione vale:

$$L_{conv_uni} = \frac{X_{conv_uni}}{2 * \pi * f} \quad (2.20)$$

e risulta essere pari a 0,34 mH.

Sul lato in corrente continua del convertitore è stato poi inserito un condensatore di livellamento, con la funzione di diminuire le oscillazioni sulla tensione continua entro un certo limite in percentuale pari al 2 % della tensione nominale del sistema unipolare (1500 V). Per il calcolo della capacità da inserire è necessario considerare che il ripple della tensione continua si trova alla frequenza di commutazione (in questo caso 5 kHz), che è molto maggiore rispetto alla tensione di rete (pari a 50 Hz), ed è quindi possibile considerare costanti le grandezze di rete durante tutto un periodo di commutazione i -esimo T_i .

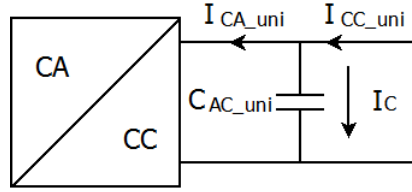


Figura 2.12 Bilancio di correnti al nodo di connessione della capacità

Dalla Figura 2.12, che rappresenta il bilancio di correnti che è stato effettuato al nodo del condensatore, è possibile ricavare la seguente equazione:

$$I_C = I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i) \quad (2.21)$$

dove I_C è la corrente che scorre nel condensatore, I_{CC_uni} è la corrente che scorre nella rete in c.c. e I_{CA_uni} è il valore efficace della corrente erogata lato rete del convertitore. È possibile esprimere la corrente nel condensatore anche con la seguente relazione:

$$I_C = C_{AC_uni} * \frac{dV_C}{dt} \quad (2.22)$$

dove V_C rappresenta la tensione continua ai capi del condensatore.

Sostituendo quindi la (2.22) nella (2.21), si ottiene la seguente equazione:

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{C_{AC_uni}} * [I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i)] \quad (2.23)$$

Per ricavare la variazione di tensione picco-picco, della tensione continua ai capi del condensatore, è necessario integrare la (2.23) rispetto al tempo, su metà periodo di commutazione (T_{sw}):

$$\begin{aligned} \Delta V_{C,i} &= \frac{1}{C_{AC_uni}} * \int_{T_i}^{T_i + \frac{T_{sw}}{2}} [I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i)] dt \\ &= \frac{1}{C_{AC_uni}} * [I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i)]_{T_i}^{T_i + \frac{T_{sw}}{2}} \\ &= \frac{T_{sw}}{2 * C_{AC_uni}} * [I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i)] \\ &= \frac{I_{CC_uni} - \sqrt{2} * I_{CA_uni} * \sin(2 * \pi * 50 * T_i)}{2 * f_s * C_{AC_uni}} \end{aligned} \quad (2.24)$$

L'ampiezza del ripple di tensione varia al variare del periodo T_i considerato; è quindi necessario, ai fini del dimensionamento, considerare il caso peggiore, cioè il periodo T_i nel quale si verifica la massima oscillazione della tensione continua. Il caso peggiore si verifica quando:

$$\sin(2 * \pi * 50 * T_i) = -1 \quad (2.25)$$

Sostituendo la (2.25) nella (2.24) otteniamo quindi:

$$\Delta V_{C,i,MAX} = \frac{I_{CC_uni} + \sqrt{2} * I_{CA_uni}}{2 * f_s * C_{AC_uni}} \quad (2.26)$$

Dalla (2.26) si ricava l'espressione utilizzata per il calcolo del condensatore di livellamento, imponendo un valore massimo di oscillazione della tensione:

$$C_{AC_uni} = \frac{I_{CC_uni} + \sqrt{2} * I_{CA_uni}}{2 * f_s * \Delta V_{C,i,MAX}} \quad (2.27)$$

dove:

- I_{CC_uni} e I_{CA_uni} sono state calcolate ipotizzando che il convertitore (di potenza nominale pari a 200 kVA) lavori a pieno carico, con $\cos\phi = 1$ e $P = A_{conv}$:

$$I_{CC_uni} = \frac{P}{V_{CC_uni}} \quad (2.28)$$

$$I_{CA_uni} = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{CA}}$$

con $V_{CC_uni} = 1500$ V e $V_{CA} = 400$ V;

- f_s è la frequenza di commutazione (switching) che è stata scelta pari a 5 kHz;
- $\Delta V_{C,MAX}$ è la massima oscillazione di tensione continua, riferita al valore nominale della tensione della rete di distribuzione c.c.:

$$\Delta V_{C,i,MAX} = \frac{2}{100} * V_{CC_uni} \quad (2.29)$$

La capacità da inserire risulta essere pari a 1800 μ F.

Le caratteristiche principali del convertitore scelto sono riassunte in Tabella 2.4:

Tabella 2.4 Parametri convertitore sistema unipolare

Tipologia valvole		IGBT
Potenza nominale	A_{conv_uni} [kVA]	200
Frequenza switching	f_s [kHz]	5
Induttanza di commutazione	L_{conv_uni} [mH]	0,34
Capacità lato c.c.	C_{AC_uni} [μ F]	1800
Ripple massimo di tensione	$\Delta V_{MAX\%}$ [%]	2

Filtro lato MT

L'utilizzo dei convertitori basati sull'elettronica di potenza comporta un inquinamento armonico della rete, dovuto ai componenti non lineari presenti nei convertitori, che deve essere diminuito il più possibile tramite l'utilizzo dei filtri. La presenza di un contenuto armonico troppo alto in rete comporta numerosi problemi, tra cui i principali sono:

- sovraccarico della rete di distribuzione causato da un aumento del valore efficace della corrente;
- sovraccarico, vibrazione e usura precoce di trasformatori, motori e alternatori;
- deformazione della tensione di alimentazione che potrebbe provocare un malfunzionamento delle utenze sensibili.

Per ovviare a questi problemi si è scelto di inserire un filtro sul lato media tensione, dimensionato sul 10 % della potenza del convertitore utilizzato. Si è scelto di non dimensionare il filtro per eliminare una frequenza prestabilita, per esempio quella di commutazione (che è la prima armonica presente, grazie all'utilizzo della modulazione PWM), ma per attenuare, in parte, un numero maggiore di armoniche. La scelta della potenza di dimensionamento del filtro è stata fatta in base a valutazioni effettuate in [10], che hanno portato ad adottare un filtro "lato rete" per consentire un adeguato smorzamento alle frequenze di oscillazione naturale filtro/rete. Lo smorzamento è ottenuto introducendo nel filtro una componente resistiva.

Lo schema elettrico dei filtri MT è il seguente:

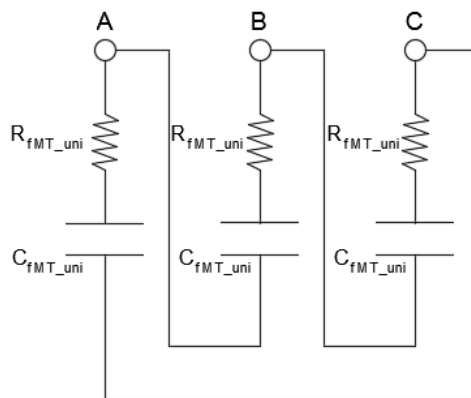


Figura 2.13 Schema elettrico filtro lato MT

La reattanza capacitiva del filtro è calcolata in funzione della potenza reattiva di dimensionamento (pari al 10 % della potenza totale del convertitore):

$$X_{CfMT} = \frac{V_{nfMT}^2}{0,1 * A_{Conv_uni}} = \frac{V_{nfMT}^2}{Q_{fMT_uni}} \quad (2.30)$$

Sapendo che la reattanza capacitiva è espressa come:

$$X_{CfMT} = \frac{1}{\omega * C_{fMT}} \quad (2.31)$$

Dalla (2.31) è possibile ricavare la capacità del filtro:

$$C_{fMT} = \frac{1}{\omega * X_{CfMT}} \quad (2.32)$$

Il filtro RC è stato posizionato all'ingresso della cabina secondaria, quindi sul lato MT del trasformatore, e l'induttanza vista dal filtro è pari alla totale induttanza presente sul lato bassa tensione, quindi comprende l'induttanza di dispersione del trasformatore e l'induttanza di commutazione del convertitore. Si ottiene quindi un filtro RLC del secondo ordine, con la seguente equazione caratteristica:

$$\frac{d^2x}{dt^2} + 2\alpha \frac{dx}{dt} + \omega_0^2 x = 0 \quad (2.33)$$

dove:

- α è definito come il tasso di attenuazione, ed è espresso con la seguente formula:

$$\alpha = \frac{R_{fMT}}{2 * L_{MT_uni}}$$

- ω_0 è la pulsazione di risonanza, definita come:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_{MT_uni} * C_{fMT}}}$$

dove L_{MT_uni} è l'induttanza totale lato secondario del trasformatore (lato BT), riportata al primario (lato MT).

È stato definito un fattore di smorzamento (o fattore di damping normalizzato) pari a 0,35.

L'espressione del fattore di damping è la seguente:

$$\zeta = \frac{\alpha}{\omega_0} = \frac{R_{fMT} * \sqrt{L_{MT_uni} * C_{fMT}}}{2 * L_{MT_uni}} = \frac{R_{fMT}}{2} * \sqrt{\frac{C_{fMT}}{L_{MT_uni}}} \quad (2.34)$$

A questo punto, è possibile ricavare la resistenza del filtro dalla (2.34), nel seguente modo:

$$R_{fMT} = 2 * \zeta * \sqrt{\frac{L_{MT_uni}}{C_{fMT}}} = 0.7 * \sqrt{\frac{L_{MT_uni}}{C_{fMT}}} \quad (2.35)$$

I parametri R e C sono stati calcolati per un filtro a stella, mentre il filtro utilizzato nella simulazione è a triangolo, di conseguenza è necessario effettuare la trasformazione stella-triangolo dei parametri, nel seguente modo:

$$C_{fMT_uni} = \frac{C_{fMT}}{3} \quad (2.36)$$

$$R_{fMT_uni} = R_{fMT} * 3 \quad (2.37)$$

I parametri del filtro MT utilizzato sono visibili in Tabella 2.5:

Tabella 2.5 Parametri filtro di media tensione del sistema unipolare

FILTRO MT		
Potenza reattiva	Q_{uni} [kvar]	20
Capacità filtro	C_{fMT_uni} [μ F]	0,053
Resistenza filtro	R_{fMT_uni} [k Ω]	3,76
Collegamento		Triangolo

Linea in corrente continua

Il dimensionamento della linea in corrente continua è stato effettuato con il criterio della massima caduta di tensione percentuale ammissibile ($\Delta V_{MAX\%}$). Secondo le norme CEI 64-8 per una linea di distribuzione in bassa tensione (BT) o per edifici civili e industriali, la massima caduta di tensione ammissibile, dalla cabina secondaria al punto di consegna (nel caso di linea di distribuzione) o dal punto di consegna fino all'utenza più lontana (nel caso di edifici civili o industriali), deve essere contenuta entro il 4 % della tensione nominale. Nel caso unipolare, dato che la tensione nominale del sistema è di 1500 V, la massima caduta di tensione ammissibile vale 30 V:

$$\Delta V_{MAX} = \frac{\Delta V_{MAX\%}}{100} * V_{n_uni} \quad (2.38)$$

Per il dimensionamento si è seguito il seguente schema logico:

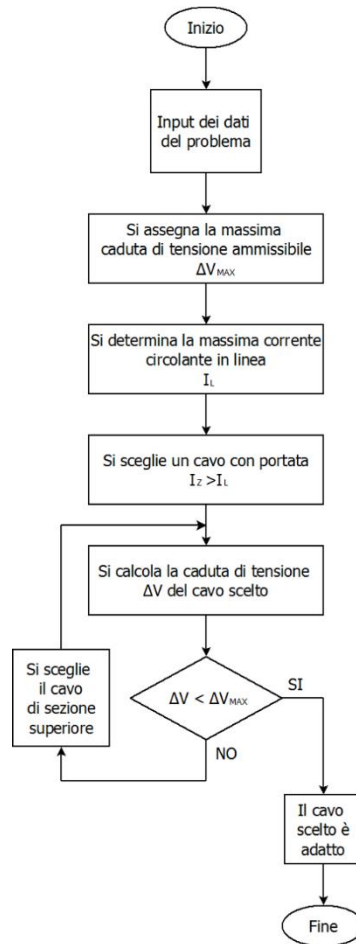


Figura 2.14 Schema logico per il dimensionamento della linea

Per la determinazione della massima corrente I_L circolante in linea, considerando che il carico connesso alla rete unipolare assorbe una potenza di 100 kW ed è sottoposto ad una tensione di 1500 V, si è utilizzata la seguente formula:

$$P_{carico_uni} = V_{CC_uni} * I_{carico_uni} \quad (2.39)$$

Dalla (2.39) è stata ricavata la massima corrente assorbita dal carico, che corrisponde alla massima corrente circolante in linea:

$$I_L = I_{carico_uni} = \frac{P_{carico_uni}}{V_{CC_uni}} \quad (2.40)$$

È stato quindi scelto un conduttore 2x95 mm²; lo schema elettrico della linea in corrente continua è il seguente:

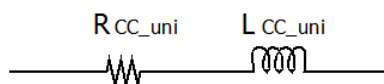


Figura 2.15 Schema elettrico della linea in corrente continua

I parametri della linea (resistenza e induttanza) inseriti nel modello Simulink per la simulazione (rappresentato in Figura 2.4 con il blocco Z_{CC_uni}) sono stati ottenuti dal

catalogo utilizzato per la scelta del conduttore; il blocco Z_{CC_uni} è rappresentato dalla seguente equazione:

$$Z_{CC_uni} = R_{CC_uni} + j\omega L_{CC_uni} \quad (2.41)$$

I parametri sono riassunti in Tabella 2.6:

Tabella 2.6 Parametri linea in corrente continua

Lunghezza	L [m]	200
Resistenza chilometrica	R_{CC_uni} [Ω /km]	0,124
Induttanza chilometrica	L_{CC_uni} [mH/km]	0,049

Carico

Il carico, rappresentato in Figura 2.4 con R_{carico_uni} , è stato scelto come puramente resistivo, con un valore di resistenza variabile, per simulare variazioni a gradino di carico. Il carico massimo simulato sarà di 100 kW.

Lo schema elettrico è il seguente:

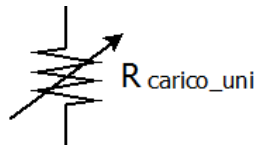


Figura 2.16 Schema elettrico del carico

Per determinare il valore di resistenza, è necessario imporre un valore di potenza P_{carico_uni} che il carico dovrà assorbire, rappresentato dall'equazione (2.39). Da questa, conoscendo il valore della tensione continua V_{CC_uni} , è possibile ricavare, attraverso l'equazione (2.40), il valore di corrente I_{carico_uni} che il carico assorbirà.

Si sostituisce il valore di corrente ricavato nella seguente espressione:

$$P_{carico_uni} = R_{carico_uni} * I_{carico_uni}^2 \quad (2.42)$$

L'unica incognita è quindi la resistenza che deve avere il carico per assorbire una determinata potenza P_{carico_uni} , e viene determinata come:

$$R_{carico_uni} = \frac{P_{carico_uni}}{I_{carico_uni}^2} \quad (2.43)$$

Impianto fotovoltaico

Si è scelto di inserire un impianto fotovoltaico di potenza pari a 60 kW, connesso alla rete di distribuzione in corrente continua attraverso un convertitore c.c./c.c.. L'impianto è stato dimensionato utilizzando un pannello fotovoltaico con le seguenti caratteristiche:

Tabella 2.7 Caratteristica pannello fotovoltaico

Potenza nominale	P_{MPP} [W]	225
Efficienza	η [%]	13,5
Tensione MPPT	V_{MPP} [V]	28,8
Corrente MPPT	I_{MPP} [A]	7,83
Tensione a vuoto	V_{oc} [V]	36,2
Corrente di corto circuito	I_{sc} [A]	8,5

L'impianto è costituito da 12 stringhe di pannelli fotovoltaici in parallelo, ciascuna stringa composta da 22 pannelli in serie, per una potenza totale di 59,4 kW. Le caratteristiche di ogni singola stringa sono le seguenti:

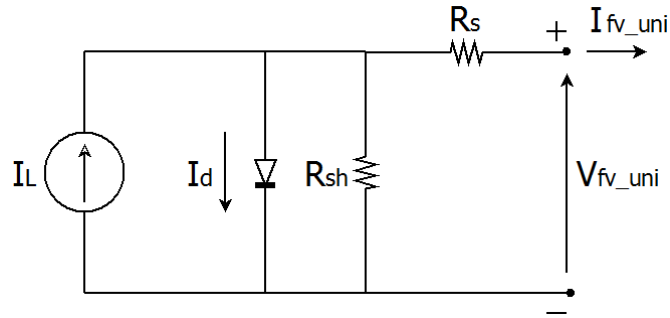
Tabella 2.8 Caratteristiche principali di stringa

Tensione MPPT	V_{MPP_str} [V]	633,6
Corrente MPPT	I_{MPP_str} [A]	7,83
Tensione a vuoto	V_{oc_str} [V]	796,4
Corrente di corto circuito	I_{sc_str} [A]	8,5

L'impianto fotovoltaico è stato modellizzato tramite un modello contenente:

- un generatore di corrente I_L (light-generated-current) che rappresenta la corrente generata dal flusso di elettroni conseguente all'esposizione della cella fotovoltaica a radiazione solare (è quindi proporzionale all'irraggiamento che incide sulla cella);
- un diodo utilizzato per rappresentare la corrente che attraversa la giunzione della cella;
- una resistenza R_{SH} (detta resistenza di shunt) che rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella;
- una resistenza R_S che rappresenta la resistenza parassita della cella, comprendente la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi.

Il modello è rappresentato in Figura 2.17:


Figura 2.17 Modello del fotovoltaico

La corrente I_L prodotta dal generatore ideale di corrente vale:

$$I_L = k * A * G \quad (2.44)$$

dove:

- k è un coefficiente che varia in funzione del tipo di cella utilizzata;
- A è la superficie della cella;
- G è la radiazione incidente.

La corrente assorbita dal diodo vale:

$$I_d = I_0 * \left[e^{\frac{q * (V_{fv} + I * R_s)}{m * K * T}} - 1 \right] \quad (2.45)$$

dove:

- I_0 è la corrente di saturazione inversa della giunzione;
- q è la carica dell'elettrone ($1,6 * 10^{-19}$ C);
- V_{fv} è la tensione ai capi del pannello;
- I è la corrente generata dall'impianto fotovoltaico;
- m è il fattore d'identità del diodo e dipende dai fattori di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per il silicio cristallino è circa 2);
- K è la costante di Boltzmann ($1,38 * 10^{-23}$ J/K);
- T è la temperatura assoluta delle celle, espressa in gradi K.

La corrente I_{sh} , che scorre nella resistenza di shunt R_{sh} , ha la seguente espressione:

$$I_{sh} = \frac{V_j}{R_{sh}} = \frac{V_{fv} + I_{fv} * R_s}{R_{sh}} \quad (2.46)$$

con V_j che rappresenta la tensione agli estremi della giunzione.

La corrente I_{fv} in uscita dall'impianto fotovoltaico vale quindi:

$$I_{fv} = I_L - I_d - I_{sh} \quad (2.47)$$

In Tabella 2.9 sono riassunte le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico da circa 60 kW:

Tabella 2.9 Caratteristiche principali impianto fotovoltaico (sist. unipolare)

Potenza nominale	P_{MPP_tot} [kW]	59,4
Tensione	V_{MPP_tot} [V]	633,6
Corrente	I_{MPP_tot} [A]	93,96
Tensione a vuoto	V_{oc_tot} [V]	796,4
Corrente di corto circuito	I_{sc_tot} [A]	102

In Figura 2.18 sono indicate le caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione dell'impianto fotovoltaico (per un irraggiamento di 1000 W/m^2), evidenziando sul grafico i punti che rappresentano il funzionamento in corto circuito (I_{sc}), il funzionamento a vuoto (V_{oc}) e il punto di funzionamento a massima potenza (P_{MPP}):

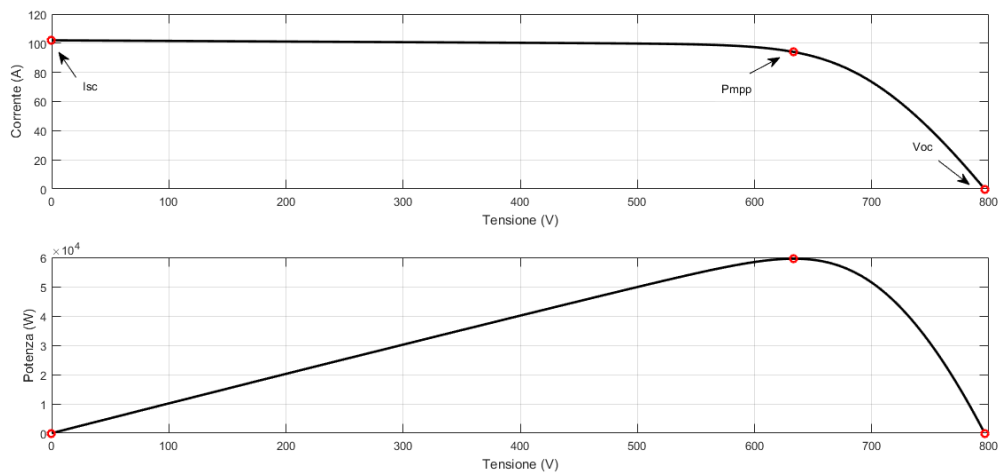


Figura 2.18 Caratteristica I-V e P-V dell'impianto fotovoltaico da 60kW con irraggiamento 1000 W/m^2

Essendo presente un unico punto di funzionamento a massima potenza (MPP), che varia al variare della caratteristica I-V, cioè al variare dell'irraggiamento incidente sui pannelli fotovoltaici, dovrà essere presente un algoritmo per l'inseguimento di questo punto di funzionamento, che è chiamato MPPT (Maximum Power Point Tracker)². Questo algoritmo permette quindi di portare l'impianto a lavorare nel punto ($I_{MPP} - V_{MPP}$), che rappresenta il punto di massima potenza erogata, e quindi coincide con il punto in cui l'impianto ha il massimo rendimento. In questo caso si è scelto di non implementare l'algoritmo MPPT ma di considerare, per semplicità, il funzionamento dell'impianto

² Nelle simulazioni presentate nel seguito non è stato implementato l'algoritmo di MPPT perché si è ipotizzato che i transistori analizzati siano più rapidi del tempo impiegato dall'algoritmo per ottenere un nuovo punto di ottimo.

fotovoltaico sempre nel punto ($I_{MPP} - V_{MPP}$), perché le variazioni di tensioni e correnti richieste dall'algoritmo MPPT avvengono in tempi più lenti rispetto ai fenomeni che saranno studiati.

Convertitore c.c./c.c. per l'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è connesso alla rete di distribuzione in corrente continua tramite un convertitore c.c./c.c. innalzatore (booster) o abbassatore in funzione della tensione di uscita dei pannelli, in particolare nel caso in esame la tensione in uscita dal pannello è di 633,6 V (con irraggiamento 1000 W/m^2), pertanto deve essere innalzata al livello di tensione nominale della rete di distribuzione in c.c., nel caso unipolare di 1500 V.

Lo schema elettrico del convertitore c.c./c.c. utilizzato è il seguente:

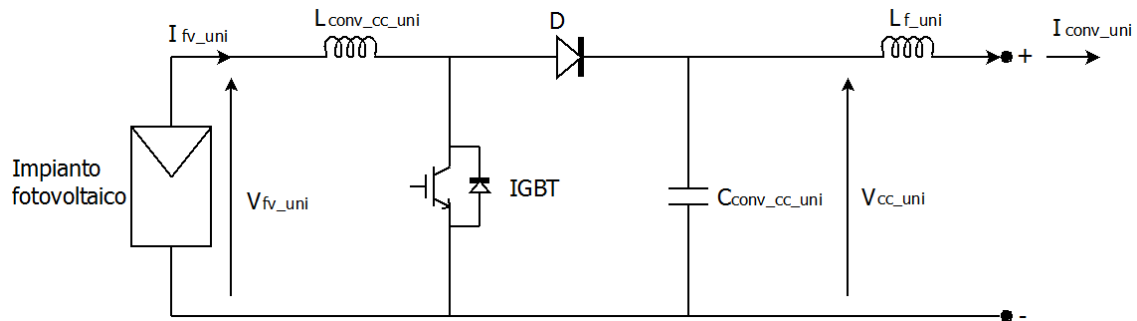


Figura 2.19 Schema elettrico del convertitore c.c./c.c. per il fotovoltaico

Per il calcolo dei parametri del convertitore c.c./c.c. è necessario ricavare le espressioni esaminando i vari istanti di funzionamento del convertitore stesso.

Consideriamo per prima cosa l'intervallo di tempo nel quale la valvola IGBT è in conduzione, cioè l'intervallo $0 \leq t < t_{on}$; in questo intervallo il circuito equivalente è il seguente:

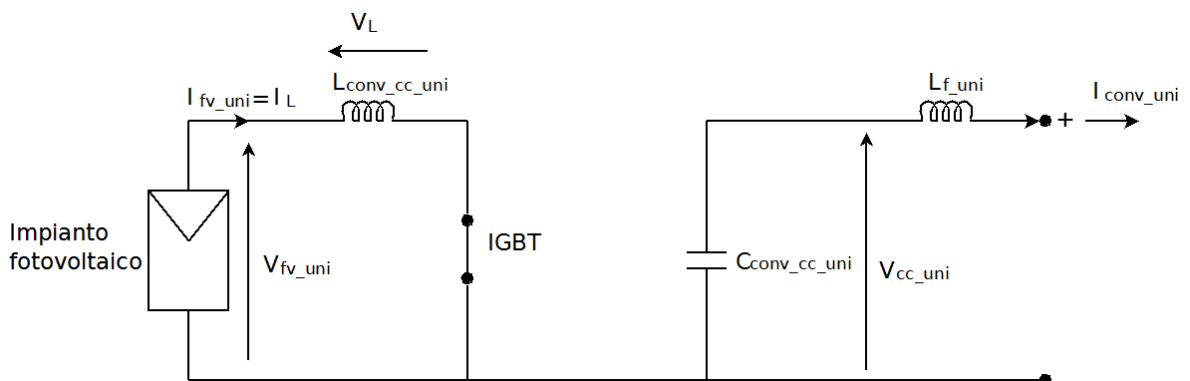


Figura 2.20 Intervallo di conduzione della valvola a IGBT

Durante questo intervallo, applicando la Legge di Kirchhoff delle tensioni (LKT) al circuito di sinistra di Figura 2.20, si ottiene:

$$V_{fv_uni} - V_L = 0 \quad \rightarrow \quad V_{fv_uni} = V_L \quad (2.48)$$

Sapendo che la tensione ai capi dell'induttore è espressa come:

$$V_L = L_{conv_CC_uni} * \frac{di_L}{dt} \quad (2.49)$$

Sostituendo la (2.48) nella (2.49) è possibile ricavare la corrente nell'induttore in funzione del tempo t:

$$i_L(t) = \frac{V_{fv_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * t + i_{L0} \quad (2.50)$$

dove i_{L0} è la corrente iniziale che scorre nell'induttanza. È possibile notare dalla (2.50) che la corrente nell'induttore cresce linearmente al crescere del tempo t, di conseguente è possibile calcolare l'incremento totale della corrente nell'intervallo $0 \leq t \leq t_{on}$, e vale:

$$\Delta I_L^+ = \frac{V_{fv_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * t_{on} \quad (2.51)$$

Considerando ora il periodo $t_{on} \leq t < T_s$ (dove T_s è il periodo di commutazione della valvola IGBT), la valvola è aperta e il circuito equivalente è il seguente:

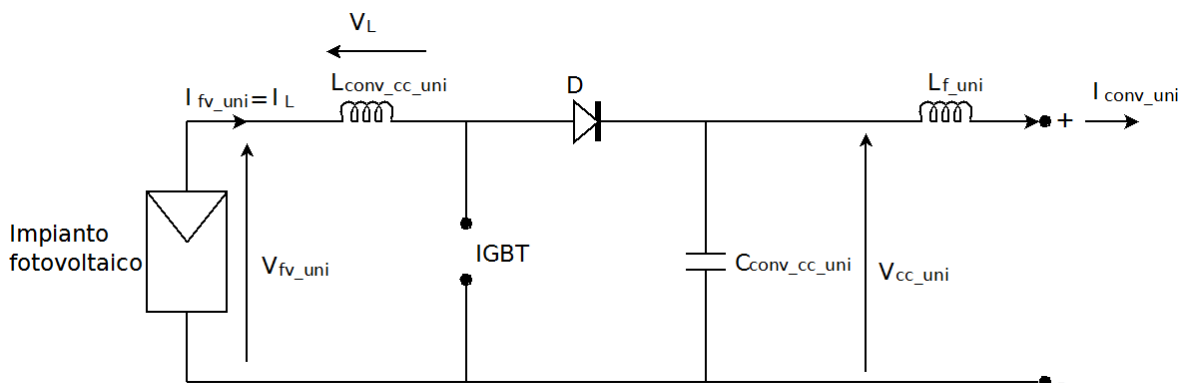


Figura 2.21 Intervallo di blocco della valvola IGBT

Durante questo intervallo, applicando la LKT al circuito di Figura 2.21, si ottiene:

$$V_{fv_uni} - V_L - V_{CC_uni} = 0 \quad \rightarrow \quad V_L = V_{fv_uni} - V_{CC_uni} \quad (2.52)$$

Sostituendo la (2.49) nella (2.52) si ottiene:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{fv_uni} - V_{CC_uni}}{L_{conv_CC_uni}} \quad (2.53)$$

Risolvendo la (2.53) si ricava l'espressione che rappresenta l'andamento nel tempo della corrente di induttore nell'intervallo tra t_{on} e T_s :

$$i_L(t) = \frac{V_{fv_uni} - V_{CC_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * (t - t_{on}) + i_{LMAX} \quad (2.54)$$

In questo caso la corrente avrà un andamento decrescente linearmente all'aumentare del tempo t , perché essendo il convertitore un booster la tensione di uscita è maggiore di quella in ingresso ($V_{CC_uni} > V_{fv_uni}$). Come effettuato in precedenza è possibile ricavare il decremento totale della corrente di induttore nell'intervallo $t_{on} \leq t < T_s$:

$$\Delta I_L^- = \frac{V_{fv_uni} - V_{CC_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * (T_s - t_{on}) \quad (2.55)$$

Ipotizzando di essere in regime stazionario:

$$i_L(0) = i_L(T_s) \rightarrow \Delta I_L^+ + \Delta I_L^- = 0 \quad (2.56)$$

Quindi:

$$\frac{V_{fv_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * t_{on} + \frac{V_{fv_uni} - V_{CC_uni}}{L_{conv_CC_uni}} * (T_s - t_{on}) = 0 \quad (2.57)$$

Indicando con D il duty-cycle, cioè il rapporto tra t_{on} e T_s , possiamo riscrivere la (2.57) come:

$$\begin{aligned} V_{fv_uni} * D * T_s + (V_{fv_uni} - V_{CC_uni}) * T_s * (1 - D) &= 0 \\ \rightarrow V_{fv_uni} * D + V_{fv_uni} * (1 - D) - V_{CC_uni} * (1 - D) &= 0 \end{aligned} \quad (2.58)$$

Semplificando la (2.58), si può ricavare che:

$$V_{CC_uni} = \frac{V_{fv_uni}}{1 - D} \quad (2.59)$$

Dalla (2.59) è possibile ottenere una nuova espressione per il duty-cycle, che è quella utilizzata in fase di progettazione:

$$D = 1 - \frac{V_{fv_uni}}{V_{CC_uni}} \quad (2.60)$$

dove:

- V_{CC_uni} è la tensione continua della rete di distribuzione in corrente continua, pari a 1500 V nel caso unipolare;
- V_{fv_uni} è la tensione ai capi dell'impianto fotovoltaico; è stata considerata la tensione di MPPT a 1000 W/m², che è il caso utilizzato nelle simulazioni.

L'induttanza è quindi ricavata dalla (2.51), sostituendo t_{on} con DT_s e imponendo la variazione massima di corrente (ΔI_L) pari al 10 % della massima corrente erogabile dal pannello nel punto di massima potenza (Figura 2.18); si ottiene quindi:

$$L_{conv_CC_uni} = \frac{V_{fv_uni}}{\Delta I_L} * D * T_s = \frac{V_{fv_uni}}{\Delta I_L * f_s} * D \quad (2.61)$$

dove f_s è la frequenza di switching ed è pari a $1/T_s$. L'induttanza risulta essere pari a 7,8 mH.

Per il calcolo della capacità all'uscita del convertitore è necessario ricavare l'espressione dell'oscillazione della tensione di uscita (ΔV_{CC_uni}). L'oscillazione della tensione è data dalla seguente formula:

$$\Delta V_{CC_uni} = \frac{\Delta Q}{C_{CC_uni}} = \frac{I_{conv_uni} * t_{on}}{C_{CC_uni}} \quad (2.62)$$

dove ΔQ è la carica accumulata sul condensatore. Sapendo che $t_{on}=D*T_s$, è possibile esprimere la (2.62) come:

$$\Delta V_{CC_uni} = \frac{I_{conv_uni} * D * T_s}{C_{CC_uni}} = \frac{I_{conv_uni} * D}{C_{CC_uni} * f_s} \quad (2.63)$$

Sapendo che:

$$I_{fv_uni} = \frac{I_{conv_uni}}{1 - D} \rightarrow I_{conv_uni} = I_{fv_uni} * (1 - D) \quad (2.64)$$

Sostituendo la (2.64) nella (2.63) si ottiene:

$$\Delta V_{CC_uni} = \frac{I_{fv_uni} * D}{C_{CC_uni} * f_s} * (1 - D) \quad (2.65)$$

Dalla (2.65), definendo un ripple massimo di tensione (ΔV_{CC_uni}) pari all'1 % della tensione della rete in corrente continua, si può ricavare la capacità del convertitore:

$$C_{CC_uni} = \frac{I_{fv_uni} * D}{\Delta V_{CC_uni} * f_s} * (1 - D) \quad (2.66)$$

che risulta essere pari a 305,7 μ F. Nel modello Simulink è stata inserita la taglia standard da 330 μ F.

In uscita dal convertitore (Figura 2.19) è stata poi inserita un'induttanza (L_{f_uni}) utilizzata come filtro per rendere il più possibile continua la corrente di uscita; questa induttanza è stata dimensionata accordandola con la capacità sulla linea in corrente continua C_{AC_uni} (visibile in Figura 2.11) alla frequenza di 1k Hz (f_f):

$$\omega_f^2 = \frac{1}{L_{f_uni} * C_{AC_uni}} \rightarrow L_{f_uni} = \frac{1}{\omega_f^2 * C_{AC_uni}} \quad (2.67)$$

dove ω_f è pari a $2\pi f_f$. L'induttanza risulta pari a 14, 1 μ H.

I parametri del convertitore c.c./c.c. sono riassunti in Tabella 2.10:

Tabella 2.10 Parametri convertitore c.c./c.c. per fotovoltaico da circa 60kW

Induttanza	$L_{conv_CC_uni}$ [mH]	7,8
Capacità	C_{CC_uni} [μ F]	330
Ripple di corrente	ΔI_{L_uni} [A]	9,4
Ripple di tensione	ΔV_{CC_uni} [V]	15
Frequenza di switching	f_s [kHz]	5
Induttanza filtro	L_{f_uni} [μ H]	14,1

Sistema di accumulo con convertitore c.c./c.c.

Il sistema di accumulo è stato modellizzato attraverso un generatore ideale di tensione connesso ad un convertitore c.c./c.c. booster (come il fotovoltaico), che avrà la funzione di adattare la tensione di uscita dal S.d.A. con quella della rete c.c. e può gestire il processo di carica e scarica dell'accumulo stesso. Nello studio presentato non sarà simulata la carica e la scarica del sistema di accumulo (S.d.A.) ma solo l'effetto che causa, nella rete in corrente continua, l'immissione di potenza da parte dell'S.d.A. in mancanza di produzione fotovoltaica nell'ipotesi che il S.d.A. sia carico quando necessario e che il processo di carica e scarica non influenzi i transistori veloci analizzati.

Lo schema elettrico del sistema di accumulo connesso al convertitore è il seguente:

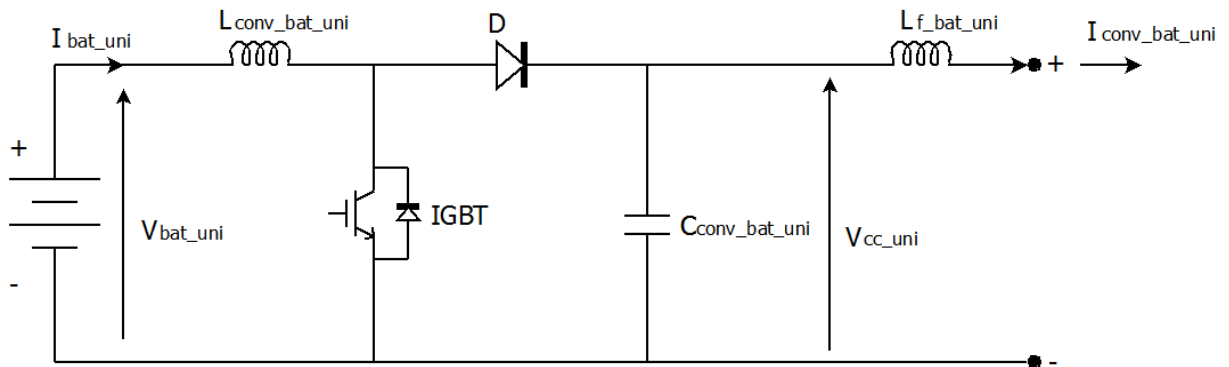


Figura 2.22 Sistema di accumulo e convertitore c.c./c.c.

Si è scelto di inserire un sistema di accumulo con una tensione (V_{bat_uni}) pari a 600 V, di potenza pari a 60 kW. La corrente erogata dall'S.d.A. sarà quindi pari a:

$$I_{bat_uni} = \frac{P_{bat_uni}}{V_{bat_uni}} \quad (2.68)$$

Anche in questo caso si è deciso di dimensionare i parametri del filtro considerando una variazione massima della corrente (ΔI_{bat_uni}) pari al 10 % della massima corrente erogata dall'S.d.A., e una variazione di tensione massima (ΔV_{CC_uni}) pari all'1 % della tensione

della rete in corrente continua. Le espressioni per ricavare l'induttanza e la capacità del convertitore sono, rispettivamente, la (2.61) e la (2.66); il filtro è stato dimensionato come in precedenza, utilizzando la formula (2.67).

I parametri del convertitore e del sistema di accumulo sono riassunti in Tabella 2.11:

Tabella 2.11 Parametri S.d.A e convertitore (sist. unipolare)

SISTEMA DI ACCUMULO		
Potenza S.d.A	P_{bat_uni} [kW]	60
Tensione S.d.A	V_{bat_uni} [V]	600
Corrente di S.d.A	I_{bat_uni} [A]	100
CONVERTITORE C.C./C.C.		
Induttanza	$L_{conv_CC_uni}$ [mH]	7,2
Capacità	C_{CC_uni} [μ F]	330
Ripple di corrente	ΔI_{bat_uni} [A]	10
Ripple di tensione	ΔV_{CC_uni} [V]	15
Frequenza di switching	f_s [kHz]	5
Induttanza filtro	L_{f_uni} [μ H]	14,1

2.2.3 Modello del sistema bipolare

Si è scelto di modellizzare il sistema bipolare rendendolo equivalente al sistema unipolare, in questo modo sarà possibile confrontare le due implementazioni per verificare vantaggi e svantaggi di entrambe. Il sistema bipolare studiato (visibile in Figura 2.5) è quindi composto da una cabina secondaria MT/BT, con due trasformatori 20/0,4 kV in parallelo di potenza nominale pari a 160 kVA, due convertitori c.a./c.c. a IGBT di potenza nominale pari a 100 kVA ognuno, connessi in serie sul lato in corrente continua, e una rete di distribuzione in corrente continua; la linea in corrente continua sarà quindi composta da tre conduttori: un conduttore per il polo positivo, un conduttore per il polo negativo e un conduttore per il polo neutro. Alla linea in corrente continua saranno poi connessi due impianti fotovoltaici da 30 kW l'uno attraverso due convertitori c.c./c.c., uno connesso tra polo positivo e neutro e l'altro connesso tra polo negativo e neutro, e due sistemi di accumulo connessi alla rete tramite due convertitori c.c./c.c., uno tra polo positivo e neutro e l'altro tra polo negativo e neutro.

Cabina secondaria con trasformatori MT/BT

I trasformatori MT/BT, indicati in Figura 2.5 con la sigla T_{bi} , sono stati scelti di potenza nominale pari alla metà di quello utilizzato nel sistema unipolare, in modo da rendere le due reti equivalenti. Come detto nel paragrafo precedente, si è deciso di utilizzare taglie standard di trasformatori, per questo motivo se il trasformatore di cabina del sistema unipolare ha taglia 315 kVA, non è stato possibile scegliere una taglia pari a $315/2 = 157,5$ kVA, ma si è scelta la taglia standard appena superiore, cioè pari a 160 kVA; di conseguenza i due trasformatori in parallelo complessivamente avranno una potenza di poco superiore rispetto al singolo trasformatore.

Lo schema elettrico equivalente del trasformatore è uguale a quello del sistema unipolare, rappresentato in Figura 2.10, dove i parametri di induttanza e resistenza inseriti sono stati ricavati utilizzando rispettivamente la (2.11) e la (2.15), con il procedimento descritto nel paragrafo precedente.

Le caratteristiche principali di ogni singolo trasformatore sono riassunte in Tabella 2.12:

Tabella 2.12 Parametri singolo trasformatore di cabina MT/BT

Potenza nominale	$A_{T_{bi}}$ [kVA]	160
Tensione nominale primaria	V_{1n} [kV]	20
Tensione nominale secondaria	V_{2n} [kV]	0,4
Rapporto di trasformazione	$K_{T_{bi}}$	20/0,4
Frequenza nominale	f [Hz]	50
Tensione di corto circuito	$V_{CC\%}$ [%]	4
Resistenza di corto circuito	$R_{CC\%}$ [%]	0,4
Induttanza di dispersione	L_{trasf_bi} [mH]	0,127
Resistenza avvolgimenti	R_{trasf_bi} [m Ω]	4
Collegamento e indice orario		Dy11

Convertitori c.a./c.c.

I convertitori, rappresentati in Figura 2.5 con le sigle Conv1 e Conv2, sono stati scelti con una potenza tale da essere equivalenti all'unico convertitore del sistema unipolare. Nel sistema unipolare l'unico convertitore presente ha una potenza nominale di 200 kVA, di conseguenza i due convertitori del sistema bipolare sono stati scelti con una potenza nominale di 100 kVA ognuno.

Lo schema elettrico dei due convertitori connessi in serie è il seguente:

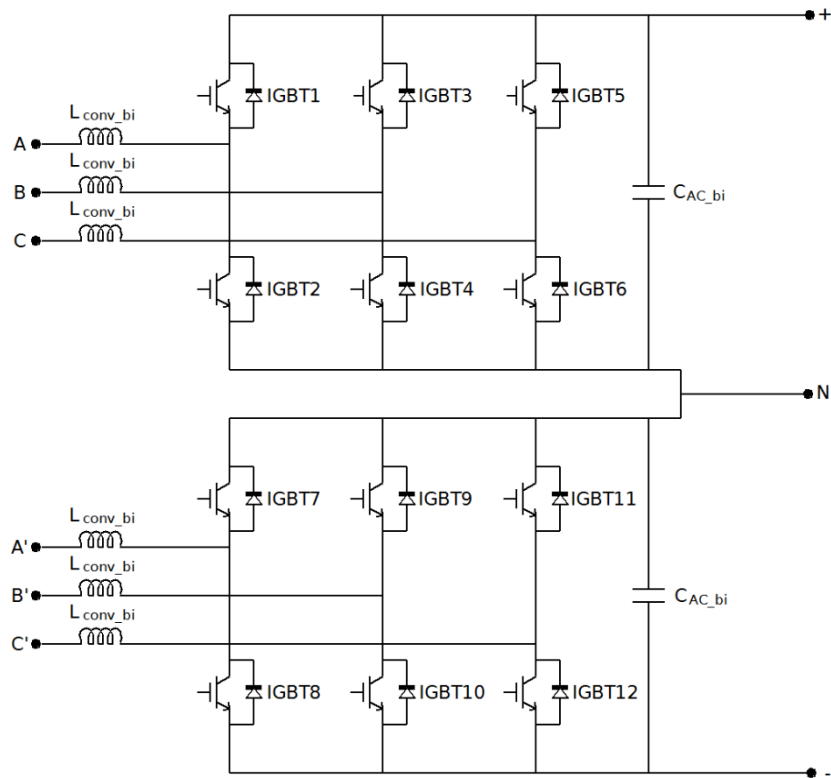


Figura 2.23 Schema elettrico dei due convertitori a IGBT

Per il calcolo dei parametri dei convertitori si è utilizzato lo stesso procedimento descritto nel Paragrafo 2.2.2. In questo caso, la reattanza totale lato bassa tensione è stata scelta pari al 16 % dell'impedenza totale; lato BT, riferita alla potenza nominale del singolo convertitore (100 kVA).

Le caratteristiche principali del convertitore scelto sono le seguenti:

Tabella 2.13 Parametri del singolo convertitore della rete bipolare

Tipologia valvole		IGBT
Potenza nominale	A_{conv_bi} [kVA]	100
Frequenza switching	f_s [kHz]	5
Induttanza di commutazione	L_{conv_bi} [mH]	0,69
Capacità lato c.c.	C_{CC_bi} [μ F]	2200
Ripple massimo di tensione	$\Delta V_{MAX\%}$ [%]	2

Filtro lato MT

Anche in questo caso è stato necessario l'utilizzo di un filtro per ridurre il contenuto armonico della rete in corrente alternata a monte del convertitore.

Lo schema elettrico è lo stesso di quello del sistema unipolare, rappresentato in Figura 2.13.

I criteri di dimensionamento del filtro sono gli stessi utilizzati per la rete unipolare; essendo le due reti equivalenti, il filtro lato MT sarà identico per entrambe le reti. I parametri del filtro utilizzato sono riassunti in Tabella 2.14.

Tabella 2.14 Parametri filtro di media tensione del sistema bipolare

FILTRO MT		
Potenza reattiva	Q_{-bi} [kvar]	20
Capacità filtro	C_{fMT_bi} [μ F]	0,053
Resistenza filtro	R_{fMT_bi} [k Ω]	3,76
Collegamento		Triangolo

Linea in corrente continua

Il dimensionamento della rete in corrente continua è stato effettuato con lo stesso procedimento utilizzato per la rete unipolare e anche in questo caso, essendo le due reti equivalenti, i conduttori scelti sono gli stessi.

Lo schema elettrico della linea in corrente continua è lo stesso di Figura 2.15.

Il blocco Z_{CC_bi} è rappresentato dalla seguente equazione:

$$Z_{CC_bi} = R_{CC_bi} + j\omega L_{CC_bi} \quad (2.69)$$

I parametri della linea di distribuzione in corrente continua sono:

Tabella 2.15 Parametri linea bipolare in corrente continua

Lunghezza	L [m]	200
Resistenza chilometrica	R_{CC_bi} [Ω /km]	0,124
Induttanza chilometrica	L_{CC_bi} [mH/km]	0,049

Carico

Il carico, rappresentato in Figura 2.5 con $R_{\text{carico_bi}}$, è stato scelto come puramente resistivo, con un valore di resistenza variabile, per simulare variazioni a gradino di carico. Per determinare il valore di resistenza si utilizza lo stesso procedimento descritto nel Paragrafo 2.2.2. Lo schema elettrico è lo stesso di Figura 2.16.

Impianto fotovoltaico

Nella rete bipolare sono stati inseriti due impianto fotovoltaici da 30 kW l'uno, connessi alla rete in corrente continua attraverso due convertitori c.c./c.c.; un impianto è stato connesso tra il polo positivo e quello neutro, mentre l'altro è stato connesso tra il polo negativo e quello neutro (come visibile in Figura 2.5). Il dimensionamento dei due impianti è stato effettuato utilizzando lo stesso pannello fotovoltaico utilizzato nel sistema unipolare, le cui caratteristiche sono elencate in Tabella 2.7. Ogni impianto è composto da 10 stringhe in parallelo, con tre pannelli in serie per ogni stringa; le caratteristiche di una singola stringa sono le seguenti:

Tabella 2.16 Caratteristica di una stringa utilizzata nel sistema bipolare

Tensione MPPT	$V_{\text{MPP_str_bi}}$ [V]	374,4
Corrente MPPT	$I_{\text{MPP_str_bi}}$ [A]	7,83
Tensione a vuoto	$V_{\text{oc_str_bi}}$ [V]	470,6
Corrente di corto circuito	$I_{\text{sc_str_bi}}$ [A]	8,5

I due impianti sono stati modellizzati entrambi con lo stesso modello utilizzato nella rete unipolare e riportato in Figura 2.17.

I parametri utilizzati nel modello sono gli stessi utilizzati anche nel sistema unipolare (Paragrafo 2.2.2).

In Tabella 2.17 sono riassunte le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico:

Tabella 2.17 Caratteristiche principali impianto fotovoltaici (sist. bipolare)

Potenza nominale	$P_{\text{MPP_tot_bi}}$ [KW]	29,3
Tensione MPPT	$V_{\text{MPP_tot_bi}}$ [V]	374,4
Corrente MPPT	$I_{\text{MPP_tot_bi}}$ [A]	78,3
Tensione a vuoto	$V_{\text{oc_tot_bi}}$ [V]	470,6
Corrente di corto circuito	$I_{\text{sc_tot_bi}}$ [A]	85

In Figura 2.24 sono indicate le caratteristiche corrente-tensione e potenza-tensione dei due impianti fotovoltaici, evidenziando sul grafico i punti che rappresentano il funzionamento in corto circuito (I_{sc}), il funzionamento a vuoto (V_{oc}) e il punto di funzionamento a massima potenza (P_{MPP}):

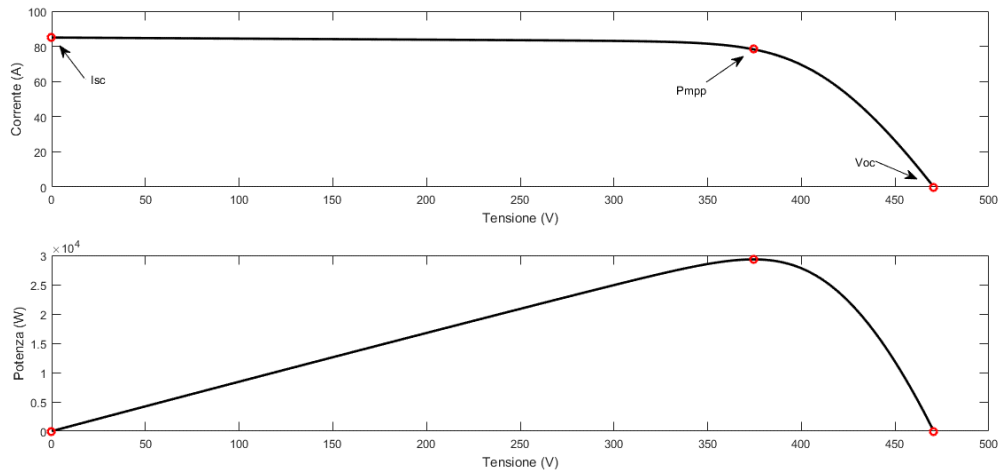


Figura 2.24 Caratteristiche I-V e P-V dei due impianti (da 30kW) del sistema bipolare con irraggiamento 1000W/m^2

Nessun algoritmo MPPT è stato implementato, per gli stessi motivi espressi nel paragrafo riguardante il dimensionamento del sistema unipolare (Paragrafo 2.2.2).

Convertitore c.c./c.c. per l'impianto fotovoltaico

Gli impianti fotovoltaici sono connessi alla rete di distribuzione in corrente continua tramite due convertitori c.c./c.c. innalzatori (booster), che devono innalzare il livello di tensione ai capi dell'impianto fino ai 750 V di tensione nominale della rete di distribuzione in c.c., nel caso bipolare.

Lo schema elettrico del convertitore c.c./c.c. (identico per entrambe gli impianti fotovoltaici) utilizzato è uguale a quello del sistema unipolare, rappresentato in Figura 2.19.

Anche in questo caso, per il dimensionamento dei parametri del convertitore, è stata imposta una variazione massima di corrente (ΔI_L), pari al 10 % della massima corrente erogabile dal pannello nel punto di massima potenza (Figura 2.24), e una variazione massima di tensione (ΔV_{CC_bi}) pari all'1% della tensione della rete in corrente continua; in questo modo, sono state calcolate l'induttanza $L_{conv_CC_bi}$ e la capacità $C_{conv_CC_bi}$, rispettivamente con le formule (2.61) e (2.66).

In uscita dal convertitore (Figura 2.19) è stata poi inserita un'induttanza L_{f_bi} dimensionata accordandola con la capacità sulla linea in corrente continua C_{AC_bi} (visibile in Figura 2.23) alla frequenza di 1 kHz (f_f), utilizzando l'espressione (2.67).

I parametri del convertitore c.c./c.c. sono riassunti in Tabella 2.18:

Tabella 2.18 Parametri convertitore c.c./c.c. fotovoltaico (sist. bipolare)

Induttanza	$L_{conv_CC_bi}$ [mH]	4,8
Capacità	C_{CC_bi} [μ F]	680
Ripple di corrente	ΔI_{CC_bi} [A]	7,8
Ripple di tensione	ΔV_{CC_bi} [V]	7,5
Frequenza di switching	f_s [kHz]	5
Induttanza filtro	L_{f_bi} [μ H]	11,5

Sistemi di accumulo con convertitori c.c./c.c.

I due sistemi di accumulo, con i relativi convertitori c.c./c.c., sono stati modellizzati con lo stesso circuito equivalente usato per il sistema unipolare, già riportato in Figura 2.22.

Le due batterie inserite hanno entrambe una tensione V_{bat_bi} pari a 300 V, con una potenza nominale pari a 30 kW. Il procedimento per il calcolo dei parametri dei due convertitori è lo stesso utilizzato per i convertitori c.c./c.c. del sistema unipolare, considerando una variazione massima di corrente del 10 %, rispetto alla massima corrente erogata dal sistema di accumulo, e una variazione massima di tensione pari all'1 %, rispetto alla tensione della rete in corrente continua.

I parametri del convertitore e dell'S.d.A. sono riassunti in Tabella 2.19:

Tabella 2.19 Parametri S.d.A. e convertitore (sist. bipolare)

SISTEMA DI ACCUMULO		
Potenza S.d.A.	$P_{\text{bat_bi}}$ [kW]	30
Tensione S.d.A.	$V_{\text{bat_bi}}$ [V]	300
Corrente di S.d.A.	$I_{\text{bat_bi}}$ [A]	100
CONVERTITORE c.c./c.c.		
Induttanza	$L_{\text{conv_CC_bi}}$ [mH]	3,6
Capacità	$C_{\text{CC_bi}}$ [μF]	680
Ripple di corrente	$\Delta I_{\text{CC_bi}}$ [A]	10
Ripple di tensione	$\Delta V_{\text{CC_bi}}$ [V]	7,5
Frequenza di switching	f_s [kHz]	5
Induttanza filtro	L_{f_bi} [μH]	11,5

3 LOGICA DI CONTROLLO DELLA RETE

L'utilizzo di convertitori a valvole totalmente controllabili (IGBT) connessi con la rete elettrica di distribuzione in media tensione consente di poter regolare le potenze attive e reattive erogate o assorbite dalla macchina e regolare la tensione continua con un controllo su tensioni e correnti all'ingresso del convertitore stesso.

Il controllo è effettuato attraverso le grandezze di Park, cioè sfruttando tensioni e correnti di asse diretto e di quadratura.

3.1 La trasformata di Park

La trasformazione di Park [11] si applica a terne di valori istantanei e permette di scomporre i tre vettori rotanti che rappresentano il sistema trifase (disposti sugli assi a, b, c) lungo due assi α e β , sfasati tra di loro di 90° e posti sullo stesso piano di a, b, c.

Per ottenere le grandezze sugli assi α e β si effettua per prima cosa la trasformata di Park su assi fissi, definita con la seguente matrice:

$$T_0 = \sqrt{\frac{2}{3}} * \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Applicando la matrice (3.1) ad una terna di valori istantanei di fase $v_a(t)$, $v_b(t)$, $v_c(t)$, si ottengono due componenti di Park: la componente su asse α , la componente su asse β :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{bmatrix} = T_0 * \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

dove:

- $v_\alpha(t)$ è la componente sull'asse α ;
- $v_\beta(t)$ è la componente sull'asse β ;

Le componenti v_α e v_β definiscono il vettore spaziale (o vettore di Park):

$$\bar{V}(t) = v_\alpha + jv_\beta \quad (3.3)$$

Graficamente gli assi α e β sono rappresentati nel seguente modo:

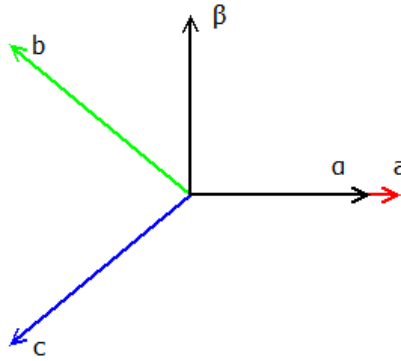


Figura 3.1 Rappresentazione degli assi α e β

Le grandezze di Park sono grandezze alternate e hanno le seguenti espressioni:

$$\begin{cases} v_{\alpha}(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} * \left[v_a(t) - \frac{1}{2} * v_b(t) - \frac{1}{2} * v_c(t) \right] \\ v_{\beta}(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} * \left[\frac{\sqrt{3}}{2} * v_b(t) - \frac{\sqrt{3}}{2} * v_c(t) \right] \end{cases} \quad (3.4)$$

Da queste grandezze, applicando la matrice di rotazione $H(\theta)$, è possibile ricavare le grandezze di Park V_d e V_q su assi rotanti:

$$\begin{bmatrix} V_d(t) \\ V_q(t) \end{bmatrix} = H(\theta) * \begin{bmatrix} v_{\alpha}(t) \\ v_{\beta}(t) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

dove:

- $V_d(t)$ è la componente sull'asse diretto;
- $V_q(t)$ è la componente sull'asse in quadratura;
- $H(\theta)$ che ha la seguente espressione:

$$H(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Si ottengono due grandezze, che ha differenza di $V_{\alpha}(t)$ e $V_{\beta}(t)$, sono delle grandezze continue:

$$\begin{cases} V_d = V_{\alpha}(t) * \cos \theta + V_{\beta}(t) * \sin \theta \\ V_q = -V_{\alpha}(t) * \sin \theta + V_{\beta}(t) * \cos \theta \end{cases} \quad (3.7)$$

Graficamente gli assi d e q sono rappresentati nel seguente modo:

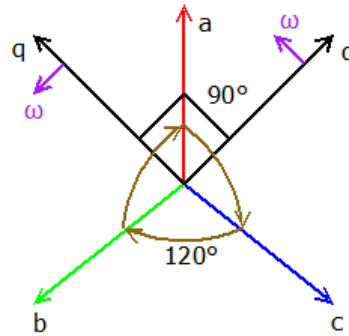


Figura 3.2 Rappresentazione degli assi d e q

La grandezza θ utilizzata nella trasformazione di Park è ricavata da un PLL (Phase Locked Loop), cioè da un controllore che sincronizza la fase delle grandezze di Park con quella delle grandezze di rete. Questo mi permette di avere la componente di asse d (V_d) sempre in fase con la fase a delle grandezze di rete, e ruotante alla stessa velocità delle grandezze di rete; così facendo si ottiene, in questo caso:

$$\begin{cases} V_d = V_{eff} = 20000 \text{ V} \\ V_q = 0 \end{cases} \quad (3.8)$$

dove V_{eff} è il valore efficace della tensione concatenata di rete. L'andamento delle tensioni di Park (V_d in rosso e V_q in blu) è visibile in Figura 3.3-b:

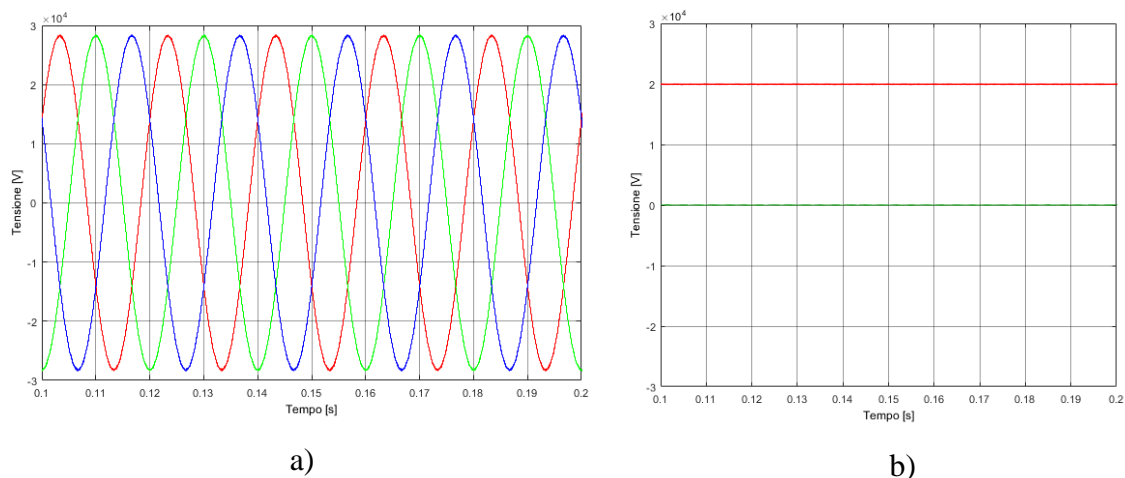


Figura 3.3 Tensioni concatenate lato MT (a) e sue componenti di Park (b) V_d (rosso) e V_q (verde)

È possibile esprimere le potenze attive e reattive con le grandezze di Park:

$$\begin{cases} P = V_d * I_d + V_q * I_q \\ Q = V_q * I_d - V_d * I_q \end{cases} \quad (3.9)$$

Sapendo che $V_q=0$, le potenza si possono esprimere come:

$$\begin{cases} P = V_d * I_d \\ Q = -V_d * I_q \end{cases} \quad (3.10)$$

È possibile esprimere la (3.9) anche in forma matriciale:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

con $V = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix}$

3.2 Controllo del convertitore di interfacciamento con la rete

Il controllo del convertitore c.a./c.c. di interfacciamento con la rete è effettuato utilizzando le grandezze di Park. Si utilizzano le tensioni misurate sul lato MT del trasformatore di cabina per ricavare l'angolo θ , tramite l'utilizzo di un PLL (visibile in Figura 3.4) in modo da sincronizzare la fase delle grandezze di Park con quella delle grandezze di rete, come detto in precedenza. Dallo schema di controllo (Figura 3.4) si può notare come θ sia utilizzato per ottenere la trasformata di Park delle correnti lato MT, che sono poi utilizzate nel controllo del convertitore.

Lo schema di controllo del convertitore c.a./c.c. è uguale per entrambe le reti ed è visibile in Figura 3.4: nel caso unipolare correnti e tensioni sono prelevate sul lato MT dell'unico trasformatore presente (Figura 2.4) mentre nel caso bipolare le misure, per il controllo di ogni singolo convertitore, sono prelevate sul lato MT del trasformatore corrispondente (Figura 2.5):

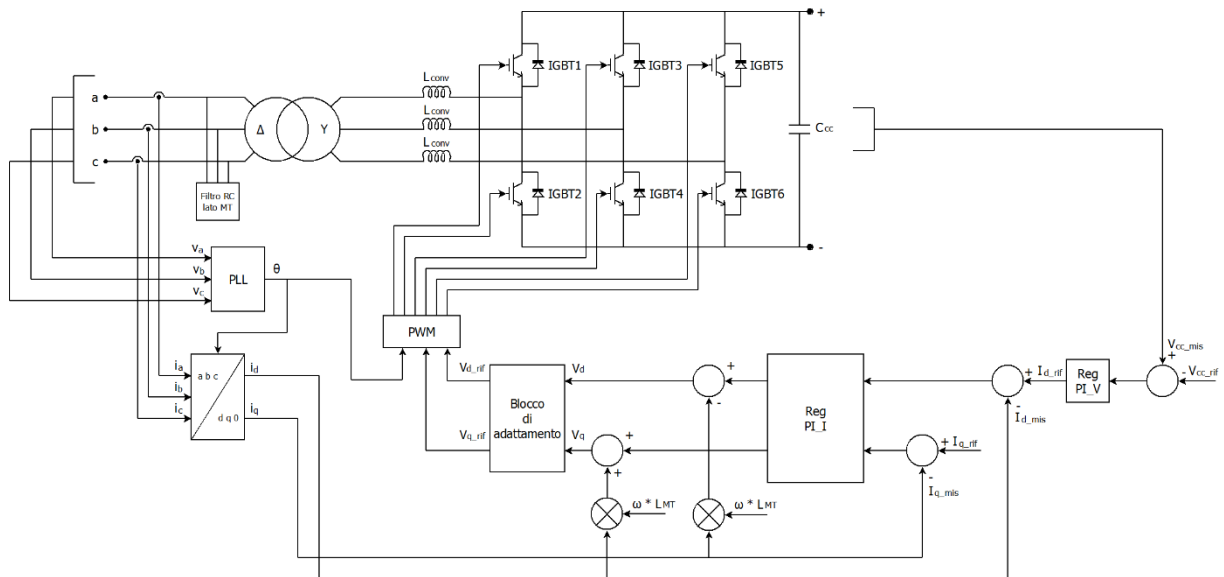


Figura 3.4 Schema generale del controllo del convertitore c.a./c.c.

Dove V_{CC_rif} è la tensione continua di riferimento, che vale 1500 V per il sistema unipolare e 750 V per il sistema bipolare. Il regolatore di tensione proporzionale-integrale (Reg

PI_V) è utilizzato per annullare l'errore di tensione calcolato come la differenza tra la V_{CC_rif} e la tensione misurata ai capi del condensatore di livellamento del convertitore; l'uscita di questo regolatore fornisce la corrente di riferimento di asse diretto.

Il regolatore di corrente proporzionale-integrale (Reg PI_I) è utilizzato per annullare gli errori di corrente calcolati, rispettivamente, come la differenza tra le correnti di riferimento, di asse diretto e di asse in quadratura, e le correnti misurate sul lato MT del trasformatore, dopo aver applicato la trasformata di Park.

All'uscita del regolatore di corrente si tiene conto del disaccoppiamento legato alle impedenze del convertitore, in modo da rendere indipendente l'asse diretto e l'asse di quadratura. Per ottenere l'espressione del disaccoppiamento è possibile partire da una rappresentazione schematica del convertitore:

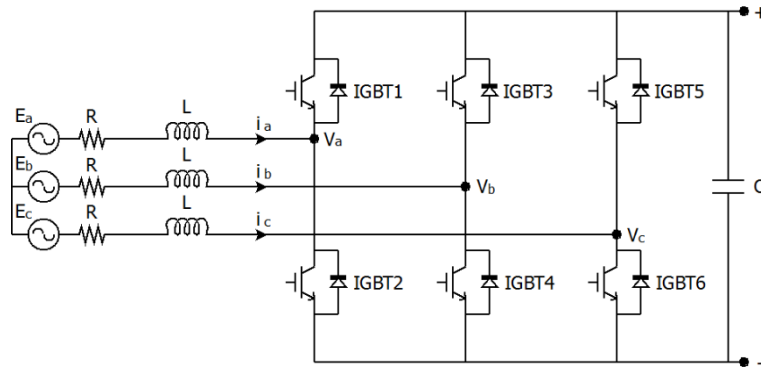


Figura 3.5 Rappresentazione schematica di un convertitore

Applicando la Legge di Kirchhoff delle tensioni allo schema in Figura 3.5 si ottiene:

$$E_{abc} = L \frac{d}{dt} i_{abc} + V_{abc} + R * i_{abc} \quad (3.12)$$

dove E_{abc} sono le tensioni di rete, R e L sono le resistenze e induttanze tra rete e convertitore, V_{abc} sono le tensioni di ingresso del convertitore e i_{abc} sono le correnti di rete.

Le correnti e le tensioni di rete sono trasformate in grandezze di Park, ottenendo la seguente espressione:

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \omega L \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + R \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

dove $\omega=2\pi f$. Possiamo scrivere quindi:

$$\begin{cases} E_d = L \frac{d}{dt} i_d - \omega L i_q + V_d + R I_d \\ E_q = L \frac{d}{dt} i_q + \omega L i_d + V_q + R I_q \end{cases} \quad (3.14)$$

Si può osservare che i due assi sono accoppiati solo per il termine $\omega L I_d$ e $\omega L I_q$. È quindi possibile sommare all'asse diretto $\omega L I_q$ e sottrarre all'asse di quadratura $\omega L I_d$ per avere asse diretto e asse di quadratura totalmente disaccoppiati. Il disaccoppiamento è effettuato tramite l'induttanza L_{MT} , che è la somma dell'induttanza di commutazione (L_{conv}) e dell'induttanza di dispersione del trasformatore (L_{trasf}) sul lato bassa tensione, riportata in media tensione attraverso il rapporto di trasformazione del trasformatore.

Il blocco di adattamento è un blocco, che verrà spiegato in seguito nel dettaglio, utilizzato per prendere in considerazione l'indice orario e il rapporto di trasformazione del trasformatore. Fornisce le tensioni di riferimento di asse diretto e di asse in quadratura utilizzate nel PWM.

Il PWM è il blocco che contiene l'implementazione della tecnica PWM utilizzata per il controllo del convertitore

Lo schema di controllo generale (Figura 3.4) può essere suddiviso in due schemi principali: uno che riguarda l'asse diretto e uno che riguarda l'asse di quadratura; teoricamente disaccoppiati tra loro, i due assi permettono di regolare in modo indipendente la tensione continua ai capi del convertitore (asse diretto) e la potenza reattiva scambiata dal convertitore (asse di quadratura).

Regolazione tensione continua

L'asse diretto è utilizzato per regolare la tensione continua ai capi del convertitore, ad un valore di riferimento, che sarà 1500 V per il sistema unipolare e 750 V per il sistema bipolare.

Lo schema di controllo per l'asse diretto è rappresentato in Figura 3.6:

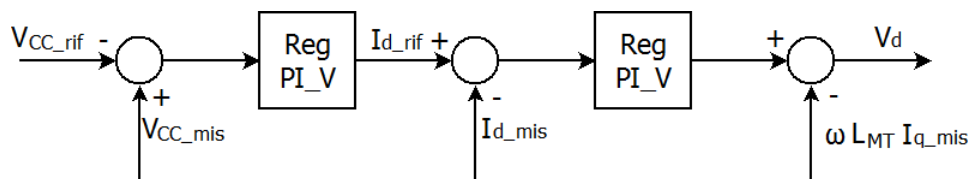


Figura 3.6 Schema di controllo per la regolazione della Vcc

I regolatori utilizzati per ottenere la corrente I_{d_rif} di riferimento e la tensione V_d di riferimento sono dei semplici regolatori proporzionali – integrali (PI), ed la loro generica funzione di trasferimento è la seguente:

$$R(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{3.15}$$

Regolazione potenza reattiva

L'asse di quadratura è utilizzato per regolare lo scambio di potenza reattiva tra il convertitore e la rete di distribuzione in media tensione. Lo schema di controllo per l'asse di quadratura è rappresentato in Figura 3.7:

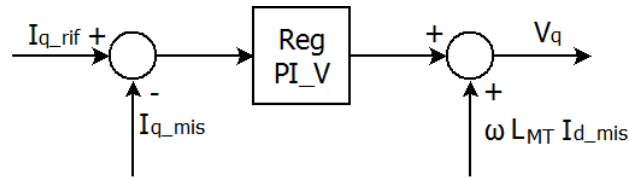


Figura 3.7 Schema di controllo per l'asse di quadratura

La corrente I_{q_rif} è ricavabile dalla (3.9) risolvendo il sistema con incognita I_q . Si ottiene quindi:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \frac{1}{\det(\mathbf{V})} * \begin{bmatrix} -V_d & -V_q \\ -V_q & V_d \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Da cui si ricava:

$$I_{q_rif} = -\frac{V_q}{\det(\mathbf{V})} * P + \frac{V_d}{\det(\mathbf{V})} * Q \quad (3.17)$$

Nel nostro caso si è invece deciso imporre una I_{q_rif} nulla, dato che non è presente nessuna richiesta di compensazione della potenza reattiva da parte della rete.

Anche in questo caso il termine $\omega L_{MT} I_d$ rappresenta il disaccoppiamento, ed è utilizzato per velocizzare il sistema e per rendere indipendenti l'asse diretto e l'asse di quadratura.

In questo caso l'unico regolatore PI presente ha la stessa generica funzione di trasferimento indicata in (3.15).

Blocco di adattamento

Il blocco di adattamento riceve in ingresso le tensioni di asse diretto e di asse di quadratura dopo il disaccoppiamento, provenienti rispettivamente dal regolatore di V_{CC} (Figura 3.6) e dalla regolazione della potenza reattiva (Figura 3.7), e opera un adattamento di queste tensioni tenendo conto dell'indice orario e del rapporto di trasformazione del trasformatore di connessione alla rete.

Le tensioni in uscita da questo blocco valgono quindi:

$$\begin{cases} V_{d_rif} = \frac{1}{K_T} * (V_d * \cos \vartheta + V_q * \sin \vartheta) \\ V_{q_rif} = \frac{1}{K_T} * (-V_d * \sin \vartheta + V_q * \cos \vartheta) \end{cases} \quad (3.18)$$

dove:

- K_T è il rapporto di trasformazione del trasformatore di cabine; vale K_{Tuni} nel caso di sistema unipolare e K_{Tbi} nel caso di sistema bipolare;
- ϑ è l'angolo che indica lo sfasamento tra l'avvolgimento primario e quello secondario del trasformatore di cabina.

Nel caso preso in esame l'indice orario del trasformatore di cabina, sia per il sistema unipolare che per il sistema bipolare, è Dy11, quindi l'angolo di sfasamento tra i due avvolgimenti è di 330° ; le due espressioni definite in (3.18) valgono quindi:

$$\begin{cases} V_{d_rif} = \frac{1}{K_T} * \left(\frac{\sqrt{3}}{2} * V_d - \frac{1}{2} * V_q \right) \\ V_{q_rif} = \frac{1}{K_T} * \left(\frac{1}{2} * V_d + \frac{\sqrt{3}}{2} * V_q \right) \end{cases} \quad (3.19)$$

Queste due grandezze andranno in ingresso al blocco PWM (visibile in Figura 3.4)

3.2.1 Modulazione PWM

La modulazione della larghezza d'impulso (PWM) è la tecnica che si è deciso di utilizzare per il controllo dei convertitori a IGBT.

La modulazione PWM consiste nel frazionare l'onda quadra con impulsi di larghezza variabile cercando di approssimare un andamento sinusoidale con il valor medio variabile degli impulsi. Modulando opportunamente gli impulsi quindi, le armoniche di ampiezza maggiore sono a frequenza molto più elevata della fondamentale.

I vantaggi ottenibili con questa tecnica sono:

- sezione di potenza dell'azionamento semplificata;
- spostamento delle armoniche più elevate ad alte frequenze, in modo da ridurre il loro effetto in rete, diminuendo quindi l'inquinamento armonico della rete.

Gli svantaggi che derivano dall'utilizzo di questa tecnica sono:

- elevato numero di commutazioni nel periodo, che provocano un aumento delle perdite per commutazione (spiegate nel Capitolo 5);
- circuito di comando complesso.

Per la scelta della logica di commutazione esistono varie tecniche e per lo svolgimento di questa tesi è stato scelto il Metodo delle sottooscillazioni sinusoidali: questo metodo consiste nel far coincidere le commutazioni con le intersezioni di due segnali a frequenza diversa.

Nel nostro caso abbiamo un segnale triangolare detto portante e tre segnali sinusoidali detti modulanti, mostrati in Figura 3.8:

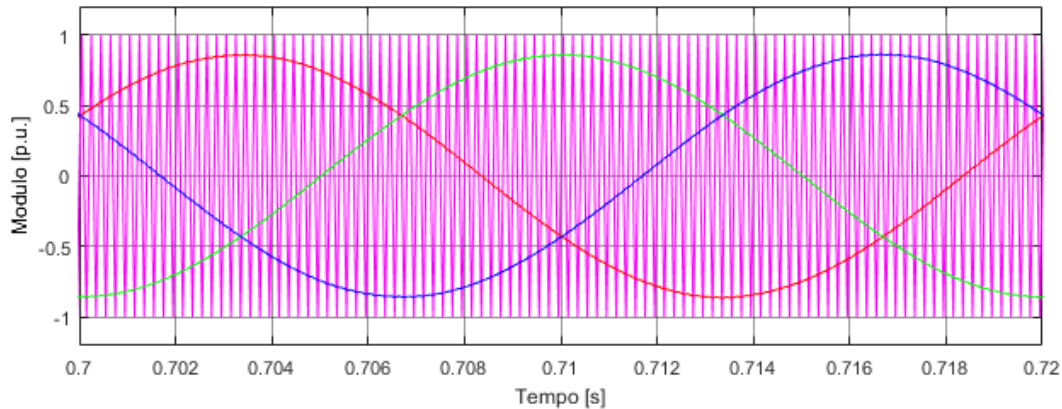


Figura 3.8 Rappresentazione della portante (magenta) e delle tre modulanti: modA (rosso), modB (verde), modC (blu)

La frequenza della portante stabilisce la frequenza di commutazione degli interruttori comandati (detta anche frequenza di switching f_s), ed è solitamente mantenuta costante insieme alla sua ampiezza, che varia da 1 a -1. La frequenza delle tre modulanti invece è pari alla frequenza desiderata per la prima armonica della tensione di uscita del convertitore e la loro ampiezza è contenuta tra 0 e 1. Nel nostro caso si è scelto di utilizzare una frequenza di switching pari a 5 kHz e una frequenza delle modulanti di 50 Hz, per ottenere delle grandezze che hanno la stessa frequenza di quelle di rete. È possibile definire un rapporto di modulazione di frequenza pari a:

$$m_f = \frac{f_s}{f_{mod}} = \frac{5000}{50} = 100 \quad (3.20)$$

In accordo con quanto specificato in precedenza, l'utilizzo del PWM permette di ridurre il contenuto armonico immesso in rete; l'ordine di armonicità delle armoniche immesse in rete è:

$$h = J * m_f \pm k \quad (3.21)$$

con $J, k=0, 1, 2, 3, \dots$ è necessario considerare che, se $m_f \gg 1$, se J è pari K dovrà essere dispari e viceversa. In questo caso i principali ordini di armonicità delle armoniche presenti saranno:

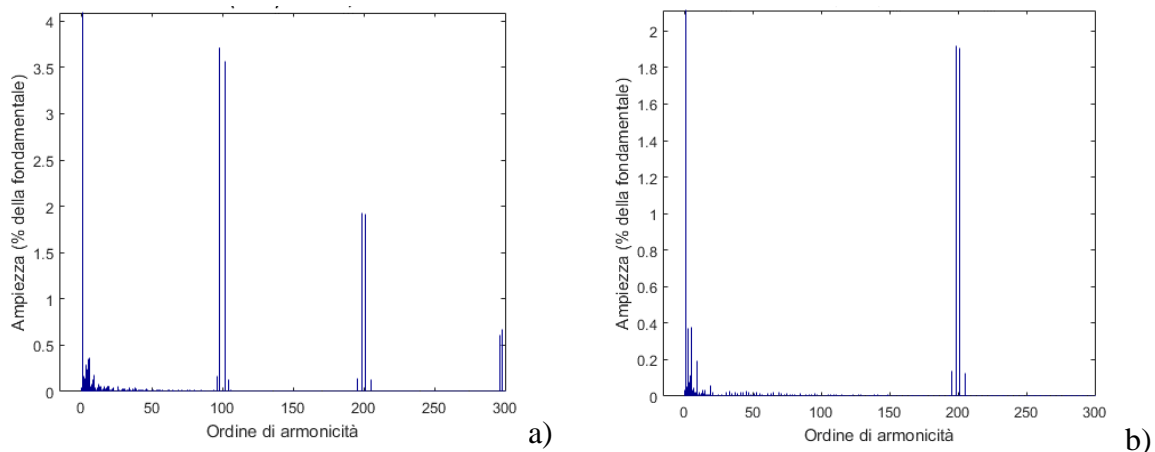
Tabella 3.1 Principali ordini di armonicità delle armoniche prodotte dal convertitore e immesse in rete

J = 0	K = $\pm 0,1,2$	h = 1
J = 1	K = 0	h = 100
	K = ± 2	h = 98 - 102
	K = ± 4	h = 96 - 104
J = 2	K = ± 1	h = 199 - 201
	K = ± 3	h = 197 - 203
	K = ± 5	h = 195 - 205

In questo modo le armoniche presenti nello spettro saranno solo le multiple della frequenza di commutazione, in particolare la prima armonica visibile nello spettro sarà a 5 kHz (ordine armonico $h = 100$) con la relativa campana di armoniche pari (Figura 3.9)

Per la rete bipolare è stata adottata una modulazione PWM interleaved; significa che le due portanti, utilizzate per generare gli impulsi per i due convertitori, sono state scelte sfasate tra di loro di 180° , in modo tale ridurre il contenuto armonico immesso in rete. Infatti, con questo tipo di modulazione, la prima armonica, invece che trovarsi alla frequenza di commutazione, si trova ad un valore doppio della frequenza di commutazione.

È possibile notare che, nelle correnti di bassa tensione (Figura 3.9-a) le prime armoniche presenti sono a 5 kHz, mentre nella corrente in media tensione (Figura 3.9-b), grazie alla tecnica interleaved, le prime armoniche presenti sono a 10 kHz:

**Figura 3.9 Armoniche lato BT (a) e MT (b)**

Per spiegare meglio come vengono inviati i comandi di apertura e chiusura delle valvole è stata ridotta la visualizzazione temporale della portante e delle tre modulanti a 5 ms, come mostrato in Figura 3.10:

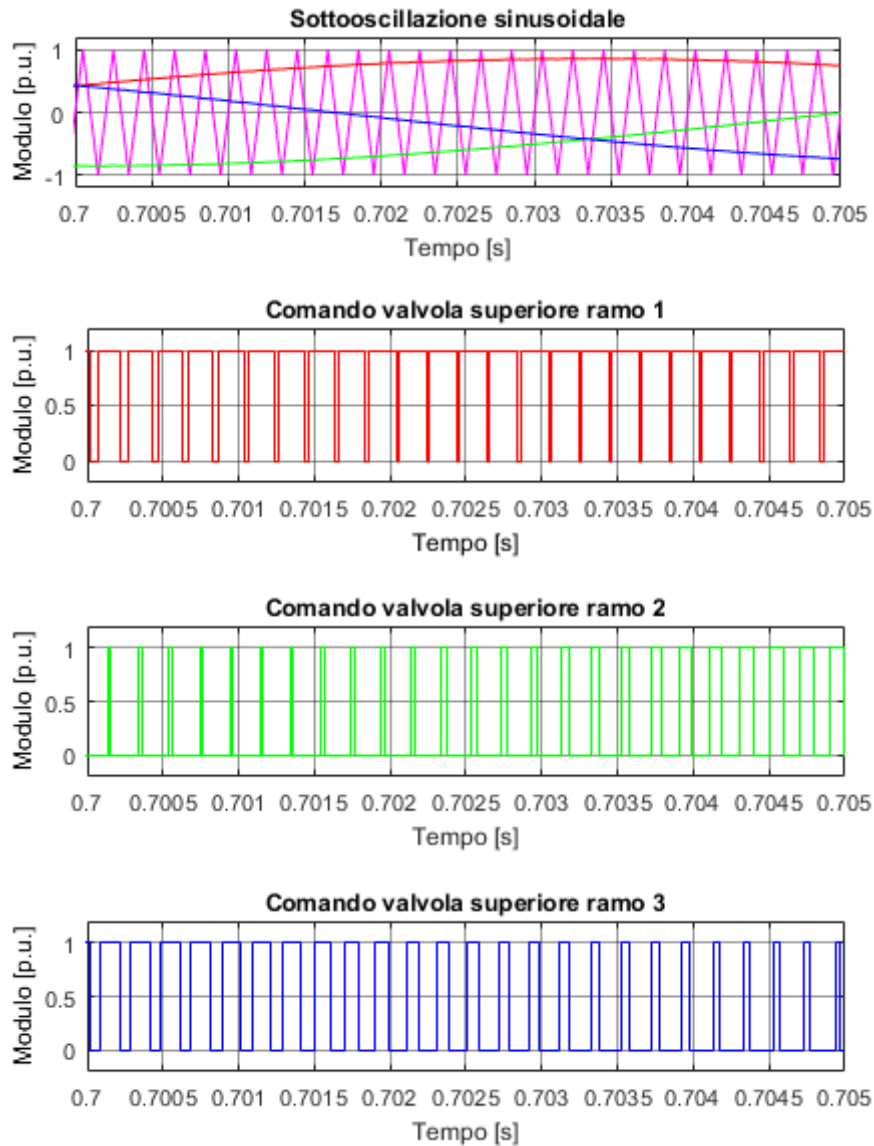


Figura 3.10 Rappresentazione dei comandi delle valvole superiori di ogni ramo inviate al convertitore

I comandi alle valvole sono inviati nel seguente modo:

- ogni modulante comanda un ramo del convertitore; la modulante A (modA in Figura 3.8) comanda le due valvole del ramo 1 (IGBT1 e IGBT2 in Figura 2.11), la modulante B (modB in Figura 3.8) comanda le due valvole del ramo 2 (IGBT3 e IGBT4 in Figura 2.11), la modulante C (modC in Figura 3.8) comanda le due valvole del ramo 3 (IGBT5 e IGBT6 in Figura 2.11);
- viene verificata l'intersezione tra ogni modulante e la portante (rappresentata in nero in Figura 3.8);
- se la modulante ha ampiezza maggiore della portante allora verrà inviato un impulso 1 alla valvola superiore della gamba, 0 viceversa;
- le due valvole sullo stesso ramo devono sempre ricevere il comando opposto; per esempio, considerando il ramo 1, se l'IGBT1 riceve l'impulso 1 (quindi dovrà

essere chiuso) allora l'IGBT2 dovrà ricevere l'impulso 0 (quindi dovrà essere aperto). Questo serve per evitare di mettere in cortocircuito un ramo del ponte trifase del convertitore.

Le tre modulanti sono ricavate come segue:

$$\begin{cases} modA = m * \sin(\theta + \varphi) \\ modB = m * \sin\left(\theta + \varphi - \frac{2}{3}\pi\right) \\ modC = m * \sin\left(\theta + \varphi + \frac{2}{3}\pi\right) \end{cases} \quad (3.22)$$

dove:

- m rappresenta l'indice di modulazione, ed è definito come segue:

$$m = \frac{\sqrt{V_{d_rif}^2 + V_{q_rif}^2}}{K_{inv} * V_{CC}} \quad (3.23)$$

- il coefficiente K_{inv} del convertitore è utilizzato per tenere conto che, per il principio di conservazione dell'energia, la stessa quantità di energia in ingresso dal lato in corrente continua dovrà essere uguale alla quantità di energia in uscita dal lato in corrente alternata; non è quindi possibile trasferire tutta l'energia al lato c.a. con la sola componente fondamentale, ma una parte dell'energia dovrà essere trasferita anche tramite le varie armoniche presenti. Questo coefficiente indica quindi la quota parte di energia che è possibile trasferire tramite la prima armonica, e vale:

$$K_{inv} = \frac{1}{2} * \sqrt{\frac{3}{2}} \quad (3.24)$$

- φ rappresenta lo sfasamento tra tensione di riferimento di asse diretto e la tensione di riferimento di asse di quadratura; la sua espressione è la seguente:

$$\varphi = \tan^{-1}\left(\frac{V_{q_rif}}{V_{d_rif}}\right) \quad (3.25)$$

3.2.2 Taratura dei regolatori di corrente

Come visto nel Paragrafo 3.2 (in Figura 3.4) il regolatore di corrente è lo stesso sia per l'asse diretto sia per l'asse di quadratura.

Per la taratura dei regolatori di corrente, per prima cosa è necessario identificare la funzione di trasferimento che lega le tensioni di riferimento di asse diretto e di quadratura, con le correnti rispettivamente di asse diretto e di quadratura. In questo caso i parametri dei regolatori saranno diversi per unipolare e bipolare perché sono diverse le impedenze che costituiscono le funzioni di trasferimento. In ogni caso per poter confrontare il

comportamento dei due sistemi si è scelto di mantenere prestazioni simili per i due sistemi in termini di banda passante e margine di fase dei regolatori.

Regolatore di corrente per il sistema unipolare

Lo schema utilizzato per la taratura del regolatore di corrente (di asse diretto e di asse di quadratura) nella rete unipolare è il seguente:

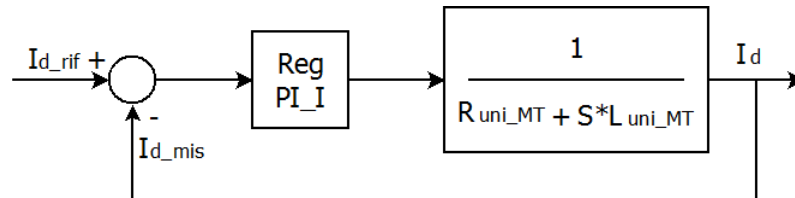


Figura 3.11 Schema di controllo per la taratura del regolatore di corrente

dove:

- il blocco Reg PI_I ha la seguente funzione di trasferimento:

$$R_{I_{uni}}(s) = K_{PI_{uni}} + \frac{K_{II_{uni}}}{s} \tag{3.26}$$

- R_{uni_MT} è la resistenza del trasformatore di cabina del sistema unipolare, riportata in media tensione, con la seguente espressione:

$$R_{uni_MT} = R_{trasf_uni} * K_{Tuni}^2 \tag{3.27}$$

- L_{un_MT} è l'induttanza totale sul lato bassa tensione del sistema unipolare, riportata in media tensione, con la seguente espressione:

$$L_{uni_MT} = (L_{trasf_uni} + L_{conv_uni}) * K_{Tuni}^2 \tag{3.28}$$

- la tensione di asse diretto è legata alla corrente di asse diretto dalla seguente funzione di trasferimento:

$$G_{uni}(s) = \frac{1}{R_{uni_MT} + s * L_{uni_MT}} \tag{3.29}$$

I parametri scelti sono i seguenti:

Tabella 3.2 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di corrente

$G_{uni}(s)$	R_{uni_MT} [Ω]	5
	L_{uni_MT} [H]	1,0186
$R_{I_{uni}}(s)$	$K_{PI_{uni}}$	755,258
	$K_{II_{uni}}$	103460
	Margine di fase PM [gradi]	80
	f taglio [Hz]	120

La risposta del sistema in Figura 3.11 ottenuta in fase di progettazione è quella riportata nel riquadro (a) seguente. La risposta del sistema è stata confrontata con la risposta del sistema simulato in Simulink (quadro b), quando è richiesta una variazione a gradino di I_{q_rif} da 0 a 3 A, in $t = 0.8$ s.

È possibile notare che le risposte ottenute sono equivalenti, ed sia per quanto riguarda la sovra elongazione, che è contenuta entro l'1,2 p.u. rispetto ai 3 A (cioè 3,6 A), sia per quanto riguarda il tempo di risposta, perché entrambi si portano a regime dopo circa 30 ms.

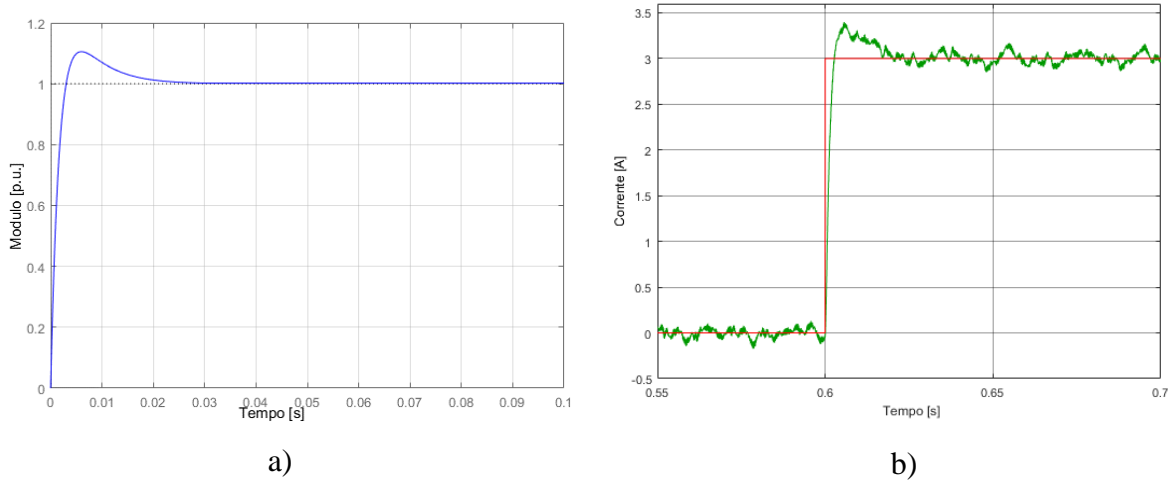


Figura 3.12 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema unipolare), b) andamento della corrente I_q quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema unipolare)

Regolatore di corrente per il sistema bipolare

Lo schema utilizzato per la taratura del regolatore di corrente (di asse diretto e di asse di quadratura) nella rete bipolare è il seguente:

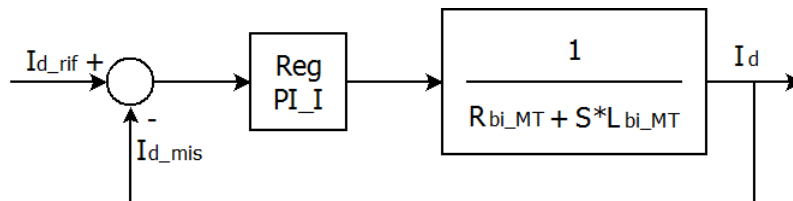


Figura 3.13 Schema di controllo per la taratura del regolatore di corrente

dove:

- il blocco Reg PI_I ha la seguente funzione di trasferimento:

$$R_{I_{bi}}(s) = K_{PI_{bi}} + \frac{K_{II_{bi}}}{s} \tag{3.30}$$

- R_{bi_MT} è la resistenza del trasformatore di cabina del sistema bipolare, riportata in media tensione, con la seguente espressione:

$$R_{bi_MT} = R_{trasf_bi} * K_{Tbi}^2 \quad (3.31)$$

- L_{bi_MT} è l'induttanza totale sul lato bassa tensione del sistema bipolare, riportata in media tensione, con la seguente espressione:

$$L_{bi_MT} = (L_{trasf_bi} + L_{conv_bi}) * K_{Tbi}^2 \quad (3.32)$$

- la tensione di asse diretto è legata alla corrente di asse diretto dalla seguente funzione di trasferimento:

$$G_{bi}(s) = \frac{1}{R_{bi_MT} + s * L_{bi_MT}} \quad (3.33)$$

I parametri scelti sono i seguenti:

Tabella 3.3 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di corrente

$G_{bi}(s)$	$R_{bi_MT} [\Omega]$	10
	$L_{bi_MT} [H]$	2,0372
$R_{Ibi}(s)$	K_{PI_bi}	1512,56
	K_{II_bi}	207200
	Margine di fase PM [gradi]	80
	f taglio [Hz]	120

Anche in questo caso la risposta del sistema è stata confrontata con la risposta del sistema simulato in Simulink, quando è richiesta una variazione a gradino di I_{q_rif} da 0 a 3 A, in $t = 0.8$ s.

La risposta del sistema in Figura 3.13 ottenuta in fase di progettazione, per il convertitore 1, è la seguente:

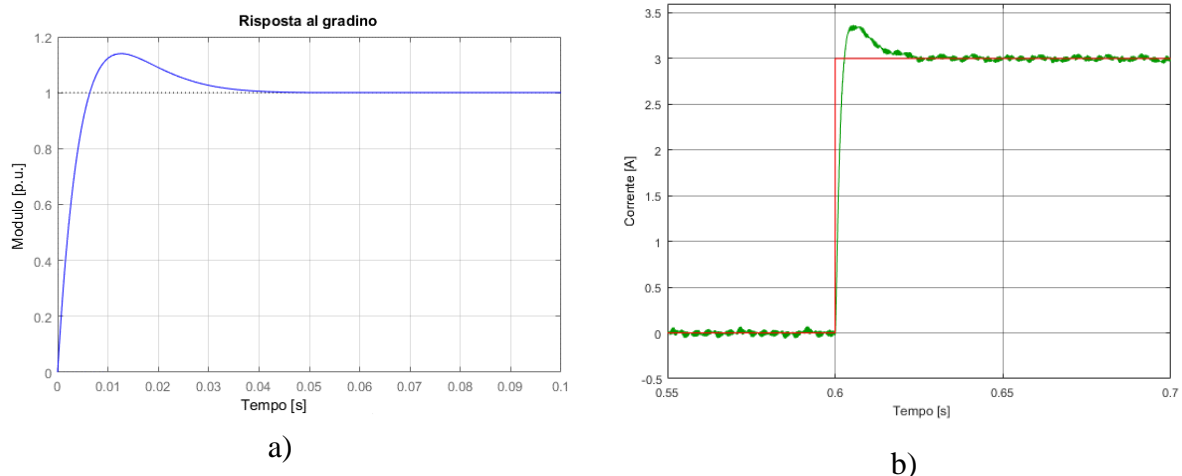


Figura 3.14 Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della corrente I_q del convertitore 1 quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema bipolare)

La risposta del convertitore 2, avendo un controllo identico al convertitore 1, dovrà essere uguale a quella di Figura 3.14:

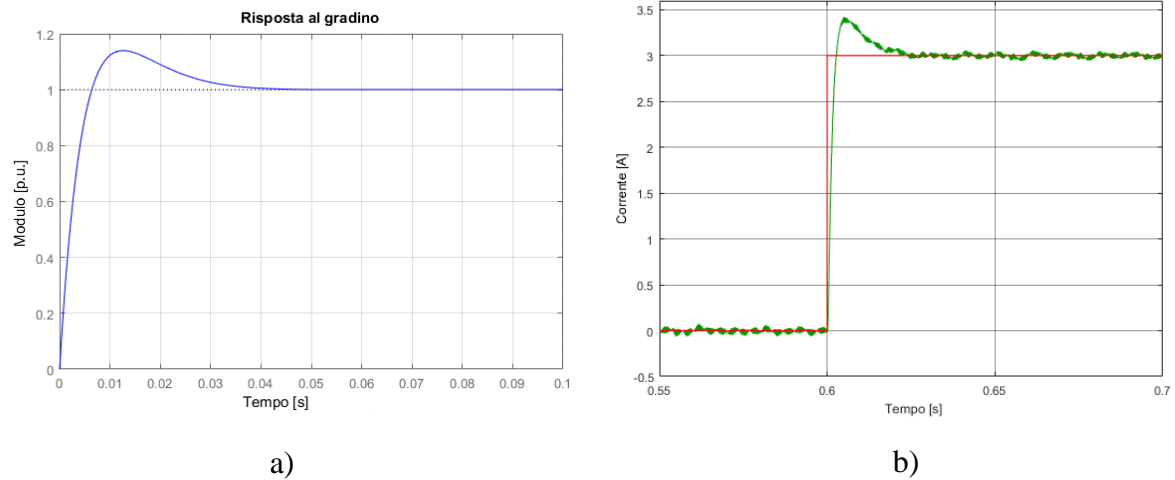


Figura 3.15 Risposta del sistema progettato (con regolatore di corrente) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della corrente I_q del convertitore 2 quando è richiesta una sua variazione a gradino (sistema bipolare)

È possibile verificare che, per entrambi i convertitori, le due risposte hanno lo stesso comportamento sia per quanto riguarda la sovralongazione (contenuta entro l'1,2 p.u., cioè 3,6 A) che per quanto riguarda il tempo che impiega il sistema a portarsi a regime (per entrambi è circa 30 ms).

3.2.3 Taratura dei regolatori di tensione continua

Come per la taratura del regolatore di corrente, anche nel caso della taratura del regolatore di tensione continua è necessario identificare la funzione di trasferimento che lega la corrente di asse diretto con la tensione continua V_{CC_uni} (nel caso di sistema unipolare) o V_{CC_bi} (nel caso di sistema bipolare). Come visibile in Figura 3.4, il regolatore di tensione continua implica solo lo scambio di potenza attiva pertanto è presente solo sull'asse diretto.

Regolatore di tensione per il sistema unipolare

Lo schema utilizzato per la taratura del regolatore di tensione nella rete unipolare è il seguente:

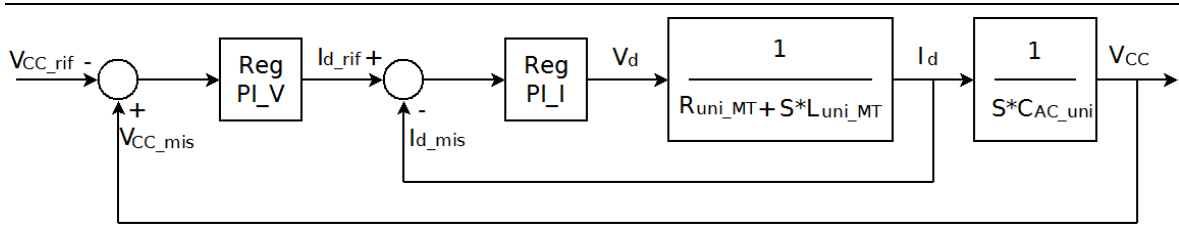


Figura 3.16 Rappresentazione della funzione di trasferimento che lega la corrente di asse diretto con la tensione continua

dove:

- il blocco Reg PI_I ha la funzione di trasferimento (3.26) e i suoi parametri sono stati evidenziati in Tabella 3.2;
- le espressioni di R_{uni_MT} e L_{uni_MT} sono state evidenziate rispettivamente in (3.27) e (3.28), ed i loro valori sono visibili in Tabella 3.2;
- il blocco Reg PI_V ha la seguente funzione di trasferimento:

$$R_{V_{uni}}(s) = K_{PV_uni} + \frac{K_{IV_uni}}{s} \tag{3.34}$$

- la corrente di asse diretto è legata alla tensione continua attraverso la seguente funzione di trasferimento:

$$H_{uni}(s) = \frac{1}{s * C_{CA_uni}} \tag{3.35}$$

I parametri scelti sono i seguenti:

Tabella 3.4 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di tensione (sistema unipolare)

$H_{uni}(s)$	C_{CC_uni} [μF]	1800
$R_{V_{uni}}(s)$	K_{PV_uni}	0,08765
	K_{IV_uni}	0,73044
	Margine di fase PM [gradi]	80
	f taglio [Hz]	8

La risposta del sistema in Figura 3.16 ottenuta in fase di progettazione è la seguente:

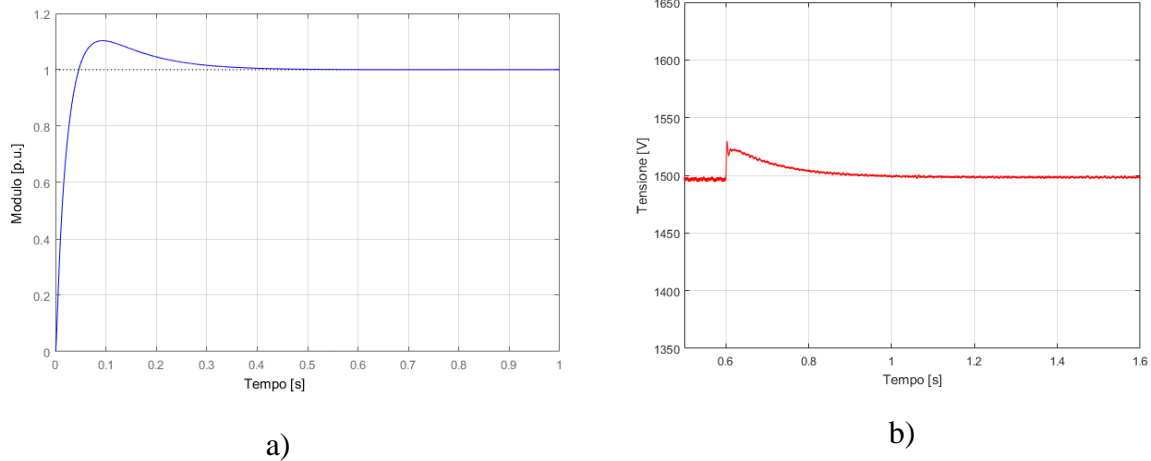


Figura 3.17 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema unipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema unipolare è richiesta una variazione di carico

Si è verificato che, nel caso di variazione a gradino del carico, il sistema simulato in Simulink risponde in un tempo di circa 400 ms, che è lo stesso tempo impiegato dal sistema progettato in Matlab per portarsi a regime dopo che è stato applicato un ingresso a gradino.

Regolatore di tensione per il sistema bipolare

Lo schema utilizzato per la taratura del regolatore di tensione per ogni singolo convertitore nella rete bipolare è il seguente:

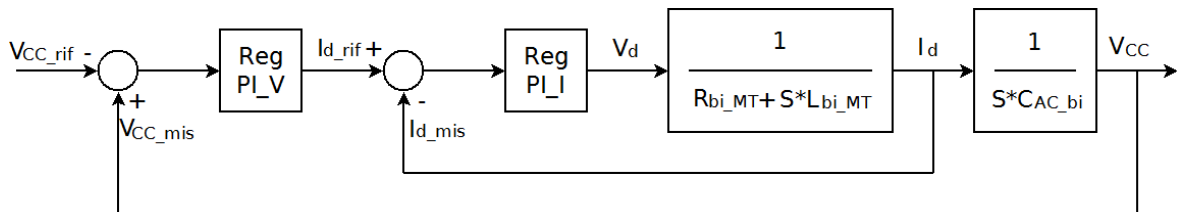


Figura 3.18 Rappresentazione della funzione di trasferimento che lega la corrente di asse diretto con la tensione continua (sistema bipolare)

dove:

- il blocco Reg PI_I ha la funzione di trasferimento (3.30) e i suoi parametri sono stati evidenziati in Tabella 3.3;
- le espressioni di R_{bi_MT} e L_{bi_MT} sono state evidenziate rispettivamente in (3.31) e (3.32), ed i loro valori sono visibili in Tabella 3.3;
- il blocco Reg PI_V ha la seguente funzione di trasferimento:

$$R_{V_{bi}}(s) = K_{PV_{bi}} + \frac{K_{IV_{bi}}}{s} \quad (3.36)$$

- la corrente di asse diretto è legata alla tensione continua attraverso la seguente funzione di trasferimento:

$$H_{uni}(s) = \frac{1}{s * C_{CA_{bi}}} \quad (3.37)$$

I parametri scelti sono i seguenti:

Tabella 3.5 Parametri funzione di trasferimento e regolatore di tensione (sistema bipolare)

$H_{bi}(s)$	$C_{CC_{bi}} [\mu F]$	2200
$R_{V_{bi}}(s)$	$K_{PV_{bi}}$	0,109112
	$K_{IV_{bi}}$	0,90927
	Margine di fase PM [gradi]	80
	f taglio [Hz]	8

Avendo utilizzato due regolatori separati per il controllo è stato necessario verificare la corretta progettazione di entrambi:

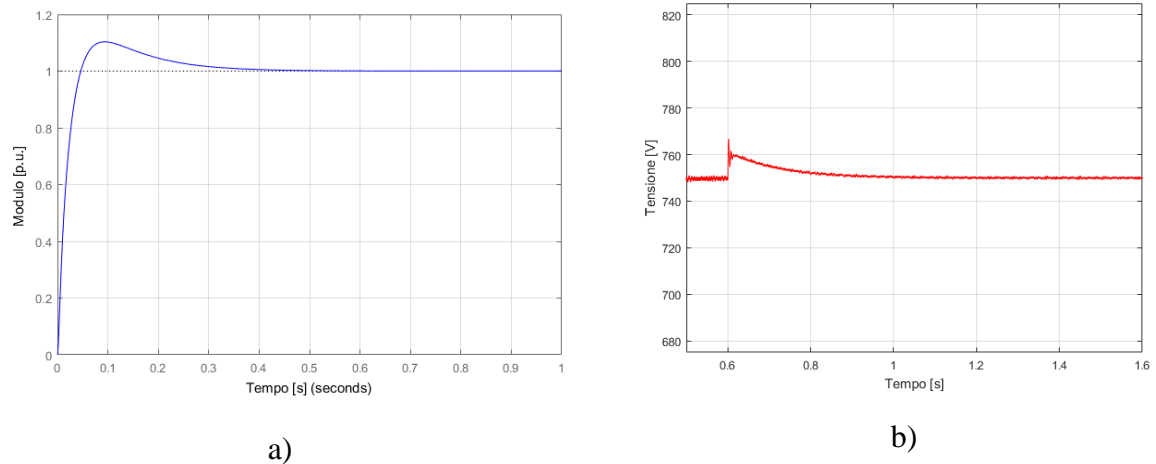


Figura 3.19 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema bipolare è richiesta una variazione di carico (convertitore 1).

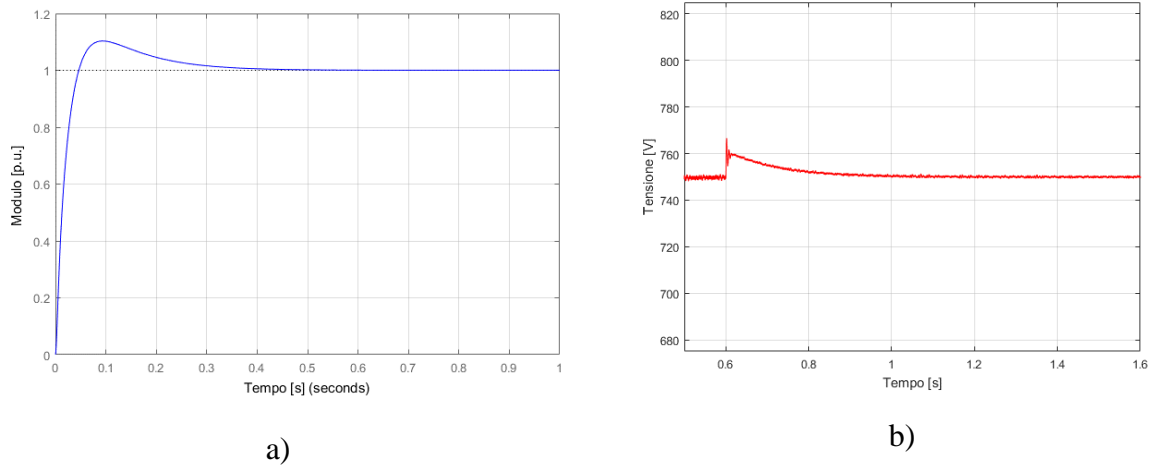


Figura 3.20 a) Risposta del sistema progettato (con regolatore di tensione) ad una variazione a gradino dell'ingresso (sistema bipolare), b) andamento della tensione continua quando nel sistema bipolare è richiesta una variazione di carico (convertitore 2).

Anche in questo caso si è verificato (per entrambi i convertitori) che, nel caso di variazione a gradino del carico, il sistema simulato in Simulink risponde in un tempo di circa 400ms, che è lo stesso tempo impiegato dal sistema progettato in Matlab per portarsi a regime dopo che è stato applicato un ingresso a gradino.

3.3 Controllo del convertitore di interfacciamento con la GD e i sistemi di accumulo

Per il controllo dei convertitori continua-continua, che connettono gli impianti fotovoltaici e le batterie alla rete, si è scelto di implementare una modulazione a banda d'isteresi della corrente di induttore invece che un PWM come nel caso del convertitore alternata-continua. Questa scelta è stata dettata dal fatto che, non avendo implementato l'algoritmo MPPT per il fotovoltaico e non avendo simulato carica e scarica del sistema di accumulo, il convertitore c.c./c.c. è utilizzato solo come uno stadio di adattamento della tensione di uscita, dei pannelli fotovoltaici e dell'S.d.A., ad una tensione ottimale per la connessione con la rete di distribuzione c.c..

Uno schema generale che descrive come è stato effettuato il controllo dei convertitori continua-continua è il seguente.

In questo schema I_{rif} rappresenta la corrente di riferimento con la quale deve essere confrontata la corrente di induttore del convertitore. I_{rif} varia in funzione del componente

che ha in ingresso il convertitore: nel caso di impianto fotovoltaico la corrente di riferimento sarà la corrente del punto di lavoro di massima potenza (I_{MPPT}), nel caso di S.d.A. invece sarà la sua massima corrente erogabile (I_{bat}).

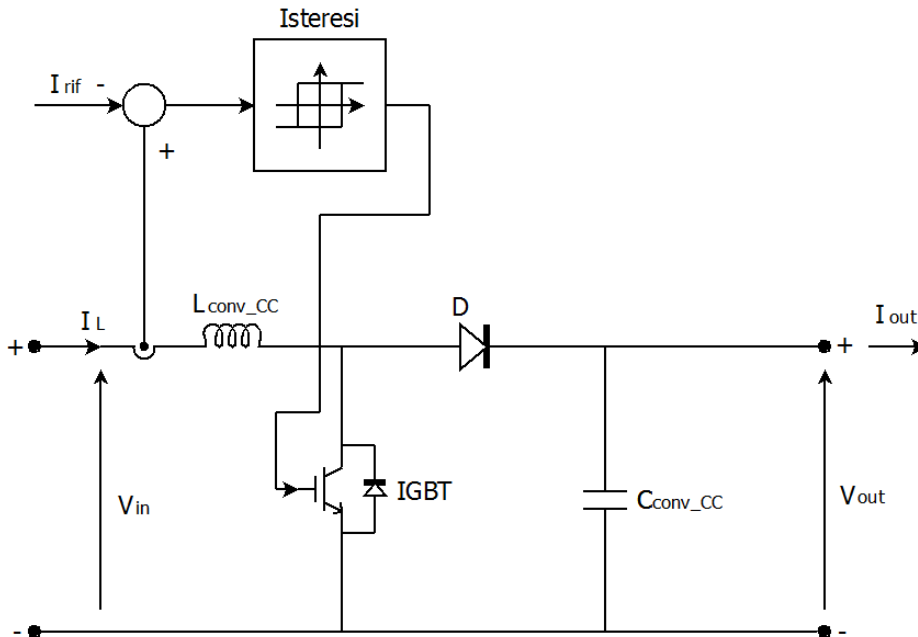
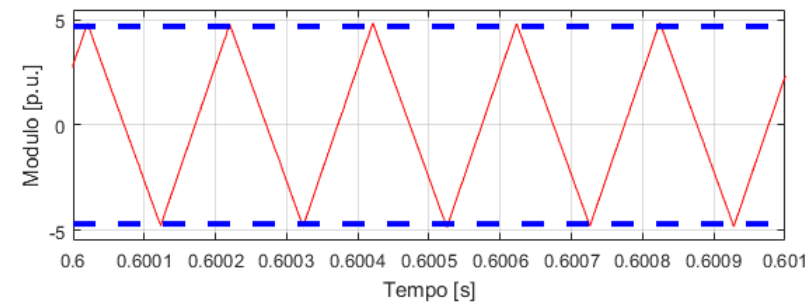
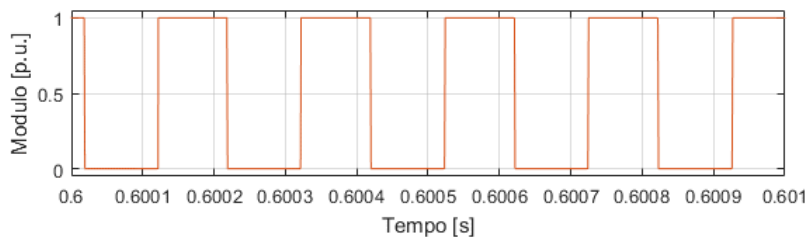


Figura 3.21 Schema generale del controllo del convertitore c.c./c.c.

L'errore risultante dalla differenza di queste due correnti entra nel blocco denominato "Isteresi", che è composto da due soglie: se la corrente supera la soglia superiore allora verrà inviato un segnale di apertura della valvola, se invece la corrente scende al di sotto della soglia inferiore viene inviato un segnale di chiusura della valvola.



a)



b)

Figura 3.22 a) Soglie della regolazione (in blu) e errore di corrente (in rosso) b) comandi alla valvola

Soglie per il fotovoltaico

Per gli impianti fotovoltaici le soglie della modulazione a isteresi sono state scelte in funzione del punto di lavoro di massima potenza (MPP) a cui si trova la cella fotovoltaica. Considerando come punto di lavoro (V_{MPPT} , I_{MPPT}), quello a 1000 W/m^2 , con i relativi dati visibili in Tabella 2.9 per il sistema unipolare e Tabella 2.17 per il sistema bipolare, e considerando che per entrambe è stata scelta una variazione massima di corrente ΔI_{conv} pari al 10 % della corrente I_{MPPT} dei pannelli a 1000 W/m^2 , l'errore è stato calcolato come la differenza tra la massima corrente ammessa e il riferimento di corrente desiderato.

La massima corrente ammissibile, sia per il sistema unipolare che per il sistema bipolare, è calcolata come segue:

$$I_{MPPT_MAX} = I_{MPPT} + \frac{\Delta I_{conv}}{2} \quad (3.38)$$

Le bande superiori e inferiori per il controllo a isteresi sono calcolate come segue, e in Tabella 3.6 sono riassunti i valori:

$$\begin{aligned} e_{MAX} &= I_{MPPT_MAX} - I_{MPPT} \\ e_{min} &= I_{MPPT} - I_{MPPT_MAX} \end{aligned} \quad (3.39)$$

Tabella 3.6 Valori delle bande per il controllo a isteresi del convertitore c.c./c.c. del fotovoltaico

	Sistema unipolare	Sistema bipolare
e_{MAX_fv} [A]	4,7	3,9
e_{min_fv} [A]	-4,7	-3,9

Soglie per le batterie

Per le batterie le soglie della modulazione a isteresi sono state scelte in funzione della corrente erogata dal sistema di accumulo. Si è considerato di permettere una variazione massima di corrente ΔI_{conv} pari al 10% della corrente dell'S.d.A., i cui valori sono visibili in Tabella 2.11 per il sistema unipolare e in Tabella 2.19 per il sistema bipolare. La massima corrente ammissibile è stata calcolata attraverso la (3.38), sostituendo la I_{MPPT} con la corrente dell'S.d.A I_{bat} , e le bande superiori e inferiori sono state calcolate attraverso la (4.1). In tabella sono riassunti i valori:

Tabella 3.7 Valori delle bande superiori e inferiori per il controllo a isteresi del convertitore c.c./c.c. del sistema di accumulo

	Sistema unipolare	Sistema bipolare
e_{MAX_bat} [A]	5	5
e_{min_bat} [A]	-5	-5

4 SIMULAZIONI DIGITALI

In questo capitolo sono riportati i risultati delle simulazioni digitali effettuate a partire dai modelli di reti unipolari e bipolari in corrente continua, sviluppati mediante il software di simulazione Matlab-Simulink.

Il modello di rete in corrente continua sviluppato per le simulazioni è composto da:

- un trasformatore 20/0,4 kV da 315 kVA (due trasformatori da 160 kVA per la rete bipolare), rappresentato in Figura 2.10;
- un filtro RC a triangolo posizionato in prossimità del trasformatore, sul lato MT (un filtro lato MT anche per la rete bipolare), rappresentato in Figura 2.13;
- un convertitore c.a./c.c. da 200 kVA (due convertitori c.a./c.c. in serie da 100 kVA per la rete bipolare), rappresentato in Figura 2.11;
- una linea in c.c. a due conduttori (tre conduttori per la rete bipolare), rappresentata in Figura 2.15;
- un carico resistivo che assorbe una potenza di 100kW (due carichi resistivi che assorbono 50 kW l'uno, per la rete bipolare), rappresentato in Figura 2.16;
- un impianto fotovoltaico da 60 kW con relativo convertitore c.c./c.c. di interconnessione con la rete (due impianti fotovoltaici da 30 kW con relativi convertitori c.c./c.c. per la rete bipolare), rappresentati rispettivamente in Figura 2.17 e Figura 2.19;
- un sistema di accumulo da 60 kW con relativo convertitore c.c./c.c. di interconnessione con la rete (due sistemi di accumulo da 30 kW con relativi convertitori c.c./c.c. per la rete bipolare), rappresentati in Figura 2.22.

I criteri di scelta e il dimensionamento di tutti i componenti sono stati effettuati nel Capitolo 2, dove sono presenti anche le tabelle con i relativi parametri per ogni componente, in particolare si richiama che in Figura 2.4 è riportato lo schema della rete unipolare e in Figura 2.5 quello della rete bipolare.

Per il segno delle grandezze dei convertitori si è scelta la convenzione dei generatori, pertanto la potenza attiva è positiva quando generata verso la rete in corrente alternata, mentre le tensioni lato c.c. sono state misurate in accordo con lo schema seguente:



Figura 4.1 Metodo di misura della tensione nel sistema unipolare (a) e nel sistema bipolare (b)

Dopo aver realizzato i modelli delle reti e implementati gli schemi e le logiche di controllo riportate nel Capitolo 3, per caratterizzare il comportamento dinamico del sistema sono state effettuate prove di stabilità della rete, tramite variazioni di carico nella rete in c.c., e transitori di inserzione e disinserzione di GD e sistemi di accumulo.

4.1 Transitori nella rete in corrente continua, in caso di rete passiva

Inizialmente si sono presi in considerazione transitori di carico, equilibrato e squilibrato, connesso nella rete in corrente continua, considerata passiva, quindi in assenza di GD e sistemi di accumulo. In questo caso quindi il flusso di potenza sarà unidirezionale, dalla rete esterna in corrente alternata al carico in corrente continua.

4.1.1 Transitori di carico equilibrato nelle reti c.c.

Sono stati confrontati i transitori di carico nella rete unipolare e nella rete bipolare, in modo da verificare l'equivalenza tra le due reti, in accordo con quanto definito in fase di progettazione.

Transitorio di attacco di carico nella rete unipolare

All'istante 1s di simulazione, quando la rete si trova in condizione di regime, è stato simulato il transitorio a gradino di un carico, posizionato a distanza di 200 m dal convertitore da 0 kW alla condizione di assorbimento nominale pari a 100 kW (come visibile in Figura 2.4, senza considerare la GD e il sistema di accumulo).

In Figura 4.2-a e b sono rappresentati, rispettivamente, gli andamenti delle tensioni continue all'uscita del convertitore e al carico, dopo un tratto di linea di 200 m. È possibile notare come le due tensioni continue, fino a $t = 1$ s, abbiano lo stesso valore, perché la rete è a vuoto e quindi non si ha transito di corrente e non si hanno cadute di tensione tra i due punti considerati. In $t=1$ s si ha la variazione a gradino del carico, di conseguenza la tensione continua presenta un transitorio che si esaurisce dopo circa 400ms, in accordo con le prestazioni dinamiche del regolatore di V_{CC} scelto in fase di dimensionamento del sistema (Capitolo 3, Paragrafo 3.2.3). Nella nuova condizione di regime, in presenza del carico, le due tensioni si discostano di una ΔV_{CC} pari a 3,3 V, cioè pari allo 0,22 % della tensione nominale del sistema (1500 V).

Per quanto riguarda l'effetto del transitorio di carico in c.c. nella rete c.a., le Figura 4.2-c e d, dove sono rappresentati, rispettivamente, gli andamenti delle tensioni lato rete in bassa tensione e le componenti di Park delle tensioni lato rete in media tensione (V_d in rosso e V_q in verde), mostrano il disaccoppiamento tra le due reti garantito dalla presenza dei convertitori e pertanto non si verificano transitori significativi delle tensioni lato c.a..

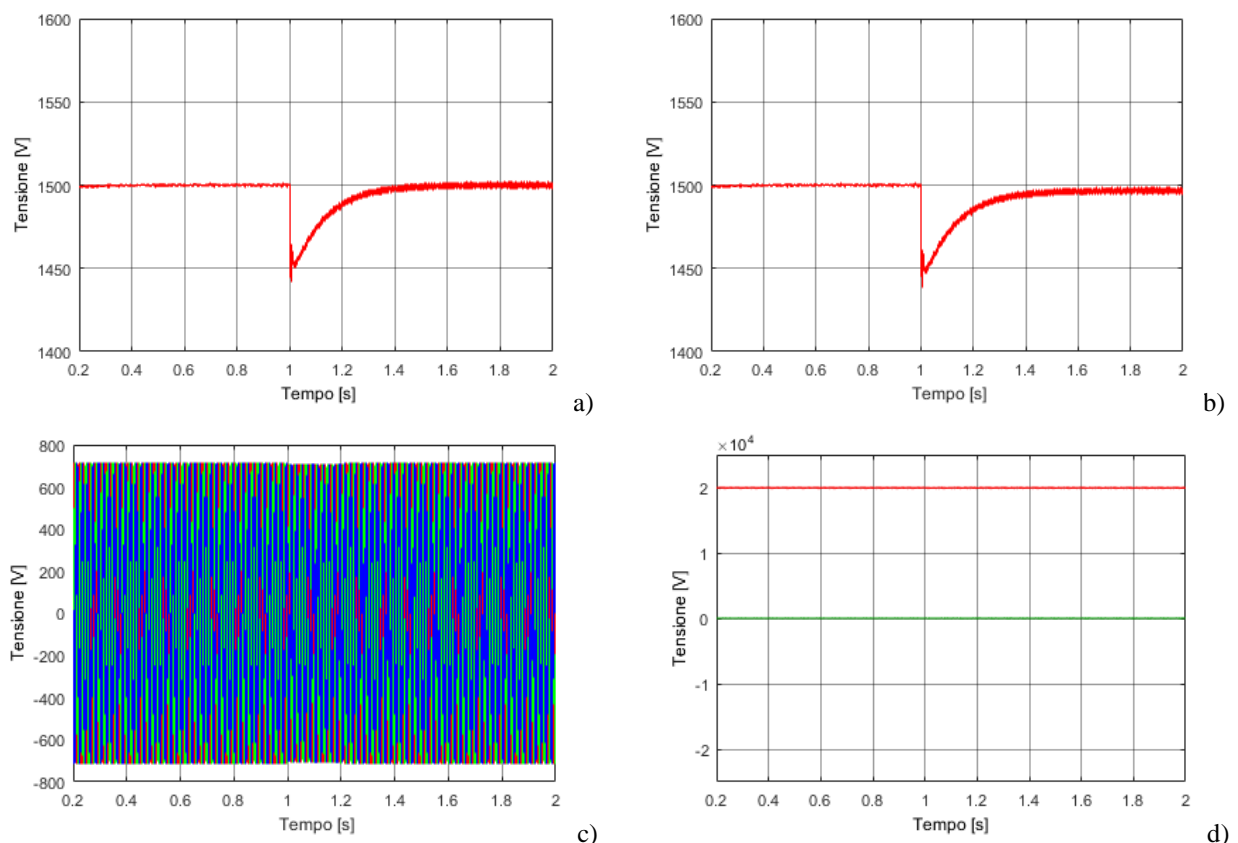


Figura 4.2 Attacco di carico: tensione continua in uscita dal convertitore (a) e ai capi del carico (b), c) tensioni c.a. BT; d) componenti di Park V_d (rosso) e V_q (verde) delle tensioni lato MT

In Figura 4.3-a sono rappresentate le componenti di Park delle correnti scambiate dal convertitore con la rete c.a. in MT, utilizzate per il controllo del convertitore: in rosso è rappresentata la corrente di asse diretto (I_d) e in verde la corrente di asse di quadratura (I_q). In $t = 1$ s si verifica la variazione di carico a gradino, di conseguenza il convertitore deve variare, a gradino, la potenza scambiata con la rete in corrente alternata; questo significa che è come imporre al convertitore una variazione a gradino della sua corrente I_d di riferimento, che è legata alla potenza attiva, come visto nel Capitolo 3. Di conseguenza le componenti di Park delle correnti dovrebbero variare con lo stesso andamento trovato in fase di progettazione (Paragrafo 3.2.2); in realtà l'andamento che si ottiene (Figura 4.3-a) si discosta leggermente da quello ottenuto in Figura 3.12, e questo è dovuto principalmente a due fattori: il primo è che l'andamento ottenuto in fase di progettazione è stato ricavato mantenendo fissa la tensione lato c.c., mentre in questo caso la tensione ha un transitorio; il secondo è che si deve tenere in considerazione anche l'influenza del PLL utilizzato per la sincronizzazione con la frequenza di rete, che ha, anch'esso, una sua dinamica, rappresentata in Figura 4.3-c.

In Figura 4.3-b sono rappresentate le correnti lato rete in bassa tensione: è possibile notare come, in assenza di carico sulla linea ($0 \text{ s} \leq t < 1 \text{ s}$), l'unica corrente presente è quella necessaria per alimentare il filtro RC in uscita dal convertitore e mantenere costante la tensione continua al bus c.c..

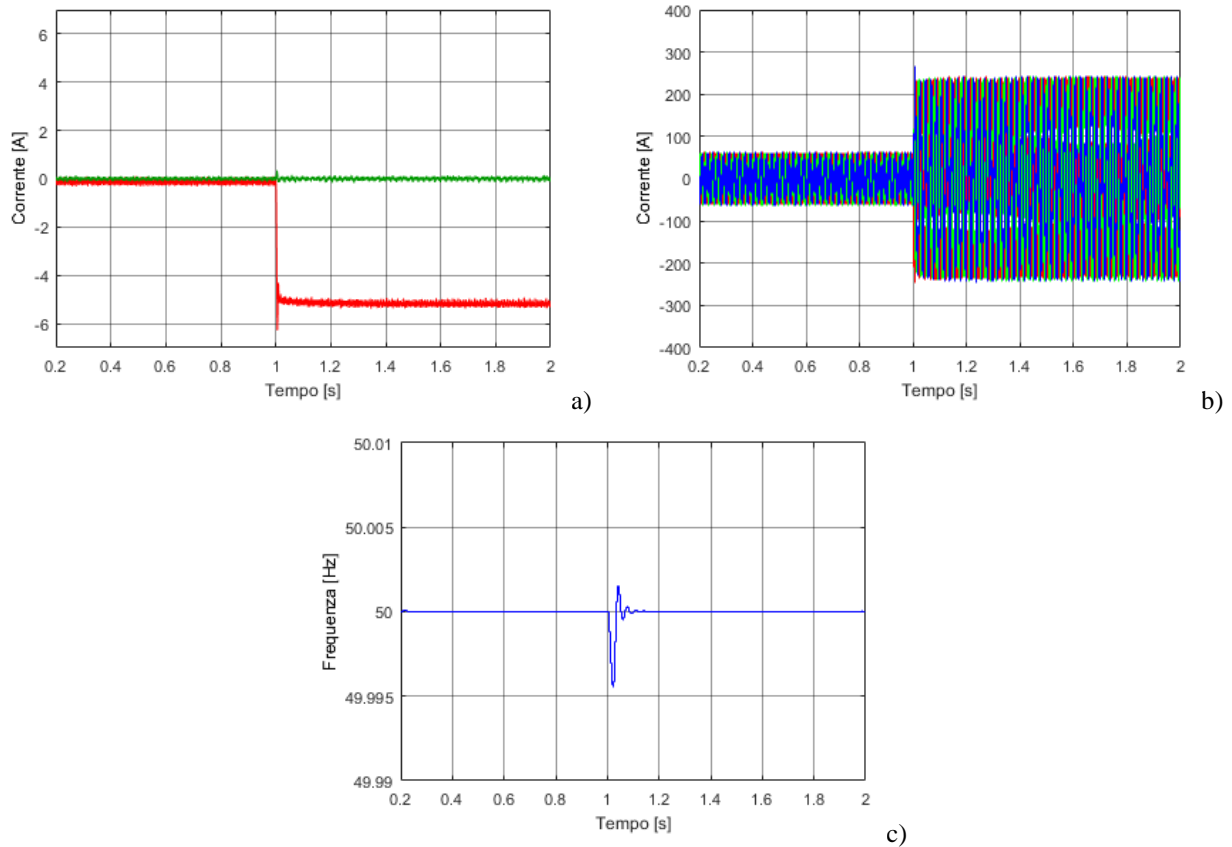


Figura 4.3 Attacco di carico: a) correnti I_d (rosso) e I_q (verde) lato MT, b) correnti lato rete BT, c) frequenza di rete misurata dal PLL

Per quanto riguarda il funzionamento del convertitore, si riportano gli andamenti di indice di modulazione e phi (Figura 4.4-b) da cui si evince che a fronte del transitorio di carico l'indice di modulazione varia poco perché il compito del convertitore è di regolare la tensione continua al suo valore nominale, che durante questi transitori non varia, e non dipende dallo scambio di potenza; l'angolo phi invece varia nell'istante in cui avviene l'attacco di carico perché è dipendente dallo scambio di potenza tra convertitore e rete c.a.. In Figura 4.4-a sono rappresentate le potenze scambiate dal convertitore, in rosso è rappresentata la potenza attiva e in verde la potenza reattiva: si nota come in assenza di carico il convertitore scambia con la rete solo la quota parte di potenza necessaria per sostenere la V_{CC} e alimentare il filtro. All'istante $t = 1$ s, la potenza attiva scambiata con la rete si porta ad un valore pari a 100 kW e il segno diventa negativo perché la potenza viene fornita dalla rete e assorbita dal convertitore.

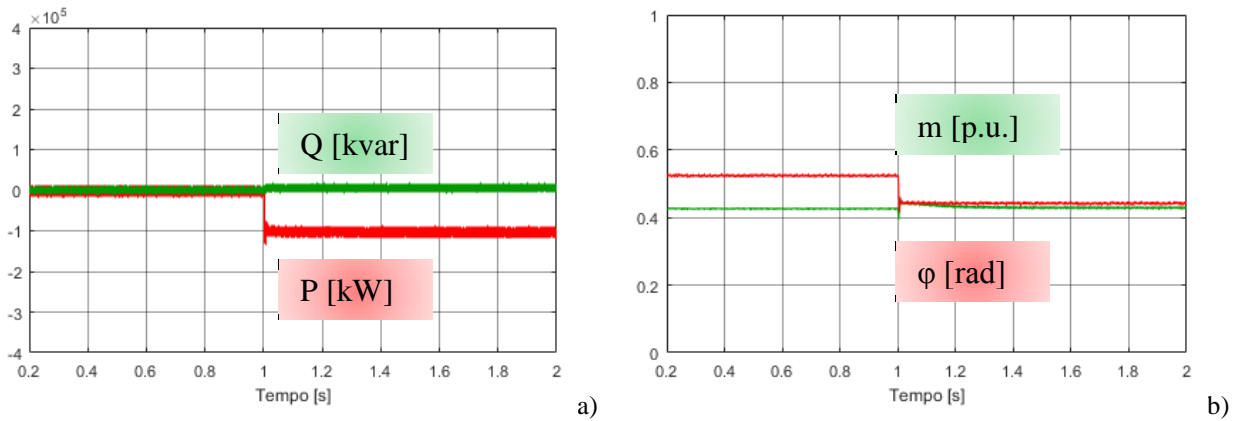


Figura 4.4 Attacco di carico: a) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete , b) indice di modulazione (verde) e phi (rosso) del convertitore

Transitorio di attacco di carico nella rete bipolare

In presenza di collegamento in c.c. bipolare si è simulato lo stesso transitorio riportato in precedenza per il collegamento unipolare in modo da confrontare le prestazioni dei due sistemi. Anche in questo caso il transitorio di carico, posizionato ad una distanza di 200 m dal convertitore, è a gradino da 0 kW a 100 kW e si verifica a 1s di simulazione. Lo schema di riferimento è riportato in Figura 2.5: nel caso qui presentato si è in assenza di GD e sistema di accumulo, in presenza di due carichi da 50 kW connessi tra polo positivo e neutro e polo negativo e neutro, in modo da avere un carico equilibrato nella rete.

In Figura 4.5-a e b sono riportati gli andamenti delle tensioni continue al punto di connessione dei carichi, sia del convertitore 1 sia del convertitore 2 (visibili nella Figura 2.5 del Paragrafo 2.1). Anche in questo caso, da 0,2 s a 1 s è riportato l'andamento a regime di queste due grandezze, che è pari a 750 V, per il convertitore 1, e -750 V per il convertitore 2, visto che la rete è a vuoto e non si hanno cadute di tensione in linea. All'istante $t = 1$ s avviene il transitorio di carico (da 0 kW a 50 kW sia sulla linea connessa al convertitore 1 sia sulla linea connessa al convertitore 2) e sulle tensioni lato c.c. si verifica un transitorio che si esaurisce dopo circa 400 ms, così come nel caso del sistema unipolare (come definito in fase di progettazione per avere le stesse prestazioni nelle due reti, Capitolo 3, Paragrafo 3.2.3, Figura 3.19). I valori finali delle tensioni in uscita dal convertitore e al carico si discostano, per effetto della caduta di tensione lungo la linea, di un valore pari a 1,65 V, che corrisponde allo 0,22 % del valore nominale (750 V). Si può notare come questa caduta di tensione in percentuale sia la stessa del caso del sistema

unipolare, mentre in valore assoluto è dimezzata perché, per ogni singolo polo, si ha la metà del carico.

In Figura 4.5-c è riportato l'andamento della tensione tra polo positivo e negativo della rete bipolare, che ha lo stesso valore di regime della tensione unipolare riportata in Figura 4.2-b. In Figura 4.5-d sono riportati gli andamenti delle componenti di Park di asse diretto (V_d , in rosso) e di asse di quadratura (V_q , in verde) delle tensioni lato MT: come nel caso precedente è confermato il disaccoppiamento della sezione c.c. dalla rete c.a., infatti il transitorio delle tensioni c.c. non influisce l'andamento delle tensioni lato c.a. e V_d e V_q rimangono costanti durante l'intervallo esaminato.

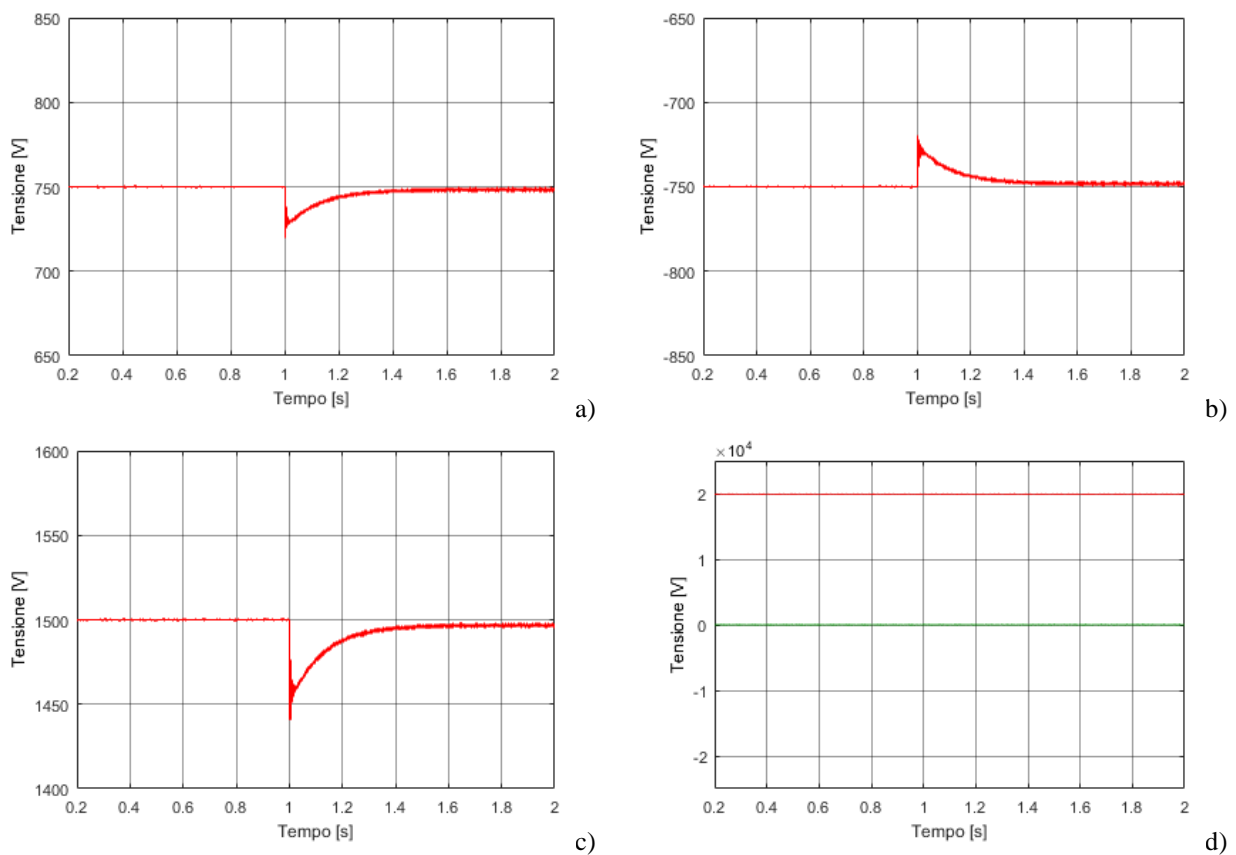


Figura 4.5 Attacco di carico: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), al conv 2 (b) e totale (c), d) tensioni c.a. V_d (rosso) e V_q (verde) lato MT

In Figura 4.6-a e b sono rappresentate le componenti di Park delle correnti utilizzate per il controllo dei due convertitori: in rosso è rappresentata la corrente di asse diretto (I_d) e in verde è rappresentata la corrente di asse di quadratura (I_q). Quando si ha la connessione del carico, il convertitore assorbirà la I_d richiesta dal carico che in questo caso è la metà di quella del convertitore della rete unipolare, essendo il carico dimezzato su ogni convertitore. Il transitorio che si verifica è simile a quello definito in fase di progettazione

(Paragrafo 3.2.2, Figura 3.12, Figura 3.14) come già presentato nel sistema unipolare: in questo caso la dinamica del PLL è rappresentata in Figura 4.6-e.

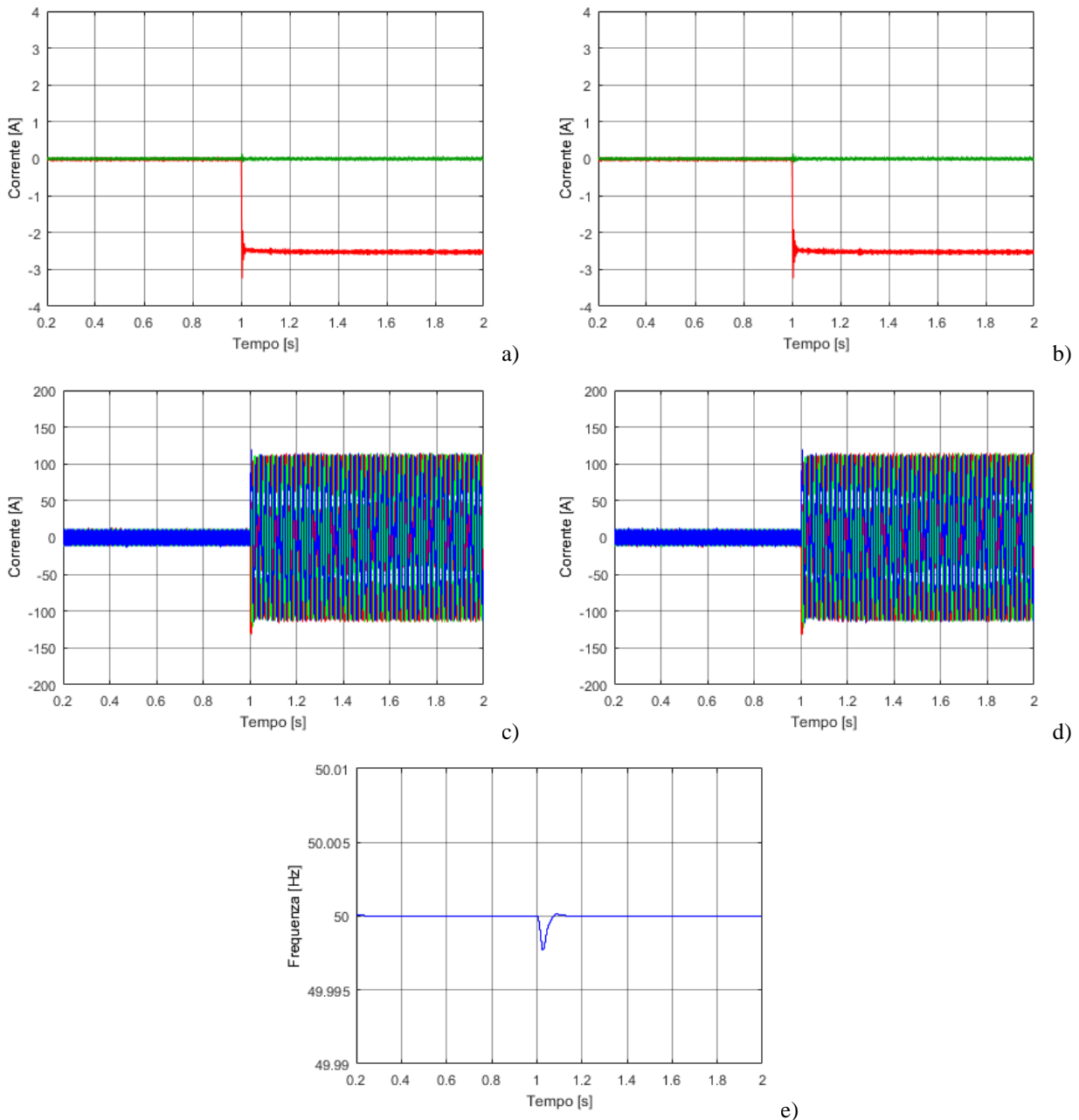


Figura 4.6 Attacco di carico: correnti scambiate dai conv 1 e 2, componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) lato MT (a) e (b), sinusoidali lato BT del conv 1 (c) e del conv 2 (d), frequenza di rete misurata dal PLL (e)

Anche in questo caso sono riportati l'indice di modulazione e l'angolo phi dei convertitori 1 e 2 (le grandezze dei due convertitori sono uguali quindi, per semplicità, sono riportate solo quelle appartenenti al convertitore 1 in Figura 4.7-b): si nota come gli angoli phi dei due convertitori della rete bipolare sono uguali all'angolo phi del convertitore della rete unipolare (Figura 4.4-b); questo perché phi dipende dalla potenza scambiata dai convertitori ed in entrambi i casi tutti e tre i convertitori sono caricati al 50 % della loro

potenza nominale. Gli indici di modulazione dei due convertitori nella rete bipolare avranno invece un valore doppio rispetto a quello del singolo convertitore del caso unipolare, questo perché m dipende solo dalla tensione regolata e la V_{CC} bipolare è la metà di quella del caso unipolare (si può verificare dalla formula di m riportata in (3.23)).

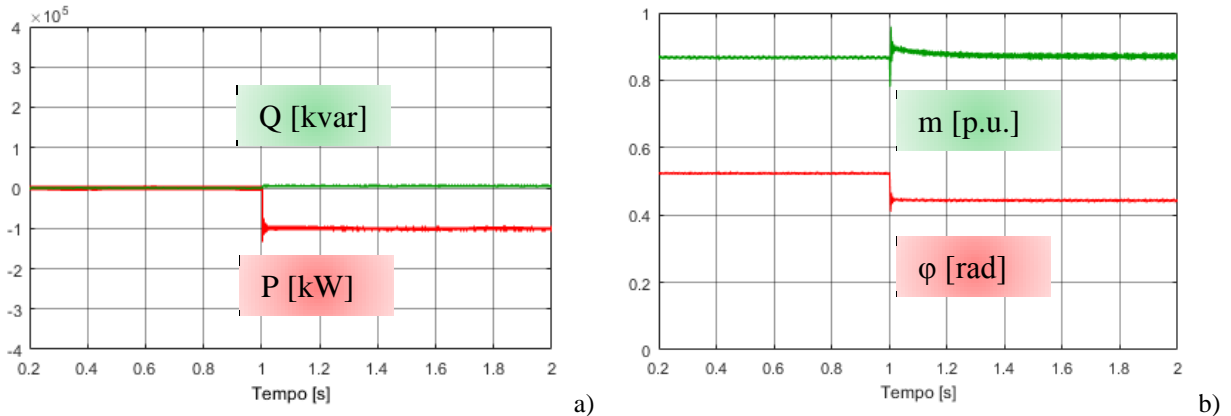


Figura 4.7 Attacco di carico: a) potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, b) indice di modulazione (verde) e phi (rosso) del convertitore 1 e 2

Transitorio di distacco di carico nella rete unipolare e bipolare

Per completare la caratterizzazione del sistema a fronte di transitori di carico equilibrato si è valutato l'effetto del distacco di carico, in condizioni di regime della rete c.c., considerando la stessa posizione del carico vista nelle simulazioni precedenti (200 m dai convertitori), all'istante $t = 0,6$ s sia per la rete unipolare che per quella bipolare.

È stato simulato il transitorio di distacco di carico a gradino, da 100 kW a 0 kW, posizionato a 200m dai convertitori a inizio linea, dopo che la rete si è già portata a regime. Per la rete unipolare i principali risultati sono riportati in Figura 4.8: in generale si confermano le prestazioni dei regolatori di tensione continua che impiegano circa 400 ms a riportare la tensione c.c. a regime dopo il transitorio e il disaccoppiamento garantito dai convertitori tra le reti c.c. e c.a., che non risente del transitorio.

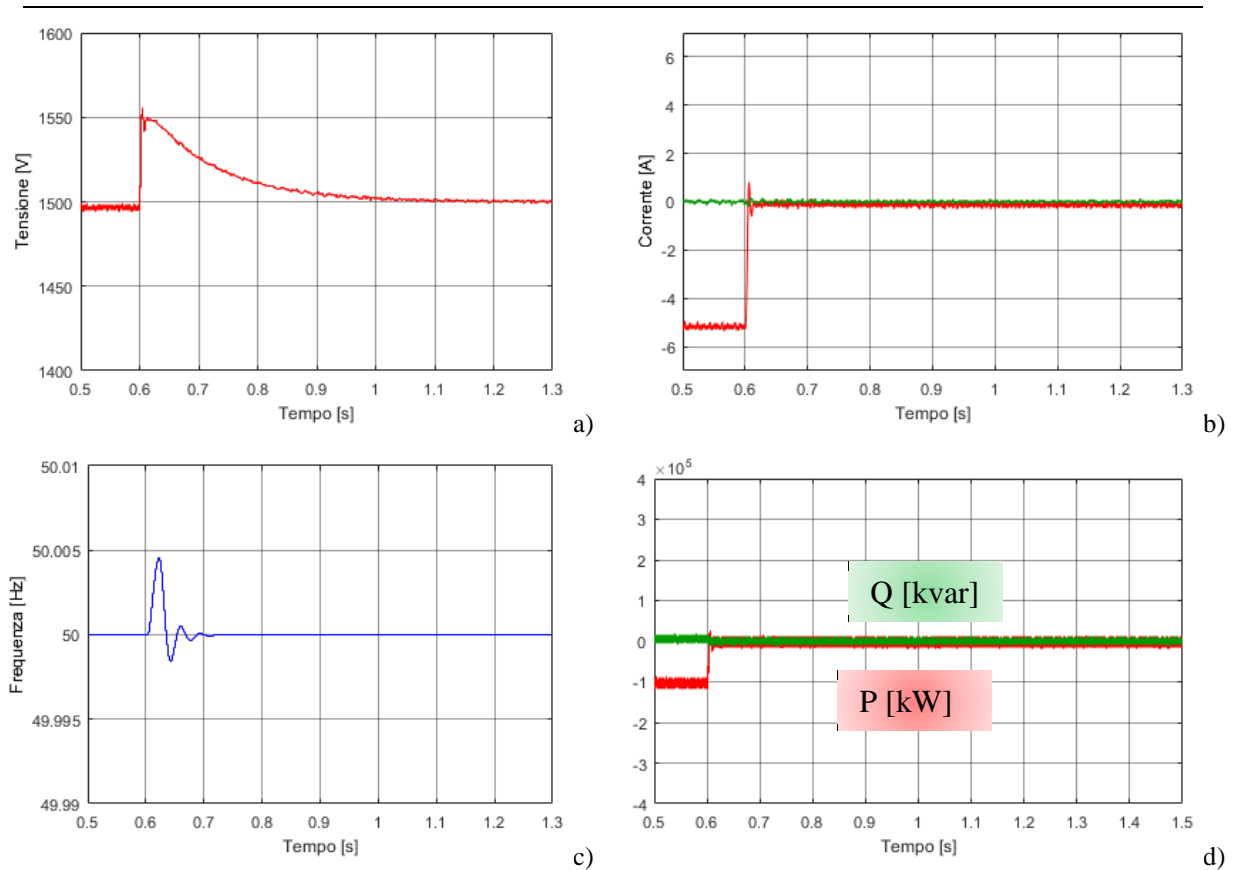


Figura 4.8 Distacco di carico: a) tensione continua tra polo positivo e polo negativo, b) componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT, c) frequenza di rete misurata dal PLL, d) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete

Anche per la rete bipolare, a parità di transitorio di distacco di carico, si ottengono gli stessi risultati visti per la rete unipolare e valgono le stesse considerazioni viste per l'attacco di carico del paragrafo precedente; per completezza sono riportati in Figura 4.9 gli andamenti delle grandezze principali (tensioni c.c. e c.a., correnti e potenze scambiate con la rete).

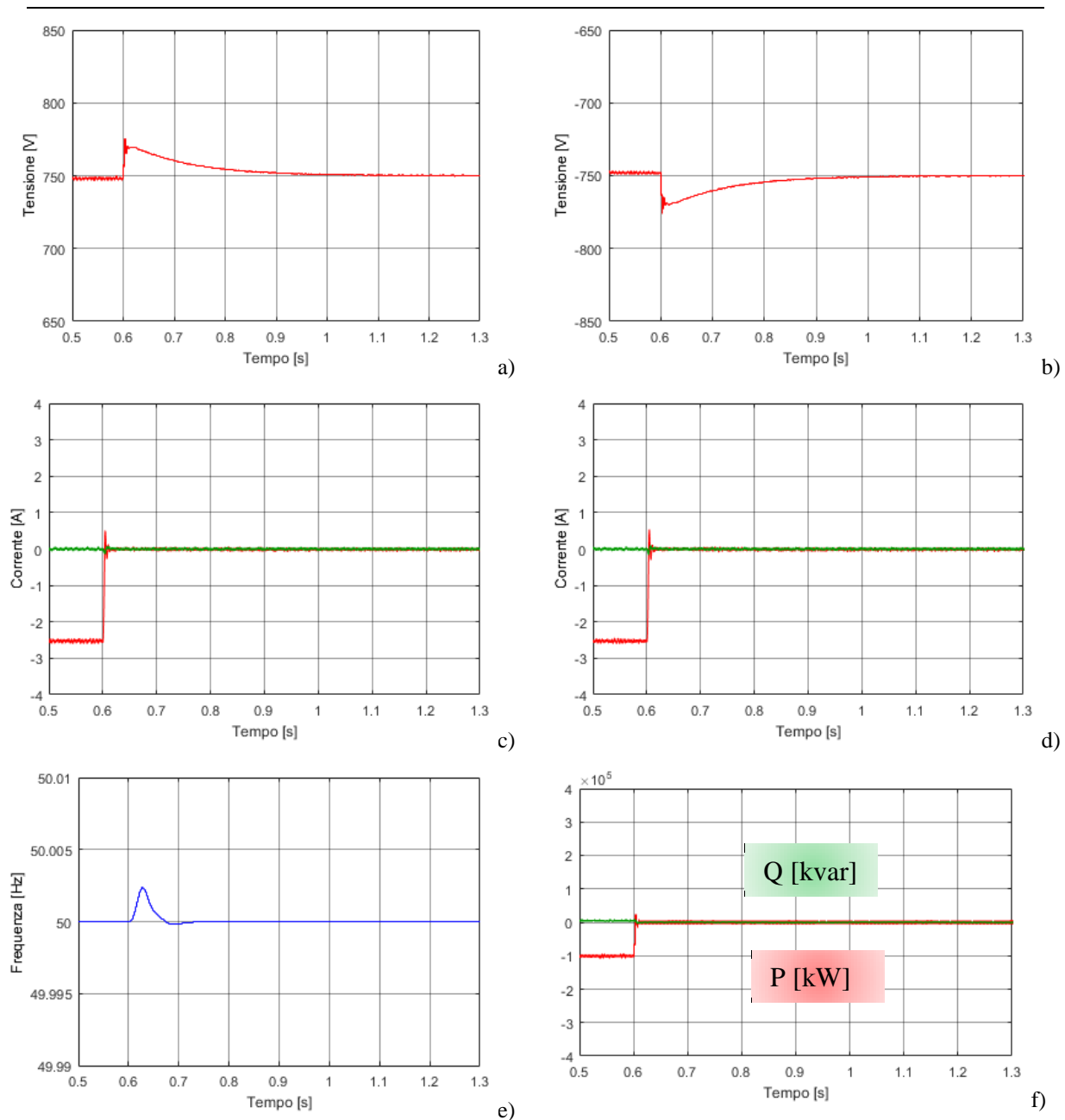


Figura 4.9 Distacco di carico: tensione continua al punto di connessione del carico con il conv 1 (a) e 2 (b), componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT del conv 1 (c) e 2 (d), e frequenza di rete misurata dal PLL, f) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete.

4.1.2 Transitori in presenza di carico squilibrato nella rete c.c. bipolare

Per la rete bipolare si sono eseguite simulazioni digitali per verificare la stabilità del sistema anche in presenza di carichi squilibrati connessi sul lato in c.c., in particolare si sono considerati transitori di attacco e distacco del carico tra i tre conduttori che costituiscono la linea di distribuzione:

- 1) attacco/distacco di carico nominale tra il polo negativo (-) e il polo centrale N, con il sistema inizialmente a vuoto (e il caso duale tra il polo positivo (+) e il polo centrale N);
- 2) attacco/distacco di carico tra il polo positivo (+) e il polo centrale N, seguito da attacco/distacco di carico tra il polo negativo (-) e il polo centrale N:
 - a. in presenza di carico nominale per entrambi i convertitori (50 kW);
 - b. in presenza di carichi squilibrati a regime (convertitore 1 con carico da 50 kW e convertitore 2 con carico da 70 kW).

Transitori di attacco di un carico squilibrato

Il primo transitorio studiato è quello di attacco di carico, da 0 kW a 50 kW, tra il polo negativo (-) e il polo centrale N (visibili in Figura 4.1), mantenendo a vuoto il sistema compreso tra polo positivo (+) e polo N.

In Figura 4.10 sono rappresentate le tensioni e le correnti nella rete in c.c. del sistema bipolare; in particolare V_{conv1} e V_{conv2} sono le tensioni continue ai capi dei condensatori di livellamento dei convertitori 1 e 2, ΔV_{CC_N} è la caduta di tensione sul conduttore centrale, V_{CC_pos} e V_{CC_neg} sono le tensioni a fine linea ai capi dei carichi connessi al conv 1 e 2, V_{CC_tot} è la tensione continua tra polo positivo e polo negativo (pari alla differenza tra V_{CC_pos} e V_{CC_neg}), I_{C1} e I_{C2} sono le correnti assorbite dai due carichi e I_{CN} è la corrente che transita nel conduttore centrale (che è nulla in caso di carichi simmetrici mentre vale $I_{C1}-I_{C2}$ in caso di carichi squilibrati).

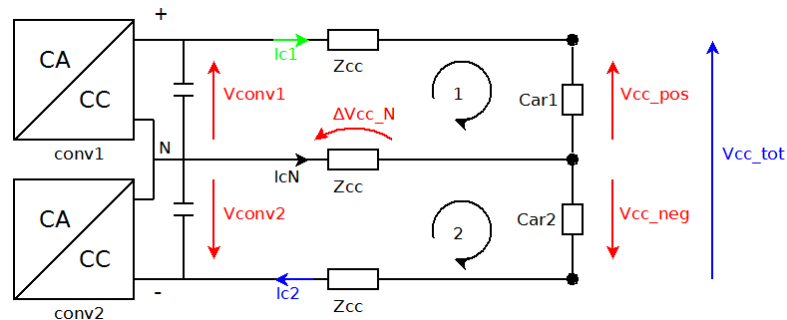


Figura 4.10 Schema della linea in c.c. bipolare

In Figura 4.11-a e b sono riportati gli andamenti delle tensioni continue ai punti di connessione dei carichi (V_{CC_pos} e V_{CC_neg}). Si nota come, essendo stato effettuato l'attacco di carico sul convertitore 2, la tensione V_{CC_neg} ha un transitorio identico a quello già visto in Figura 4.5-b, mentre la linea connessa al convertitore 1 rimane a vuoto; la tensione V_{CC_pos} è più alta del suo valore nominale di un valore che è pari alla caduta di tensione sul

conduttore centrale N (ΔV_{CC_N}), mentre la V_{conv1} (Figura 4.11-c) rimane stabile a 750 V, senza essere influenzata dallo sbilanciamento di carico. Per dimostrare che la tensione V_{CC_pos} ha un valore maggiore di quello nominale si può effettuare la Legge di Kirchhoff delle tensioni (LKT) alla maglia 1 rappresentata in Figura 4.10:

$$LKT: V_{conv1} + \Delta V_{CC_N} - V_{CC_pos} = 0 \rightarrow V_{CC_pos} = V_{conv1} + \Delta V_{CC_N} \quad (4.1)$$

In Figura 4.11-d è riportata la tensione continua totale ai capi dei due convertitori (V_{CC_tot}) e il suo transitorio di attacco di carico: si nota come la tensione totale del bus in c.c., anche in presenza di carico squilibrato, rimane stabile al valore di riferimento (1500 V), pertanto si rileva la capacità e la stabilità del sistema a funzionare correttamente anche in presenza di uno squilibrio del carico.

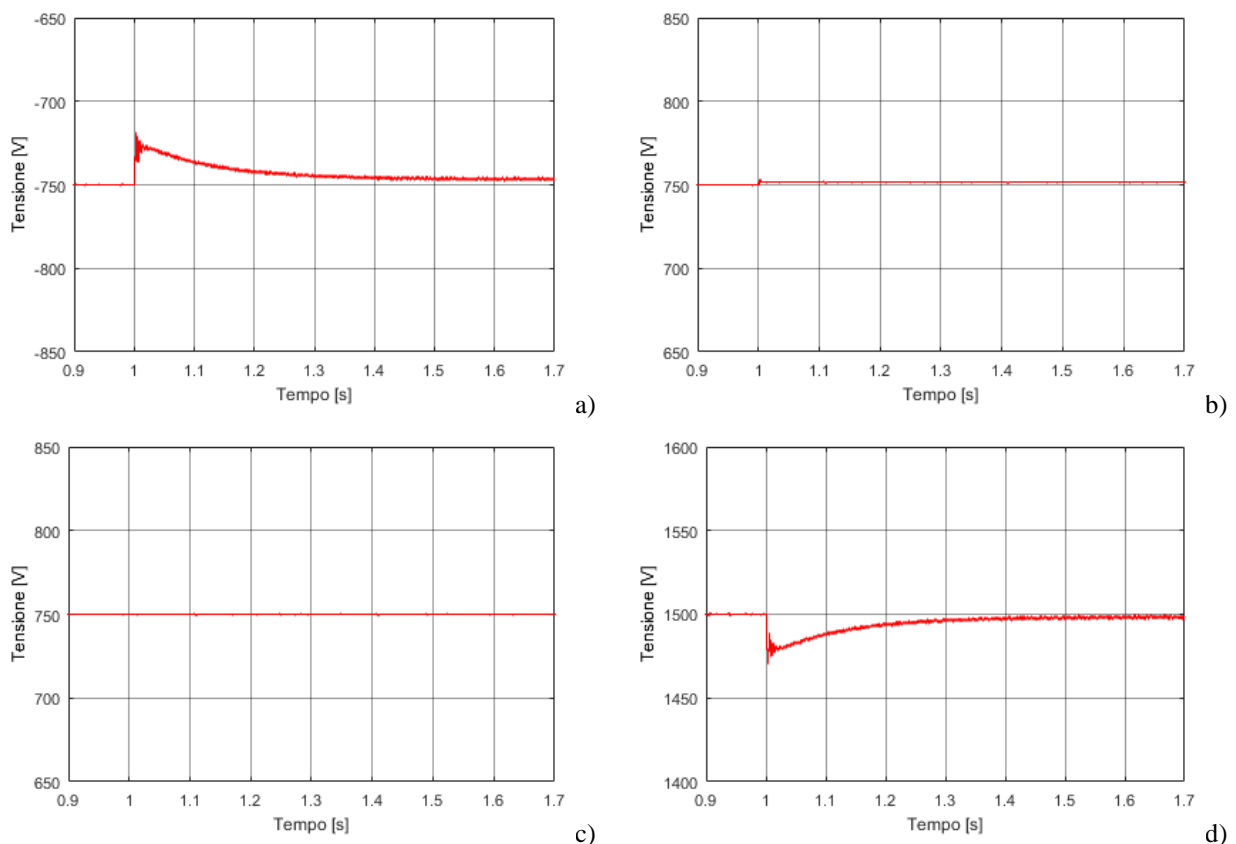


Figura 4.11 Attacco di carico squilibrato al conv 2: tensione continua al punto di connessione del carico con il conv 2 (a) e 1 (b), c) tensione continua in uscita dal conv 1, d) tensione continua totale al punto di connessione del carico.

In Figura 4.12-a e b sono rappresentate le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti lato MT, rispettivamente per i convertitori 1 e 2. Per il convertitore 1 si nota che I_d e I_q sono correttamente pari a 0 A, lavora a vuoto e non scambia potenza con la rete trifase; per il convertitore 2 invece in $t = 1$ s, avviene l'attacco di carico e si ha lo stesso

transitorio visto nel caso precedente (Figura 4.6-b). Per quanto riguarda le potenze invece, la totale potenza scambiata dai due convertitori è rappresentata in Figura 4.12-c.

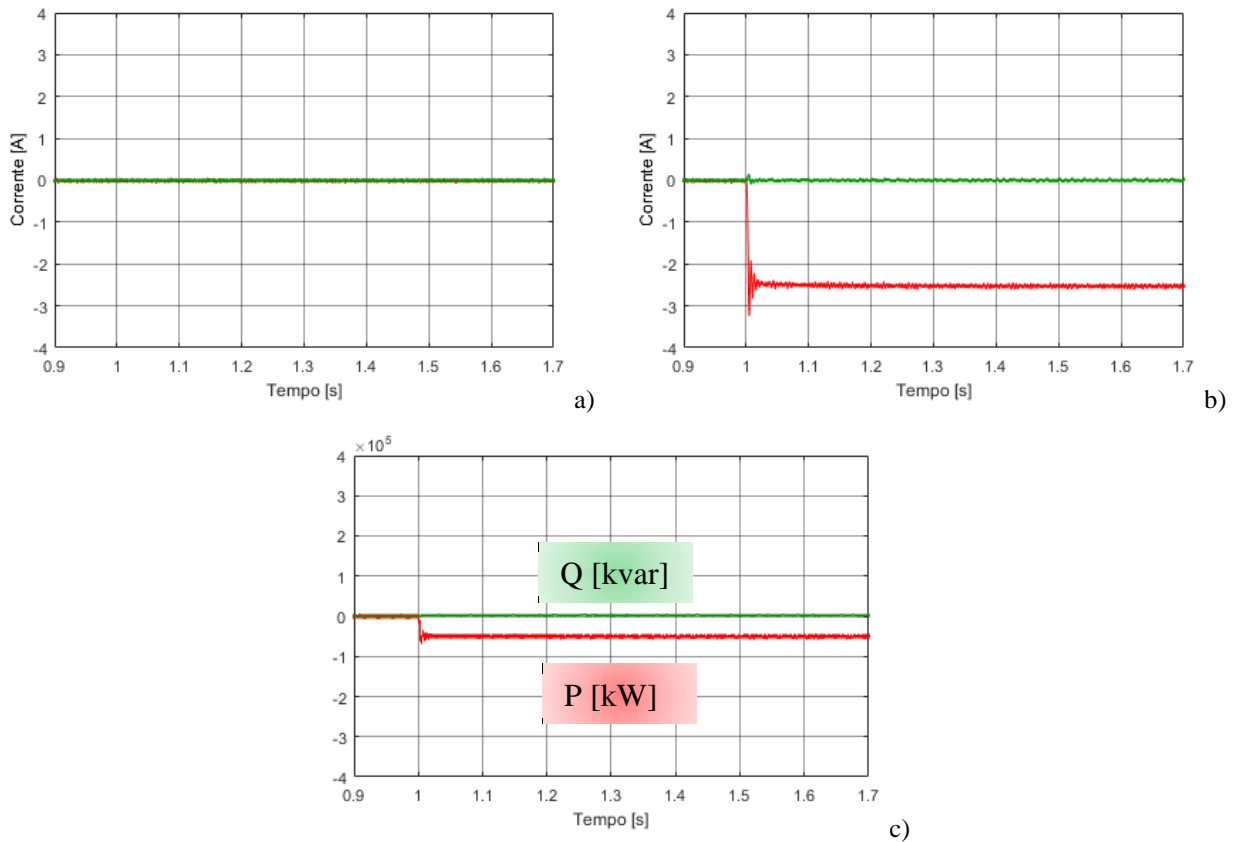


Figura 4.12 Attacco di carico squilibrato al conv 2: componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT del conv 1 (a) e 2 (b); c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.

Questa stessa tipologia di transitorio è stata simulata anche considerando un attacco di carico, da 0 kW a 50 kW, tra il polo positivo (+) e il polo centrale N (visibili in Figura 4.1), lasciando a vuoto il sistema compreso tra polo negativo (-) e polo N.

Il comportamento rilevato è duale rispetto al caso precedente; in particolare in Figura 4.13-a e b sono riportate le tensioni al carico (V_{CC_pos} e V_{CC_neg} , Figura 4.10). In questo caso si nota un aumento della tensione V_{CC_neg} , che è possibile dimostrare effettuando la LKT come nel caso precedente (Figura 4.11). La tensione continua totale (V_{CC_tot}), riportata in Figura 4.13-c, ha lo stesso andamento del caso precedente (Figura 4.11) e si porta allo stesso valore di regime, rimanendo stabile anche in presenza di carico squilibrato. Per quanto riguarda le tensioni lato rete c.a. MT, si può confermare che anche in questo caso non sono influenzate dal transitorio sul lato c.c..

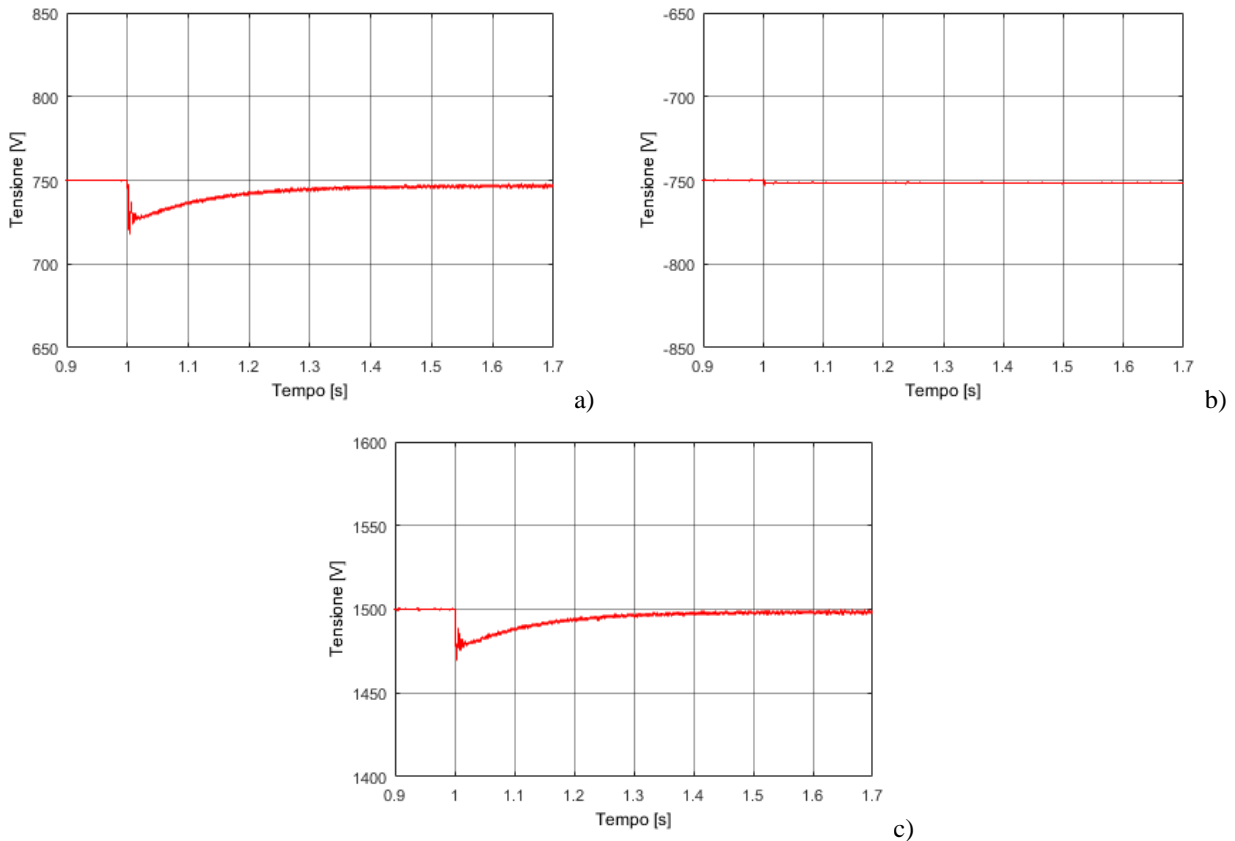


Figura 4.13 Attacco di carico squilibrato al conv 1: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c)

In Figura 4.14-a e b sono riportate le componenti di Park I_d (curva rossa) e I_q (curva verde) delle correnti lato MT dei convertitori 1 e 2; gli andamenti delle correnti per il convertitore 1, dove si verifica l'attacco di carico, sono uguali a quelli del convertitore 2 della simulazione precedente (Figura 4.12-b), così come gli andamenti delle potenze, dato che il carico considerato è lo stesso.

A completamento si sono considerati transitori di carico su entrambi i convertitori variando la potenza dei carichi:

- a) carico nominale (50 kW) per entrambi i convertitori;
- b) carico da 50 kW per il convertitore 1 e da 70 kW per il convertitore 2.

In particolare per il caso (a) si riportano i risultati relativi all'attacco di carico per entrambi i convertitori, in istanti differenti, mentre i transitori sulle tensioni continue non sono ancora esauriti. È stato simulato un attacco di carico (da 0 kW a 50 kW) al convertitore 1 all'istante $t = 1$ s e un conseguente attacco di carico (da 0 kW a 50 kW) al convertitore 2, in $t = 1,2$ s.

In Figura 4.15-a e b sono riportate le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} dove si nota che, nell'intervallo $1 \text{ s} \leq t \leq 1,2 \text{ s}$, la tensione V_{CC_neg} aumenta, per il fenomeno già visto nel caso precedente (in Figura 4.13), per poi tornare al di sotto del suo valore nominale una volta che viene connesso il carico ($t = 1,2 \text{ s}$), per la caduta di tensione sulla linea. Entrambi i transitori sono visibili anche sulla tensione continua totale V_{CC_tot} (Figura 4.15-c); a regime la tensione si porta ad un valore di pari uguale a quello già ottenuto nella simulazione di attacco di carico equilibrato (Figura 4.5-c).

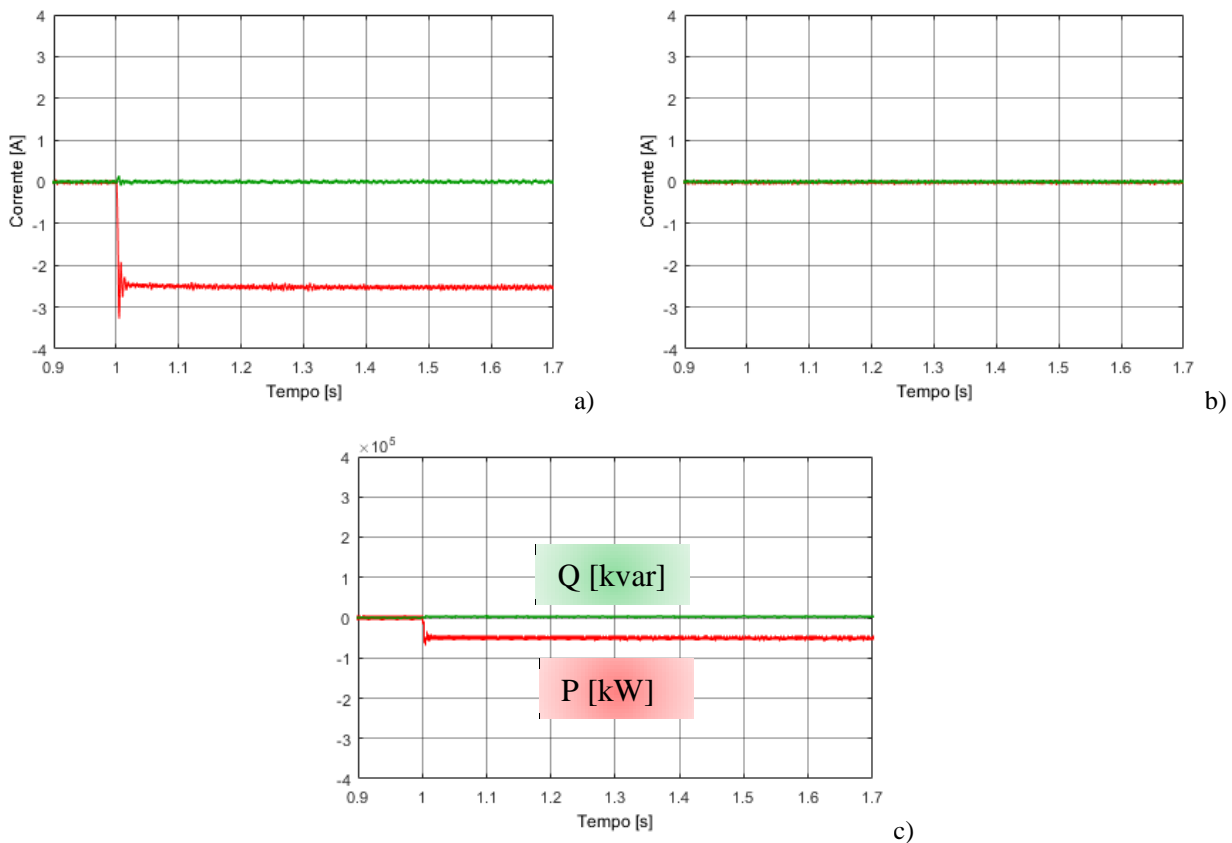


Figura 4.14 Attacco di carico squilibrato al conv 1: componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.

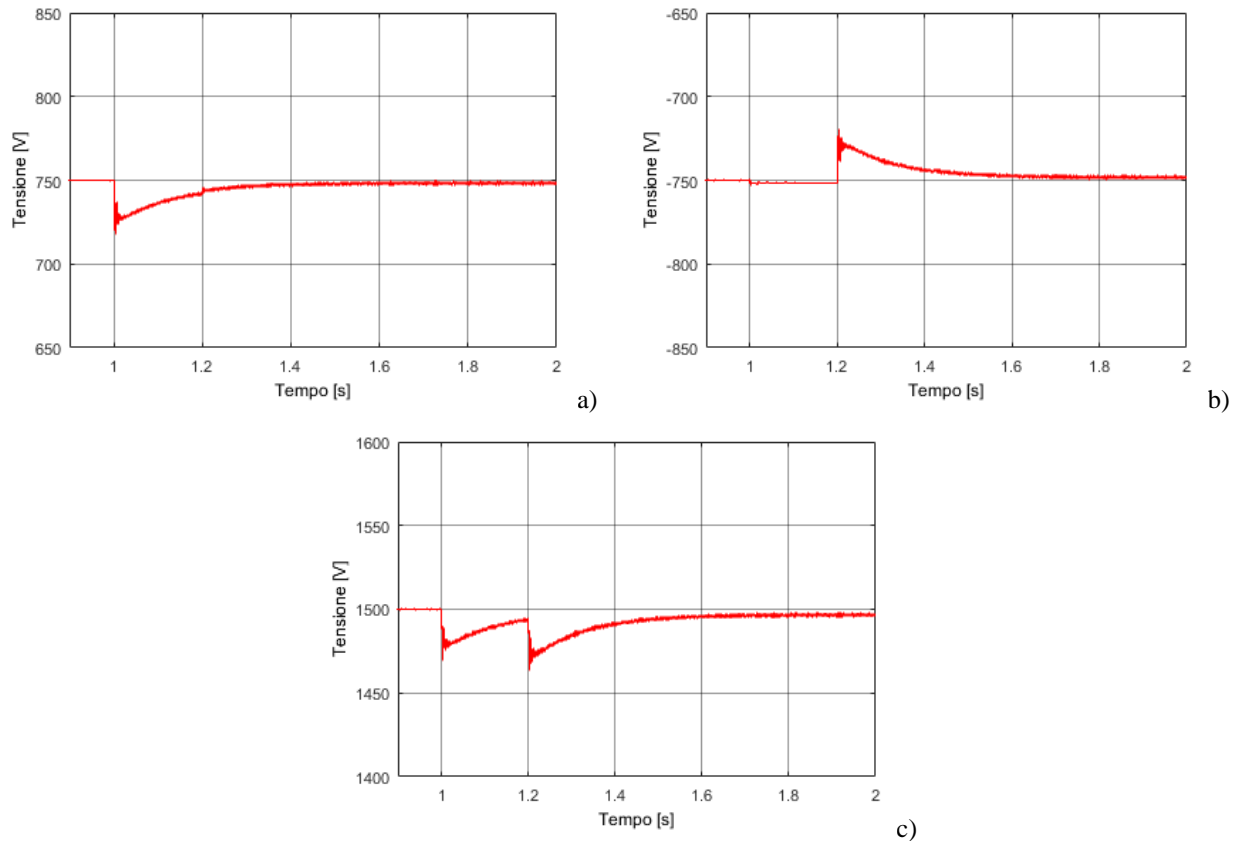


Figura 4.15 Attacco di carico al conv 1 e 2: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c).

In Figura 4.16-a e b sono riportate le componenti di Park I_d (curva rossa) e I_q (curva verde) delle correnti lato MT scambiate dai convertitori 1 e 2: si nota come in $t=1$ s, l'attacco di carico al conv 1 provochi una variazione a gradino della sua corrente I_d , mentre in $t = 1,2$ s l'attacco di carico al conv 2 provochi una variazione a gradino della sua corrente I_d , per i motivi elencati in precedenza. Si può notare anche l'andamento della potenza attiva totale scambiata dai due convertitori in Figura 4.16-c (curva rossa) che ha due gradini in corrispondenza dei due attacchi di carico. In Figura 4.16-d sono poi riportati gli indici di modulazione dei due convertitori (m_1 e ϕ_1 per il convertitore 1 e m_2 e ϕ_2 per il convertitore 2): il transitorio di m_1 e ϕ_1 avviene quando si verifica l'attacco di carico al convertitore 1, mentre quello di m_2 e ϕ_2 avviene quando si verifica l'attacco di carico al convertitore 2; entrambi hanno lo stesso andamento già visto nel caso di transitorio equilibrato nella rete bipolare (Figura 4.7).

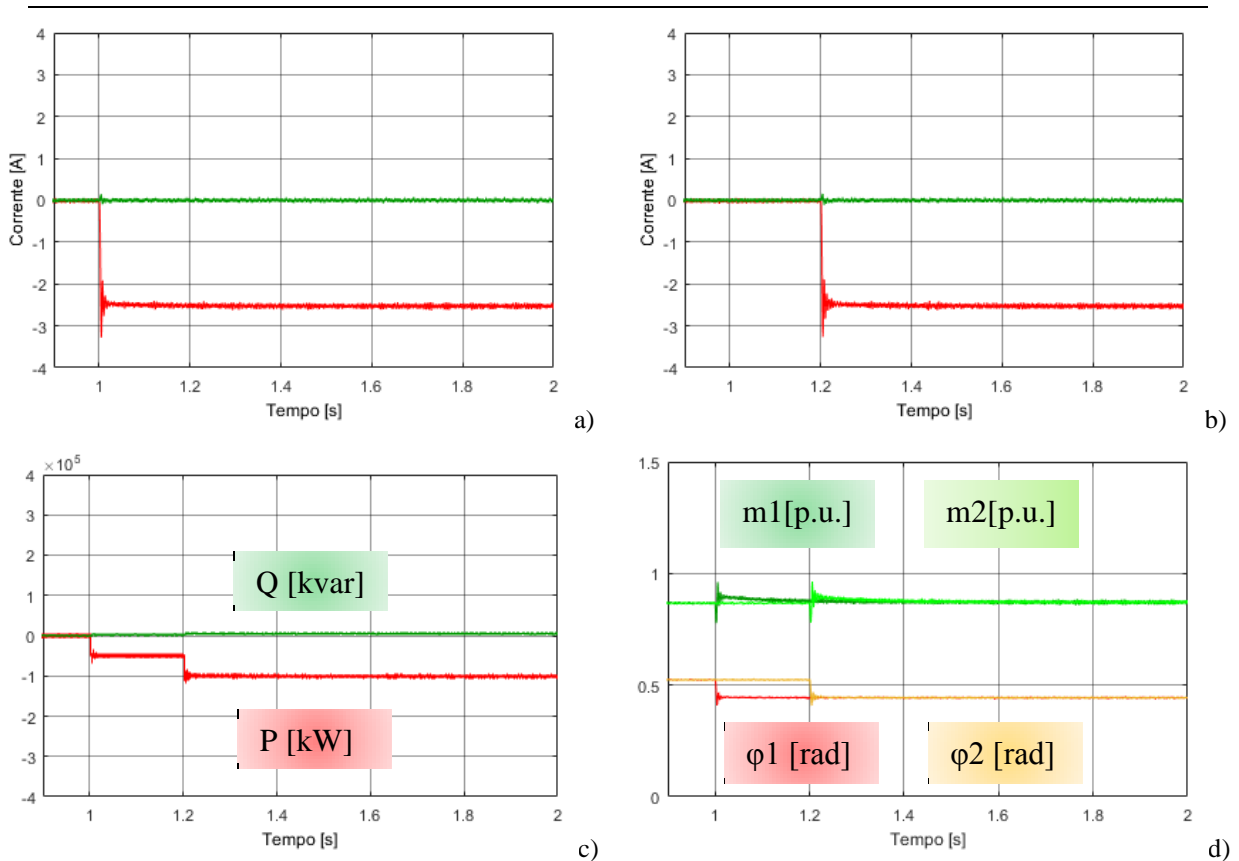


Figura 4.16 Attacco di carico al conv 1 e 2: componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete, d) indice di modulazione e angolo ϕ dei due convertitori

Mentre per il caso (a) si sono considerati due carichi identici per entrambi i convertitori, nel caso (b) è stato connesso un carico da 50 kW al convertitore 1 e uno da 70 kW al convertitore 2, in modo da avere un funzionamento squilibrato a regime. È stato simulato il caso in cui la rete connessa al convertitore 1 si trova già a regime con un carico a 50 kW, mentre al convertitore 2 è stato connesso il carico da 70 kW all'istante $t = 1$ s. Si nota in Figura 4.17-a che la tensione continua $V_{CC_{tot}}$, una volta esaurito il transitorio, si riporta ad un valore pari a 1500 V meno la caduta di tensione lungo la linea c.c.. La potenza attiva (Figura 4.17-b) esaurito il transitorio si porta ad un valore di regime pari a 120 kW, cioè maggiore del valore nominale di carico stabilito in fase di dimensionamento del sistema. Anche in caso di carico maggiore di quello nominale si nota come il funzionamento del sistema rimanga stabile: indice di modulazione e angolo ϕ del convertitore 1 (Figura 4.17-c) non variano perché non si hanno transitori, mentre l'indice di modulazione del convertitore 2 varia poco anche dopo la connessione del carico, perché dipende dal valore di tensione continua, e l'angolo ϕ (entrambi visibili in Figura 4.17-d) si porta ad un

valore di regime diverso da quello del caso precedente (Figura 4.16-d), perché è cambiata la potenza scambiata con la rete c.a..

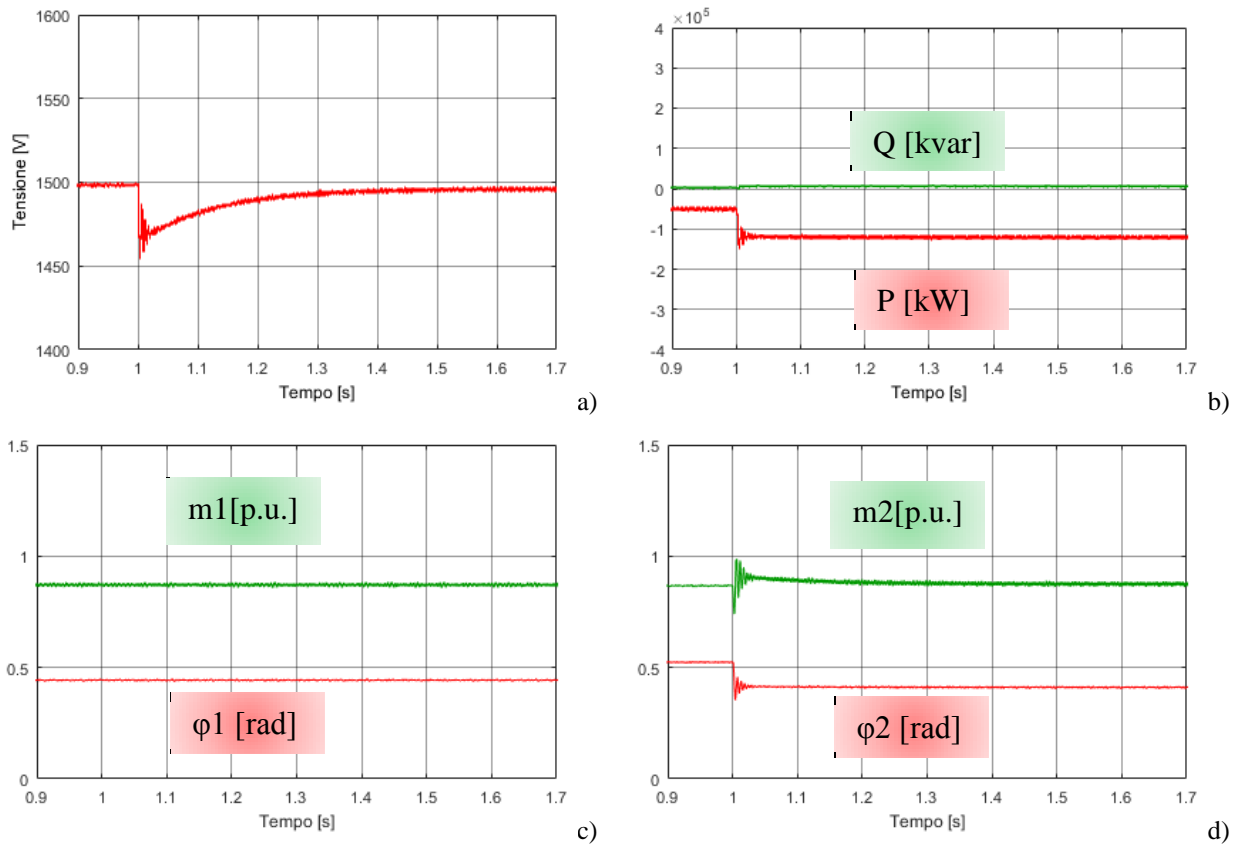


Figura 4.17 Attacco di carico al conv 1 e 2: a) tensione continua tra polo positivo e negativo, b) potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, indice di modulazione e angolo del convertitore 1 (c) e 2 (d)

Transitori di distacco di un carico squilibrato

A completamento della caratterizzazione del sistema in presenza di carichi squilibrati, si sono valutati i transitori di distacco di tali carichi nel sistema bipolare tra i tre conduttori che compongono la line di distribuzione. Come nel caso di attacco di carico, si sono svolte tre simulazioni principali, a partire dalla rete c.c. a pieno carico:

- 1) distacco di carico connesso al convertitore 2;
- 2) distacco di carico connesso al convertitore 1;
- 3) distacco di carico da entrambi i convertitori in istanti diversi.

In ogni caso non si verificano transitori nella rete c.a. per effetto delle variazioni di carico nella rete c.c..

Nel primo caso simulato, il distacco di carico si verifica all'istante $t=0,6$ s.

In Figura 4.18-a e b sono riportate le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} : si nota che, quando avviene il distacco di carico al convertitore 2, la tensione V_{CC_pos} diminuisce; questo perché, il distacco del carico del conv. 2 provoca uno squilibrio di carico in rete e una corrente nel conduttore centrale (N, in Figura 4.10), mentre nell'intervallo $t < 0,6s$ i carichi connessi ai convertitori erano equilibrati, di conseguenza nessuna corrente scorreva nel conduttore centrale. Questa corrente, provoca un abbassamento della tensione V_{CC_pos} e il corrispondente aumento della V_{CC_neg} , dal momento che il sistema lavora per mantenere costante la tensione del bus c.c. V_{CC_tot} (Figura 4.18-c) e risponde alla LKT, come dimostrato nel caso precedente (Figura 4.11).

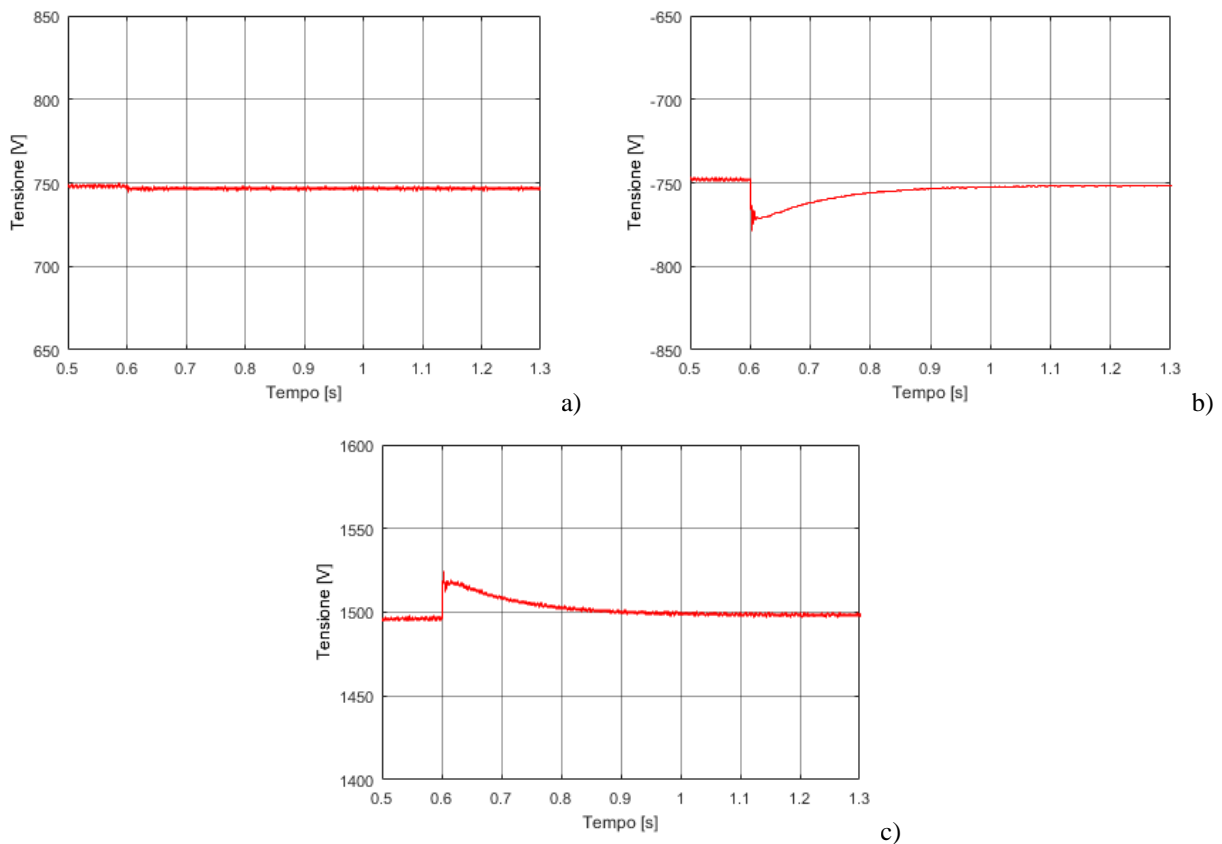


Figura 4.18 Distacco di carico al conv 2: tensione continua V_{cc_pos} (a), V_{cc_neg} (b), V_{cc_tot} (c)

In Figura 4.19-a e b sono riportate le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti lato MT utilizzate per il controllo dei convertitori 1 e 2; per quanto riguarda quelle del convertitore 1, si osserva che non subiscono variazioni, perché il carico a lui connesso non varia, mentre quelle del convertitore 2, in $t = 0,6$ s, dopo il transitorio passano ad un valore nullo, perché il distacco di carico porta il convertitore a lavorare a vuoto. In Figura 4.19-c si nota come la potenza totale scambiata dai due convertitori diminuisca nel momento in cui avviene il distacco di carico.

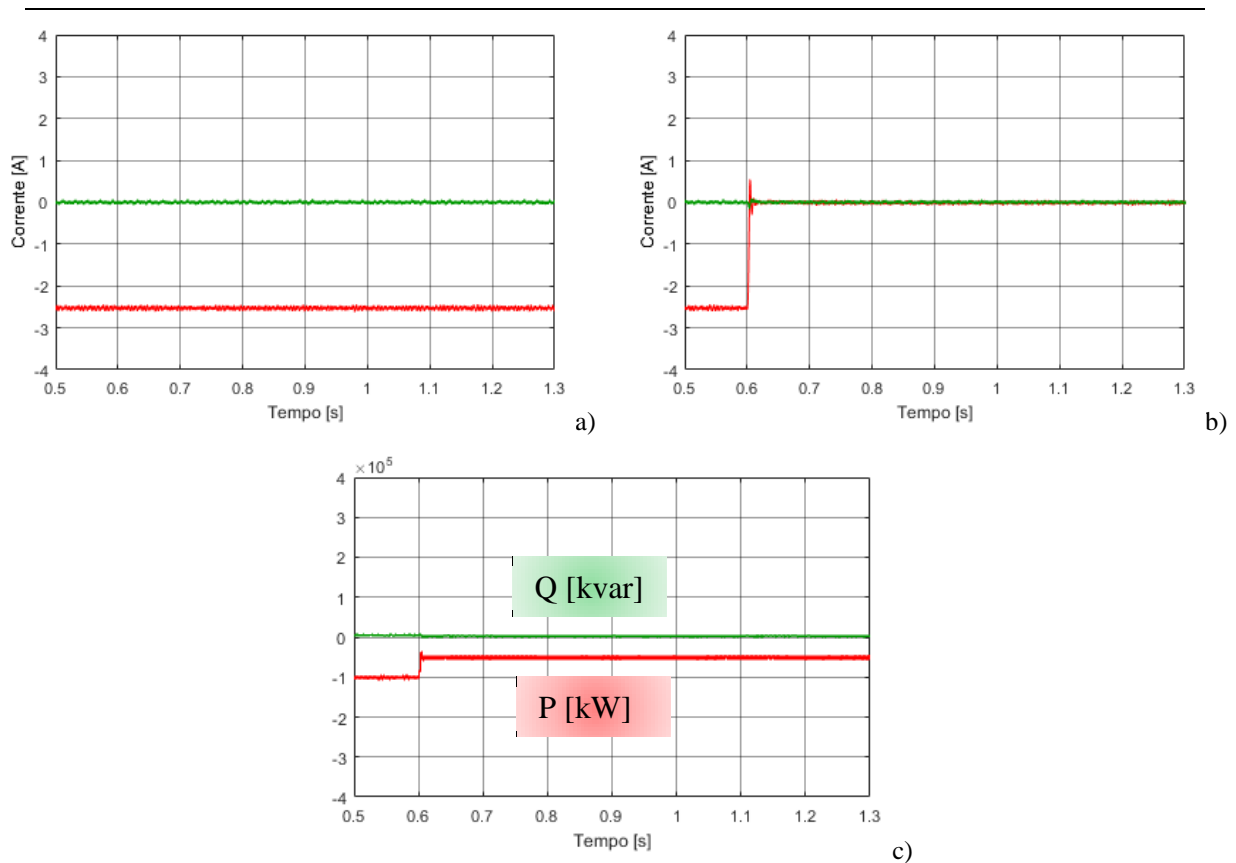


Figura 4.19 Distacco di carico al conv 2: componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.

Nel secondo caso simulato, partendo da una rete a pieno carico, è stato effettuato un distacco di carico al convertitore 1 (da 50 kW a 0 kW), in $t = 0,6$ s, dopo che la rete si è portata a regime. Si è verificato che i risultati ottenuti presentano andamenti duali rispetto al caso di distacco di carico al convertitore 2 e pertanto non saranno riportati. In generale essendo il sistema perfettamente simmetrico e avendo ogni convertitore il proprio regolatore di tensione c.c. il sistema è in grado di lavorare mantenendo la tensione del bus c.c. stabile anche in presenza di carico squilibrato.

L'ultima simulazione effettuata per questo caso riguarda il distacco di carico per entrambi i convertitori, in istanti differenti, mentre il bus in c.c. è ancora soggetto a transitorio. È stato simulato, all'istante $t = 0,6$ s, un distacco di carico (da 50 kW a 0 kW) dal tratto di linea alimentato dal convertitore 1 e un conseguente distacco di carico (da 50 kW a 0 kW) in corrispondenza della linea del convertitore 2, all'istante $t = 0,8$ s.

Nel momento in cui avviene il primo distacco di carico al convertitore 1, la tensione V_{CC_neg} (Figura 4.20-b) ha una ulteriore diminuzione dovuta alla caduta di tensione causata dalla corrente che scorre nel conduttore centrale (che prima non era presente in quanto i

carichi erano equilibrati). Alla fine del transitorio, entrambe le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} (V_{CC_pos} è rappresentata in Figura 4.20-a) sono pari alla tensione ai capi dei condensatori dei convertitori, perché entrambi lavorano a vuoto e non si verificano cadute di tensione. Anche la tensione V_{CC_tot} del bus c.c. (Figura 4.20-c) dopo i due transitori si porta ad un valore di regime di 1500 V confermando la stabilità del funzionamento del sistema anche in presenza di transitori di carichi squilibrati.

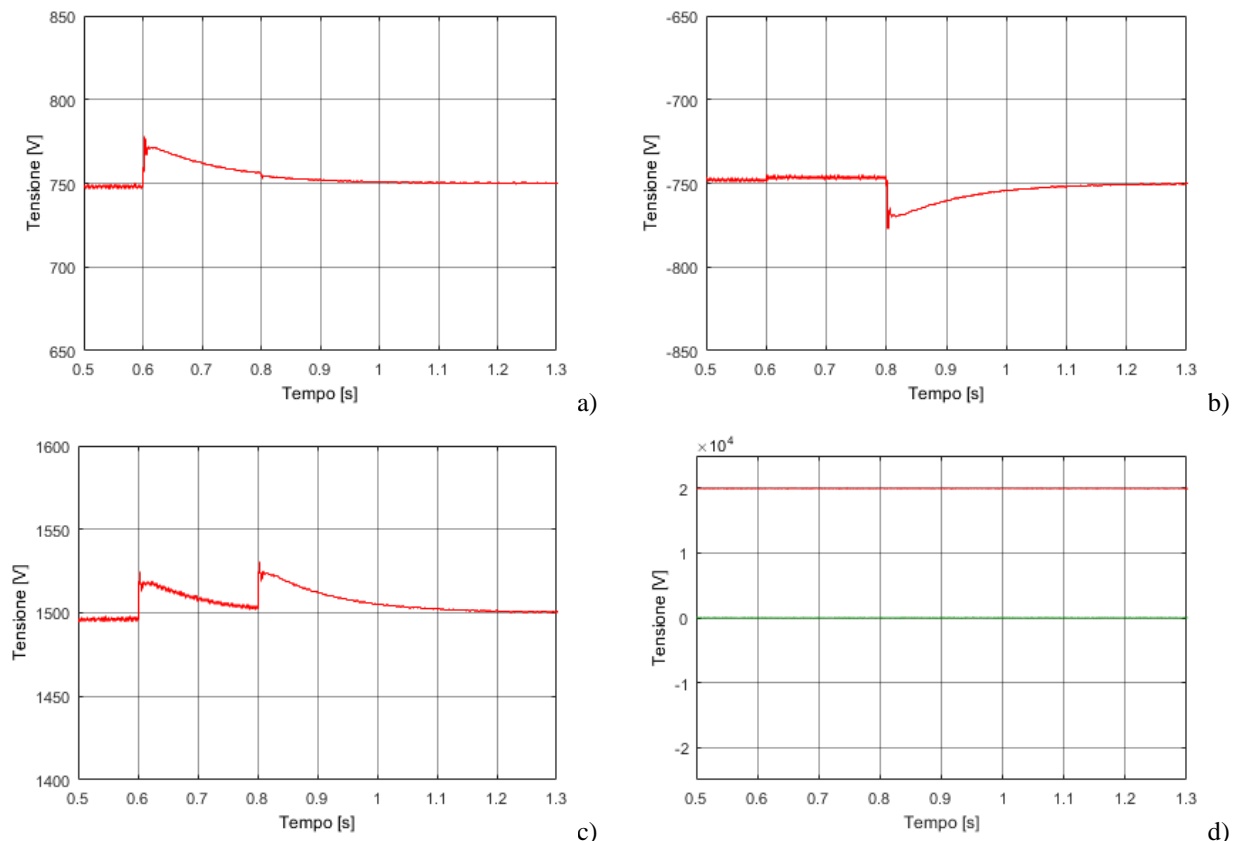


Figura 4.20 Distacco di carico al conv 1 e 2: tensione continua al punto di connessione del carico al conv 1 (a), 2 (b) e tra polo + e - (c), d) tensioni c.a. V_d (rosso) e V_q (verde) lato MT

In Figura 4.21-a e b sono riportate le componenti di Park I_d (curva rossa) e I_q (curva verde) delle correnti lato MT scambiate dai convertitori 1 e 2: si nota come in $t = 0,6$ s si verifichi una variazione a gradino della corrente I_d del convertitore 1 dovuta al distacco del carico connesso alla sua linea, mentre in $t = 0,8$ s si verifica la variazione a gradino della corrente I_d del convertitore 2 dovuta al distacco del carico connesso alla sua linea. In Figura 4.21-c è poi riportato l'andamento della potenza attiva (in rosso) totale scambiata dai due convertitori che, successivamente alla disconnessione di entrambi i carichi (quindi per $t > 0,8$ s) ha un valore di regime nullo, perché il convertitore sostiene la tensione continua senza scambiare potenza.

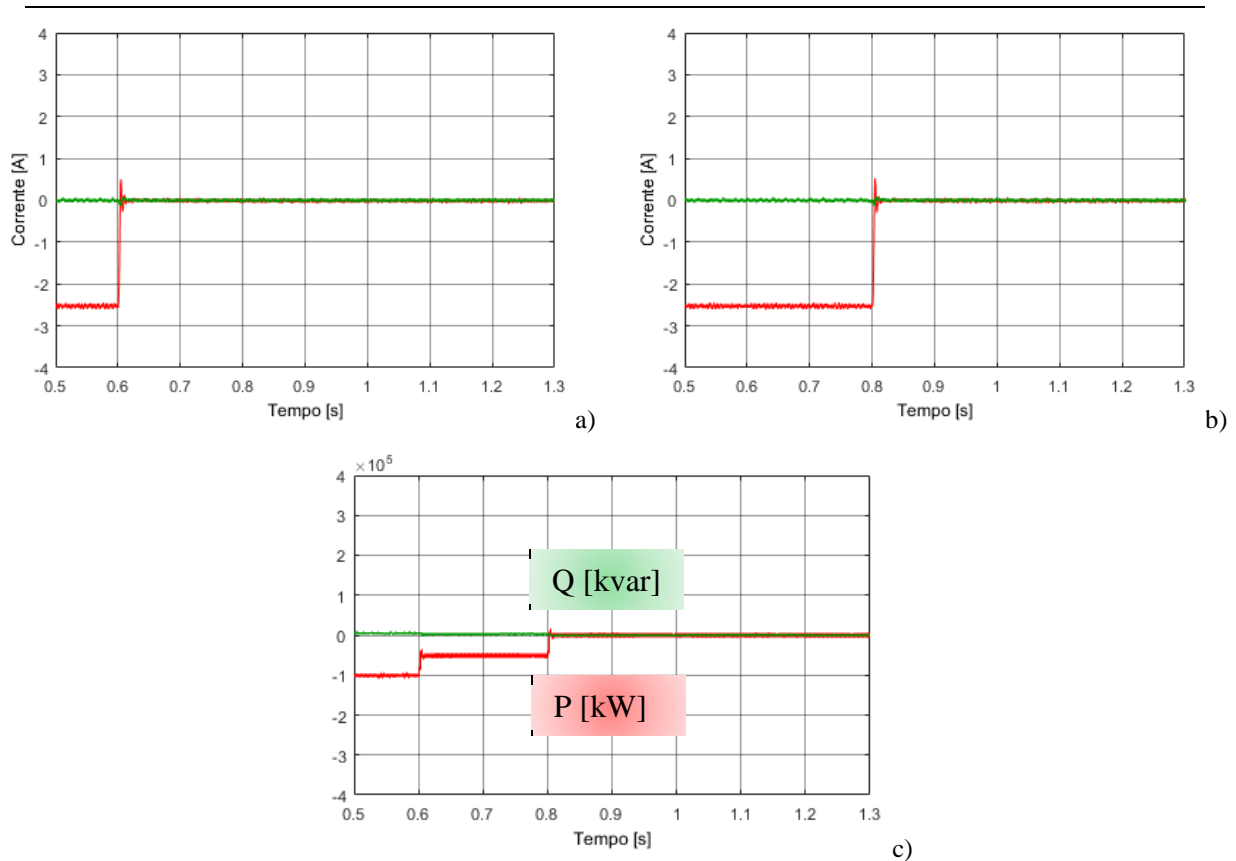


Figura 4.21 Distacco di carico al conv 1 e 2: componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei conv 1 (a) e 2 (b), c) potenza P (rosso) e Q (verde) totali scambiate con la rete.

4.2 Transitori nella rete in corrente continua, in presenza di GD

Per completare la caratterizzazione del funzionamento del sistema in corrente continua si è valutata anche la presenza di Generazione Distribuita (GD, in questo caso fotovoltaico) e sistema di accumulo (S.d.A.). In particolare si sono considerati i dispositivi dimensionati nel Capitolo 2 e si sono effettuate simulazioni per ottenere i transitori che si verificano in caso di:

- connessione o disconnessione della GD;
- disconnessione della GD e conseguente inserimento del sistema di accumulo per valutare l'effetto dell'immissione nella rete elettrica c.a. di potenza da parte della rete in c.c..

Le simulazioni sono state effettuate sia per la rete unipolare che per la rete bipolare.

4.2.1 Connessione della GD nella rete in c.c.

Per quanto riguarda la connessione della GD si è scelto di inserire l'impianto fotovoltaico con una rampa crescente da 0 kW alla potenza massima nell'intervallo di 1s.

Connessione della GD al sistema unipolare

Il sistema preso in esame nelle simulazioni è caratterizzato da (Figura 2.4, Capitolo 2):

- un carico connesso al sistema unipolare pari a 100 kW;
- un impianto fotovoltaico pari a 60 kW, con irraggiamento 1000 W/m^2 ;
- tratti di linea in c.c.:
 - di lunghezza 200 m tra convertitore e punto di connessione con la GD;
 - di lunghezza 200 m tra punto di connessione con la GD e il carico.

In Figura 4.22 è riportato lo schema della rete in c.c. unipolare utilizzato per le simulazioni; in questo schema V_{conv} rappresenta la tensione ai capi del condensatore di livellamento del convertitore, $V_{\text{CC_car}}$ è la tensione continua ai capi del carico e Z_{CC} è l'impedenza della linea di lunghezza pari a 200 m.

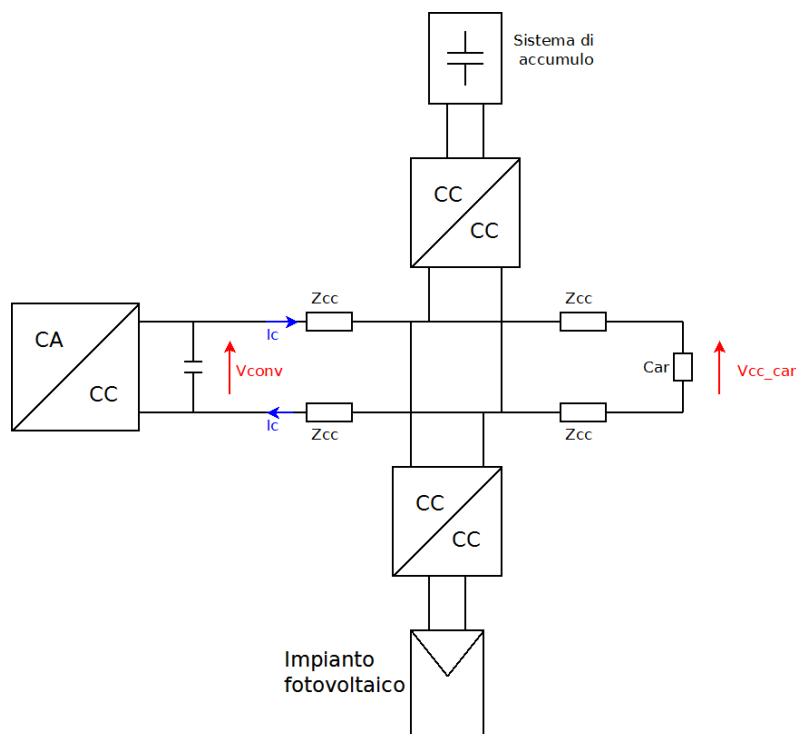


Figura 4.22 Schema della rete unipolare c.c. utilizzato nelle simulazioni

Il transitorio di inserzione della GD, nelle simulazioni riportate, inizia all'istante $t = 0,6 \text{ s}$ e si completa dopo circa 1 secondo, in accordo con la rampa di presa di carico scelta (Figura 4.24-a) Il ripple presente nell'andamento della potenza della GD è definito dal ripple di

corrente stabilito in fase di progettazione del convertitore c.c./c.c.: come già detto nel Capitolo 2. L'induttanza del convertitore è stata dimensionata ipotizzando un ripple massimo nella sua corrente pari a 9,4 A (Tabella 2.10); il ripple è stato calcolato sulla corrente massima quindi inizialmente è minore di 9,4 A e aumenta fino a diventare costante una volta che il fotovoltaico immette in rete la massima potenza.

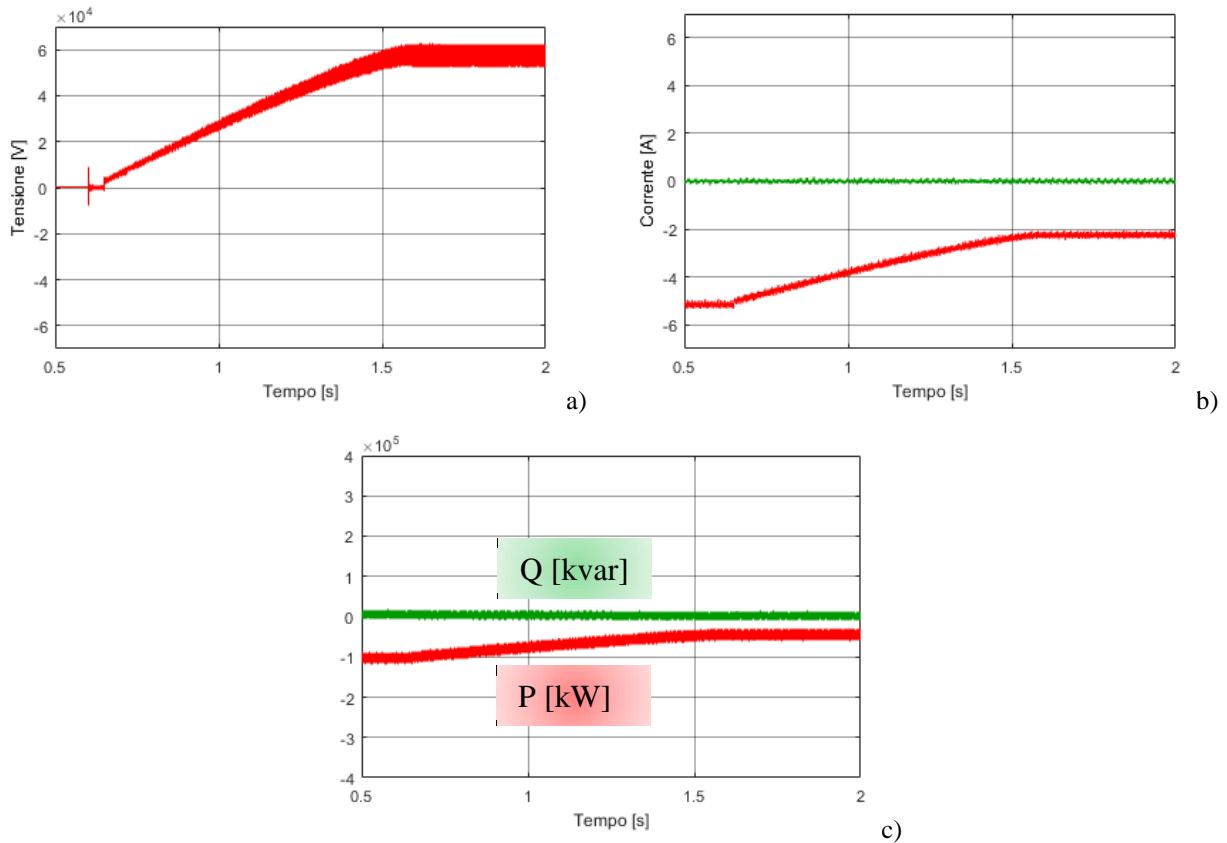


Figura 4.23 Inserimento GD: a) potenza immessa in rete dal fotovoltaico, b) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT scambiate dal convertitore, c) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiate con la rete

Durante il transitorio di connessione della GD, la tensione continua ai capi del condensatore di livellamento (Figura 4.24-a) tende ad aumentare di circa 5 V (pari allo 0,33 % del valore nominale) rispetto al suo valore nominale perché l'impianto fotovoltaico aumenta sempre di più l'immissione di potenza fino a $t = 1,6$ s, quando raggiunge la potenza massima. A questo punto il regolatore di tensione riporta la tensione al suo valore nominale di 1500 V, in accordo con le prestazioni del regolatore di tensione c.c.. la tensione V_{CC_car} (visibile in Figura 4.24-b) invece parte da un valore di regime che è inferiore a 1500 V, per effetto della caduta di tensione sui 400 m di linea in c.c. tra il carico al convertitore. L'andamento durante il transitorio di inserzione della GD sarà uguale a quello della tensione in uscita dal convertitore (V_{conv}), con sovrapposto un ripple con

frequenza pari a quella di commutazione del convertitore c.c./c.c. che collega la GD alla rete e ampiezza massima pari a 1 % della tensione V_{CC} della rete (quindi 15 V), in accordo con quanto definito nella fase di dimensionamento (Tabella 2.10).

La presenza di un ripple nella tensione al carico maggiore di quello presente nella tensione ai capi del condensatore di livellamento è dovuto al fatto che si è scelto di connettere alla rete c.c. un carico puramente resistivo, quindi lineare. La componente di ripple nella corrente in uscita dal convertitore c.c./c.c. (di ampiezza pari al 10% della corrente nominale, in accordo con quanto definito in fase di progettazione nel Capitolo 2) sarà quindi assorbita dal condensatore di livellamento; questa corrente provoca una caduta di tensione sull'impedenza dei 200 m di linea presenti tra GD e convertitore (visibili in Figura 2.4) che determina la differenza tra i ripple nelle due tensioni. Tutti i valori di ripple misurati sono all'interno dei valori definiti in fase di progettazione.

Per quanto riguarda le tensioni di rete, dalla Figura 4.24-c e d si osserva che anche in presenza di una rete c.c. attiva si conferma il disaccoppiamento tra le reti c.a. e c.c., infatti V_d e V_q non subiscono transitori.

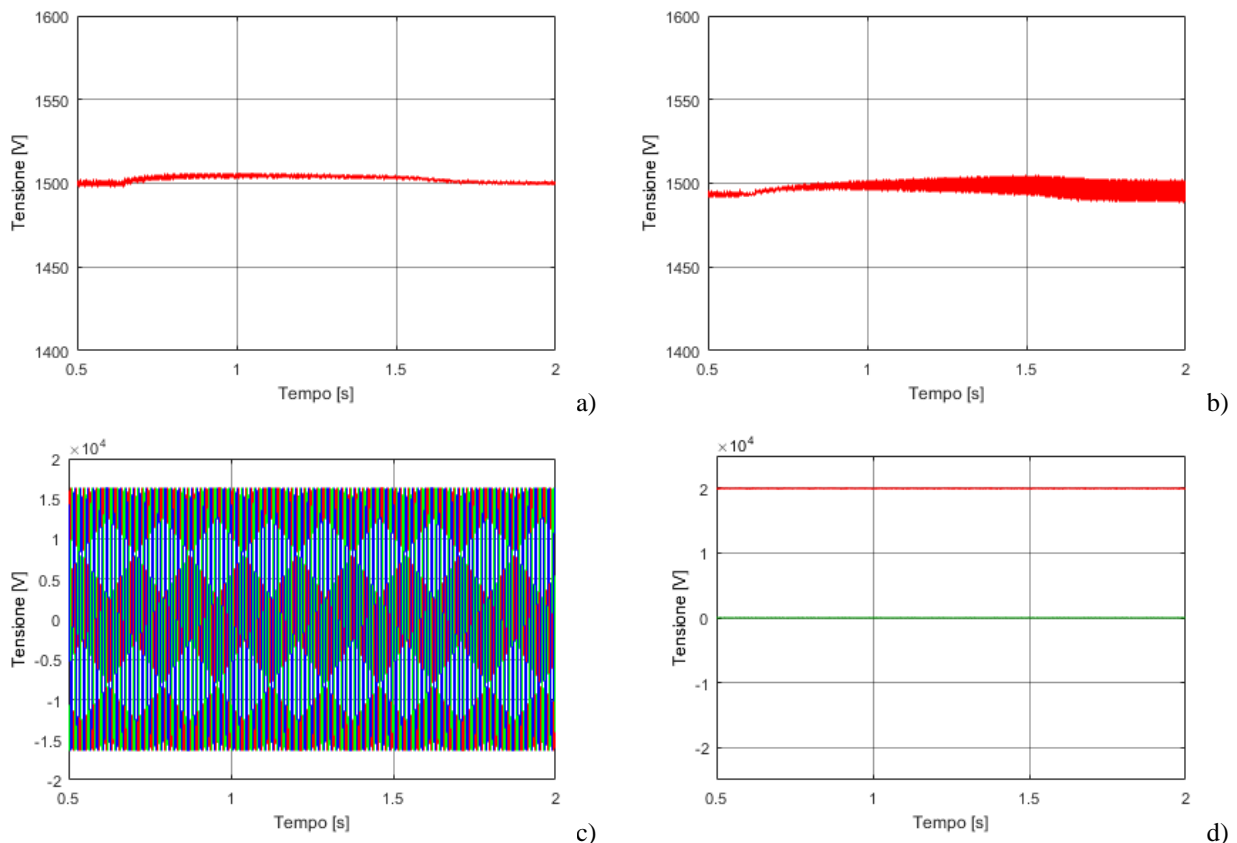


Figura 4.24 Inserimento GD: tensione V_{conv} (a) e V_{cc_car} (b), c) tensioni di fase lato MT, d) tensioni V_d (rosso) e V_q (verde)

Connessione della GD al sistema bipolare

In presenza di rete c.c. bipolare si sono considerati:

- due carichi da 50 kW l'uno;
- due impianti fotovoltaici da 30 kW l'uno (ipotizzando un irraggiamento di 1000W/m^2) connessi al convertitore 1 e 2 come in Figura 2.5;
- tratti di linea in c.c.:
 - di lunghezza 200 m tra convertitore e punto di connessione con la GD;
 - di lunghezza 200 m tra punto di connessione con la GD e il carico.

In Figura 4.25 è riportato lo schema della rete in c.c. bipolare utilizzato per le simulazioni; in questo schema V_{conv1} e V_{conv2} sono le tensioni ai capi dei condensatori di livellamento dei convertitori 1 e 2, $V_{\text{CC_pos}}$ e $V_{\text{CC_neg}}$ sono le tensioni ai capi dei due carichi connessi alla linea, $V_{\text{CC_tot}}$ è la tensione continua tra polo positivo e negativo ($V_{\text{CC_pos}} - V_{\text{CC_neg}}$) e Z_{CC} è l'impedenza della linea di lunghezza pari a 200 m.

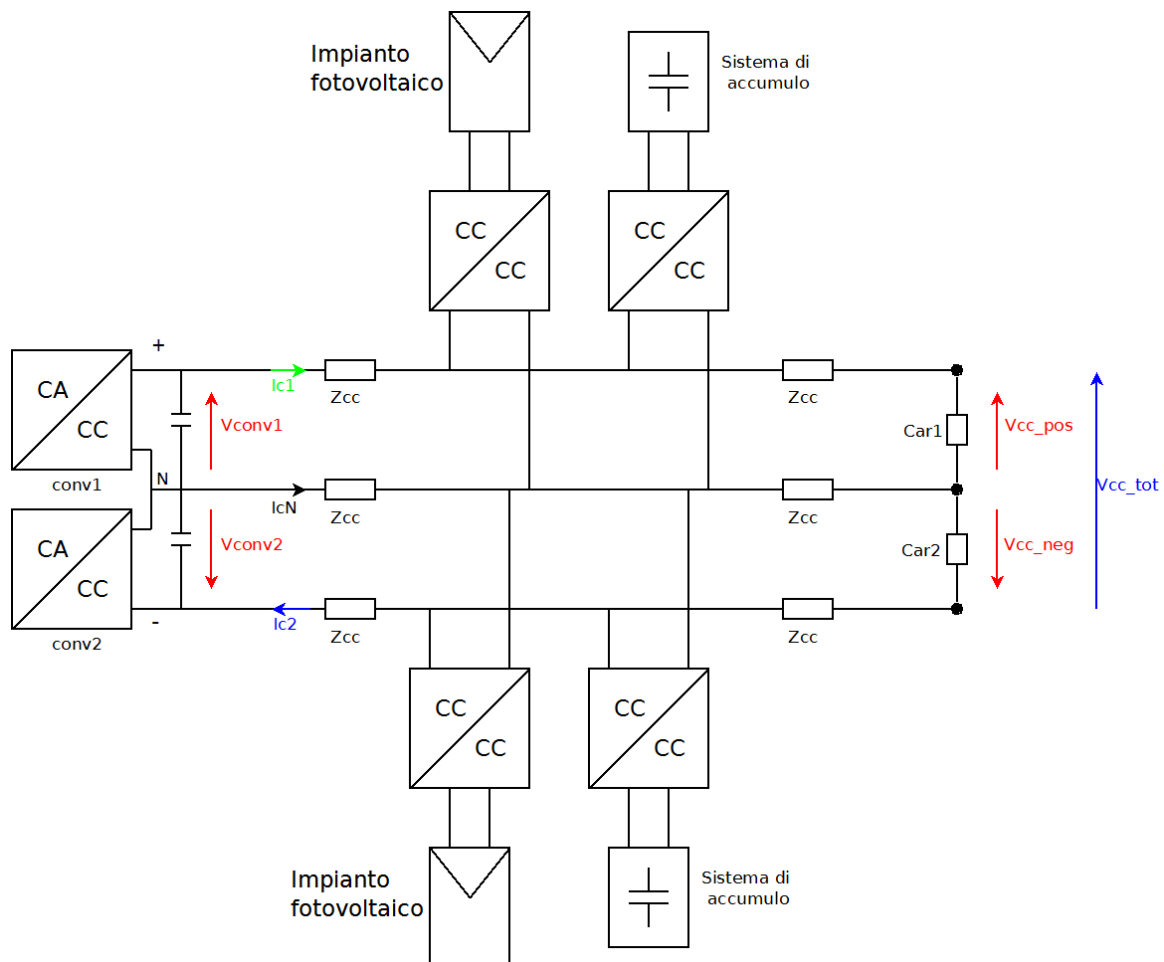


Figura 4.25 Schema della rete c.c. bipolare utilizzato per le simulazioni

Come nel caso unipolare, entrambi i generatori fotovoltaici hanno la stessa rampa di inserzione di 1 secondo e la loro connessione alla rete è rappresentata in Figura 4.25. Per semplicità nelle figure seguenti sono riportate le curve caratteristiche relative solo alla GD connessa al convertitore 1, dal momento che il comportamento della GD connessa al convertitore 2 è il medesimo. Gli andamenti delle potenze iniettate sono riportate in Figura 4.26-a. Come evidenziato nel caso unipolare (Figura 4.23-a) il ripple sovrapposto all'andamento della potenza è massimo e rimane costante nel momento in cui eroga la sua massima potenza e ha frequenza pari a 5 kHz. In Figura 4.26-b sono invece riportate le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti lato MT scambiate con la rete elettrica. Si può notare la diminuzione della corrente I_d durante l'intervallo di tempo che impiega il fotovoltaico a raggiungere la sua massima potenza; questo perché viene richiesta sempre meno potenza attiva alla rete. Infatti, in Figura 4.26-c è riportata la potenza scambiata con la rete: la potenza attiva (in rosso) diminuisce con lo stesso andamento della corrente I_d , fino a portarsi ad un valore di regime in $t = 1,6$ s pari alla differenza tra la potenza richiesta dal carico e quella fornita dal fotovoltaico.

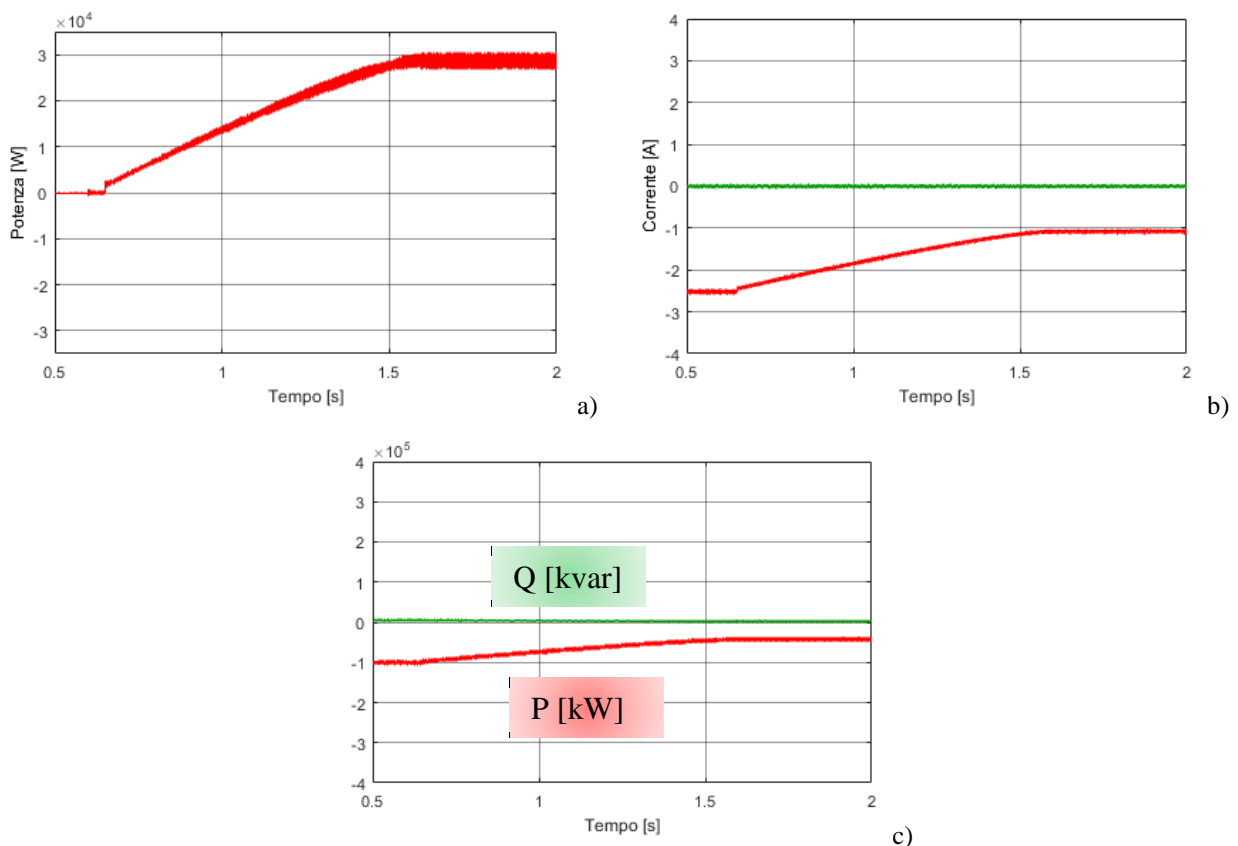


Figura 4.26 Inserimento GD: potenza fotovoltaico connesso al conv 1 (a), componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT scambiate dal conv 1 (b), potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) totali

L'inserzione della GD ha come effetto sulla tensione continua V_{conv1} e V_{conv2} (Figura 4.27-a e c) un aumento di circa 2,5 V (pari allo 0,33 % del valore nominale, come nel caso unipolare) nell'intervallo di tempo ($0,6 \text{ s} \leq t \leq 1,6 \text{ s}$) di inserzione della GD, dopodiché il regolatore di tensione riporta le tensioni continue al loro valore nominale.

In Figura 4.27-b e d invece sono riportati gli andamenti delle due tensioni continue V_{CC_pos} e V_{CC_neg} . Anche in questo caso il ripple della tensione c.c. al carico ha valore massimo pari all'1% della tensione V_{CC} della rete, come per il caso unipolare, ad una frequenza pari a quella di commutazione dei convertitori c.c./c.c. (5 kHz).

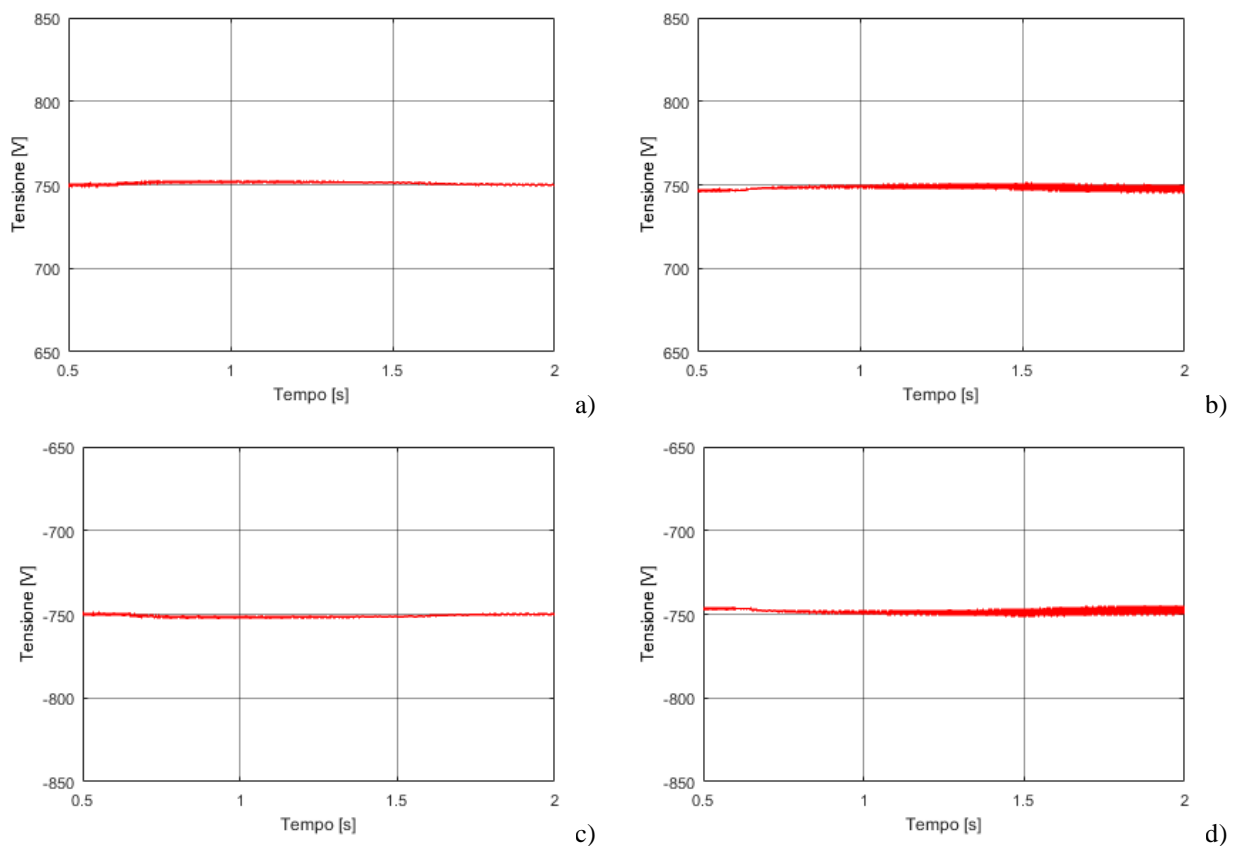


Figura 4.27 Inserimento GD: tensione V_{conv1} (a), V_{cc_pos} (b), V_{conv2} (c), V_{cc_neg} (d)

4.2.2 Disconnessione della GD dalla rete in c.c.

Per valutare il comportamento del sistema si è simulata anche la disconnessione della GD dalla rete in c.c. sia per il sistema unipolare sia per il sistema bipolare, mentre sta erogando la massima potenza.

Disconnessione della GD dal sistema unipolare

Considerando un impianto fotovoltaico da 60 kW connesso alla rete unipolare come riportato in Figura 4.22 e un carico in c.c. da 100 kW, partendo da una condizione di regime, la tensione c.c. presenta l'andamento riportato in Figura 4.28-a e b. La condizione di regime da cui parte la tensione continua al carico presenta un ripple sulla tensione pari a quello visto in Figura 4.24, in accordo con il dimensionamento della capacità del condensatore all'uscita del chopper della GD. Durante il transitorio di distacco della GD la V_{CC} non scende al di sotto del 4 % della tensione nominale.

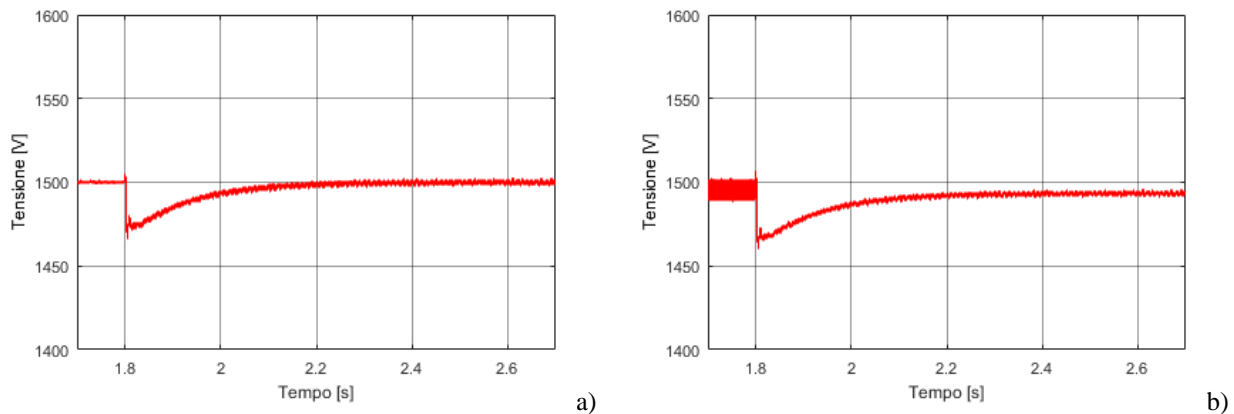


Figura 4.28 Distacco della GD: Tensione continua in uscita dal convertitore (a) e ai capi del carico (b)

In Figura 4.29- a è riportata la potenza erogata dal fotovoltaico; si nota come nel momento in cui si ha il distacco a gradino del fotovoltaico ($t = 1,8$ s), il convertitore torna a erogare la tutta la potenza richiesta dal carico (Figura 4.29-c) e di conseguenza anche le correnti utilizzate per il controllo sono soggette a questo transitorio (Figura 4.29-b): in particolare si nota l'aumento di corrente I_d (in rosso) assorbita dal convertitore, che è legata alla potenza attiva (Capitolo 3). Si può notare, in Figura 4.29-d, come l'indice di modulazione rimanga pressoché costante anche se la GD si è disconnessa, perché non dipende dallo scambio di potenza tra rete e convertitore ma dalla tensione continua regolata, che rimane costante; l'angolo phi invece varia nell'istante in cui la GD si disconnette perché aumenta lo scambio di potenza tra rete e convertitore.

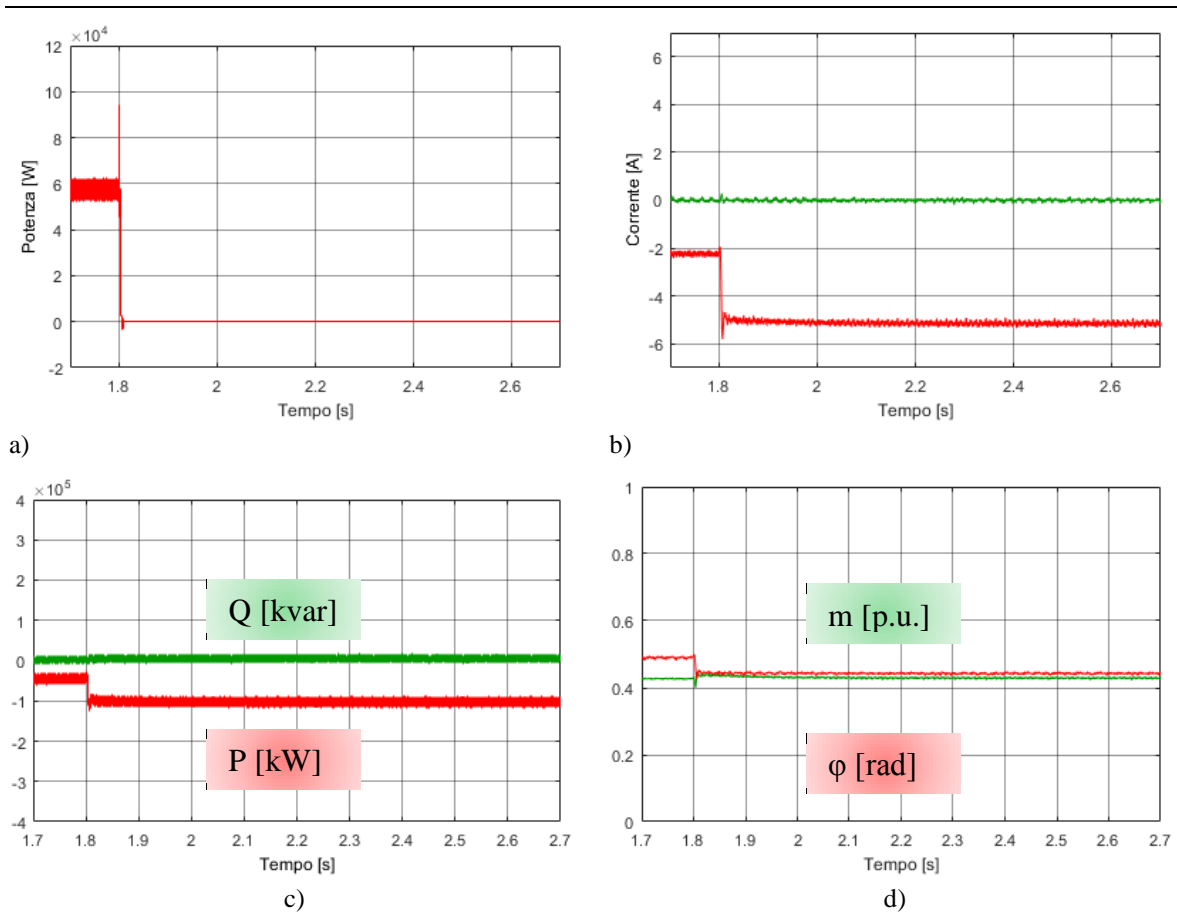


Figura 4.29 Distacco della GD: a) potenza erogata dalla GD, b) componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT, c) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiata con la rete, d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore

Disconnessione della GD dal sistema bipolare

Il transitorio di distacco della GD è stato simulato anche per i due generatori del sistema bipolare (Figura 4.25). Gli andamenti delle tensioni al carico sono riportati in Figura 4.30-a e b e presentano un andamento equivalente al caso unipolare (Figura 4.28-b). Anche in questo caso, a regime, le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} sono inferiori al valore nominale per colpa della caduta di tensione lungo la linea. Sulla tensione continua totale V_{CC_tot} si verifica lo stesso avvenuto per le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} .

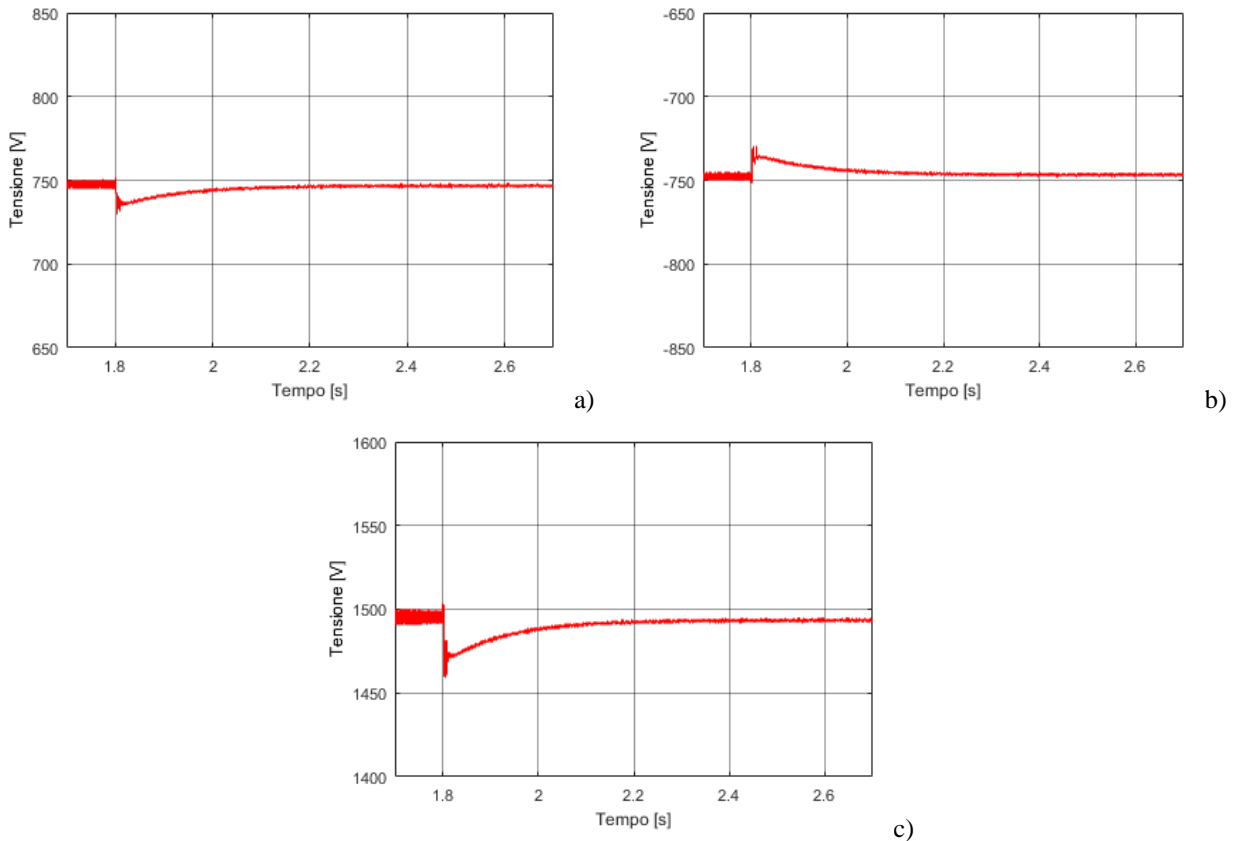


Figura 4.30 Distacco della GD: a) tensione continua al carico V_{cc_pos} , b) tensione continua al carico V_{cc_neg} , c) tensione continua tra polo positivo e negativo (V_{cc_tot})

In Figura 4.31-a e b sono riportate le potenze erogate dal fotovoltaico; si nota come in $t = 1,8$ s è stato effettuato un distacco a gradino di entrambi i generatori fotovoltaici nello stesso istante. In Figura 4.31-c e d sono riportate le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti scambiate dai due convertitori; si nota come in $t = 1,8$ s entrambe le correnti aumentino il loro valore, perché ora nel convertitore dovrà transitare tutta la potenza richiesta dal carico, mentre prima transitava solo la differenza tra potenza richiesta e potenza generata dalla GD. Quanto detto è visibile anche negli andamenti delle potenze totali scambiate dai convertitori con la rete (Figura 4.31-e). Sono poi stati riportati in Figura 4.31-f l'indice di modulazione e l'angolo ϕ di funzionamento del convertitore 1 (quelle del convertitore 2 sono identiche a quelle del convertitore 1): come accadeva nel caso unipolare (Figura 4.29-d) l'angolo ϕ varia perché aumenta la potenza scambiata tra rete e convertitore nell'istante in cui si verifica il distacco della GD, mentre l'indice di modulazione rimane pressoché costante perché dipende dalla tensione continua regolata, che rimane costante. L'indice di modulazione dei convertitori del sistema bipolare è il doppio di quello del convertitore del sistema unipolare per gli stessi motivi elencati nel Paragrafo 4.1.1.

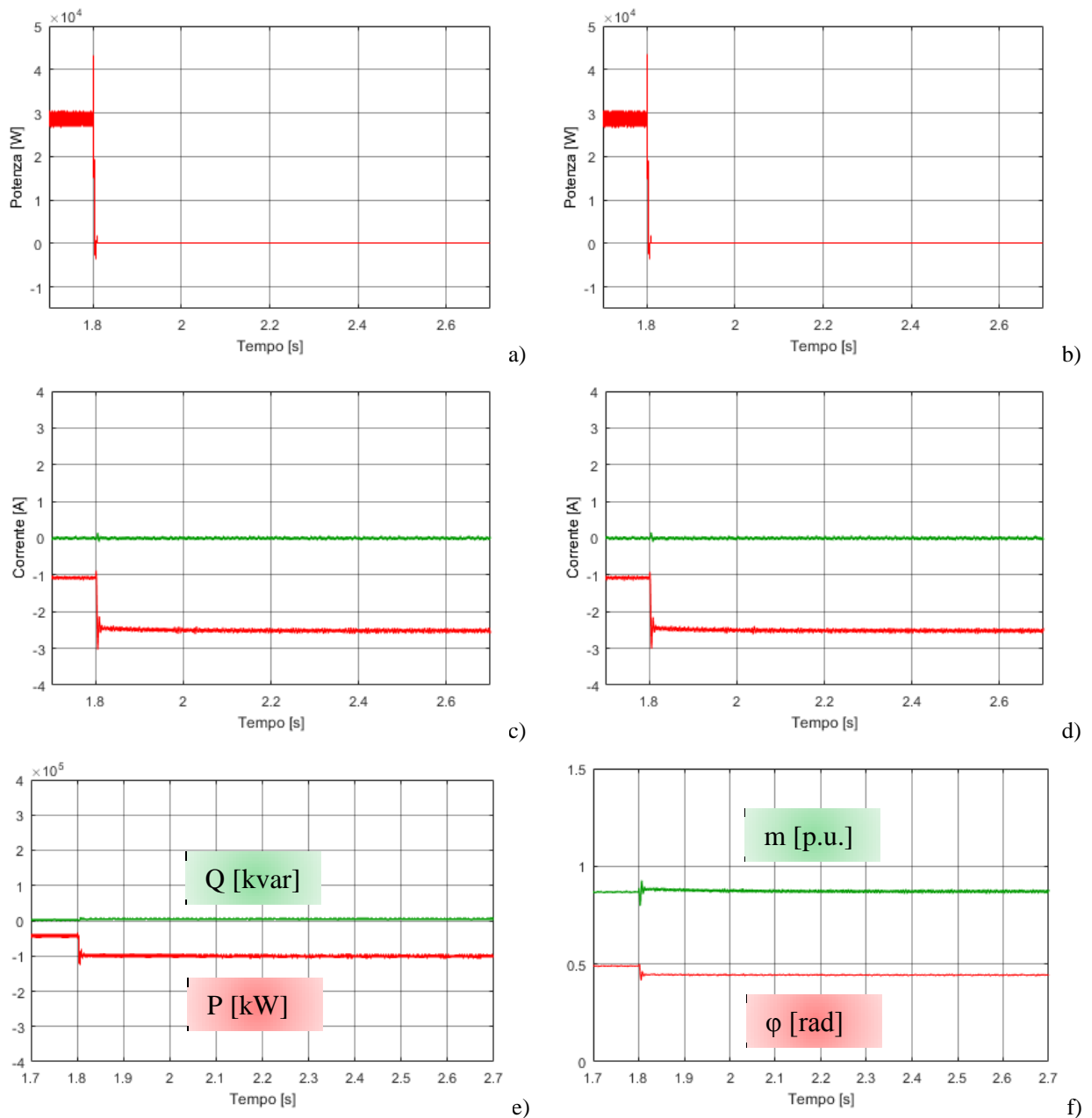


Figura 4.31 Distacco della GD: potenze erogate dalle GD connesse ai convertitori 1 (a) e 2 (b), componenti di Park Id (rosso) e Iq (verde) delle correnti lato MT dei convertitori 1 (c) e 2 (d), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore 1.

4.2.3 Disconnessione della GD e connessione del S.d.A. alla rete in c.c.

In presenza di generazione distribuita con fonte rinnovabile può essere vantaggioso installare un sistema di accumulo a supporto del sistema (Capitolo 2), in particolare sia per la rete unipolare sia bipolare è stato simulato il distacco a gradino della GD e la connessione, dopo circa 50 ms, del sistema di accumulo (ipotizzato già carico). Sia il generatore fotovoltaico considerato sia il sistema di accumulo simulato hanno potenza di 60 kW.

Disconnessione della GD e connessione del S.d.A. al sistema unipolare

Il primo caso considerato prevede la presenza del carico da 100 kW e della GD e accumulo come riportati nel Capitolo 2. In Figura 4.32-a e b sono riportate le tensioni continue V_{CC_car} e V_{conv} (Figura 4.22). L'abbassamento di tensione in $t = 1,8$ s è dovuto al distacco istantaneo della GD; dopo 50ms è stato inserito il sistema di accumulo, che arriva ad erogare la sua massima potenza in 5ms. Come nei casi precedenti, il ripple sulla tensione V_{CC_car} è dovuto al dimensionamento dei condensatori all'uscita dei convertitore c.c./c.c. per GD e S.d.A., essendo stati dimensionati con lo stesso criterio il ripple in presenza di GD o S.d.A. ha lo stesso valore.

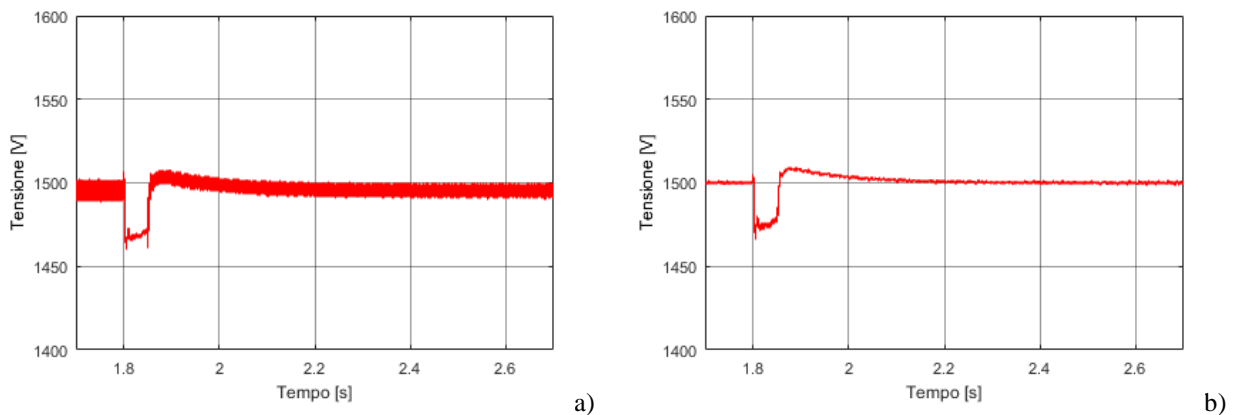


Figura 4.32 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) tensione ai capi del carico V_{cc_car} , b) tensione V_{conv}

Sono riportate in Figura 4.33-a e b le potenze scambiate dalla GD e dal sistema di accumulo: si nota come in $t = 1,8$ s la GD cala la sua produzione fino a 0 kW, mentre il sistema di accumulo, in 5ms, arriva ad erogare la sua massima potenza pari a 60 kW. Nei 50ms un cui né il fotovoltaico e né il sistema di accumulo immettono potenza in rete, tutta la potenza del carico dovrà essere fornita dalla rete esterna in corrente continua, attraverso il convertitore; si può notare in Figura 4.33-c come la corrente I_d del convertitore aumenta

durante i 5 ms in cui dovrà scorrere una potenza maggiore. Lo stesso andamento lo si può notare anche nella potenza attiva scambiata dal convertitore (Figura 4.33-d).

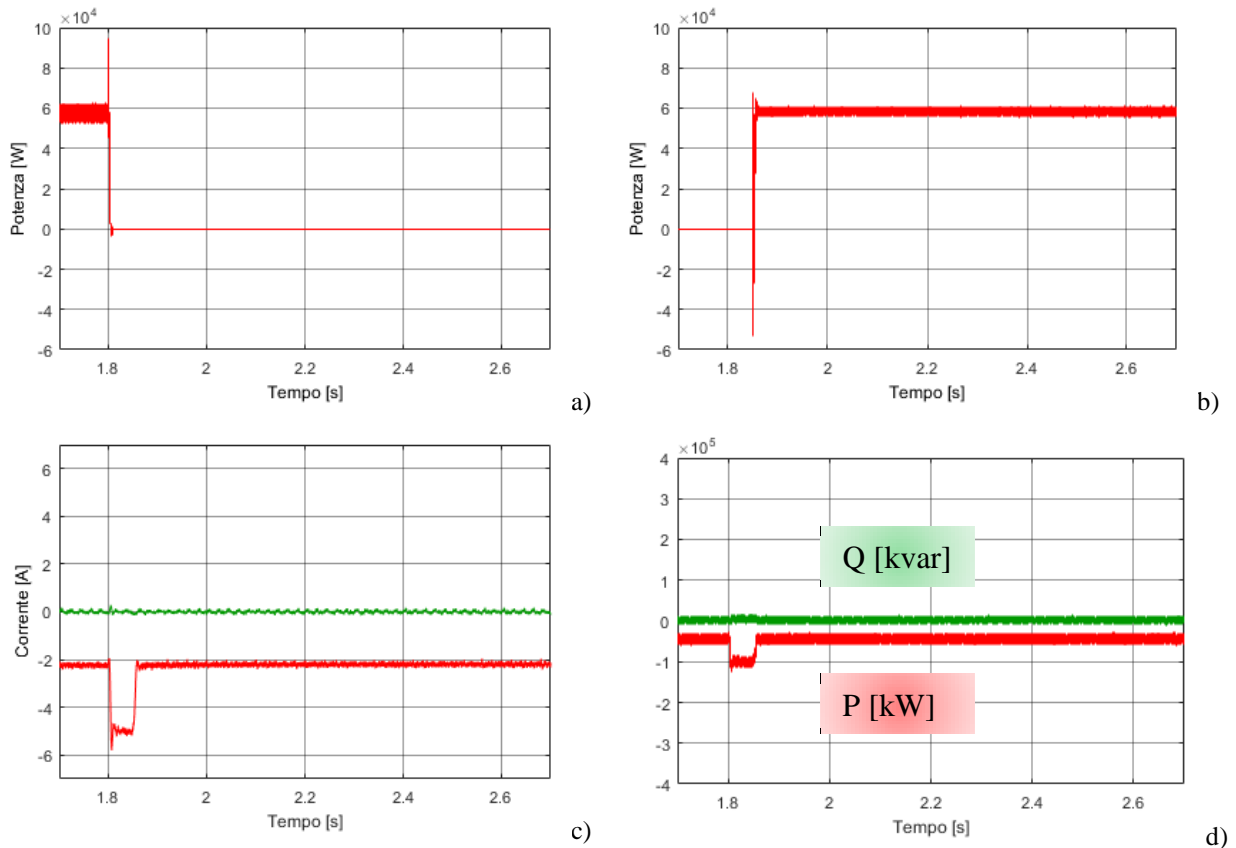


Figura 4.33 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) potenza erogata dalla GD, b) potenza erogata dal S.d.A., c) componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti lato MT, d) potenze attive (rosso) e reattive (verde) scambiate dal convertitore

Disconnessione della GD e connessione del S.d.A al sistema bipolare

Come nel caso precedente, in presenza del carico nominale e della GD e del S.d.A. come da schema di Figura 4.25, le tensioni V_{CC_pos} e V_{CC_neg} (Figura 4.34-a e b) hanno lo stesso andamento visto per il sistema unipolare (Figura 4.32). In Figura 4.34-c è riportata la tensione V_{CC_tot} che ha lo stesso andamento delle due tensioni in figura a e b, essendo data dalla loro somma.

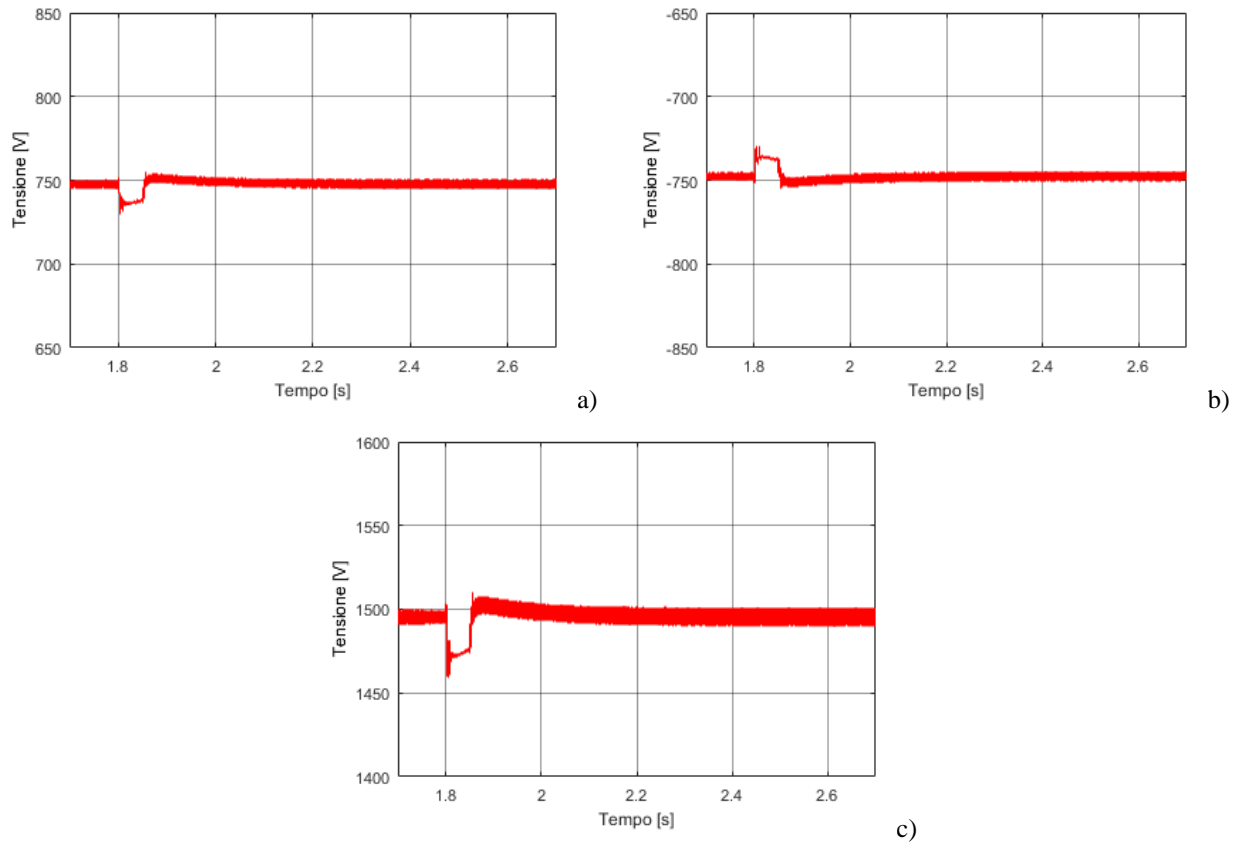
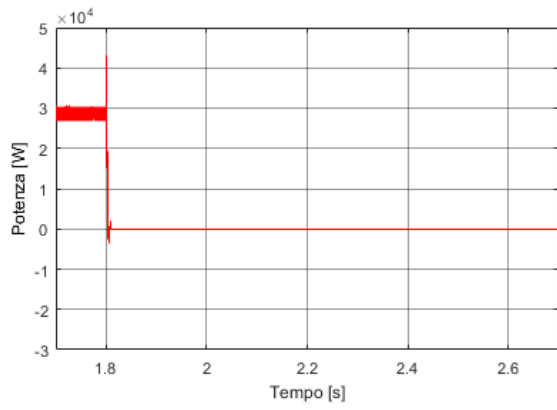
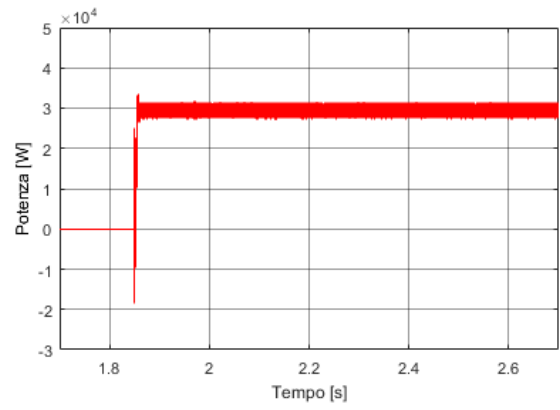


Figura 4.34 Distacco GD e inserimento S.d.A.: a) tensione V_{cc_pos} , b) tensione V_{cc_neg} , c) tensione V_{cc_tot} .

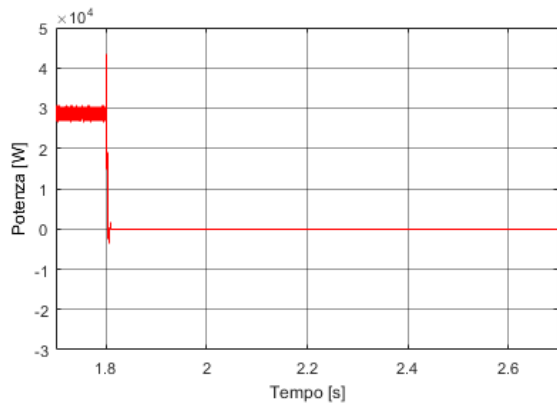
Anche in questo caso si nota come in $t = 1,8$ s la GD connessa ad entrambi i convertitori porti la sua produzione a 0 kW (Figura 4.35-a e c), mentre il sistema di accumulo inizia ad erogare potenza 50 ms dopo (Figura 4.35-b e d). Anche in questo caso nei 50 ms di assenza di GD e S.d.A. sarà la rete che dovrà fornire la totale potenza richiesta dal carico; in Figura 4.35-e ed f sono riportate le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti lato MT scambiate dai due convertitori e in Figura 4.35-g è riportata invece la potenza totale scambiata. In tutti e tre i casi si nota come gli andamenti siano uguali a quelli ottenuti durante le simulazioni della rete unipolare.



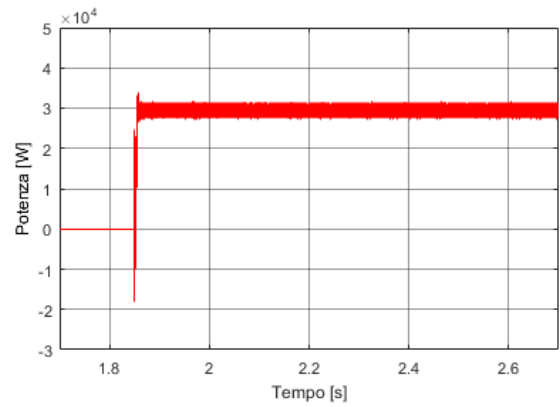
a)



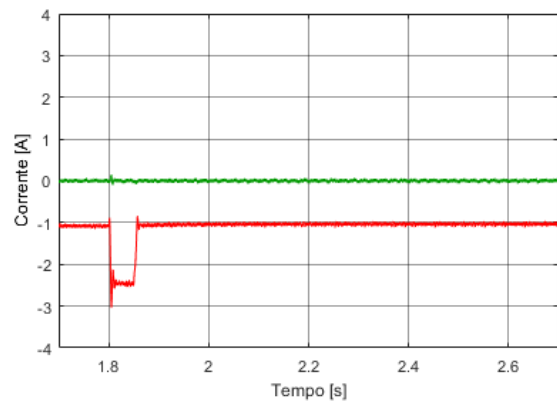
b)



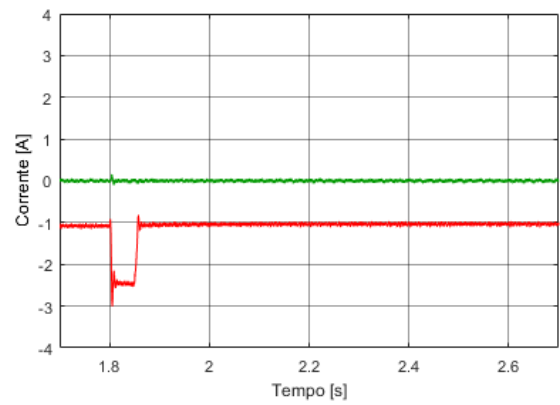
c)



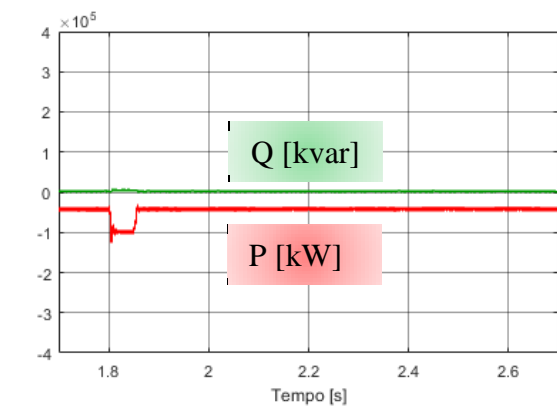
d)



e)



f)



g)

Figura 4.35 Distacco GD e inserimento S.d.A.:
 potenze immesse da GD (a) e S.d.A (b) connesse al conv 1, potenze immesse da GD (c) e S.d.A. (d) connesse al conv 2, componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti scambiate dal conv 1 (e) e 2 (f), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete.

4.2.4 Inversione del flusso di potenza: da rete c.c. a rete c.a.

Infine si è considerato il caso di inversione del flusso di potenza tra la rete c.c. e la rete c.a., per farlo si ipotizza: assenza di carico nella rete in c.c. e presenza di GD da 60 kW connessa alla rete c.c..

Rete unipolare

Il primo caso di inversione di potenza è stato simulato nella rete unipolare in c.c.

In Figura 4.36-a è riportata la tensione continua al condensatore di livellamento del convertitore (V_{conv} , Figura 4.22); il fotovoltaico, come nei casi precedenti, raggiunge la massima potenza in 1s e la tensione continua durante questo intervallo ha un aumento rispetto al valore nominale, come già visto in Figura 4.24. Come in tutte le simulazioni effettuate, si dimostra che le tensioni di rete lato MT non sono influenzate dai transitori nella rete in c.c.; lo si può osservare dalle sue trasformate di Park V_d (in rosso) e V_q (in verde), riportate in Figura 4.36-b, che rimangono costanti.

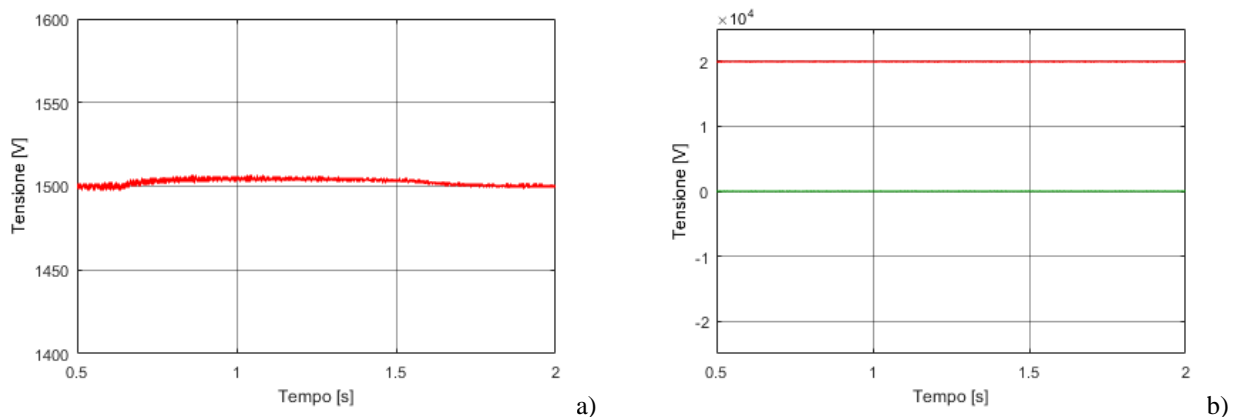


Figura 4.36 Inversione del flusso di potenza: a) tensione continua V_{conv} , b) componenti di Park V_d (rosso) e V_q (verde) delle tensioni di rete lato MT

La potenza immessa in rete dal fotovoltaico, riportata in Figura 4.37-a, raggiunge la massima potenza in 1s, come detto in precedenza. Le componenti di Park I_d (in rosso) e I_q (in verde) delle correnti scambiate dal convertitore sono riportate in Figura 4.37-b: si nota come questa volta la corrente I_d abbia segno positivo, questo perché la potenza è diretta dalla rete c.c. verso la rete c.a. Lo stesso cambio di segno è visibile anche nell'andamento delle potenze attive (rosso) e reattive (verde) in Figura 4.37-c. In questo caso si può notare come, per quanto riguarda il funzionamento del convertitore, l'angolo ϕ ha un andamento opposto rispetto al caso in presenza del carico (Paragrafo 4.2.1): questo perché ora il flusso

di potenza è invertito. L'indice di modulazione rimane invece costante perché la tensione continua non ha variazioni rilevanti rispetto al valore nominale.

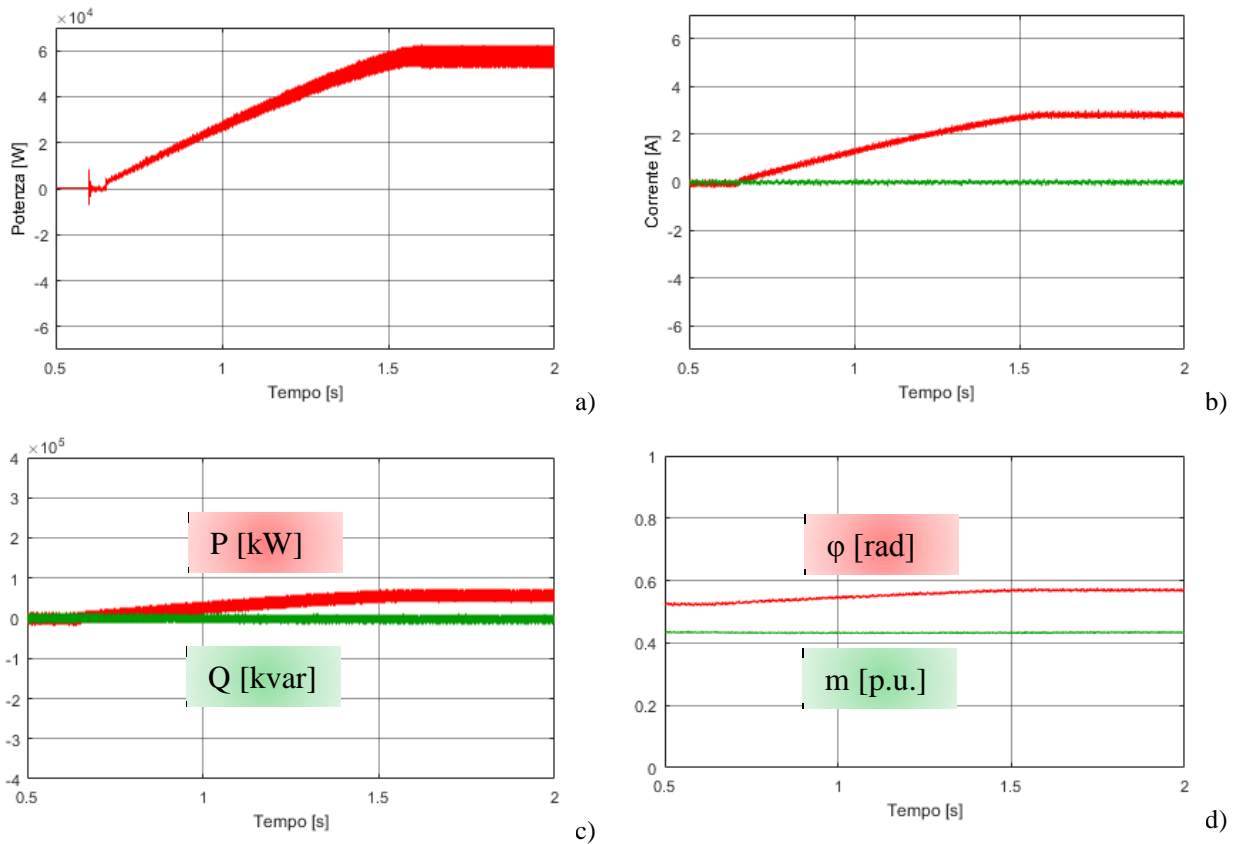


Figura 4.37 Inversione del flusso di potenza: a) potenza erogata dalla GD, b) componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti scambiate dal convertitore, c) potenza attiva (rosso) e reattiva (verde) scambiate dal convertitore, d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) di funzionamento del convertitore

Rete bipolare

Lo stesso caso precedente è stato simulato anche nella rete bipolare. Le tensioni continue V_{conv1} e V_{conv2} (Figura 4.25), visibili in Figura 4.38-a e b, hanno lo stesso andamento di quella del sistema unipolare (Figura 4.36-a). In Figura 4.39-a³ è riportate la potenze erogata dalle GD che, come nel caso precedente, hanno un'inserzione a rampa della durata di 1s. Anche in questo caso, come nel caso unipolare (Figura 4.37-b), le componenti I_d (in rosso) in Figura 4.39-b delle correnti scambiate dai convertitori, hanno un valore positivo perché ora il flusso di potenza è invertito rispetto alle convenzioni adottate. Questo è visibile anche in Figura 4.39-c dove sono riportate le potenze attive (in rosso) e reattive (in verde) totali scambiate dai due convertitori; si nota come la potenza attiva ha segno

³ Per semplicità nelle figure seguenti sono riportate le curve caratteristiche relative solo alla GD connessa al convertitore 1, dal momento che il comportamento della GD connessa al convertitore 2 è il medesimo.

opposto rispetto ai casi precedenti, perché ora la potenza fluisce dalla rete in c.c. verso la rete in c.a.. Anche in questo caso sono riportati in Figura 4.39-d l'indice di modulazione e l'angolo phi di lavoro del convertitore 1: come nel caso unipolare, l'inversione del flusso di potenza ha portato ad un aumento dell'angolo phi, mentre l'indice di modulazione è rimasto costante perché la tensione continua al convertitore 1 (V_{conv1}) ha avuto una variazione molto bassa rispetto al valore nominale.

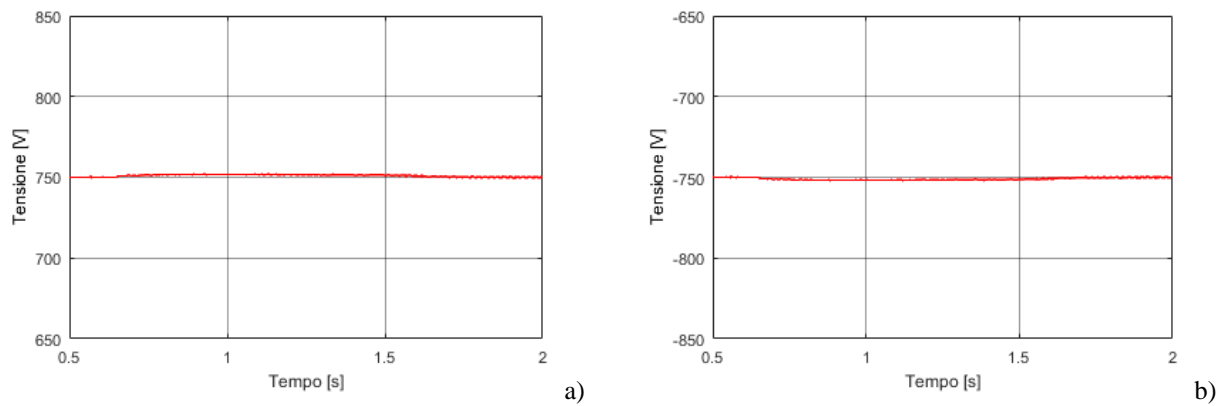


Figura 4.38 Inversione del flusso di potenza: tensioni V_{conv1} (a) e V_{conv2} (b)

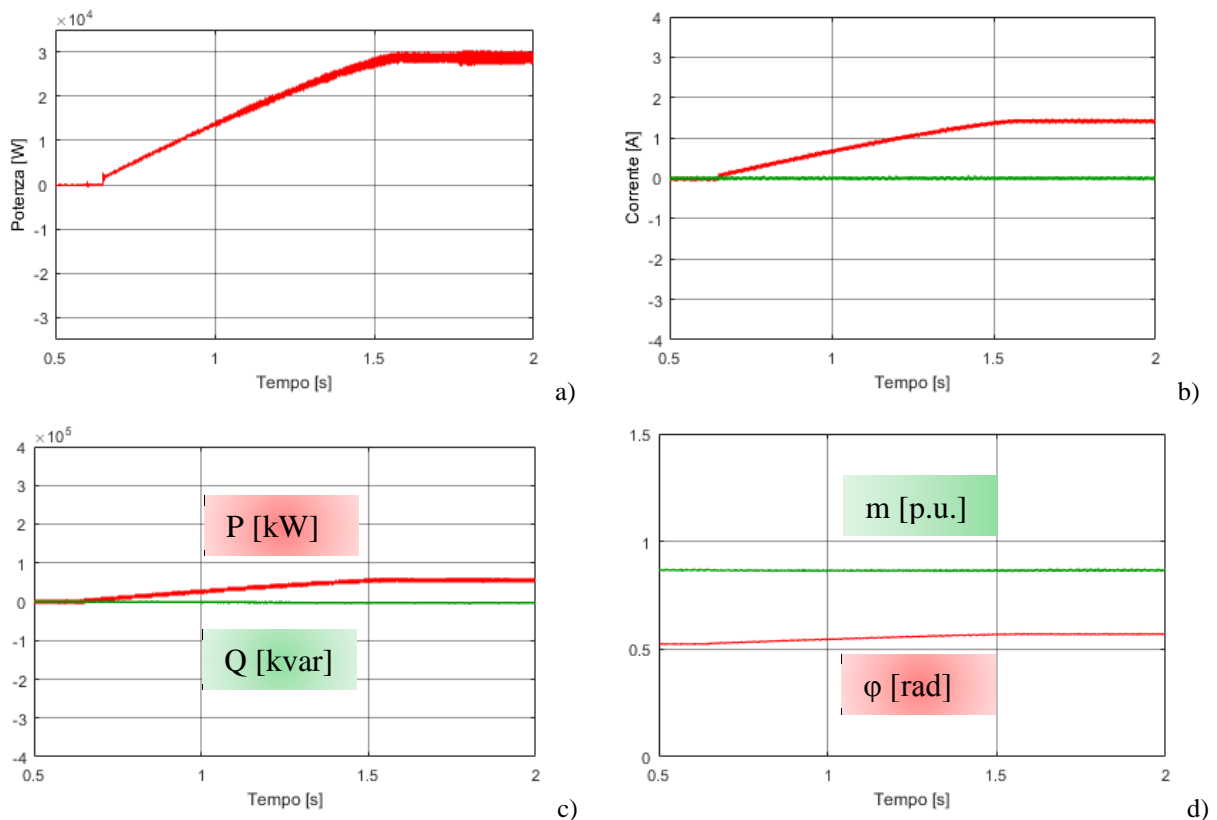


Figura 4.39 Inversione del flusso di potenza: potenza GD connessa al conv 1 (a), componenti di Park I_d (rosso) e I_q (verde) delle correnti scambiate dal conv 1 (c), potenze attiva (rosso) e reattiva (verde) totali scambiate con la rete, (d) indice di modulazione (verde) e angolo phi (rosso) del convertitore 1

4.3 Considerazioni finali

In questo capitolo sono state eseguite simulazioni digitali riguardanti i transitori di attacco e distacco di carico, della GD e del sistema di accumulo. L'analisi ha permesso di verificare che:

- qualsiasi transitorio che si verifica nella rete c.c. non viene trasferito alla rete c.a. grazie al disaccoppiamento offerto dai convertitori di interfaccia;
- la variazione della tensione continua totale sul bus c.c. non varia mai al di fuori dell'intervallo $\pm 5\%$ del valore nominale;
- le dinamiche in termini di tempi di risposta dei regolatori a fronte di variazioni dei riferimenti sono congruenti con quelle definite in fase di dimensionamento dei convertitori c.a./c.c.;
- le prestazioni dei sistemi unipolare e bipolare sono le stesse, come voluto in fase di dimensionamento del sistema;
- il sistema bipolare è in grado di regolare la tensione del bus c.c. mantenendola ad un valore stabile anche in presenza di carichi squilibrati tra i due convertitori;
- il sistema è in grado di gestire anche eventuali inversioni di flusso della potenza attiva in presenza di GD nella sezione c.c. e in assenza di carico resistivo.

In generale il sistema rappresentato da una rete di distribuzione in c.c. connessa alla rete c.a. mediante un convertitore bidirezionale ha dimostrato buone prestazioni e stabilità anche in presenza di diverse tipologie di transitori.

5 METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE DELLE PERDITE

Una possibilità per valutare i vantaggi di un sistema di distribuzione in corrente continua rispetto ad un sistema in corrente alternata è quello di confrontarne le perdite durante il funzionamento. Sono state oggetto di studio le perdite sulla linea di distribuzione e le perdite associate ai convertitori elettronici di potenza. Non sono state prese in considerazione invece le perdite dei trasformatori MT/BT di cabina secondaria, non essendoci differenze fra trasformatori utilizzati per la distribuzione in c.c. e in c.a.; di conseguenza non ci sono differenze in termini di perdite di potenza tra le due reti.

Si è scelto di definire un metodo per la valutazione delle perdite che consiste nel:

- calcolare per prima cosa le perdite di potenza lungo le linee di distribuzione, in corrente continua e in corrente alternata;
- calcolare le perdite nei convertitori di interfaccia con la rete (convertitori c.a./c.c.) e nei convertitori di interfaccia per la GD e i sistemi di accumulo (convertitori c.c./c.c.), in modo da poterne valutare i rendimenti. In particolare, non essendo stato possibile calcolare, per via analitica, i rendimenti dei convertitori in funzione del carico, si è scelto di utilizzare dei valori di rendimenti di convertitori reali, opportunamente scalati per essere adattati alle potenze in gioco.
- riportare le perdite in linea e le perdite nei convertitori in percentuale, riferendole alla potenza nominale del carico da alimentare;
- effettuare la somma delle perdite di linea e convertitore, calcolate in percentuale per ogni sistema, in modo da definire le perdite totali;
- valutare le perdite totali in ogni sistema al variare della lunghezza della linea di distribuzione in condizione sia di rete passiva sia attiva e, in questo secondo caso, si è valutata anche la posizione della GD lungo la linea stessa;
- effettuare un'analisi di sensitività facendo variare il rendimento dei convertitori c.a./c.c. (essendo il componente che causa le maggiori perdite di potenza), mantenendo fisso quello dei convertitori c.c./c.c..

5.1 Valutazione delle perdite

Si è scelto di effettuare un confronto tra il sistema di distribuzione in bassa tensione a 400V in c.a. e un sistema di distribuzione in corrente continua con un livello di tensione confrontabile a quello in c.a. In generale, il livello di tensione continua confrontabile con quello in c.a., per i sistemi trifase, vale [12]:

$$V_{cc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} * V_{ca} = 1,35 * V_{ca} \quad (5.1)$$

dove V_{ca} è il valore efficace della tensione alternata. Nel nostro caso V_{ca} vale 400 V, quindi il valore di tensione continua risulta essere pari a 540 V. Volendo scegliere un valore di tensione normalizzato si è deciso di utilizzare il livello di tensione 750 V.

Per lo studio delle perdite si è considerato di alimentare un insieme di carichi di potenza pari a 100 kW in corrente continua e 105 kVA (di potenza attiva pari a 100 kW e fattore di potenza 0,95) in corrente alternata. Lungo le linee di distribuzione si è poi scelto di inserire, come GD, un impianto fotovoltaico di potenza pari a 60 kW e un sistema di accumulo, anch'esso di potenza pari a 60 kW (vedi Capitolo 2)

5.1.1 Perdite nelle linee di distribuzione

La perdita di potenza lungo la linea di distribuzione è dovuta ai parametri resistivi della linea stessa: la resistenza è la causa della potenza persa per effetto Joule. Come definito all'inizio della trattazione saranno trascurati tutti i parametri trasversali, comprese le capacità e le conduttanze della linea verso terra, che quindi non saranno considerate ai fini della valutazione delle perdite.

La prima differenza principale tra le reti di distribuzione in c.c. e quelle in c.a. è la potenza transitante in linea. Nella rete in c.a. le potenze transittanti sono attive e reattive: le potenze attive sono quella richiesta dal carico e quella persa per effetto Joule, mentre la potenza reattiva è la potenza assorbita dai componenti reattivi della linea, induttanze e capacità. L'unica potenza transitante nella rete in corrente continua invece è la potenza attiva, perché essendo la linea percorsa da corrente continua la reattanza induttiva, che dipende dalla frequenza, non ha effetti; di conseguenza, a parità di potenza attiva la corrente in linea sarà inferiore. Sulla linea in c.c. sarà possibile quindi, a parità di sezione del conduttore, trasmettere una maggior potenza attiva.

La potenza attiva (Δ_{Pca}) persa nella linea trifase in corrente alternata è stata calcolata con la seguente formula:

$$\Delta_{Pca} = 3 * (r * l) * I_{ca}^2 \quad (5.2)$$

dove:

- r è la resistenza in Ω / km , della linea di distribuzione, determinata attraverso il dimensionamento eseguito secondo lo schema in Figura 2.14;
- l è la lunghezza della linea di distribuzione in bassa tensione, espressa in km;
- I_{ca} è il valore efficace della corrente alternata che scorre lungo la linea trifase, calcolata come segue:

$$I_{ca} = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{ca} * \cos \varphi} \quad (5.3)$$

con P che rappresenta la potenza del carico, V_{ca} è la tensione concatenata della linea trifase e $\cos \varphi$ è il fattore di potenza del carico.

Per le perdite sulla linea in corrente continua si è considerato che, sia nel caso unipolare che nel caso bipolare, i conduttori percorsi da corrente siano due (il conduttore positivo a potenziale $+V_{CC} / 2$ e il conduttore negativo a potenziale $-V_{CC} / 2$); questo perché, anche se il sistema bipolare è stato modellizzato con tre conduttori, si è considerato di studiare il sistema simmetrico, quindi senza squilibri di carico tra polo positivo e neutro e polo negativo e neutro, e quindi il conduttore centrale a potenziale nullo non è percorso da corrente.

La potenza attiva (Δ_{Pcc}) persa sulla linea in corrente continua è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta_{Pcc} = 2 * (r * l) * I_{cc}^2 \quad (5.4)$$

dove:

- r è la resistenza chilometrica della linea di distribuzione, espressa in Ω / km . Si è ipotizzato di poter considerare gli stessi conduttori utilizzati nel sistema in c.a., considerando che la tensione di isolamento dei conduttori scelti è 0,6 / 1 kV in corrente alternata (il valore di r è visibile in Tabella 5.1);
- l è la lunghezza della linea di distribuzione, espressa in km;
- I_{cc} è la corrente lungo le linee di distribuzione in corrente continua, calcolate come segue:

$$I_{cc} = \frac{P}{V_{cc}} \quad (5.5)$$

dove P rappresenta la potenza del carico e V_{cc} rappresenta la tensione continua del sistema.

Entrambe le potenze $\Delta_{P_{cc}}$ e $\Delta_{P_{ca}}$ sono poi state riportate in percentuale, riferendole alla potenza attiva del carico da alimentare.

In Tabella 5.1 sono stati riportati tutti i valori utilizzati per il calcolo delle perdite.

Tabella 5.1 Parametri utilizzati per la valutazione delle perdite in linea

Parametri carico c.a.		
Potenza nominale	A_n [kVA]	105
Tensione nominale	V_{ca} [V]	400
Fattore di potenza	$\cos\phi$	0,95
Parametri carico c.c. (sistema unipolare)		
Potenza nominale	P_n [kW]	100
Tensione nominale	V_n [V]	750
Parametri linea distribuzione		
Sezione	A [mm ²]	3x240
Resistenza chilometrica	r [Ω /km]	0,032
Reattanza chilometrica	x [Ω /km]	0,030

5.1.2 Perdite nei convertitori di interfaccia con la rete

Altri fattori di perdita che è necessario considerare sono le perdite interne dei convertitori c.a./c.c. di interfaccia con la rete elettrica, dovute all'elettronica di potenza; i convertitori utilizzati in questo studio sono composti da valvole IGBT con diodo in antiparallelo e le perdite da considerare sono le seguenti [13]:

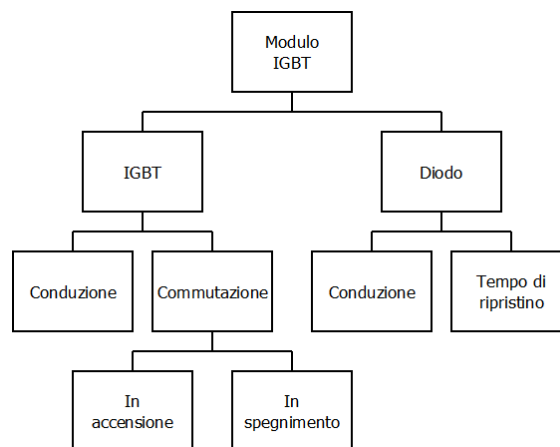


Figura 5.1 Perdite nel modulo IGBT

Perdite negli IGBT

Le perdite in conduzione si manifestano quando la valvola è in conduzione e dipendono dalla tensione ai capi della valvola e dalla corrente che scorre nella valvola. Le perdite per commutazione si verificano nel passaggio da stato di blocco a conduzione e viceversa; questo perché la chiusura e l'apertura di una valvola non è istantanea, ma avviene in un determinato intervallo di tempo all'interno del quale viene dissipata energia (i parametri necessari per la valutazione dell'energia dissipata sono stati presi dal data sheet del modulo scelto). In Figura 5.2 è rappresentato un grafico che riporta l'andamento delle perdite di una valvola: P_{on} rappresenta la potenza persa dalla valvola in accensione, P_{cond} rappresenta la potenza persa in conduzione e P_{off} rappresenta la potenza persa in spegnimento. Sono inoltre visibili gli andamenti della tensione ai capi della valvola ($V_{CE}(t)$), della corrente che scorre all'interno della valvola ($i_C(t)$) e delle energie perse in accensione (E_{on}), conduzione (E_{cond}) e spegnimento (E_{off})

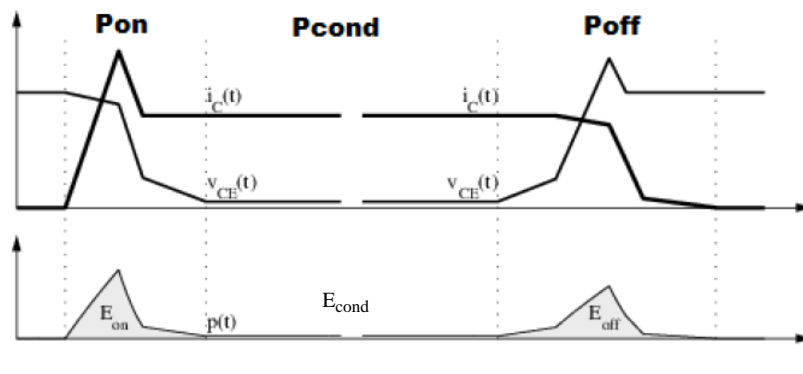


Figura 5.2 Andamento delle perdite di un IGBT [13]

Le perdite per conduzione si manifestano quando l'IGBT, o il diodo in antiparallelo, sono in stato di conduzione e sono ottenute con la seguente formula [13]:

$$P_{cond_IGBT} = \frac{1}{2} \left(V_{ceo} * \frac{I_{pk}}{\pi} + R_0 * \frac{I_{pk}^2}{4} \right) + m * \cos \varphi \left(V_{ceo} * \frac{I_{pk}}{8} + R_0 * \frac{I_{pk}^2}{3 * \pi} \right) \quad (5.6)$$

dove:

- V_{ceo} e R_0 sono la tensione di soglia e la resistenza in conduzione dell'IGBT e sono ricavati dall'andamento I_C - V_{CE} (corrente di collettore – tensione collettore-emettitore) presente nel data sheet del modulo scelto:

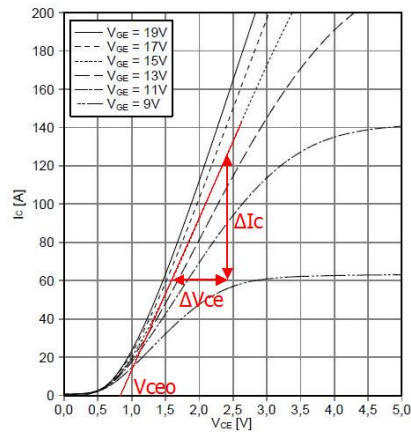


Figura 5.3 Caratteristica esterna dell'IGBT

la resistenza è calcolata con la seguente formula:

$$R_0 = \frac{\Delta V_{ce}}{\Delta I_c} \quad (5.7)$$

come sono stati ottenuti ΔV_{ce} , ΔI_c e la tensione V_{ce0} è rappresentato in Figura 5.3;

- I_{pk} è il valore di picco della corrente alternata che scorre nell'IGBT quando è in conduzione;
- m è l'indice di modulazione del convertitore a IGBT controllato con la tecnica PWM, definita nel Paragrafo 3.2.1.;
- φ è la fase della corrente alternata sinusoidale, ovvero lo sfasamento tra corrente e tensione.

Le perdite in commutazione possono essere calcolate con la seguente formula [13]:

$$P_{sw_IGBT} = \frac{(E_{on} + E_{off}) * I_{pk} * V_{cc} * f_s}{\pi * I_n * V_n} \quad (5.8)$$

dove:

- E_{on} ed E_{off} sono le energie perse durante la commutazione in accensione e in spegnimento della valvola, visibili nel data sheet; questi valori sono forniti ad un certo valore di tensione e corrente nominali, quindi sarà necessario riportarli al valore di corrente e tensione utilizzati nel caso specifico;
- I_{pk} è il valore di picco della corrente alternata che scorre nella valvola;
- V_{CC} è il valore della tensione continua applicata alla valvola;
- f_s è la frequenza di commutazione (switching) del convertitore;
- I_n e V_n sono i valori nominali di corrente e tensione a cui sono riferite le perdite delle valvole riportate nel data sheet.

Le perdite totali in una valvola a IGBT (P_{P_IGBT}) sono quindi date dalla somma delle perdite in conduzione (P_{cond_IGBT}) e delle perdite in commutazione (P_{sw_IGBT}):

$$P_{p_IGBT} = P_{cond_IGBT} + P_{sw_IGBT} \quad (5.9)$$

Perdite nel diodo in antiparallelo

Anche nel diodo in antiparallelo è necessario calcolare le perdite (P_{cond_D}) durante il suo periodo di conduzione [13]:

$$P_{cond_D} = \frac{1}{2} \left(V_{D0} * \frac{I_{pk}}{\pi} + R_D * \frac{I_{pk}^2}{4} \right) - m * \cos \varphi \left(V_{D0} * \frac{I_{pk}}{8} + R_D * \frac{I_{pk}^2}{3 * \pi} \right) \quad (5.10)$$

dove:

- V_{D0} e R_D sono la tensione e la resistenza in conduzione del diodo, ricavate entrambe dalla caratteristica I_F - V_F (corrente diretta - tensione diretta) fornite nel data sheet:

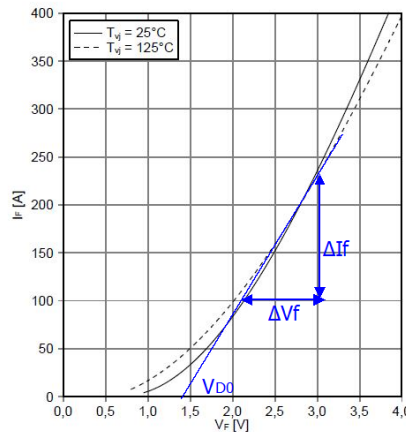


Figura 5.4 Caratteristica diretta del diodo

la resistenza è calcolata con la seguente formula:

$$R_D = \frac{\Delta V_f}{\Delta I_f} \quad (5.11)$$

dove ΔV_f , ΔI_f e la tensione V_{D0} sono ottenute in Figura 5.4;

- I_{pk} è il valore di picco della corrente alternata che scorre nel diodo quando è in conduzione;
- m e φ , come detto in precedenza, sono, rispettivamente, l'indice di modulazione e la fase della corrente sinusoidale.

Quando il diodo passa dallo stato di conduzione allo stato di blocco si presenta una corrente inversa, che si esaurisce dopo un tempo di ripristino t_{rr} , detto tempo di recupero inverso (reverse recovery time). In Figura 5.5 [14] sono rappresentati: I_{FM} (massima

corrente diretta che può scorrere nel diodo), t_{rr} (tempo di recupero inverso), di_r/dt (derivata della corrente diretta del diodo), $I_{RM(REC)}$ (massima corrente inversa nel tempo di recupero) e Q_{rr} (carica accumulata nel tempo di ripristino).

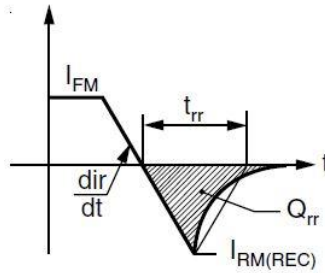


Figura 5.5 Tempo di recupero inverso di un diodo

Le perdite (P_{rec_D}) durante questo intervallo possono essere calcolate con la seguente formula [13]:

$$P_{rec_D} = \frac{E_{rec} * I_{pk} * V_{cc} * f_S}{\pi * I_n * V_n} \quad (5.12)$$

dove:

- E_{rec} è l'energia persa durante questo intervallo, ad una certa tensione e corrente nominale, indicate nel data sheet;
- I_{pk} e V_{cc} sono, rispettivamente, il valore di picco della corrente alternata che scorre nel diodo e la tensione continua applicata;
- f_S è la frequenza di commutazione (switching);
- I_n e V_n sono la tensione e la corrente nominali a cui è stata calcolata l'energia persa dal diodo (E_{rec}).

Le perdite totali (P_{p_D}) nel diodo in antiparallelo valgono quindi:

$$P_{p_D} = P_{cond_D} + P_{rec_D} \quad (5.13)$$

Rendimento dei convertitori per la rete in corrente continua

Il calcolo delle perdite è necessario per determinare il rendimento della macchina nelle varie condizioni di utilizzo, sia con carico nominale che con carico inferiore a quello nominale.

Il rendimento della macchina è definito come il rapporto tra la potenza uscente (P_{out}) e la potenza entrante (P_{in}):

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{in} - P_p}{P_{in}} = 1 - \frac{P_p}{P_{in}} \quad (5.14)$$

dove la potenza persa dal convertitore (P_p) è la somma delle potenze perse nell'IGBT e nel diodo, moltiplicata per il numero (n) di valvole all'interno del convertitore:

$$P_p = n * (P_{p_IGBT} + P_{p_D}) \quad (5.15)$$

Nel caso dei convertitori di interfaccia delle reti unipolare e bipolare, il numero n di valvole è pari a 6.

Per il calcolo del rendimento dei convertitori sarà poi necessario prendere in considerazione tutti i fattori di perdita che non variano al variare della corrente transitante nelle valvole. Alcuni di questi fattori sono, per esempio, la variazione di temperatura di funzionamento, le perdite dovute al ripple di corrente nelle induttanze di commutazione, le perdite per ventilazione; le formule elencate in precedenza non prendono in considerazione questi fattori, quindi, non avendo a disposizione prove effettuate su convertitori o valori da poter assegnare a queste perdite, si è preferito utilizzare una curva di rendimento ottenuta da un data sheet [15], che sia conforme con i valori ottenuti tramite l'utilizzo delle formule elencate in precedenza, quando il carico è compreso tra 70 - 100 %:

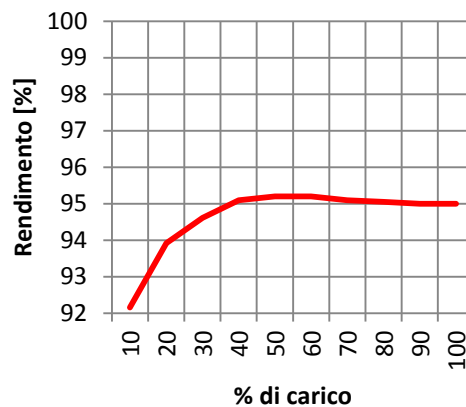


Figura 5.6 Rendimento del convertitore di interfaccia c.a./c.c.

Nel capitolo seguente si è poi deciso di effettuare un'analisi di sensitività in modo da considerare valori di rendimento dei convertitori c.a./c.c. diversi da quelli considerati in questo caso.

Nel caso di sistema in corrente continua a 750 V, la rete bipolare, sviluppata con due convertitori in serie come in Figura 2.5, non è stata presa in considerazione perché il suo livello di tensione sarebbe di ± 375 V. Questo livello di tensione continua è inferiore alla tensione alternata (pari a 400 V), di conseguenza il convertitore non è controllabile.

5.1.3 Perdite nei convertitori di interfaccia per la GD e il sistema di accumulo (S.d.A.)

Per l'interfacciamento delle GD e dei sistemi di accumulo sono state utilizzate due tipologie di convertitori: per la rete in corrente continua sono stati utilizzati dei semplici convertitori c.c./c.c., mentre per la rete in corrente alternata sono stati utilizzati dei convertitori c.c./c.a.

Per i convertitori c.c./c.c. (rappresentati in Figura 2.19) è necessario calcolare le perdite della valvola IGBT e del diodo utilizzati; le formule saranno diverse da quelle utilizzate per i convertitori di interfacciamento con la rete perché in questo caso le grandezze sono tutte continue. Tutti i convertitori c.c./c.c. utilizzati in questa trattazione sono convertitori innalzatori ("booster"), quindi per tutti sarà utilizzato lo stesso metodo.

Perdite nel diodo

Le perdite nel diodo sono riconducibili alle sole perdite in conduzione ($P_{cond_D_cc}$), quindi ottenibili dal prodotto della tensione diretta per la corrente media che fluisce nel diodo stesso [16]:

$$P_{cond_D_cc} = V_F * I_{out} \quad (5.16)$$

dove V_F è la tensione diretta ricavata dal data sheet del diodo scelto, mentre I_{out} è la corrente in uscita dal convertitore c.c./c.c. (il cui schema è riportato in Figura 2.19 e Figura 2.22), che nel nostro caso varia al variare del dispositivo connesso in ingresso al convertitore.

Perdite nell'IGBT

Nella valvola a IGBT le perdite possono essere riconducibili, come nel caso del convertitore c.a./c.c., alla somma delle perdite per conduzione e per commutazione.

Le perdite per commutazione ($P_{sw_IGBT_cc}$) in spegnimento e in accensione sono esprimibili con la seguente espressione [16]:

$$P_{sw_IGBT_cc} = \frac{1}{2} * V_{in} * \frac{I_{out}}{1-D} * (t_{on} + t_{off}) * f_s \quad (5.17)$$

dove:

- V_{in} rappresenta la tensione di ingresso del convertitore c.c./c.c., che varia al variare del dispositivo connesso al convertitore;

- D è il duty-cycle del convertitore, calcolato attraverso la (2.60) del Paragrafo 2.2.2;
- t_{on} e t_{off} sono rispettivamente il tempo in accensione e il tempo in spegnimento della valvola;
- f_s è la frequenza di commutazione del convertitore.

Le perdite in conduzione ($P_{cond_IGBT_cc}$) invece sono approssimate con la seguente espressione [16]:

$$P_{cond_IGBT_cc} = R_{on} * \left(I_L^2 * D + \frac{1}{12} * \Delta I_L^2 * D \right) \quad (5.18)$$

dove:

- R_{on} rappresenta la resistenza in conduzione dell'IGBT;
- I_L è la corrente di induttore del convertitore c.c./c.c., che equivale alla corrente di ingresso del convertitore;
- ΔI_L rappresenta la massima variazione della corrente di induttore.

Le perdite totali ($P_{P_IGBT_cc}$) nella valvola a IGBT sono quindi la somma di queste due perdite:

$$P_{P_IGBT_cc} = P_{sw_IGBT_cc} + P_{cond_IGBT_cc} \quad (5.19)$$

Rendimento dei convertitori di interfaccia c.c./c.c.

Anche in questo caso sarà necessario considerare i valori di perdita costante dei convertitori, che non è stato possibile considerare con le formule elencate in precedenza. Per questo motivo, come prima sono stati presi in considerazione dei valori di rendimento ottenuti in [17] (nel grafico (a) è riportato l'andamento con la stessa scala di quello precedente, in (b) l'intervallo dei rendimenti è ridotto per una miglior comprensione):

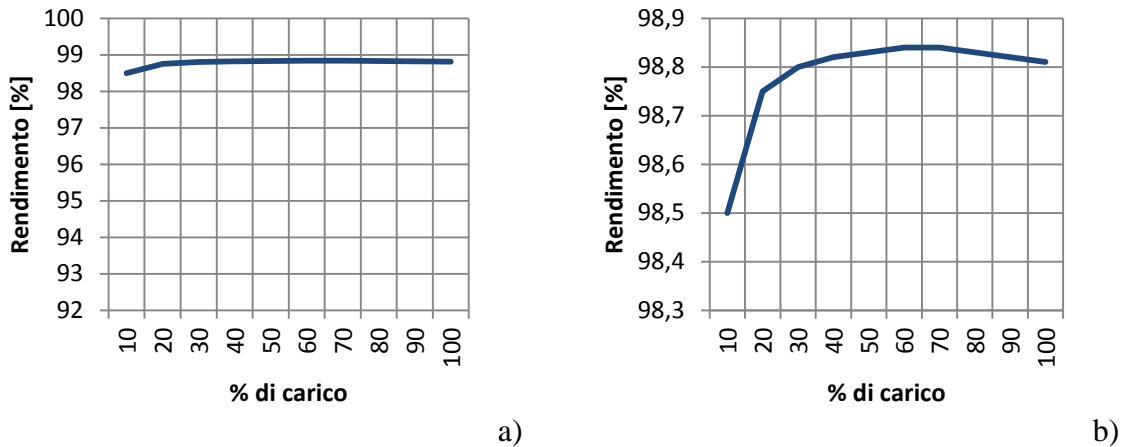


Figura 5.7 Rendimento convertitore c.c./c.c.

In questo caso, nell'analisi di sensitività il rendimento di questi convertitori è mantenuto costante, perché in convertitori c.c./c.c. hanno rendimento più elevato rispetto ai convertitori c.a./c.c. ed inoltre hanno taglia inferiore, quindi influiscono meno sulle perdite totali del sistema.

Rendimento dei convertitori di interfaccia c.c./c.a.

Per la connessione della GD lungo la linea di distribuzione in corrente alternata è stato utilizzato un inverter trifase che, al variare del carico, ha la seguente efficienza, ottenuta da [18]:

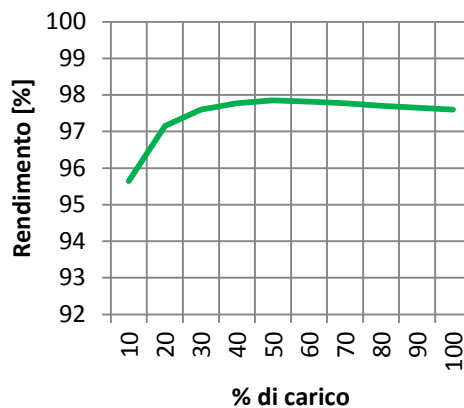


Figura 5.8 Rendimento convertitore c.c./c.a.

Anche in questo caso, questi rendimenti sono mantenuti costanti nel capitolo successivo riguardante l'analisi di sensitività perché influiscono in modo minore sulle perdite, rispetto ai convertitori di interfaccia c.a./c.c., di potenza nominale maggiore.

5.2 Risultati del confronto tra sistema a 400 V c.a. e 750 V c.c. in presenza di rete attiva (con GD) e passiva

Una volta valutate singolarmente le perdite di tutti i componenti, è possibile definire le perdite totali di ogni sistema, in modo da poter effettuare un confronto.

Il confronto sarà effettuato considerando:

- diverse condizioni di funzionamento dei convertitori (diverse condizioni di carico);
- diversi punti di lavoro del fotovoltaico;
- diverse lunghezze della linea di distribuzione;
- variazione della posizione della GD lungo la linea stessa.

Per l'impianto fotovoltaico è necessario considerare che la sua producibilità è concentrata nelle ore centrali della giornata, mentre nelle restanti ore sarà necessario prelevare energia da sistemi di accumulo o dalla rete. In Figura 5.9 è possibile notare la producibilità giornaliera media annua di un impianto fotovoltaico:

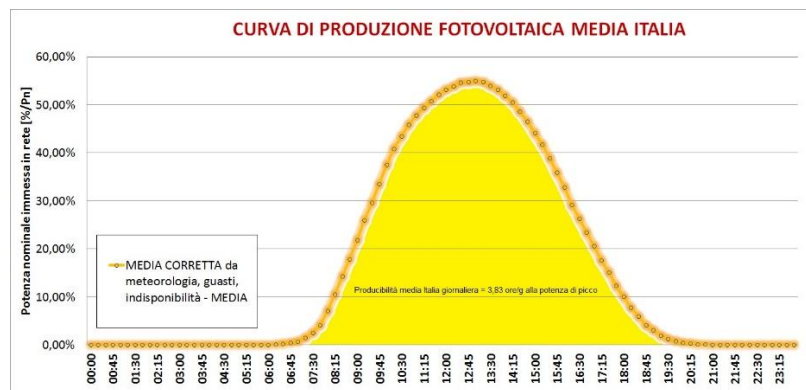


Figura 5.9 Curva della produzione fotovoltaica media in Italia [19]

Dalla Figura 5.9 è possibile capire come considerare il solo caso in cui il fotovoltaico produce la sua massima potenza non è corretto, perché durante un intero anno solare, il fotovoltaico produce la sua massima potenza solo per poche ore, mentre la sua produzione media si assesta attorno al 50 % della sua potenza nominale (e solo nelle ore centrali della giornata). In entrambi i casi studiati, le perdite sono state considerate al variare della posizione della GD lungo la linea, come visibile in Figura 5.10.

Si è scelto di considerare una lunghezza massima della linea di distribuzione in bassa tensione pari a 1 km. Sono mostrati anche calcoli effettuati considerando linee più lunghe ma le perdite hanno un valore tale da preferire una distribuzione in media tensione in c.a. per poterle diminuire.

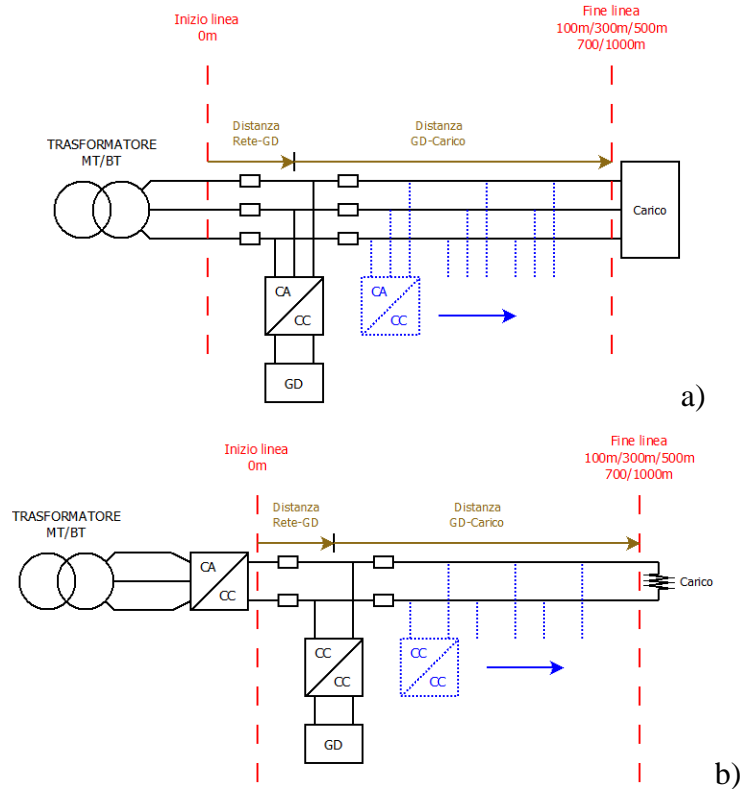


Figura 5.10 Rappresentazione dei sistemi utilizzati per la valutazione delle perdite: a) c.a., b) c.c.

5.2.1 Caso 1: linee di distribuzione passive

In questo caso sono state valutate le perdite totali nei due sistemi, 400 V c.a. e 750 V c.c., in assenza di GD, quindi considerando solo le perdite lungo la linea e i convertitori di interfaccia.

I dati principali utilizzati in questo confronto sono elencati in Tabella 5.2

Tabella 5.2 Dati utilizzati nel caso 1

CASO 1		
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c.
Carico	105kVA, $\cos\phi=0,95$	100kW
Tensione	400V	750V
GD	-	-
Lunghezza linea	1000/3500m	

In questo caso sono state valutate le perdite dei due sistemi all'aumentare della lunghezza della linea di distribuzione; i risultati sono mostrati in Figura 5.11. In questo caso si nota che le perdite nella linea in corrente continua, in assenza di GD, sono maggiori rispetto a

quelle nella rete in corrente alternata, su una distanza di 1km. Questo accade perché, anche se le perdite in linea sono inferiore nel caso c.c., il fattore che incide maggiormente ovviamente è il convertitore c.a./c.c. di interfaccia con la rete, che non è presente nella rete c.a.. Si può notare come, in questo caso, le perdite del sistema in corrente continua risultano inferiori rispetto a quello c.a. per una distanza maggiore di 2,7 km. Ovviamente le perdite sono alte in entrambe i sistemi (6 % rispetto al carico), di conseguenza è preferibile passare ad una distribuzione in media tensione.

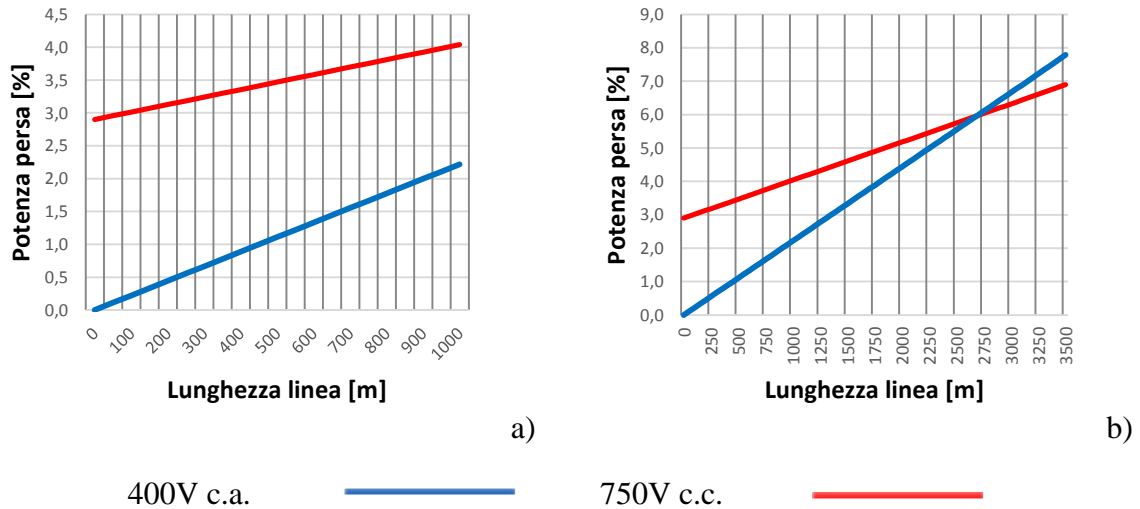


Figura 5.11 Potenza persa in assenza di GD: a) L=1 km, b) L=3,5 km

5.2.2 Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD)

In questo caso sono state valutate le perdite totali nei due sistemi, 400 V c.a. e 750 V c.c., in presenza di GD; sono quindi state prese in considerazione le perdite dei convertitori c.a./c.c. di interfaccia con la rete, le perdite dei convertitori di interfaccia per la GD e le perdite lungo la linea. Sono stati presi in considerazione diverse lunghezze della linea di distribuzione e diverse posizioni della GD lungo la linea (la GD lungo la linea è variata secondo la Figura 5.10-a e b). In Tabella 5.3 sono riassunti i dati principali utilizzati per il seguente caso.

In questo caso si valutano le perdite considerando che lungo la linea di distribuzione sia posizionato un impianto fotovoltaico che sta producendo una potenza pari al 50 % della sua potenza nominale. Il fotovoltaico quindi immette in rete una potenza pari a 30 KW, cioè il 30 % della potenza del carico; il restante 70 % dovrà quindi essere fornito dalla rete elettrica.

Tabella 5.3 Dati utilizzati nel caso 2

CASO 2		
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c.
Carico	105 kVA, $\cos\varphi=0,95$	100 kW
Tensione	400 V	750 V
GD	30 kW ⁴	30 kW
Lunghezza linea	100/300/500/700/1000 m	

Le perdite sono rappresentate in funzione della distanza Rete-GD (rappresentata in Figura 5.10) crescente, quindi partendo dalla GD posizionata ad inizio linea, per finire con la GD posizionata in prossimità del carico.

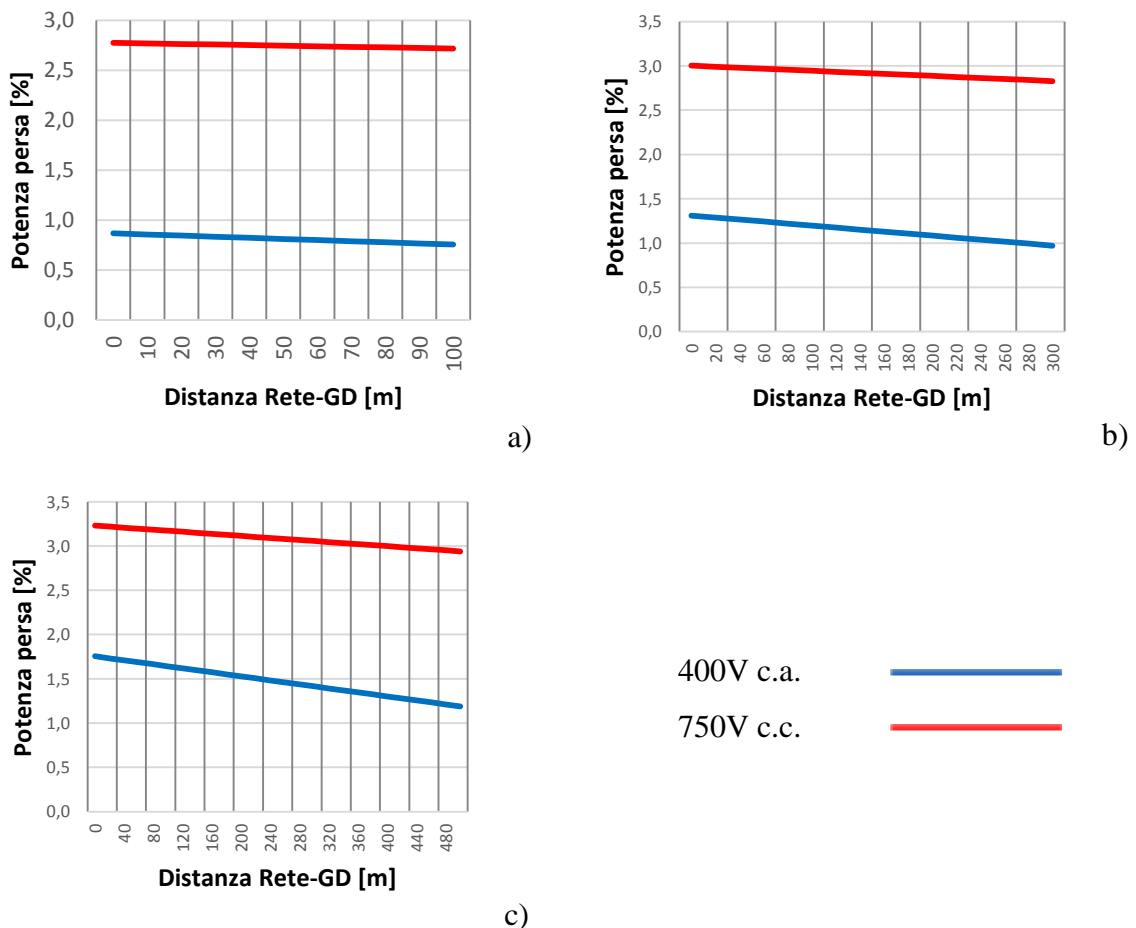


Figura 5.12 Perdite totali dei due sistemi: a) L=100 m, b) L=300 m, c) L=500 m

⁴ 30kW è la potenza generata dall'impianto fotovoltaico quando lavora al 50% della sua potenza installata.

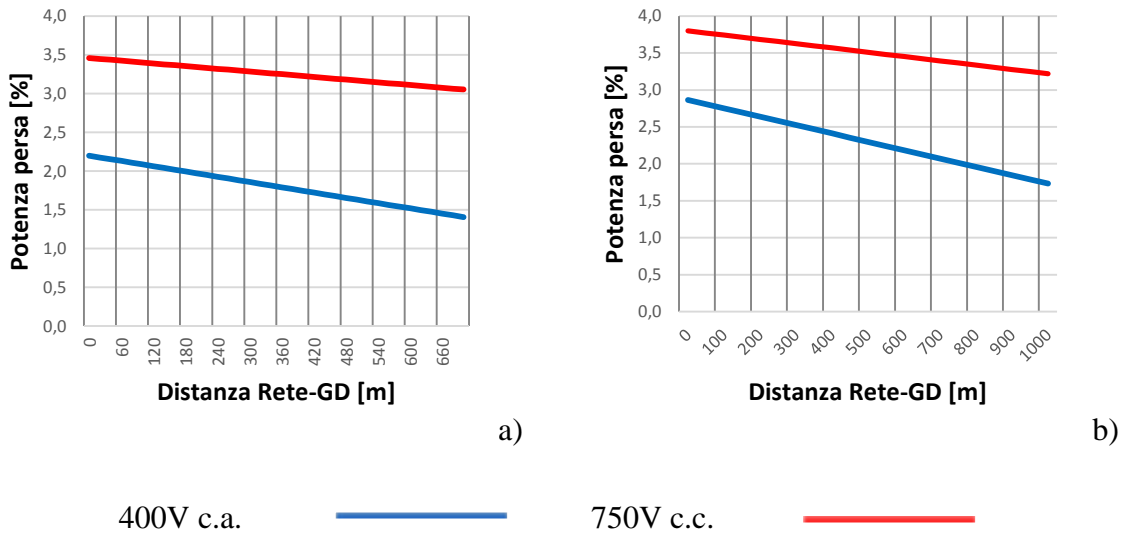


Figura 5.13 Perdite totali dei due sistemi: a) L=700 m, b) L=1 km

Si nota come, in nessuno di questi casi il sistema in c.c. ha delle perdite inferiori rispetto al caso in c.a.; per ottenere dei vantaggi è necessario confrontare i due sistemi considerando linee di distribuzione molto più lunghe; si è valutato che le perdite nel sistema in c.c. sono inferiori rispetto al sistema in c.a. per lunghezze superiori a 2 km, quando la GD sia situata ad inizio linea, come mostrato in Figura 5.14:

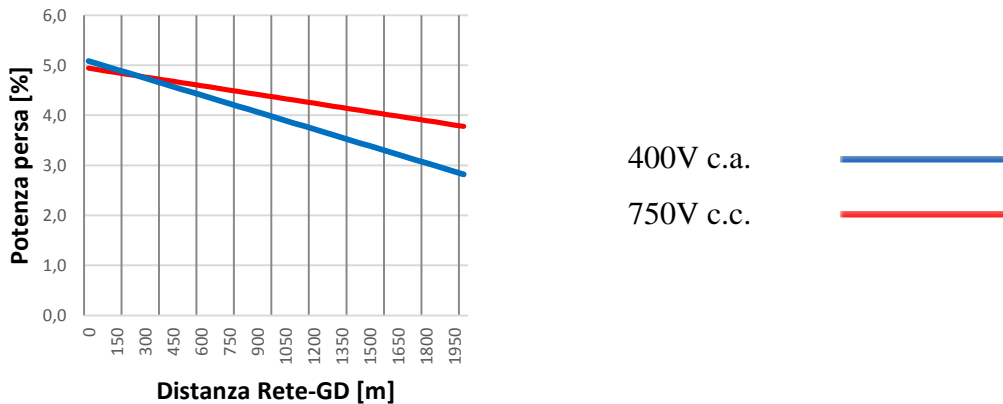


Figura 5.14 Perdite totali nei due sistemi quando L=2 km

Aumentare troppo la lunghezza delle linee di distribuzione in bassa tensione provoca un aumento rapido delle perdite (sono il 5 % del carico per una linea di 2 km), perché le correnti sono elevate, quindi è più conveniente passare ad una distribuzione in MT.

Si nota come, in tutti i casi visualizzati, le perdite diminuiscono all'aumentare della distanza Rete-GD; questo perché, come visibile in Figura 5.15, nella porzione di linea tra la GD e il carico transita tutta la potenza richiesta dal carico stesso, mentre nel tratto tra la rete e la GD transita solo la differenza tra la potenza del carico e quella della GD. Di

conseguenza nel tratto Rete-GD scorre sempre una corrente inferiore a quella che scorre nel tratto GD-Carico.

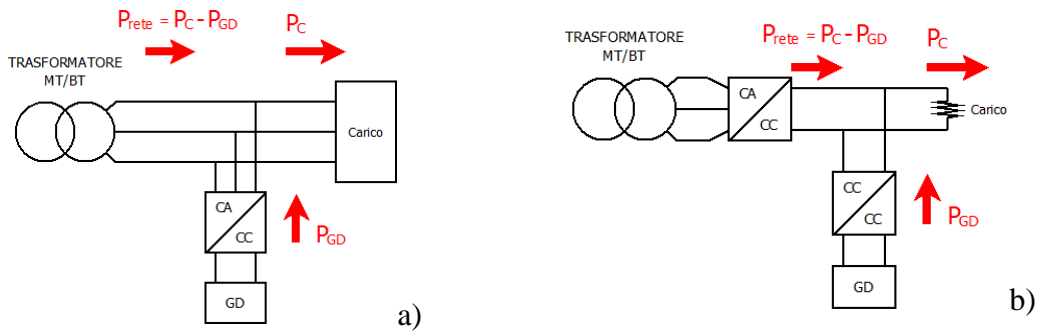


Figura 5.15 Flussi di potenza sulla linea in c.a. (a) e in c.c. (b)

5.3 Risultati del confronto tra sistema a 400 V c.a. e 1500 V c.c. in presenza di rete attiva (con GD) e passiva

È stato effettuato un ulteriore confronto tra sistemi in c.c. e in c.a., considerando ora il livello di tensione continua a 1500 V, cioè quello utilizzato nelle simulazioni effettuate nel Capitolo 4. In questo caso si è anche considerato il sistema bipolare effettuato con il livello di tensione pari a ± 750 V. Per il calcolo delle perdite sono state utilizzate le formule indicate nel Paragrafo 5.1.2, ed anche in questo caso non è stato possibile considerare tutte quelle perdite costanti elencate in precedenza. Si è notato però come il sistema unipolare a 1500 V richieda delle valvole che possano sostenere questa tensione, che hanno quindi perdite molto maggiori rispetto alle valvole che è possibile utilizzare per i convertitori del sistema bipolare (che devono sostenere una tensione di 750 V). Un esempio di possibili valvole da utilizzare nei due sistemi sono:

Tabella 5.4 Parametri moduli IGBT per le reti unipolari e bipolari

IGBT		Unipolare	Bipolare
Tensione collettore-emettitore	V_{ce} [V]	1700	1200
Corrente di collettore	I_c [A]	225	150
Corrente di collettore massima ripetitiva	I_{CM} [A]	450	300
Resistenza diretta	R_{on} [m Ω]	6,67	6,7
Tensione collettore-emettitore a vuoto	V_{ceo} [V]	1	0,8
Energia persa in accensione	E_{on} [mJ]	71,5	11
Energia persa in spegnimento	E_{off} [mJ]	70,5	22

Diodo		Unipolare	Bipolare
Tensione diretta	V_{d0} [V]	0,8	1
Massima corrente inversa	I_{RRM} [A]	285	300
Resistenza diretta diodo	R_d [m Ω]	3,33	5
Energia persa nel tempo di recupero	E_{rec} [mJ]	54	12

I calcoli effettuati con le sole formule citate nel Paragrafo 5.1.2 hanno evidenziato che, il rapporto tra i rendimenti dei convertitori della rete bipolare e quello della rete unipolare è pari a 1,02. Questo perché, come visibile in Tabella 5.4, l'energia persa in commutazione dalle valvole del sistema unipolare è maggiore di quasi tre volte rispetto a quella delle valvole del sistema bipolare; inoltre le perdite in conduzione sono maggiori nel sistema unipolare perché la corrente che transita nelle sue valvole è doppia rispetto a quella delle valvole del sistema bipolare.

Si è scelto quindi di utilizzare per i convertitori c.a./c.c. della rete bipolare dei rendimenti uguali a quello del convertitore della rete unipolare a 750 V (visibile in Figura 5.6), mentre per la rete unipolare si è scelto di mantenere il rapporto tra i rendimenti di 1,02. I rendimenti dei convertitori delle due reti sono riportati in Figura 5.16:

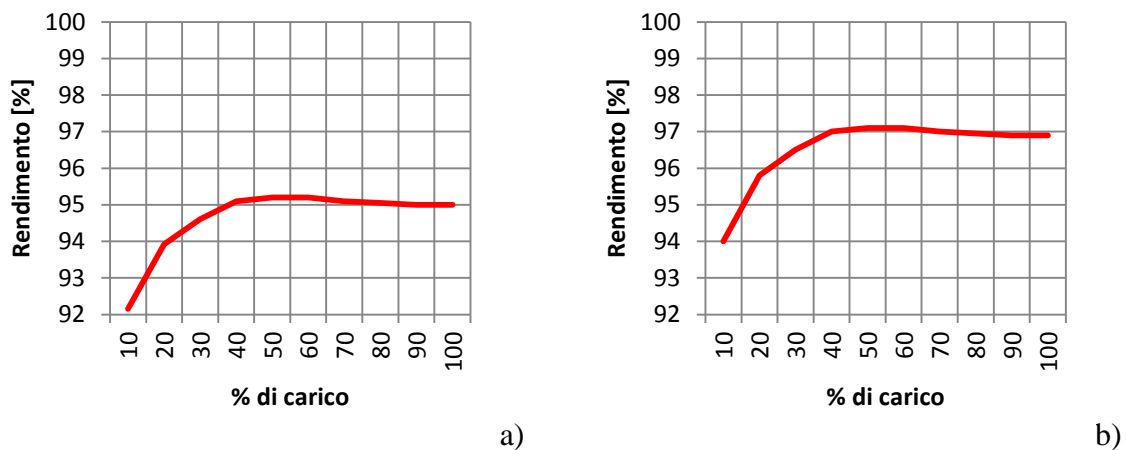


Figura 5.16 Rendimenti dei convertitori c.a./c.c.: a) rete unipolare, b) rete bipolare

I rendimenti dei convertitori di interfaccia per la GD invece sono stati considerati invariati. Sono state fatte le valutazioni con le stesse lunghezze di linea, gli stessi carichi e le stesse condizioni del caso precedente, in modo da poterli confrontare.

5.3.1 Caso 1: linee di distribuzione passive

In questo caso sono state valutate le perdite totali nei due sistemi, 400 V c.a. e 1500 V c.c., in assenza di GD, quindi considerando solo le perdite lungo la linea e i convertitori di interfaccia.

I dati principali utilizzati in questo confronto sono elencati in Tabella 5.5:

Tabella 5.5 Dati utilizzati nel caso 1

CASO 1			
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c. unipolare	Sistema in c.c. bipolare
Carico	105kVA, $\cos\phi=0,95$	100kW	100kW
Tensione	400V	1500V	$\pm 750V$
GD	-	-	-
Lunghezza linea	1000/3500m		

Anche in questo caso sono state valutate le perdite dei due sistemi all'aumentare della lunghezza della linea di distribuzione; i risultati sono mostrati in Figura 5.16:

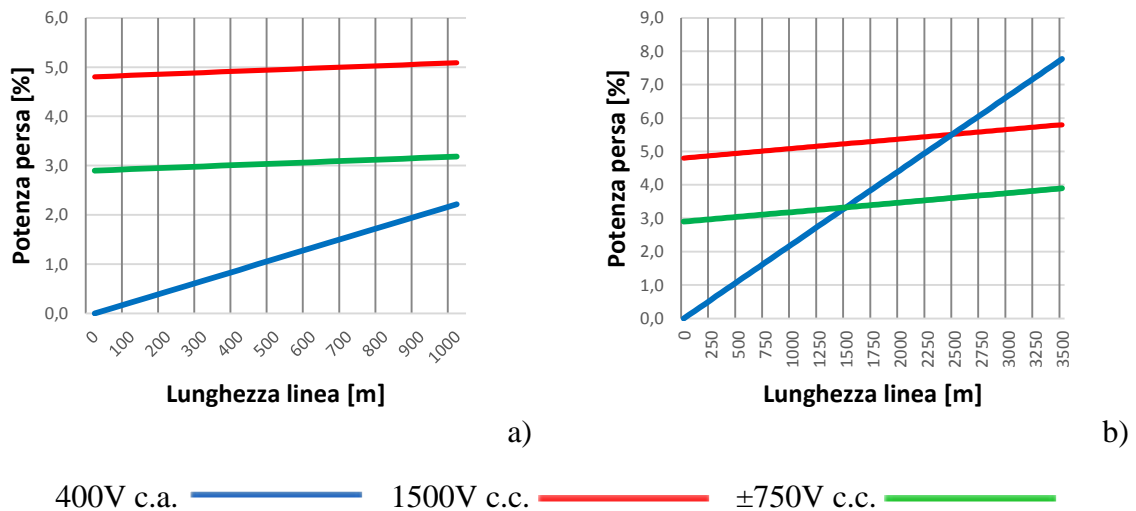


Figura 5.17 Potenza persa in assenza di GD: a) L=1km, b) L=3,5km

Anche se nella distribuzione a 1500 V le perdite in linea sono diminuite rispetto a quelle del sistema a 750 V, dato che la corrente è dimezzata, le perdite totali del sistema, in assenza di GD sono ancora maggiori rispetto a quelle del sistema a 400 V c.a. Le perdite dei sistemi in c.c. e c.a. sono equivalenti quando la lunghezza della linea è pari a 1,5 km nel caso bipolare e 2,5 km nel caso unipolare. Rispetto al caso precedente quindi, le perdite

dei sistemi in corrente continua sono inferiori, perché si sta utilizzando un livello di tensione superiore.

5.3.2 Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD)

Sono state fatte le stesse considerazioni effettuate per il confronto precedente (Paragrafo 5.2.2) e i dati principali utilizzati sono riassunti in Tabella 5.6:

Tabella 5.6 Dati utilizzati nel caso 2

CASO 2			
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c. unipolare	Sistema in c.c. bipolare
Carico	105 kVA, $\cos\phi=0,95$	100 kW	100 kW
Tensione	400 V	1500V	± 750 V
GD	30 kW	30 kW	30 kW
Lunghezza linea	100/300/500/700/1000 m		

Anche in questo caso si è ipotizzato di avere una GD che eroghi il 50 % della sua potenza nominale, quindi pari a 30 kW, che equivalgono al 30 % della potenza totale richiesta dal carico; il restante 70 % della potenza è ancora fornita dalla rete elettrica attraverso i convertitori c.a./c.c. in figura sono riportati gli andamenti delle perdite in funzione della posizione della GD lungo la rete, per diverse lunghezze della linea di distribuzione.

Anche in questo caso nessuna lunghezza inferiore a 1 km, per le linee di distribuzione, permette di avere delle perdite del sistema in c.c. inferiori di quelle del sistema in c.a.. L'unico caso in cui le perdite tra il sistema bipolare in c.c. e il sistema in c.a. sono uguali è il caso di linea di 1km, con GD ad inizio linea. Di conseguenza, per ottenere dei vantaggi sarà necessario utilizzare il sistema c.c. per linee di lunghezza superiore a 1 km. In questo caso invece il sistema unipolare non ha mai dei vantaggi perché l'utilizzo di valvole che sopportano una tensione di 1500 V comporta delle perdite molto più alte rispetto al sistema 750 V.

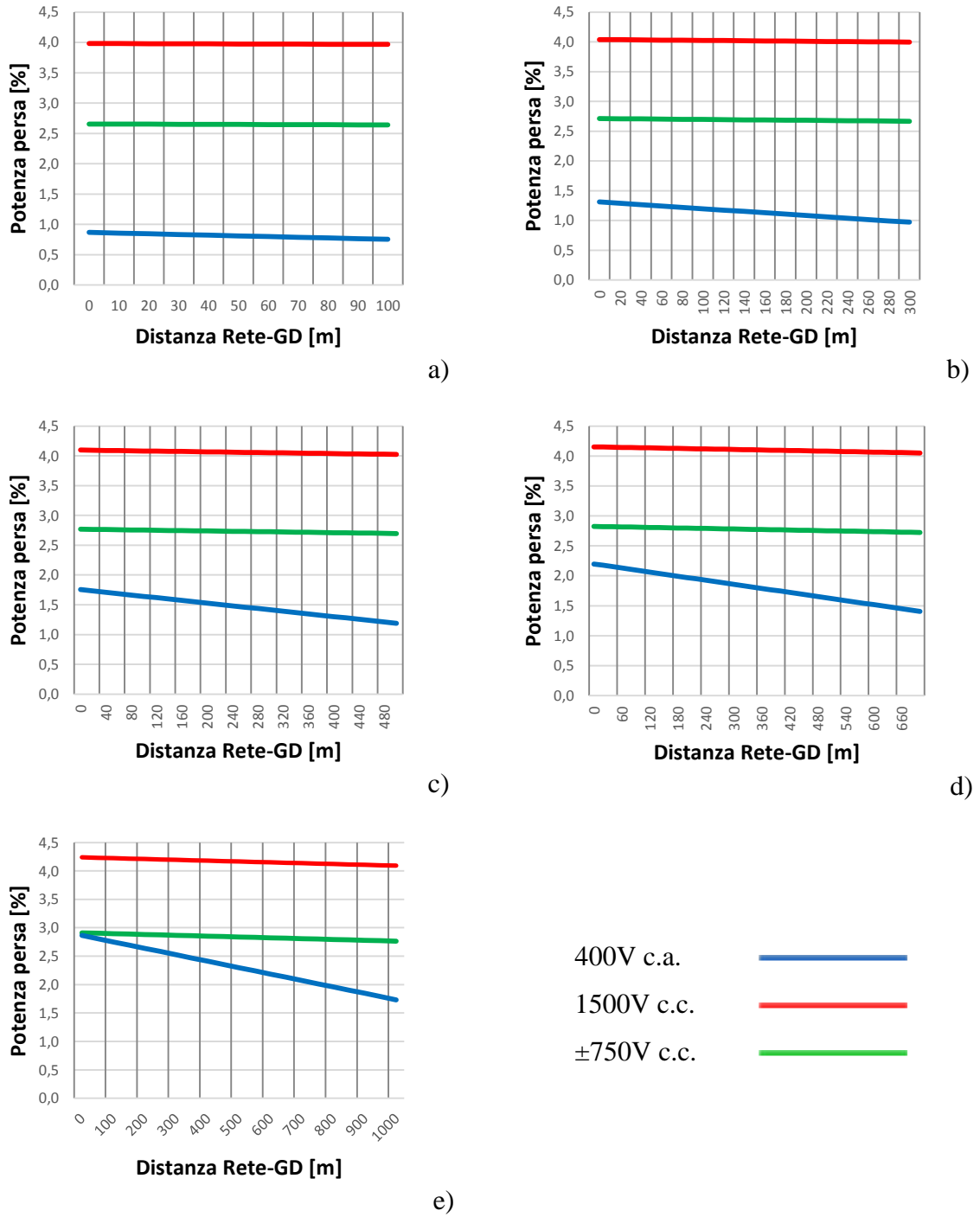


Figura 5.18 Perdite totali dei due sistemi: a) L=100 m, b) L=300 m, c) L=500 m, d) L=700 m, e) L=1 km

5.4 Analisi di sensitività

Un'analisi di sensitività consiste nel valutare gli effetti che comporta, nel risultato di un modello matematico, la variazione di un coefficiente all'interno del modello stesso. In questo caso, si è verificato che il rendimento dei convertitori di interfaccia con la rete è uno dei parametri che influenza maggiormente il calcolo delle perdite, di conseguenza l'analisi di sensitività è stata effettuata facendo variare il suo rendimento. Questa analisi è stata effettuata anche perché, come detto in precedenza, non è stato possibile effettuare una stima corretta dei rendimenti dei convertitori c.a./c.c.

Si è scelto di far variare il rendimento dei convertitori di interfaccia con la rete, partendo da un minimo di 90 % fino ad un massimo di 99 % (valore che, con le tecnologie attuali, è difficilmente raggiungibile). Per i convertitori di interfaccia per la GD invece si è scelto di non far variare i loro rendimenti, ma di considerare quelli utilizzati in precedenza (Figura 5.7 e Figura 5.8).

L'analisi è effettuata sia per il confronto tra i sistemi 400 V c.a. e 750 V c.c. e tra i sistemi 400 V c.a. e 1500 V c.c.. In entrambi i casi sono stati effettuati i confronti considerando per prima cosa la rete passiva e successivamente la rete attiva, in presenza di GD lungo linea, in diverse posizioni.

5.4.1 Caso 1: linee di distribuzione passive

Confronto tra 400 V c.a. e 750 V c.c.

È stato effettuato lo stesso confronto fatto nel Paragrafo 5.2.1, con differenti valori di rendimento. L'unico caso mostrato è quello riguardante la linea di lunghezza pari a 1km, perché, come visibile in Figura 5.19, è necessario un rendimento dei convertitori di interfaccia superiore al 99% per permettere alla corrente continua di avere delle perdite inferiori al sistema in corrente alternata. Questi valori di rendimento non sono raggiungibili con le tecnologie attuali, per macchine di questa taglia, quindi è possibile dire che in assenza di GD, per questo caso, non conviene utilizzare una distribuzione in c.c.

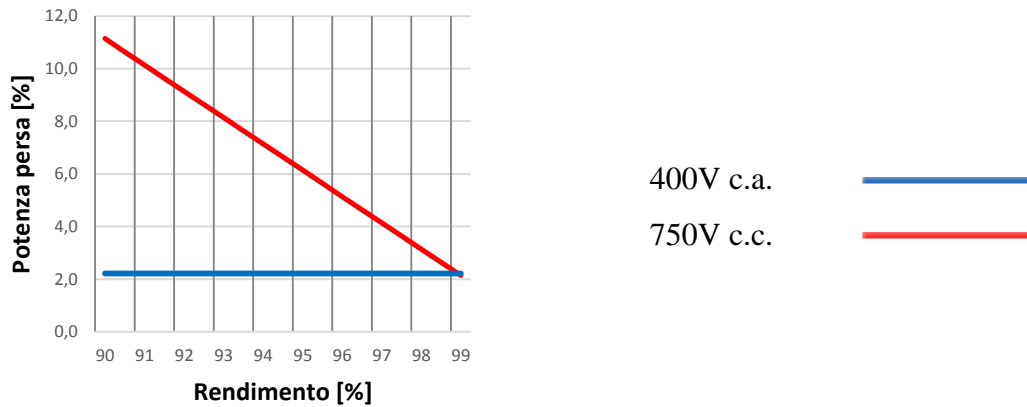


Figura 5.19 Potenza persa in assenza di GD con linea di lunghezza 1 km (sistemi c.a. e c.c. unipolare)

Confronto tra 400 V c.a. e 1500 V c.c.

È stato effettuato lo stesso confronto fatto nel Paragrafo 5.3.1, con differenti valori di rendimento. Non è stato analizzato il sistema unipolare, nel caso 1500 V, perché, come visto in precedenza, le sue perdite erano sempre superiori rispetto al sistema bipolare. In Figura 5.20 sono riportati gli andamenti delle perdite nei sistemi in c.a. e in c.c. bipolare; si nota come, in assenza di GD siano necessari, per i convertitori c.a./c.c. di interfaccia con la rete, dei rendimenti superiori al 98 %

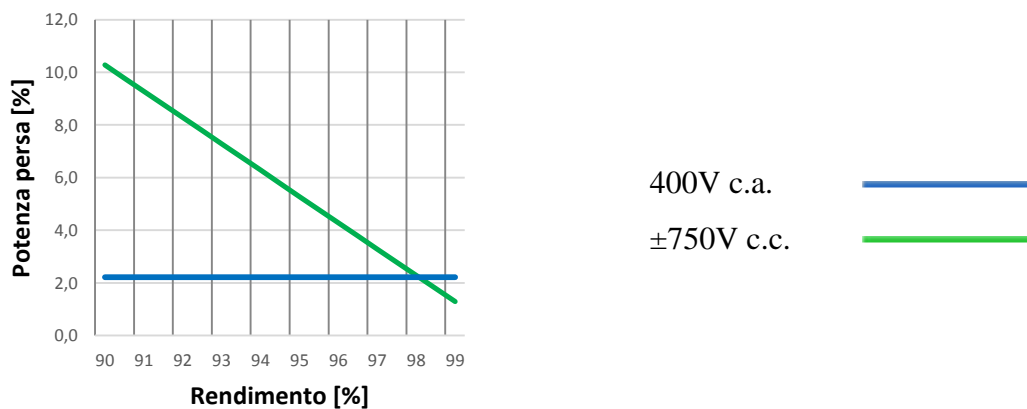


Figura 5.20 Potenza persa in assenza di GD con linea di lunghezza 1 km (sistemi c.a. e c.c. bipolare)

5.4.2 Caso 2: linee di distribuzione attive (in presenza di GD)

Confronto tra 400 V c.a. e 750 V c.c.

In questo caso sono analizzate le perdite dei due sistemi al variare della lunghezza della linea, al variare dei rendimenti dei convertitori e considerando, per semplicità solo due posizioni della GD lungo a linea: all'inizio della linea (caso più favorevole per la c.c.) e in prossimità del carico (caso più favorevole per la c.a.). In Tabella 5.7 sono riportati i dati utilizzati per questo confronto:

Tabella 5.7 Dati utilizzati per il confronto

CASO 2		
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c.
Carico	105 kVA, $\cos\varphi=0,95$	100 kW
Tensione	400 V	750 V
GD	30 kW	30 kW
Lunghezza linea	100/300/500/700/1000 m	
Rendimenti	90÷99 %	

I primi due casi, quelli con linee di distribuzione di lunghezza 100 m e 300 m, non sono riportati perché, come è visibile in Figura 5.21, solo per una linea di lunghezza pari a 500 m esiste un valore di rendimento che permetta alla c.c. di avere un vantaggio nei confronti della c.a.. In Figura 5.21-a sono riportati gli andamenti delle perdite al variare del rendimento dei convertitori c.a./c.c., quando la GD è posizionata ad inizio linea: si nota come sia necessario un rendimento superiore al 99 % affinché le perdite del sistema in c.c. siano inferiori a quelle del sistema in c.a.. Un rendimento così alto permette di capire che, nelle linee di lunghezza inferiore a 500 m non si sia nessun valore di rendimento che avvantaggi la c.c. In Figura 5.21-b invece sono riportati gli andamenti delle perdite quando la GD è a fine linea, cioè il caso in cui la c.a. è maggiormente favorita: in queste condizioni di carico e di lunghezza di linea la c.c. non può mai essere vantaggiosa.

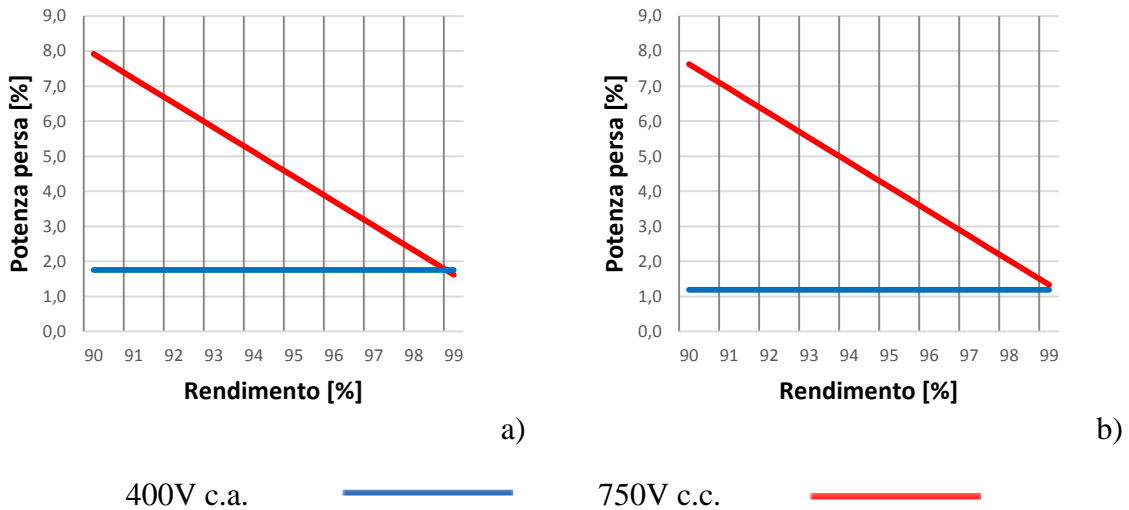


Figura 5.21 Potenza persa in presenza di GD in L=500 m: a) GD a inizio linea, b) GD a fine linea

In Figura 5.22-a e b sono riportati gli andamenti delle perdite dei due sistemi per una linea di lunghezza pari a 700 m. Per quanto riguarda la figura a, che riporta le perdite quando la GD è ad inizio linea (condizione favorevole per la c.c.), si nota come sia necessario un rendimento dei convertitori maggiore del 98,5 % per avvantaggiare la c.c. rispetto alla c.a., che si potrebbe raggiungere con le tecnologie attuali. In figura b invece sono riportate le perdite quando la GD è a fine linea: in questo caso sono richiesti rendimenti superiori al 99 %.

In Figura 5.22-c e d invece gli andamenti riportati si riferiscono ad una linea di 1 km. Nella figura c sono riportate le perdite quando la GD è ad inizio linea e il rendimento richiesto ai convertitori affinché le perdite in c.c. siano inferiori a quelle in c.a. deve essere superiore al 98 %.; quello richiesto quando la GD è a fine linea (figura d) anche in questo caso deve essere superiore al 99 %.

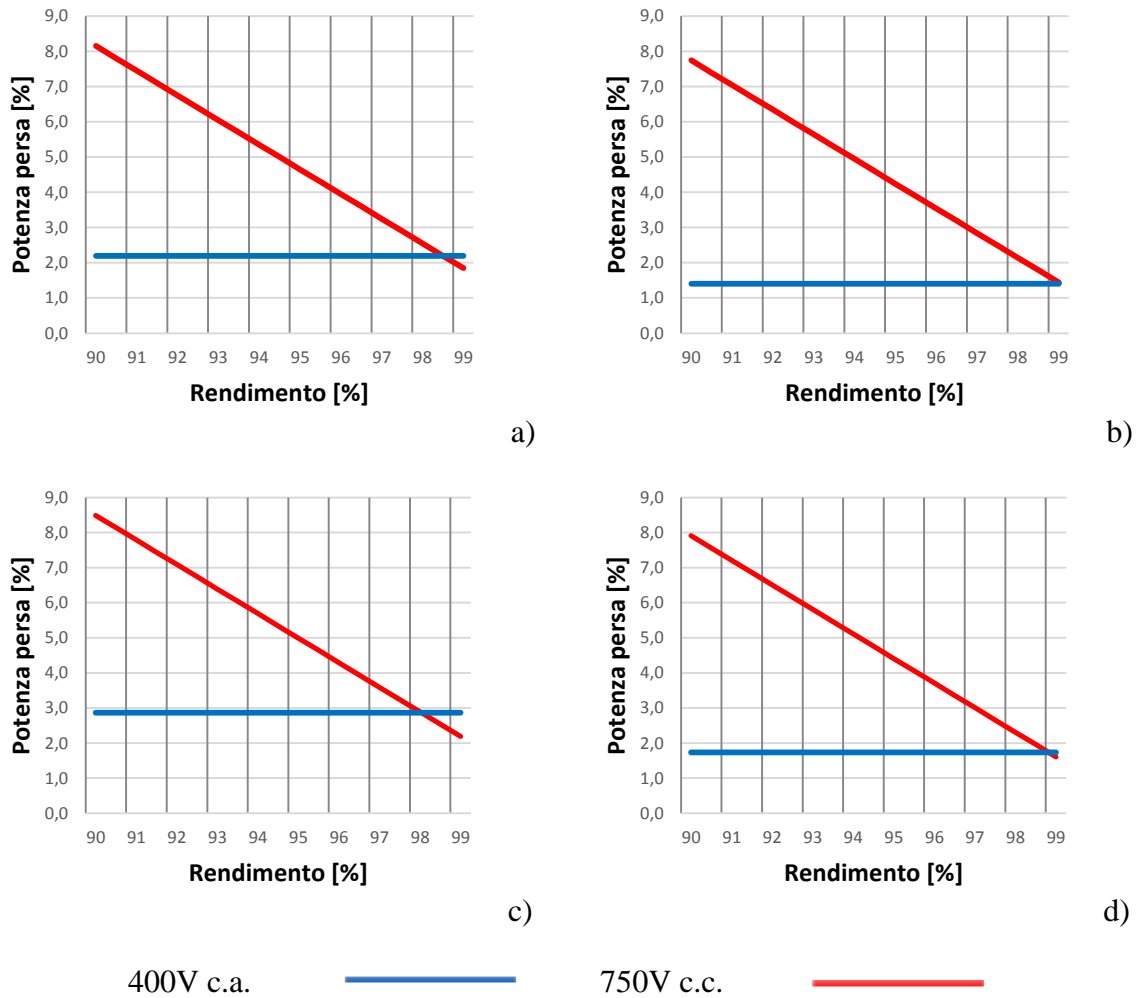


Figura 5.22 Potenza persa in presenza di GD: a) GD a inizio linea (L=700 m), b) GD a fine linea (L=700 m), c) GD a inizio linea (L=1 km), d) GD a fine linea (L=1 km)

Confronto tra 400 V c.a. e 1500 V c.c.

Anche in questo caso sono analizzate le perdite dei due sistemi al variare della lunghezza della linea, al variare dei rendimenti dei convertitori e considerando solo due posizioni della GD lungo a linea: all'inizio della linea (caso più favorevole per la c.c.) e in prossimità del carico (caso più favorevole per la c.a.). In Tabella 5.8 sono riportati i dati utilizzati per questo confronto:

Tabella 5.8 Dati utilizzati per il confronto

CASO 2		
	Sistema in c.a.	Sistema in c.c.
Carico	105 kVA, $\cos\varphi=0,95$	100 kW
Tensione	400 V	± 750 V
GD	30 kW	30 kW
Lunghezza linea	100/300/500/700/1000 m	
Rendimenti	90÷99 %	

È studiato solo il sistema bipolare perché, a parità di condizioni, nel Paragrafo 5.3 si è visto che le sue perdite sono sempre inferiori rispetto a quelle del sistema unipolare.

In Figura 5.23-a e b sono riportati gli andamenti delle potenze perse in presenza di GD ad inizio linea, per linee di 300 m e 500 m. Il caso di linea di lunghezza 100 m non è stato riportato perché è troppo corta per avere dei vantaggi del sistema in c.c. sul sistema in corrente alternata.

Si nota come siano necessari rendimenti superiori al 98,5 % per avere, in questo caso con $L = 500$ m, delle perdite del sistema in c.c. inferiori a quelle del sistema in c.a.

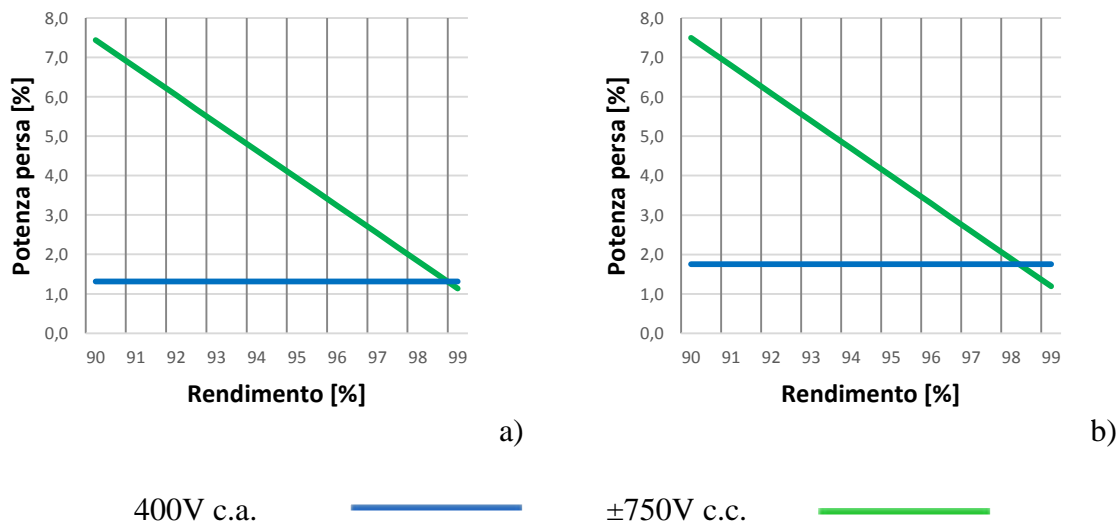


Figura 5.23 Potenza persa in presenza di GD ad inizio linea, con: a) $L=300$ m, b) $L=500$ m

In Figura 5.24-a e b sono riportati gli andamenti delle perdite di potenza in linee di 700 m per sistemi in c.c. (verde) e c.a. (blu) quando la GD è ad inizio linea e fine linea. In Figura 5.24-c e d invece sono riportati gli stessi andamenti, ma per una linea di lunghezza pari a 1 km. In entrambi i casi, quando la GD è a fine linea e la c.c. è sfavorita, sono richiesti dei rendimenti dei convertitori della rete c.c. troppo alti per ottenere dei vantaggi rispetto al

sistema c.a. Nei due casi di GD ad inizio linea invece i rendimenti minimi necessari sono: 98 % per linee di 700 m e 97 % per linee di 1km.

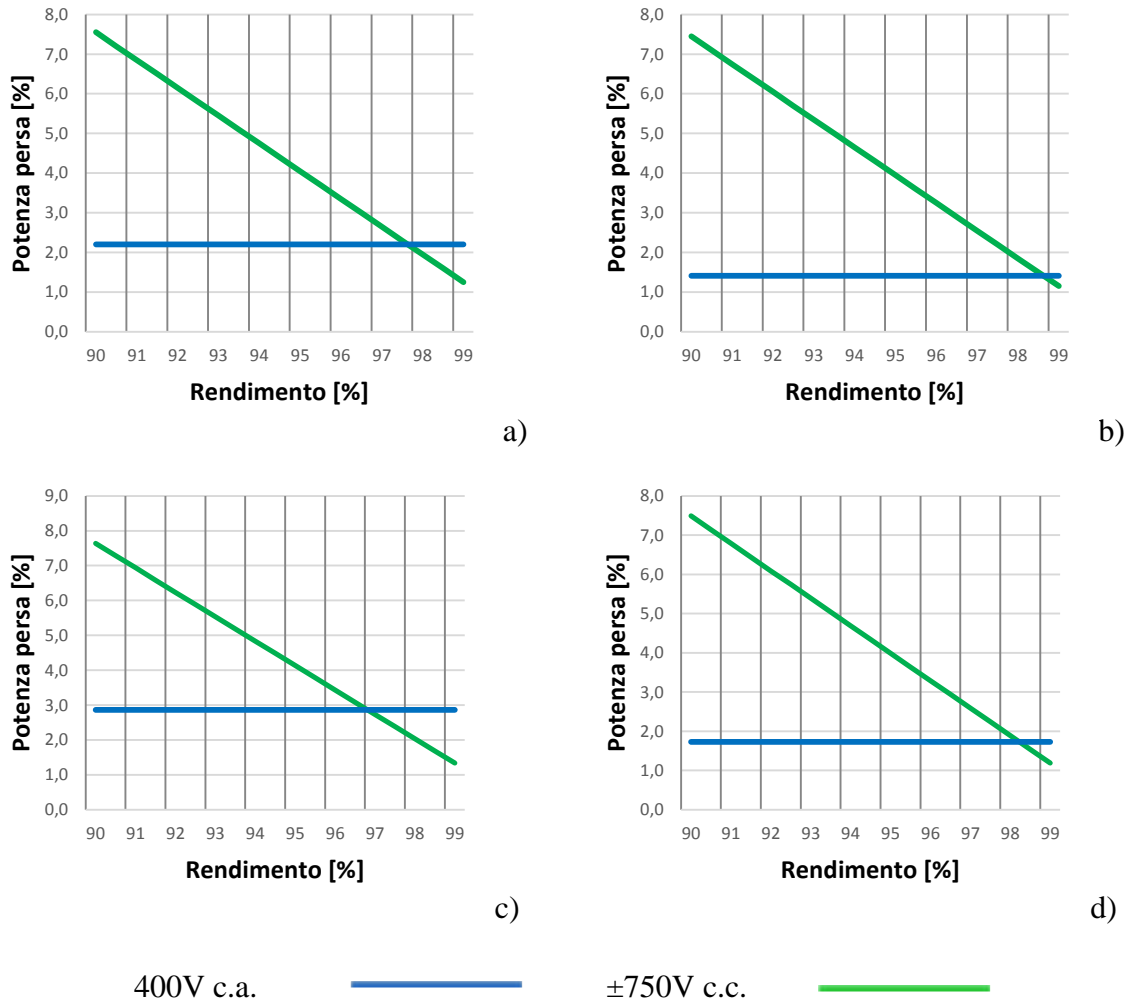


Figura 5.24 Potenza persa in presenza di GD: a) GD a inizio linea (L=700 m), b) GD a fine linea (L=700 m), c) GD a inizio linea (L=1 km), d) GD a fine linea (L=1 km)

5.5 Considerazioni finali

In questo capitolo sono state analizzate le perdite dei sistemi in c.c. e c.a. per due diversi livelli di tensione, al variare della lunghezza della linea di distribuzione e della posizione della GD lungo la linea. Le analisi effettuate hanno permesso di effettuare le seguenti considerazioni:

- il caso più favorevole per la distribuzione in c.c., in termini di potenza persa, è quello con la GD in prossimità dei convertitori di interfaccia con la rete c.a., mentre quello più favorevole per la distribuzione in c.a. è quello con GD in prossimità del carico;

-
- nel primo confronto tra i sistemi 400 V c.a. e 750 V c.c. (unipolare) si è potuto notare che, con i carichi e la GD considerate, le perdite di potenza nel sistema c.c. si sono rivelate maggiori rispetto a quello in c.a.;
 - nel secondo confronto tra i sistemi 400 V c.a. e 1500 V c.c. (unipolare e bipolare) si è potuto notare che, con i carichi e la GD considerate, anche in questo caso le perdite di potenza nel sistema c.c. si sono rivelate maggiori rispetto a quello in c.a.;
 - il sistema di distribuzione in c.c. bipolare ha mostrato perdite inferiori rispetto al sistema unipolare, a parità di prestazioni tra i due, dovuto al fatto che per il sistema bipolare è possibile scegliere valvole che sopportino una tensione inferiore rispetto a quelle del sistema unipolare, quindi che abbiano perdite inferiori;
 - l'analisi di sensitività effettuata al variare dei rendimenti dei convertitori c.a./c.c. di interfaccia con la rete c.a. ha mostrato che, in generale, per la rete a ± 750 V, sono richiesti rendimenti superiori al 98 % per linee di distribuzione di lunghezza compresa tra 700 m e 1 km, mentre per lunghezze superiori sono richiesti rendimenti superiori al 97 %; per la rete a 750 V invece sono richiesti rendimenti superiori al 98,5% per linee di lunghezza superiore a 1 km. In entrambi i casi la GD è posizionata all'inizio della linea, essendo il caso più favorevole per la c.c.;
 - una presenza sempre maggiore di GD connessa alla rete di distribuzione permetterebbe alla rete in c.c. di avere perdite totali inferiori a quelle della rete in c.a. perché, a parità di potenza, i convertitori c.c./c.c. di interfacciamento della GD con la rete c.c. hanno perdite inferiori rispetto ai convertitori c.c./c.a. di interfacciamento della GD con la rete in c.a..

In questa metodologia non sono stati presi in considerazione i sistemi di accumulo perché sarebbe stato necessario valutare nel dettaglio i tempi di carica e scarica dell'accumulo stesso, gli intervalli temporali in cui questi si verificano e le modalità di ricarica (attraverso la rete in c.c. o tramite l'assorbimento di energia direttamente dalla GD).

6 CONCLUSIONI

Gli obiettivi con i quali questa tesi è stata svolta sono principalmente due: la caratterizzazione del comportamento e delle performance di una rete di distribuzione c.c. in bassa tensione, in configurazione sia unipolare sia bipolare, in condizioni di regime e in presenza di transitori dinamici e lo sviluppo di una metodologia per la valutazione delle perdite di potenza di questi sistemi in c.c. per confrontarle con quelle delle reti di distribuzione tradizionali in c.a..

Il primo obiettivo è stato perseguito realizzando un dimensionamento di massima del sistema c.c. e un modello di simulazione in Matlab-Simulink grazie al quale sono state svolte le simulazioni digitali (Capitolo 4) per diverse condizioni di funzionamento. In particolare si è considerato il caso di rete sia passiva sia attiva, per reti in c.c. unipolari e bipolari. I risultati di simulazione hanno mostrato come, grazie ai convertitori di interfaccia con la rete, sia possibile disaccoppiare la rete c.c. dalla rete c.a. evitando che i transitori nella rete in corrente continua si possano propagare anche nella rete in corrente alternata. Inoltre è stato verificato che, grazie alla capacità di regolazione della tensione continua da parte dei regolatori, la variazione della tensione continua durante i transitori in condizione di regime (ad esempio di attacco e distacco di carico nella rete c.c.) non varia al di fuori dell'intervallo $\pm 5\%$ del suo valore nominale, e in caso di rete bipolare i convertitori sono in grado di regolare la tensione al bus c.c. ad un valore stabile e costante anche in presenza di carichi squilibrati. In ultima analisi è stata poi dimostrata la capacità dei convertitori di gestire un flusso bidirezionale di potenza per gestire gli scambi con la rete c.a..

Il secondo obiettivo ha visto la definizione di una metodologia per la valutazione delle perdite dei sistemi di distribuzione BT in c.c. e c.a.. In particolare si è posta l'attenzione su i seguenti componenti: convertitori e linee, per i quali si sono presi in considerazione i loro principali fattori di perdita: effetto Joule nei conduttori elettrici e perdite per commutazione, conduzione e fisse nei convertitori. I risultati, riportati nel Capitolo 5, hanno evidenziato che, la distribuzione in c.c. ha un numero di elementi superiore rispetto alla distribuzione in c.a. (come ad esempio i convertitori di interfaccia) e che i rendimenti dei convertitori costituiscono un punto critico per la valutazione delle perdite.

Nello studio si sono considerate configurazioni passive e attive della rete e sono state condotte anche analisi di sensitività al variare della lunghezza della linea di distribuzione (tra convertitore e carico), della posizione della Generazione Distribuita (GD) lungo la linea stessa e dei rendimenti dei convertitori c.a./c.c. di interfaccia con la rete c.a. L'analisi ha mostrato che è possibile realizzare un sistema di distribuzione in c.c. a 750V con perdite inferiori rispetto ad un sistema tradizionale in c.a., con le condizioni di carico e GD prese in esame, se si hanno una linea di lunghezza superiore a 1km e rendimenti superiori al 98,5 %. Mentre se la tensione della rete c.c. è maggiore (± 750 V) il vantaggio della distribuzione in c.c. si ha anche per lunghezza di linea inferiori al km e rendimenti dei convertitori più bassi (ad esempio di lunghezza compresa tra 700 m e 1 km e rendimenti superiori al 98 %, oppure lunghezza superiore ad 1km e rendimenti maggiori di 97 %).

È stato inoltre verificato che, a parità di prestazioni dinamiche scelte in fase di dimensionamento, verificate nel Capitolo 4, nel sistema di distribuzione bipolare in c.c. la tensione applicata ai capi delle valvole dei convertitori è inferiore rispetto al caso unipolare e pertanto nella scelta dei componenti si hanno dei vantaggi in termini di energia persa in fase di commutazione.

Per quanto riguarda la presenza della GD, dalle analisi relative alle perdite si è evidenziato che il suo contributo principale alle perdite è dato dal convertitore di interfaccia, che può essere di due tipi: c.c./c.c. in caso di distribuzione in corrente continua, c.c./c.a. in caso di distribuzione in corrente alternata. Alla luce del fatto che i convertitori c.c./c.c. hanno rendimenti maggiori rispetto a quelli c.c./c.a., si è verificato che, all'aumentare della presenza della GD nella rete, la distribuzione in c.c. diventa sempre più vantaggiosa rispetto a quella in c.a.

Alla luce di queste considerazioni, è auspicabile che, grazie ai continui miglioramenti nel campo dell'elettronica di potenza avuti fino ad ora, in futuro si abbia un miglioramento in termini di rendimento di questi dispositivi, e una possibile diminuzione dei costi; questo porterebbe vantaggi notevoli rispetto alle valutazioni effettuate in questa tesi. Una possibile valutazione futura dovrà quindi essere un confronto tra i sistemi in c.a. e quelli in c.c., non solo dal punto di vista tecnico/prestazionale, ma anche dal punto di vista economico, per verificare la fattibilità dell'utilizzo di questi nuovi sistemi nell'ambito della distribuzione elettrica. Un campo possibile di applicazione potrà essere, ad esempio, lo studio per una possibile sostituzione di una parte delle linee di distribuzione in MT con linee in bassa tensione in corrente continua [20].

Un'altra prospettiva per la diffusione dei sistemi di distribuzione in c.c. è quella che vede un'integrazione dei sistemi di distribuzione in c.c. con i sistemi tradizionali in c.a., in modo da sfruttare i benefici delle reti c.c. in situazioni in cui si hanno esigenze specifiche, quali ad esempio: l'elevato livello di Power Quality richiesto nei data center, o la necessità di connettere in modo più agevole la GD da fonte rinnovabile, e i sistemi di accumulo, alla reti di distribuzione.

La parte di ricerca bibliografica dello stato dell'arte dei sistemi di distribuzione in corrente continua ha consentito di fornire un contributo all'articolo "Reverse supply of an AC distribution feeder through a Medium Voltage DC link", sottomesso e approvato dalla International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'16) [21].

La metodologia per la valutazione delle perdite in sistemi di distribuzione c.a. e c.c., anche in presenza di generazione distribuita, costituirà una parte del rapporto di Ricerca di Sistema anno 2015 dal titolo "Integrazione di collegamenti in corrente continua nelle reti di distribuzione in MT: studio delle condizioni di guasto nelle reti c.a. e c.c.".

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] Lana, A. "LVDC power distribution system: computational modelling." Acta Universitatis Lappeenrantaensis, 2014.
- [2] Naakka, V.I.I.V.I. "Reliability and Economy Analysis of the LVDC Distribution System." Master's Thesis, Tampere University of Technology, Tampere, Finland 2011.
- [3] Salonen, P. et al. "An LVDC distribution system concept." Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE/2008), June 9-11, 2008, Espoo, Finland. Helsinki University of Technology, 2008.
- [4] KEPCO Research Institute. "The Development of LVDC Distribution System in KOREA". LVDC-Redefining Electricity, First International Conference on Low Voltage Direct Current, 2015.
- [5] Kaipia, T., Karppanen, J., Mattsson, A., Lana, A., Nuutinen, P., Peltoniemi, P. & Kim, J. "A system engineering approach to low voltage DC distribution", 2013.
- [6] Kaipia, T., Salonen, P., Lassila, J., Partanen, J., "Application of Low Voltage DC-Distribution System – A Techno-Economical Study", In 19th Int. Conf. on Electricity Distribution 2007, May.
- [7] Kaipia, T., Nuutinen, P., Pinomaa, A., Lana, A., Partanen, J., Lohjala, J., Matikainen, M., "Field test environment for LVDC distribution - implementation experiences," Proceedings CIRED 2012 Workshop, pp.1-4.
- [8] Nuutinen, Pasi, et al. "Experiences from use of an LVDC system in public electricity distribution." Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on. IET, 2013.
- [9] Turbine eoliche ad asse orizzontale o verticale - un confronto“, <http://www.energyhunters.it/content/turbine-eoliche-ad-asse-orizzontale-o-verticale-un-confronto>
- [10] Belloni F., Brambilla A., Gandolfi C., Gropelli P., Villa A., "Studio e avvio sviluppo prototipale di un dispositivo per le reti BT con finalità di miglioramento della Power Quality e gestione di sistemi di accumulo" Febbraio 2014, www.rse-web.it.

-
- [11] Superti Furga G. "Trasformazione di Park", Marzo 2005.
- [12] Raciti A. "Appunti di elettronica industriale di potenza" Anno 2002/2003.
- [13] http://www.google.it/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=0ahUKEWj2ucypl97KAhWE_nIKHZKjAsoQFgg0MAM&url=http%3A%2F%2Fwww.rellpower.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2015%2F07%2Fdnx_an6156_1.pdf&usg=AFQjCNHnXckBrftH2LqbcYJ7vMXVw4DVkA&sig2=CsTs5RNi0D_3iHn2gMC11g&bvm=bv.113370389,d.bGQ&cad=rja
- [14] Data sheet diodo VS-SD203N/R Series, Vishay Semiconductors.
- [15] [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/b547041d9c929150c1257cba002a55b3/\\$FILE/Presentation_String+Inverters_13.02.2014.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/b547041d9c929150c1257cba002a55b3/$FILE/Presentation_String+Inverters_13.02.2014.pdf).
- [16] Floriani, I., "Progettazione, analisi e realizzazione di un sistema di gestione dell'energia di un veicolo a fuel cell." 2014.
- [17] Rafiq M., Fareed Ul Hasan M., "Design and Analysis of 60 kW DC-DC Converter for Hybrid Electric Vehicle Applications" Master Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg
- [18] ABB, PRO-33.3-TL-OUTD 33kW.
- [19] <http://www.energyhunters.it/content/fotovoltaico-e-batterie-su-abitazione-%E2%80%93-lesempio-tipico-di-abitazione-italia>.
- [20] Brenna, M., Tironi, E., Ubezio, G., Kaipia, T., Lassila, J., Salonen, P., & Partanen, J., "Distributed generation in DC distribution system" In Proceedings International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2007.
- [21] Belloni F., Chiumeo R., Gandolfi C., Palladini D., Villa A., "Reverse supply of an AC distribution feeder through a Medium Voltage DC link", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICRE PQ'16), Madrid (Spain), 4-6 Maggio 2016.